

УДК 622.24, 504.61, 532.542, 536.252  
DOI: 10.18799/24131830/2024/10/4868  
Шифр специальности ВАК: 2.8.2, 01.02.05

## Прогресс в исследованиях ингибиторов набухания глин: аналитический обзор

С.С. Ал-обаиди, Д. Эван, С.Н. Харламов✉

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

✉ kharsn@mail.ru

**Аннотация. Актуальность.** Известно, что набухание стенки скважины вследствие присутствия воды негативно сказывается на буровой деятельности, вызывая существенный рост материальных средств. Использование различных ингибиторов позволяет предотвратить последствия этого эффекта и не допустить сужения ствола скважины. В этом смысле рассматриваемые в статье проблемы разработки полимерных, амино-, ионных жидких и сланцевых ингибиторов поверхностно-активных веществ весьма актуальны и представляют практический интерес для инженеров-нефтяников в части перспектив фундаментальных и прикладных исследований указанных вопросов. **Цель** работы связана с изучением: возможностей существующих подходов и методов, определяющих характеристики основных ингибиторов набухания глин; закономерностей изменения свойств традиционных и нетрадиционных глинистых материалов, а также механизмов набухания глин с выделением наиболее характерной группы этих ингибиторов. **Объект:** процессы минимизации эффекта сужения стенки в результате воздействия ингибиторов. **Методы:** систематический, критический и всесторонний анализ современных данных ингибирования набухания глин в области буровых растворов. **Результаты.** Проведен детальный анализ процесса набухания глин. Обсуждаются характеристики ингибиторов, необходимые для предотвращения набухания, в структуре которых содержится азот, ионные жидкости. Отмечается, что качественный ингибитор набухания глин должен: включать в свою основу водорастворимую объемную молекулу с отчетливой гидрофобной и гидрофильной структурой; иметь характеристики, позволяющие заменять гидратированные катионы промежуточного слоя некоторыми гидрофобными катионами, такими как ионы аммония вместо ионов натрия; отличаться способностью хорошо диспергировать множественные катионы. Установлено, что функциональные группы, которые поддерживают связывание ингибитора с силоксановыми группами глины, способны значительно расширять процесс набухания глин.

**Ключевые слова:** раствор, жидкости, глины, ингибитор, набухание, моделирование, механизмы

**Для цитирования:** Ал-обаиди С.С., Эван Д., Харламов С.Н. Прогресс в исследованиях ингибиторов набухания глин: аналитический обзор // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 10. – С. 146–166. DOI: 10.18799/24131830/2024/10/4868

---

UDC 622.24, 504.61, 532.542, 536.252  
DOI: 10.18799/24131830/2024/10/4868

## Progress on clay swelling inhibitors: a comprehensive review

S.S. Al-obaidi, D. Evan, S.N. Kharlamov✉

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

✉ kharsn@mail.ru

**Abstract. Relevance.** It is known that swelling of a well wall due to the presence of water negatively affects drilling operations, causing a significant increase in their material costs. The use of various inhibitors prevents this effect and the drilling mud reacting on wellbore narrowing. In this sense, the problems of developing polymer, amino-, ionic liquid and shale inhibitors of surfactants considered in the article are very relevant and of practical interest to oil engineers in terms of the prospects for fundamental and applied researches of these issues. **Aim.** To study the possibilities of existing approaches and methods that determine the characteristics of the main clay swelling inhibitors, the regularities of changes in the properties

of traditional and non-traditional clay materials, as well as the mechanisms of clay swelling with the identification of the most characteristic group of these inhibitors. **Object.** Processes of minimizing the effect of wall narrowing as a result of exposure to inhibitors. **Methods.** Systematic, critical and comprehensive analysis of modern data on clay swelling inhibition in the field of drilling muds. **Results.** The authors have carried out the detailed analysis of clay swelling. The paper discusses the characteristics of inhibitors required to prevent swelling, in the structure of which nitrogen and ionic liquids are contained. It is noted that a high-quality clay swelling inhibitor should include in its base a water-soluble bulk molecule with a distinct hydrophobic and hydrophilic structure; have characteristics, which allow replacing the hydrated cations of the intermediate layer with some hydrophobic cations, such as ammonium ions instead of sodium ions; differ in the ability to disperse multiple cations well. It was found that functional groups that support inhibitor binding to the siloxane groups of the clay are able to significantly expand clay swelling.

**Keywords:** mud, liquids, clays, inhibitor, swelling, modelling, mechanisms

**For citation:** Al-obaidi S.S., Evan D., Kharlamov S.N. Progress on clay swelling inhibitors: a comprehensive review. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 10, pp. 146–166. DOI: 10.18799/24131830/2024/10/4868

---

## Введение

Сланцевые коллекторы составляют примерно 75 % пробуренных пластов, вызывая 90 % проблем с нестабильностью стенки ствола скважины. Часто глины сцепляют вышестоящие горные породы, поэтому существует высокая вероятность бурения глинистых пород даже во время бурения продуктивных пластов [1–4]. Сланцевые коллекторы имеют высокое содержание глин и различную степень химической активности к воде в зависимости от состава глины, кристаллической структуры, пористости и развития трещин. Причем при контакте с водой глинистые минералы очень восприимчивы к гидратации, набуханию и диспергированию [5, 6]. Гидратация глин обычно состоит из поверхностной, ионной и осмотической гидратации. Хотя набухание глинистых минералов из-за поверхностной гидратации незначительно, давление набухания поверхностной гидратации в замкнутых пространствах (микротрещины, микроразрывы) чрезвычайно велико и определяется диапазоном порядка 4–400 МПа. Это намного выше гидростатического давления столба, обеспечиваемого буровым раствором [7, 8], что объясняет сильное разрушение сланцевых пластов, которые не содержат чувствительных к воде минералов (монтмориллонит). Заметим, что буровые растворы на углеводородной основе в течение многих лет были предпочтительным выбором для бурения терригенных горных пород, чтобы препятствовать гидратации глин, но высокая стоимость и растущие экологические проблемы ограничивают их использование. Поиск высокоэффективных альтернативных буровых растворов на водной основе стал насущной проблемой для специалистов в области нефтяной и газовой промышленности.

Минералы монтмориллонит и иллит, очень похожие по структуре, весьма чувствительны к воде. Замещение решетки в иллите происходит главным образом в кремний-кислородных тетраэдрах на поверхности кристаллического слоя (около 1/6 атомов кремния заменены атомами алюминия). В данном

случае обменные катионы компенсируют избыточный отрицательный заряд. Ионы калия диаметром 0,266 нм аналогичны внутреннему диаметру касательной окружности (0,288 нм) гексагональной структуры решетки в четырехгранных листах кремнезема и кислорода, что позволяет легко проникать в структуру кристаллической решетки для ингибирования гидратации и набухания глин. Чтобы свести к минимуму набухание и гидратацию глин, часто требуются высокие концентрации солей калия, варьирующихся от 2 до 37 % [9, 10]. По этой причине высокие концентрации растворов на основе калия широко использовались для ингибирования с 1960-х гг., но использование таких концентраций может оказать негативное воздействие на окружающую среду, что приводит к высоким затратам на очистку ствола скважины и острой необходимости поиска новых компонентов. Также проблемами высоких концентраций калиевых компонентов являются неконтролируемая фильтрация при высоких температурах и активное окисление скважинного оборудования (коррозия) [11, 12]. Катионные поверхностно-активные вещества были разработаны в качестве ингибиторов набухания глин. Их используют благодаря тому, что частицы глины отрицательно заряжены на всей поверхности. Механизм ингибирования сводится к следующему. Катионы в активной части начинают взаимодействовать с поверхностью глинистой породы и нейтрализуют отрицательный заряд. Поверхность глины становится гидрофобной. Изначально они гидрофильны, но вследствие адсорбции тяжелых фракций углеводородов они гидрофобизируются. Тем самым глина стабилизируется. Однако высокая стоимость и технические трудности, связанные с большими требуемыми объемами приготовления, затрудняют их широкое применение. Учитывая сказанное, в настоящей статье поставлена *цель*: выяснить суть основных методов определения характеристик, используемых для ингибиторов к набуханию глин, а также дать представление о возможных

эффектах при использовании специфических материалов. Отметим, что первый раздел посвящен обзору многочисленных типов глинистых минералов и анализу их механизмов набухания. Во второй части представлены сведения об особенностях этих ингибиторов и возможностях их классификации.

### Типы глин и механизмы их набухания

*Химическая структура и типы глинистых минералов.* Глины – это осадочные породы, которые состоят в основном из химически активных и неактивных глинистых минералов (сметит, иллит, каолинит, хлорит, вермикулит) и других форм минералов, таких как кварц, кальцит, полевой шпат и многие другие. Однако при наличии воды химически активные глинистые минералы, присутствующие в горной породе, дают ряд осложнений, связанных с нестабильностью ствола скважины, которая влияет на процессы бурения и освоения скважин. Глинистые минералы представляют собой слоистые кристаллические пластинки, состоящие из множества единичных слоев тетраэдрических или октаэдрических пластин, соединенных минеральными фрагментами, включающих атомы кремния, кислорода и алюминия. Атомы кремния и алюминия обычно формируют уникальную связь с кислородом в виде тетраэдрических (-Т-) листов кремнезема и октаэдрических (-О-) листов оксида алюминия. Структурно тетраэдрический лист содержит четыре атома кислорода, окружающих катионы металлов, что создает гексагональный и непрерывный двумерный слой, как показано на рис. 1. Обычно встречающиеся металлы на четырехгранном листе включают  $Fe^{3+}$ ,  $Al^{3+}$  или  $Si^{4+}$ . Представлен октаэдрический лист, состоящий из металлического катиона в середине, ограниченного шестью атомами кислорода, связанного с октаэдром через общие края. На октаэдре обычно встречаются катионы, включающие в себя  $Fe^{2+}$ ,  $Fe^{3+}$ ,  $Mg^{2+}$  или  $Al^{3+}$ .

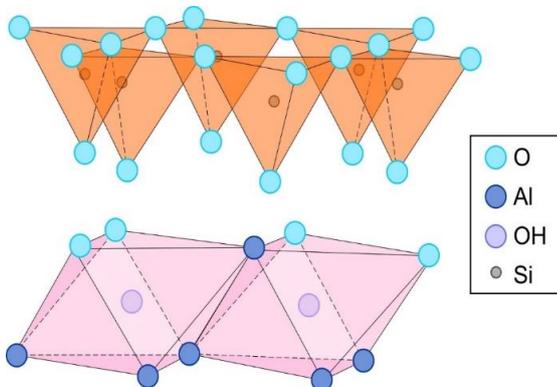


Рис. 1. Условные схемы тетраэдрического и октаэдрического листов согласно [7, 8]

Fig. 1. Conventional diagrams of tetrahedral and octahedral sheets according to [7, 8]

Как видно из рис. 1, существует связь между атомом кислорода и этими пластинками, и она приводит к захватыванию отрицательных зарядов у глины, что ведёт к созданию слабой связи и плоскости расщепления между пластинками. В результате этого связанная вода выравнивается между пластинами, вызывая гидратацию и диспергирование минералов [13, 14]. Главное различие между отрицательно заряженными свойствами глинистых минералов обусловлено изоморфным замещением катионов металлов другими многовалентными ионами. Это приводит к замене тетраэдрических ионов  $Si^{4+}$  на  $Fe^{3+}$  или  $Al^{3+}$  и октаэдрических ионов  $Al^{3+}$  на  $Fe^{2+}$  или  $Mg^{2+}$  соответственно, что увеличивает суммарный отрицательный заряд системы. Недостаток положительного заряда компенсируется катионами, уравнивающими заряд, а количество катионов, доступных для обмена при заданном pH, выраженное в мэкв/100 г (смоль/кг), определяется как ёмкость катионного обмена (ЁКО) глинистых минералов [15–18].

Специфическое расположение четырехгранных и октаэдрических листовых решеток – основная структура различных глин [19]. В зависимости от природы, глинистый минерал 1:1 состоит из одного тетраэдрического и одного октаэдрического слоев (глина Т-О), а глинистый минерал 2:1 состоит из одного октаэдрического слоя, находящегося между двумя тетраэдрическими (глина Т-О-Т) [20, 21]. В природе существует большое количество глинистых минералов с различным химическим составом, расположением слоев, типом межслойных катионов и свойствами набухания. Однако на их физико-химические свойства влияют pH раствора, тип происхождения, размеры частиц, гидратация, дисперсность, флюид, вторичные геохимические процессы. Как следует из [22, 23], в случае бурения глинистых пород наиболее часто встречающимися глинами являются смектит, иллит, хлорит, вермикулит и каолинит. Они составляют группы глинистых минералов, каждый из которых имеет свои уникальные структурные особенности [24, 25]. Представляется целесообразным дать краткое описание этих типов.

*Глинистый смектит.* Сметиты в основном состоят либо из диоктаэдрической структуры 2:1 (пирофиллит), либо из триоктаэдрической структуры 2:1 (талек), с изоморфным замещением в октаэдрическом или тетраэдрическом слое, отличающим их от нейтральных структур. Сапонит (триоктаэдрический) и монтмориллонит – два типа глинистых минералов, встречающихся в группе смектитов (диоктаэдрических). Еще один ключевой представитель семейства смектитов – бентонит. Отметим, что бентонитовая глина обладает особым влагоудерживающим свойством. Кроме того, бентонит делится

на несколько других типов, включая натриевый, кальциевый и калиевый бентонит.

**Глинистый минерал иллит.** Филлосиликат, или слоистый алюмосиликат, примером которого является вторичный минерал иллит. Глинистые слюды, наиболее известные как мелкозернистые слюды, также содержат мусковит и биотит. Иллит – модифицированная форма мусковита и полевого шпата, которая образуется в результате выветривания в гидротермальных условиях, чаще всего являющаяся компонентом серицита. Данный минерал можно найти в четвертичных отложениях, глинистых осадочных породах и метаморфических породах. Тетраэдрический слой в иллите имеет больший отрицательный заряд, чем в вермикулите. Это связано с наличием (порядка 20 %) атомов алюминия в тетраэдрическом слое (вместо атомов кремния) в местах со значительным замещением ионов. Иллит обладает более слабой способностью к набуханию, чем вермикулит, но более сильной, чем каолинит.

**Глинистый минерал хлорит.** Хлорит в основном относится к силикатной группе 2:1:1, которая состоит из силикатов железа и магния с вкраплениями атомов алюминия. В слое брусита  $Mg(OH)_2$  ионы магния занимают все октаэдрические участки в хлорите. Хлориты имеют меньший отрицательный заряд, чем смектит или вермикулит, но на том же уровне, что и мелкозернистая слюда. Нерасширяющаяся природа кристалла обусловлена отсутствием адсорбции воды между слоями.

