

УДК 622.276:622.24

ПРИМЕНЕНИЕ ПЕН И ПЕНОПЛАСТОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КРЕПИ СКВАЖИН

Заливин Владимир Григорьевич,
zalivinVG@yandex.ru

Иркутский национальный исследовательский технический университет,
Россия, 664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83.

Повышение крепи скважины – это создание искусственной перемычки в околоствольном пространстве скважины, заполняющей пустоты в горных породах (поры, трещины, каверны), скрепляющей структуры слабосвязанных пород и тем самым способствующей закупорке каналов ухода бурового раствора в пласт и предотвращающей осыпи и обвалы неустойчивых горных пород. Рассмотрены композиционные материалы отверждаемых тампонажных пен, технология и условия их применения. В предлагаемой технологии предполагается осуществлять бурение на пенах и в осложненных интервалах горных пород переводить их в твердое состояние (пенопласты), тем самым закупоривая каналы ухода бурового раствора.

Актуальность. Развитие отечественной геологоразведочной отрасли делает весьма актуальным разработку научных подходов к составам буровых растворов, позволяющих осуществлять цикл бурения с высокой механической скоростью и одновременным тампонирующим поглощением зон поглощений в зонах пониженного пластового давления. С этих позиций применение газожидкостных смесей в качестве очистного агента и тампонажного материала наиболее актуально. Потери бурового раствора в скважине происходят из-за превышения забойного давления над пластовым. Интенсивность поглощения определяется наличием открытой пористости горных пород, интенсивной трещиноватостью и каверзностью. Разработка технологий для повышения целостности стенок скважины и околоствольного пространства, позволяющих осуществлять процесс бурения на пенах и в осложненных интервалах горных пород переводить их в твердое состояние, при этом существенно повышая крепь скважины, – задача весьма значимая.

Цель: показать эффективность применения пен и пенопластов в цикле строительства скважин при бурении по многолетнемерзлым породам, в зонах потерь циркуляции, в неустойчивых и слабосцементированных породах (глина, пески, ил, мягкие глинистые сланцы). Отверждаемые пены с регулируемым сроком схватывания позволяют усилить адгезию и прочность тампонажного камня, создать непроницаемый барьер при ликвидации потерь бурового раствора.

Методы. Для решения поставленных задач была использована методика, включающая обзор литературных и патентных информационных источников, их научный анализ; эмпирические исследования функциональных свойств газожидкостных смесей; лабораторные и стендовые испытания; апробация полученных зависимостей в производственных условиях. В исследовании применены: пены и пенопласты на основе карбамидных смол и катализаторов отверждения и их составы, способы доставки в зону осложнения под избыточным давлением при одновременном снижении энергоемкости процесса нагнетания.

Результаты. Применяется технология бурения на составах пен (любой кратности) и перевод пен в случае вскрытия поглощающего горизонта в пенопласт, что позволит без прекращения процесса бурения безаварийно пройти осложняющий горизонт. Разработан и рекомендован композиционный состав отверждаемой смеси со сроками полимеризации: 12–22 мин и σ через 24 час – 100 кг/см², состав повышенной гидрофобности и прочности карбамидного пенопласта с модификацией кубовым остатком антиокислителя ФЧ-16 ТУ 3830257-76. Рекомендована технология тампонирующей зоны осложнений с учетом прироста температуры от адиабатического сжатия воздушной фазы при давлении нагнетания и продавливания.

Выводы. Разработанные составы пенопластов на основе карбамидных смол отвечают основным требованиям, предъявляемым к тампонирующим смесям.

Ключевые слова:

Ликвидация поглощения бурового раствора, крепления стенок скважины, пены и отверждаемые пены (пенопласты), тампонажные смеси, карбамидные смолы.

Введение

Геологические условия проходки скважин характеризуются наличием осложнений, связанных с зонами тектонических нарушений и гидротермальных процессов, которые сопровождаются интенсивной трещиноватостью и дробленностью горных пород. Мощность зон гидротермальных нарушений колеблется от одного до десятков метров. При бурении скважин наличие этих зон вызывает потерю циркуляции бурового раствора, обвалы и обрушения стенок скважин, сужение ствола [1]. При ремонте скважин возникают проблемы при изоляции водопритоков.

Целесообразно для безаварийного бурения зон осложнений, обусловленных:

- потерей устойчивости ствола скважины;
- поглощением бурового раствора;
- слабыми связями между частицами, зернами и отдельными элементами горных пород;

- низкими пластовыми давлениями, производить искусственное улучшение прочностных характеристик стенок скважины и снижать их проницаемость [2].

Упрочнение стенок скважин проводят в процессе бурения тампонажными растворами на основе цементных смесей, полимеров, смол, битумов, силикатов [3]. Для кольматации трещиноватой зоны используют как вяжущие (твердеющие и нетвердеющие) материалы, так и различные наполнители [4]. В основном используется технология и технические средства для тампонирующей скважин традиционными методами и материалами: (вязкоупругие растворы – ВУР, вязкоупругие смеси – ВУС, гельцементные смеси, тампонажные пасты, быстросхватывающие смеси – БСС, перекрыватели) [5]. Однако эти методики требуют остановки процесса бурения на длительное время, применения дополнительных материалов и оборудования.

Исходя из чего возникает потребность в технологии и технических средствах, обеспечивающих промывку скважины пеной и при необходимости тампонирующие зон поглощения и крепления стенок скважины отверждающимися композициями пен на том же оборудовании. При этом схема нагнетания обеспечивает простое и надежное управления процесса в широких пределах изменения прочностных свойств пенопласта, технические средства обладают высокой мобильностью, а исходные материалы для получения тампонажной смеси доступны и сравнительно дешевые.

Изучение зон поглощения показывает, что мощность зон осложнений в осадочных породах (конгломераты, песчаники, алевролиты) находится в пределах 5–10 м, их количество на скважину от 1 до 10, с коэффициентом поглощающей способности $K > 2$. В эффузивных образованиях (фельзиты, дациты, андезито-базальты) мощность зон колеблется от 10 до 80 м, их количество на скважину 1–3, коэффициент поглощающей способности $K = 0,6–18$. Данные кавернометрии свидетельствуют о том, что в зонах поглощения бурового раствора наблюдается не только увеличение диаметра скважины, но и образование каверн размером до 400 мм [6]. Все существующие методы предупреждения и борьбы с поглощениями бурового раствора можно разделить на три группы:

- методы регулирования реологических свойств буровых растворов (БР);
- методы уменьшения перепада давления в системе скважина–пласт;
- методы уменьшения сечения или полной изоляции каналов поглощения.

Первые два метода не всегда дают положительный результат, т. к., снизив плотность БР, можно пробурить скважину без поглощений, но могут возникнуть проблемы при цементировании колонны. Третий метод наиболее эффективен. Для ликвидации катастрофических поглощений и заколонных перетоков, обвалов в трещиноватых коллекторах нами был разработан способ вскрытия этих горизонтов пеной с последующим ее отверждением.

