ISSN 2411-3336; e-ISSN 2541-9404

ЗАПИСКИ ГОРНОГО ИНСТИТУТА
Journal of Mining Institute
Сайт журнала: pmi.spmi.ru



Научная статья

Технология ликвидации поглощений сшивающимся тампонажным материалом на основе цемента и сшитого полимера

А.А.Предеин[1,2], **О.В.Гаршина**[1], **А.А.Мелехин**[2]✉
[1] *Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, Пермь, Россия*
[2] *Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия*

***Как цитировать эту статью*:** Предеин А.А., Гаршина О.В., Мелехин А.А. Технология ликвидации поглощений сшивающимся тампонажным материалом на основе цемента и сшитого полимера // Записки Горного института. 2024. Т.266. С. 295-304. EDN BPUQNV

***Аннотация*.** Особенностью геологического строения карбонатных коллекторов является их сложная фильтрационно-емкостная характеристика, отражающая одновременное присутствие пустот различного типа (трещин, каверн, пор). Потеря циркуляции при вскрытии интервалов трещиноватых пород в значительной мере увеличивает время строительства скважин из-за отсутствия эффективных тампонажных изоляционных составов. Основными недостатками традиционных составов является высокая чувствительность к разбавлению в процессе их закачки в зону поглощения, а также недостаточная структурная прочность, позволяющая предотвратить растекание изоляционного состава в индукционный период. Для эффективной изоляции зон катастрофических поглощений в условиях высокой раскрытости поглощающих каналов разработан новый сшивающийся тампонажный изоляционный состав, позволяющий исключить недостатки традиционных изоляционных составов. Применение состава позволит значительно сократить объемы закачек изоляционного состава, время изоляционных работ за счет устойчивости состава к разбавлению и движению пластовых вод в интервале поглощения.

***Ключевые слова*:** бурение; отсутствие циркуляции; ликвидация поглощений; катастрофическое поглощение; сшивающиеся тампонажные материалы; быстросхватывающиеся тампонажные составы

Благодарность. Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2023-0005).

Поступила: 26.09.2022 ***Принята: 20.09.2023*** ***Онлайн: 13.12.2023*** ***Опубликована: 25.04.2024***

Введение. В настоящее время для обеспечения рентабельной добычи углеводородов необходимо снижать затраты на строительство скважин. Решение поставленной задачи требует качественного строительства скважин при кратном снижении сроков строительства [1]. При современном уровне технологий не удалось полностью исключить затраты на предотвращение [2-4] и ликвидацию осложнений в процессе бурения [5-7]. Так, на ликвидацию осложнений затрачивается в среднем 20-25 % календарного времени строительства скважин. Интенсивность поглощения разделяется на три категории: фильтрация (менее 3 м^3/ч), частичное (3-15 м^3/ч) и катастрофическое (более 15 м^3/ч) поглощения [8]. Особенно актуален вопрос изоляции зон катастрофических поглощений [9], которые характерны для пород с наличием карстовых пустот, каверн, осложненных тектоническими дислокациями [1, 10]. Задача сокращения затрат на ликвидацию осложнений, связанных с поглощением технологических жидкостей, усложняется при вскрытии высокодренированных зон в интервалах поглощающих каналов [11-13]. Как правило, при вскрытии таких зон фиксируется увеличение механической скорости, вплоть до провалов бурового инструмента, с последующей потерей циркуляции. Изоляция трещиноватых зон в карбонатных пластах с применением кольматационных материалов может оказаться неэффективной, для достижения результата затрачивается большой объем изоляционных материалов при проведении большого количества повторных изоляционных работ [14].

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

© А.А.Предеин, О.В.Гаршина, А.А.Мелехин, 2024

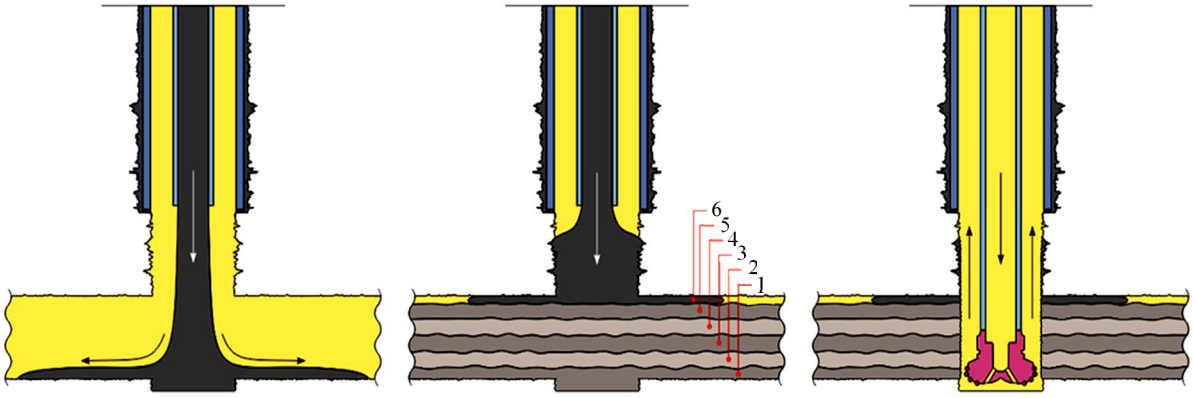


Рис.1. Механизм заполнения пустотного пространства традиционными тампонажными составами
1-6 – номер операции