**Глинистый минерал вермикулит.** Заметим, что впервые вермикулит был обнаружен в Миллбери, штат Массачусетс, в 1824 г. Его химическая формула представляется в виде  $(Mg, Fe^{2+}, Fe^{3+})_3(SiAl)_4O_{10}(OH)_2 \cdot 4H_2O$ . Вермикулит также представляет собой тип глинистых минералов 2:1. Это означает, что он имеет один восьмигранный лист, находящийся между двумя тетраэдрическими. Большинство вермикулитов имеют диоктаэдрическую структуру, и в них преобладает Al. Вермикулит – водный филлосиликатный минерал, который значительно расширяется при нагревании, что приводит к отслаиванию, чего можно добиться с помощью промышленных печей.

**Глинистый минерал каолинит.** Всесторонний библиографический анализ показывает, что каолинит – наиболее распространенный тип глины. Его легко можно найти по всему миру, добывая из горных пород, богатых каолинитом, позже идентифицированным как каолиновая глина. В основном он имеет белый цвет в результате химического выветривания силиката алюминия (например, полевого шпата), создавая мягкий минерал. Каолинит обладает триклинной симметрией и электростатически нейтрален. Водородная связь возникает между парными слоями гидроксильных ионов и атомами кис-

лорода. Поскольку водородные связи достаточно слабые, широко распространено случайное перемещение между слоями, что приводит к худшей кристаллической решетке в минералах каолинита, чем в триклинном каолините. В своей идеальной структуре каолинит не имеет заряда. В таблице приведены важные для моделирования деформационных, термодинамических и диффузионных процессов переноса массы, импульса и теплоты в гетерогенных смесях характеристики глинистых минералов, ценные для уяснения особенностей изменений грунта в вопросах бурения скважин. Указанные сведения будут полезны при оптимизации процесса бурения и позволят полнее сформулировать содержание универсальной пространственной геомеханической бурильной модели. Заметим, что детали этого вопроса подробно представлены, например, в [26].

**Таблица.** Анализируемые глинистые минералы и их свойства [27, 28]

**Table.** Analyzed clay minerals and their properties [27, 28]

Глинистый минерал Clay mineral	Расположение слоёв Layer arrangement	ЁКО (мэКВ/100 г) УКО (meq/100 g)	Плотность (г/см <sup>3</sup> ) Density (g/cm <sup>3</sup> )
Смектит Smectite	2:1	60,00–100,00	2,00–2,61
Иллит/Illit	2:1	20,00–40,00	2,69–2,90
Хлорит Chlorite	2:1	10,00–30,00	2,60–2,80
Вермикулит Vermiculite	2:1	100,00–250,00	2,50–2,52
Каолинит Kaolinite	1:1	3,00–15,00	2,50–2,70

**Механизм набухания глины.** Известно, что набухание происходит тогда, когда глинистый минерал окружен молекулой воды, что увеличивает структуру расщепления и приводит к объемному расширению глины. В идеале, когда молекулы воды сталкиваются с набухающим глинистым минералом, создается сила гидратации, которая также приводит к возникновению электрических сил между межслойным расстоянием (базальным расстоянием) глинистых минералов. Создаваемая гидратированная сила возникает из-за полярности молекул воды на гидратированной твердой поверхности, тогда как электрические силы возникают из-за отрицательного заряда, присутствующего на основной поверхности глины. Эти силы (отталкивающие) создают разрушение сформированного (уложенного) слоя. Кроме того, взаимодействие между жидкостью для гидроразрыва пласта и глинистым пластом может привести к увеличению или уменьшению гидратационного напряжения. Рост напряжения гидратации приведет к увеличению растягива-

ющих сил, что вызовет большее набухание, в то время как уменьшение напряжения гидратации приведет к ослаблению растягивающих сил и сжатую глинистого минерала, и, следовательно, ингибирование станет более эффективным для оптимизации процесса бурения [26]. Анализ показывает, что лучшими ингибиторами при набухании глин являются среднемолекулярные и высокомолекулярные эфиры [29, 30]. Кристаллическое набухание происходит из-за гидратации обменных катионов сухой глины, тогда как осмотическое набухание вызвано большой разницей между концентрацией ионов поверхности глины и в поровой воде. Подобно набуханию кристаллической глины, набухание сульфата вызвано его гидратацией [31–34]. Полезно отметить, что подробную информацию о набухании сульфатной глины можно также найти в [35, 36].

**Кристаллическое набухание.** Кристаллическое набухание происходит из-за гидратации обменных катионов сухой глины. На ранней стадии глинистые минералы имеют избыточный отрицательный заряд на своей поверхности. Когда глинистые минералы начинают взаимодействовать с водой, молекулы воды настраивают отрицательные диполи в сторону обменного катиона, тем самым делая глину более склонной к гидратации. Результат такого рода взаимодействия приводит к постепенному расширению глины из-за наличия слабой электростатической силы. Этот тип набухания глины зависит от взаимодействия между водным раствором, содержащим различные концентрации ионов: одновалентные, двухвалентные и многовалентные [37–40]. Анализ показывает, что, как правило, все типы глин подвергаются кристаллическому набуханию в присутствии водного раствора. Это явление набухания происходит в плавной и ступенчатой последовательности при образовании однослойного, двухслойного и многослойного катионов в межслойных пространствах. Типичный диапазон, указанный для набухания кристаллов, дает значение расстояния между слоями от 9 до 20 Å. На рис. 2 начальное расстояние между слоями составляло 0,96 нм. Это связано с тем, что отрицательно заряженные ионы прочно удерживаются катионами. Однако при контакте с молекулой воды пространство расширяется до 1,23 нм, пока не достигнет примерно 1,52 нм. Таким образом, это показывает, что по мере увеличения молекул воды расстояние между слоями также растет из-за полярности молекул воды [41, 42].

**Осмотическое набухание.** Осмотическое набухание происходит, когда существует разница в солености, так что межслоевая концентрация катиона выше, чем концентрация в окружающем растворе. Как показано на рис. 3, рост межслоевой концентрации катионов в глинистых минералах вызовет

перемещение воды из окружающего раствора в межслоевые пространства, тем самым увеличивая межслоевое расстояние. Эти дополнительные пространства генерируются вследствие того, что слабые силы Ван-дер-Ваальса создают большее расстояние расщепления из-за эффекта двойного электрического слоя, который имеет сильное отталкивание. Этот механизм набухания не требует полупроницаемой мембраны и является классом глинистых минералов, которые содержат катионы с высокой обменной способностью. Типичным примером этого класса глин является натрий-монтмориллонит (сметит), который может привести к значительному увеличению объема от 20 до 130 Å по сравнению с тем, который получается при кристаллическом набухании. При бурении осмотическое набухание может мгновенно привести к ухудшению стабильности стенки скважины и к обрушению ствола скважины, если не принять меры [26].

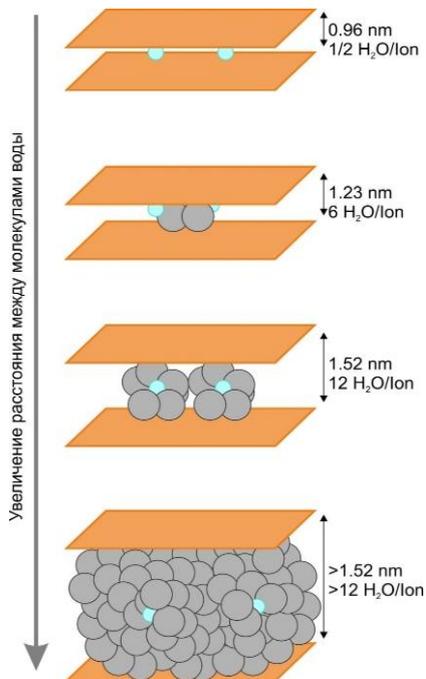


Рис. 2. Механизм кристаллического набухания [43, 44]

Fig. 2. Crystal swelling mechanism [43, 44]

### Ингибиторы набухания глин в буровых растворах

В данной части представлено описание типов ингибиторов, используемых для буровых растворов на водной основе, а также их основные недостатки. Важно отметить, что сравнительный анализ некоторых результатов, полученных с этими ингибиторами, здесь не проводится, поскольку они уже были приведены в предыдущих обзорах, отчетах об экспериментах (например, [45–50]).

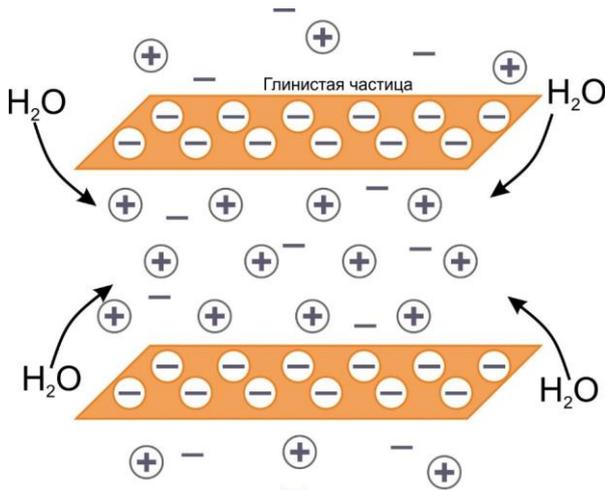


Рис. 3. Механизм осмотического набухания [43, 44]  
 Fig. 3. Osmotic swelling mechanism [43, 44]

Главная цель указанной части сводится к тому, чтобы представить общую классификацию всех известных типов ингибиторов по имеющимся публикациям и выявить их недостатки. Ранее отмечалось [49, 50], что ингибиторы набухания глин представляют собой материалы или химические вещества, добавляемые в буровые растворы на водной основе для предотвращения гидратации, набухания и разложения глинистых минералов. Жидкости на водной основе более применимы к ингибиторам набухания глин по сравнению с жидкостями на углеводородной основе из-за их меньшего воздействия на окружающую среду, экономической эффективности, анализа коллектора, скорости проникновения и полной безопасности опера-

ций [51, 52]. Во время буровых работ было протестировано несколько групп ингибиторов, которые показали отличные эксплуатационные характеристики. На рис. 4 представлена общая классификация доступных ингибиторов набухания глин в открытой литературе (например, [53, 54]).

### Обычные ингибиторы набухания глин

**Неорганический класс.** Неорганические соли считаются наиболее распространенными и традиционно используемыми ингибиторами для предотвращения гидратации и набухания глин. Они выбираются на основе нескольких критериев, таких как их способность изменять поверхностный минерал из смачивающего в несмачивающее состояние, высокое сродство к поверхности глины, что обеспечивает его адсорбционную способность на глинистых минералах, и наличие достаточного количества катионных зарядов для нейтрализации поверхностных зарядов глинистых минералов. Некоторые из этих неорганических солей, используемых в качестве ингибиторов набухания глин, включают хлорид калия (KCl), хлорид аммония (NH<sub>4</sub>Cl), хлорид кальция (CaCl<sub>2</sub>), хлорид натрия (NaCl), гидроксид калия (KOH), хлорид тетраметиламмония [(CH<sub>3</sub>)<sub>4</sub>NCl] и гидроксид кальция [Ca(OH)<sub>2</sub>]. Все эти соли успешно борются с набуханием глинистых минералов, обеспечивая прочную ионную связь, которая предотвращает ионное взаимодействие, тем самым уменьшая набухание. Эта стабильность достигается за счет того, что ионная сила обратно пропорциональна величине набухания глин.

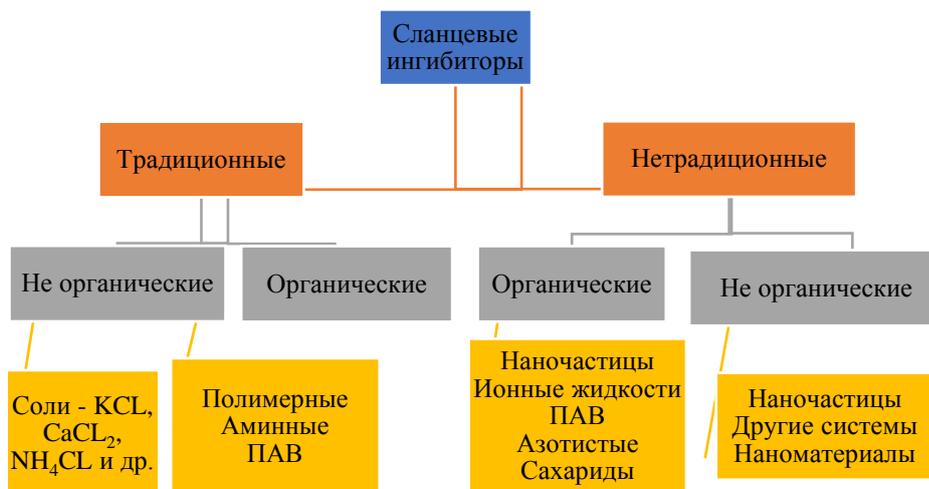
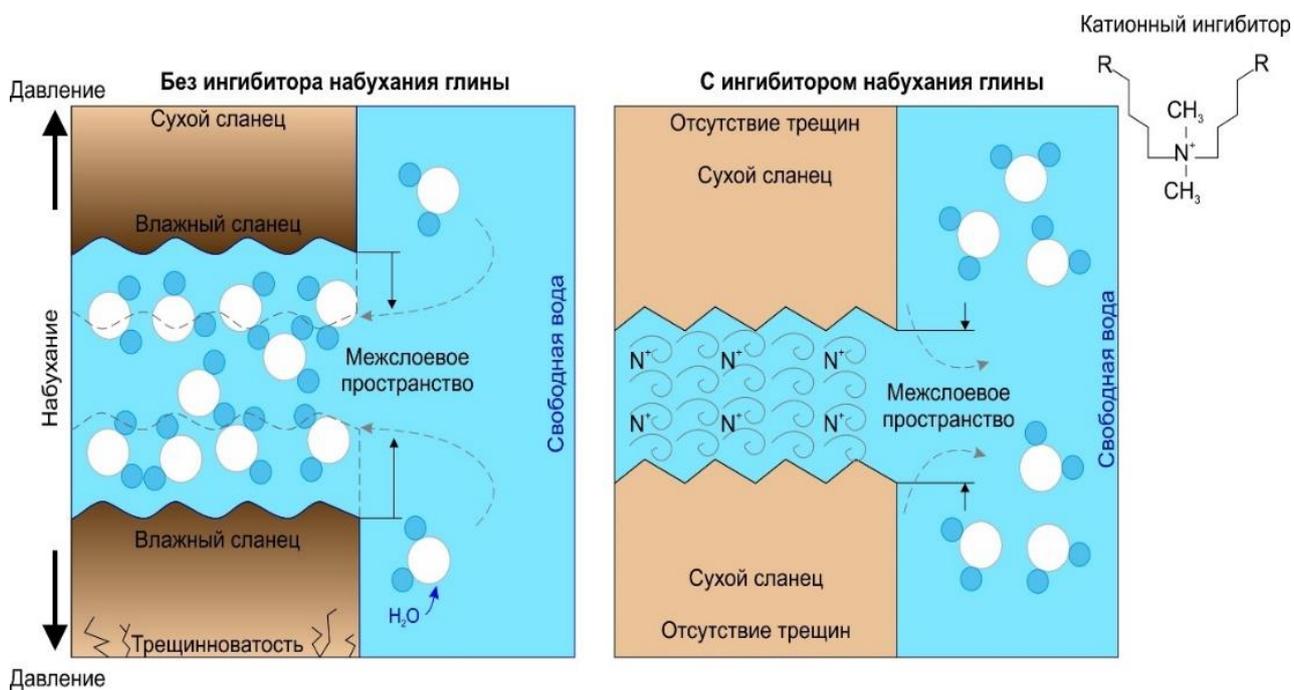