О методике применения пен и отверждаемых пен

Проведенные исследования в Иркутском национальном исследовательском техническом университете (ИРНИТУ) доказывают эффективность использования в качестве тампонирующего материала смесь мочевиноформальдегидной смолы (МФС) и раствора кислоты с раздельной подачей в скважину смолы и раствора при непрерывном их смешении в определенной заданной пропорции [7]. Непрерывное смешение компонентов может происходить в манифольде, линии высокого давления или в цементировочной головке, установленной на буровой колонке, с последующим схватыванием смеси в пласте для изоляции зон поглощения.

Переход карбамидных смол из начального в отвержденное состояние является результатом химических реакций, сопровождающихся образованием химических связей. Скорость отверждения зависит от соотношения смолы и отвердителя. В качестве отвер-

дителя могут применяться: органические кислоты – щавелевая, лимонная, минеральные кислоты – соляная, фосфорная, а также соли – хлористый аммоний, хлористое железо, хлористый цинк, и некоторые эфиры кислот – дибутилсульфат и др.

Теоретические и экспериментальные исследования подтверждают, что для получения отверждаемых пен на основе карбамидных смол могут быть использованы смолы: КФ-МТ, КФ-Б, КФ-БЖ, КФ-Ж, а также смолы М-70, КС-68, меламинаформальдегидные смолы МЛФС, М-270, ММФ-50 и др. [8].

В практике получения пенопластов на основе МФС применяются ПАВ, содержащие активную сульфогруппу [9]. По техническим и экономическим соображениям наибольший интерес представляют алкилсульфонаты натрия – торговое название Волгонат, Эмульгатор Е-30, Сульфанола (алкиларилсульфонат натрия), Сульфонат (алкилсульфонат натрия). Эти пенообразователи легко растворимы в холодной воде, содержат высокий процент активного вещества и обеспечивают получение пен достаточно высокой степени аэрации при малых расходах [10].

На рис. 1 показаны зависимости критической кратности полимерной пены от концентрации сульфанола НП-3 для различных температур смоляного раствора и пенообразователя. Кривая 1 получена для температуры смоляного раствора 10 °С, сульфанола вводился не подогретым. Можно заметить, что при такой температуре исходных растворов не может быть получена пена высокой кратности при нормальных условиях.

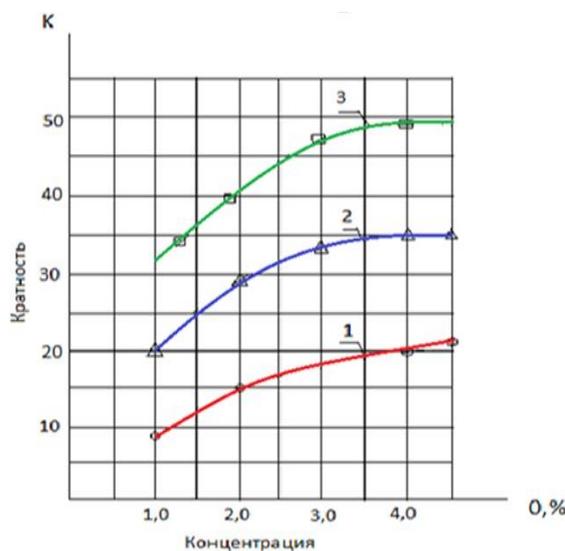


Рис. 1. Зависимость критической кратности полимерной пены от концентрации сульфанола: 1 – 30 % раствор МФ-17 с КМЦ, t раствора 10 °С, t_0 сульфанола 10 °С; 2 – 30 % раствор МФ-17 с КМЦ, $t_0 = 10$ °С, t_0 сульфанола 40 °С; 3 – 30 % раствор МФ-17 с КМЦ, $t_0 = 40$ °С, t_0 сульфанола 40 °С

Fig. 1. Dependence of the critical multiplicity of polymer foam on sulphanol concentration: 1 – 30 % mixture MF-17 with KMTs, mixture t is 10 °C, sulphanole t_0 is 10 °C; 2 – 30 % mixture MF-17 with KMTs, $t_0 = 10$ °C, sulphanole t_0 is 40 °C; 3 – 30 % mixture MF-17 with KMTs, $t_0 = 40$ °C, sulphanole t_0 is 40 °C

Кривая 2 соответствует случаю, когда в смоляной раствор, имеющий $T=10\text{ }^{\circ}\text{C}$, вводился сульфол, предварительно подогретый до $T=40\text{ }^{\circ}\text{C}$. Кратность пены при этом возросла в два раза.

Кривая 3 получена для подогретого до $T=40\text{ }^{\circ}\text{C}$ сульфолла и смоляного раствора. При этом получается пена наибольшей кратности.

Таблица 1. Рекомендуемые рецептуры пенообразующих составов

Table 1. Recommended formulations of foaming compositions

| Бентонит Bentonite | КМЦ Carboxymethyl cellulose | ГПАА-1 % Hydrolyzed polyacrylamide | Na_2CO_3 | ПАВ Surfactant | Вода Water | Горно-геологические условия применения Geological conditions of application |
|-----------------------|-----------------------------------|--|--------------------------|-------------------|-------------------|---|
| 3–5 | 0,2–0,3 | – | 0,2–0,3 | 0,3–0,8 | Остальное Rest | Неустойчивые рыхлые отложения с малыми водопритокарами Unstable loose sediments with low water inflows |
| – | – | 1,0 | – | 0,3–0,5 | | Относительно устойчивые трещиноватые породы Relatively stable fractured rocks |
| – | – | – | – | 0,25–0,5 | | Плотные монолитные породы Dense monolithic rocks |

Из-за малых весовых расходов пен в процессе бурения и низкой теплоемкости пена имеет небольшой запас тепла и может эффективно применяться при бурении многолетнемерзлых пород, не растепляя стенки скважины [12]. Возможно также применение для тампонирования скважин полимерных композиций, включающих поливинилхлорид и сложный эфир диэтиленгликоля и синтетических жирных кислот фракции С7–С9, для повышения морозостойкости и снижения водопоглощения. Для снижения температуры замерзания пены и сохранения свойств при низких температурах в пенообразующий раствор необходимо добавлять NaCl , CaCl_2 (до 10 % концентрации).

Немаловажную роль играет способ получения пены? определяющий соотношение газожидкостного компонента [13].

Для улучшения свойств пены добавляют помимо реагента вспенивателя стабилизирующие и структурообразующие добавки [14] (органические полимеры и глины), регуляторы величины pH и смягчители воды (Na_2CO_3), понизители гидравлических сопротивлений (додециловый спирт).

