

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.2.156-176>

EDN KKBVSU

УДК 622.276.66.001

**Оценка влияния технологических жидкостей, закачиваемых в
нагнетательные скважины, на возможность изменения
реологических параметров жидкостей ГРП после деструкции**

¹Аленькин И.А., ¹Белова Т.Т., ¹Закиров Р.Р., ²Кабирова А.Х

¹ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет – Высшая
школа нефти», Альметьевск, Россия

²Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина,
Альметьевск, Россия

**Assessment of the effect of process fluids injected into injection wells
on the possibility of changing the rheological parameters of hydraulic
fracturing fluids after destruction**

¹I.A. Alenkin, ¹T.T. Belova, ¹R.R. Zakirov, ²A.Kh. Kabirova

¹Almetyevsk State University of Technology – Higher Petroleum School, Almetyevsk, Russia

²TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT, Almetyevsk, Russia

E-mail: alenkin.cnti@yandex.ru

Аннотация. Эффективность процесса ГРП зависит от многих факторов, в числе которых совместимость жидкости ГРП с пластовой системой. После проведения гидроразрыва пласта и промывки скважины часть разрушенного геля может оставаться в пласте-коллекторе и при проведении геолого-технических мероприятий реагировать с технологическими жидкостями. В результате реакций могут происходить процессы так называемого повторного или «вторичного сшивания» разрушенного геля, и, как следствие, кольматация порового пространства пласта-коллектора «сшитыми» системами. Для установления факта «вторичной сшивки» в работе проводятся реологические исследования по анализу изменения динамической вязкости образцов разрушенного геля с добавлением технологических жидкостей. В результате работы оценены риски повторного «сшивания» для системы на основе полимера.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, сшитая система, реология, совместимость, технологические жидкости, разрушенный гель, водородный показатель, сшивка, геолого-технические мероприятия

Для цитирования: Аленькин И.А., Белова Т.Т., Закиров Р.Р., Кабирова А.Х. Оценка влияния технологических жидкостей, закачиваемых в нагнетательные скважины, на возможность изменения реологических параметров жидкостей ГРП после деструкции // Нефтяная провинция.-2024.-№2(38).-С. 156-176. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.2.156-176>. - EDN KKBVSU

Abstract. The efficiency of the fracturing process depends on many factors, including the compatibility of the fracturing fluid with the reservoir system. After hydraulic fracturing and well flushing, part of the destroyed gel may remain in the reservoir formation and react with process fluids during geological and technical measures. As a result of the reactions, the processes of so-called repeated or "secondary crosslinking" of the destroyed gel can occur, and, as a result, the colmatation of the pore space of the reservoir reservoir by "crosslinking" systems. To establish the fact of "secondary crosslinking", rheological studies are carried out to analyze changes in the dynamic viscosity of samples of the destroyed gel with the addition of process fluids. As a result of the work, the risks of repeated "crosslinking" for a system based on a xanthan biopolymer were assessed.

Key words: *hydraulic fracturing, crosslinked system, rheology, compatibility, process fluids, destroyed gel, hydrogen index, crosslinking, geological and technical measures*

For citation: I.A. Alenkin, T.T. Belova, R.R. Zakirov, A.Kh. Kabirova Otsenka vliyaniya tekhnologicheskikh zhidkostey, zakachivayemykh v nagnetatel'nyye skvazhiny, na vozmozhnost' izmeneniya reologicheskikh parametrov zhidkostey GRP posle destruktсии [Assessment of the effect of process fluids injected into injection wells on the possibility of changing the rheological parameters of hydraulic fracturing fluids after destruction]. Neftyanaya Provintsiya, No. 2(38), 2024. pp. 156-176. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.2.156-176>. EDN KKBVSU (in Russian)

Обзор научно-технической литературы

В связи с ухудшением структуры запасов, увеличением объема нерентабельных активов, повышения объема капитальных и эксплуатационных затрат на добычу нефти и газа требуется применение новых технологических решений [1]. Одним из наиболее эффективных и распространенных способов интенсификации добычи нефти из малопроницаемых коллекторов является гидроразрыв пласта [2].

Гидроразрыв пласта становится одним из основных методов интенсификации притока не только в вертикальных, но и в горизонтальных скважинах, где развивается технология многостадийного ГРП [3].

Гидравлический разрыв пласта – мощный метод стимуляции скважин месторождений, находящихся на разных стадиях разработки. В ряде случаев ГРП является не только способом очистки призабойной зоны и повышения продуктивности скважины, но и одним из главных элементов системы эффективной

разработки месторождения, обуславливающим распределение фильтрационных потоков в пласте [4]. При проведении ГРП в продуктивный пласт под давлением нагнетается жидкость, которая заполняет образованные в процессе первичного вскрытия пласта микротрещины и раскрывает их, а также создает новые трещины. Таким образом, ГРП используется как процесс создания искусственных и расширения естественных (существующих) трещин (Рис. 1).



Рис. 1. Трещины, образуемые в породе в ходе проведения ГРП

Одним из основных агентов ГРП является жидкость разрыва (ЖР), которая используется для создания в пласте трещины. На сегодняшний день в качестве жидкости разрыва применяют линейные или сшитые гели, которые создаются в специальных лабораториях по испытанию жидкостей ГРП. К ЖР предъявляются самые высокие требования, поскольку небольшие отклонения от проектных показателей влияют на песконесущую способность геля. Выбор типа ЖР обусловлен литологическим составом отложений и свойствами углеводородов. Типовой состав жидкости разрыва представлен на рис. 2. Чтобы после снятия давления трещины не смыкались, в них вводят закрепляющий материал – песок, либо проппант (Рис. 3).

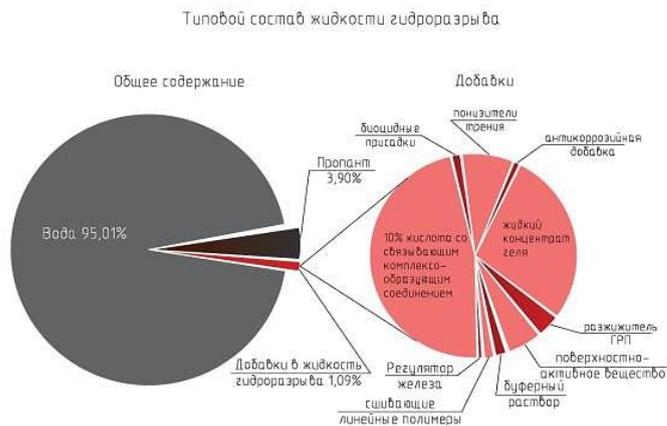


Рис. 2. Типовой состав жидкости гидроразрыва



Рис. 3. Материал, используемый для наполнения трещины при проведении гидроразрыва пласта

Для достижения эффективности ГРП в нефтегазовых компаниях создана система планирования, управления и всестороннего контроля выполнения операции. Эта система связывает различные отделы нефтегазодобывающих управлений (НГДУ) между собой (Рис. 4).



