

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.215-228>

EDN ULMNPV

УДК 622.276.66

## **Взаимовлияние жидкостей ГРП и технологических жидкостей**

*Аленькин И.А., Закиров Р.Р.*

*ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»,*

*Альметьевск, Россия*

## **Interference of fracking fluids and process liquids**

*I.A. Alenkin, R.R. Zakirov*

*Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk, Russia*

**E-mail: [alenkin.cnti@yandex.ru](mailto:alenkin.cnti@yandex.ru)**

**Аннотация.** В работе исследовано влияние ионного состава технологических жидкостей, применяемых в скважине на повторное сшивание жидкостей ГРП после их деструкции. Результаты показали важность учета "вторичного сшивания" при планировании и проведении операций ГРП, а также необходимость исследований совместимости используемых в скважине жидкостей. Эксперименты выявили, что жидкость ГРП на пресной воде при взаимодействии с жидкостью глушения с добавлением облагораживающих компонентов обладает потенциалом к вторичной сшивке. «Вторичная сшивка» сопровождается ростом вязкости системы, которая происходит при взаимодействии деструктированного геля с ионами трехвалентного железа, которые могут содержаться в пробах технологических жидкостей. Таким образом, отсутствие контроля над процессами коррозии и наличие определенных компонентов в технологических жидкостях работы в скважине могут привести к риску повторного сшивания, и как следствие снижению эффективности ГРП. Учет и контроль рисков при взаимодействии жидкостей в скважине является необходимым условием эффективного выполнения работ по ГРП.

**Ключевые слова:** гидроразрыв пласта, водородный показатель, жидкости глушения, промывочные жидкости, совместимость, сшивка, динамическая вязкость, моющий агент

Для цитирования: Аленькин И.А., Закиров Р.Р. Взаимовлияние жидкостей ГРП и технологических жидкостей // Нефтяная провинция.-2024.-№1(37).-С. 215-228. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.215-228>. - EDN ULMNPV

**Abstract.** The study investigated the impact of ion composition in technological fluids on the re-agglomeration of hydraulic fracturing (HF) fluids after their destruction. The findings underscored the importance of considering "re-agglomeration" during the planning and execution of HF operations, as well as the necessity of conducting compatibility studies on the fluids. Experimental observations revealed that kill fluids based on mineralized water exhibited a reduction in dynamic viscosity when HF fluids were added. However, the addition of specific components posed a risk of re-agglomeration, particularly in wells with high corrosion rates. Further investigations involving higher concentrations of trivalent iron ions are warranted to assess these risks under such conditions.

**Key words:** *hydraulic fracturing, pH indicator, killing fluids, washing liquids, compatibility, stitching, dynamic viscosity, washing agent*

**For citation:** I.A. Alenkin, R.R. Zakirov Vzaimovliyaniye zhidkostey grp i tekhnologicheskikh zhidkostey [Interference of fracking fluids and process liquids]. Neftyanaya Provintsiya, No. 1(37), 2024. pp. 215-228. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.215-228>. EDN ULMNPV (in Russian)

Гидроразрыв пласта – один из методов интенсификации добычи нефти, который заключается в создании в пласте-коллекторе высокопроводимой трещины для обеспечения притока флюида. Под воздействием давления жидкости ГРП, трещина увеличивается и возникает ее связь с системой естественных трещин, не вскрытых скважиной. Таким образом, расширяется область пласта, дренируемая скважиной. В образованные трещины жидкостями разрыва транспортируется пропант, который закрепляет трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления [1,5].

Пресные источники воды, применяемые для приготовления жидкостей ГРП, содержат в себе катионы и анионы. В группу катионов входят: кальций ( $\text{Ca}^{2+}$ ), магний ( $\text{Mg}^{2+}$ ), натрий ( $\text{Na}^+$ ). Группу анионов составляют: хлор ( $\text{Cl}^-$ ), соли угольной кислоты ( $\text{HCO}_3^-$ ), соли серной кислоты ( $\text{SO}_4^{2-}$ ).

На процесс гидратации влияет состояние всех молекул растворителя в общей системе. Чем выше концентрация ионов в растворе, тем сильнее их воздействие на молекулы растворителя. 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 [2, 3].

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 воде, 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 [6-8].

Химические гели образуются вследствие набухания в большом объеме растворителя полимера, макромолекулы которого пространственно сшиты ковалентными связями с соответствующими сшивающими агентами. Данный тип гелей подвержен разрушению только под действием тер-

мической деструкции полимера или течения, вызванного напряжением, приводящим к разрыву ковалентных связей с их дальнейшей перестройкой [9-11].