Основным критерием для выбора пенообразователя, помимо его доступности и удобства применения, является его хорошая совместимость со смоляным и кислотным раствором для получения неразрушающихся высокократных карбамидных пенопластов.

Основным компонентом карбамидных пенопластов также является отвердитель – катализатор отверждения [15].

Катализаторы отверждения карбамидных смол делятся на две группы: катализаторы холодного отверждения и катализаторы горячего отверждения. К первой группе (отверждение при $5\text{--}50\text{ }^{\circ}\text{C}$) относятся: минеральные кислоты (смоляная, серная, фосфорная, ортофосфорная, азотная); ароматические сульфокислоты (бензол, толуол, нафталинсульфокислота); полиалкилароматические полисульфокислоты с молекулярной массой меньше 500 (динонилнафталиндисульфокислота и др.); аммониевые соли минеральных

В тех интервалах, где пластовое давление позволяет применять азрированные растворы, необходимо осуществлять бурение на пене (табл. 1). Пены эффективны для прохождения зон поглощений малой интенсивности осыпающихся пород, теряющих при вскрытии свою устойчивость [11].

кислот (соляной, азотной, фосфорной и др.). Ко второй группе (отверждение при $50\text{--}165\text{ }^{\circ}\text{C}$) – органические кислоты (щавелевая, себациновая, муравьиная, трифторуксусная, бензойная, лимонная); цинковые и кадмиевые соли органических (муравьиной, молочной, фталевой, щавелевой, винной), минеральных (серной, фосфорной, азотной, соляной) и сульфоароматических (птолуолсульфокислоты и др.) кислот; хлорид магния, сульфаты алюминия и железа. Наиболее активными катализаторами при температурах выше $100\text{ }^{\circ}\text{C}$ являются каприлат кадмия, сульфат цинка и борная кислота.

Чаще всего применяют кислоты средней силы, такие как муравьиная, щавелевая и особенно фосфорная, и ортофосфорная, которые обладают быстрым каталитическим действием, способствуют получению стабильной пены и не вызывают коррозию аппаратуры. Использование ортофосфорной и щавелевой кислоты уменьшает усадку пены в процессе ее отверждения и увеличивает эластичность образцов пенопласта по сравнению с использованием в качестве катализаторов отверждения серной и соляной кислоты.

Более сильные кислоты не обеспечивают необходимой жизнеспособности состава, а каталитические действия более слабых кислот недостаточны для полного отверждения смолы. Изменяя концентрацию кислотного отвердителя в пене, можно регулировать скорость ее отверждения – от секунд до нескольких часов. Рабочая концентрация кислоты подбирается экспериментально в каждом конкретном случае.

На технологические показатели тампонирования скважин отверждающими газожидкостными смесями (ОГЖС) на основе карбамидных смол большое влияние оказывает принятая рецептура, выбранные технологические режимы и регламенты, температура окружающей среды, химический состав вод в скважинах, состав горных пород и другие горно-геологические условия.

Выбранная рецептура пенопласта должна содержать минимальное число исходных компонентов, не требующих предварительной их подготовки.

В связи с тем, что дозирование раствора вспенивателя, смолы и кислоты надежнее и проще осуществлять дозаторами объемного действия, например дозировочными насосами типа НД, рецептуру для получения тампонирующего пенопласта удобнее выражать в данном случае в объемных соотношениях компонентов.

Рецептура корректируется в зависимости от геолого-технических условий тампонирувания.

Степень аэрации α , или кратность ОГЖС, регулируется путем изменения газожидкостного отношения.

Кратность пены – термин, употребляемый в литературе по теории к практике пенных систем. Кратность пены (К) – это отношение объема пены к объему жидкости, израсходованной на ее образование. В нормальных условиях пеногенераторами воздушно-механического принципа действия удается получить пену кратностью до 80.

При оценке газожидкостного отношения в практике бурения скважин используется термин «степень аэрации», т. е. соотношение расхода жидкой и газовой фаз.

$$\alpha = \frac{Q_{\text{в}}}{Q_{\text{ж}}}. \quad (1)$$

Употребление термина «степень аэрации» в качестве оценки технологического процесса или характеристики конкретного режима прокачивания газожидкостной смеси является весьма неудачным. То же самое относится и к термину «кратность пены». В самом деле, величина степени аэрации, к примеру $\alpha=28$, может быть получена при различных соотношениях расходов жидкой и газовой фаз смеси, т. е.:

$$\alpha = \frac{Q_{\text{в}}}{Q_{\text{ж}}} = \frac{48 \text{ м}^3/\text{мин}}{28,7 \text{ л/с}} = \frac{32 \text{ м}^3/\text{мин}}{18,5 \text{ л/с}} = \frac{16 \text{ м}^3/\text{мин}}{9,1 \text{ л/с}} = 28. \quad (2)$$

Однако при этом технологические параметры и гидродинамические условия в системе скважина–пласт будут далеко неодинаковыми. Поэтому, когда речь идет о величине степени аэрации (2) и кратности, следует для полноты оценки технологического процесса обязательно указать еще один параметр, при котором получена пена, – расход жидкости или воздуха. При этом с учетом известных данных и по давлению в скважине можно судить о действительном режиме в скважине газожидкостной смеси.

Для повышения гидрофобности и прочности карбамидного пенопласта был испытан кубовый остаток ректификации экстрактивных фенолов (отходы химического производства, содержащие резорцин), выпускаемый объединением «Ангарскнефтеоргсинтез» – кубовый остаток антиокислителя ФЧ-16 ТУ 3830257-76 [16]. Поскольку кубовый остаток плохо растворяется в воде, но довольно хорошо эмульгируется, была использована эмульсия кубового остатка в воде и его 30 % раствор в этиленгликоле.

Результаты опытов по исследованию свойств пенопластов с различным содержанием кубового остатка приведены в табл. 2.

Кубовый остаток в 2–3 раза уменьшает водопоглощение и увеличивает прочность образцов пенопласта. Однако увеличение его содержания более 1 % приводит к существенному уменьшению кратности пенопласта (1), а для поддержания постоянной кратности потребуется увеличение расхода пенообразователя в нормальных условиях.

