

УДК 622.24.062
DOI: 10.18799/24131830/2024/9/4761
Шифр специальности ВАК: 2.8.1

Буровой раствор для бурения многолетнемерзлых горных пород

А.Я. Третьяк✉, А.А. Чумаков, К.В. Кривошеев

Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова,
Россия, г. Новочеркасск

✉13050465@mail.ru

Аннотация. Актуальность. Дан обзор по проблеме бурения скважин на нефть и газ в условиях распространения многолетнемерзлых пород. При сооружении скважин различного назначения в условиях залегания многолетнемерзлых горных пород к выбору оптимального бурового раствора предъявляются особые требования. Месторождения зоны вечной мерзлоты имеют существенные отличия от условий, где горные породы имеют положительную температуру. **Цель.** Для условий залегания многолетнемерзлых пород выбор оптимальной технологии бурения играет важную роль. Температура бурового раствора в процессе бурения должна быть равна температуре разбуриваемых пород или быть чуть ниже. **Методы.** Выполнен анализ типов промывочных агентов, используемых для бурения многолетнемерзлых пород, рассмотрены основные технологии, применяемые при этом. Дано описание разработанной промывочной жидкости, определен оптимальный ее состав. **Результаты и выводы.** Поставленные задачи решаются с помощью разработки безглинистого полимерного бурового раствора с антиморозными добавками, который имеет температуру замерзания минус 7 °С. Рассмотрены вопросы обратного промерзания скважин и применение, с целью улучшения терморегуляции скважин, термокейса. Изложен выбор теплоизоляционного оборудования на основе прогнозирования температурного изменения свойств горных пород. Показано, что обратное промерзание горных пород при строительстве нефтяных и газовых скважин приводит к появлению негерметичности и смятию обсадных колонн, примерзанию обсадных колонн к стенкам скважины, недоспуску колонн до заданной проектной глубины. Приведена формула, позволяющая определить давление, при котором напряжение в обсадных трубах достигнет предела текучести и происходит смятие обсадных колонн. Показана схема гидратации ионов предлагаемого бурового раствора с многолетнемерзлыми породами и основные причины осложнений. С помощью лабораторных исследований определен оптимальный состав бурового раствора. Внедрение предлагаемого бурового раствора в практику бурения многолетнемерзлых пород позволит успешно сооружать нефтегазовые скважины.

Ключевые слова: многолетнемерзлые породы, бурение скважин, буровой раствор, промывка, морозостойкие добавки, температура замерзания, термокейс

Для цитирования: Третьяк А.Я., Чумаков А.А., Кривошеев К.В. Буровой раствор для бурения многолетнемерзлых горных пород // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 9. – С. 24–30. DOI: 10.18799/24131830/2024/9/4761

UDC 622.24.062
DOI: 10.18799/24131830/2024/9/4761

Drilling fluid for drilling permafrost rocks

A.Ya. Tretyak✉, A.A. Chumakov, K.V. Krivosheev

South Russian State Polytechnic University (NPI) named after M.I. Platov, Novocherkassk, Russian Federation

✉13050465@mail.ru

Abstract. Relevance. The article provides an overview of the problem of drilling wells for oil and gas in conditions of permafrost. When constructing wells for various purposes in conditions of permafrost rocks, special requirements are imposed on the selection of the optimal drilling fluid. Deposits in the permafrost zone have significant differences from conditions where rocks have a positive temperature. **Aim.** For permafrost conditions, the choice of optimal drilling technology plays an im-

portant role. The temperature of the drilling fluid during drilling should be equal to the temperature of the rocks being drilled or be slightly lower. **Methods.** An analysis of the types of flushing agents used for drilling permafrost has been carried out, and the main technologies used in this case have been considered. A description of the developed flushing liquid is given, and its optimal composition is determined. **Results and conclusions.** The objectives are solved by developing a clay-free polymer drilling fluid with antifreeze additives, which has a freezing point of minus 7°C. The paper considers the issues of reverse freezing of wells and the use of a thermal case in order to improve the thermal regulation of wells. The choice of thermal insulation equipment is outlined based on predicting temperature changes in the properties of rocks. It was shown that reverse freezing of rocks during the construction of oil and gas wells leads to leaks and collapse of casing columns, freezing of casing columns to the walls of the well, and failure of columns to reach a given design depth. The paper introduces the formula to determine the pressure, at which the stress in the casing reaches the yield point and collapse of the casing occurs. The article shows the diagram of the hydration of ions of the proposed drilling fluid with permafrost and the main causes of complications. Using the laboratory studies, the optimal composition of the drilling fluid was determined. The introduction of the proposed drilling fluid into the practice of permafrost drilling will make it possible to successfully construct oil and gas wells.