Рис. 4. Классификация ингибиторов набухания глин [53, 54]  
 Fig. 4. Classification of clay swelling inhibitors [53, 54]

В большинстве известных публикаций отмечается, что соли на основе хлора, в особенности KCl и NH<sub>4</sub>Cl, являются лучшим вариантом ингибирования из-за хорошей растворимости в водном растворе, выгодных катионных радиусов и превосходной ингибирующей способности по сравнению с другими ингибиторами [55]. Кроме того, они имеют более низкий потенциал гидратации. И это важно для предотвращения набухания глин при бурении. Общее применение этих добавок с БРО (Буровой Раствор на углеводородной Основе) доказало свою полезность при бурении/гидроразрыве пласта для борьбы с гидратацией глин, в частности, в концентрациях порядка 2–20 мас. % [56, 57]. Тем не менее некоторый опыт их применения привёл к флокуляции глин, что влияло на эксплуатационные свойства жидкости, вызывая повышение фильтрации и вязкости раствора [58–60]. Установлено [61, 62], что высокая концентрация KCl во время бурения/гидроразрыва пласта отрицательно влияет на суспензионную и твердую несущую способность пропантов из-за агломерации и флокуляции. Эти соли также негативно воздействуют на окружающую среду, обладают высокой стоимостью утилизации и вызывают *коррозию* скважинного оборудования, как и любой водный раствор с высокой минерализацией [63, 64]. Кроме того, они не являются совместимыми с иными системами буровых растворов и плохо работают в морской среде [65, 66].

Все эти проблемы, связанные с добавлением неорганических солей в БРО, заставили специалистов исследовать другие типы стабилизаторов глин, например, органические полимерные ингибиторы [67–69] и ингибиторы на основе органических аминов [70–72].

*Органический класс.* Данные полимеры нашли широкое применение в нефтяной и газовой промышленности, например, для повышения нефтеотдачи пластов [73] и сооружения скважин [74, 75]. Их уникальные вязкоупругие свойства, например предел текучести и ослабление напряжения в микросреде породы, делают их хорошими реагентами для поддержания несущей способности пропантов в операциях гидроразрыва пласта [76]. Именно полимеры и их нанокомпозиты используются в качестве добавок к БРО для контроля вязкости, суспензии жидкостей и ингибирования глин [77, 78]. Их можно сгруппировать в ионные и неионные полимерные ингибиторы. Механизм их ингибирования включает адсорбцию полимеров на поверхностях глин, образование водородных связей, *электростатических сил* и *сил Ван-дер-Ваальса* между ингибиторами и поверхностью глины. Их выбор основан на плотности ионного заряда полимерных цепей, поскольку положительно заряженные полимеры являются более предпочтительными по сравнению с отрицательно заряженными.



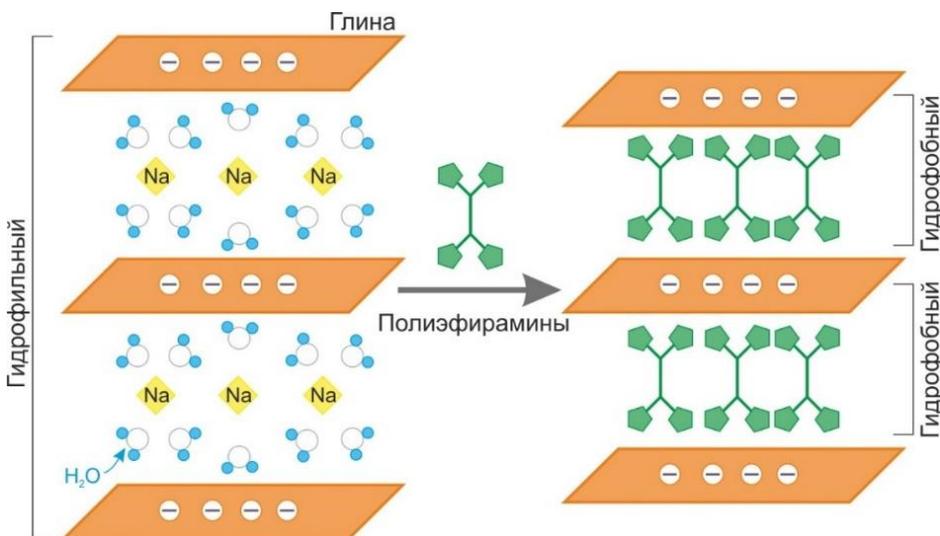
**Рис. 5.** Схемы ингибирования набухания глины для органического полимера без катионных ингибиторов и с катионными ингибиторами [79, 80]

**Fig. 5.** Clay swelling inhibition schemes for an organic polymer without cationic inhibitors and with cationic inhibitors [79, 80]

Некоторые комплексные полимерные ингибиторы (ионные и неионные), применяемые в качестве добавок к БРО, получают в результате сополимеризации традиционного оксида полипропилена (ОПП), полиэтиленгликоля (ПЭГ), полиакриламида (ПАА), частично гидролизованного полиакриламида с их производными методом свободно радикальной полимеризации. Схематическое изображение катионного (ионного) органического полимера представлено на рис. 5. Данные рисунка иллюстрируют эффективность коммерческих ингибиторов. Видно, что смесь неорганических и органических ингибиторов может работать даже лучше при использовании только органических ингибиторов вследствие значительного уменьшения набухания глин [79, 80]. Следовательно, ингибиторы образования сланцев на основе аминов (органических и неорганических), такие как алкиламины [81, 82], алкил вторичные амины, алкил третичные амины, четвертичные соли алкиламмония [83, 84], дендритные амины [85, 86], полигидроксилированные соли алкиламмония, полиэфир гексаметилендиамина и полиэтоксилированные диамины [83–90], также получили широкий спектр применения в качестве средств против набухания глин при бурении. Они оцениваются на основе межслойных расстояний между частицами глины после адсорбции амина. Обычно содержащая ингибитор аминогруппа протонируется в водном растворе и превращается в катионную группу. После этого трансформированная катионная группа присоединяется к отрицательно заряженной поверхности глинистых минералов посредством *электростатической силы* притяжения и водородной связи [91, 92]. Следовательно, их механизм ингибирования заключается в адсорбции на поверхности, интеркалировании в

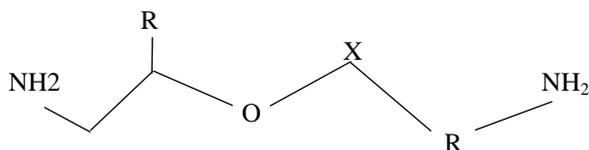
промежуточный слой глинистых минералов, взаимодействии между положительными группами из аминных полимеров и противоположными зарядами на глинистых минералах [93–95]. Несмотря на то, что они хорошо применимы как в кислой, так и в щелочной среде, все же они очень нестабильны при повышенных температурах (порядка  $\sim 150^\circ$ ). Механизм ингибирования набухания глины полиэфирами показан на рис. 6. Можно заметить, что введение ингибитора амина значительно снизило скорость набухания глинистого минерала за счет адсорбции, интеркалирования и образования прочной электростатической монослойной связи [96].

Таким образом, из представленных результатов рассматриваемой части следует, что традиционные ингибиторы были и остаются основным реагентом, использующимися повсеместно на протяжении многих лет, но из-за увеличения количества трудноизвлекаемых запасов и постоянного развития в направлении оптимизации добычи ресурсов в отдаленных и чувствительных морских районах, а также новых проблем, с которыми сталкиваются нефтяная и газовая промышленность в секторе бурения, появился значительный интерес специалистов к проблемам разработки новых и эффективных стабилизаторов/ингибиторов глин. Все это способствовало росту внимания к вопросам использования нетрадиционных материалов для предотвращения некоторых неблагоприятных последствий в технологическом процессе бурения из-за возможности потери бурового оборудования, ликвидации скважины. Поэтому весьма важно разрабатывать альтернативные средства борьбы с проблемой, обычно связанной с применением РВО в нефтяной промышленности с низким воздействием на окружающую среду.



**Рис. 6.** Механизм набухания и ингибирования глины под действием полиэфирного амина [97, 98]  
**Fig. 6.** Mechanism of clay swelling and inhibition under the effect of polyether amine [97, 98]

*Олигомерные и полимерные амины.* Библиографический анализ показывает, что во избежание необходимости решения экологических проблем, задач по улучшению свойств мономерных соединений, ингибирующих набухание глин, активно проводятся исследования по применению в полевых условиях различных олигомерных аминных ингибиторов глин. Известно, что эти олигомерные амины с двумя–четырьмя азотными функциональными группами действуют аналогично мономерным аминам из-за катионного характера и размера. Суть в том, что они проникают в глинистые пластинки и препятствуют проникновению молекул воды в глину и ее гидратации. Однако олигомерные амины, в отличие от мономерных аминов, имеют одно главное *преимущество*. В частности, они обеспечивают лучшую стабилизацию глины благодаря нескольким активным центрам, адсорбированным на глине одновременно, и, следовательно, менее восприимчивы к обратным эффектам при адсорбции вещества. Олигомерные амины обеспечивают большую «гибкость» при разработке и оптимизации молекулы для желаемого применения. Например, полиэфирамины (рис. 7) были разработаны и оптимизированы для их применения в качестве ингибиторов глин в начале 2000-х гг.



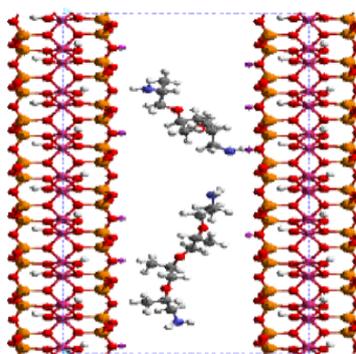
**Рис. 7.** Олигомерный аминный сланцевый ингибитор [97, 98]

**Fig. 7.** Oligomeric amine shale inhibitor [97, 98]

Уникально оптимизированная молекулярная структура этих диаминов идеально помещается между пластинками глины (рис. 8) и значительно снижает склонность глины впитывать воду из жидкой фазы. Известно [95–98], что в последние годы различные олигомерные катионные амины интенсивно внедрялись в производство буровых растворов в качестве ингибиторов образования глин.

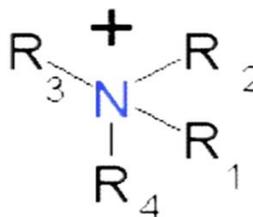
*Ингибиторы мономерных аминов.* Анализ рассматриваемых проблем указывает, что в ингибиторах глин на основе мономерных аминов ионы натрия в глине замещаются в процессе катионного обмена. Монокатионные амины с низкой молекулярной массой (рис. 9) проникают в пластинки глины и уменьшают количество воды, адсорбируемой глиной, тем самым уменьшая набухание глины из-за гидратации. Другим преимуществом монокатионных аминов является меньший уровень обра-

ботки, необходимый для достижения высокого уровня ингибирования, по сравнению с неорганическими солями. Однако большинство этих монокатионных аминоксодержащих ингибиторов имеют более низкий уровень ингибирования глин и более сильный аммиачный запах по сравнению с олигомерными или полимерными аминоксодержащими ингибиторами. И, следовательно, их применение в качестве ингибиторов глин весьма ограничено. Известно также [95–98], что различные мономерные ингибиторы (такие как хлорид аммония, хлорид тетраметиламмония, хлорид холина и другие производные аммония) были разработаны и применялись в этой области с переменным успехом.



**Рис. 8.** Молекулярное моделирование ингибирования глин [97, 98]

**Fig. 8.** Molecular modeling of shale inhibition [97, 98]

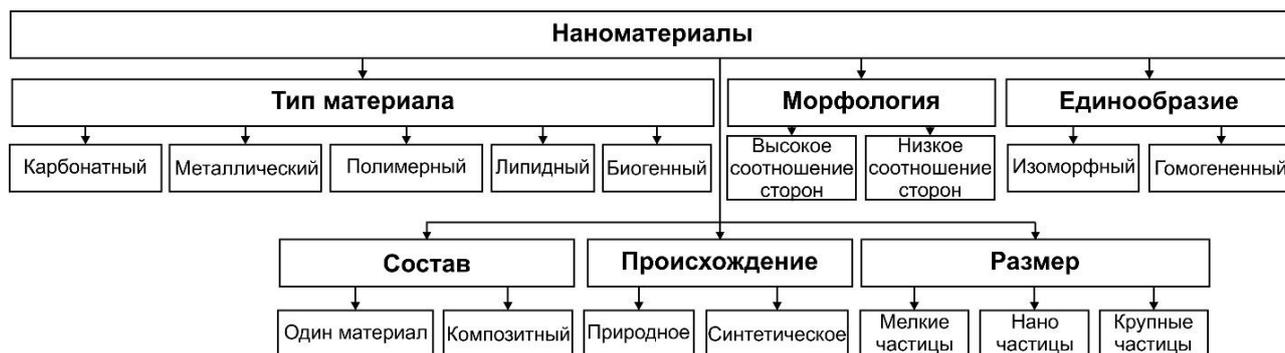


**Рис. 9.** Мономерный аминный ингибитор образования глин [97, 98]

**Fig. 9.** Monomeric amine inhibitor of clay formation [97, 98]

### Наноматериалы как ингибиторы набухания глин

*Краткие сведения.* Следует отметить, что, в отличие от обычных частиц, наночастицы нашли значительное применение в практических приложениях благодаря своим лучшим характеристикам [99–103]. В частности, эти частицы обладают лучшими поверхностными и квантовыми эффектами, основанными на доле молекул на поверхности и прерывистом поведении вещества с делокализованными электронами. Эти эффекты помогают улучшить его химическую реакционную способность в дополнение к оптическим, электрическим и магнитным свойствам [103].