Таблица 2. Влияние кубового остатка на гидрофобность и прочность карбамидного пенопласта

Table 2. Influence of the distillation residue on the hydrophobicity and strength of urea foam

| Способ приготовления Preparation method | № п/п | Содержание кубового остатка, % вес Vat content, wt. % | Кратность Multiplicity, K | Объемный вес, γ кг/м ³ Volumetric weight, γ kg/m ³ | Водопоглощение, ω кг/м ³ Water absorption, ω kg/m ³ | Прочность на сжатие, σ кг/м ² Compressive strength, σ kg/m ² | Примечание Note |
|---|-------|--|------------------------------|---|--|---|--|
| Водная эмульсия Water emulsion | 1 | 0,5 | 20 | 7,8 | 280 | 333 | Состав пенопласта Foam composition |
| | 2 | 1,0 | 16,6 | 8,75 | 168 | 178 | Смола М-16-62 – 20 % |
| | 3 | 1,5 | 12,7 | 12,9 | 68 | 360 | Resin M-16-62 – 20 % |
| 30%-й раствор в этиленгликоле 30 % solution in ethylene glycol | 4 | 0,5 | 30,9 | 7,2 | 224 | 305 | Пенообразователь сульфонов – 0,44 % |
| | 5 | 1,0 | 27,0 | 5,7 | 293 | 249 | Foaming agent sulfonol – 0,44 % |
| | 6 | 2,0 | 18,0 | 7,6 | 410 | 405 | Кислота/Acid |
| | 7 | 3,0 | 11,5 | 13,1 | 326 | 278 | H ₃ PO ₄ – 1,5 % |

Повышение качества тампонирувания предупреждением преждевременного отверждения пены при одновременном снижении энергоемкости нагнетания и продавливания

Эффективность данной технологии заключается в том, что в скважину нагнетают газожидкостную смесь (ГЖС) и отвердитель и продавливают их до начала интенсивного отверждения и деформационного разупрочнения [17]. При продавливании ГЖС в

интервал тампонирувания происходит увеличение температуры воздушной фазы за счет сжатия пузырьков газа под избыточным давлением. Так как теплопроводность отверждаемой ГЖС очень мала при незначительном времени теплообмена, потери тепла на теплообмен с окружающей средой практически равны 0 и процесс рассматривается как адиабатический. Прирост температуры ГЖС при этом определяется по формуле:

$$\Delta t_c = \frac{C_\beta \rho_\beta^0 K_\alpha T_1}{C_{ж.ф} \rho_{ж.ф}} \left[\frac{P_2}{P_1} - \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{1/K} \right], \quad (3)$$

где C_β – теплоемкость воздуха при давлении продавливания, Дж/кг °С; ρ_β^0 – плотность воздушной фазы в нормальных условиях, (кг/м³); K_α – газожидкостное соотношение; T_1 – начальная температура воздуха в тампонирующей смеси, Дж/кг °С; $C_{ж.ф}$ – теплоемкость жидкой фазы тампонажной смеси, Дж/кг °С; $\rho_{ж.ф}$ – плотность жидкой фазы тампонирующей смеси, кг/м³; P_1 – атмосферное давление; P_2 – конечное давление продавливания смеси; K – показатель адиабаты сжатия воздуха.

Конечная температура тампонирующей смеси с учетом ее прироста от сжатия воздушной фазы:

$$t_{т.с} = T_1 + \Delta t_{т.с}. \quad (4)$$

В связи с этим нагнетание газа и отвердителя осуществляют с учетом прироста температуры от адиабатического сжатия воздушной фазы при давлении нагнетания и продавливания.

В табл. 3 и на рис. 2 приведены результаты расчета $t_{т.с}$ по формуле (3) в зависимости от давления про-

давливания и газожидкостного соотношения тампонирующей смеси Ка.

Таблица 3. Зависимость давления продавливания от прироста температуры тампонирующей смеси

Table 3. Dependence of the punching pressure on the temperature rise of the plugging mixture

| Давление продавливания P_2 , кг/см ² Squeezing pressure P_2 , kg/cm ² | Прирост температуры Δt_c тампонирующей смеси, °С, при газожидкостном соотношении, Ка Increase in the temperature of the plugging mixture, °C, at gas-liquid ratio, Ka | | | |
|--|--|-------|-------|-------|
| | 20 | 50 | 70 | 100 |
| 5 | 0,33 | 0,84 | 1,16 | 1,67 |
| 10 | 0,88 | 2,19 | 3,07 | 4,4 |
| 20 | 2,09 | 5,22 | 7,31 | 10,44 |
| 30 | 3,39 | 8,46 | 11,85 | 16,92 |
| 40 | 4,73 | 11,83 | 16,56 | 23,66 |
| 50 | 6,11 | 15,28 | 21,39 | 30,56 |
| 60 | 7,51 | 18,78 | 26,29 | 37,56 |
| 100 | 13,27 | 33,18 | 46,45 | 66,36 |

Примечание: Δt_c – температура отверждения, или конечная температура тампонирующей смеси, в интервале тампонирувания после сжатия (curing temperature or the final temperature of the plugging mixture in the plugging interval after compression).

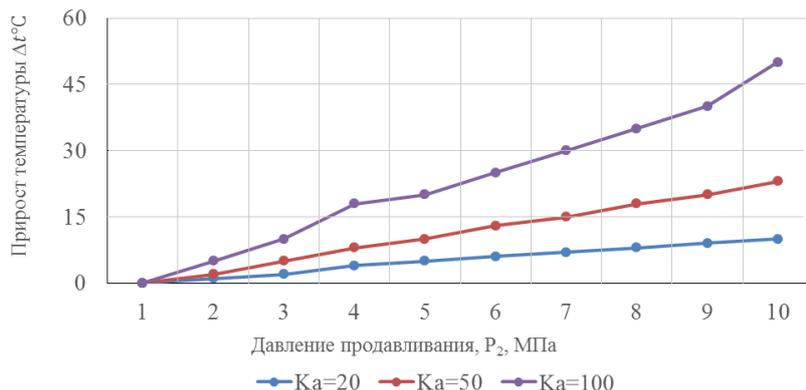


Рис. 2. Зависимость прироста температуры от давления продавливания

Fig. 2. Dependence of temperature increase on the squeezing presser

Таблица 4. Зависимость температуры тампонирующей смеси от содержания отвердителя

Table 4. Dependence of the plugging mixture temperature on the content of the hardener

| Δt_c | Время начала интенсивного отверждения, мин, при содержании отвердителя, мас. % Time of the beginning of intensive curing, min, with the content of the hardener, wt. % | | | | |
|--------------|---|------|------|-----|-----|
| | 0,1 | 0,15 | 0,3 | 0,6 | 1,0 |
| 0 | – | – | – | 50 | 27 |
| 5 | – | – | 66 | 30 | 18 |
| 10 | – | 56 | 38 | 22 | 13 |
| 15 | 52 | 36 | 26 | 16 | 8,5 |
| 20 | 34 | 26 | 20 | 12 | 6 |
| 28 | 21 | 16,5 | 13,1 | 8,5 | 3,4 |
| 30 | 19 | 15 | 11,5 | 7,5 | 3,2 |
| 33 | 16,5 | 13,3 | 10 | 5 | 2,8 |
| 37 | 13,6 | 10 | 7 | 4 | 2 |
| 40 | 11,8 | 8,5 | 6 | 3 | 1,5 |
| 42 | 10,5 | 7,8 | 5 | 2,5 | 1,2 |
| 50 | 7 | 5 | 3 | 1,4 | 0,8 |
| 60 | 4,5 | 3,3 | 1,8 | 0,8 | 0,4 |

В табл. 4 и на рис. 3 приведены экспериментальные данные, характеризующие зависимость времени начала интенсивного отверждения газожидкостной тампонирующей смеси от температуры при различном содержании отвердителя.