Практика изоляции зон поглощений показывает, что низкоинтенсивные и среднеинтенсивные поглощения успешно изолируются при стандартных технологиях, принятых в буровых и сервисных компаниях (кольматационные, осадкообразующие составы, составы с мгновенной фильтрацией, тампонажные, пеноцементные материалы) [15]. Изоляция катастрофических зон поглощения достигается за счет постепенного заполнении пустотного пространства с применением традиционных тампонажных материалов либо установки профильного перекрывателя. В ряде случаев по согласованию с заказчиком буровой подрядчик продолжает строительство скважины без выхода циркуляции, проводит мероприятия по снижению расхода промывочной жидкости [16, 17], что позволяет уменьшить эквивалентную циркуляционную плотность на поглощающий интервал [18, 19]. Подобное решение позволяет снизить вероятность раскрытия трещины и потери бурового раствора. Такой подход позволяет достичь проектного забоя со значительным увеличением сроков строительства скважин, при этом бурение обуславливает необходимость контроля давления в затрубном пространстве для предотвращения нефтегазоводопроявления, либо прихвата бурильной колонны [18, 20]. Изоляция зон катастрофического поглощения обязательна в условиях значительного снижения статического уровня жидкости в скважине, который может спровоцировать возникновение нефтегазоводопроявления (при вскрытии продуктивного интервала с высокими пластовыми давлениями).

Низкая эффективность традиционных тампонажных составов обусловлена тем, что в условиях высокой раскрытости поглощающих каналов цементный раствор движется по наиболее дренированным каналам максимальной раскрытости с последующим растеканием и занятием донного положения под действием гравитационных сил (рис.1).

Метод изоляции основан на постепенном заполнении пустотного пространства в канале пласта. Для достижения положительного эффекта требуется проведение большого количества операций, количество изоляционных работ может быть уменьшено за счет корректировки структурных свойств тампонажного состава.

Актуальность проблем ликвидации катастрофических поглощений при строительстве скважины. Проблема эффективного решения ликвидации поглощения бурового раствора актуальна для большинства нефтяных и газовых месторождений. В настоящее время нет единых подходов и технологий для ликвидации поглощений из-за отсутствия единой и общепризнанной классификации поглощений по интенсивности. На каждом месторождении (площади) применяются свои классификации поглощений и технологии борьбы с поглощениями, основанные только на опыте бурения [21].

Эффективность изоляционных работ с применением наполнителей зависит от их правильного выбора (материала, размера и концентрации) [22, 23]. Борьба с высокоинтенсивными поглощениями осуществляется путем закачивания в скважину больших объемов наполнителей, где в качестве жидкости носителя применяется глинистый раствор. Закупоривающая способность изоляционного материала определяется правильно выбранным размером частиц. Считается, что закупоривающий

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2024. Т. 266. С. 295-304
© А.А.Предеин, О.В.Гаршина, А.А.Мелехин 2024

материал должен содержать определенное число частиц, имеющих размер, примерно равный диаметру отверстий в породе, а также набор частиц меньших размеров [24]. При высокой раскрытости поглощающих каналов создаются условия, когда максимальный размер жесткого кольматанта не соответствует требованиям изоляции пласта. В таких случаях увеличение концентрации и объема изоляционного состава не может гарантировать закупорку каналов.

Наиболее распространенным изоляционным материалом для ликвидации поглощения является тампонажный состав на портландцементе. Традиционно применяемые способы изоляции поглощающих пластов путем закачки в пласт тампонирующих смесей через открытый конец труб или с помощью пакера не всегда приводят к изоляции интервала поглощения [25]. Механизм работы тампонажных составов основан на постепенном заполнении пустотного пространства в канале пласта. Состав движется в раскрытом канале поглощающих интервалов не сплошным и равномерным потоком, а по наиболее дренированным каналам наибольшей раскрытости. Растекаясь далеко вглубь от приствольной зоны, он стремится под действием гравитационных сил занять в пласте донное положение. В результате наиболее раскрытые каналы, будучи на короткое время заполнены тампонирующим материалом, в последующем «оголяются», так как силы сопротивления в канале недостаточны, чтобы зафиксировать в нем раствор. Процесс осложняется тем, что при движении по стволу ниже бурильных труб и в пласте раствор неизбежно смешивается с промывочной жидкостью и утрачивает свои тампонирующие свойства [21].

Для предотвращения растекания изоляционных составов используют тампонажные составы с высокими тиксотропными свойствами, которые состоят из цемента, стабилизатора суспензии и замедлителя [26]. Благодаря высоким тиксотропным свойствам и сопротивлению течению составы должны предотвращать растекание в зоне поглощения с последующим набором прочности после отверждения [27, 28]. Опыт изоляционных работ показал, что структурно реологические свойства тампонажных составов на основе глиноцемента, гель-цемента недостаточны при изоляции зон с раскрытостью каналов более 10 мм, при этом дальнейшее увеличение структуры возможно только при уменьшении водоцементного отношения, что может привести в процессе закачки к быстрому росту структурной прочности, переходящей в начало схватывания.

В ряде случаев применяются быстросхватывающиеся составы на основе портландцемента [29], прочность структуры в которых достигается путем ввода в состав солей серной кислоты. В результате реакции цемента с данными типами солей образуется гипс, вызывающий такое поведение цемента, при котором после 10-12 мин тампонажная смесь резко загустевает. Если такая проба тампонажного раствора будет находиться в движении более 20 мин, сроки начала схватывания могут значительно увеличится с 30 мин до 10 ч. В связи с этим работы по изоляции зон поглощения с применением компонентов на основе гипсового вяжущего нужно проводить в течение 20 мин с момента их приготовления. Если это условие не соблюдено, то происходит разрушение гипсовой структуры [30].