**Fig. 10.** Общая классификация наноматериалов с точки зрения типов материалов, состава, происхождения, размера, строения и агломерации [125, 126]

**Fig. 10.** General classification of nanomaterials in terms of material types, composition, origin, size, structure and agglomeration [125, 126]

Благодаря таким характеристикам, данные частицы нашли применение в биологии [104], нефтяной и газовой отрасли [105–108], фармакологии [109–111], охране окружающей среды и космической технике [112, 113]. Наноматериалы (или наночастицы) широко используются в нефтегазовой промышленности для повышения нефтеотдачи пластов [114–118], ингибирования процесса набухания глины [119, 120], повышения вязкости полимеров [121], улучшения качества бурового раствора [122] и улучшения свойств материалов на основе цемента [123, 124]. Для того чтобы любые реагенты были способны ингибировать набухание глин, они должны обладать критическими свойствами, которые имеют решающее значение для предотвращения набухания глины при контакте с водой. Анализ данных [99–124] показывает, что благодаря своему уникальному составу и относительно небольшим размерам наноматериалы нашли применение в исследованиях по ингибированию глинистых горных пород. Помимо их применения для ингибирования глин, эти материалы могут быть использованы для усиления теплофизических и морфологических свойств буровых растворов. Поэтому представляется целесообразным ниже привести сведения по классификации наноматериалов, механизмам их ингибирования в процессе набухания глин.

**Классификация наноматериалов.** Анализ публикаций по рассматриваемым в данной статье проблемам позволяет отметить, что существует широкий набор критериев для классификаций веществ в зависимости от размера наноматериала, строения и химического состава (например, рис. 10). Из рис. 10 видно, что в строении наноматериалов имеются различные структурные единицы (элементы вещества: кремний, углерод и водород). С точки зрения классификации по признакам – *состав по материалу, соотношению размеров* – их можно идентифицировать как одинарные и композитные, а также с мелко-, крупноразмерной агломерацией частиц.

Такие сведения позволяют наполнить физическое и математическое описание геобурильной модели процесса бурения и корректно сформулировать ее краевые условия для построения численного решения дифференциальной задачи ([26, 127–130], проблемы постановки 3D-MEM модели бурения).

#### Заключение и основные выводы

Рассмотрены важные сведения о физико-химических и термодинамических особенностях, сопровождающих процесс набухания глин, который осложняет и обостряет операции по безаварийному бурению скважин. Установлено, что набухание глин происходит при взаимодействии с водой, приводит к увеличению объема породы и может вызывать *сужение* ствола скважины, *прихват* бурового инструмента, *обвалы* стенок скважины и т. п. Кроме того, детально и всесторонне проанализирован широкий класс ингибиторов набухания глин, которые составляют группы органических и неорганических веществ: соли, полимеры, наноматериалы, наночастицы, ионы, амины и др. Данные анализа указывают, что оптимальными и эффективными для применения в технологическом процессе бурения выступают следующие ингибиторы.

- На основе амина. Они являются эффективными по сравнению с ингибиторами хлорида калия, обладают высокой адсорбционной способностью на поверхности глинистых минералов и эффективно предотвращают их набухание. Тем не менее они имеют ряд ограничений, включая термическую нестабильность, высокую чувствительность к pH. При бурении в морской среде их следует использовать ограниченно.
- На основе полимера. Являются дешевыми, экологически чистыми, менее чувствительными к pH, образуют на поверхности глин прочную защитную пленку, которая препятствует проникновению воды.

- На основе иона. Обладают высокой термостойкостью – до 300 °С, имеют высокую солейстойкость, обладают низкой летучестью, термической стабильностью и высокой ионной проводимостью, что делает их перспективными ингибиторами набухания. Данные ингибиторы эффективны для ингибирования набухания монтмориллонита, каолинита, иллита и смешанно-слоистых глинистых минералов – наиболее популярных типов глин.  
Более того, выбор ингибитора для конкретных условий бурения зависит от:
- минералогического состава глин. В частности, различные глинистые минералы обладают разной чувствительностью к набуханию и требуют применения специфических ингибиторов;
- типа бурового раствора. Ингибитор должен быть совместим с другими компонентами бурового раствора и не ухудшать его свойства;
- локальных изменений параметров термодинамического процесса бурения (температуры и давления, скорости, состава и структуры транспортируемого бурового шлама в объекте исследования – скважине, рассматриваемой как открытая термодинамическая система «горная порода – границы стенок скважины – элементы бурового оборудования – буровой раствор»). Эти параметры будут существенно влиять на эффективность ингибиторов в силу выраженной нелинейности в изменениях морфологических и термодинамических свойств системы в процессе бурения;
- материальных факторов, таких как стоимость ингибитора и его расход.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Lyu Q. A review of shale swelling by water adsorption // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2015. – Vol. 27. – P. 1421–1431. DOI: 10.1016/j.jngse.2015.10.004.
2. Experimental and numerical simulation of water adsorption and diffusion in shale gas reservoir rocks / W. Shen, X. Li, A. Cihan, X. Lu, X. Liu // *Advances in geo-energy research*. – 2019. – Vol. 3. – № 2. – P. 165–174. DOI: 10.26804/ager.2019.02.06
3. Heidug W.K., Bm S.S., Miri M. Hydration swelling of water-absorbing rocks: a constitutive model // *International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics*. – 1996. – Vol. 20. – P. 403–430. DOI: 10.1002/(SICI)1096-9853(199606)20:6<403::AID-NAG832>3.0.CO;2-7
4. Cyclical water vapor sorption-induced structural alterations of mine roof shale / A. Liu, S. Liu, R. Sang, G. Zhang, K. Xia // *International Journal of Coal Geology*. – 2023. – Vol. 273. – P. 1–11 (104267). DOI: <https://doi.org/10.1016/j.coal.2023.104267>.
5. Goma I., Mahmoud M. Stimulating illitic sandstone reservoirs using in-situ generated HF with the aid of thermochemicals // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – Vol. 190. – P. 113–130. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107089.
6. Carpenter C. Thermochemical fluid used in field application of sandstone stimulation // *Journal of Petroleum Technology*. – 2022. – Vol. 74. – № 3. – P. 98–100. DOI: 10.2118/0322-0098-jpt.
7. Murray H.H. Structure and composition of the clay minerals and their physical and chemical properties. Chapter 2 // *Developments in Clay Science*. – 2006. – Vol. 2. – P. 7–31. DOI: 10.1016/S1572-4352(06)02002-2.
8. Kumari N., Mohan C. Basics of clay minerals and their characteristic properties. – Croatia: IntechOpen eBooks, 2021. – 210 p. DOI: 10.5772/intechopen.97672.
9. Ochieng O. Characterization and classification of clay minerals for potential applications in Rugi Ward, Kenya // *African Journal of Environmental Science and Technology*. – 2016. – Vol. 10. – № 11. – P. 415–431. DOI: 10.5897/AJEST2016.2184.
10. Characterization of certain Nigerian clay minerals for water purification and other industrial applications / G.O. Ihekwe, J.N. Shondo, K.I. Orisekeh, G.M. Kalu-Uka, I.C. Nwuzor, A.P. Onwualu // *Heliyon*. – 2020. – Vol. 6. – № 4. – P. 1–7. DOI: 10.1016/j.heliyon.2020.e03783
11. Aksu I., Bazilevskaya E., Karpyn Z.T. Swelling of clay minerals in unconsolidated porous media and its impact on permeability // *GeoResJ*. – 2015. – Vol. 7. – P. 1–13. DOI: 10.1016/j.grj.2015.02.003.
12. Mehdizad A., Pourafshary P., Sedaee B. Visual investigation of simultaneous clay swelling and migration mechanisms and formation damage consequences using micromodels // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2022. – Vol. 214. – P. 1–12. DOI: 10.1016/j.petrol.2022.110561.
13. Hamdi N., Srasra E. Acid-base properties of organosmectite in aqueous suspension // *Applied Clay Science*. – 2014. – Vol. 99. – P. 1–6. DOI: 10.1016/j.clay.2014.07.009.
14. Effect of native reservoir state and oilfield operations on clay mineral surface chemistry / I. Shehri, D.A. Mohammed, M. Mahmoud, M.S. Kamal, O. Alade, M. Arif, S. Patil // *Molecules*. – 2022. – Vol. 27. – № 5. – P. 1739. DOI: <https://doi.org/10.3390/molecules27051739>.
15. Sun L. Molecular dynamics study of montmorillonite crystalline swelling: Roles of interlayer cation species and water content // *Chemical Physics*. – 2015. – Vol. 455. – P. 23–31. DOI: 10.1016/j.chemphys.2015.04.005.
16. Effects of the layer charge location and interlayer cation on rectorite swelling properties: comparison between molecular dynamics simulations and experiments / W. Zhang, S. Chen, K. Tong, S. Li, K. Huang, Z. Dai, L. Luo // *The Journal of Physical Chemistry*. – 2022. – Ser. C. – Vol. 126. – № 22. – P. 9597–9609. DOI: <https://doi.org/10.1021/acs.jpcc.2c02549>
17. Valkov M., Simha G. Vermiculite: structural properties and examples of the use // *Clay Minerals in Nature. Modification and Application* / Eds. M. Valášková, G.S. Martynková. – Czech Republic: University of Ostrava, 2012. – P. 210–243.
18. Study of structural properties and flame of vollaстанite, dolomite, vermiculite minerals / K.R. Berdiev, A.B. Sirojiddinov, Q.X. Yakubov, X.M. Dusmatov // *The American Journal of Applied Sciences*. – 2021. – Vol. 3. – № 1. – P. 30–37. DOI: 10.37547/tajas/volume03issue01-07.

19. Brigatti M.F., Galán E., Theng B.K.G. Structure and mineralogy of clay minerals // *Developments in Clay Science*. – 2013. – Vol. 5. – P. 21–81. DOI: 10.1016/B978-0-08-098258-8.00002-X.
20. Choo K.Y., Bai K. Effects of bentonite concentration and solution pH on the rheological properties and long-term stabilities of bentonite suspensions // *Applied Clay Science*. – 2015. – Vol. 108. – P. 182–190. DOI: 10.1016/j.clay.2015.02.023.
21. Effect of the alkaline solution concentration on swelling performance of MX80 granular bentonite/ J. Shao, D. Sun, F. Peng, Z. Zeng // *European Journal of Environmental and Civil Engineering*. – 2023. – Vol. 27. – № 14. – P. 4181–4196. DOI: 10.1080/19648189.2023.2177753.
22. Quainoo A.K. A perspective on the potential application of bio-inhibitors for shale stabilization during drilling and hydraulic fracturing processes // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2020. – Vol. 79. – P. 103–108. DOI: 10.1016/j.jngse.2020.103380.
23. An overview on the potential application of ionic liquids in shale stabilization processes / M.T. Rahman, B.M. Negash, M. Moniruzzaman, A.K. Quainoo, C.B. Bavoh, E. Padmanabhan // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2020. – Vol. 81. – P. 1–12. DOI: 10.1016/j.jngse.2020.103480
24. Eveline V.F., Yucel A.I. Osmosis and clay swelling effects in gas shale formations under stress // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. – San Antonio: Gonzalez Convention, 2018. – Vol. 2. – P. 19–99.
25. Eveline V.F., Santos L.P., Akkutlu I.Y. Thermally-induced secondary fracture development in shale formations during hydraulic fracture water invasion and clay swelling // *SPE Journal*. – June 3, 2019. – № 6. – P. 1–10. DOI: 10.2118/195543-ms.
26. Ал-обаиди С.С., Харламов С.Н. Анализ прихвата трубы при бурении скважин в южно-иракских коллекторах известняка и песчаника // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2024. – Т. 335. – № 8. – С. 91–111. DOI: 10.18799/24131830/2024/8/4716
27. Ahmed H.M., Kamal M.S., Al-Harathi M. Polymeric and low molecular weight shale inhibitors: a review // *Fuel*. – 2019. – Vol. 251. – P. 187–217. DOI: 10.1016/j.fuel.2019.04.038.
28. Shale inhibition by low-molecular-weight cationic polymer in water-based mud / M. Beg, P. Singh, S. Sharma, U. Ojha // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2018. – Vol. 9. – № 3. – P. 1995–2007. DOI: 10.1007/s13202-018-0592-7.
29. Anderson R.L. Clay swelling – a challenge in the oilfield // *Earth-Science Reviews*. – 2010. – Vol. 98. – Iss. 3–4. – P. 201–216. DOI: 10.1016/j.earscirev.2009.11.003.
30. Cai W., Zhu H., Liang W. Three-dimensional stress rotation and control mechanism of deep tunneling incorporating generalized Zhang–Zhu strength-based forward analysis // *Engineering Geology*. – 2022. – Vol. 308. – P. 21–34. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enggeo.2022.106806>.
31. Butscher C., Thomas M., Blum P. Swelling of clay-sulfate rocks: a review of processes and controls // *Rock Mechanics and Rock Engineering*. – 2016. – Vol. 49. – P. 1533–1549. DOI: 10.1007/s00603-015-0827-6.
32. Reactive transport modeling of swelling processes in clay-sulfate rocks / D. Schweizer, H. Prommer, P. Blum, A.J. Siade, C. Butscher // *Water Resources Research*. – 2018. – Vol. 54. – № 9. – P. 6543–6565. DOI: 10.1029/2018wr023579.
33. Müller V.M., Løken T. The shearing behaviour of clays // *Applied Clay Science*. – 1989. – Vol. 4. – № 2. – P. 125–141. DOI: 10.1051/e3sconf/20199214003.
34. Swai R.E. A review of molecular dynamics simulations in the designing of effective shale inhibitors: application for drilling with water-based drilling fluids // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2020. – Vol. 10. – № 8. – P. 3515–3532. DOI: <https://doi.org/10.1007/s13202-020-01003-2>.
35. Steiner W. Swelling rock in tunnels: rock characterization, effect of horizontal stresses and construction procedures // *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences and Geomechanics Abstracts*. – 1993. – Vol. 30. – № 4. – P. 361–380. DOI: 10.1016/0148-9062(93)91720-4.
36. A fractional viscoplastic model to predict the time-dependent displacement of deeply buried tunnels in swelling rock / G.-Y. Liu, Y.-L. Chen, X. Du, R. Azzam // *Computers and Geotechnics*. – 2020. – Vol. 129. – P. 23–31. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.compgeo.2020.103901>
37. Wilson M.J., Wilson L.S. Clay mineralogy and shale instability: an alternative conceptual analysis // *Clay Minerals*. – 2014. – Vol. 11. – P. 127–145. DOI: 10.1180/claymin.2014.049.2.01.
38. Andi A.A. Mineralogy and rock response analysis approach to mitigate wellbore stability issue in “B” cluster of East Java Field // *Journal of Petroleum and Geothermal Technology*. – 2023. – Vol. 4. – № 1. – P. 1–21. DOI: 10.31315/jpgt.v4i1.7336.
39. Wang L.L. Swelling of shales: a multiscale experimental investigation // *Energy and Fuels*. – 2017. – Vol. 31. – Iss. 10. – P. 10442–10451. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.7b01223.
40. A review of swelling effect on shale permeability: assessments and perspectives / Q. Gao, J. Liu, Y.K. Leong, D. Elsworth // *Energy & Fuels*. – 2023. – Vol. 37. – № 5. – P. 3488–3500. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.2c04005.
41. Rahman M T. An overview on the potential application of ionic liquids in shale stabilization processes // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2020. – Vol. 81. – № 9. – P. 103. DOI: 10.1016/j.jngse.2020.103480.
42. Trends offered by ionic liquid-based surfactants: applications in stabilization, separation processes, and within the petroleum industry / J. Saien, M. Kharazi, V. Pino, I. Pacheco-Fernández // *Separation and Purification Reviews*. – 2022. – Vol. 52. – № 3. – P. 164–192. DOI: 10.1080/15422119.2022.2052094.
43. Ruedrich J. Moisture expansion as a deterioration factor for sandstone used in buildings // *Environmental Earth Sciences*. – 2011. – P. 1545–1564. DOI: 10.1007/s12665-010-0767-0.
44. Moisture expansion associated to secondary porosity: an example of the Loseros Tuff of Guanajuato, Mexico / R. López-Doncel, W. Wedekind, R. Dohrmann, S. Siegesmund // *Environmental Earth Sciences*. – 2012. – Vol. 69. – № 4. – P. 1189–1201. DOI: 10.1007/s12665-012-1781-1.
45. Rana A., Arfaj M.K., Saleh T.A. Advanced developments in shale inhibitors for oil production with low environmental footprints: a review // *Fuel*. – 2019. – Vol. 247. – P. 237–249. DOI: 10.1016/j.fuel.2019.03.006.
46. Jingyuan M., Boru X., Yuxiu A. Advanced developments in low-toxic and environmentally friendly shale inhibitor: a review // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2022. – Vol. 208. – P. 109578. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109578.