Приведенные данные соответствуют отверждаемой смеси, имеющей следующее соотношение компонентов, мас. %: карбамидо-формальдегидная смола КФ-МТ (по ГОСТ 14231-78) 71; пенообразователь (сульфанол) 0,37; отвердитель (щавелевая кислота) 0,1...1,0; вода; остальное.

На рис. 4 отражена зависимость сроков схватывания смеси от содержания отвердителя. Полимеризация смеси интенсивно происходит при содержании отвердителя: 5–10 %, достигая при этом значений $\sigma_{сж}$ 100 кг/см² (табл. 5). В практике бурения достаточной прочностью является $\sigma_{сж}$ =60 кг/см² [18]. Таким образом, в зависимости от глубины скважины и содержания отвердителя можно варьировать временем схватывания тампонажной смеси.

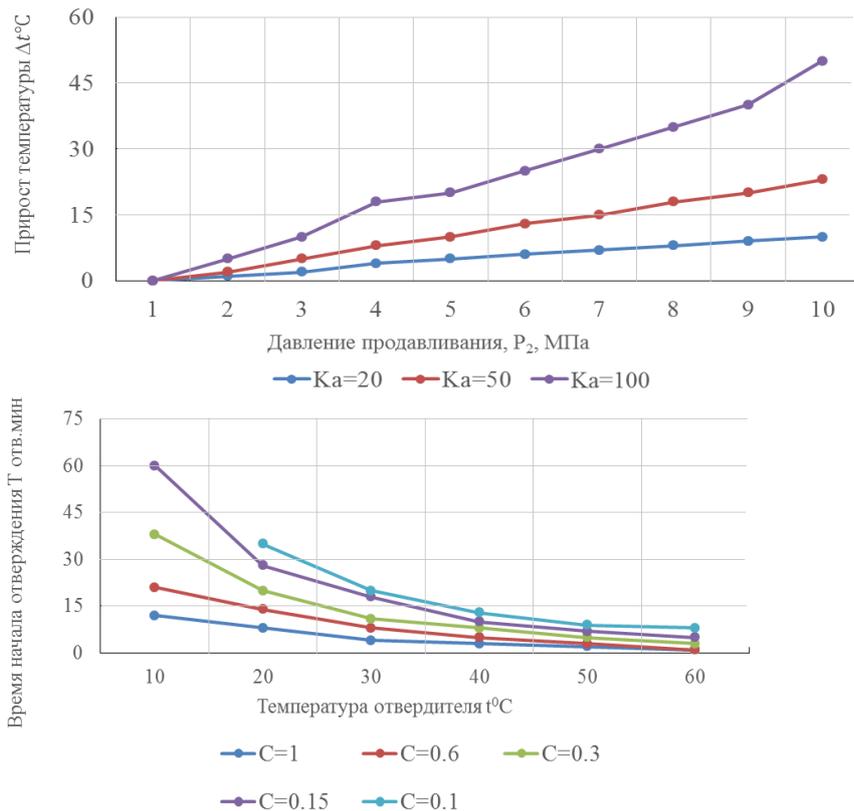


Рис. 3. Зависимость времени начала отверждения от температуры отвердителя
 Fig. 3. Dependence of the hardening starting time on the hardener temperature

Таблица 5. Параметры тампонажной смеси
 Table 5. Grouting mixture parameters

| Смесь смола/вода, г Resin/water mixture, g | Кол-во отвердителя, % Amount of hardener, % | Температура среды, °C Medium temperature, °C | Сроки полимеризации, мин Polymerization time, min | | | σ через 24 час, кг/см ² σ after 24 hours, kg/cm ² |
|---|--|---|--|-----------------|--------------|--|
| | | | Загустевание Thickening | Начало Start | Конец End | |
| 565/435 | 10 | 18–20 | 12 | 15 | 22 | 100 |

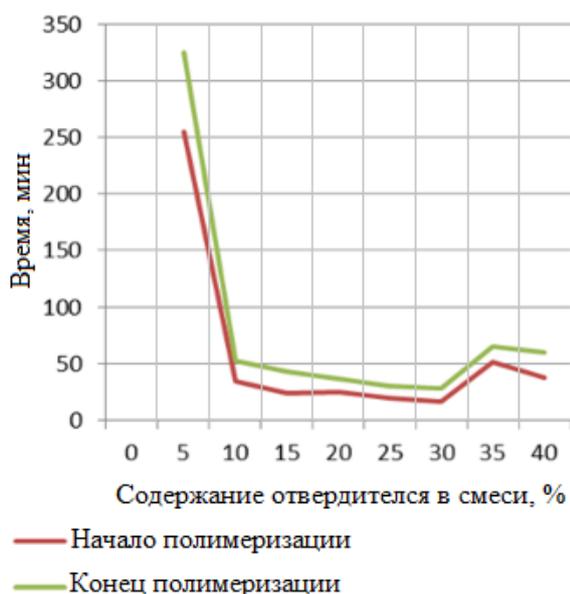


Рис. 4. Зависимость времени полимеризации от содержания отвердителя в смеси
 Fig. 4. Dependence of the polymerization time on the content of the hardener in the mixture

Технология тампонирования

Необходимо затампонировать интервал закарстованных пород на глубине 885–890 м. На основании опытных данных для этого интервала объем ОГЖС составляет 3 м³, а максимальное давление продавливания тампонирующей смеси составляет $P=3,0$ МПа. Начальная температура тампонирующей смеси на устье скважины $T_1=25$ °C. Оптимальное газожидкостное соотношение отверждаемой ГЖС для данных условий составляет $Ka=20-70$, а допустимое время нагнетания и продавливания до начала интенсивного отверждения смеси 18 мин. По данным табл. 2 или рис. 2, которые получены по формуле (3), определяем, что для $P_1=3,0$ МПа, $Ka=20-70$ и $T_1=25$ °C прирост температуры тампонирующей смеси указанной рецептуры (dtT °C) составит 3,39...11,8 °C соответственно, а ее конечная температура по формуле (4) будет находиться в пределах 28–37 °C соответственно. Далее, исходя из необходимого объема закачиваемой ОГЖС (3 м³) и продавочной жидкости, а также технической характеристики нагнетательного оборудования (рис. 5), находим необходимое время нагнетания и продавливания смеси.