Keywords: permafrost rocks, well drilling, drilling mud, flushing, frost additives, freezing point, thermal case

For citation: Tretyak A.Ya., Chumakov A.A., Krivosheev K.V. Drilling fluid for drilling permafrost rocks. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 9, pp. 24–30. DOI: 10.18799/24131830/2024/9/4761

Введение

Многолетнемерзлые породы (ММП) составляют основную массу криолитозоны, распространены в основном в Северном полушарии Земли и занимают порядка 65 % территории России. ММП – это породы, которые постоянно находятся в условиях отрицательных температур. Известно, что температура мерзлоты изменяется от минус 3 °С до минус 7 °С. В ММП кристаллы льда заполняют всё поровое пространство [1–6].

При сооружении скважин в интервале распространения ММП буровой раствор, имеющий положительную температуру замерзания, легко размывает ММП и это приводит к интенсивному кавернообразованию, обвалу стенок скважины, осыпям горных пород. В соответствии с вышеизложенным возникает острая необходимость в использовании при бурении скважин бурового раствора, который не замерзал бы при температуре до минус 7 °С.

Бурение скважин в зоне распространения ММП отличается от аналогов, расположенных в районах с положительной температурой. Влияние на технологию бурения скважины оказывают одновременно горно-геологические, горнотехнические, мерзлотные и климатические факторы. Осложнения, возникающие при проходке ММП, обуславливаются температурным фактором, который возникает на контакте резцов долота с горным массивом. При этом происходит таяние мерзлых пород, что в конечном счете приводит к осложнениям и авариям. Колебания теплового режима приводят к изменению прочности ММП, так как часть воды переходит из твердого состояния (лёд) в жидкое (вода). Лёд является основным компонентом ММП. В процессе бурения мерзлых пород механическая энергия превращается в тепловую, которая нагревает долото и окружающие ствол скважины горные породы, что оказывает влияние на целостность ствола скважины и свойства бурового раствора. Таким обра-

зом, вышеобозначенные проблемы являются актуальными в настоящее время [7–13].

Преимущества и недостатки способов сооружения скважин в ММП представлены ниже.

Способ сооружения скважин с промывкой охлажденным буровым раствором имеет преимущество – отсутствие проблемы в использовании, и недостаток – большая стоимость оборудования.

Способ сооружения скважин с применением газожидкостных смесей имеет преимущества: низкую теплопроводность, экономичность, увеличение скорости бурения и проходки на долото, сокращение прихватов, и недостаток – необходимость дополнительного оборудования, так как при отрицательных температурах пена замерзает.

Способ сооружения скважин с продувкой воздухом имеет преимущество – возможность регулирования температуры, и недостаток: необходимость дополнительного оборудования, дороговизна применения технологии, ухудшение условий очистки скважины при остановке циркуляции.

Способ сооружения скважин с применением бурового раствора, имеющего в своём составе специальные добавки, имеет преимущества: возможность регулирования температуры подаваемого в скважину бурового раствора, простота использования, и недостатки: пониженная экологичность, дополнительные затраты на химреагенты.

Способ сооружения скважин с понижением температуры жидкости при использовании твердых хладагентов, находящихся в буровом растворе, имеет такие преимущества, как простота в использовании, и недостатки: повышенный расход хладагентов, высокая стоимость.

Способ сооружения скважин с помощью термокейсов имеет преимущество – высокая степень защиты от обратного промерзания, и недостаток – высокая стоимость сооружения скважин.

Аналитические исследования

Оценивая вышеописанные способы очистки, необходимо отметить, что наиболее оптимальным является способ бурения ММП с применением бурового раствора, имеющего в своем составе специальные добавки, понижающие температуру замерзания [14–20].

Исходя из вышеизложенного, необходимо отметить, что для уменьшения скорости оттаивания ММП в процессе сооружения скважин на нефть и газ необходима разработка буровых растворов с низкой температурой замерзания, теплоёмкостью и теплопроводностью при сохранении высоких реологических характеристик. Таким требованиям могут удовлетворять полимерные растворы с добавлением морозостойких химических реагентов [1].

Решение проблемы осложнений, возникающих в результате растепления околоствольной зоны ММП, состоит, с одной стороны, в учете этого явления при выборе прочностных характеристик обсадных колонн при расчете их на смятие внешним давлением, а с другой – в предотвращении этого явления путем регулирования температуры нагнетаемого в скважину бурового раствора до значений, близких к температуре плавления льда, скрепляющего частицы ММП.

Обратное промерзание пород в случае простоя скважины при строительстве или прекращении эксплуатации приводит к появлению негерметичности и смятию обсадных колонн; примерзанию при спускоподъемных операциях (СПО) обсадных колонн к стенке пробуренной скважины; недопуску колонны до заданной проектом глубины; недоподъёму цемента в скважине при цементировании.

Основной принцип управляемой разгрузки избыточного давления промерзания можно записать в следующем виде [6]:

$$P_{см/пк} > P_{тек/пр.к} + P_{рмп},$$

где $P_{см/пк}$ – допустимое наружное давление смятия последующей колонны, МПа; $P_{рмп}$ – давление разрыва мерзлой породы, МПа; $P_{тек/пр.к}$ – давление, при котором напряжение в теле обсадной трубы предыдущей колонны достигает предела текучести (в МПа), определяемое по формуле:

$$P_{тек/пр.к} = K \cdot 2n \cdot G_{тек} \cdot D,$$

где $K=0,875$ – коэффициент, учитывающий отклонение толщины стенки обсадной трубы; $G_{тек}$ – напряжение предела текучести стали, МПа; D – наружный диаметр обсадной трубы, мм; n – толщина стенки обсадной трубы, мм.

Выбор прочностных характеристик обсадных труб предыдущей и последующей колонны осуществляется с учетом условия:

$$P_{см/пк} > P_{тек/пр.к}.$$

Если условия неравенства будут выполнены, прочностные характеристики спроектированных колонн соответствуют необходимым минимальным требованиям и колонну не сомнет.

Для бурения ММП предлагается использовать буровой раствор, состоящий из: структурообразователя – мраморная крошка – CaO – 2–5 %, ПАЦ – 2–5 %, химреагентов, снижающих температуру замерзания и ингибирующих стенки скважины, – пропиленгликоль – 1–5 %, хлорид кальция – 1–4 %, морозол 2 – 1–5 %, хлорид калия – 1–4 %, поверхностно-активное вещество – ПАВ-ОП-10 – 2–5 %.

Химическая обработка буровых растворов является основным средством регулирования их свойств, корректировка которых очень важна при бурении ММП. При этом растворам необходимо придать, с помощью химреагентов, необходимые свойства. Используемые буровые растворы должны обрабатываться доступными и дешёвыми химическими реагентами.

На рис. 1 представлена схема взаимодействия стенок ММП с предлагаемым раствором. При использовании такого бурового раствора происходит ионизация ионов хлорида кальция и хлористого калия из бурового раствора на стенки скважины и, как результат, будет происходить уменьшение плавления льда стенок скважины.

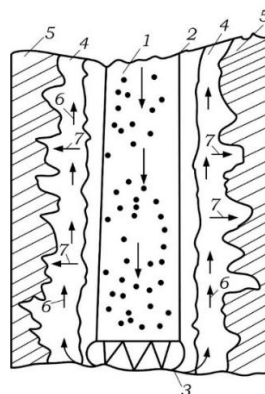


Рис. 1. Схема гидратации ионов бурового раствора: 1 – буровой раствор, 2 – буровая колонна, 3 – буровое долото, 4 – зона таяния ММП, 5 – ММП, 6 – направление движения бурового раствора, 7 – направление гидратации ионов

Fig. 1. Scheme of drilling fluid ion hydration: 1 – drilling mud, 2 – drill string, 3 – drill bit, 4 – MMP melting zone, 5 – MMP, 6 – direction of drilling mud movement, 7 – direction of ions hydration

Еще одна причина растепления ММП – попадание фильтрата бурового раствора (воды) в мерзлую породу. Предлагаемый раствор содержит ПАЦ в количестве до 5 %, что позволяет получить водоотдачу раствора до 3 см^3 за 30 минут.



Рис. 2. Схема основных причин осложнений при бурении скважин в ММП

Fig. 2. Diagram of the main causes of complications during drilling in MMP

Вследствие изменения агрегатного состояния грунта происходят прихваты бурового снаряда, смятие обсадных колонн, замерзание бурового раствора, некачественное цементирование, льдистые породы уменьшаются в объеме, создаются пустоты по стволу скважины и приустьевые воронки.

Для эффективного бурения ММП необходимо использовать в качестве очистного агента буровой раствор с отрицательной температурой замерзания.

В соответствии с проектом на бурение скважин в условиях залегания ММП, чаще всего второй колонной, называемой кондуктором, необходимо перекрыть весь интервал мёрзлых пород, залегающий в интервале от 0 до ориентировочно 700 м. В этом интервале и происходят основные осложнения.

Схема основных причин осложнений, возникающих при бурении скважин в ММП, показана на рис. 2.

Бурение ствола в интервале ММП необходимо выполнять в форсированном режиме, применяя наиболее оптимальные типы долот. При бурении мерзлых горных пород промывочной жидкостью с положительной температурой необходимо добиваться максимального сокращения времени контакта жидкости со стенками скважины.

С целью определения оптимальных параметров буровых растворов были приготовлены растворы, состоящие из следующих химреагентов.

1) мас. %: мраморная крошка – 5, ПАЦ – 5, пропиленгликоль – 5, морозол 2 – 5, хлорид калия – 4, ПАВ-ОП-10 – 5, хлорид кальция – 4, остальное – вода. Параметры раствора следующие: плотность 1,22 г/см³, вязкость 22 с, водоотдача 3,0 см³/30 мин, температура замерзания – 7 °С.

- 2) мас. %: мраморная крошка – 5, ПАЦ – 4, пропиленгликоль – 4, морозол 2 – 4, хлорид калия – 3, ПАВ-ОП-10 – 4, хлорид кальция – 3, остальное – вода. Параметры раствора следующие: плотность 1,19 г/см³, вязкость 22 с, водоотдача 4,1 см³/30 мин, температура замерзания – 5,5 °С.
- 3) мас. %: мраморная крошка – 5, ПАЦ – 3, пропиленгликоль – 3, морозол 2 – 3, хлорид калия – 2, ПАВ-ОП-10 – 3, хлорид кальция – 2, остальное – вода. Параметры раствора следующие: плотность 1,14 г/см³, вязкость 21 с, водоотдача 5,2 см³/30 мин, температура замерзания – 3,5 °С.
- 4) мас. %: мраморная крошка – 5, ПАЦ – 2, пропиленгликоль – 1, морозол 2 – 1, хлорид калия – 1, ПАВ-ОП-10 – 2, хлорид кальция – 1, остальное – вода. Параметры раствора следующие: плотность 1,1 г/см³, вязкость 21 с, водоотдача 6,1 см³/30 мин, температура замерзания – 1 °С.

Оптимальным оказался раствор № 1, имеющий состав: мраморная крошка – 5 %, ПАЦ – 5 %, пропиленгликоль – 5 %, морозол 2 – 5 %, хлорид калия – 4 %, ПАВ-ОП-10 – 5 %, хлорид кальция – 4 %, остальное – вода. Температура замерзания такого раствора составила минус 7 °С. Влияние химических реагентов на температуру замерзания бурового раствора показано на рис. 3.

Выполненные экспериментальные исследования позволили подобрать оптимальный состав бурового раствора, состоящий из: мраморной крошки, ПАЦ, пропиленгликоля, морозола, хлорида калия, ПАВ-ОП-10, хлористого калия, остальное вода и рекомендовать его для бурения скважин в ММП.

Синергетика антиморозных добавок подтверждается выполненными лабораторными работами.

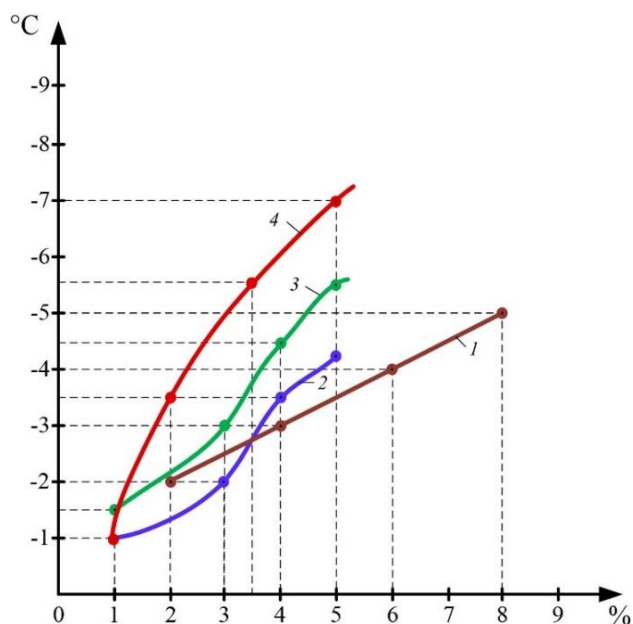


Рис. 3. Влияние содержания солей KCl и CaCl₂, морозола 2 и полигликоля на температуру заморозки бурового раствора: 1 – хлорид кальция и хлорид калия; 2 – морозол 2; 3 – полигликоль; 4 – заявленный раствор

Fig. 3. Impact of KCl and CaCl₂ salts, morosol and polyglycol content on drilling mud freezing point: 1 – calcium chloride and potassium chloride; 2 – morosol 2; 3 – polyglycol; 4 – declared solution

В процессе выполнения лабораторных работ удалось добиться синергетического эффекта от применения предлагаемых химреагентов и получить буровой раствор, имеющий температуру заморозки минус 7 градусов по Цельсию.

На разработанный с низкой температурой заморозки безглинистый буровой раствор подана заявка на изобретение.

Выводы и рекомендации

1. На основе анализа современного состояния технологии бурения нефтегазовых скважин в ММП выявлены основные проблемы, связанные с технологией бурения.
2. Применение предлагаемого бурового раствора для бурения многолетнемерзлых горных пород будет способствовать образованию прочной полимерглинистой корки, качественному структурообразованию, высокой термостойкости и солестойкости.
3. Проведенные исследования по оптимизации состава разработанного бурового раствора для криогенного бурения позволяют рекомендовать его для практического внедрения в полевых условиях.
4. Высокие реологические и пониженные растепляющие свойства бурового раствора будут способствовать повышению эффективности строительства нефтегазовых скважин в условиях Крайнего Севера.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Растворы для низкотемпературных условий бурения / А.Б. Тулубаев, И.А. Королева, А.М. Казанцева, Ж.С. Попова // Экспозиция Нефть Газ. – 2021. – № 6 (85). – С. 68–71. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-68-71.
2. Рушков Д.Р., Злобин И.И., Закиров Н.Н. Температурное влияние буровых растворов на многолетнемерзлые породы // Булатовские чтения. – Краснодар, 2022. – Т. 1. – С. 444–445.
3. Иванов И.С. Исследование и разработка рецептур буровых растворов для снижения скорости процесса растепления многолетнемерзлых пород при строительстве скважин. Нефтяная смена. Энергия будущего!: Материалы VIII Всероссийской научно-практической конференции. – Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2022. – С. 149–150.
4. Разработка и исследование низкотоксичных базовых жидкостей инвертно-эмульсионных буровых растворов для бурения на шельфе / В.Л. Заворотный, К.А. Стародубцева, А.А. Запорожская, К.И. Запорожский, С.А. Дуннев, Д.Н. Сидоров, А.В. Балеевских // Нефть. Газ. Новации. – 2022. – № 4 (257). – С. 22–28.
5. Третьяк А.Я., Кривошеев К.В., Полтораки М.Н. Химические реагенты для буровых растворов на водной основе при низкотемпературных условиях бурения скважин // Актуальные проблемы недропользования-2023: Материалы Международной научно-практической конференции. – Новочеркасск, 27 октября 2023. – Новочеркасск: Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова, 2024. – С. 208–214.
6. Нормализация температурного режима скважин при бурении по многолетнемерзлым породам с очисткой забоя воздухом / А.Н. Дмитриев, М.Е. Будовская, И.В. Мильвит, Н.И. Леонко // Бурение и нефть. – 2023. – № S2. – С. 54–57.
7. Рушков Д.Р., Закиров Н.Н. Сложности, возникающие при бурении в многолетнемерзлых породах // Булатовские чтения. – Краснодар, 2022. – Т. 1. – С. 442–443.
8. Перельгин К.О. Растепление многолетнемерзлых горных пород при бурении нефтяных и газовых скважин // Модели инновационных решений повышения конкурентоспособности отечественной науки: Сборник статей Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. – Уфа, 13 апреля 2023. – Уфа: Общество с ограниченной ответственностью «Аэтерна», 2023. – С. 22–23.
9. Тулубаев А.Б. Разработка и исследование компонентов бурового раствора для низкотемпературных условий бурения // Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки: материалы II международной научно-практической конференции, посвященной памяти Виктора Ефимовича Копылова. – Тюмень, 15–17 февраля 2022. – С. 292–296.
10. Кондренко О.С. Буровые растворы для вскрытия пластов в условиях многолетнемерзлых пород // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – № 10. – С. 22–24.

11. Гасумов Р.А., Кондренко О.С., Гасумов Э.Р. Основные доминирующие факторы теплового воздействия на мерзлые породы при бурении скважин в криолитозонах // Вестник Северо-Кавказского государственного технического университета. – 2010. – № 2. – С. 5–12.
12. Полозков К.А., Басниев К.С., Гафтуняк П.И. Осложнения, возникающие при строительстве и эксплуатации скважин в зонах распространения многолетнемерзлых пород, и мероприятия по их предотвращению // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 1. – С. 6–10.
13. Testing a mathematical model of thermohydraulic processes during drilling the wells under the permafrost conditions / A.V. Minakov, M.I. Pryazhnikov, A.L. Neverov, D.V. Guzei, A.S. Lobasov, V.A. Zhigarev // Interfacial Phenomena and Heat Transfer. – 2020. – Vol. 8. – № 3. – P. 235–247. DOI: 10.1615/InterfacPhenomHeatTransfer.2020035213.
14. Petrova L.V., Petrov A.N. The technology of opening and mining sites of complex occurrence of placer deposits in permafrost conditions // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science: International Science and Technology Conference "EarthScience". – Russky Island, 10–12 December 2019. – Vol. 459. – № 4. – Ch. 3. – Russky Island: Institute of Physics Publishing, 2020. – # 042094. DOI: 10.1088/1755-1315/459/4/042094.
15. Physicochemical properties of potential low-temperature drilling fluids for deep ice core drilling / N. Liu, H. Xu, Y. Yang, L. Wang, P. Talalay, L. Han // Cold Regions Science and Technology. – 2016. – Vol. 129. – P. 45–50. DOI: 10.1016/j.coldregions.2016.06.004.
16. Vaganova N.A. Simulation of thermal stabilization of bases under engineering structures in permafrost zone // AIP Conference Proceedings: proceedings of the 44th International conference on applications of mathematics in engineering and economics: (AMEE'18). – Sozopol, Bulgaria, 08–12 June 2018. Vol. 2048. – Sozopol, Bulgaria: AIP Publishing, 2018. – # 030010. DOI 10.1063/1.5082068.
17. Prediction of permafrost changes in Northeastern China under a changing climate / Z. Wei, H. J. Jin, J.M. Zhang, S.P. Yu, R.X. He, X.L. Chang, X.J. Han, Y.J. Ji // Science China Earth Sciences. – 2011. – Vol. 54. – № 6. – P. 924–935. DOI: 10.1007/s11430-010-4109-6.
18. Zhang Z.Q., Wu Q.B. Thermal hazards prediction on Qinghai-Tibet Plateau permafrost region // Jilin Daxue Xuebao (Diqu Kexue Ban). – 2012. – Vol. 42. – № 2. – P. 454–461+484.
19. Numerical research of heat transfer processes at the drilling wells in permafrost rocks / A.V. Minakov, M.I. Pryazhnikov, E.I. Mikhienkova, A.L. Neverov, A.V. Mateev, A.V. Zhigarev, D.V. Guzei // Journal of Physics: Conference Series: XXXV Siberian Thermophysical Seminar, STS 2019. – Novosibirsk, 27–29 August 2019. – Vol. 1382. – Novosibirsk: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012091. DOI: 10.1088/1742-6596/1382/1/012091.
20. Kamel A.H. A novel mud formulation for drilling operations in the permafrost // Society of Petroleum Engineers – SPE Western Regional. Pacific Section AAPG Joint Technical Conference 2013: Energy and the Environment Working Together for the Future. – Monterey, CA, 19–25 April 2013. – P. 252–261.

Информация об авторах

Александр Яковлевич Третьяк, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой нефтегазовых техники и технологий, Южно-Российского государственного политехнического университета (НПИ) имени М.И. Платова, Россия, 346400, г. Новочеркасск, ул. Просвещения, 132; 13050465@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0001-7362-5536>

Андрей Алексеевич Чумаков, ассистент кафедры нефтегазовых техники и технологий Южно-Российского государственного политехнического университета (НПИ) имени М.И. Платова, Россия, 346400, г. Новочеркасск, ул. Просвещения, 132; a-chumakow@mail.ru

Кирилл Владимирович Кривошеев, студент кафедры нефтегазовых техники и технологий Южно-Российского государственного политехнического университета (НПИ) имени М.И. Платова, Россия, 346400, г. Новочеркасск, ул. Просвещения, 132; 210506.tbn@mail.ru

Поступила в редакцию: 01.07.2024

Поступила после рецензирования: 04.07.2024

Принята к публикации: 09.07.2024

REFERENCES

1. Tulubaev A.B., Koroleva I.A., Kazantseva A.M., Popova Zh.S. Solutions for low-temperature drilling conditions. *Exposition Oil Gas*, 2021, no. 6 (85), pp. 68–71. (In Russ.) DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-68-71.
2. Rushkov D.R., Zlobin I.I., Zakirov N.N. Temperature influence of drilling fluids on permafrost. *Bulatov readings*. Krasnodar, 2022. Vol. 1, pp. 444–445. (In Russ.)
3. Ivanov I.S. Research and development of drilling fluid formulations to reduce the rate of thawing of permafrost during well construction. *Oil shift. Energy of the future! Materials of the VIII All-Russian Scientific and Practical Conference*. Krasnoyarsk, Siberian Federal University Publ., 2022. pp. 149–150. (In Russ.)
4. Zavorotny V.L., Starodubtseva K.A., Zaporozhskaya A.A., Zaporozhsky K.I., Dunvev S.A., Sidorov D.N., Baleevskikh A.V. Development and study of low-toxic base fluids of invert-emulsion drilling fluids for offshore drilling. *Oil. Gas. Innovations*, 2022, no. 4 (257), pp. 22–28. (In Russ.)
5. Tretyak A.Ya., Krivosheev K.V., Poltorak M.N. Chemical reagents for water-based drilling fluids under low-temperature well drilling conditions. *Current problems of subsoil use-2023: Materials of the International Scientific and Practical Conference*.

- Novocherkassk, October 27, 2023. Novocherkassk, South Russian State Polytechnic University (NPI) named after M.I. Platova Publ., 2024. pp. 208–214. (In Russ.)
6. Dmitriev A.N., Budovskaya M.E., Milvit I.V., Leoshko N.I. Normalization of the temperature regime of wells when drilling through permafrost rocks with bottom hole cleaning with air. *Drilling and oil*, 2023, no. S2, pp. 54–57. (In Russ.)
 7. Rushkov D.R., Zakirov N.N. Difficulties that arise when drilling in permafrost. *Bulatov readings*. Krasnodar, 2022. Vol. 1, pp. 442–443. (In Russ.)
 8. Perelygin K.O. Thawing of permafrost rocks when drilling oil and gas wells. *Models of innovative solutions for increasing the competitiveness of domestic science. Collection of articles of the All-Russian scientific and practical conference with international participation*. Ufa, April 13, 2023. Ufa, Limited Liability Company “Aeterna” Publ., 2023. pp. 22–23. (In Russ.)
 9. Tulubaev A.B. Development and research of drilling fluid components for low-temperature drilling conditions. *Technological solutions for the construction of wells in fields with complex geological and technological conditions for their development. Materials of the II international scientific and practical conference dedicated to the memory of Viktor Efimovich Kopylov*. Tyumen, February 15–17, 2022. pp. 292–296. (In Russ.)
 10. Kondrenko O.S. Drilling fluids for opening up layers in permafrost conditions. *Construction of oil and gas wells on land and at sea*, 2009, no. 10, pp. 22–24. (In Russ.)
 11. Gasumov R.A., Kondrenko O.S., Gasumov E.R. The main dominant factors of thermal impact on frozen rocks when drilling wells in cryolithozones. *Bulletin of the North Caucasus State Technical University*, 2010, no. 2, pp. 5–12. (In Russ.)
 12. Polozkov K.A., Basniev K.S., Gaftunyak P.I. Complications arising during the construction and operation of wells in permafrost zones, and measures to prevent them. *Construction of oil and gas wells on land and at sea*, 2010, no. 1, pp. 6–10. (In Russ.)
 13. Minakov A.V., Pryazhnikov M.I., Neverov A.L., Guzei D.V., Lobasov A.S., Zhigarev V.A. Testing a mathematical model of thermohydraulic processes during drilling the wells under the permafrost conditions. *Interfacial Phenomena and Heat Transfer*, 2020, vol. 8, no. 3, pp. 235–247. DOI: 10.1615/InterfacPhenomHeatTransfer.2020035213.
 14. Petrova L.V., Petrov A.N. The technology of opening and mining sites of complex occurrence of placer deposits in permafrost conditions. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science: International Science and Technology Conference “EarthScience”*. Russian Island, December 10–12, 2019. Vol. 459, no. 4, Ch. 3. Russian Island, Institute of Physics Publ., 2020. # 042094. DOI: 10.1088/1755-1315/459/4/042094.
 15. Liu N., Xu H., Yang Y., Wang L., Talalay P., Han L. Physicochemical properties of potential low-temperature drilling fluids for deep ice core drilling. *Cold Regions Science and Technology*, 2016, vol. 129, pp. 45–50. DOI: 10.1016/j.coldregions.2016.06.004.
 16. Vaganova N.A. Simulation of thermal stabilization of bases under engineering structures in permafrost zone. *AIP Conference Proceedings: proceedings of the 44th International conference on applications of mathematics in engineering and economics: (AMEE'18)*. Sozopol, Bulgaria, 08–12 June 2018. Vol. 2048. Sozopol, Bulgaria, AIP Publ., 2018. # 030010. DOI: 10.1063/1.5082068.
 17. Wei Z., Jin H.J., Zhang J.M., Yu S.P., He R.X., Chang X.L., Han X.J., Ji Y.J. Prediction of permafrost changes in Northeastern China under a changing climate. *Science China Earth Sciences*, 2011, vol. 54, no. 6, pp. 924–935. DOI: 10.1007/s11430-010-4109-6.
 18. Zhang Z.Q., Wu Q.B. Thermal hazards prediction on Qinghai-Tibet Plateau permafrost region. *Jilin Daxue Xuebao (Diqu Kexue Ban)*, 2012, vol. 42, no. 2, pp. 454–461.
 19. Pryazhnikov M.I., Mikhienkova E.I., Neverov A.L., Mateev A.V., Zhigarev A.V., Guzei D.V. Numerical research of heat transfer processes at the drilling wells in permafrost rocks. *Journal of Physics: Conference Series. XXXV Siberian Thermophysical Seminar*. Novosibirsk, 27–29 August 2019. Vol. 1382, Novosibirsk, Institute of Physics Publ. 2019. # 012091. DOI: 10.1088/1742-6596/1382/1/012091.
 20. Kamel A.H. A novel mud formulation for drilling operations in the permafrost. *Society of Petroleum Engineers – SPE Western Regional. Pacific Section AAPG Joint Technical Conference 2013: Energy and the Environment Working Together for the Future*. Monterey, CA, 19–25 April 2013. pp. 252–261.

Information about the authors

Alexander Ya. Tretyak, Dr Sc., Professor, Head of the Oil and Gas Techniques and Technologies Department, South-Russian State Polytechnic University (NPI) named after M.I. Platov, 132, Prosvesvcheniya street, Novocherkassk, 346400, Russian Federation; 13050465@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0001-7362-5536>

Andrey A. Chumakov, Assistant, South-Russian State Polytechnic University (NPI) named after M.I. Platov, 132, Prosvesvcheniya street, Novocherkassk, 346400, Russian Federation; a-chumakow@mail.ru

Kirill V. Krivosheev, Student, South-Russian State Polytechnic University (NPI) named after M.I. Platov, 132, Prosvesvcheniya street, Novocherkassk, 346400, Russian Federation; 210506.tbn@mail.ru

Received: 01.07.2024

Revised: 04.07.2024

Accepted: 09.07.2024