Рис. 4. Подразделения компаний, обеспечивающие проведение операции ГРП

В процессе научного сопровождения гидроразрыва пласта существенно расширены спектр, а также число лабораторных и промысловых исследований

для планирования ГРП [5]. Различные технологии ГРП обусловлены особенностями конкретного объекта (пласта) и поставленной цели при выполнении геолого-технических мероприятий (ГТМ) [6]. Несмотря на высокую эффективность ГРП, на месторождениях отмечаются определенные проблемы:

- вынос наполнителя трещины в ствол скважины;
- применение традиционных технологий для промывки перфорационных каналов от неразложившегося геля и нормализация забоя имеет ряд существенных недостатков, которые не позволяют быстро и эффективно промывать скважины после ГРП;
- выносимый после ГРП проппант вместе с механическими примесями и неразложившимся гелем ГРП образует на стенках горизонтальных скважин проппантную корку, удалить которую существующими устройствами промывки проблематично.

При проведении ГРП на большинстве месторождений [7] в качестве дисперсионной среды используют воду. Вода - недорогой и недефицитный продукт, она не огнеопасна. Тем не менее ее основной недостаток — плохая способность удерживать твердую фазу во взвешенном состоянии. Ее применение требует больших скоростей нагнетания и хорошего перемешивания с дисперсной фазой, то есть увеличенной мощности насосных агрегатов. Кроме того, проникновение воды в пласт вызывает набухание глинистых частиц, содержащихся в составе пород коллекторов. В результате изменяется структура порового пространства, образуются водонефтяные эмульсии, которые снижают фильтрацию пластового флюида к скважине, адсорбционная пленка удерживается в пористой среде капиллярными силами, и частичное, практически полное ее вытеснение из поровых каналов исключается, что может быть вызвано при значительных величинах депрессии на пласт. Затрудняется продвижение пластового флюида к забою скважины, особенно в низкопроницаемом коллекторе.

В случае наличия в пласте минерализованной жидкости (реликтовой, поступившей из кровли либо подошвы, краевой и т. д.) не исключается образова-

ние труднорастворимых или нерастворимых соединений, снижающих проницаемость пласта.

Это лишь видимая и в основном изученная часть негативного воздействия водной среды на пласт. В 90-х годах прошлого столетия в качестве жидкости гидроразрыва использовались полиэмульсии, гели на водной и на углеводородной основе, солевые растворы, полимерные растворы и др. [8, 9].

Гели имеют высокую вязкость и удерживающую способность, при этом силы сопротивления на трение при движении, например по трубам, незначительны. Также следует отметить особенность регистрации резкого скачка давлений при ГРП и возможность регулирования свойств вязкости.

Прошли апробирование при ГРП и жидкости на углеводородной основе: керосин, денормализат, дизельное топливо, газоконденсат, легкие фракции нефти (плотностью ≤ 620 кг/м³, процент фракций, выкипающих до 300°C — не менее 50%, низковязкие с малым содержанием смол и асфальтенов) [10]. Их преимущество — способность к работе при низких температурах, что невозможно при использовании эмульсий и гелей, приготовленных на воде. Использовались при ГРП и кислотные жидкости гидроразрыва [11] типа инвертной эмульсии, в которой соляная кислота находится в дисперсном состоянии — в виде мельчайших капель в нефти с эмульгатором, составляющих внешнюю фазу эмульсии. В процессе закачивания данной эмульсии контакт между кислотной составляющей, металлическим оборудованием и породой неизбежен, хотя и затруднен благодаря наличию экрана, представленного углеводородом и эмульгатором. Отмечена низкая способность к фильтрации, фильтрат эмульсии способен реагировать с породой пласта, что способствует раскрытию трещин, увеличению диаметра пор матрицы, обеспечивая рост проницаемости всей системы.

Для гидроразрыва используют и пены [12]. Применение вспененных жидкостей гидроразрыва основано за счет уменьшения размеров пузырьков. Для газирования обычно применяют азот и углекислый газ. Они закачиваются в жидком состоянии с концентрацией в смеси до 50 ÷ 70%. С ростом температуры переходят в газообразное состояние, вспенивают гель либо кислоту, либо другой

вид дисперсной среды. При высоких температурах их вязкость практически стабильна. Тем не менее увеличение дисперсности газовых пузырьков требует увеличения давления образования пены, увеличивается время фильтрации и, следовательно, уменьшается интенсивность поступления жидкости разрыва в пласт.

В настоящее время широко применяются жидкости гидроразрыва на полимерной основе [13]. Известны жидкости гидроразрыва, содержащие карбоксиметилцеллюлозу (КМЦ), лигносульфонат, оксиэтилцеллюлозу (ОЭЦ) [14]. Имеются сведения об их использовании в качестве жидкостей нагнетания для поддержания пластового давления. Несмотря на определенные положительные стороны их использования, они не лишены недостатков. Так, жидкости гидроразрыва на основе КМЦ с добавлением лигносульфонатов имеют высокую фильтратоотдачу (11-14 см³ за 30 мин), высокую адгезионную способность, что зачастую способствует закупорке фильтрационных каналов. В составе жидкости гидроразрыва, содержащей лигносульфонаты, модифицированные гексаметилентетрамином и карбидом, возможно образование (при взаимодействии комплексной соли сульфата аммония с молекулами модифицированных лигносульфонатов) соединений, размеры которых превышают размеры фильтрационных каналов. Прочность их со временем нарастает, они осаждаются и колюматируют поры коллектора. Полимеры акрилового ряда обладают высокой адгезионной способностью, адсорбируются на стенках поровых каналов, уменьшая тем самым их пропускную способность, вплоть до нулевой.

Из высокомолекулярных соединений наиболее перспективны биополимеры [15], которые бы со временем деструктурировались под действием ферментов и физико-химических агентов. При их введении (деструкторов и ингибиторов деструкции) возможно управление сроками, скоростью и полнотой расформирования образующихся «блокад».

При введении деструктора-окислителя происходит хаотичный разрыв молекул биополимера по механизму цепной реакции на молекулы с меньшим молекулярным весом, резко снижаются реологические свойства до уровня вязко-

сти воды. Наличие ингибиторов деструкции затормаживает ферментацию и течение термоокислительной деструкции. Ингибируется активность ферментов, и полностью исключается ферментация раствора. Взаимное влияние компонентов друг на друга, их синергетическое действие позволяют за счет низких фильтрационных свойств и деструкции биополимера восстановить первоначальную проницаемость пласта.

Полимерный гель представляет собой бинарную систему, где один из компонентов формирует пространственную сетку, удерживающую количество растворителя, существенно превышающее содержание полимера. С точки зрения коллоидной химии, гели относятся к связнодисперсным системам с коагуляционной структурой. Данные системы обладают эластичностью, упругостью, прочностью, а также частично сохраняют форму- проявляют свойства, характерные для твердых тел. Однако, вследствие малой прочности связи между частицами в гелях, структурная сетка данной системы может разрушаться, и появляется способность системы течь. [16 - 17]

Гели в зависимости от исходных реагентов могут быть хрупкими и эластичными, характеризующимися вследствие гибкости цепей и большого объема растворителя. Данный параметр находится в прямой зависимости от концентрации растворенных ионов в растворителе, которые оказывают влияние на образование сеток в полимерной системе. Также фактором, способствующим процессу гидратации, является осмотическое давление, создаваемое противоионами, которые перемещаются внутри геля, но не имеют возможности покинуть систему вследствие энтропийного фактора.

Существует классификация природы связей между макромолекулами в узлах сетки: физические и химические.

Пространственная сетка в физическом теле реализуется за счет Ван-дер-Ваальсовых взаимодействий, водородных связей и сил, имеющие электростатический характер. Узлы сетки данного типа геля могут быть представлены ассоциатами макромолекул, не растворяющихся в исходном растворителе, а взаимодействием спиралей, водородными связями боковых групп.

Химические гели образуются вследствие набухания в большом объеме растворителя полимера, макромолекулы которого «сшиты» ковалентными связями с соответствующими сшивающими агентами. Данный тип гелей подвержен разрушению только под действием термической деструкции полимера или течения, вызванного напряжением, приводящим к разрыву ковалентных связей с их дальнейшей перестройкой.

Введение

Для увеличения вязкости полимерного раствора необходимо введение специальных сшивающих агентов. При взаимодействии линейных систем со сшивающим агентом образуются комплексные связи между цепочками полимеров, создающие сшитую систему, которая превращает жидкость с низкой вязкостью в структурированный гель. Для увеличения вязкости и сшивания водных растворов полимеров гуарового класса применяются сшивающие агенты на основе металлов (цирконий, алюминий и др.).

Сшивание – физико-химическая реакция между полимером и сшивающим агентом, при которой происходит объединение отдельных молекул в крупные мультимолекулярные системы. Одним из наиболее важных параметров в процессе сшивки является скорость изменения образующихся связей «сшиватель – полимер», разрушаемых под действием напряжения сдвига или рН системы.

На процесс сшивания могут оказывать влияние следующие факторы:

- температура базовой жидкости;
- рН базовой жидкости;
- концентрация реагентов - гелеобразователя и сшивателя;
- тип применяемого сшивающего агента;
- присутствие ионов и лиганд, способных образовывать со сшивателем химические связи.

Неоднократное применение ГРП приводит к тому, что пластовые воды этих месторождений накапливают ионы металлов (бор, цирконий, титан и др. в зависимости от используемого сшивателя), концентрация которых постоянно

варьируется и может увеличиваться.

Таким образом, основной задачей данной работы является определение влияния технологических жидкостей на повторное сшивание разрушенных гелей ГРП.

Основная часть

Для исследований использовались жидкости ГРП после деструкции на основе полимера. Данные жидкости были приготовлены на основе пресной воды с пунктов подготовки технических жидкостей (Табл. 1). Разрушенная жидкость ГРП смешивалась с образцами технологических жидкостей ППД (Табл. 2) в пропорции 1:1, затем проводились испытания на реометре Brookfield PVS при скорости сдвига 100 сек^{-1} в течение 180 минут согласно Стандарту ПАО «Татнефть» 631-2020, а также API RP 39 «Recommended practices for standard procedures for evaluation of hydraulic fracturing fluids».

Таблица 1

Вода с пресных источников, используемая в качестве основы жидкости ГРП

№	Наименование источника воды
1	Старое Шугурово
2	Карабаш
3	Новая Михайловка

Таблица 2

Образцы технологических жидкостей ППД со скважин

№	Технологическая жидкость
1	5***
2	3***
3	2***
4	1***

Таблица 3

Стандартная рецептура жидкости ГРП на основе полимера

Назначение	Загрузка	ед. изм.

Гелеобразователь	4	кг/м ³
Дезэмульгатор	2,0	л/м ³
Стабилизатор глин	2,0	л/м ³
Брейкер	0,7	кг/м ³
Активатор сшивателя	3,1	л/м ³
Сшиватель	2,9	л/м ³
Биоцид	0,01	кг/м ³

Эксперимент №1

Образец	Начальная вязкость, сПз	Конечная вязкость, сПз
Старое Шугурово (1) + 5***	8	5

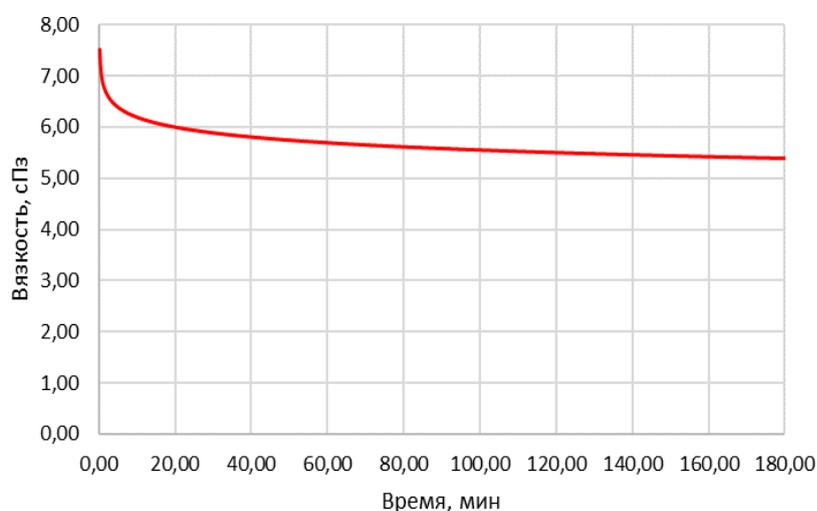


Рис. 5. Динамика изменения динамической вязкости жидкости ГРП на основе воды с источника Старое Шугурово (1), смешанной с технологической жидкостью со скважины 5***

Эксперимент №2

Образец	Начальная вязкость, сПз	Конечная вязкость, сПз
Карабаш (2) + 5***	4	1

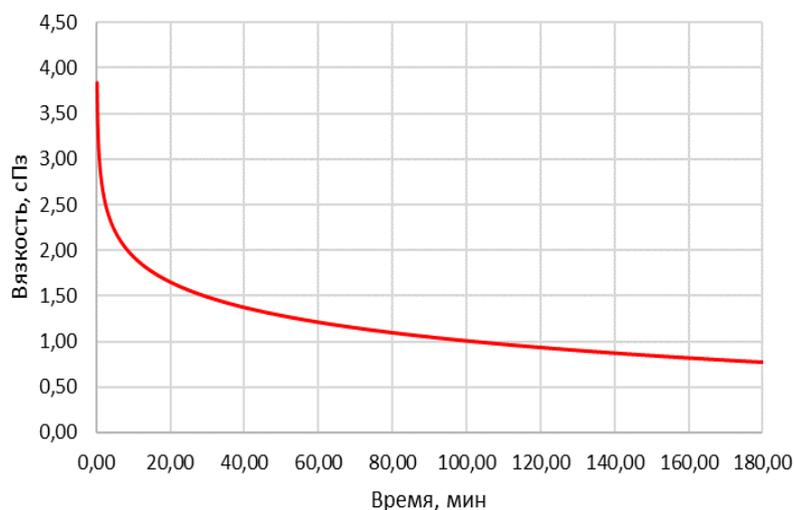


Рис. 6. Динамика изменения динамической вязкости жидкости ГРП на основе воды с источника Карабаш (2), смешанной с технологической жидкостью со скважины 5***

Эксперимент №3

Образец	Начальная вязкость, сПз	Конечная вязкость, сПз
Новая Михайловка (3) + 5***	2,2	1

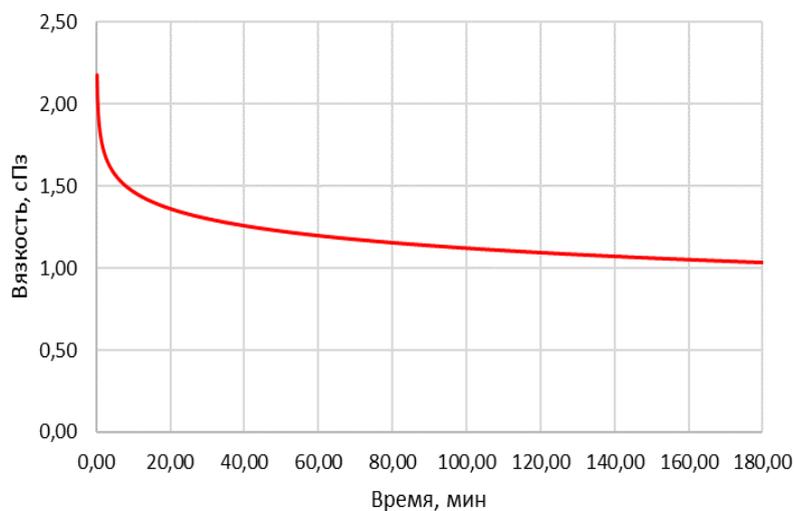


Рис. 7. Динамика изменения динамической вязкости жидкости ГРП на основе воды с источника Новая Михайловка (3), смешанной с технологической жидкостью со скважины 5***

Эксперимент №4

Образец	Начальная вязкость, сПз	Конечная вязкость, сПз
Старое Шугурово (1) + 3***	6	5

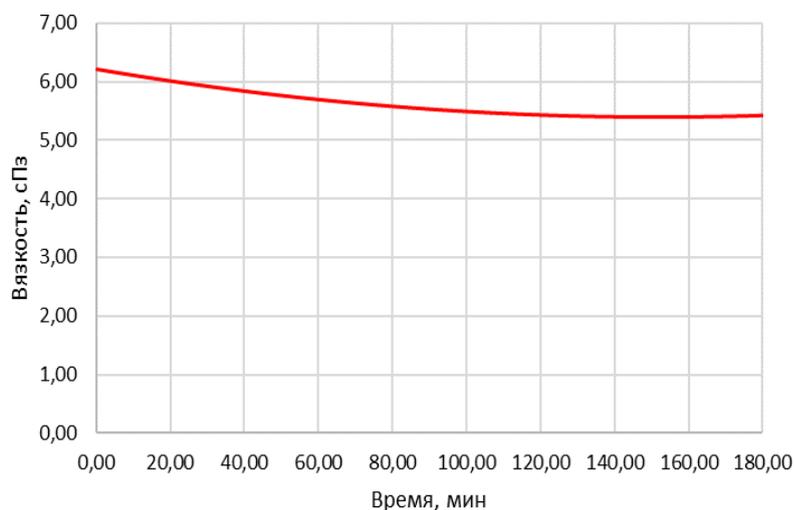


Рис. 8. Динамика изменения динамической вязкости жидкости ГРП на основе воды с источника Старое Шугурово (1), смешанной с технологической жидкостью со скважины 3***

Эксперимент №5

Образец	Начальная вязкость, сПз	Конечная вязкость, сПз
Карабаш (2) + 3***	3	1

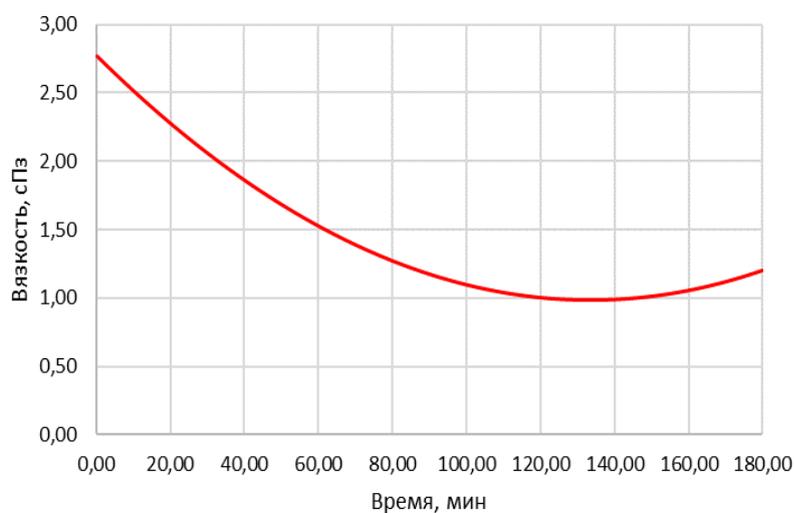


Рис. 9. Динамика изменения динамической вязкости жидкости ГРП на основе воды с источника Карабаш (2), смешанной с технологической жидкостью со скважины 3***

Эксперимент №6

Образец	Начальная вязкость, сПз	Конечная вязкость, сПз
Новая Михайловка (3) + 3***	5	1

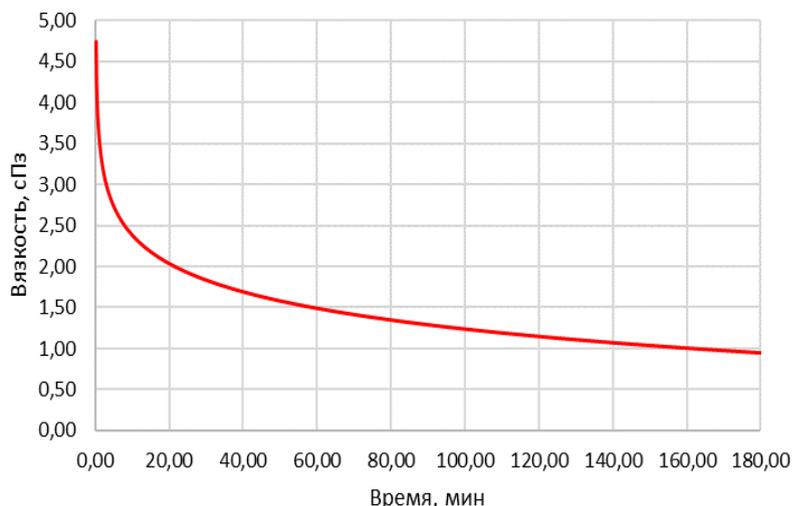


Рис. 10. Динамика изменения динамической вязкости жидкости ГРП на основе воды с источника Новая Михайловка (3), смешанной с технологической жидкостью со скважины 3***

Эксперимент №7

Образец	Начальная вязкость, сПз	Конечная вязкость, сПз
Старое Шугурово (1) + 2***	34	20

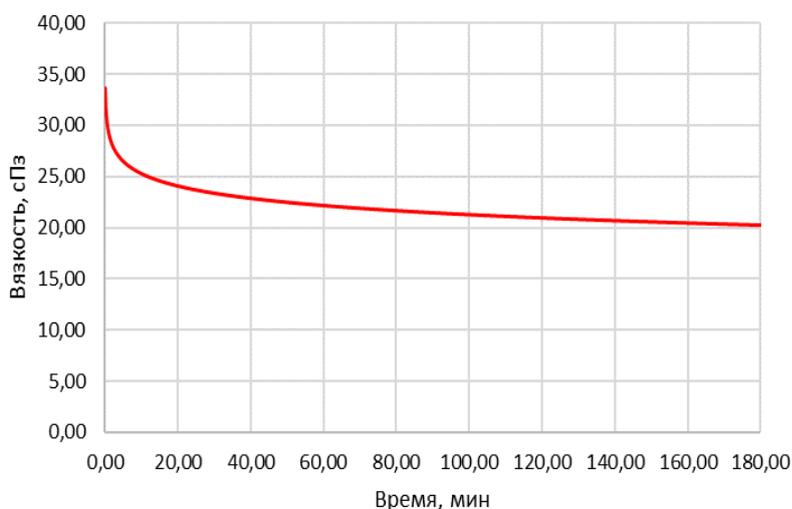


Рис. 11. Динамика изменения динамической вязкости жидкости ГРП на основе воды с источника Старое Шугурово (1), смешанной с технологической жидкостью со скважины 2***

Эксперимент №8

Образец	Начальная вязкость, сПз	Конечная вязкость, сПз
Карабаш (2) + 2***	11	6

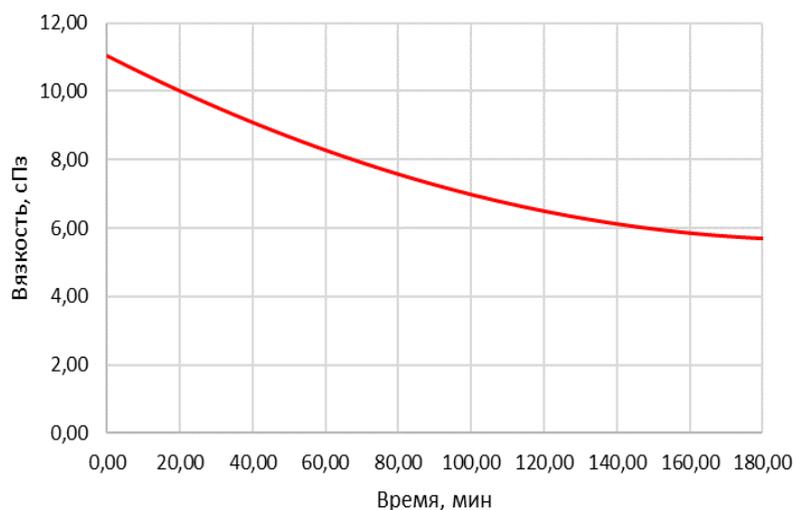


Рис. 12. Динамика изменения динамической вязкости жидкости ГРП на основе воды с источника Карабаи (2), смешанной с технологической жидкостью со скважины 2***

Эксперимент №9

Образец	Начальная вязкость, сПз	Конечная вязкость, сПз
Новая Михайловка (3) + 2***	8	8

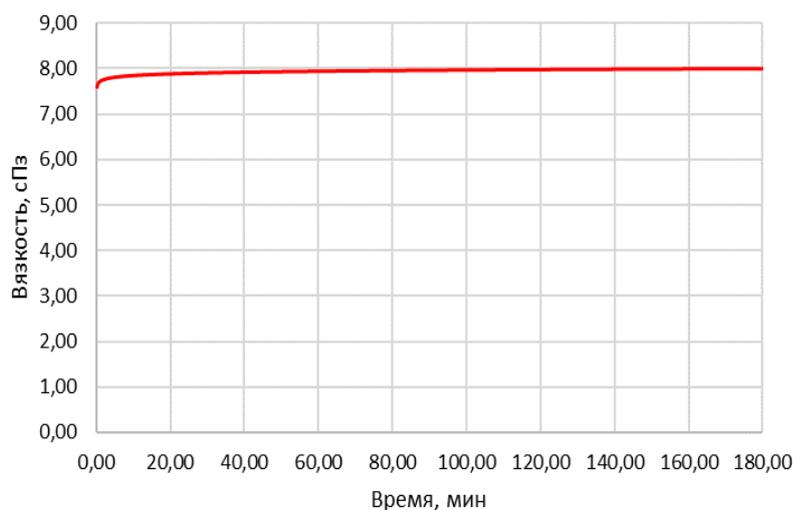


Рис. 13. Динамика изменения динамической вязкости жидкости ГРП на основе воды с источника Новая Михайловка (3), смешанной с технологической жидкостью со скважины 2***

Эксперимент №10

Образец	Начальная вязкость, сПз	Конечная вязкость, сПз
Старое Шугурово (1) + 1***	17	9

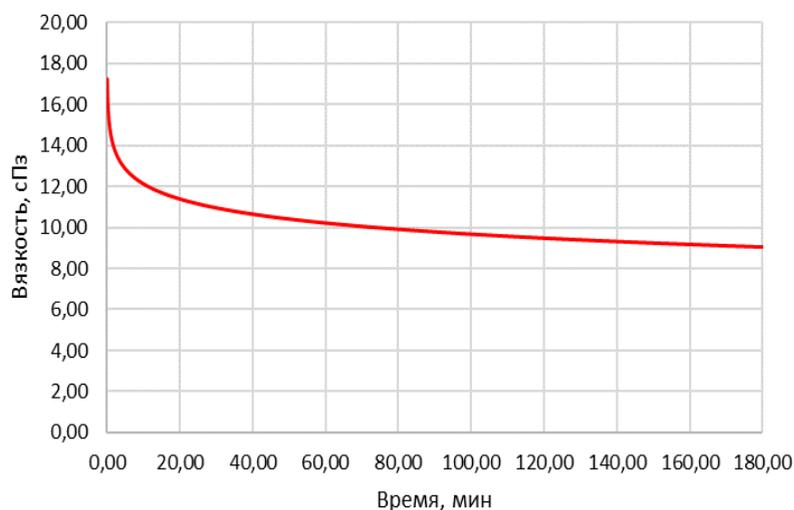


Рис. 14. Динамика изменения динамической вязкости жидкости ГРП на основе воды с источника Старое Шугурово (1), смешанной с технологической жидкостью со скважины 1***

Эксперимент №11

Образец	Начальная вязкость, сПз	Конечная вязкость, сПз
Карабаш (2) + 1***	36	30

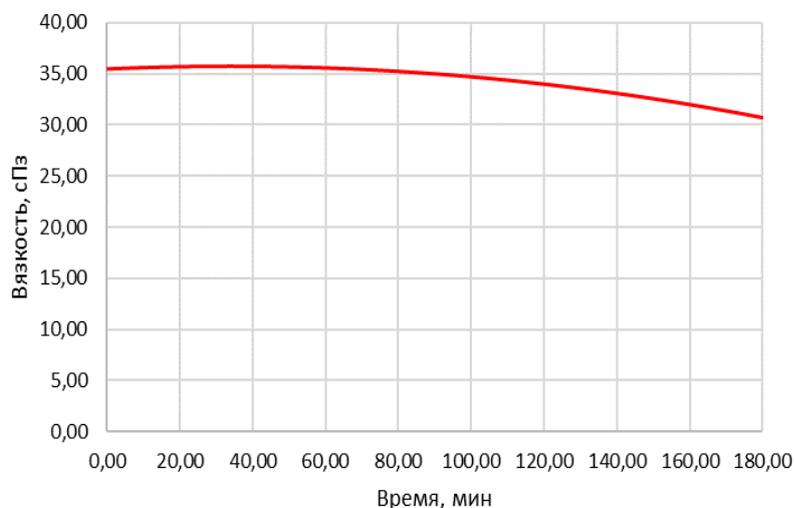


Рис. 15. Динамика изменения динамической вязкости жидкости ГРП на основе воды с источника Карабаш (2), смешанной с технологической жидкостью со скважины 1***

Эксперимент №12

Образец	Начальная вязкость, сПз	Конечная вязкость, сПз
Новая Михайловка (3) + 1***	6	1

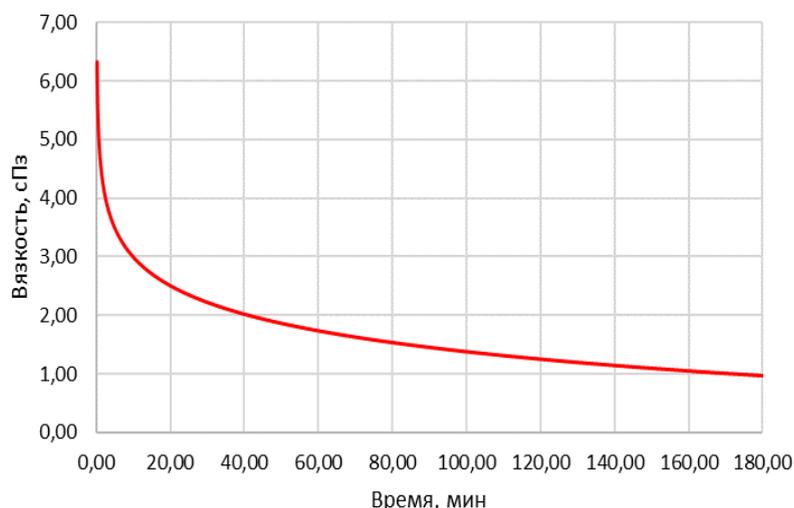


Рис. 16. Динамика изменения динамической вязкости жидкости ГРП на основе воды с источника Новая Михайловка (3), смешанной с технологической жидкостью со скважины 1***

Обобщая результаты, полученные при тестировании жидкостей ГРП на основе полимера, можно сделать вывод, что во всех экспериментах отсутствует факт «вторичного сшивания» при контакте с технологическими жидкостями. Сводные результаты тестов представлены в табл. 4.

Таблица 4

Сводные результаты тестов для разрушенных жидкостей ГРП на основе полимера

Технологическая жидкость	Источник воды	Начальная вязкость, сПз	Конечная вязкость, сПз	Увеличение/уменьшение вязкости, сПз
5***	Старое Шугурово (1)	8	5	-3
	Карабаш (2)	4	1	-3
	Новая Михайловка (3)	2,2	1	-1,2
3***	Старое Шугурово (1)	6	5	-1
	Карабаш (2)	3	1	-2
	Новая Михайловка (3)	5	1	-1
2***	Старое Шугурово (1)	34	20	-4
	Карабаш (2)	11	6	-5
	Новая Михайловка (3)	8	8	0
1***	Старое Шугурово (1)	17	9	-8
	Карабаш (2)	36	30	-6
	Новая Михайловка (3)	6	1	-5

Выводы по результатам работы

1. На основании проведенного анализа научно-технической литературы выявлено, что «вторичное сшивание» жидкостей ГРП является важным фактором, который необходимо учитывать при планировании и проведении ГТМ. Для

предупреждения «вторичного сшивания» разрушенных жидкостей ГРП необходимо проводить комплекс исследований на совместимость с технологическими жидкостями. Были выбраны основные методики и направления исследований, среди которых наиболее точными являются реологические исследования.

2. Результаты реологических исследований технологической жидкости со скважины 5*** при 100 сек^{-1} показывают, что при контакте с разрушенной жидкостью ГРП на основе полимера наблюдается снижение динамической вязкости на 3; 3 и 1,2 сПз для 1, 2 и 3 источника воды соответственно. Для скважины 3*** наблюдается снижение на 1; 2 и 1 сПз. Для скважины 2*** наблюдается снижение на 4; 5 и 0,1 сПз. Для скважины 1*** наблюдается снижение на 8; 6 и 5 сПз.
3. Исходя из результатов реологических исследований видно, что при добавлении исследуемых технологических жидкостей к разрушенному гелю ГРП присутствуют технологические риски в экспериментах №5 и №9. Увеличение вязкости может быть связано с тем, что содержащиеся в воде ионы трехвалентного железа могут выступать в качестве сшивающего агента при определенном значении водородного показателя (7-9).

Список литературы

1. Новая жидкость для проведения гидроразрыва пласта в осложненных геологических условиях / А.Ф. Закиров, А.В. Фадеев, Ш.Р. Габидуллин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 1. – С. 58-60.
2. Салимов В.Г., Тахаутдинов Ш.Ф., Насыбуллин А.В., Салимов О.В. Основы технологии гидравлического разрыва пластов: Учебное пособие. – Казань: Издательство «Фэн» АН РТ. – С. 3-4. ISBN 978-5-9690-0877-9
3. Мухаметшин, И.Р. Исследования горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта при помощи химических индикаторов притока, установленных на элементах заканчивания / И.Р. Мухаметшин, М.Т. Нухаев, Д.А. Семикин // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 3. – С. 46-49.
4. Жучков, С. Ю. Опыт моделирования и оценки эффективности горизонтальных скважин с трещинами гидроразрыва на Верхне-Шапшинском месторождении / С.Ю. Жучков, Р.Д. Каневская // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 7 – С. 92-96.
5. Опыт проведения гидроразрыва пласта на месторождениях Пермского края и основные направления повышения его эффективности / Д.В. Антонов, С.А. Кондратьев, А.А. Жуковский, Т.С. Кочнева // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 3. – С. 70-72.
6. Мордвинов, В.А. Интенсификация отборов нефти из добывающих скважин: учеб. пособие / В.А. Мордвинов, В.В. Поплыгин. – Пермь: Изд-во Пермского нац. исслед. политехнического ун-та, 2013. – 74 с.
7. Разработка, опыт применения и перспективы повторного использования инвертно-эмульсионных буровых растворов / О.В. Гаршина [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 10. – С. 56-59.

8. Технология утилизации отработанных инвертно-эмульсионных буровых растворов / И.Л. Некрасова [и др.] // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2013. – № 6. – С. 108–110.
9. Технология подготовки ствола скважины к освоению после вскрытия продуктивных пластов на инвертноэмульсионных буровых растворах / И.Л. Некрасова [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 3. – С. 59–63.
10. Изучение процесса диспергирования вязкоупругих составов под влиянием реагентов деструкторов различной химической природы / Г.В. Окроелидзе [и др.] // Башкирский химический журнал. – 2016. – № 2. – С. 32–40.
11. Условия пробоподготовки сульфитных щелоков для обнаружения гемицеллюлоз методом тонкослойной хроматографии / Г.А. Тептерева [и др.] // Башкирский химический журнал. – 2016. – № 2. – С. 47–55.
12. Пат. 2386665 РФ, С 09К 8/584, Е 21В 43/22. Термостойкий вязкоупругий состав для заканчивания и ремонта скважин / Фефелов Ю.В., Гаршина О.В., Шахарова Н.В., Окроелидзе Г.В.; заявитель и патентообладатель ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». – №2008144854; заявл. 13.11.2008; опубл. 2010, Бюл. № 11.
13. Пат. 2575384 РФ, С 09К 8/42, Е21В 43/22. Способ глушения скважин и вязкоупругий состав для его осуществления / Окроелидзе Г.В., Некрасова И.Л., Гаршина О.В. Хвощин П.А.; заявитель и патентообладатель ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» – № 2014154574/03; заявл. 31.12.2014; опубл. 2016, Бюл. № 5.
14. Овчинников В.П., Яковлев И.Г., Сиринов А.В. Особенности применения биополимерных ингибированных растворов для вскрытия продуктивных пластов, содержащих различные по химической активности глины (на примере месторождений Красноярского края) // Бурение и нефть. – 2014. – № 1. – С. 44–48.
15. Технология глушения скважин с использованием вязко-упругих составов с регулируемыми сроками деструкции / Окроелидзе Г.В. [и др.] // Статья SPE 171302 опубликована в международной библиотеке OnePetro на русском и английском языках. – 2014. – 11 с.
16. Шилов И.А. Подбор наиболее эффективных жидкостей глушения скважин и оценка их влияния при лабораторном моделировании/ И.А. Шилов, А.И. Неволин// Нефтепромысловое дело. – 2017. №12. -94 с.
17. Пономарёва, И.Н. Результаты исследований в области повышения эффективности технологий глушения скважин/ И.Н. Пономарёва, П.Ю. Илюшин // Нефтяное хоз-во. -2017. - №1. - 112с.
18. Силин, М.А. Исследование влияния ионов бора и минеральных солей, содержащихся в воде, на качество полисахаридных жидкостей ГРП / М.А. Силин, Л.А. Магадова, Л.А. Чирнина // Научно технический сборник нефтегазовой науки №12013

References

1. Zakirov A.F., Fadeev A.V., Gabidullin Sh.R. Innovative fracturing fluid. *Neftyanoe Khozyaistvo [Oil Industry]*. 2019, No.1, pp.58-60. (in Russian)
2. Salimov V.G., Takhautdinov Sh.F., Nasybullin A.V., Salimov O.V. Osnovy tekhnologii gidravlicheskogo razryva plastov [Fundamentals of hydraulic fracturing technology]. Kazan: Fen Publ., pp.3-4 ISBN 978-5-9690-0877-9. (in Russian)
3. Mukhametshin I.R., Nukhaev M.T., Semikin D.A. Monitoring lateral wells with multi-stage fracturing using the chemical markers embedded in completion equipment. *Neftyanoe Khozyaistvo [Oil Industry]*. 2018, No. 3, pp. 46-49. (in Russian)
4. Zhuchkov S.U., Kanevskaya R.D. Experience of simulation and efficiency estimation of multi-fractured horizontal wells on Verhne-Shapshinskoye field. *Neftyanoe Khozyaistvo [Oil Industry]*. 2013, No. 7, pp. 92-96. (in Russian)
5. Antonov D.V., Kondratiev S.A., Zhukovsky A.A., Kochneva T.S. Experience of hydraulic fracturing in the deposits of Perm region and the main directions of improving its efficiency. *Neftyanoe Khozyaistvo [Oil Industry]*. 2014, No. 3, pp. 70-72. (in Russian)
6. Mordvinov V.A., Poplygin V.V. Intensifikaciya otborov nefti iz dobyvayushchih skvazhin [Oil

- well stimulation]. Perm: Perm National Research Polytechnical University Publ., 2013, 74 p. (in Russian)
7. Garshina O.V. et al. Development, application of invert emulsion drilling fluids and prospects of their reuse. *Neftyanoe Khozyaistvo [Oil Industry]*. 2011, No. 10, pp. 56–59. (in Russian)
 8. Nekrasova I.L. et al. Tekhnologiya utilizacii otrabotannyh invertno-emul'sionnyh burovyyh rastvorov [Technology of waste invert-emulsion mud management]. *Territoriya Nefetgaz [Oil and Gas Territory]*. 2013, No. 6, pp. 108–110. (in Russian)
 9. Nekrasova I.L. et al. Tekhnologiya podgotovki stvola skvazhiny k osvoeniyu posle vskrytiya produktivnyh plastov na invertnoemul'sionnyh burovyyh rastvorah. [Wellbore pretreatment technology prior to well production testing after their drilling with invert-emulsion mud]. *Neft, Gaz, Novacii [Oil, Gas, Innovations]*. 2015, No. 3, pp. 59–63. (in Russian)
 10. Okromelidze G.V. et al. Izuchenie processa dispergirovaniya vyazkouprugih sostavov pod vliyaniem reagentov destruktirov razlichnoj himicheskoy prirody [Study of viscoelastic system dispersion process when exposed to breaking agents with various chemical properties]. *Bashkirskij himicheskij zhurnal [Bashkir Chemical Journal]*. 2016, No. 2, pp. 32–40. (in Russian)
 11. Teptereva G.A. et al. Usloviya probopodgotovki sul'fitnyh shchelokov dlya obnaruzheniya gemicellyuloz metodom tonkoslojnoj hromatografii [Conditions of sulfite waste liquor sample preparation for hemicellulose detection by thin-layer chromatography]. *Bashkirskij himicheskij zhurnal [Bashkir Chemical Journal]*. 2016, No. 2, pp. 47–55. (in Russian)
 12. Fefeflov U.V., Garshina O.V., Shakharova N.V., Okromelidze G.V. RF Patent 2386665, C 09K 8/584, E 21B 43/22. Termostojkij vyazkouprugij sostav dlya zakanchivaniya i remonta skvazhin [Heat-resistant viscoelastic system for well completion and workover]. Patent holder: LUKOil Engineering. No.2008144854; appl. on 13.11.2008; publ. in 2010, Bull. No.11. (in Russian)
 13. Okromelidze G.V., Nekrasova I.L., Garshina O.V., Khvoshchin P.A. RF Patent 2575384, C 09K 8/42, E21B 43/22. Sposob glusheniya skvazhin i vyazkouprugij sostav dlya ego osushchestvleniya [Well killing method and viscoelastic system to kill a well]. Patent holder: LUKOil Engineering. No.2014154574/03; appl. on 31.12.2014; publ. in 2016, Bull. No. 5. (in Russian)
 14. Ovchinnikov V.P., Yakovlev I.G., Sirin A.V. Using peculiarities of inhibited biopolymer mud for completion of productive stratum containing clays with various chemical activity (example of Krasnoyarsk territory's fields). *Burennye i Neft [Drilling and Oil]*. 2014, No.1, pp. 44–48. (in Russian)
 15. Okromelidze G.V. et al. Tekhnologiya glusheniya skvazhin s ispol'zovaniem vyazko-uprugih sostavov s reguliruemyimi srokami destrukcii [Well killing technology using viscoelastic systems with adjusted degradation period]. SPE 171302 paper, published in OnePetro. 2014, 11 p. (in Russian and English)
 16. Shilov I.A., Nevolin A.I. Selection of the most efficient fluids of wells killing for reservoir rocks of Perm region deposits and assessment of their impact during laboratory simulation]. *Neftpromyslovoye Delo [Petroleum Engineering]*. 2017, No.12, 94 p. (in Russian)
 17. Ponomareva I.N., Ilyushin P.U. Results of research for improving well-killing technology. *Neftyanoe Khozyaistvo [Oil Industry]*. 2017, No.1, 112 p. (in Russian)
 18. Silin M.A., Magadova L.A., Chirina L.A. Issledovanie vliyaniya ionov bora i mineral'nyh solej, sodержashchih v vode, na kachestvo polisaharidnyh zhidkostej GRP [Studying the effect of boron ions and mineral salts in water on polysaccharide fracking fluid quality]. Scientific collection of Oil and Gas Industry, No. 12013 (in Russian)

Сведения об авторах

Аленькин Илья Алексеевич, инженер лаборатории НПХ ЦНТИ ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет – Высшая школа нефти»
Россия, 423458, Альметьевск, ул. Ленина, 2
E-mail: alenkin.cnti@yandex.ru

Белова Татьяна Тарасовна, инженер лаборатории НПХ ЦНТИ ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет – Высшая школа нефти»
Россия, 423458, Альметьевск, ул. Ленина, 2
E-mail: belova.tatiana92@mail.ru

Закиров Ринат Рашитович, инженер лаборатории НПХ ЦНТИ ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет – Высшая школа нефти»
Россия, 423458, Альметьевск, ул. Ленина, 2
E-mail: Zakirov-rinat-94@mail.ru

Кабирова Алесия Хатиповна, к.т.н., старший научный сотрудник отдела ИСКиУ, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423458, Альметьевск, ул. Советская 186а
E-mail: ahkairova@tatnipi.ru

Authors

I.A. Alenkin, Lab technician, Engineer, Oil-field chemistry laboratory, Almeteyevsk State University of Technology – Higher Petroleum School
2, Lenin Str., Almeteyevsk, 423458, Russian Federation
E-mail: alenkin.cnti@yandex.ru

T.T. Belova, Lab technician, Engineer, Oil-field chemistry laboratory, Almeteyevsk State University of Technology – Higher Petroleum School
2, Lenin Str., Almeteyevsk, 423458, Russian Federation
E-mail: belova.tatiana92@mail.ru

R.R. Zakirov, Engineer, Oil-field chemistry laboratory, Almeteyevsk State University of Technology – Higher Petroleum School
2, Lenin Str., Almeteyevsk, 423458, Russian Federation
E-mail: Zakirov-rinat-94@mail.ru

A.Kh. Kabirova, PhD, Senior Researcher, Formation Evaluation and Well Test Department, TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT
186a, Sovetskaya Str., Almeteyevsk, 423458, Russian Federation
E-mail: ahkairova@tatnipi.ru

Статья поступила в редакцию 06.05.2024
Принята к публикации 19.06.2024
Опубликована 30.06.2024