Используемый дожимной насос НБ4-320/63 при диаметре плунжера 80 мм обеспечивает подачу 125, 180 и 15320 $\text{дм}^3/\text{мин}$. Для нагнетания 3 м^3 ОГЖС на 3-й ступени подачи необходимое время составит 9,4 мин, а для нагнетания продавочной жидкости (0,885 м^3 при внутреннем объеме 1 м бурильных труб, равно 1 дм^3) на 1-й ступени подачи – 7,1 мин. Общее время нагнетания и продавливания ОГЖС для данных условий составляет не менее 16,5 мин. Таким образом, необходимо выбрать такое сочетание Ка и содержание отвердителя в тампонирующей смеси, чтобы время начала ее интенсивного отверждения и деформационного разрушения (табл. 4), определяемое по кривым кинетики отверждения для температурного интервала 28–37 °С, т. е. с учетом повышения температуры от сжатия газовой фазы, было равным или несколько превышало общее время нагнетания и продавливания ОГЖС (16,5 мин) (рис. 3).

По данным табл. 3, 4 (или рис. 2, 3) этому условию отвечает Ка=20 и концентрация отвердителя (щавелевой кислоты) в ОГЖС 0,15 мас. %, а также Ка=50 и концентрация отвердителя 0,1 мас. %.

С учетом обеспечения минимального расхода компонентов ОГЖС, который уменьшается с увеличением Ка, принимаем Ка=50 и концентрацию отвердителя 0,1 мас. %. Тогда необходимый объемный расход воздуха при расходе жидкой фазы ОГЖС $V_{ж.ф.}=10 \text{ дм}^3/\text{мин}$ составит $V_{в.к.}=K_a \cdot V=50 \cdot 10 \text{ дм}^3/\text{мин}=500 \text{ дм}^3/\text{мин}$.

Тампонирующее по предлагаемому способу после расчета необходимых данных осуществляют следующим образом.

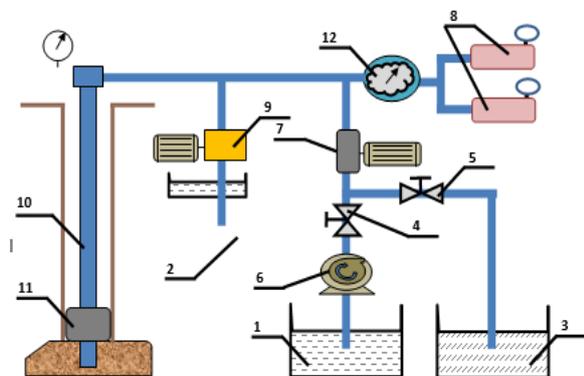


Рис. 5. Схема тампонирующей ОГЖС: 1 – емкость со смолой; 2 – емкость с раствором кислотного отвердителя; 3 – емкость с продавочной жидкостью; 4, 5 – краны; 6 – подпорный насос; 7 – дожимной насос; 8 – компрессор; 9 – кислотный насос; 10 – бурильные трубы; 11 – тампонируемый пакер; 12 – расходомер воздуха

Fig. 5. Tamponing scheme of HGLM: 1 – container with resin; 2 – container with acidic hardener solution; 3 – container with displacement liquid; 4, 5 – cranes; 6 – booster pump; 7 – jockey pump; 8 – compressor; 9 – acid pump; 10 – drill pipes; 11 – plugged packer; 12 – air flow meter

В емкости 1 (рис. 5) приготавливается раствор смолы (КФ-МТ) и пенообразователя (сульфонол), в

емкости 2 – раствор кислотного отвердителя, и в емкости 3 – продавочная жидкость. Кран – 4 открыт, а кран – 5 закрыт. Производится включение подпорного насоса – 6, дожимного насоса – 7, компрессора – 8 и кислотного насоса – 9. Подача подпорного насоса – 6 и кислотного насоса – 9 отрегулирована из расчета обеспечения суммарной подачи жидкой фазы ОГЖС (Вж.ф), включая раствор смолы, пенообразователя и кислотного отвердителя, 10 $\text{дм}^3/\text{мин}$ при соотношении подачи (концентрации) отвердителя 0,1 мас. % от Вж.ф Расход воздуха от компрессора расходомером – 12 установлен на 500 $\text{дм}^3/\text{мин}$, что обеспечивает требуемое газожидкостное соотношение закачиваемой ОГЖС (Ка=50). ОГЖС через колонну бурильных труб – 10, на конце которой смонтирован пакер – 11, поступает в тампонируемый интервал.

В течение расчетного времени 9,4 мин после закачивания требуемого объема ОГЖС (3 м^3) выключают компрессор – 8, кислотный насос – 9 и подпорный насос – 6. Закрывают кран – 4, открывают кран – 5, и дожимным насосом – 7, включенным на подачу 125 $\text{дм}^3/\text{мин}$, осуществляют в течение 7,1 мин продавливание ОГЖС из бурильной колонны в зону тампонирующего. Затем выдерживают тампонирующую смесь под давлением в течение 1–4 ч. до окончательного формирования пространственной структуры пенопласта, после чего производится разгерметизация затрубного пространства открытием пакера и продолжают дальнейшие работы на скважине. При этом происходит увеличение температуры воздушной фазы за счет сжатия пузырьков газа под избыточным давлением. При таком способе нагнетания происходит уплотнение пены до 30 %, соответственно уменьшается усадка тампонажного камня и увеличивается его прочность. Повышение температуры среды приводит к повышению пенообразующей способности. Добавки в тампонажную смесь частиц шлама или проппанта увеличивают ее стабильность и устойчивость [19].

Выводы

Пенопласты на основе карбамидных смол отвечают основным требованиям, предъявляемым к тампонирующим смесям [20]:

- хорошая текучесть и сохранение технологических свойств во времени, необходимом для закачки и продавливания в тампонирующий пласт;
- дополнительное сопротивление при движении в пористой среде и в зонах тампонирующего с большим эффективным сечением (эффект Жамена), что приводит к уменьшению глубины проникновения в эти каналы и более равномерному заполнению пор в приствольной зоне ствола;
- устойчивость к разбавлению пластовыми водами при обладании вязкоупругими свойствами, пространственной структурой и регулируемые параметрами;
- легко регулируемые сроки отверждения;
- способность отверждаться при нормальной, повышенной и пониженной температуре и давлении, повышенной влажности и в водной среде;

- легко разбуиваемый тампонажный камень;
- доступность и невысокая стоимость исходных реагентов;
- способность изменять свои свойства в меняющихся горно-геологических условиях;
- высокая адгезия и когезия в отвержденном состоянии;
- возможность применения других методов тампонирувания, например, в комбинации с цементированием.

Применение структурированных пен с последующим переводом их в отверждаемые пены при бурении скважин в осложненных интервалах пород, без пре-

ращения процесса бурения, обеспечивает высокие технико-экономические показатели процесса бурения, способствует сокращению сроков сооружения скважин и снижению их себестоимости. Пена обладает упругостью и является сжимаемой средой, поэтому целесообразно для уменьшения усадки и повышения прочности пенопласта создавать избыточное давление нагнетания. Предлагаемый способ доставки отверждаемой пены в зону осложнения под давлением и технологическая схема для его осуществления обеспечивает минимальную усадку пенопласта, лучшую адгезию и повышает его прочность.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Исследование составов для контроля потери циркуляции / М.В. Нуцкова, Е.Ю. Рудяева, В.Н. Кучин, А.А. Яковлев // Материалы молодежных технических сессий. Материалы 6-го Молодежного форума Всемирного нефтяного совета – Форум будущих лидеров. – СПб., 2019. – С. 394–398.
2. Cook J., Growcock F., Guo Q. Stabilizing the wellbore to prevent lostcirculation // Oilfield Review Schlumberger. – Houston, Texas, 2012. – P. 26–35.
3. A method to evaluate lost circulation materials - investigation of effective wellbore strengthening 100 applications / S. Savari, L.D. Whitfill, E.D. Jamison, A. Kumar // SPE-167977 Drilling Conference and Exhibition. – Fort Worth, Texas, USA, 4–6 March 2014. – P. 7.
4. Okland D., Gabrielsen G.K., Gjerde J. The importance of leak-off test data for combatting lostcirculation // SPE 78219. – 2002. – P. 9
5. Устройство для бурения на расширяемых трубах локального крепления скважин: пат. Рос. Федерация № 173662U1; заявл. 05.10.2016; опубл. 05.09.2017, Бюл. № 25. – 7 с.
6. Расчет радиуса изоляционных экранов при ликвидации зон поглощения буровых растворов / С.Н. Горонович, П.Ф. Цыцмускин, В.Н. Степанов, А.В. Ефимов // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2005. – № 6. – С. 29–32.
7. Смолин Е.А., Заливин В.Г. Применение отверждаемых газожидкостных смесей при ликвидации поглощений // Геонауки-2013. Актуальные проблемы изучения недр: Материалы Всероссийской научно-технической конференции с международным участием. Вып. 13. – Иркутск, 2013. – С. 349–354.
8. Gray K.E., Yongcun Feng. Review on fundamental studies on lost circulation and wellbore strengthening // Journal of Petroleum Science and Engineering. – February 2017. – P. 12.
9. Borehole Stability in Shales / G.M. Bol, S-W. Wong, C.J. Davidson, D.C. Woodland // SPE Drill & Completion. – 1994. – V. 9. – P. 87–94. DOI: 10.2118/24975-PA
10. Bridges S., Robinson L. A practical handbook for drilling fluids processing // Elsevier Journals. – 2020. – V. 15. – P. 593–622.
11. Wisnu Adi Nugroho. Design and application of aerated and foam drilling fluid, case study in drilling operation in Indonesia // 43rd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. – Kuala Lumpur, October 2018. – P. 31–40.
12. Овчинников В.П. Специальные тампонажные материалы для низкотемпературных скважин. – М.: Недра, 2002. – 187 с.
13. Пантелеев А.И., Заливин В.Г. Бескомпрессорный способ азрации буровых растворов // Геонауки-2013. Актуальные проблемы изучения недр: Материалы Всероссийской научно-технической конференции с международным участием. Вып. 13. – Иркутск, 2013. – С. 345–349.
14. Soleymani M., Kamali M.R., Saeedabadian Y. Experimental investigation of physical and chemical properties of drilling foam and increasing its stability // Iranian Journal of Chemistry and Chemical Engineering. – 2013. – V. 32. – № 3. – P. 127–132.
15. Курта С.А., Федорченко С.В., Хабер М.В. Модификация карбамидоформальдегидных смол на стадии поликонденсации // Вопросы химии и хим. технологии. – 2002. – № 3. – С. 73–76.
16. Заливин В.Г. Разработка композиций отверждаемых пен для тампонирувания скважин // Науки о Земле и недропользование. – 2019. – Т. 42. – № 3. – С. 336–348.
17. Заливин В.Г. Эффективные технологии применения отверждаемых пен при креплении скважин // Науки о Земле и недропользование. – 2019. – Т. 42. – № 4. – С. 511–528.
18. Интегрированное решение по повышению качества крепления скважин в интервалах терригенных отложений / А.Ф. Галиев, И.Р. Рафиков, А.В. Самсыкин, Т.Р. Мардаганиев, Ф.А. Агзамов // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 9. – С. 29–33.
19. Комилов Т.О., Махаматходжаев Д.Р. Усовершенствованный состав бурового раствора для предупреждения поглощения промывочных жидкостей // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 2. – С. 68–72.
20. Панкрушин А.А. Технологическая и экономическая целесообразность применения карбамидных пенопластов // Строительные материалы. – 2004. – № 5. – С. 10–12.

Поступила 25.03.2022 г.

Информация об авторах

Заливин В.Г., кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазового дела Иркутского национального исследовательского технического университета.

UDC 622.276:622.24

INCREASING WELL FASTENING BY APPLICATION OF CURING FOAMS

Vladimir G. Zalivin,
zalivinVG@yandex.ru

Irkutsk National Research Technical University,
83, Lermontov street, Irkutsk, 664074, Russia.

Increasing the support of the well is the creation of an artificial bridge in the borehole space of the well, filling voids in rocks (pores, cracks, cavities), fastening the structures of loosely bonded rocks and thereby contributing to the blockage of the channels of the drilling mud into the formation and preventing scree and collapses of unstable rocks. Composite materials of cured grouting foams, technology and conditions of their application are considered. In the proposed technology, it is supposed to drill on foams and transfer them to a solid state (foams) in complicated intervals of rocks, thereby clogging the channels of the drilling mud exit.

Relevance. The development of the domestic geological exploration industry makes it very relevant to develop scientific approaches to the compositions of drilling fluids that allow drilling cycles with high mechanical speed and simultaneous padding of absorption zones in areas of low reservoir pressure. From these positions, the use of gas–liquid mixtures as a cleaning agent and grouting material is most relevant. The loss of drilling fluid in the well occurs due to the excess of the bottom-hole pressure over the reservoir. The absorption intensity is determined by the presence of open porosity of rocks, intense fracturing and cavities. The development of technologies to improve the integrity of the well walls and the borehole space, allowing the drilling process to be carried out on foams and in complicated intervals of rocks to transfer them to a solid state, while significantly increasing the well support, is a very significant task.

The purpose of this article is to show the effectiveness of the use of foams in the well construction cycle when drilling on permafrost rocks, in circulation loss zones, in unstable and weakly cemented rocks (clay, sand, silt, soft clay shales). Curable foams with adjustable setting times allow you to increase the adhesion and strength of the grouting stone, create an impenetrable barrier when eliminating drilling mud losses.

Methods. To solve the tasks set, a methodology was used, including a review of literary and patent information sources, their scientific analysis; empirical studies of the functional properties of gas–liquid mixtures; laboratory and bench tests; approbation of the obtained dependencies in production conditions. The study uses foams based on urea resins, curing catalysts and their compositions, methods of delivery to the complication zone under excessive pressure while reducing the injection energy intensity.

Results. The author has developed the technology of drilling on foam compositions (of any multiplicity) and their transfer in the case of opening the absorbing horizon into foam, which will allow without stopping the drilling process passing the complicating horizon without an accident. The author developed and recommended a composition of the cured mixture with polymerization terms: 12–22 min and σ after 24 hours – 100 kg/cm², a composition of increased hydrophobicity and strength of urea foam with a modification of the cubic residue of the antioxidant FCH-16 TU 3830257-76. The technology of tamponing of complication zones is recommended, taking into account the temperature increase from adiabatic compression of the air phase at the pressure of injection and pushing.

Conclusions. The developed compositions of foams based on carbamide resins meet the basic requirements for tampon mixtures.

Key words: Elimination of drilling mud absorption, well wall anchoring, foams and curable foams (foams), grouting mixtures, carbamide resins.

REFERENCES

- Nutskova M.V., Rudyayeva E.Yu., Kuchin V.N., Yakovlev A.A. Issledovanie sostavov dlya kontrolya poteri tsirkulyatsii [Research of compositions for controlling circulation loss]. *Materialy molodezhnykh tekhnicheskikh sessiy. Materialy 6-go Molodezhnogo foruma Vsemirnogo nefyanogo soveta – Forum budushchikh liderov* [Materials of youth technical sessions. Materials of the 6th Youth Forum of the World Petroleum Council – Forum of Future Leaders]. St. Petersburg, 2019. pp. 394–398.
- Cook J., Growcock F., Guo Q. Stabilizing the wellbore to prevent lostcirculation. *Oilfield Review Schlumberger*. Houston, Texas, 2012. pp. 26–35.
- Savari S., Whitfill L.D., Jamison E.D., Kumar A. A method to evaluate lost circulation materials, investigation of effective wellbore strengthening 100 applications. *SPE-167977. Drilling Conference and Exhibition*. Fort Worth, Texas, USA, 4–6 March, 2014. 7 p.
- Okland D., Gabrielsen G.K., Gjerde J. The importance of leak-off test data for combatting lostcirculation. *SPE 78219*. 2002. pp. 9.
- Nazipov L.L., Baybatin A.R., Hasanov G.V. *Ustroystvo dlya bureniya na ekspandiruemykh trubakh lokalnogo krepneniya skvazhin* [Device for drilling on expandable pipes of local well attachment]. Patent RF, no. 173662U1, 2017.
- Goronovich S.N., Tsytsymushkin P.F., Stepanov V.N., Efimov A.V. Calculation of the radius of insulation screens during the elimination of absorption zones of drilling fluids. *Environmental protection in the oil and gas complex*, 2005, no. 6, pp. 29–32. In Rus.
- Smolin E.A., Zalivin V.G. Primenenie otverzhdaemykh gazozhidkostnykh smesey pri likvidatsii pogloshcheny [Application of cured gas-liquid mixtures in the elimination of absorption]. *Geonauki-2013. Aktualnye problemy izucheniya nedr. Materialy Vserossiyskoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii s mezhdunarodnym uchastiem* [Materials of the All-Russian Scientific and Technical Conference with international participation Geosciences-2013. Actual problems of studying the subsurface]. Irkutsk, 2013. Iss. 13, pp. 349–354.
- Gray K.E., Yongcun Feng. Review on fundamental studies on lost circulation and wellbore strengthening. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, pp. 12.
- Bol G.M., Wong S-W., Davidson C.J., Woodland D.C. Borehole stability in shales. *SPE Drill & Completion*, 1994, vol. 9, pp. 87–94. DOI: 10.2118/24975-PA
- Bridges S., Robinson L. A practical handbook for drilling fluids processing. *Elsevier Journals*, 2020, vol. 15, pp. 593–622.
- Wisnu Adi Nugroho. Design and application of aerated and foam drilling fluid, case study in drilling operation in Indonesia. *43rd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*. Kuala Lumpur, October, 2018, pp. 31–40.
- Ovchinnikov V.P. *Spetsialnye tamponazhnye materialy dlya nizkotemperaturnykh skvazhin* [Special grouting materials for low-temperature wells]. Moscow, Nedra Publ., 2002. 187 p.
- Pantelev A.I., Zalivin V.G. Beskompessornyy sposob aeratsii burovnykh rastvorov [Non-compression method of drilling mud aeration]. *Geonauki-2013. Aktualnye problemy izucheniya nedr. Materialy Vserossiyskoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii s mezhdunarodnym uchastiem*. Irkutsk, 2013. Iss. 13, pp. 349–354.

- narodnym uchastiem* [Materials of the All-Russian Scientific and Technical Conference with international participation. Geosciences-2013. Actual problems of studying the subsurface]. Irkutsk, 2013. Iss. 13, pp. 345–349.
14. Soleymani M., Kamali M.R., Saeedabadian Y. Experimental investigation of physical and chemical properties of drilling foam and increasing its stability. *Iranian Journal of Chemistry and Chemical Engineering*, 2013, vol. 32, no. 3, pp. 127–132.
 15. Kurta S.A., Fedorchenko S.V., Haber M.V. Modification of urea-formaldehyde resins at the polycondensation stage. *Questions of chemistry and chemical technology*, 2002, no. 3, pp. 73–76. In Rus.
 16. Zalivin V.G. Development of compositions of curable foams for plugging wells. *Geosciences and subsoil use*, 2019, vol. 42, no. 3, pp. 336–348. In Rus.
 17. Zalivin V.G. Effective technologies for using hardened foams for casing wells. *Earth Sciences and Subsoil Use*, 2019, vol. 42, no. 4, pp. 511–528. In Rus.
 18. Galiev A.F., Rafikov I.R., Samsykin A.V., Mardaganiev T.R., Agzamov F.A. An integrated solution to improve the quality of well casing in the intervals of terrigenous deposits. *Oil industry*, 2019, no. 9, pp. 29–33. In Rus.
 19. Komilov T.O., Makhamatkhodzhaev D.R. Improved mud composition to prevent absorption of drilling fluids. *Oil industry*, 2021, no. 2, pp. 68–72. In Rus.
 20. Pankrushin A.A. Technological and economic feasibility of using urea foams. *Building materials*, 2004, no. 5, pp. 10–12. In Rus.

Received: 25 March 2022.

Information about the authors

Vladimir G. Zalivin, Cand. Sc., associate professor, Irkutsk National Research Technical University.