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 высокоструктурированный. Для увеличения вязкости и сшивания водных растворов полимеров гуарового класса могут применяться боратные сшивающие агенты.

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.

Гуаровая основа или производное гуара обрабатывается соединением металла, который соединяет («сшивает») многочисленные молекулярные цепочки загущающего полимера [12]. Сшивание эффективно увеличивает размер молекул базового гуарового полимера, увеличивая вязкость в диапазоне скоростей сдвига, важном для гидроразрыва, от 5 до 100 раз. В качестве сшивающего элемента часто используется бор (В), за которым следуют металлоорганические сшиватели, такие как соединения циркония (Zr), трехвалентное железо ( $Fe^{3+}$ ) и титана (Ti), и в меньшей мере сурьмы (Sb) и алюминия (Al).

Трехвалентное железо растворимо в воде с уровнем рН 7,5 и ниже. При уровне рН выше 7,5 трехвалентное железо начинает выпадать в осадок.

Такая форма ионов может изменить валентное состояние сшивателя или сыграть роль катализатора процесса окисления полисахаридных гелеобразователей. Превышение допустимого количества (8 мг/л) такого железа в воде может привести к «пересшиванию». В воде с уровнем рН выше 10 трехвалентное железо может сработать как сшиватель.

На процесс сшивания могут оказывать влияние следующие факторы:

- температура базовой жидкости;
- рН базовой жидкости;
- концентрация реагентов – гелеобразователя и сшивателя;
- тип применимого сшивающего агента;
- присутствие ионов и лиганд, способных образовывать со сшивателем химические связи. [13]

Таким образом, основной задачей данной работы является определение влияния технологических жидкостей (глушения, промывочных, агентов ППД) на повторное сшивание разрушенных гелей ГРП.

Для определения химического состава воды с пресных источников, которая используется в качестве основы для жидкостей ГРП, был проведен физико-химический шестикомпонентный анализ. За допустимые значения приняты нормативные данные, представленные в СТО-ТН 631-2020 [4]. Результаты анализа представлены в табл. 1.

Таблица 1

***Результаты физико-химического анализа воды с пресных источников***

Показатель	Ед. изм.	Допустимые значения	Пресная вода с источника №1 (1С)	Пресная вода с источника №2 (2С)
Удельный вес	г/см <sup>3</sup>	1,0	0,997	0,996
Начальный рН	Ед.	6-7,5	7,45	7,4
Щелочность	мг/л	400	100-120	120-140
Сульфаты	мг/л	320	50-75	60-86
Железо	мг/л	8	<0,5	3,5
Хлориды	мг/л	320	55-70	147-160
Общая жест.	мг/л	500	77,05-100	170-228

Кальц. жест.	мг/л	-	51,4-68	122-136,9
Магн. жест.	мг/л	-	25,6-32	48-91

Анализируя полученные результаты, можно сделать вывод, что содержание компонентов и анализируемые физическо-химические свойства удовлетворяют требованиям, однако в пресной воде с источника №2 (2С) наблюдается повышенное содержание ионов трехвалентного железа.

Определить показатель совместимости или несовместимости, т.е. повторное сшивание, жидкости ГРП после ее деструкции с технологическими жидкостями можно с помощью анализа результатов динамики изменения водородного показателя и динамической вязкости.

Для исследования совместимости жидкости ГРП, смешанной с жидкостями глушения, был приготовлен сшитый гель. Рецептúra варьировалась в зависимости от физико-химических свойств воды (Табл. 2).

Таблица 2

*Рецептура жидкости ГРП с применением хим. реагентов*

Наименование	Загрузка	Ед. изм.
Гелеобразователь	3,2	кг/м <sup>3</sup>
Сшиватель	1,6	л/м <sup>3</sup>
Дезэмульгатор	2,0	л/м <sup>3</sup>
Стабилизатор глин	1,5	л/м <sup>3</sup>
Деструктор	1,4	л/м <sup>3</sup>
Активатор деструктора	1,8	л/м <sup>3</sup>
Биоцид	0,01	кг/м <sup>3</sup>
Стабилизатор солей	0,3	кг/м <sup>3</sup>

В качестве основы жидкостей ГРП использовались два источника пресной воды, применяемых для приготовления жидкостей ГРП. Показатели готовых линейных и сшитых гелей, таких как водородный показатель, динамическая вязкость и др. представлены в табл. 3.