47. Almubarak T. A collective clay stabilizers review // International Petroleum Technology Conference. – Doha, Qatar, December 2015. – Paper Number: IPTC-18394-MS. – P. 104–110. DOI: 10.2523/IPTC-18394-MS.
48. Wang L. Clay stabilization in sandstone reservoirs and the perspectives for shale reservoirs // Advances in Colloid and Interface Science. – 2020. – Vol. 276. – P. 1–11. DOI: 10.1016/j.cis.2019.102087.
49. Gholami R. A review on borehole instability in active shale formations: Interactions, mechanisms and inhibitors // Earth-Science Reviews. – 2018. – Vol. 177. – P. 2–13. DOI: 10.1016/j.earscirev.2017.11.002.
50. Time-dependent borehole stability in hard-brittle shale / Yan C.-L., Dong L.-F., Zhao K., Cheng Y.-F., Li X.-R., Deng J.-G., Li Z.-Q., Chen Y. // Petroleum Science. – 2022. – Vol. 19. – № 2. – P. 663–677. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2021.12.019>.
51. Liu X.D., Lu X.C. A thermodynamic understanding of clay-swelling inhibition by potassium ions // Angewandte chemie. International edition. – 2006. – Vol. 45. – Iss. 38. – № 9. – P. 6300–6303. DOI: 10.1002/anie.200601740.
52. Effects of imidazolium- and ammonium-based ionic liquids on clay swelling: experimental and simulation approach / M.T. Rahman, B.M. Negash, D.K. Danso, A. Idris, A.A. Elryes, I.A. Umar // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2021. – Vol. 12. – № 7. – P. 1841–1853. DOI: <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01410-z>.
53. Teixeira G.T. Hyperbranched polyglycerols, obtained from environmentally benign monomer, as reactive clays inhibitors for water-based drilling fluids // Applied Polymer Science. – 2014. – Vol. 131. – № 12. – P. 214–250. DOI: 10.1002/app.40384.
54. The structure and application of amine-terminated hyperbranched polymer shale inhibitor for water-based drilling fluid / X. Bai, H. Wang, Y. Luo et al. // Journal of Applied Polymer Science. – 2017. – Vol. 134. – № 46. – P. 23–41. DOI: 10.1002/app.45466.
55. Zumrawi M. Effect of some chloride salts on swelling properties of expansive soil // University of Khartoum Engineering Journal. – 2016. – Vol. 6. – Iss. 2. – P. 35–41. DOI: 10.53332/kuej.v6i2.1005.
56. Brien D.E., Martin E. Stabilizing sensitive shales with inhibited, potassium-based drilling fluids // Journal of Petroleum Technology. – 1973. – Vol. 25. – № 9. – P. 1089–1100. DOI: 10.2118/4232-PA.
57. Potassium sorbate as substitute for KCl to shale inhibition in water-base drilling fluids / M. Naeimavi, F. Khazali, M. Abdideh, Z. Saadati // Energy Sources Part a Recovery Utilization and Environmental Effects. – 2019. – Vol. 43. – № 14. – P. 1691–1705. DOI: 10.1080/15567036.2019.1663303.
58. Zhong H. Shale inhibitive properties of polyether diamine in water-based drilling fluid // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2011. – Vol. 78. – P. 510–515. DOI: 10.1016/j.petrol.2011.06.003
59. Akhtarmanesh S., Shahrabi M.J., Atashnezhad A. Improvement of wellbore stability in shale using nanoparticles // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2013. – Vol. 112. – P. 290–295. DOI: 10.1016/j.petrol.2013.11.017.
60. Sudharsan J., Khare S.K. Role of nanocomposite additives in well bore stability during shale formation drilling with water-based mud – a comprehensive review // Materials Today Proceedings. – 2022. – Vol. 62. – P. 6412–6419. DOI: 10.1016/j.matpr.2022.04.009.
61. Ren Y. Adsorption of imidazolium-based ionic liquid on sodium bentonite and its effects on rheological and swelling behaviors // Applied Clay Science. – 2019. – Vol. 182. – № 10. – P. 105–248. DOI: 10.1016/j.clay.2019.105248.
62. Imidazolium-based ionic liquids as clay swelling inhibitors: Mechanism, performance evaluation, and effect of different anions / R.A. Khan, M. Murtaza, A. Abdulraheem, M.S. Kamal, M. Mahmoud // ACS Omega. – 2020. – Vol. 5. – Iss. 41. – P. 26682–26696. DOI: 10.1021/acsomega.0c03560.
63. Shadzadeh S.R., Moslemizadeh A., Dezaki A.S. A novel nonionic surfactant for inhibiting shale hydration // Applied Clay Science. – 2015. – Vol. 118. – № 15. – P. 74–86. DOI: 10.1016/j.clay.2015.09.006.
64. A novel non-ionic surfactant extract derived from Chromolaena odorata as shale inhibitor in water-based drilling mud / W.N. Aggrey, N.Y. Asiedu, C.D. Adenutsi, P. Anumah // Heliyon. – 2019. – Vol. 5. – Iss. 5. – P. 35–41. DOI: 10.1016/j.heliyon.2019.e01697.
65. Sehly K. Stability and ageing behaviour and the formulation of potassium-based drilling muds // Applied Clay Science. – 2015. – Vol. 104. – № 2. – P. 309–317. DOI: 10.1016/j.clay.2014.12.013.
66. Optimization of anti-collapse drilling fluid systems with high potassium content / Y. Xia, J. Guan, Y. Gao, S. Tang, J. Rong // Fluid Dynamics & Materials Processing. – 2023. – Vol. 19. – Iss. 6. – P. 1609–1622. DOI: 10.32604/fdmp.2023.025263.
67. Sepehri S. Effect of synthetic water-soluble polymers on the properties of the heavy water-based drilling fluid at high pressure-high temperature (HPHT) conditions // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Vol. 166. – № 7. – P. 850–856. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.03.055.
68. Khodja M. Shale problems and water-based drilling fluid optimisation in the Hassi Messaoud Algerian oil field // Applied Clay Science. – 2010. – Vol. 49. – № 4. – P. 383–393. DOI: 10.1016/j.clay.2010.06.008.
69. Saleh T.A. Advanced trends of shale inhibitors for enhanced properties of water-based drilling fluid // Upstream Oil and Gas Technology. – 2022. – № 8. – P. 100069. DOI: 10.1016/j.upstre.2022.100069.
70. Slaný M., Jankovič L., Madejová J. Structural characterization of organo-montmorillonites prepared from a series of primary alkylamines salts: Mid-IR and near-IR study // Applied Clay Science. – 2019. – Vol. 176. – № 8. – P. 11–20. DOI: 10.1016/j.clay.2019.04.016.
71. Barati P. Shale hydration inhibition characteristics and mechanism of a new amine-based additive in water-based drilling fluids // Petroleum. – 2017. – Vol. 3. – № 4. – P. 476–482. DOI: 10.1016/j.petlm.2017.05.003.
72. Synthesis, property and mechanism analysis of a novel polyhydroxy organic amine shale hydration inhibitor / W. Du, X. Wang, G. Chen, J. Zhang, M. Slaný. // Minerals. – 2020. – Vol. 10. – № 2. – P. 128–135. DOI: 10.3390/min10020128.
73. Muhammed N.S. Comparative study of green and synthetic polymers for enhanced oil recovery // Polymers. – 2020. – P. 242. DOI: 10.3390/polym12102429.
74. Villabona E.S., Rodrigues J.A., Nascimento R.S. Understanding the clay-PEG (and hydrophobic derivatives) interactions and their effect on clay hydration and dispersion: a comparative study // Applied Clay Science. – 2017. – Vol. 143. – № 8. – P. 89–100. DOI: 10.1016/j.clay.2017.03.021.

75. Zhang M., Mao H., Jin Z. Molecular dynamic study on structural and dynamic properties of water, counter-ions and polyethylene glycols in Na-montmorillonite interlayers // *Applied Surface Science*. – 2021. – Iss. 536. – P. 147700. DOI: 10.1016/j.apsusc.2020.147700.
76. Yekeen N., Padmanabhan E., Idris A.K. A review of recent advances in foam-based fracturing fluid application in unconventional reservoirs // *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*. – 2018. – Vol. 66. – № 10. – P. 45–71. DOI: 10.1016/j.jiec.2018.05.039.
77. Kamal M.S. Review on polymer flooding: rheology, adsorption, stability, and field applications of various polymer systems // *Polymer Reviews*. – 2015. – Vol. 55. – № 3. – P. 491–530. DOI: 10.1080/15583724.2014.982821.
78. Li X., Zhang F., Liu G. Review on polymer flooding technology // *IOP Conference Series Earth and Environmental Science*. – 2021. – Vol. 675. – Iss. 1. – P. 1–15. DOI: 10.1088/1755-1315/675/1/012199.
79. Balaban R.C., Vidal E.L., Borges M.R. Design of experiments to evaluate clay swelling inhibition by different combinations of organic compounds and inorganic salts for application in water base drilling fluids // *Applied Clay Science*. – 2015. – Vol. 105–106. – № 3. – P. 124–130. DOI: 10.1016/J.CLAY.2014.12.029.
80. Molecular insight into inhibitory performance of CTAB surfactant for montmorillonite swelling; implications for drilling fluid design / M. Karimi, M. Ghasemi, M. Babaei, K. Shahbazi // *Geoenergy Science and Engineering*. – 2023. – Vol. 231. – P. 231–263. DOI: 10.1016/j.geoen.2023.212399.
81. Ahmed H.M., Kamal M.S., Al-Harthi M. Polymeric and low molecular weight shale inhibitors // *Fuel*. – 2019. – Vol. 251. – P. 187–217. DOI: 10.1016/j.fuel.2019.04.038.
82. Shale inhibition by low-molecular-weight cationic polymer in water-based mud / M. Beg, P. Singh, S. Sharma, U. Ojha // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2018. – Vol. 9. – № 3. – P. 1995–2007. DOI: 10.1007/s13202-018-0592-7.
83. Pana O. Structure, morphology and magnetic properties of Fe-Au core-shell nanoparticles // *Surface Science*. – 2007. – Vol. 601. – Iss. 18. – № 9. – P. 79–81. DOI: 10.1016/j.susc.2007.06.024
84. Composition and structure of magnetic high-temperature-phase, stable Fe–Au core–shell nanoparticles with zero-valent bcc Fe core / M. Kamp, A. Tymoczko, R. Popescu, U. Schürmann, R. Nadarajah, B. Gökce, C. Rehbock, D. Gerthsen, S. Barcikowski, L. Kienle // *Nanoscale Advances*. – 2020. – Vol. 2. – № 9. – P. 3912–3920. DOI: <https://doi.org/10.1039/d0na00514b>.
85. Amanullah M.D. Dendrimers and dendritic polymers. Application for superior and intelligent fluid development for oil and gas field applications // *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*. – UAE: Abu Dhabi, 2013. – P. 96–113.
86. Application and research prospect of functional polymer gels in oil and gas drilling and development engineering / Y. Bai, Y. Liu, K. Yang, Y. Lang // *Gels*. – 2023. – Vol. 9. – № 5. – P. 413. DOI: <https://doi.org/10.3390/gels9050413>.
87. Advances in inhibitive water-based drilling fluids – can they replace oil-based muds? / A. Patel, E. Stamatakis, S. Young, J. Friedheim // *Proceedings of SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*. – Houston, Texas, U.S.A., February 2007. – SPE-106476-MS. – P. 614–621. DOI: <https://doi.org/10.2118/106476-MS>
88. Xie G. Intercalation behavior of branched polyethyleneimine into sodium bentonite and its effect on rheological properties // *Applied Clay Science*. – 2017. – Vol. 141. – № 6. – P. 95–103. DOI: 10.1016/j.clay.2017.02.018.
89. Gholizadeh N. Development of high-performance water-based mud formulation based on amine derivatives // *SPE International Conference on Oilfield Chemistry*. – USA, Texas, 2009. – P. 20–22.
90. Effect on water-based drilling fluids and wellbore stability / A.H. Abdullah, S. Ridha, D.F. Mohshim, M. Yusuf, H. Kamyab, S. Krishna, M.A. Maoinser // *A comprehensive review of nanoparticles Chemosphere*. – 2022. – Vol. 308. – P. 136–274. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2022.136274>.
91. Wang L. Effect of poly (propylene) diamine adsorption on hydration and dispersion of montmorillonite particles in aqueous solution // *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. – 2011. – Vol. 381. – Iss. 1–3. – № 5. – P. 41–47. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2011.03.008.
92. Adsorption of different ionic types of polyacrylamide on montmorillonite surface: insight from QCM-D and molecular dynamic simulation / X. Ma, X. Sun, M. Chang, Q. Liu, X. Dong, Y. Fan, R. Chen // *Molecules*. – 2023. – Vol. 28. – P. 4–17. DOI: <https://doi.org/10.3390/molecules28114417>.
93. Guancheng J. Polyethyleneimine as shale inhibitor in drilling fluid // *Applied Clay Science*. – 2016. – Vol. 127–128. – P. 70–77. DOI: 10.1016/j.clay.2016.04.013.
94. Saleh T.A., Nur M.M. Synthesis of polyacrylic-melamine grafted graphene as efficient inhibitor for shale stabilization in water-based drilling fluid // *Materials Today Communications*. – 2023. – Vol. 35. – P. 106–264. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.mtcomm.2023.106264>.
95. Zhong H. Poly (oxypropylene)-amidoamine modified bentonite as potential shale inhibitor in water-based drilling fluids // *Applied Clay Science*. – 2012. – Vol. 67–68. – № 10. – P. 36–43. DOI: 10.1016/j.clay.2012.06.002.
96. Arvind P. Designing for the future – a review of the design, development and testing of a novel // *Inhibitive Water-Based Drilling Fluid*. – 2017. – Vol. 141. – P. 95–114. DOI: 10.1145/2843592.
97. Arruda S.C. Nanoparticles applied to plant science: a review // *Talanta*. – 2015. – Vol. 131. – № 6. – P. 693–705. DOI: 10.1016/j.talanta.2014.08.050.
98. A comprehensive review of impacts of diverse nanoparticles on growth, development and physiological adjustments in plants under changing environment / U. Aqeel, T. Aftab, M.M.A. Khan, M. Naeem, M.N. Khan // *Chemosphere*. – 2022. – Vol. 291. – P. 132–672. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2021.132672>.
99. Ghosh S.K., Pal T. Interparticle coupling effect on the surface plasmon resonance of gold nanoparticles: From theory to applications // *Chemical Reviews*. – 2007. – Vol. 107. – Iss. 11. – № 11. – P. 4797–4862. DOI: 10.1021/cr0680282.
100. Recent progress and challenges in plasmonic nanomaterials / H. Duan, T. Wang, Z. Su, H. Pang, C. Chen // *Nanotechnology Reviews*. – 2022. – Vol. 11. – P. 846–873. DOI: <https://doi.org/10.1515/ntrev-2022-0039>.
101. Khan Ib., Saeed K., Khan Id. Nanoparticles: properties, applications and toxicities // *Arabian Journal of Chemistry*. – 2019. – Vol. 12. – № 7. – P. 908–931. DOI: 10.1016/j.arabjc.2017.05.011.

102. Jeevanandam J. Review on nanoparticles and nanostructured materials: History, sources, toxicity and regulations // *Beilstein Journal of Nanotechnology*. – 2018. – Vol. 9. – P. 1050–1074. DOI: 10.3762/bjnano.9.98.
103. Buzea C., Pacheco I.L., Robbie K. Nanomaterials and nanoparticles: Sources and toxicity // *Journal of Biointerphases*. – 2007. – Vol. 2. – № 4. – P. 17. DOI: 10.1116/1.2815690.
104. Vargas-Estrada L. Role of nanoparticles on microalgal cultivation. – 2020 – Vol. 280. – № 11. – P. 118. DOI: 10.1016/j.fuel.2020.118598.
105. Zhang T. Investigation of nanoparticle adsorption during transport in porous media // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. – New Orleans, Louisiana, USA, September 2013. – Paper Number: SPE-166346-MS. – P. 1–20. DOI: 10.2118/166346-MS.
106. Xu Y. Supercritical CO<sub>2</sub>-philic nanoparticles suitable for determining the viability of carbon sequestration in shale // *Environmental Science: Nano*. – 2015. – Iss. 3. – P. 288–296. DOI: 10.1039/C5EN00003C.
107. Liang S. Oil detachment by modified nanoparticles: a molecular dynamics simulation study // *Computational Materials Science*. – 2019. – Vol. 170. – P. 109–177.
108. Abdolbaghi S., Pourmahdian S., Saadat Y. Preparation of poly(acrylamide)/nanoclay organic-inorganic hybrid nanoparticles with average size of 250 nm via inverse Pickering emulsion polymerization // *Colloid and Polymer Science*. – 2014. – Vol. 292. – № 1. – P. 1091–1097. DOI: 10.1007/s00396-013-3158-8.
109. Wilczewska A.Z. Nanoparticles as drug delivery systems // *Pharmacological Reports*. – 2012. – Vol. 64. – № 5. – P. 1020–1037. DOI: 10.1016/s1734-1140(12)70901-5
110. Rizvi S.A., Saleh A.M. Applications of nanoparticle systems in drug delivery technology // *Saudi Pharmaceutical Journal*. – 2018. – Vol. 26. – № 1. – P. 64–70. DOI: 10.1016/j.jsps.2017.10.012.
111. Chandrakala V., Aruna V., Angajala G. Review on metal nanoparticles as nanocarriers: current challenges and perspectives in drug delivery systems // *Emergent Materials*. – 2022. – Vol. 5. – P. 1593–1615. DOI: <https://doi.org/10.1007/s42247-021-00335-x>.
112. Hossain M.K., Mukhaimer A.W. Nanoparticles-decorated silicon absorber: absorption depth profile characteristics within absorbing layer // *Solar Energy*. – 2020. – Vol. 204. – P. 552–560. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.05.012>.
113. Pfeiffer T. Plasmonic nanoparticle films for solar cell applications fabricated by size-selective aerosol deposition // *Energy Procedia*. – 2014. – Vol. 60. – P. 3–12. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.12.335.
114. Olayiwola S.O., Dejam M. Synergistic interaction of nanoparticles with low salinity water and surfactant during alternating injection into sandstone reservoirs to improve oil recovery and reduce formation damage // *Journal of Molecular Liquids*. – 2020. – Vol. 317. – № 11. – P. 114. DOI: 10.1016/j.molliq.2020.114228.
115. Zhao X. Formation damage mechanisms associated with drilling and completion fluids for deep water reservoirs // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – Vol. 173. – P. 112–121. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.09.098.
116. Minireview of formation damage control through nanotechnology utilization at fieldwork conditions/ M.R. Ngata, B. Yang, M.D. Aminu, B.L. Emmanuel, A.A. Said, D.C. Kalibwami, G.C. Mwakipunda, E. Ochilov, E.E. Nyakilla // *Energy & Fuels*. – 2022. – Vol. 36. – P. 4174–4185. DOI: <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.2c00210>.
117. Cheraghian G. A review on applications of nanotechnology in the enhanced oil recovery part A: effects of nanoparticles on interfacial tension // *International Nano Letters*. – 2016. – Vol. 6. – P. 129–138. DOI: 10.1007/s40089-015-0173-4.
118. Aghajanzadeh M.R. Wettability modification of oil-wet carbonate reservoirs using silica-based nanofluid: an experimental approach // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – Vol. 178. – P. 700–710. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.03.059.
119. Pham H. Effect of silica nanoparticles on clay swelling and aqueous stability of nanoparticle dispersions // *Journal of Nanoparticle Research*. – 2014. – Vol. 16. – P. 1–11. DOI: 10.1007/s11051-013-2137-9.
120. De Lara L.S., Rigo V.A., Miranda C.R. Controlling clay swelling–shrinkage with inorganic nanoparticles // *Journal of Physical Chemistry C*. – 2017. – Vol. 121. – Iss. 37. – P. 142–147. DOI: <http://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/acs.jpcc.7b05130>
121. Rezaei A. Using surface modified clay nanoparticles to improve rheological behavior of Hydrolyzed Polyacrylamid solution for enhanced oil recovery with polymer flooding // *Journal of Molecular Liquids*. – 2016. – Vol. 222. – P. 1148–1156. DOI: 10.1016/j.molliq.2016.08.004.
122. Bayat A.E. Experimental investigation of rheological and filtration properties of water-based drilling fluids in presence of various nanoparticles // *Colloids and Surfaces: Physicochemical and Engineering Aspects*. – 2018. – Vol. 555. – P. 256–263. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2018.07.001.
123. Paul S.C. Properties of cement-based composites using nanoparticles: a comprehensive review // *Construction and Building Materials*. – 2018. – Vol. 189. – P. 1019–1034. DOI: 10.1016/j.conbuildmat.2018.09.062.
124. Kawashima S. Modification of cement-based materials with nanoparticles // *Cement and Concrete Composites*. – 2013. – Vol. 36. – № 1. – P. 8–15. DOI: 10.1016/j.cemconcomp.2012.06.012.
125. Kleibert A. Structure, morphology, and magnetic properties of Fe nanoparticles deposited onto single-crystalline surfaces // *Beilstein Journal of Nanotechnology*. – 2011. – Vol. 2. – № 1. – P. 47–56. DOI: 10.3762/bjnano.2.6.
126. Agarwal R. et al. Effect of shape, size, and aspect ratio on nanoparticle penetration and distribution inside solid tissues using 3D spheroid models // *Advanced Healthcare Materials*. – 2015. – Vol. 4. – № 15. – P. 2269–2280. DOI: <https://pubmed.ncbi.nlm.nih.gov/26376024/>
127. Харламов С.Н., Мехран Д., Филиппов К.А. Математическое моделирование и методы исследования гидродинамической очистки горизонтальных скважин // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2021. – Т. 332. – № 8. – С. 53–73. DOI: 10.18799/24131830/2021/8/3305.
128. Харламов С.Н., Джангхорбани М. Численное исследование вязкостно-инерционного ламинарного закрученного течения в круглой трубе с эксцентричным круглым ядром // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2021. – Т. 332. – № 11. – С. 7–21

129. Харламов С.Н., Джанхорбани М., Зайковский В.В. Транспорт шлама буровым раствором в горизонтальных скважинах. Часть 1. Моделирование структуры дисперсных течений // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 10. – С. 34–48.
130. Kharlamov S.N., Janghorbani M., Bryksin M.R. Aspects of computer simulation of transport and cleaning processes from cuttings in horizontal well sections // *Mathematical Models and Computer Simulations*. – 2023. – Vol. 15. – Iss. 3. – P. 502–519.

#### Сведения об авторах

**Софьян Самеер Ал-обаиди**, аспирант, отделение нефтегазового дела, Инженерная школа природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30; Al\_obaidi@tpu.ru

**Даси Эван**, аспирант, отделение нефтегазового дела, Инженерная школа природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30; de01@tpu.ru

**Сергей Николаевич Харламов**, доктор физико-математических наук, профессор, отделение нефтегазового дела, Инженерная школа природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30; kharsn@mail.ru, <https://orcid.org/0009-0007-4362-2511>

Поступила в редакцию: 05.09.2024

Поступила после рецензирования: 16.09.2024

Принята к публикации: 19.09.2024

#### REFERENCES

1. Lyu Q. A review of shale swelling by water adsorption. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2015, vol. 27, pp. 1421–1431. DOI: 10.1016/j.jngse.2015.10.004.
2. Shen W., Li X., Cihan A., Lu X., Liu X. Experimental and numerical simulation of water adsorption and diffusion in shale gas reservoir rocks. *Advances in geo-energy research*, 2019, vol. 3, no. 2, pp. 165–174. DOI: 10.26804/ager.2019.02.06
3. Heidug W.K., Bm S.S., Miri M. Hydration swelling of water-absorbing rocks: a constitutive model. *International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics*, 1996, vol. 20, pp. 403–430. DOI: 10.1002/(SICI)1096-9853(199606)20:6<403::AID-NAG832>3.0.CO;2-7.
4. Liu A., Liu S., Zhang R., Sang G., Xia K. Cyclical water vapor sorption-induced structural alterations of mine roof shale. *International Journal of Coal Geology*, 2023, vol. 273, pp. 1–11 (104267). DOI: <https://doi.org/10.1016/j.coal.2023.104267>.
5. Gomaa I., Mahmoud M. Stimulating illitic sandstone reservoirs using in-situ generated HF with the aid of thermochemicals. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 190, pp. 113–130. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107089.
6. Carpenter C. Thermochemical fluid used in field application of sandstone stimulation. *Journal of Petroleum Technology*, 2022, vol. 74, no. 3, pp. 98–100. DOI: 10.2118/0322-0098-jpt.
7. Murray H.H. Structure and composition of the clay minerals and their physical and chemical properties. Chapter 2. *Developments in Clay Science*, 2006, vol. 2, pp. 7–31. DOI: 10.1016/S1572-4352(06)02002-2.
8. Kumari N., Mohan C. *Basics of clay minerals and their characteristic properties*. Croatia, IntechOpen eBooks, 2021. 210 p. DOI: 10.5772/intechopen.97672.
9. Ochieng O. Characterization and classification of clay minerals for potential applications in Rugi Ward, Kenya. *African Journal of Environmental Science and Technology*, 2016, vol. 10, no. 11, pp. 415–431. DOI: 10.5897/AJEST2016.2184.
10. Ihekwe me G.O., Shondo J.N., Orisekeh K.I., Kalu-Uka G.M., Nwuzor I.C., Onwualu A.P. Characterization of certain Nigerian clay minerals for water purification and other industrial applications. *Heliyon*, 2020, vol. 6, no. 4, pp. 1–7. DOI: 10.1016/j.heliyon. 2020.e03783
11. Aksu I., Bazilevskaya E., Karpyn Z.T. Swelling of clay minerals in unconsolidated porous media and its impact on permeability. *GeoResJ*, 2015, vol. 7, pp. 1–13. DOI: 10.1016/j.grj.2015.02.003.
12. Mehdizad A., Pourafshary P., Sedae B. Visual investigation of simultaneous clay swelling and migration mechanisms and formation damage consequences using micromodels. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 214, pp. 1–12. DOI: 10.1016/j.petrol.2022.110561.
13. Hamdi N., Srasra E. Acid-base properties of organosmectite in aqueous suspension. *Applied Clay Science*, 2014, vol. 99, pp. 1–6. DOI: 10.1016/j.clay.2014.07.009.
14. Mohammed I., Shehri D.A., Mahmoud M., Kamal M.S., Alade O., Arif M., Patil S. Effect of native reservoir state and oilfield operations on clay mineral surface chemistry. *Molecules*, 2022, vol. 27, no. 5, pp. 1739. DOI: <https://doi.org/10.3390/molecules27051739>.
15. Sun L. Molecular dynamics study of montmorillonite crystalline swelling: Roles of interlayer cation species and water content. *Chemical Physics*, 2015, vol. 455, pp. 23–31. DOI: 10.1016/j.chemphys.2015.04.005.
16. Zhang W., Chen S., Tong K., Li S., Huang K., Dai Z., Luo L. Effects of the layer charge location and interlayer cation on rectorite swelling properties: comparison between molecular dynamics simulations and experiments. *The Journal of Physical Chemistry*, 2022, ser. C, vol. 126, no. 22, pp. 9597–9609. DOI: <https://doi.org/10.1021/acs.jpcc.2c02549>
17. Valkov M., Simha G. Vermiculite: structural properties and examples of the use. *Clay Minerals in Nature. Modification and Application*. Eds. M. Valášková, G.S. Martynková. Czech Republic, University of Ostrava, 2012. pp. 210–243.

18. Berdiev K.R., Sirojiddinov A.B., Yakubov Q.X., Dusmatov X.M. Study of structural properties and flame of vollastanite, dolomite, vermiculite minerals. *The American Journal of Applied Sciences*, 2021, vol. 3, no. 1, pp. 30–37. DOI: 10.37547/tajas/volume03issue01-07.
19. Brigatti M.F., Galán E., Theng B.K.G. Structure and mineralogy of clay minerals. *Journal Developments in Clay Science*, 2013, vol. 5, pp. 21–81. DOI: 10.1016/B978-0-08-098258-8.00002-X.
20. Choo K.Y., Bai K. Effects of bentonite concentration and solution pH on the rheological properties and long-term stabilities of bentonite suspensions. *Applied Clay Science*, 2015, vol. 108, pp. 182–190. DOI: 10.1016/j.clay.2015.02.023.
21. Shao J., Sun D., Peng F., Zeng Z. Effect of the alkaline solution concentration on swelling performance of MX80 granular bentonite. *European Journal of Environmental and Civil Engineering*, 2023, vol. 27, no. 14, pp. 4181–4196. DOI: 10.1080/19648189.2023.2177753.
22. Quainoo A.K. A perspective on the potential application of bio-inhibitors for shale stabilization during drilling and hydraulic fracturing processes. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2020, vol. 79, pp. 103–108. DOI: 10.1016/j.jngse.2020.103380.
23. Rahman M.T., Negash B.M., Moniruzzaman M., Quainoo A.K., Bavoh C.B., Padmanabhan E. An overview on the potential application of ionic liquids in shale stabilization processes. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2020, vol. 81, pp. 1–12. DOI: 10.1016/j.jngse.2020.103480
24. Eveline V.F., Yucel A.I. Osmosis and clay swelling effects in gas shale formations under stress. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. San Antonio, Gonzalez Convention, 2018. Vol. 2, pp. 19–99.
25. Eveline V.F., Santos L.P., Akkutu I.Y. Thermally-Induced secondary fracture development in shale formations during hydraulic fracture water invasion and clay swelling. *SPE Journal*, June 3, 2019, no. 6, pp. 1–10. DOI: 10.2118/195543-ms.
26. Al-Obaidi S.S., Kharlamov S.N. Analysis of pipe sticking at well drilling in the South Iraqi limestone and sandstone reservoirs. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 8, pp. 91–111. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2024/8/4716
27. Ahmed H.M., Kamal M.S., Al-Harhi M. Polymeric and low molecular weight shale inhibitors. *Fuel*, 2019, vol. 251, pp. 187–217. DOI: 10.1016/j.fuel.2019.04.038.
28. Beg M., Singh P., Sharma S., Ojha U. Shale inhibition by low-molecular-weight cationic polymer in water-based mud. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2018, vol. 9, no. 3, pp. 1995–2007. DOI: 10.1007/s13202-018-0592-7.
29. Anderson R.L. Clay swelling – a challenge in the oilfield. *Earth-Science Reviews*, 2010, vol. 98, Iss. 3–4, pp. 201–216. DOI: 10.1016/j.earscirev.2009.11.003.
30. Cai W., Zhu H., Liang W. Three-dimensional stress rotation and control mechanism of deep tunneling incorporating generalized Zhang–Zhu strength-based forward analysis. *Engineering Geology*, 2022, vol. 308, pp. 21–34. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enggeo.2022.106806>.
31. Butscher C., Thomas M., Blum P. Swelling of clay-sulfate rocks: a review of processes and controls. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2016, vol. 49, pp. 1533–1549. DOI: 10.1007/s00603-015-0827-6.
32. Schweizer D., Prommer H., Blum P., Siade A.J., Butscher C. Reactive transport modeling of swelling processes in clay-sulfate rocks. *Water Resources Research*, 2018, vol. 54, no. 9, pp. 6543–6565. DOI: 10.1029/2018wr023579.
33. Müller V.M., Løken T. The shearing behaviour of clays. *Applied Clay Science*, 1989, vol. 4, no. 2, pp. 125–141. DOI: 10.1051/e3sconf/20199214003.
34. Swai R.E. A review of molecular dynamics simulations in the designing of effective shale inhibitors: application for drilling with water-based drilling fluids. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2020, vol. 10, no. 8, pp. 3515–3532. DOI: <https://doi.org/10.1007/s13202-020-01003-2>.
35. Steiner W. Swelling rock in tunnels: rock characterization, effect of horizontal stresses and construction procedures. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences and Geomechanics Abstracts*, 1993, vol. 30, no. 4, pp. 361–380. DOI: 10.1016/0148-9062(93)91720-4.
36. Liu G.-Y., Chen Y.-L., Du X., Azzam R. A fractional viscoplastic model to predict the time-dependent displacement of deeply buried tunnels in swelling rock. *Computers and Geotechnics*, 2020, vol. 129, pp. 23–31. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.compgeo.2020.103901>
37. Wilson M.J., Wilson L.S. Clay mineralogy and shale instability: an alternative conceptual analysis. *Clay Minerals*, 2014, vol. 11, pp. 127–145. DOI: 10.1180/claymin.2014.049.2.01.
38. Andi A.A. Mineralogy and rock response analysis approach to mitigate wellbore stability issue in “B” cluster of East Java Field. *Journal of Petroleum and Geothermal Technology*, 2023, vol. 4, no. 1, pp. 1–21. DOI: 10.31315/jpgt.v4i1.7336.
39. Wang L.L. Swelling of shales: a multiscale experimental investigation. *Energy and Fuels*, 2017, vol. 31, pp. 10442–10451. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.7b01223.
40. Gao Q., Liu J., Leong Y.K., Elsworth D. A review of swelling effect on shale permeability: assessments and perspectives. *Energy & Fuels*, 2023, vol. 37, no. 5, pp. 3488–3500. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.2c04005.
41. Rahman M.T. An overview on the potential application of ionic liquids in shale stabilization processes. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2020, vol. 81, no. 9, pp. 103. DOI: 10.1016/j.jngse.2020.103480.
42. Saien J., Kharazi M., Pino V., Pacheco-Fernández I. Trends offered by ionic liquid-based surfactants: Applications in stabilization, separation processes, and within the petroleum industry. *Separation and Purification Reviews*, 2022, vol. 52, no. 3, pp. 164–192. DOI: 10.1080/15422119.2022.2052094.
43. Ruedrich J. Moisture expansion as a deterioration factor for sandstone used in buildings. *Environmental Earth Sciences*, 2011, pp. 1545–1564. DOI: 10.1007/s12665-010-0767-0.
44. López-Doncel R., Wedekind W., Dohrmann R., Siegesmund S. Moisture expansion associated to secondary porosity: an example of the Loseros Tuff of Guanajuato, Mexico. *Environmental Earth Sciences*, 2012, vol. 69, no. 4, pp. 1189–1201. DOI: 10.1007/s12665-012-1781-1.

45. Rana A., Arfaj M.K., Saleh T.A. Advanced developments in shale inhibitors for oil production with low environmental footprints. *Fuel*, 2019, vol. 247, pp. 237–249. DOI: 10.1016/j.fuel.2019.03.006.
46. Jingyuan M., Boru X., Yuxiu A. Advanced developments in low-toxic and environmentally friendly shale inhibitor: a review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 208, pp. 109578. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109578.
47. Almubarak T. A collective clay stabilizers review. *International Petroleum Technology Conference*. Doha, Qatar, December 2015. Paper Number: IPTC-18394-MS, pp. 104. DOI: 10.2523/IPTC-18394-MS
48. Wang L. Clay stabilization in sandstone reservoirs and the perspectives for shale reservoirs. *Advances in Colloid and Interface Science*, 2020, vol. 276, pp. 1–11. DOI: 10.1016/j.cis.2019.102087.
49. Gholami R. A review on borehole instability in active shale formations: Interactions, mechanisms and inhibitors. *Earth-Science Reviews*, 2018, vol. 177, pp. 2–13. DOI: 10.1016/j.earscirev.2017.11.002.
50. Yan C.-L., Dong L.-F., Zhao K., Cheng Y.-F., Li X.-R., Deng J.-G., Li Z.-Q., Chen Y. Time-dependent borehole stability in hard-brittle shale. *Petroleum Science*, 2022, vol. 19, no. 2, pp. 663–677. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2021.12.019>.
51. Liu X.D., Lu X.C. A thermodynamic understanding of clay-swelling inhibition by potassium ions. *Angewandte Chemie International Edition*, 2006, vol. 45, Iss. 38, no. 9, pp. 6300–6303. DOI: 10.1002/anie.200601740.
52. Rahman M.T., Negash B.M., Danso D.K., Idris A., Elryes A.A., Umar I.A. Effects of imidazolium- and ammonium-based ionic liquids on clay swelling: experimental and simulation approach. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2021, vol. 12, no. 7, pp. 1841–1853. DOI: <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01410-z>.
53. Teixeira G.T. Hyperbranched polyglycerols, obtained from environmentally benign monomer, as reactive clays inhibitors for water-based drilling fluids. *Applied Polymer Science*, 2014, vol. 131, no.12, pp. 214–250. DOI: 10.1002/app.40384.
54. Bai X., Wang H., Luo Y. The structure and application of amine-terminated hyperbranched polymer shale inhibitor for water-based drilling fluid. *Journal of Applied Polymer Science*, 2017, vol. 134, no. 46, pp. 23–41. DOI: 10.1002/app.45466.
55. Zumrawi M. Effect of some chloride salts on swelling properties of expansive soil. *University of Khartoum Engineering Journal*, 2016, vol. 6, Iss. 2, pp. 35–41. DOI: 10.53332/kuej.v6i2.1005.
56. Brien D.E., Martin E. Stabilizing sensitive shales with inhibited, potassium-based drilling fluids. *Journal of Petroleum Technology*, 1973, vol. 25, no. 9, pp. 1089–1100. DOI: 10.2118/4232-PA.
57. Naeimavi M., Khazali F., Abdideh M., Saadati Z. Potassium sorbate as substitute for KCl to shale inhibition in water-based drilling fluids. *Energy Sources Part a Recovery Utilization and Environmental Effects*, 2019, vol. 43, no. 14, pp. 1691–1705. DOI: 10.1080/15567036.2019.1663303.
58. Zhong H. Shale inhibitive properties of polyether diamine in water-based drilling fluid. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2011, vol. 78, pp. 510–515. DOI: 10.1016/j.petrol.2011.06.003
59. Akhtarmanesh M., Shahrabi M.J., Atashnezhad A. Improvement of wellbore stability in shale using nanoparticles. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2013, vol. 112, pp. 290–295. DOI: 10.1016/j.petrol.2013.11.017.
60. Sudharsan J., Khare S.K. Role of nanocomposite additives in well bore stability during shale formation drilling with water-based mud – a comprehensive review. *Materials Today Proceedings*, 2022, vol. 62, pp. 6412–6419. DOI: 10.1016/j.matpr.2022.04.009.
61. Ren Y. Adsorption of imidazolium-based ionic liquid on sodium bentonite and its effects on rheological and swelling behaviors. *Applied Clay Science*, 2019, vol. 182, no. 10, pp. 105–248. DOI: 10.1016/j.clay.2019.105248.
62. Khan R.A., Murtaza M., Abdulraheem A., Kamal M.S., Mahmoud M. Imidazolium-based ionic liquids as clay swelling inhibitors: mechanism, performance evaluation, and effect of different anions. *ACS Omega*, 2020, vol. 5, Iss. 41, pp. 26682–26696. DOI: 10.1021/acsomega.0c03560.
63. Shadizadeh S.R., Moslemizadeh A., Dezaki A.S. A novel nonionic surfactant for inhibiting shale hydration. *Applied Clay Science*, 2015, vol. 118, no. 15, pp. 74–86. DOI: 10.1016/j.clay.2015.09.006.
64. Aggrey W.N., Asiedu N.Y., Adenutsi C.D., Anumah P. A novel non-ionic surfactant extract derived from *Chromolaena odorata* as shale inhibitor in water-based drilling mud. *Heliyon*, 2019, vol. 5, Iss. 5, pp. 35–41. DOI: 10.1016/j.heliyon.2019.e01697.
65. Sehly K. Stability and ageing behaviour and the formulation of potassium-based drilling muds. *Applied Clay Science*, 2015, vol. 104, no. 2, pp. 309–317. DOI: 10.1016/j.clay.2014.12.013.
66. Xia Y., Guan J., Gao Y., Tang S., Rong J. Optimization of anti-collapse drilling fluid systems with high potassium content. *Fluid Dynamics & Materials Processing*, 2023, vol. 19, Iss. 6, pp. 1609–1622. DOI: 10.32604/fdmp.2023.025263.
67. Sepehri S. Effect of synthetic water-soluble polymers on the properties of the heavy water-based drilling fluid at high pressure-high temperature (HPHT) conditions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 166, no. 7, pp. 850–856. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.03.055.
68. Khodja M. Shale problems and water-based drilling fluid optimisation in the Hassi Messaoud Algerian oil field. *Applied Clay Science*, 2010, vol. 49, no. 4, pp. 383–393. DOI: 10.1016/j.clay.2010.06.008.
69. Saleh T.A. Advanced trends of shale inhibitors for enhanced properties of water-based drilling fluid. *Upstream Oil and Gas Technology*, 2022, vol. 8, pp. 100069. DOI: 10.1016/j.upstre.2022.100069.
70. Slaný M., Jankovič L., Madejová J. Structural characterization of organo-montmorillonites prepared from a series of primary alkylamines salts: mid-IR and near-IR study. *Applied Clay Science*, 2019, vol. 176, no. 8, pp. 11–20. DOI: 10.1016/j.clay.2019.04.016.
71. Barati P. Shale hydration inhibition characteristics and mechanism of a new amine-based additive in water-based drilling fluids. *Petroleum*, 2017, vol. 3, no. 4, pp. 476–482. DOI: 10.1016/j.petlm.2017.05.003.
72. Du W., Wang X., Chen G., Zhang J., Slaný M. Synthesis, property and mechanism analysis of a novel polyhydroxy organic amine shale hydration inhibitor. *Minerals*, 2020, vol. 10, no. 2, pp. 128–142. DOI: 10.3390/min10020128.
73. Muhammed N.S. Comparative study of green and synthetic polymers for enhanced oil recovery. *Polymers*, 2020, pp. 242. DOI: 10.3390/polym12102429.

74. Villabona E.S., Rodrigues J.A., Nascimento R.S. Understanding the clay-PEG (and hydrophobic derivatives) interactions and their effect on clay hydration and dispersion: a comparative study. *Applied Clay Science*, 2017, vol. 143, no. 8, pp. 89–100. DOI: 10.1016/j.clay.2017.03.021.
75. Zhang M., Mao H., Jin Z. Molecular dynamic study on structural and dynamic properties of water, counter-ions and polyethylene glycols in Na-montmorillonite interlayers. *Applied Surface Science*, 2021, vol. 536, pp. 147700. DOI: 10.1016/j.apsusc.2020.147700.
76. Yekeen N., Padmanabhan E., Idris A.K. A review of recent advances in foam-based fracturing fluid application in unconventional reservoirs. *Industrial and Engineering Chemistry*, 2018, vol. 66, no. 10, pp. 45–71. DOI: 10.1016/j.jiec.2018.05.039.
77. Kamal M.S. Review on polymer flooding: rheology, adsorption, stability, and field applications of various polymer systems. *Polymer Reviews*, 2015, vol. 55, no. 3, pp. 491–530. DOI: 10.1080/15583724.2014.982821.
78. Li X., Zhang F., Liu G. Review on polymer flooding technology. *IOP Conference Series Earth and Environmental Science*, 2021, vol. 675, Iss. 1, pp. 1–15. DOI: 10.1088/1755-1315/675/1/012199.
79. Balaban R.C., Vidal E.L., Borges M.R. Design of experiments to evaluate clay swelling inhibition by different combinations of organic compounds and inorganic salts for application in water base drilling fluids. *Applied Clay Science*, 2015, vol. 105–106, no. 3, pp. 124–130. DOI: 10.1016/J.CLAY.2014.12.029.
80. Karimi M., Ghasemi M., Babaei M., Shahbazi K. Molecular insight into inhibitory performance of CTAB surfactant for montmorillonite swelling; implications for drilling fluid design. *Geoenergy Science and Engineering*, 2023, vol. 231, pp. 231–263. DOI: 10.1016/j.geoen.2023.212399.
81. Ahmed H.M., Kamal M.S., Al-Harathi M. Polymeric and low molecular weight shale inhibitors. *Fuel*, 2019, vol. 251, pp. 187–217. DOI: 10.1016/j.fuel.2019.04.038.
82. Beg M., Singh P., Sharma S., Ojha U. Shale inhibition by low-molecular-weight cationic polymer in water-based mud. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2018, vol. 9, no. 3, pp. 1995–2007. DOI: 10.1007/s13202-018-0592-7.
83. Pana O. Structure, morphology and magnetic properties of Fe-Au core-shell nanoparticles. *Surface Science*, 2007, vol. 601, Iss. 18, no. 9, pp. 79–81. DOI: 10.1016/j.susc.2007.06.024
84. Kamp M., Tymoczko A., Popescu R., Schürmann U., Nadarajah R., Gökce B., Rehbock C., Gerthsen D., Barcikowski S., Kienle L. Composition and structure of magnetic high-temperature-phase, stable Fe–Au core–shell nanoparticles with zero-valent bcc Fe core. *Nanoscale Advances*, 2020, vol. 2, no. 9, pp. 3912–3920. DOI: <https://doi.org/10.1039/d0na00514b>.
85. Amanullah M.D. Dendrimers and dendritic polymers. Application for superior and intelligent fluid development for oil and gas field applications. *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*. UAE, Abu Dha, 2013. pp. 96–113.
86. Liu Y., Yang K., Lang Y. Application and research prospect of functional polymer gels in oil and gas drilling and development engineering. *Gels*, 2023, vol. 9, no. 5, pp. 413. DOI: <https://doi.org/10.3390/gels9050413>.
87. Patel A., Stamatakis E., Young S., Friedheim J. Advances in inhibitive water-based drilling fluids - can they replace oil-based muds? *Proceedings of SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*. Houston, Texas, U.S.A., February 2007. SPE-106476-MS. pp. 614–621. DOI: <https://doi.org/10.2118/106476-MS>
88. Xie G. Intercalation behavior of branched polyethyleneimine into sodium bentonite and its effect on rheological properties. *Applied Clay Science*, 2017, vol. 141, no. 6, pp. 95–103. DOI: 10.1016/j.clay.2017.02.018.
89. Gholizadeh N. Development of high-performance water-based mud formulation based on amine derivatives. *SPE International Conference on Oilfield Chemistry*. USA, Texas, 2009. pp. 20–22.
90. Abdullah A.H., Ridha S., Mohshim D.F., Yusuf M., Kamyab H., Krishna S., Maoinsar M.A. A comprehensive review of nanoparticles: Effect on water-based drilling fluids and wellbore stability. *Chemosphere*, 2022, vol. 308, pp. 136–274. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2022.136274>.
91. Wang L. Effect of poly (propylene) diamine adsorption on hydration and dispersion of montmorillonite particles in aqueous solution. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2011, vol. 381, Iss. 1–3, no. 5, pp. 41–47. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2011.03.008.
92. Ma X., Sun X., Chang M., Liu Q., Dong X., Fan Y., Chen R. Adsorption of different ionic types of polyacrylamide on montmorillonite surface: insight from QCM-D and molecular dynamic simulation. *Molecules*, 2023, vol. 28, pp. 4–17. DOI: <https://doi.org/10.3390/molecules28114417>.
93. Guancheng J. Polyethyleneimine as shale inhibitor in drilling fluid. *Applied Clay Science*, 2016, vol. 127–128, pp. 70–77. DOI: 10.1016/j.clay.2016.04.013.
94. Saleh T.A., Nur M.M. Synthesis of polyacrylic-melamine grafted graphene as efficient inhibitor for shale stabilization in water-based drilling fluid. *Materials Today Communications*, 2023, vol. 35, pp. 106–264. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.mtcomm.2023.106264>.
95. Zhong H. Poly (oxypropylene)-amidoamine modified bentonite as potential shale inhibitor in water-based drilling fluids. *Applied Clay Science*, 2012, vol. 67–68, no. 10, pp. 36–43. DOI: 10.1016/j.clay.2012.06.002.
96. Arvind P. Designing for the future – a review of the design, development and testing of a novel. *Inhibitive Water-Based Drilling Fluid*, 2017, vol. 141, pp. 95–114. DOI: 10.1145/2843592.
97. Arruda S.C. Nanoparticles applied to plant science: a review. *Talanta*, 2015, vol. 131, no. 6, pp. 693–705. DOI: 10.1016/j.talanta.2014.08.050.
98. Aqeel U., Aftab T., Khan M.M.A., Naeem M., Khan M.N. A comprehensive review of impacts of diverse nanoparticles on growth, development and physiological adjustments in plants under changing environment. *Chemosphere*, 2022, vol. 291, pp. 132–672. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2021.132672>.
99. Ghosh S.K., Pal T. Interparticle coupling effect on the surface plasmon resonance of gold nanoparticles: from theory to applications. *Chemical Reviews*, 2007, vol. 107, Iss. 11, no. 11, pp. 479–486. DOI: 10.1021/cr0680282.
100. Duan H., Wang T., Su Z., Pang H., Chen C. Recent progress and challenges in plasmonic nanomaterials. *Nanotechnology Reviews*, 2022, vol. 11, pp. 846–873. DOI: <https://doi.org/10.1515/ntrev-2022-0039>.

101. Khan Ib., Saeed K., Khan Id. Nanoparticles: properties, applications and toxicities. *Arabian Journal of Chemistry*, 2019, vol. 12, no. 7, pp. 908–931. DOI: 10.1016/j.arabjc.2017.05.011.
102. Jeevanandam J. Review on nanoparticles and nanostructured materials: history, sources, toxicity and regulations. *Beilstein Journal of Nanotechnology*, 2018, vol. 9, pp. 1050–1074. DOI: 10.3762/bjnano.9.98.
103. Buzea C., Pacheco I.I., Robbie K. Nanomaterials and nanoparticles: Sources and toxicity. *Journal of Biointerphases*, 2007, vol. 2, no. 4, pp. 17. DOI: 10.1116/1.2815690.
104. Vargas-Estrada L. Role of nanoparticles on microalgal cultivation. *Fuel*, 2020, vol. 280, no. 11, pp. 118. DOI: 10.1016/j.fuel.2020.118598.
105. Zhang T. Investigation of nanoparticle adsorption during transport in porous media. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. New Orleans, Louisiana, USA, September 2013. Paper Number: SPE-166346-MS, pp. 1–20. DOI: 10.2118/166346-MS.
106. Xu Y. Supercritical CO<sub>2</sub>-philic nanoparticles suitable for determining the viability of carbon sequestration in shale. *Environmental Science: Nano*, 2015, Iss. 3, pp. 288–296. DOI: 10.1039/C5EN00003C.
107. Liang S. Oil detachment by modified nanoparticles: a molecular dynamics simulation study. *Computational Materials Science*, 2019, vol. 170, pp. 109–177.
108. Abdolbaghi S., Pourmahdian S., Saadat Y. Preparation of poly(acrylamide)/nanoclay organic-inorganic hybrid nanoparticles with average size of 250 nm via inverse Pickering emulsion polymerization. *Colloid and Polymer Science*, 2014, vol. 292, no. 1, pp. 1091–1097. DOI: 10.1007/s00396-013-3158-8.
109. Wilczewska A.Z. Nanoparticles as drug delivery systems. *Pharmacological Reports*, 2012, vol. 64, no. 5, pp. 1020–1037. DOI: 10.1016/s1734-1140(12)70901-5
110. Rizvi S.A., Saleh A.M. Applications of nanoparticle systems in drug delivery technology. *Saudi Pharmaceutical Journal*, 2018, vol. 26, no. 1, pp. 64–70. DOI: 10.1016/j.jsps.2017.10.012.
111. Chandrakala V., Aruna V., Angajala G. Review on metal nanoparticles as nanocarriers: current challenges and perspectives in drug delivery systems. *Emergent Materials*, 2022, vol. 5, pp. 1593–1615. DOI: <https://doi.org/10.1007/s42247-021-00335-x>.
112. Hossain M.K., Mukhaimer A.W. Nanoparticles-decorated silicon absorber: Absorption depth profile characteristics within absorbing layer. *Solar Energy*, 2020, vol. 204, no. 7, pp. 552–560. DOI: 10.1016/j.solener.2020.05.012
113. Pfeiffer T. Plasmonic nanoparticle films for solar cell applications fabricated by size-selective aerosol deposition. *Energy Procedia*, 2014, vol. 60, pp. 3–12. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.12.335.
114. Olayiwola S.O., Dejam M. Synergistic interaction of nanoparticles with low salinity water and surfactant during alternating injection into sandstone reservoirs to improve oil recovery and reduce formation damage. *Journal of Molecular Liquids*, 2020, vol. 317, no. 11, pp. 114. DOI: 10.1016/j.molliq.2020.114228.
115. Zhao X. Formation damage mechanisms associated with drilling and completion fluids for deep water reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 173, pp. 112–121. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.09.098.
116. Ngata M.R., Yang B., Aminu M.D., Emmanuely B.L., Said A.A., Kalibwami D.C., Mwakipunda G.C., Ochilov E., Nyakilla E.E. Minireview of formation damage control through nanotechnology utilization at fieldwork conditions. *Energy & Fuels*, 2022, vol. 36, pp. 4174–4185. DOI: <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.2c00210>.
117. Cheraghian G. A review on applications of nanotechnology in the enhanced oil recovery part A: effects of nanoparticles on interfacial tension. *International Nano Letters*, 2016, vol. 6, pp. 129–138. DOI: 10.1007/s40089-015-0173-4.
118. Aghajanzadeh M.R. Wettability modification of oil-wet carbonate reservoirs using silica-based nanofluid: An experimental approach. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 178, pp. 700–710. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.03.059.
119. Pham H. Effect of silica nanoparticles on clay swelling and aqueous stability of nanoparticle dispersions. *Journal of Nanoparticle Research*, 2014, vol. 16, pp. 1–11. DOI: 10.1007/s11051-013-2137-9.
120. De Lara L.S., Rigo V.A., Miranda C.R. Controlling clay swelling–shrinkage with inorganic nanoparticles. *Journal of Physical Chemistry C*, 2017, vol. 121, Iss. 37, pp. 142–147. DOI: 10.1021/acs.jpcc.7b05130.
121. Rezaei A. Using surface modified clay nanoparticles to improve rheological behavior of Hydrolyzed Polyacrylamid solution for enhanced oil recovery with polymer flooding. *Journal of Molecular Liquids*, 2016, vol. 222, pp. 1148–1156. DOI: 10.1016/j.molliq.2016.08.004.
122. Bayat A.E. Experimental investigation of rheological and filtration properties of water-based drilling fluids in presence of various nanoparticles. *Colloids and Surfaces: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2018, vol. 555, pp. 256–263. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2018.07.001.
123. Paul S.C. Properties of cement-based composites using nanoparticles: a comprehensive review. *Construction and Building Materials*, 2018, vol. 189, pp. 1019–1034. DOI: 10.1016/j.conbuildmat.2018.09.062.
124. Kawashima S. Modification of cement-based materials with nanoparticles. *Cement and concrete composites*, 2013, vol. 36, no. 1, pp. 8–15. DOI: 10.1016/j.cemconcomp.2012.06.012.
125. Kleibert A. Structure, morphology, and magnetic properties of Fe nanoparticles deposited onto single-crystalline surfaces. *Beilstein Journal of Nanotechnology*, 2011, vol. 2, no. 1, pp. 47–56. DOI: 10.3762/bjnano.2.6.
126. Agarwal R. Effect of shape, size, and aspect ratio on nanoparticle penetration and distribution inside solid tissues using 3D spheroid models. *Advanced Healthcare Materials*, 2015, vol. 4, no. 15, pp. 2269–2280. DOI: <https://pubmed.ncbi.nlm.nih.gov/26376024/>
127. Kharlamov S.N., Mehran D., Filippov K.A. Mathematical modeling and methods of studying hydrodynamic cleaning of horizontal wells. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 332, no. 8, pp. 53–73. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2021/8/3305.
128. Kharlamov S.N., Janghorbani M. Numerical study of viscous-inertial laminar swirling flow in a round pipe with an eccentric round core. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 11, pp. 7–21. (In Russ.)

129. Kharlamov S.N., Janghorbani M., Zaikovskiy V.V. Transport of cuttings by drilling fluid in horizontal wells. Part 1. Modeling the structure of dispersed flows. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 10, pp. 34–48. (In Russ.)
130. Kharlamov S.N., Janghorbani M., Bryksin M.R. Aspects of computer simulation of transport and cleaning processes from cuttings in horizontal well sections. *Mathematical Models and Computer Simulations*, 2023, vol. 15, Iss. 3, pp. 502–519.

**Information about the authors**

**Sofyan Sameer Al-obaidi**, Postgraduate Student, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation; Al\_obaidi@tpu.ru

**Dasi Evan**, Postgraduate Student, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation; de01@tpu.ru

**Sergey N. Kharlamov**, Dr. Sc., Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation, <https://orcid.org/0009-0007-4362-2511>

Received: 05.09.2024

Revised: 16.09.2024

Accepted: 19.09.2024