Высокие тиксотропные свойства, исключающие растекание изоляционного материала, характерны для составов на основе сшитых полимеров [31-33]. В лабораторных условиях эти составы образуют упругий гель без водоотдачи со «звенящей» структурой. Достоинством сшитых систем является способность адаптироваться к различному объему канала. При дифференциальном давлении происходит их проникновение в поглощающий интервал с заполнением каналов без ограничений по раскрытости и морфологии. При этом структурно высокие реологические характеристики предотвращают растекание состава после снятия избыточного давления, возникающего в процессе продавки. Это связано с тем, что благодаря наличию пространственных структур предотвращается внутреннее движение слоев в составе. К недостаткам можно отнести возникновение вязкого течения при появлении внешних сил, превышающих значение предельного напряжения текучести, при котором происходит разрушение его структуры [34]. Изоляция катастрофических поглощений предполагает закачку сшитого полимера в объеме, обеспечивающем снижение фильтрационных характеристик зоны поглощения с последующим закреплением твердеющим тампонажным составом на основе портландцемента [35].

В условиях сильнотрещиноватых (раскрытость каналов более 10 мм) и карстовых пород значения предельного напряжения текучести составов значительно снижаются, в результате при закреплении тампонажным составом на гелевый экран создается давление, при котором происходит

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

вязкое течение изоляционных составов в зону поглощения, что значительно снижает эффективность изоляционных работ. Для исключения вязкого течения сшитых составов требуется увеличение прочности структуры геля и его адгезии к породе [36]. Катастрофические поглощения нередко сопровождаются значительным падением уровня жидкости в скважине (500 м и более). При заполнении скважины буровым раствором после изоляционных работ на изоляционный состав со стороны скважины действует избыточное гидростатическое давление, эквивалентное величине статического уровня. Таким образом, необходимым свойством изоляционных материалов для ликвидации высокоинтенсивных поглощений является способность выдерживать достаточно высокие перепады давлений (5 МПа и более). Поэтому сшитые изоляционные составы не подходят для изоляции зон с высокой раскрытостью каналов.

Высокая эффективность изоляции зон катастрофического поглощения достигается при использовании оборудования локального крепления стенок скважины [37-39]. К недостаткам данной технологии можно отнести ограниченность применения в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах, высокую стоимость и значительную продолжительность работ (в среднем 7 сут). В настоящее время отсутствует эффективная технология ликвидации катастрофических поглощений, где зона поглощения осложнена трещиноватыми и кавернозными породами с пониженным пластовым давлением.

Можно сделать вывод, что ни один из изоляционных составов не обеспечивает эффективную изоляцию зон высокоинтенсивных поглощений, где осложнение приурочено к высокой раскрытости поглощающего канала (наличие трещиноватых пород, палеокарст). Существует необходимость разработки изоляционного состава, способного адаптироваться к морфологии трещинного пространства, с объединением свойств сшитого геля и цементного раствора, который позволит предотвратить растекание изоляционного состава в индукционный период и выдержать давления, возникающие при возобновлении процесса строительства скважины после проведения изоляционных работ [30].

Методы. ***Методика ликвидации катастрофических поглощений при строительстве скважин.*** Следует обратить внимание на необходимость разработки изоляционного состава, способного адаптироваться к морфологии трещинного пространства с эффектом полного заполнения поглощающих каналов, а также выдерживать достаточно высокие перепады давлений (5 МПа и более) по истечении времени ожидания затвердевания.

Для решения проблем низкой эффективности работ для изоляции зон катастрофических поглощений авторами разработан сшивающийся тампонажный изоляционный материал (СТИМ). Состав представляет комбинацию цемента и сшитого полимера, обладающего поперечными химическими связями. После затворения состав проходит три фазовых перехода от стадии линейного геля к стадии сшитого геля, на завершающей стадии происходит его кристаллизация (твердение). В скважину состав закачивается как линейная жидкость (рис.2), движение состава по бурильным трубам в основном происходит в жидком состоянии. Концентрация реагента-сшивателя подбирается таким образом, чтобы сшивка происходила в нижней части колонны бурильных труб, при этом в зону поглощения состав попадает уже в сшитом состоянии, что предотвращает его растекание по кавернозной полости поглощающего пласта. После завершения продавки скважина оставляется на ожидание затвердевания цемента для набора прочности изоляционного состава. Достигнутая прочность позволяет составу противостоять гидродинамическим давлениям, возникающим при возобновлении процесса строительства скважины.

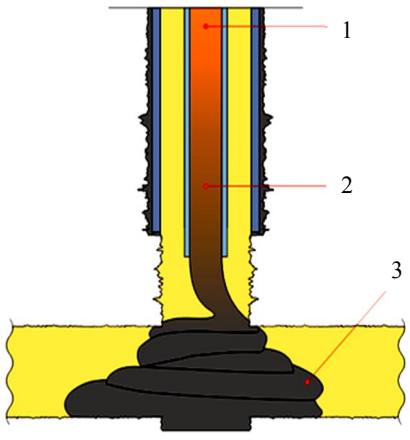


Рис.2. Механизм заполнения пустотного пространства тампонажным составом СТИМ

1 – нет сшивки; 2 – начало сшивки; 3 – конец сшивки

Необходимые свойства обеспечиваются за счет использования базового состава (цемент, жидкость затворения, функциональные добавки) и полимера. Состав представляет собой стехиометрическую смесь оксидов, карбонатов, сульфатов магния и кальция, при добавлении в раствор хлористого магния

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2024. Т. 266. С. 295-304
© А.А.Предеин, О.В.Гаршина, А.А.Мелехин 2024

формирует цементную смесь, которая, вступая в реакцию полимеризации, образует неорганический полигидрат гидроксисульфата/хлорида магния, характеризующийся высокой прочностью на сжатие. Содержащийся в составе полимер из группы гетерополисахаридов выступает как структурообразователь, при взаимодействии с сшивающим агентом образует ковалентные химические связи полимера. В результате полимерные цепи сшиваются с одновременным ростом структурной прочности состава. Комбинация реагентов позволяет получить однородную смесь, плотность и время загустевания может быть подобрана в соответствии с конкретным геолого-технологическими условиями путем добавления обычных добавок к цементу (реагентов-замедлителей).

Лабораторные испытания осуществлялись на лабораторной базе филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми. Определялись параметры изоляционного состава – время загустевания и реологические характеристики.

Время загустевания тампонажного материала определялось методом измерения его вязкости (консистенции) на консистометре в условиях, приближенных к внутрискважинным. Температура, давление, скорость их набора задавались по геолого-техническим условиям скважин. При определении времени загустевания применялся консистометр герметизированный высокого давления и температуры Chandler 7322.

Реологические свойства определялись на модульном реометре MSR-102 производства компании Anton Paar с измерительной системой типа плоскость-плоскость (d = 50 мм), размер зазора 1 мм. Эффективную (динамическую) вязкость определяли при скоростях сдвига 1-5 $с^{-1}$ для минимизации разрыва структуры состава и исключения выдавливания образца из измерительной системы. Для минимизации эффекта проскальзывания образца в измерительной системе, что приводит к занижению результатов, измерения проводили под нагрузкой (нормальная сила 5 Н).

Результаты. На рис.3 показаны профили набора консистенции (времени загустевания) традиционных изоляционных материалов на магнезиальном вяжущем быстросхватывающего состава (БСС) без эффекта стадии сшитого геля и предлагаемого состава СТИМ с полимером и без него. Традиционно применяемый состав (БСС) предназначен для установки мостов и ликвидации поглощений. Состав инертен к буровым растворам на углеводородной основе, устойчив к воздействию сероводородной агрессии, обладает высокими адгезионными характеристиками, регулируемым временем загустевания, быстрым набором прочности, но имеет ряд недостатков при изоляции зон катастрофических поглощений.

Как видно из графиков на рис.3, технический результат при использовании БСС заключается в резком увеличении времени загустевания по окончании индукционного периода, сжатых сроках схватывания (4-8 ч), высоких тиксотропных свойствах. Такой результат для проведения изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах достигается при придании тампонажному составу коротких сроков схватывания и твердения с обеспечением технологических свойств прокачиваемости, одновременном повышении предела прочности на сжатие за счет использования в составе каустического магнезита, регулятора стабильности и устойчивости, бишофита, воды и регулятора схватывания и твердения (добавки на основе органофосфатов). Время загустевания и профиль набора консистенции определяли на консистометре при давлении 2-5 МПа и температуре 25-32 °С, наиболее характерных для месторождений Пермского края.

В изоляционном составе СТИМ и БСС в качестве вяжущего используется каустический магнезит, в который включены функциональные добавки, обеспечивающие его сшивку. При максимальном количестве добавок сшивка, которая выражается резким ростом консистенции, происходит через 6-8 мин (рис.3, *б*), время начала загустевания тампонажной части начинается не ранее чем 2,15 ч (рис.3, *в*).

Тампонажные составы при закачке в кавернозные полости проходят через большой объем воды, при этом происходит их разбавление, что приводит к ухудшению свойств изоляционного состава. Таким образом, существенная часть тампонажных составов расходуется на разбавление. Техническим результатом предлагаемого состава является то, что совокупность компонентов обеспечивает получение укороченного времени потери текучести за счет внутренней сшивки полимера. Состав после начала сшивки становится устойчивым к размыву в процессе его закачки в пласт, не подвержен разбавлению даже в условиях движения пластовых вод. Загрязнение состава

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

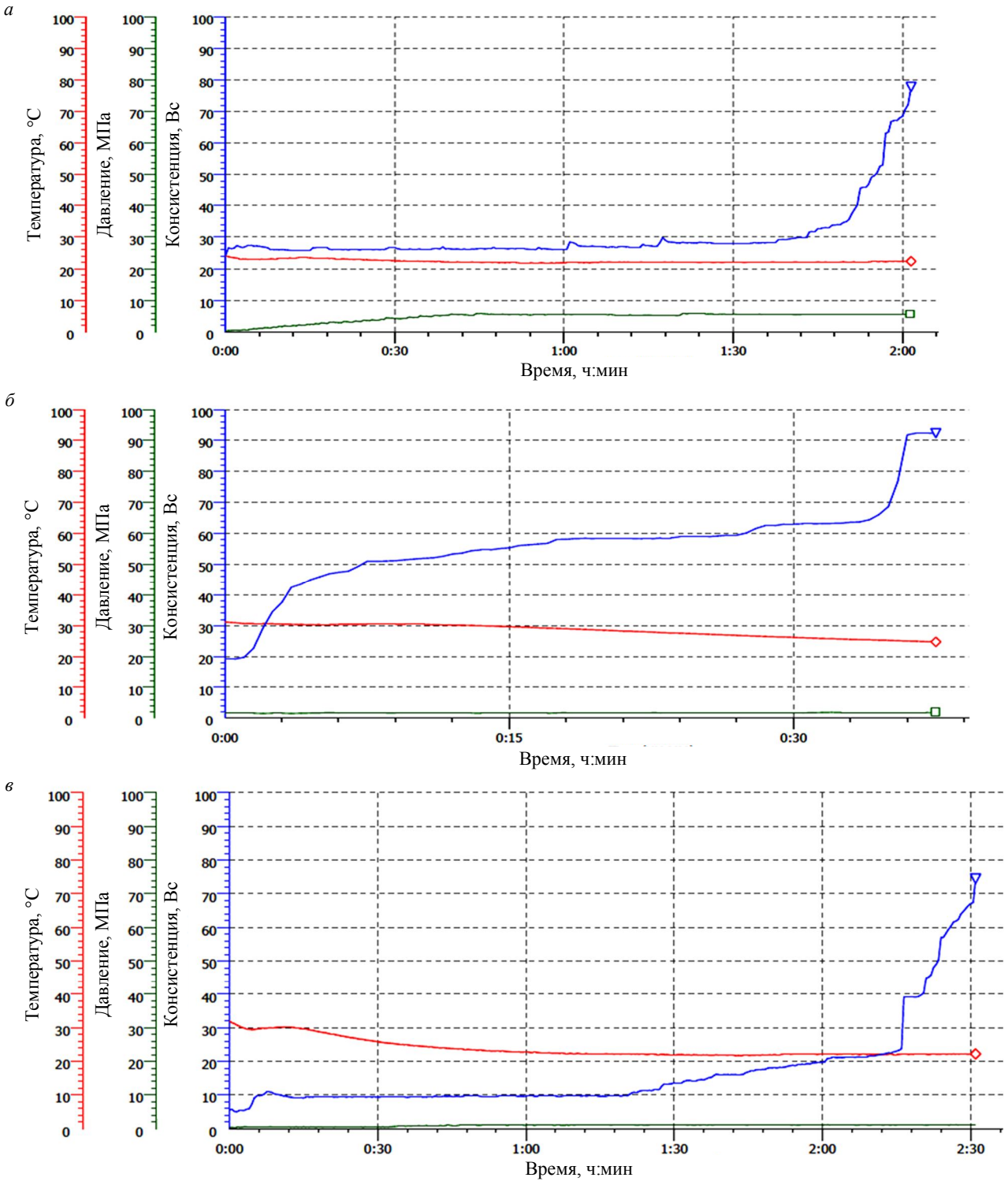


Рис.3. Профили набора консистенции: *а* – быстросхватывающий состав; *б* – состав СТИМ с максимальным количеством полимера для загустевания; *в* – состав СТИМ без полимера, регулирующего загустевание

скважинными или пластовыми жидкостями не влияет на процесс набора прочности, в том числе в условиях сероводородной агрессии. Устойчивость подтверждена лабораторными исследованиями в различных средах. По результатам исследований сделан вывод, что сшивка полимера внутри тампонажного состава делает состав неразмываемым.

В лабораторных условиях состав после затворения в первые 15 мин не отличается от обычных цементных растворов и находится в жидком, текучем состоянии, что позволяет закачать состав

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2024. Т. 266. С. 295-304
© А.А.Предеин, О.В.Гаршина, А.А.Мелехин 2024

в скважину при минимальных давлениях. Через 15 мин после затворения происходит внутренняя сшивка, состав переходит в состояние упругого геля, но при этом еще течет. Через 20 мин состав находится в полностью сшитом состоянии, выдерживает значительные растягивающие усилия и восстанавливает форму после их снятия. Нужно подчеркнуть, что предложенная рецептура состава после сшивки обеспечивает низкую растекаемость при соблюдении условий прокачиваемости за счет низкой адгезии по отношению к скважинному оборудованию. Так, в ячейке высокого давления динамического фильтр-пресса состав выдавливается при минимальных перепадах давления через имитирующую модель трещины раскрытостью 10 мм.

Для определения безопасного времени проведения работ с применением тампонажных составов важно знать время их загустевания и сроки схватывания. В предложенном составе одновременно проходят два параллельных процесса – сшивка и гидратация цемента. При определении времени загустевания консистенция 70 Вс (характеризующая вязкость непрокачиваемого цементного теста) будет достигнута в период начала сшивки полимера (через 5 мин). Это связано с тем, что при набухании полимера образуется вязкий линейный гель, который взаимодействует с сшивающим агентом и образует трехмерную упругую структуру. Процесс сшивки состава не оказывает влияния на сроки начала загустевания – это два не зависящих друг от друга процесса. Следовательно, безопасное время проведения работ может быть определено по времени загустевания базового состава без добавления полимера.

В настоящее время разработка готовится к опытно промысловым испытаниям, в связи с этим были определены риски, связанные с возникающими давлениями в процессе закачки состава в скважину. Безопасность проведения работ при использовании тампонажных составов является приоритетной задачей. Для прогнозирования давлений, исключения рисков, связанных с невозможностью прокачки изоляционного состава в период его сшивки, выполнен математический расчет прогнозирования давления закачки при изменении реологических параметров изоляционного состава. Расчет давления на линии закачки осуществлялся в модуле OptiCem (LandMark) при следующих условиях: статический уровень перед началом работ 500 м, установка открытого конца бурильных труб над зоной поглощения 500 м, глубина зоны поглощения 1 500 м, объем закачиваемого состава 20 м^3, расход (скорость закачки) 6 л/с, закачка состава в скважину при открытом затрубном пространстве. Для измерения реологических характеристик сшитого изоляционного состава использовался реометр MSR-102, позволяющий получить высокоточные результаты любых вязких жидкостей, в том числе сшитых. На основании полученных данных построен график зависимости давления от объема закачанного состава СТИМ (рис.4).

В условиях высокой раскрытости каналов поглощающего интервала давление при заполнении изоляционным составом трубного пространства и его закачки в пласт не превысит 3,5 МПа (линии 1 и 2). В случае низкой раскрытости поглощающих каналов при появлении предпосылок движения изоляционного состава в затрубное пространство потребуется произвести вымыв изоляционного состава по циркуляции. Движение сшитого изоляционного состава по затрубному пространству будет сопровождаться более высокими значениями устьевого давления 4,5-5,0 МПа (линия 3), в случае увеличения расхода до проектного значения максимальное давление увеличится до 5,8 МПа. Технология закачки подразумевает установку открытого конца бурильных труб над зоной поглощения таким образом, чтобы разместить в открытом стволе изоляционный состав объемом 10-20 м^3, т.е. подрезка и вымыв изоляционного состава не потребуются. Риск, связанный с возникновением высокого давления с последующей невозможностью прокачать изоляционный состав в расчетном объеме с заданным расходом, исключен.

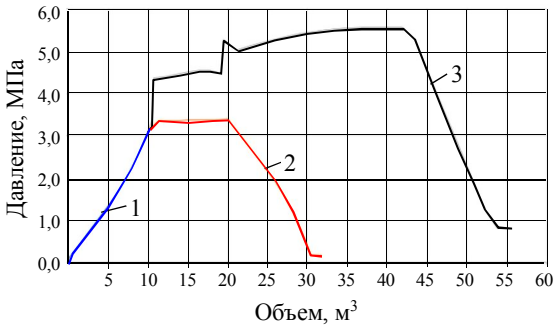


Рис.4.Давление закачки состава в скважину

1 – закачка СТИМ в трубное пространство; 2 – закачка СТИМ в зону поглощения; 3 – прямая промывка

После закачки изоляционного состава обычной практикой считается промывка инструмента от цементного раствора, происходит рост гидростатического давления на изоляционный состав, при котором

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

возможно его вязкое течение в зону поглощения. Для увеличения эффективности изоляционных работ программой испытаний на объекте будет рекомендовано исключить пункт промывки инструмента, что может повлечь загрязнение бурового инструмента цементным раствором. Для исключения данных рисков в рецептуру состава добавлены реагенты, способствующие снижению адгезии в паре изоляционный состав – металл, за счет чего минимизируется налипание состава к внутренней поверхности инструмента. Проведенные испытания показывают, что после конденсирования пробы СТИМ в ячейке, регулирующей давление и температуру (HTHP) на 20 мин после начала сшивки, состав был выдавлен через отверстие 10 мм с минимальными давлениями, образование «языков» на внутренней поверхности ячейки не зафиксировано.

Результаты проведенных испытаний указывают на отсутствие рисков при прохождении изоляционного состава СТИМ через компоновку бурильной колонны в период его гелеобразования. В сшитом состоянии состав не оказывает высоких гидравлических сопротивлений, а реагенты, снижающие адгезию, минимизируют налипание состава к внутренней поверхности инструмента.

Заключение. Разработанный состав соответствует требованиям для изоляции зон катастрофических поглощений, осложненных высокой раскрытостью поглощающих каналов: укороченное время потери текучести за счет внутренней сшивки полимера; состав после начала сшивки становится устойчивым к размыву в процессе его закачки в пласт; достигнутая прочность позволяет составу противостоять гидродинамическим давлениям, возникающим при возобновлении процесса строительства скважины.

Использование в рецептуре разработанного состава магнезиального вяжущего позволяет его деструктурировать кислотными составами в период освоения, а также расширяет область применения в условиях сероводородной агрессии. К преимуществам состава относятся короткие сроки схватывания и устойчивость к размыву в условиях движения пластовых вод. Параметры плотности, времени загустевания, а также начала сшивки могут быть подобраны в соответствии с конкретными геолого-техническими условиями путем регулирования водоцементного отношения, а также вводом реагентов замедлителей и сшивателя. На первом этапе область применения ограничена пластовой температурой (35 °С), а также глубиной зоны начала поглощения (1500 м). После проведения опытных испытаний область применения может быть расширена.

Запланированы испытания разработанной технологии с целью оценки эффективности ликвидации катастрофических поглощений, приуроченных к пластам с высокой раскрытостью поглощающих каналов. При положительном результате опытно-промышленных испытаний применение СТИМ позволит значительно сократить объемы закачанных изоляционных составов, а также сроки изоляционных работ.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Kumar A., Savari S., Whitfill D.L., Jamison D.E.* Wellbore Strengthening: The Less-Studied Properties of Lost-Circulation Materials // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 19-22 September 2010, Florence, Italy. OnePetro, 2010. № SPE-133484-MS. DOI: 10.2118/133484-MS

2. *Rezaei A., Nooripoor V., Shahbazi K.* Applicability of Fe_3O_4 nanoparticles for improving rheological and filtration properties of bentonite-water drilling fluids in the presence of sodium, calcium, and magnesium chlorides // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2020. Vol. 10. Iss. 6. P. 2453-2464. DOI: 10.1007/s13202-020-00920-6

3. *Кетова Ю.А., Бай Б., Хижняк Г.П. и др.* Тестирование технологии предварительно сшитых частиц полимерного геля для ограничения водопритоков на фильтрационных керновых моделях // Записки Горного института. 2020. Т. 241. С. 91-96. DOI: 10.31897/PMI.2020.1.91

4. *Abdollahpour P., Tabatabaee Moradi S.S., Leusheva E., Morenov V.* A Numerical Study on the Application of Stress Cage Technology // Energies. 2022. Vol. 15. Iss. 15. № 5439. DOI: 10.3390/en15155439

5. *Николаев Н.И., Тяньлэ Л.* Современные технологии бурения и крепления скважин при разведке газовых гидратов // Записки Горного института. 2016. Т. 218. С. 206-214.

6. *Blinov P.A., Dvoynikov M.V.* Rheological and Filtration Parameters of the Polymer Salt Drilling Fluids Based on Xanthan Gum // Journal of Engineering and Applied Sciences. 2020. Vol. 15. Iss. 2. P. 694-697. DOI: 10.36478/jeasci.2020.694.697

7. *Чернышов С.Е., Галкин В.И., Ульянова З.В., Макдоналд Д.И.М.* Разработка математических моделей управления технологическими параметрами тампонажных растворов // Записки Горного института. 2020. Т. 242. С. 179-190. DOI: 10.31897/PMI.2020.2.179

8. *Alsaba M., Al Dushaishi M.F., Nygaard R. et al.* Updated criterion to select particle size distribution of lost circulation materials for an effective fracture sealing // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2017. Vol. 149. P. 641-648. DOI: 10.1016/j.petrol.2016.10.027

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

9. *Razavi O., Vajargah A.K., Van O.E., Aldin M.* Comprehensive analysis of initiation and propagation pressures in drilling induced fractures // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2017. Vol. 149. P. 228-243. DOI: 10.1016/j.petrol.2016.10.039

10. *Elkatatny S., Gamal H., Ahmed A. et al.* A Novel Solution for Severe Loss Prevention While Drilling Deep Wells // Sustainability. 2020. Vol. 12. Iss. 4. № 1339. DOI: 10.3390/su12041339

11. *Miller M.L., Scorsone J.T., Whitfill D.L. et al.* The Development of a Geopolymer-Based Pill as an Engineered Solution to Lost Circulation // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 30 September – 2 October 2013, New Orleans, LA, USA. OnePetro, 2013. № SPE-166123-MS. DOI: 10.2118/166123-MS

12. *Alsaba M., Nygaard R., Hareland G., Contreras O.* Review of Lost Circulation Materials and Treatments with an Updated Classification // AADE Fluids Technical Conference and Exhibition, 15-16 April 2014, Houston, TX, USA. 2014. № AADE-14-FTCE-25

13. *Matanovic D., Gaurina-Medimurec N., Simon K.* Risk Analysis for Prevention of Hazardous Situations in Petroleum and Natural Gas Engineering. Hershey: IGI Global, 2014. P. 433.

14. *Savari S., Butcher J., Al-Hulail M.* Managing Lost Circulation in Highly Fractured, Vugular Formations: Engineered Usage of High Fluid Loss Squeeze and Reticulated Foam Lost Circulation Materials // IADC/SPE International Drilling Conference and Exhibition, 3-5 March 2020, Galveston, TX, USA. OnePetro, 2020. № SPE-199635-MS. DOI: 10.2118/199635-MS

15. *Whitfill D.L.* Lost Circulation Material Selection, Particle Size Distribution and Fracture Modeling with Fracture Simulation Software // IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference, 25-27 August 2008, Jakarta, Indonesia. OnePetro, 2008. № SPE-115039-MS. DOI: 10.2118/115039-MS

16. *Будников В.Ф., Булатов А.И., Петерсон А.Я., Шаманов С.А.* Контроль и пути улучшения технического состояния скважин. М.: Недра, 2001. 305 с.

17. *Ruzhnikov A.* Theoretical Aspects and Practical Implementation of Study of Drilling Fluid Level in the Annulus While Drilling with Total Losses // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, 9-12 November 2020, Abu Dhabi, UAE. OnePetro, 2020. № SPE-203454-MS. DOI: 10.2118/203454-MS

18. *Almetayev R., Hosani M.A., Ameri S.A. et al.* First Nitrified Managed Pressure Drilling Application in United Arab Emirates // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, 12-15 November 2018, Abu Dhabi, UAE. OnePetro, 2018. № SPE-193025-MS. DOI: 10.2118/193025-MS

19. *Ali A.S., Dosunmu A., Anyanwu C. et al.* Optimizing the Drilling HPHT/Deep Offshore Wells Using Managed Pressure Drilling Techniques // SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, 5-7 August 2014, Lagos, Nigeria. OnePetro, 2014. № SPE-172349-MS. DOI: 10.2118/172349-MS

20. *Nugroho W.A., Hermawan S., Lazuardi B.H., Mirza R.* Drilling Problems Mitigation in Geothermal Environment, Case Studies of Stuck Pipe and Lost Circulation // Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, 17-19 October 2017, Jakarta, Indonesia. OnePetro, 2017. № SPE-186922-MS. DOI: 10.2118/186922-MS

21. *Каменских С.В.* Опыт борьбы с поглощениями буровых и тампонажных растворов при строительстве скважин // Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія: Гірничо-геологічна. 2016. № 2 (25). С. 36-51.

22. *Kang Y., Yu H., Xu C., Tang L.* An optimal design for millimeter-wide facture plugging zone // Natural Gas Industry B. 2015. Vol. 2. Iss. 1. P. 113-119. DOI: 10.1016/j.ngib.2015.02.011

23. *Scott P., Redburn M., Nesheim G., Phillips C.* A Pragmatic approach to Lost Circulation Treatments: What every Drilling Engineer Should Know // AADE Fluids Technical Conference and Exhibition, 14-15 April 2020, Houston, TX, USA. 2020. № AADE-20-FTCE-062.

24. *Liu H.* Principles and Applications of Well Logging. Heidelberg: Springer, 2017. 356 p. DOI: 10.1007/978-3-662-54977-3

25. *Saragi R., Husien M., Sinaga A.L.M. et al.* Successful Approach in Curing Lost Circulation in Depleted Aquifer Formations by Utilizing a Combination of Swelling Polymer & a Shear-Rate Rheology-Dependent Cement System; Case Study in UAE Land Operation // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, 15-18 November 2021, Abu Dhabi, UAE. OnePetro, 2021. № SPE-207416-MS. DOI: 10.2118/207416-MS

26. *Jadhav R., Patil S.* Acid-Soluble Thixotropic Cement System for Lost Circulation Challenges // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, 12-15 November 2018, Abu Dhabi, UAE. OnePetro, 2018. № SPE-193168-MS. DOI: 10.2118/193168-MS

27. *Fomenkov A., Pinigin I., Mikliayev M., Fedyanin A.* Using Thixotropic Cement Slurry for Lost Circulation Control: Case History, Volga-Urals Region // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 22-24 October 2019, Moscow, Russia. OnePetro, 2019. № SPE-196813-MS. DOI: 10.2118/196813-MS

28. *Doutoum M.H.A., Alvarado R.F.B., Alaleeli A.R. et al.* Advanced Light Weight Thixotropic Lost Circulation Cement Solution for Vugular and Natural Fractured Limestone Formations: UAE Offshore Case History // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, 15-18 November 2021, Abu Dhabi, UAE. OnePetro, 2021. № SPE-207264-MS. DOI: 10.2118/207264-MS

29. *Yuan B., Yang Y., Tang X., Xie Y.* A starting pressure prediction of thixotropic cement slurry: Theory, model and example // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2015. Vol. 133. P. 108-113. DOI: 10.1016/j.petrol.2015.06.005

30. *Yang J., Sun J.* Status and Prospect of Drilling Fluid Loss and Lost Circulation Control Technology in Fractured Formation // Gels. 2022. Vol. 8. Iss. 5. № 260. DOI: 10.3390/gels8050260

31. *Mokhtari M., Ozbayoglu E.M.* Laboratory Investigation on Gelation Behavior of Xanthan Crosslinked With Borate Intended to Combat Lost Circulation // SPE Production and Operations Conference and Exhibition, 8-10 June 2010, Tunis, Tunisia. OnePetro, 2010. SPE-136094-MS. DOI: 10.2118/136094-MS

32. *Jiang G., Deng Z., He Y. et al.* Cross-linked polyacrylamide gel as loss circulation materials for combating lost circulation in high temperature well drilling operation // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 181. № 106250. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106250

33. *Leusheva E., Morenov V.* Research of Clayless Drilling Fluid Influence on the Rocks Destruction Efficiency // International Journal of Applied Engineering Research. 2017. Vol. 12. № 6. P. 945-949.

34. *Рыльцев И.А., Рыльцева К.Е., Шрагер Г.Р.* Кинематика течения степенной жидкости в трубе переменного сечения // Вестник Томского государственного университета. Математика и механика. 2020. № 63. С. 125-138. DOI: 10.17223/19988621/63/11

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

35. *Luzardo J., Oliveira E.P., Derks P.W.J., Nascimento R.V.* Alternative Lost Circulation Material for Depleted Reservoirs // OTC Brasil, 27-29 October 2015, Rio de Janeiro, Brazil. OnePetro, 2015. № OTC-26188-MS. DOI: 10.4043/26188-MS

36. *Bai Y., Liu C., Sun J. et al.* High temperature resistant polymer gel as lost circulation material for fractured formation during drilling // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. 2022. Vol. 637. № 128244. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2021.128244

37. *Тимкин Н.* Ликвидация катастрофических поглощений с применением оборудования локального крепления скважин (ОЛКС-295С) при строительстве скважины № 71 Ковыктинского месторождения // Бурение и нефть. 2016. № 2. С. 36-37.

38. *Park M., Teasdale P., Cowling M.* Application of Uncemented Solid Expandable Liner for Combined Openhole Isolation and Casing Repair // SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, 17-19 March 2015, London, UK. OnePetro, 2015. № SPE-173134-MS. DOI: 10.2118/173134-MS

39. *Cameron J.R., Cooper B.S., Gusevik R.T.* Expandable Solid-Steel Liner Applications in the Marcellus // SPE Eastern Regional Meeting, 20-22 August 2013, Pittsburgh, PA, USA. OnePetro, 2013. № SPE-165671-MS. DOI: 10.2118/165671-MS

***Авторы*: А.А.Предеин,** *заместитель директора, аспирант, https://orcid.org/0000-0003-2415-1594* (*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, Пермь, Россия; Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия*), **О.В.Гаршина,** *канд. техн. наук, начальник управления, https://orcid.org/0000-0002-7188-3010* (*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, Пермь, Россия*), **А.А.Мелехин,** *канд. техн. наук, доцент, melehin.sasha@mail.ru, https://orcid.org/0000-0002-0737-1360* (*Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия*).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0