Таблица 3

**Свойства линейных и сшитых гелей ГРП, приготовленных с использованием различных источников пресных вод**

Физико-химические свойства гелей	Источник воды	
	Пресная вода с источника №1 (1С)	Пресная вода с источника №2 (2С)
Вязкость линейного геля, сР	23	22,3
рН линейного геля	7,76	7,96
рН сшитого геля	8,38	8,25
Время сшивания, с	27,5	24
Вязкость сшитого геля, сР	749	700
Вязкость сшитого геля в тесте на стабильность через 50 мин, сР	572	603

С целью оценки возможностей повторной сшивки при взаимодействии с технологическими жидкостями глушения скважин перед ремонтом были приготовлены растворы геля ГРП после деструкции с добавлением хим. реагентов МЛ-81Б и ТН-МС-2, активно используемых в приготовлении жидкостей глушения.

В табл. 4 представлены значения водородного показателя рассматриваемых жидкостей перед началом теста на вторичную сшивку.

Таблица 4

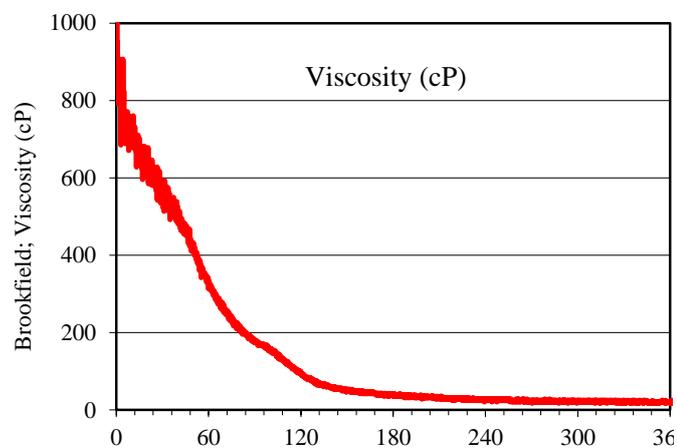
**Значения водородного показателя исследуемых жидкостей**

Основа геля ГРП	Гель ГРП после деструкции	Гель ГРП после деструкции (90%) + основа жидкости глушения (10%) с добавлением хим. реагента МЛ-81Б	Гель ГРП после деструкции (90%) + основа жидкости глушения (10%) с добавлением хим. реагента ТН-МС-2
Пресная вода с источника №1	7,458	5,487	5,516
Пресная вода с источника №2	7,566	5,615	5,922

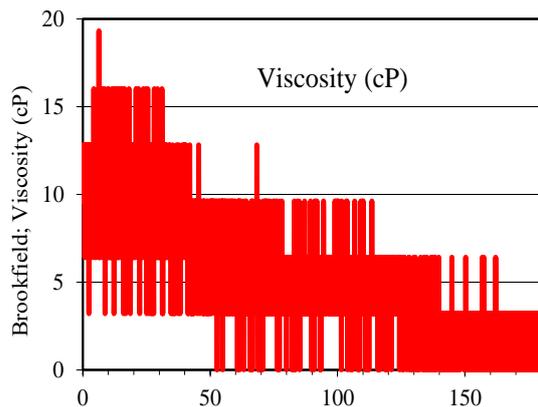
Для проведения исследования на деструкцию отобрали 22,5 мл (90%) разрушенного геля, приготовленного по рецептуре с применением химических реагентов, и добавили 2,5 мл (10%) исследуемого образца жидкости глушения. Далее проводились исследования по оценке реологических

свойств (оценка деструкции жидкости ГРП) на реометре высокого давления Brookfield с охлаждающим термостатом Julabo F26 при пластовой температуре 25°C в течение 180 минут.

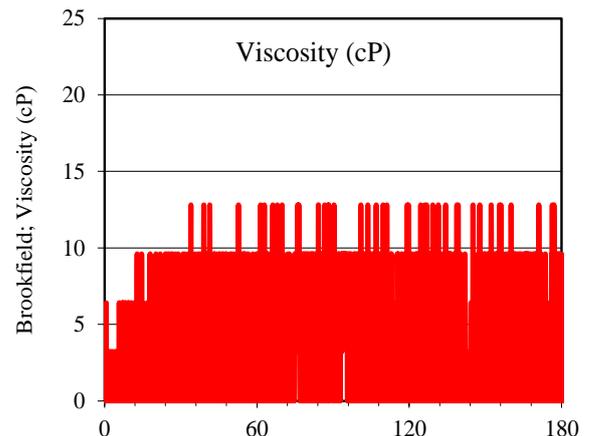
1) Деструкция жидкости ГРП, приготовленной на основе пресной воды с источника №1, и совместимость с жидкостями глушения с техническими добавками 1С + МЛ-81Б и 1С + ТН-МС-2, используемых в приготовлении жидкостей глушения представлена на графиках динамики изменения вязкости во времени (Рис. 1-3).



**Рис. 1. График теста на деструкцию жидкости ГРП на основе воды пресной воды с источника №1 с применением хим. реагентов**



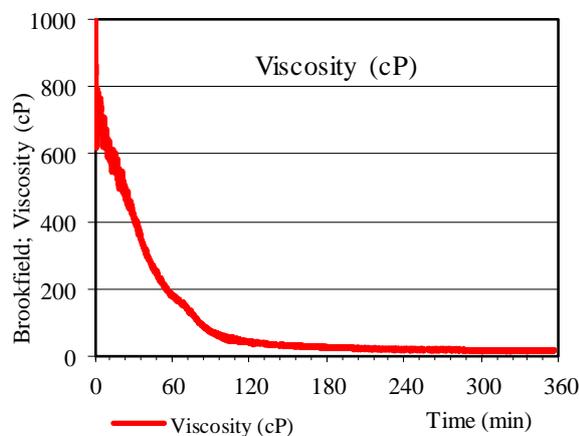
**Рис. 2. График теста на совместимость разрушенного геля с жидкостью 1С + МЛ-81Б (10%)**



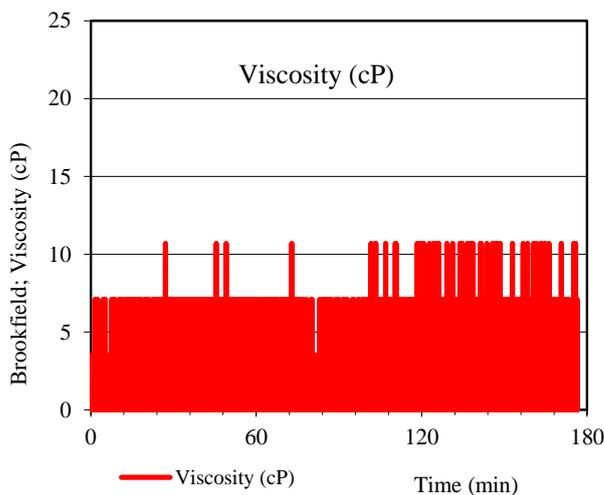
**Рис. 3. График теста на совместимость разрушенного геля с жидкостью 1С + ТН-МС-2 (10%)**

По результатам исследования разрушенного геля, приготовленного на основе пресной воды с источника №1, при взаимодействии с жидкостями 1С + МЛ-81Б (Рис. 2) и 2С + ТН-МС-2 (Рис. 3) увеличение вязкости не зафиксировано.

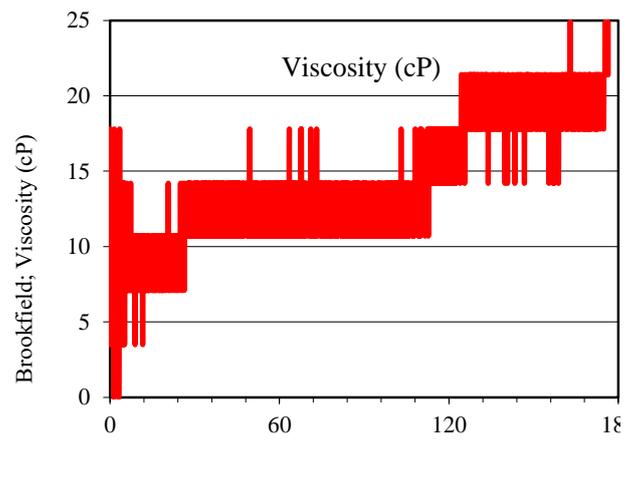
2) Деструкция жидкости ГРП, приготовленной на пресной воде с источника №2, и совместимость с жидкостями глушения с техническими добавками 2С + МЛ-81Б и 2С + ТН-МС-2 используемых в приготовлении жидкостей глушения.



**Рис. 4. График теста на деструкцию жидкости ГРП на основе воды пресной воды с источника №2**



**Рис. 5. График теста на совместимость разрушенного геля с жидкостью 2С + МЛ-81Б (10%)**



**Рис. 6. График теста на совместимость разрушенного геля с жидкостью 2С + ТН-МС-2 (10%)**

По результатам исследования разрушенного геля, приготовленного на пресной воде с источника №2, при взаимодействии с жидкостью 2С + ТН-МС-2 (10%) зафиксировано увеличение динамической вязкости. В образце, который демонстрирует повышение вязкости, также отмечается увеличение водородного показателя на 7-8%. На основании полученных результатов можно сделать вывод, что жидкость ГРП на пресной воде с источника №2 при взаимодействии с жидкостью глушения с добавлением мощного препарата ТН-МС-2 обладает потенциалом к вторичной сшивке.

Таблица 5

*Сводная таблица результатов тестирований по определению водородного показателя*

Основа геля ГРП	Технологическая жидкость глушения	Гель ГРП после деструкции	Гель ГРП после деструкции (90%) + основа жидкости глушения (10%) с добавлением хим. реагента МЛ-81Б	Гель ГРП после деструкции (90%) + основа жидкости глушения (10%) с добавлением хим. реагента ТН-МС-2
Пресная вода с источника №1	1С	7,458	5,487	5,516
Пресная вода с источника №2	2С	7,566	5,615	5,922

Таблица 6

*Сводная таблица результатов тестирований по определению динамической вязкости*

Основа геля ГРП	Технологическая жидкость глушения	Гель ГРП после деструкции (90%) + основа жидкости глушения (10%) с добавлением хим. реагента МЛ-81Б	Гель ГРП после деструкции (90%) + основа жидкости глушения (10%) с добавлением хим. реагента ТН-МС-2
Пресная вода с источника №1	1С	Нет	Нет
Пресная вода с источника №2	2С	Нет	Увеличение динамической вязкости в 2-2,5 раза

## Заключение

В работе были изучено влияние ионного состава технологических жидкостей применяемых при приготовлении жидкостей ГРП и жидкостей глушение на повторное «сшивание» жидкостей ГРП после их деструкции. По результатам работы были сделаны следующие выводы:

1. «Вторичное сшивание» жидкостей ГРП является важным фактором, который необходимо учитывать при планировании и проведении ГТМ для предотвращения технологических рисков обусловленных кольматацией порового пространства.

2. Для предупреждения «вторичного сшивания» разрушенных жидкостей ГРП необходимо проводить комплекс исследований на совместимость с технологическими жидкостями.

3. Реологические исследования проводились при скоростях сдвига  $100-511 \text{ сек}^{-1}$  в диапазоне температур  $20-32 \text{ }^\circ\text{C}$ . По результатам проведенных реологических исследований выявлено, что жидкости глушения на основе только минерализованной воды демонстрируют стабильное уменьшение динамической вязкости в диапазоне  $10-30\%$  при добавлении к жидкостям ГРП.

4. Поведение сложных технологических жидкостей с добавлением облагораживающих компонентов могут привести к рискам повторной сшивки жидкостей ГРП. Например, жидкость с источника 2С с добавлением реагента ТН-МС-2 (10%) приводит к незначительному увеличению динамической вязкости в среднем с 10 до 20-25 сПз, однако данные значения в 20-25 раз меньше средней вязкости сшитого геля. Данный рост вязкости может быть обусловлен взаимодействием геля с ионами трехвалентного железа, которое содержится в пробах технологических жидкостей. В связи с этим существует риск «вторичного сшивания» разрушенных жидкостей ГРП при проведении тех. операций на скважинах с высокой коррозией оборудования.

Комплекс исследований показал возможность вторичной сшивки. В связи с этим необходимо дальнейшее проведение исследований с повышенной концентрацией ионов трехвалентного железа с целью оценки рисков «вторичного сшивания» при проведении технологических операций на скважинах с высокой коррозией оборудования.

### Список литературы

1. Токунов, В.И. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин [Текст] / В. И. Токунов, А. З. Саушин. // М: Недра, 2004. – 711 с.
2. 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.
3. Пономарёва, И.Н. Результаты исследований в области повышения эффективности технологий глушения скважин/ И.Н. Пономарёва, П.Ю.Илюшин // Нефтяное хоз-во. -2017. - №1. – 112 с.
4. СТО ТН 631-2020 - Стандарт организации «Инструкция по обеспечению и контролю качества при проведении гидроразрыва пласта (ГРП), кислотного гидроразрыва пласта (КГРП) и соляно-кислотной обработки (СКО) в ПАО «Татнефть»». Бугульма – 2020
5. Ely, J.W. Nine Plus Years of Production Show Value of Proper Design in Oil Window of Barnett Shale / J. W. Ely et al. // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition - OnePetro, 2019.
6. Polymer Gels and Networks / Ed. By. Osada, A.R. Khokhlov. N.Y.M. Dekker Inc. 2001. 400 p.
7. Роговина Л. З. Влияние условий синтеза на строение гидрофобно модифицированных полиакриламидов и реологию растворов и гелей // Високомолекулярные соединения 2004. Т. 46, № 4. С. 644.
8. Yang Y., Schulz D., Steiner C.A. Physical Gelation of Hydrophobically Modified Polyelectrolytes I. Homogeneous Gelation of Alkylated polyacrylamide-cosodium acrylate // Langmuir. 1999. N 15. P. 4335-4343.
9. Исследование свойств гидрогелей на основе сополимеров 2-гидроксиэтилметакрилата / И.Л. Валуев, В.К. Кудряшов, И.В. Обыденнова, Г.А. Сытов, Л.И. Валуев // Вестник Моск. ун-та. 2003. Т. 44, No 2. С. 149-152.
10. Picot D. R., Ross-Murphy S.B. Polymer Gels and Networks/ Ed. by Y.Osada, A.R. Khokhlov. N.Y.: Marcel Dekker Inc. 2001. P.47-65.
11. Дубровский С. А., Харитоновна Л. А. Упругость гидрогелей, получаемых фотополимеризацией макрономеров // Високомолекулярные соединения 2004. Т.45, No 9. С. 1505-1510.
12. 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. 157-158. ISBN 978-5-9690-0877-9
13. Закиров, Р.Р. Ввод в активную разработку запасов нефти за счет проведения ГРП в скважинах с высокой обводненностью с применением гидрофобизаторов. Гидроразрыв пласта в высокообводненных скважинах / Р.Р. Закиров, Р.Л. Будкевич, А.А. Га-

рипова // Нефть и газ - 2021: Сборник тезисов, Москва, 26–30 апреля 2021 года. Том 1. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина, 2021. – С. 216-217.

### References

1. Tokunov, V.I. Technological fluids and compositions for increasing the productivity of oil and gas wells [Text] / V. I. Tokunov, A. Z. Saushin. // M.: Nedra, 2004. - 711 p. (in Russian)
2. Shilov, I.A. Selection of the most effective well killing fluids and assessment of their impact in laboratory modeling / I.A. Shilov, A.I. Nevolin // Oilfield Engineering. - 2017. N. 12. - 94 p. (in Russian)
3. Ponomareva, I.N. Results of research in the field of improving the efficiency of well killing technologies / I.N. Ponomareva, P.Yu. Ilyushin // Oil industry. -2017. - N. 1. - 112 p. (in Russian)
4. STO TN 631-2020 - Standard of the organization "Instruction for ensuring and quality control during hydraulic fracturing (HF), acid hydraulic fracturing (ACF) and hydrochloric acid treatment (HAT) in PJSC Tatneft". Bugulma – 2020. (in Russian)
5. Ely, J. W. Nine Plus Years of Production Show Value of Proper Design in Oil Window of Barnett Shale / J. W. Ely et al. // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. — OnePetro, 2019. (in English)
6. Polymer Gels and Networks / Ed. By. Osada, A.R. Khokhlov. N.Y.: M. Dekker Inc. 2001. 400 p. (in English)
7. Rogovina L. Z. Influence of synthesis conditions on the structure of hydrophobically modified polyacrylamides and rheology of solutions and gels // High-molecular compounds 2004. Vol. 46, No. 4. p. 644. (in Russian)
8. Yang Y., Schulz D., Steiner C. A. Physical Gelation of Hydrophobically Modified Polyelectrolytes I. Homogeneous Gelation of Alkylated polyacrylamide-cosodium acrylate // Langmuir. 1999. N 15. P. 4335-4343. (in English)
9. Investigation of the properties of hydrogels based on copolymers of 2-hydroxyethylmethacrylate / I.L. Valuev, V.K. Kudryashov, I.V. Obydenova, G.A. Sytov, L.I. Valuev // Vestnik Mosk. un-ta. 2003. