



УДК 622.276 + 622.833

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2020

**Исследование механизма повышения стабильности ствола скважины при бурении трещиноватых аргиллитов****М.В. Нутцова, И.В. Чудинова, А.Н. Соболев**

Санкт-Петербургский горный университет (Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21-я линия, 2)

**Study of the Mechanism of Increasing the Wellbore Stability during Fractured Mudstone Drilling****Mariia V. Nutskova, Inna V. Chudinova, Aleksandr N. Sobolev**

Saint Petersburg Mining University (2 21st line, Vasilyevsky island, Saint Petersburg, 199106, Russian Federation)

Получена / Received: 19.02.2020. Принята / Accepted: 15.06.2020. Опубликовано / Published: 17.08.2020

**Ключевые слова:**

бурение скважин, глинистые породы, аргиллиты, гидратационно-активные глинистые породы, Лабаганское месторождение, осложнения, обвалообразование, лабораторные исследования, диспергирующая способность, устойчивость, буровой раствор, кольматанты, ингибиторы, катионные полимеры, метод Ченеверта.

Отражена актуальность повышения устойчивости ствола скважины за счет разработки и применения рациональных составов буровых растворов для строительства скважин в трещиноватых аргиллитах. В процессе сооружения скважины возникают разнообразные осложнения, сопряженные с неустойчивостью пород, слагающих стенки ствола скважины, что влечет за собой снижение скорости проходки, рост стоимости строительства, а в некоторых случаях приводит к ликвидации скважины. Зачастую осложнения проявляются в интервалах проходки глинистых пород, которые составляют до 70 % разрезом месторождений. При использовании буровых растворов на водной основе набухание глинистых пород вследствие взаимодействия с дисперсионной средой раствора оказывает негативное влияние на процесс бурения и может значительно повысить стоимость строительства скважины. Скопление обрушившейся породы в стволе скважины затрудняет процесс промывки скважины, способствует посадке бурового инструмента и может стать причиной возникновения прихвата. Приведен анализ проблем бурения в трещиноватых аргиллитах, показаны механизмы, влияющие на стабильность открытого ствола скважины в отложениях трещиноватых аргиллитов. Для повышения стабильности аргиллитов, слагающих стенки ствола скважины, рекомендуется применение хлористого калия. Результаты подтверждаются данными экспериментальных исследований, проведенными по методике Ченеверта, а также тестирования на расклинивание трещин. При помещении образца аргиллита в раствор хлористого калия (KCl) наблюдалось незначительное расширение и распространение на всю длину образца трещины, что является положительным результатом. Для повышения стабильности ствола скважины предлагаются пути дальнейшего изучения: повышение качества промывочного раствора путем ввода комплексных ингибирующих добавок, таких, например, как растворы солей в сочетании с высокомолекулярными полимерными композициями.

**Keywords:**

well drilling, clay rocks, mudstones, hydration-active clay rocks, Labaganskoye field, complications, rock formation, laboratory studies, dispersing ability, stability, drilling mud, bridging agents, inhibitors, cationic polymers, Chenewert method.

The relevance of increasing the stability of the wellbore through the development and use of rational compositions of drilling fluids for the construction of wells in fractured mudstones is described. In the process of well construction, various complications arise associated with the instability of the rocks composing the wellbore walls, which entails a decrease in the rate of penetration, an increase in the construction cost, and in some cases leads to the well abandonment. Often, complications are appeared in the intervals of clay rocks drilling, which make up 70 % of the fields sections. When using water-based drilling mud, swelling of clay rocks due to interaction with the dispersion medium of the mud has a negative impact on the drilling process and can significantly increase the cost of well construction. The accumulation of collapsed rock in the wellbore makes it difficult to flush the well, contributes to the seating of the drilling tool and can cause sticking. An analysis of drilling problems in fractured mudstones is presented, mechanisms that affect the stability of an open wellbore in fractured mudstones are shown. To increase the stability of mudstones composing the wellbore walls, the use of potassium chloride is recommended. The results were confirmed by the data of experimental studies carried out according to the Chenewert method, as well as testing for fracture wedging. When the mudstone sample was placed in a potassium chloride (KCl) solution, slight expansion and propagation of cracks along the entire length of the sample was observed, which was a positive result. To increase the wellbore stability, ways of further study are proposed: improving the quality of the drilling mud by introducing complex inhibiting additives, such as, for example, salt solutions in combination with high molecular weight polymer compositions.

**Нутцова Мария Владимировна** – кандидат технических наук, доцент кафедры бурения скважин (тел.: +007 965 014 97 85, e-mail: Nutskova\_MV@pers.spmi.ru). Контактное лицо для переписки.

**Чудинова Инна Владимировна** – кандидат технических наук, ассистент кафедры бурения скважин (тел.: +007 911 086 52 29, e-mail: chudinova\_iv@pers.spmi.ru).

**Соболев Александр Николаевич** – магистрант кафедры бурения скважин (тел.: +007 981 751 56 39, e-mail: san9995@mail.ru).

**Mariia V. Nutskova** (Author ID in Scopus: 57191341737) – PhD in Engineering, Associate Professor at the Well Drilling Department (tel.: +007 965 014 97 85, e-mail: Nutskova\_MV@pers.spmi.ru, turitsyna\_maria@mail.ru). The contact person for correspondence.

**Inna V. Chudinova** (Author ID in Scopus: 57196440179) – PhD in Engineering, Assistant at the Well Drilling Department (tel.: +007 911 086 52 29, e-mail: chudinova\_iv@pers.spmi.ru).

**Aleksandr N. Sobolev** – Master's student at the Well Drilling Department (tel.: +007 981 751 56 39, e-mail: san9995@mail.ru).

## Введение

Мировой опыт последних лет показывает, что почти все скважины осложнены технологической несовместимостью отдельных интервалов бурения. Поэтому в большинстве случаев используются многоколонные конструкции и буровые растворы с различными технологическими свойствами, но, даже при использовании современных технологий проектирования и строительства скважин, зачастую не удается избежать осложнений, которые препятствуют быстрому и эффективному бурению скважины.

Поддержание номинального диаметра открытого ствола, которое зависит от устойчивости стенок скважины, является одной из наиболее сложных проблем при бурении нефтяных и газовых скважин. В основном эта проблема возникает при прохождении слабосвязанных литифицированных отложений, представленных аргллитами, глинистыми сланцами и сланцевыми глинами. В свою очередь аргллиты создают около 70 % всех проблем, связанных со стабильностью ствола скважины [1–13].

Проблема устойчивости стенок скважины при бурении в глинах широко описана в различной литературе, приведены различные варианты решений с использованием полимерных, ингибирующих и недиспергирующих буровых растворов [2, 3, 10–12, 14–27].

Тем временем проблема устойчивости трещиноватых аргллитов не так широко раскрыта: в основном описаны возможные причины дестабилизации трещиноватых аргллитов и меры по борьбе с ними. Однако нет четкого представления причин потери стабильности трещиноватых аргллитов и, следовательно, вариантов решения этой проблемы [7–9, 28–32].

В случае потери устойчивости горных пород, слагающих стенки скважины, возникают наиболее серьезные осложнения при бурении. Виды потерь устойчивости стенок скважин разнообразны, но все они определяются изменением номинального диаметра сечения скважины. Увеличение сечения происходит при кавернообразовании, обусловленного обвалами или осыпями пород, уменьшение – при выпучивании горных пород, которое может привести как к обвалам (падение пород под действием веса по направлению к забою скважины), так и к пробкообразованию (течение пород в направлении от забоя к устью скважины).

Борьба с осложнениями, которые вызывают отклонение размеров скважин от номинальных, актуальна при бурении относительно глубоких скважин.

Многие специалисты и исследователи считают, что если плотность бурового раствора соответствует геолого-техническим условиям, то потеря устойчивости стенок ствола скважины зависит от физико-химического воздействия раствора на разбураиваемые глинистые отложения. Следовательно, исследования по большей части направлены на подбор рецептур и параметров бурового раствора.

В настоящее время существует большое количество инструментальных методов испытаний и исследований глинистых пород с целью выбора подходящего бурового раствора. Большинство лабораторных исследований требуют применения дорогостоящего оборудования [33]. Помимо этого, при строительстве скважин в сложных геолого-технических условиях многие нефтегазовые компании проводят более подробные исследования глинистых отложений, такие как определение химического и минералогического состава, потери при прокаливании, влажности, плотности и обменной емкости. Основной акцент исследований направлен на взаимодействие образцов глинистых пород с буровым раствором, при этом проводятся испытания на увлажнение, разупрочнение, набухание, диспергирование, капиллярную пропитку, осмос и другие. Методы данных испытаний подробно описаны в специализированной литературе [34].

Многие эксперты считают, что буровой раствор, который будет максимально обеспечивать устойчивость стенок скважины, необходимо подбирать индивидуально для каждого района проведения работ и геолого-технических условий.

Согласно рекомендациям, для выбора оптимальной рецептуры и свойств раствора предлагается выполнить следующие лабораторные исследования с образцами нестабильных глинистых пород: рентгеноструктурный анализ минералогического состава породы при помощи дифрактометра; измерение емкости катионного обмена и выявление катионов, вступающих в реакции; построение изотерм адсорбции по методу Ченеверта; оценка диспергирующей способности [35]. Несмотря на современные методики проведения исследований и испытаний, проблема потери устойчивости глинистых пород на стенках скважины не решена, а эффективность рекомендуемых решений очень низка, при этом мнения исследователей данной проблемы противоречивы.

В.С. Баранов считает, что повышение плотности бурового раствора не является препятствующим фактором кавернообразования в глинистых породах, а уменьшение фильтрации не обеспечивает сохранение устойчивости стенок скважин [35]. По мнению В.Д. Городнова,

величины показателя фильтрации бурового раствора и влажности глинистой породы в естественных условиях залегания оказывают сильное влияние на устойчивость ствола скважины в глинистых отложениях. Влажность является существенным фактором, влияющим на устойчивость стенок скважин, потому как глинистые породы с низкой влажностью имеют тенденцию терять стабильность в водной среде быстрее, чем их более влажные разности. В.Д. Городнов делит глинистые породы на три класса в зависимости от изменения прочностных свойств от степени увлажненности: сильноувлажненные (высокопластичные, текучие), увлажненные (пластичные) и слабоувлажненные (гидратационно-активные) [36].

В.А. Приклонский утверждает, что стабильность можно оценить по некоторой «критической» влажности, характерной для каждого типа глин: при значении влажности образца глины ниже критической происходит размокание; при значении влажности выше критической образец практически не размокает. Увеличение величины критической влажности глин прямо пропорционально росту их обменной емкости: у монтмориллонитовой глины величина критической влажности составляет около 50 %, каолиновой – около 25 % [37]. В работах некоторых исследователей основной причиной неустойчивости глинистых пород является совместное действие таких факторов, как физико-химическое воздействие фильтрата бурового раствора и напряженное состояние горных пород на стенках скважин [38–40].

О.К. Ангелопуло считает, что необходимо устанавливать нижний предел концентрации органического реагента для того или иного значения фильтратоотдачи, при котором наиболее выражено проявление ингибирующего эффекта [41]. При анализе промысловых материалов Н.М. Шерстнев определил, что осыпи и обвалы в условиях длительного воздействия раствора возникают в отложениях глин, подверженных тектоническим нарушениям с крутыми углами падения пластов [42]. В.С. Войтенко считает, что плотность бурового раствора необходимо регламентировать по величине порового давления в глинах [43]. А.И. Пеньков, изучая скорость впитывания глиной воды, выделяет преимущества комбинированного использования акриловых полимеров и хлорида калия в составе бурового раствора [44]. Данное техническое решение проявило эффективность на месторождениях Западной Сибири, но было неэффективно на других месторождениях.

В своей монографии В.С. Новиков утверждает, что применение буровых растворов, в рецептуру

которых входят ингибиторы набухания глин, не решает проблему дестабилизации стенок скважин на интервалах отложений аргиллитов [45]. Таким образом, метод увеличения плотности бурового раствора при минимальном значении показателя фильтрации не помог замедлить темп обвалообразования, применение раствора на нефтяной основе не привело к полному предотвращению осложнений и прихватов. В своих исследованиях В.С. Новиков приводит данные о том, что большая часть используемых в бурении реагентов ускоряет процесс потери устойчивости глин на стенках скважин и способствует замедлению этого процесса только в сочетании с другими реагентами. Комбинация полиакриламида и хлористого калия обеспечивает стабилизацию состояния ствола скважины.

М.Р. Мавлютов и Н.И. Крысин рекомендуют применение буровых растворов, включающих в свой состав хлористый калий и полиакриламид [46]. Примененные Н.И. Крысиным буровые растворы при прохождении интервалов залеганий глин в Пермском крае оказались наиболее эффективны.

В процессе бурения скважин в глинистых породах ачимовских отложений Уренгойского газоконденсатного месторождения В.В. Ипполитов и соавт. [47] обнаружили, что при зенитных углах от 42 до 72° процесс осыпания стенок скважин со временем прогрессирует. Темп разрушения стенок скважины при бурении таких глин может быть в 2–3 раза выше по сравнению с другими глинистыми отложениями. Стенки ствола скважины разрушаются в несколько раз больше при бурении с применением полимерных буровых растворов с содержанием твердой фазы до 5–7 %, чем при бурении с глинистыми растворами, содержащими 20–30 % обломочной фракции выбуренных глинистых пород. При уменьшении плотности глинистого бурового раствора с 1190 до 1100 кг/м<sup>3</sup> скорость обвалообразования возрастает в 1,4–1,5 раза. При бурении полимерглинистым раствором с показателем фильтрации 6 см<sup>3</sup>/30 мин скорость дестабилизации ствола скважины в 20 раз выше, чем с показателем фильтрации 2 см<sup>3</sup>/30 мин. Применение специалистами Baroid DF калиевого бурового раствора не привело к успеху. При этом около 49 % от общего времени строительства скважины было затрачено на ликвидацию осложнений, связанных с нестабильностью стенок скважины. В то же время такой подход был бы в достаточной мере эффективен в большинстве районов Западной Сибири. В.В. Ипполитов для бурения трещиноватых аргиллитов рекомендует использовать эмульсионный полимерглинистый буровой раствор.

Л.К. Мухин в своей работе предлагает перейти к использованию углеводородных растворов [48]. Но, исходя из практики, использование углеводородных растворов на интервалах бурения неустойчивых глинистых отложений не всегда предотвращает осложнения. И.Г. Юсупов вместе со специалистами ОАО «Татнефть» объяснили неустойчивость глинистых горных пород на месторождениях Татарстана с помощью теории осмоса [49–51]. С.М. Гамзатов в своих работах исследовал влияние осмоса на процесс потери устойчивости стенок скважин в глинистых отложениях [52].

С.В. Васильченко, А.Г. Потапов и А.Н. Гноевых утверждают, что в кристаллических решетках глинистых минералов возможны взрывоопасные нарушения, по причине резкого изменения радиуса ионов железа (переход из 2- в 3-валентное состояние), что, в свою очередь, приводит к потерям устойчивости ствола скважины [33]. При помещении отдельных образцов глинистых пород в деионизированную воду выявлено, что некоторые образцы распадались на части, минуя процесс набухания. По данному факту сделан вывод, что необходимо углубиться в изучение физической характеристики глин, которая определяет ее склонность к дестабилизации при взаимодействии с буровым раствором.

Поскольку геолого-технические условия образования и залегания глинистых пород в каждом конкретном случае различны, необходимо применение различных вариантов решения проблем, связанных со стабилизацией стенок скважины. Стоит отметить, что эффективность данных подходов, которые, в свою очередь, связаны с применением новых ингибирующих буровых растворов, не выявила каких-либо явных преимуществ перед существующими. Более того, применение новой рекомендуемой промысловой жидкости часто усиливало процесс потери устойчивости глинистых пород на стенках скважины [52].

Возможной причиной недостаточной эффективности в решении проблем со стабилизацией глинистых пород на стенках скважины рекомендуемыми буровыми растворами

могут быть ошибки, которые допускаются исследователями при проведении лабораторных исследований и промышленных испытаний. Эти ошибки связаны главным образом с попыткой упрощения или ускорения экспериментов или с учетом каких-либо свойств. Лабораторные испытания проводятся главным образом с чистыми глинами или с образцами глинистых пород, но в любом случае после разрыва естественных структурных связей отобранные образцы высушивают и диспергируют до порошкообразного состояния. Помещение образцов с естественными структурными связями и изготовленных методом прессования в одинаковые испытуемые жидкости демонстрирует совершенно разные результаты: образец с естественными связями остается стабильным в течение 30 суток в водной среде без каких-либо признаков разупрочнения (рис. 1, в), а образец, изготовленный прессованием (рис. 1, а), в той же жидкости превращается в порошок через 5 мин (рис. 1, б). В таком случае высокоустойчивые глинистые породы могут быть ошибочно приняты за потенциально неустойчивые.

Исследования набухания глин проводятся также после их сушки, диспергирования и прессования при всестороннем взаимодействии с жидкостью, тем временем породы на стенках скважины увлажняются буровым раствором только односторонне, а с других трех сторон на породу в пристволенной зоне действуют вышележащие, нижележащие и боковые горные породы. На рис. 2 наглядно представлены результаты исследования на всестороннее и одностороннее взаимодействие водного раствора с образцами монтмориллонитовой глины. Визуально определено, что скорость разрушения и набухания, а также величина набухания образца в емкости намного превышают показатели образца-таблетки. Можно сделать вывод, что по причине некорректности проведенных исследований рекомендуемые буровые растворы для поддержания устойчивости глинистых пород на стенках скважин проявляют малую эффективность или являются совсем неэффективными.

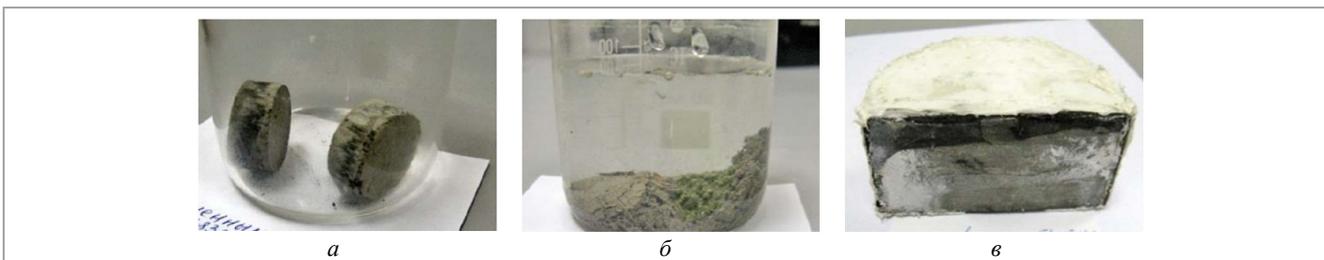


Рис. 1. Лабораторное исследование устойчивости алевролитов в водной среде с естественными и искусственными структурными связями: а – образец, изготовленный прессованием; б – образец с искусственными структурными связями, помещенными в водную среду; в – образец с естественными структурными связями



Рис. 2. Исследование поведения образцов монтмориллонитовой глины при одностороннем и всестороннем увлажнении: *а* – слева направо: образец-таблетка до испытания; образец-таблетка после испытания, помещенный в ячейку и выдержанный в водной среде; образец-таблетка после испытания, помещенный в стакан и выдержанный в водной среде; *б* – ячейка для образца-таблетки

В России и других странах делается акцент на проведение исследований с набухающими глинистыми породами. Многие исследователи пытаются решить проблему дестабилизации стенок скважин при бурении отложений сланцев, аргиллитов и алевролитов путем переноса результатов испытаний, полученных с глинами. Данная идея является некорректной и на практике приводит к серьезным последствиям, поскольку глины в свою очередь не имеют ничего общего со связными литифицированными глинистыми породами с точки зрения прочностных и деформационных характеристик. Как известно, ингибирующие растворы, которые эффективны при бурении пластичных глин, являются малоэффективными или вообще неэффективными в хрупких трещиноватых аргиллитах [53, 54].

Подбор рецептуры, свойств и технологических параметров бурового раствора, который может успешно сохранить устойчивость стенок скважин, необходимо проводить на основании характера деформации и разрушения глинистых пород, потому как он зависит от строения, прочности и свойств структурных связей в породе. Многие специалисты, к сожалению, недооценивают или просто не принимают во внимание влияние данного характера потери устойчивости. Предполагается классифицировать глинистые породы по характеру их разрушения, что целесообразно.

По прочности структурных связей, которые определяют устойчивость, глинистые породы делятся на скальные, полускальные и дисперсные. Первые два типа характеризуются жесткими химическими структурными связями с фазовыми контактами (встречаются у сланцев). Третий тип глинистых пород обладает физико-химическими, механическими, водно-коллоидными структурными связями с коагуляционными или переходными контактами (встречаются у глин) [52].

Поведение глинистых пород в условиях скважины при воздействии внешних факторов исходит из состава, строения и прочности структурных связей. Существуют механические

модели, которые описывают глинистые породы по характеру деформации и разрушения: скальные метаморфические сланцы, полускальные осадочные аргиллиты и алевролиты соответствуют упругопластичной модели (хрупкий характер разрушения), а дисперсные связные осадочные глины и их разновидности соответствуют пластичной модели (пластичный или вязкопластичный характер разрушения). Глины имеют способность впитывать и удерживать воду в связанном состоянии, следовательно, глины на стенках скважины при действии на них бурового раствора еще больше пластифицируются, становятся текучими, набухают, уменьшают номинальный диаметр ствола и вываливаются в скважину. Аргиллиты, в свою очередь, при действии на них бурового раствора не пластифицируются, всегда остаются хрупкими и не набухают [54]. Аргиллиты дестабилизируются и осыпаются в скважину по причине наличия в них трещин: фильтрат бурового раствора и / или сам раствор проникают в микротрещины и расклинивают их, при этом частицы породы теряют контакты и осыпаются. При разделении глинистых пород по характеру их разрушения на пластичные глины и хрупкие сланцы (или аргиллиты) существенно упрощается и облегчается предупреждение проблем дестабилизации стенок скважины путем выбора бурового раствора.

Осыпание потенциально неустойчивых сланцев при бурении скважин в основном предупреждают увеличением плотности бурового раствора и его ингибирующих свойств. При этом повышение плотности бурового раствора как положительно, так и отрицательно сказывается на поддержании устойчивости стенок ствола скважин. Аналогичный результат может быть получен в случае увеличения ингибирующей способности раствора.

Для ингибирования буровых растворов применяют электролиты – хлориды натрия, калия, магния, кальция и другие. Часть из них оказывает упорядочивающее действие на молекулы воды, говоря иными словами, молекула воды структурируется, и вязкость

водной фазы повышается. Остальные электролиты оказывают разрушающее действие на ассоциированные молекулы воды, разрушают систему, тем временем вязкость водной фазы снижается.

Существующую вероятность растрескивания и осыпания неустойчивых глинистых сланцев можно снизить путем использования твердых кольматантов различных размеров и характеров (гидрофобные, гидрофильные) и гидрофобных жидких кольматантов разных молекулярных масс и строений. Поэтому для снижения расклинивающего эффекта трещин применяют обычные пресные растворы или растворы с солями, которые структурируют молекулы воды, с содержанием твердых (гидрофобных, гидрофильных) и гидрофобных жидких кольматантов. Суть кольматантов заключается в образовании блокирующего слоя, препятствующего попаданию жидкой фазы бурового раствора в трещины, и в связывании разделенных вдоль трещин частиц сланцев при помощи адгезионных сил.

Повышение концентрации кольматантов (жидких и твердых, гидрофобных и гидрофильных) в буровом растворе вызывает возрастание закупоривания трещин и сохраняет устойчивость ствола скважины при прохождении неустойчивых сланцев.

Также необходимо поддержание режима бурения, который позволит исключить резкие искривления ствола скважины при прохождении глинистых отложений. Высокие скорости раствора в затрубном пространстве при низких структурно-реологических показателях при бурении создают турбулентный эффект течения бурового раствора, который провоцирует дестабилизацию и осыпание в ствол скважины сланцевых глинистых пород. При этом, чтобы снизить влияние турбулентного потока на стенки скважины, можно уменьшить подачу буровых насосов или, что будет более целесообразно, отрегулировать реологические свойства бурового раствора, что, в свою очередь, способствует повышению его несущей способности и переходу к ламинарному (структурному) режиму течения. Также в стволе скважины при спускоподъемных операциях возможна пульсация давления, которая отрицательно влияет на сохранение устойчивости глинистых сланцев, следовательно, скорости подъема и спуска буровой колонны должны быть минимальными.

Таким образом, при бурении зон потенциально неустойчивых сланцев необходимо применение пресных полимерных буровых растворов или растворов с солями,

структурирующими молекулы воды, с повышенной концентрацией твердых и жидких адгезионных гидрофобных кольматантов. В данном случае структурно-реологические показатели буровых растворов необходимо поддерживать на максимально высоком уровне. Грамотное управление параметрами бурового раствора и технологическими параметрами помогает увеличить технико-экономические показатели при бурении в условиях возможной дестабилизации стенок скважины.

При чередовании в литологическом разрезе пластичных и хрупких глинистых пород необходимо применение такого раствора, который сможет обеспечить устойчивость как пластичных глин, так и хрупких сланцев: водный буровой раствор, включающий в рецептуру катионные полимеры, наиболее эффективен для таких разрезов.

### Методология исследования трещиноватых аргиллитов

Вероятным преимущественным фактором, который дестабилизирует сильно трещиноватые аргиллиты на стенках скважины, является расклинивание существующих трещин проникновением бурового раствора и возможное набухание аргиллита. Также буровой раствор проникает в приствольную зону либо выходит из нее ввиду действия изменяющегося давления столба жидкости в скважине, связанного с ростом давления циркуляции и появлением либо исчезновением эквивалентной циркуляционной плотности. Тем самым фронт давления продвигается вглубь приствольной зоны пластов глинистых пород и приводит к осложнениям в виде осыпей, обвалов и образований каверн.

Для изучения процессов, которые протекают в отложениях сильно трещиноватых аргиллитов в процессе бурения скважин, предложен ряд лабораторных исследований с целью определения влияния бурового раствора на аргиллиты. Образец был отобран из отложений, залегающих на глубине 1385–1475 м и относящихся к пермской системе артинского яруса.

Текстура образца аргиллита представлена слоями, подвергается расщеплению вдоль плоскостей напластования (рис. 3).

Исследование на образование трещин при взаимодействии с флюидом может представить наибольшую информативность в вопросе о стабильности глинистых отложений, имеющих склонность к образованию трещин в условиях действия на них бурового раствора. Методика относительно проста, но при этом эффективность исследования не снижается:



Рис. 3. Образец аргиллита

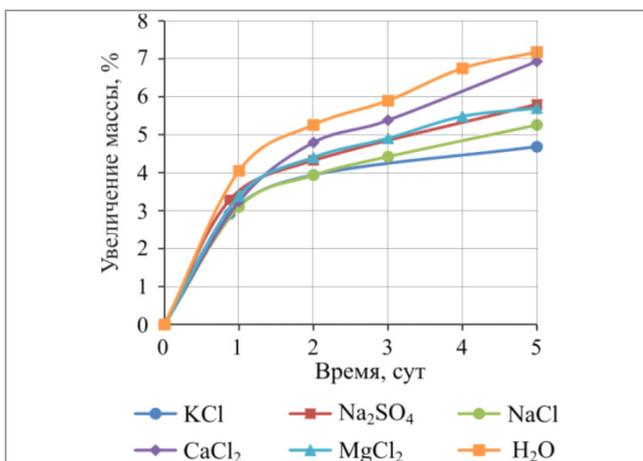


Рис. 4. Динамика увеличения массовой доли образцов в средах паров насыщенных растворов

образец породы, имеющий примерно правильную форму размером 2 на 3 см, погружается в исследуемую жидкость комнатной температуры. При этом исследование позволяет оценить реальное действие жидкости на глинистую породу по причине отсутствия действия на образцы дополнительных нагрузок (течение флюида, давление, температура и других). Образование трещин в образцах фиксируется в ходе визуального осмотра через определенные промежутки времени.

Для проведения исследования было изготовлено шесть образцов аргиллита. Они помещались в различные флюиды на 6 ч. Временной интервал был выбран по ходу проведения теста (время, через которое происходило полное разупрочнение аргиллита). Фотографии образцов делались в начале теста, спустя 10 мин и через 6 ч.

На практике при бурении в рецептуру бурового раствора включают от 3 до 7 % хлорида натрия (NaCl) и от 5 до 20 % хлорида калия (KCl) с целью ингибирования, предотвращения расслаивания выбуренной породы и сохранения стенок скважин в устойчивом состоянии. В результате применения солей натрия обеспечивается умеренно-сильное ингибирование, а солей калия – сильное ингибирование. Растворы

хлорида натрия и калия предложены в качестве основы для проведения теста на образование трещин. Также исследование проводилось в 5%-ных растворах Na<sub>2</sub>(SO)<sub>4</sub>, CaCl<sub>2</sub>, MgCl<sub>2</sub> и обычной воде.

С помощью метода Ченеверта можно провести оценку адсорбционных сил для различных ингибирующих составов. Методика исследования заключается в помещении высушенных частиц шлама аргиллита в эксикаторы, содержащие насыщенные растворы различных солей, далее по изменению массы образцов после определенных промежутков времени рассчитывается содержание воды и строятся зависимости содержания воды от относительной влажности [55].

Активность флюида в аргиллитах определяется абсциссой точки изотермы с ординатой, которая равна значению влажности аргиллита в пластовых условиях. По данному параметру можно судить о потенциально возможном давлении набухания трещиноватого аргиллита, который впитывает в себя воду из бурового раствора. Чем ниже активность воды в пластовых условиях, тем выше максимально возможное давление набухания [55].

Для определения минералогического состава аргиллита в основном применяется рентгеноструктурный анализ с помощью дифрактометра. Данный метод заключается в явлении дифракции рентгеновских лучей на объемной кристаллической решетке.

Образец аргиллита был отобран на Лабаганском месторождении Ненецкого автономного округа. На территории северо-востока данной территории минеральный состав аргиллитов практически не отличается и преимущественно включает в свой состав иллит и каолинит, лишь варьируются их процентные соотношения в зависимости от условий формирования. Основная составляющая трещиноватых аргиллитов, по данным исследования на дифрактометре, представлена каолинитом (47–78 %), иллитом (10–30 %) и аутигенным хлоритом (3–18 %) [56]. Образец аргиллита содержит высокую долю каолинита, что является признаком низкой емкости катионного обмена, способности к набуханию и удерживанию воды.

### Результаты лабораторных исследований

На рис. 4 приведены данные по изменению массы образцов аргиллита в среде паров насыщенных 5 % растворов KCl, Na<sub>2</sub>(SO)<sub>4</sub>, NaCl, CaCl<sub>2</sub>, MgCl<sub>2</sub> и воды.

Минимальное увеличение массы образца наблюдалось в парах насыщенного раствора KCl. При этом основное увеличение массы происходит после первых суток выдержки

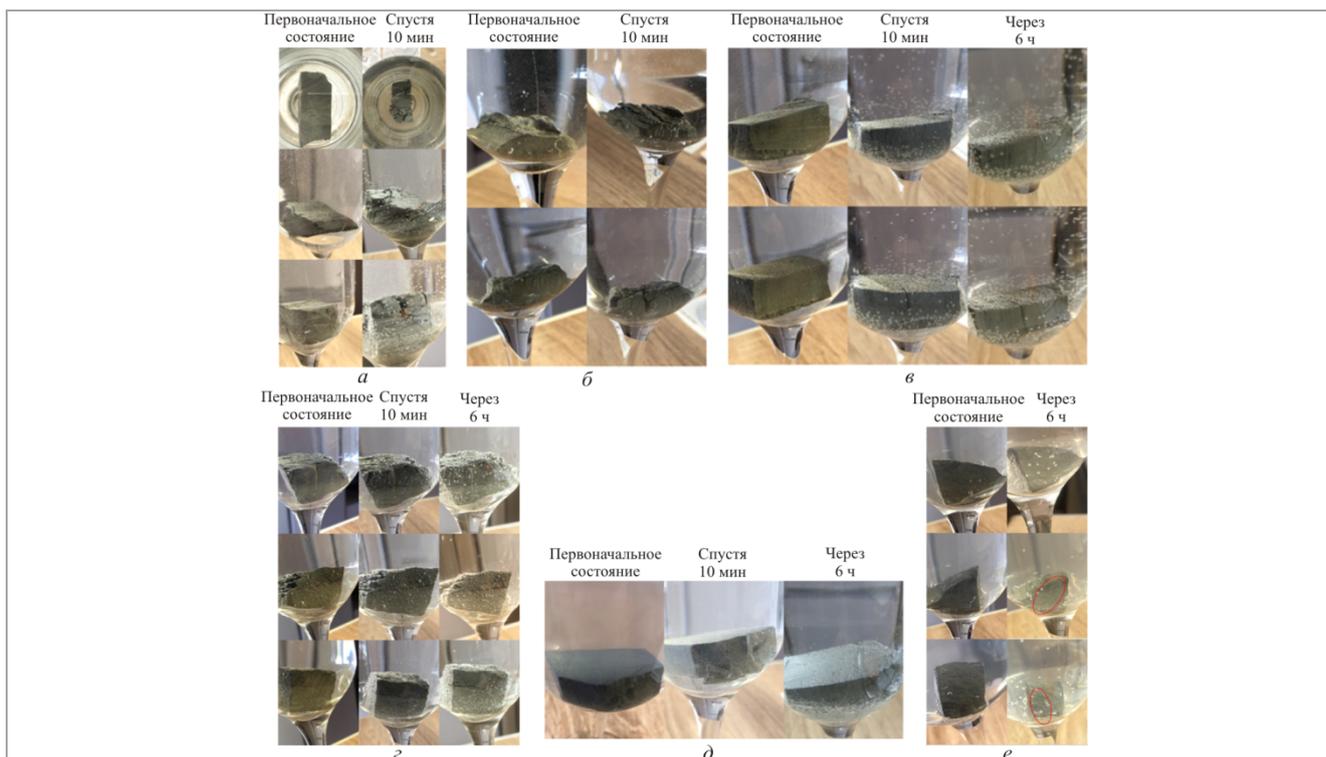


Рис. 5. Образец аргиллита при взаимодействии: *а* – с водой в начале теста и через 10 мин; *б* – с NaCl в начале теста и через 10 мин; *в* – с  $\text{Na}_2\text{SO}_4$  в начале теста, через 10 мин и через 6 ч соответственно; *г* – с  $\text{MgCl}_2$  в начале теста, через 10 мин и через 6 ч; *д* – с  $\text{CaCl}_2$  в начале теста, через 10 мин и через 6 ч; *е* – с KCl в начале теста и через 6 часов

образцов в парах растворов, после пятых суток увеличение массы незначительно, поэтому рекомендуемая нами продолжительность этого исследования составляет 5 сут.

В результате проведения теста на образование трещин выявлено, что влияние воды как контрольного параметра значительно увеличивает существующие трещины в образце аргиллита (рис. 5, *а*). Уже после 10 мин взаимодействия наблюдается полное разрушение породы, такой же результат показывает и взаимодействие образца в 5%-ном растворе NaCl (рис. 5, *б*). При взаимодействии аргиллита с 5%-ными растворами  $\text{MgCl}_2$ ,  $\text{Na}_2\text{SO}_4$  и  $\text{CaCl}_2$  наблюдается образование и расширение со временем (через 6 ч) трещин вдоль плоскостей напластования с одновременным разрушением породы (рис. 5, *в–д*). При помещении образца аргиллита в 5%-ный раствор хлористого калия (KCl) наблюдалось незначительное расширение и распространение на всю длину образца трещин, что является положительным результатом (рис. 5, *е*).

В результате исследования можно сделать следующие выводы: взаимодействие воды с трещиноватым аргиллитом негативно влияет на его устойчивость; раствор хлористого калия в большей мере обеспечивает стабильность трещиноватых аргиллитов Лабаганского месторождения; результаты с хлористым калием

в методе Ченеверта и тесте на образование трещин идентичны.

### Заключение

После проведения исследований образца трещиноватого аргиллита, отобранного с глубины 1385–1475 м из отложений пермской системы артинского яруса, доказано, что основным фактором дестабилизации является взаимодействие бурового раствора с аргиллитами.

Методом Ченеверта оценена потенциальная возможность образцов аргиллита к набуханию. Тест на образование трещин наглядно показал возможность бурового раствора расклинивать существующие трещины. Солевой раствор хлорида калия (KCl) в большей мере обеспечивает стабильность аргиллита, что подтверждается двумя проведенными методами исследования.

### Библиографический список

1. Блинов П.А. Определение устойчивости стенок скважины при проходке интервалов слабосвязанных горных пород с учетом зенитного угла // Записки Горного института. – 2019. – Т. 236. – С. 172–179. DOI: 10.31897/PMI.2019.2.172
2. Комплекс методов оценки ингибирующих свойств буровых растворов по отношению к глинистым набухающим горным породам (на примере «реактивных» глин монтмориллонитовой группы казанского, татарского ярусов пермской системы) / И.Л. Некрасова, П.А. Хвоцин, Д.А. Казаков [и др.] // Вестник Пермского национального

- исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т. 19, № 2. – С. 150–161. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.2.5
3. Захаров М.А., Карипова Н.А. Опыт-промысловая работа при бурении зон нестабильных аргиллитов с применением системы PER-FLEX на Сузунском месторождении // Научный журнал. – 2018. – № 3 (26). – С. 14–18.
4. Experimental study of strength properties of deep mudstone under drilling fluid soaking / Y.H. Lu [et al.] // Chinese Journal of rock mechanics and engineering. – 2012. – Vol. 31, № 7. – P. 1399–1405.
5. Corkum A.G., Martin C.D. The mechanical behaviour of weak mudstone (Opalinus Clay) at low stresses // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2007. – Vol. 44, № 2. – С. 196–209. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2006.06.004
6. Yan X.Z., Yang H.L., Yang X.J. The reason analysis of mudstone creep on casing damage // Drilling & Production Technology. – 2003. – Vol. 26, № 3. – P. 65–69.
7. Apparent overconsolidation of mudstones in the Kumano Basin of southwest Japan: Implications for fluid pressure and fluid flow within a forearc setting / J. Guo [et al.] // Geochemistry, Geophysics, Geosystems. – 2013. – Vol. 14, № 4. – P. 1023–1038. DOI: 10.1002/ggge.20042
8. Esemе E., Littke R., Krooss B.M. Factors controlling the thermo-mechanical deformation of oil shales: Implications for compaction of mudstones and exploitation // Marine and petroleum geology. – 2006. – Vol. 23, № 7. – P. 715–734. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2006.02.007
9. Experimental mechanical compaction of clay mineral aggregates – Changes in physical properties of mudstones during burial / N.H. Mondol [et al.] // Marine and Petroleum Geology. – 2007. – Vol. 24, № 5. – P. 289–311. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2007.03.006
10. Moradi S.S.T., Nikolaev N.I., Chudinova I.V. Geomechanical analysis of Wellbore stability in high-pressure, high-temperature formations // 79th EAGE Conference and Exhibition 2017. – European Association of Geoscientists & Engineers, 2017. – Vol. 2017, № 1. – P. 1–3. DOI: 10.3997/2214-4609.201701463
11. Geomechanical study of well stability in high-pressure, high-temperature conditions / S.S.T. Moradi [et al.] // Geomechanics and Engineering. – 2018. – Vol. 16, № 3. – P. 331–339. DOI: 10.12989/gae.2018.16.3.331
12. Moradi S.S.T., Nikolaev N., Khormali A. A Comprehensive Uncertainty Assessment of Wellbore Stability Models // European Association of Geoscientists & Engineers, 2018. – Saint Petersburg, 2018. – Vol. 2018, № 1. – P. 1–5. DOI: 10.3997/2214-4609.201800114
13. Assessment of petroleum exploration activity performed in the timan-pechora petroleum province / O. Prischepa [et al.] // European Association of Geoscientists & Engineers, 2018. – Saint Petersburg, 2018. – Vol. 2018, № 1. – P. 1–5. DOI: 10.3997/2214-4609.201800159
14. Некрасова И.Л. Совершенствование критериев оценки качества буровых растворов на углеводородной основе в зависимости от горно-геологических условий их применения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т. 18, № 2. – С. 129–139. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.4.3
15. Некрасова И.Л. Аспекты экологической и промышленной безопасности применения технологических жидкостей на неводной основе в процессах строительства и освоения скважин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т. 18, № 1. – С. 41–52. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.3.4
16. Разработка ингибирующих буровых растворов для повышения эффективности строительства скважин в сложных горно-геологических условиях / Э.В. Бабушкин, М.Г. Буянова, А.Х. Аглиуллин, Г.В. Конесев, Г.А. Тептерева // Нанотехнологии в строительстве: научный интернет-журнал. – 2018. – Т. 10, № 2. – С. 42–62. DOI: 10.15828/2075-8545-2018-10-2-42-62
17. О результатах применения катионного бурового раствора ULTRASAFE STAB+ / Ю.А. Кулышев, Е.В. Гадиятов, З.В. Ульянова, М.Н. Бояринцева // Бурение и нефть. – 2018. – № 11. – С. 44–47.
18. Оценка эффективности применения эмульсионного бурового раствора при разбуривании глинисто-аргиллитовых пород Волго-Уральского региона / И.А. Четвертнева, Е.В. Беленко, И.Ф. Гайсин, Г.А. Тептерева, С.Ю. Шавшукова // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2019. – № 1. – С. 34–37. DOI: 10.24411/0131-4270-2019-10107
19. Новые подходы к оценке ингибирующих свойств инвертно-эмульсионных буровых растворов / И.Л. Некрасова, П.А. Хвошин, О.В. Гаршина, Г.В. Конесев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – № 2. – С. 28–34.
20. Zhaohui S. Application of Drilling Fluids of Saturated Composite Salt Water in Well Li97 [J] // Sino-Global Energy. – 2011. – Vol. 2.
21. Nanotechnology to improve sealing ability of drilling fluids for shale with micro-cracks during drilling / G. Li [et al.] // SPE international oilfield nanotechnology conference and exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2012. DOI: 10.2118/156997-MS
22. New Strong Inhibitory Polyamine Drilling Fluid System Research in Yubei Area / W.L. Huang [et al.] // Advanced Materials Research. – Trans Tech Publications Ltd, 2013. – Vol. 807. – P. 2519–2522. DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMR.807-809.2519
23. Application of Oil-based Drilling Fluid in Unconventional Oil-gas Reservoirs, Zhongyuan Oilfield [J] / L. Minghua [et al.] // Sino-Global Energy. – 2013. – Vol. 7.
24. Application of anti-collapse aluminum matrix drilling fluid system in Jilin oilfield / M. Chao [et al.] // ICPTT 2012: Better Pipeline Infrastructure for a Better Life. – 2013. – P. 196–208. DOI: 10.1061/9780784412619.023
25. Calvin Lowrans C.L. Optimising drilling fluid to maintain mudstone formation stability. – 2012. – 34 p.
26. Research of oil-based drilling fluids to improve the quality of wells completion / M.V. Nutskova [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – IOP Publishing, 2019. – Vol. 666, № 1. – P. 012065. DOI: 10.1088/1757-899X/666/1/012065
27. Podoprigrora D., Raupov I. Research of the influence of polymeric drilling mud on the filtration-capacitive properties of polymeric sandstones // Acta Technica CSAV (Ceskoslovenska Akademie Ved). – 2018. – Vol. 63, № 4. – P. 537–546.
28. Капитонов В.А., Федосенко О.В., Юрченко В.В. Рассмотрение факторов, влияющих на устойчивость аргиллитов // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 10. – С. 22–25.
29. Алиев А.Ф., Агзамов Ф.А. Анализ процесса бурения скважины под техническую колонну на месторождениях им. П. Требса и А. Титова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 9. – С. 9–14. DOI: 10.17122/ntj-oil-2017-4-52-62
30. Четвертнева И.А., Беленко Е.В., Гайсин И.Ф. Особенности бурения глинисто-аргиллитовых пород Волго-Уральского региона // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 6. – С. 49–52.
31. Широков М.Н. Исключительная стабильность ствола скважины: что делать, когда не работает повышение плотности бурового раствора? // Бурение и нефть. – 2019. – № 9. – С. 46–49.
32. Santarelli F., Dardeau C., Zurdo C. Drilling through highly fractured formations: A problem, a Model, and a Cure // Journal of petroleum technology. – 1992. – № 24592. – 10 p.
33. Васильченко С.В., Потапов А.Г., Гноевых А.Н. Современные методы исследования проблемы неустойчивости глинистых пород при строительстве скважин. – М.: ИРЦ Газпром, 1998. – 83 с.
34. Дир З.У.А., Хаун Р.А., Зусман Д. Породообразующие минералы. – М.: Мир, 1966. – Т. 3. – 318 с.
35. Баранов В.С. Глинистые растворы для бурения скважин в осложненных условиях. – М.: Гостоптехиздат, 1955. – 254 с.
36. Городнов В.Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении. – М.: Недра, 1984. – 229 с.
37. Приклонский В.А. Грунтоведение. – М.: Госгеолитиздат, 1949. – Т. 1. – 400 с.
38. Грей Дж.Р., Дарли Г.С. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей). – М.: Недра, 1985. – 509 с.
39. Кистре Э.Г. Химическая обработка буровых растворов. – М.: Недра, 1972. – 392 с.
40. Ржевский В.В., Новиков Г.Я. Основы физики горных пород. – М.: Недра, 1973. – 211 с.
41. Ангелопуло О.К., Подгорнов В.М., Аваков В.Э. Буровые растворы для осложненных условий. – М.: Недра, 1988. – 135 с.

42. Шерстнев Н.М., Расизаде Я.М., Ширинзаде С.Я. Предупреждение и ликвидация осложнений в бурении. – М.: Недра, 1979. – 297 с.

43. Войтенко В.С. Управление горным давлением при бурении скважин. – М.: Недра, 1985. – 180 с.

44. Пеньков А.И. Влияние полимеров на ингибирование глин // Нефтяное хозяйство. – 1979. – № 5.

45. Новиков В.С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин. – М.: Недра, 2000. – 270 с.

46. Применение безглинистых полимерсолевых растворов / Н.И. Крысин, М.Р. Мавлютов, А.М. Ишмухаметова [и др.]. – Пермь, 1982. – 64 с.

47. Ипполитов В.В., Севодин Н.М., Усынин А.Ф. Обеспечение устойчивости глинистых пород при бурении наклонно-направленных скважин на месторождениях северной части Западной Сибири // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2000. – № 2. – С. 13–18.

48. Мухин Л.К. Буровые растворы на углеводородной основе для бурения в осложненных условиях и вскрытия продуктивных пластов: дис. ... д-ра техн. наук. – М.: МИНХ и ГП, 1971. – 148 с.

49. Исследование технико-технологических факторов, определяющих устойчивость кыновских аргиллитов при бурении скважин / Т.Н. Бичурин, И.Г. Юсупов, Р.С. Габулдуллин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 12. – С. 25–27.

50. Тахаутдинов Ш.Ф., Бичурин Т.Н., Юсупов И.Г. Исследование по разработке технологии вскрытия кыновского горизонта под большим зенитным углом // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 3. – С. 35–39.

51. Юсупов И.Г. Физико-геологические исследования явлений обвалообразования неустойчивых горных пород при бурении скважин и меры их предотвращения: дис. ... канд. техн. наук. – М.: МИНХ им. Губкина, 1966.

52. Гамзатов С.М. Влияние осмотического явления на кавернообразования // Бурение. – 1974. – № 8. – С. 16–18.

53. Forsans T.M., Schmitt L. Capillary forces: the neglected factor in shale instability studies? // EUROCK'94. – Balkema, Rotterdam, 1994. – Vol. 71. DOI: 10.2118/28029-MS

54. Cheng F.A., Lu A. New technique for evaluation of shale stability in the presence of polymeric drilling fluid // SPE Production Engineering. – 1988. – Vol. 3, № 3. – P. 366–374. DOI: 10.2118/14249-PA

55. Chenevert M.E. Glycerol mud additive provides shale Stability // Oil and Gas J. – Yll. 87, № 29. – P. 60, 61, 64.

56. Рябинкина Н.Н., Валеева О.В. Состав и органическое вещество аргиллитов нижнего карбона Печорского бассейна // Нефтегазовая геология. Теория и практика [Электронный ресурс]. – 2017. – Т. 12, №1. – URL: www.ngtp.ru/rub/1/2\_2017.pdf (дата обращения: 10.02.2020).

## References

1. Blinov P.A. Opredelenie ustoichivosti stенок skvazhiny pri prokhodke intervalov slabosviazannykh gomnykh porod s uchetoм zenitnogo ugla [Determining the stability of the borehole walls at drilling intervals of loosely coupled rocks considering zenith angle]. *Zapiski Gornogo instituta*, 2019, vol. 236, pp. 172-179. DOI: 10.31897/PMI.2019.2.172

2. Nekrasova I.L., Khvoshchin P.A., Kazakov D.A. et al. Kompleks metodov otsenki ingibiruiushchikh svoystv burovnykh rastvorov po otnosheniiu k glinistym nabukhaiushchim gomnym porodam (na primere "reaktivnykh" glin montmorillonitovoi gruppy kazanskogo, tatarskogo i arusov permskoi sistemy) [Complex of methods to evaluate inhibiting properties of muds in relation to clay swelling rocks (at example of "reactive" clays of montmorillonite group of Kazanian, Tatarian ages in Permian system)]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2019, vol. 19, no. 2, pp. 150-161. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.2.5

3. Zakharov M.A., Karipova N.A. Opytno-promyslovaia rabota pri burenii zon nestabilnykh argillitov s primeneniem sistemy PER-FLEX na Suzunskom mestorozhdenii [Pilot field work while drilling zones of unstable mudstones using the PER-FLEX system at the Suzunskoye field]. *Nauchnyi zhurnal*, 2018, no. 3 (26), pp. 14-18.

4. Lu Y.H. et al. Experimental study of strength properties of deep mudstone under drilling fluid soaking. *Chinese Journal of rock mechanics and engineering*, 2012, vol. 31, no. 7, pp. 1399-1405.

5. Corkum A.G., Martin C.D. The mechanical behaviour of weak mudstone (Opalinus Clay) at low stresses. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2007, vol. 44, no. 2, pp. 196-209. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2006.06.004

6. Yan X.Z., Yang H.L., Yang X.J. The reason analysis of mudstone creep on casing damage. *Drilling & Production Technology*, 2003, vol. 26, no. 3, pp. 65-69.

7. Guo J. et al. Apparent overconsolidation of mudstones in the Kumano Basin of southwest Japan: Implications for fluid pressure and fluid flow within a forearc setting. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 2013, vol. 14, no. 4, pp. 1023-1038. DOI: 10.1002/ggge.20042

8. Esemee E., Littke R., Krooss B.M. Factors controlling the thermo-mechanical deformation of oil shales: Implications for compaction of mudstones and exploitation. *Marine and petroleum geology*, 2006, vol. 23, no. 7, pp. 715-734. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2006.02.007

9. Mondol N.H. et al. Experimental mechanical compaction of clay mineral aggregates – Changes in physical properties of mudstones during burial. *Marine and Petroleum Geology*, 2007, vol. 24, no. 5, pp. 289-311. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2007.03.006

10. Moradi S.S.T., Nikolaev N.I., Chudinova I.V. Geomechanical analysis of Wellbore stability in high-pressure, high-temperature formations. *79th EAGE Conference and Exhibition 2017. European Association of Geoscientists & Engineers*, 2017, vol. 2017, no. 1, pp. 1-3. DOI: 10.3997/2214-4609.201701463

11. Moradi S.S.T. et al. Geomechanical study of well stability in high-pressure, high-temperature conditions. *Geomechanics and Engineering*, 2018, vol. 16, no. 3, pp. 331-339. DOI: 10.12989/gae.2018.16.3.331

12. Moradi S.S.T., Nikolaev N., Khormali A. A Comprehensive Uncertainty Assessment of Wellbore Stability Models. *Saint Petersburg 2018. European Association of Geoscientists & Engineers*, 2018, vol. 2018, no. 1, pp. 1-5. DOI: 10.3997/2214-4609.201800114

13. Prischepa O. et al. Assessment of petroleum exploration activity performed in the timan-pechora petroleum province. *Saint Petersburg 2018. European Association of Geoscientists & Engineers*, 2018, vol. 2018, no. 1, pp. 1-5. DOI: 10.3997/2214-4609.201800159

14. Nekrasova I.L. Sovershenstvovanie kriteriev otsenki kachestva burovnykh rastvorov na uglevodorodnoi osnove v zavisimosti ot gorno-geologicheskikh uslovii ikh primeneniia [Improvement of the criteria for assessing the quality of hydrocarbon-based muds in terms of geological conditions of their use]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2018, vol. 18, no. 2, pp. 129-139. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.4.3

15. Nekrasova I.L. Aspekty ekologicheskoi i promyshlennoi bezopasnosti primeneniia tekhnologicheskikh zhidkostei na nevodnoi osnove v protsessakh stroitel'stva i osvoeniia skvazhin [Aspects of environmental and industrial safety of non-aqueous process fluids in construction and completion of wells]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2018, vol. 18, no. 1, pp. 41-52. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.3.4

16. Babushkin E.V., Buianova M.G., Agliullin A.Kh., Konesev G.V., Teptereva G.A. Razrabotka ingibiruiushchikh burovnykh rastvorov dlia povysheniia effektivnosti stroitel'stva skvazhin v slozhnykh gorno-geologicheskikh usloviakh [Development of inhibiting drilling solutions for increasing efficiency of well construction in complex mining-geological conditions]. *Nanotekhnologii v stroitel'stve: nauchnyi internet-zhurnal*, 2018, vol. 10, no. 2, pp. 42-62. DOI: 10.15828/2075-8545-2018-10-2-42-62

17. Kulyshv Iu.A., Gadiiatov E.V., Ulianova Z.V., Boiarintseva M.N. O rezul'tatakh primeneniia kationnogo burovogo rastvora ULTRASAFE STAB+ [Regarding the results of the application of the cationic drilling mud «ULTRASAFE STAB+»]. *Burenii i nef't*, 2018, no. 11, pp. 44-47.

18. Chetvertneva I.A., Belenko E.V., Gaisin I.F., Teptereva G.A., Shavshukova S.Iu. Otsenka effektivnosti primeneniia emul'sionnogo burovogo rastvora pri razburivaniu glinisto-argillitovykh porod volgo-ural'skogo regiona [Evaluation of emulsion drilling fluid when drilling on clay-argillitic rocks of the Volga-Ural region]. *Transport i khranenie nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ia*, 2019, no. 1, pp. 34-37. DOI:10.24411/0131-4270-2019-10107

19. Nekrasova I.L., Khvoshchin P.A., Garshina O.V., Konesev G.V. Novye podkhody k otsenke ingibiruiushchikh svoystv invertno-emul'sionnykh burovnykh rastvorov [New

approaches to inhibitory properties evaluation of invert emulsion drilling fluids]. *Stroitel'stvo nef'tianykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2017, no. 2, pp. 28-34.

20. Zhaohui S. Application of Drilling Fluids of Saturated Composite Salt Water in Well Li97 [J]. *Sino-Global Energy*, 2011, vol. 2.

21. Li G. et al. Nanotechnology to improve sealing ability of drilling fluids for shale with micro-cracks during drilling. *SPE international oilfield nanotechnology conference and exhibition. Society of Petroleum Engineers*, 2012. DOI: 10.2118/156997-MS

22. Huang W.L. et al. New Strong Inhibitory Polyamine Drilling Fluid System Research in Yubei Area. *Advanced Materials Research. Trans Tech Publications Ltd*, 2013, vol. 807, pp. 2519-2522. DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMR.807-809.2519

23. Minghua L. et al. Application of Oil-based Drilling Fluid in Unconventional Oil-gas Reservoirs, Zhongyuan Oilfield [J]. *Sino-Global Energy*, 2013, vol. 7.

24. Chao M. et al. Application of anti-collapse aluminum matrix drilling fluid system in Jilin oilfield. *ICPTT 2012: Better Pipeline Infrastructure for a Better Life*, 2013, pp. 196-208. DOI: 10.1061/9780784412619.023

25. Calvin Lowrans C.L. Optimising drilling fluid to maintain mudstone formation stability, 2012, 34 p.

26. Nutskova M.V. et al. Research of oil-based drilling fluids to improve the quality of wells completion. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. IOP Publishing*, 2019, vol. 666, no. 1, pp. 012065. DOI: 10.1088/1757-899X/666/1/012065

27. Podoprigrada D., Raupov I. Research of the influence of polymeric drilling mud on the filtration-capacitive properties of polymictic sandstones. *Acta Technica CSAV (Ceskoslovensk Akademie Ved)*, 2018, vol. 63, no. 4, pp. 537-546.

28. Kapitonov V.A., Fedosenko O.V., Iurchenko V.V. Rassmotrenie faktorov, vliiaushchikh na ustoiчивost' argillitov [Considering the factors that affect the stability of argillites]. *Neft' Gaz. Novatsii*, 2017, no. 10, pp. 22-25.

29. Aliev A.F., Agzamov F.A. Analiz protsessa bureniia skvazhiny pod tekhnicheskuiu kolonnu na mestorozhdeniiax imeni R. Trebsa i A. Titova [Analysis of a well drilling process for a technical casing string in the fields named after R. Trebs and A. Titov]. *Stroitel'stvo nef'tianykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2018, no. 9, pp. 9-14. DOI: 10.17122/ntj-oil-2017-4-52-62

30. Chetvertneva I.A., Belenko E.V., Gaisin I.F. Osobennosti bureniia glinisto-argillitovykh porod volgo-ural'skogo regiona [Features of drilling in shale and argillite formations of the Volga-Urals oil province]. *Neft' Gaz. Novatsii*, 2019, no. 6, pp. 49-52.

31. Shirokov M.N. Iskluchitel'naia stabil'nost' stvola skvazhiny: chto delat', kogda ne rabotaet povyshenie plotnosti burovogo rastvora? [Exceptional wellbore stability: what to do when drilling mud weighting does not work?]. *Burenie i nef't'*, 2019, no. 9, pp. 46-49.

32. Santarelli F., Dardeau C., Zurdo C. Drilling through highly fractured formations: A problem, a Model, and a Cure. *Journal of petroleum technology*, 1992, no. 24592, 10 p.

33. Vasil'chenko S.V., Potapov A.G., Gnoevykh A.N. Sovremennye metody issledovaniia problemy neustoiчивosti glinistykh porod pri stroitel'stve skvazhin [Modern methods of studying the problem of instability of clay rocks during well construction]. Moscow: IRTs Gazprom, 1998, 83 p.

34. Dir Z.U.A., Khaui R.A., Zusman D. Porodoobrazuiushchie mineraly [Rock-forming minerals]. Moscow: Mir, 1966, vol. 3, 318 p.

35. Baranov V.S. Glinistye rastvory dlia bureniia skvazhin v oslozhnennykh usloviiax [Clay muds for drilling wells in difficult conditions]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1955, 254 p.

36. Gorodnov V.D. Fiziko-khimicheskie metody preduprezhdeniia oslozhnenii v burenii [Physicochemical methods for preventing complications in drilling]. Moscow: Nedra, 1984, 229 p.

37. Priklonskii V.A. Gruntovedenie [Soil science]. Moscow: Gosgeolizdat, 1949, vol. 1, 400 p.

38. Grei Dzh.R., Darli G.S. Sostav i svoistva burovyykh agentov (promyvochnyykh zhidkostei) [Composition and properties of drilling agents (flushing fluids)]. Moscow: Nedra, 1985, 509 p.

39. Kistre E.G. Khimicheskai obrabotka burovyykh rastvorov [Chemical treatment of drilling fluids]. Moscow: Nedra, 1972, 392 p.

40. Rzhhevskii V.V., Novikov G.Ia. Osnovy fiziki gornyykh porod [Fundamentals of Rock Physics]. Moscow: Nedra, 1973, 211 p.

41. Angelopulo O.K., Podgornov V.M., Avakov V.E. Burovye rastvory dlia oslozhnennykh uslovii [Drilling fluids for difficult conditions]. Moscow: Nedra, 1988, 135 p.

42. Sherstnev N.M., Rasizade Ia.M., Shirinzade S.Ia. Preduprezhdenie i likvidatsiia oslozhnenii v burenii [Prevention and elimination of complications in drilling]. Moscow: Nedra, 1979, 297 p.

43. Voitenko V.S. Upravlenie gornym davleniem pri burenii skvazhin [Rock pressure management while drilling wells]. Moscow: Nedra, 1985, 180 p.

44. Penkov A.I. Vliianie polimerov na ingibirovanie glin [Effect of polymers on clay inhibition]. *Nef'tianoe khoziaistvo*, 1979, no. 5.

45. Novikov V.S. Ustoiчивost' glinistykh porod pri burenii skvazhin [Stability of clay rocks when drilling wells]. Moscow: Nedra, 2000, 270 p.

46. Krysin N.I., Mavliutov M.R., Ishmukhametova A.M. et al. Primenenie bezglinistykh polimersolevyykh rastvorov [Application of clay-free polymersaline solutions]. Perm', 1982, 64 p.

47. Ippolitov V.V., Sevodin N.M., Usynin A.F. Obespechenie ustoiчивosti glinistykh porod pri burenii naklonno-napravlenykh skvazhin na mestorozhdeniiax severnoi chasti Zapadnoi Sibiri [Ensuring the stability of clay rocks when drilling directional wells in the fields of the northern part of Western Siberia]. *Vestnik Assotsiatsii burovyykh podriadchikov*, 2000, no. 2, pp. 13-18.

48. Mukhin L.K. Burovye rastvory na uglevodorodnoi osnove dlia bureniia v oslozhnennykh usloviiax i vskrytiia produktivnykh plastov [Oil-based drilling fluids for drilling in challenging conditions and opening up productive formations]. Doctor's degree dissertation. Moscow: MINKh i GP, 1971, 148 p.

49. Bichkurin T.N., Iusupov I.G., Gabidullin R.S. et al. Issledovanie tekhniko-tekhnologicheskikh faktorov, opredeliaushchikh ustoiчивost' kynovskiih argillitov pri burenii skvazhin [Study of technical and technological factors that determine the stability of the Kynovsky mudstones when drilling wells]. *Nef'tianoe khoziaistvo*, 2000, no. 12, pp. 25-27.

50. Takhautdinov Sh.F., Bikhurin T.N., Iusupov I.G. Issledovanie po razrabotke tekhnologii vskrytiia kynovskogo gorizonta pod bol'shim zenitnym uglom [Researches on development of technology of kynovskiy horizon strike under the large inclination angle]. *Nef'tianoe khoziaistvo*, 2003, no. 3, pp. 35-39.

51. Iusupov I.G. Fiziko-geologicheskie issledovaniia iavlenii obvaloobrazovaniia neustoiчивykh gornyykh porod pri burenii skvazhin i mery ikh predotvrashcheniia [Physico-geological studies of the phenomena of collapse of unstable rocks during well drilling and measures to prevent them]. Ph. D. thesis. Moscow: MINKh imeni Gubkina, 1966.

52. Gamzatov S.M. Vliianie osmoticheskogo iavleniia na kavernobrazovaniia [Influence of the osmotic phenomenon on cavitation]. *Burenie*, 1974, no. 8, pp. 16-18.

53. Forsans T.M., Schmitt L. Capillary forces: the neglected factor in shale instability studies? In EUROCK'94. Balkema. Rotterdam, 1994, vol. 71. DOI: 10.2118/28029-MS

54. Cheng F.A., Lu A. New technique for evaluation of shale stability in the presence of polymeric drilling fluid. *SPE Production Engineering*, 1988, vol. 3, no. 3, pp. 366-374. DOI: 10.2118/14249-PA

55. Chenevert M.E. Glycerol mud additive provides shale Stability. *Oil and Gas J.*, YII. 87, no. 29, pp. 60, 61, 64.

56. Riabinkina N.N., Valiaeva O.V. Sostav i organicheskoe veshchestvo argillitov nizhnego karbona Pechorskogo basseina *Nef'tegazovaia geologiya. Teoriia i praktika*, 2017, vol. 12, no. 1, available at: [www.ngtp.ru/rub/1/2017.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/1/2017.pdf) (accessed 10 February 2020). DOI: 10.17353/2070-5379/2\_2017

Просьба сослаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Нудкова М.В., Чудинова И.В., Соболев А.Н. Исследование механизма повышения стабильности ствола скважины при бурении трещиноватых аргиллитов // Недропользование. – 2020. – Т.20, №3. – С.231–241. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.3.4

Please cite this article in English as:

Nutskova M.V., Chudinova I.V., Sobolev A.N. Study of the mechanism of increasing the wellbore stability during fractured mudstone drilling. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2020, vol.20, no.3, pp.231-241. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.3.4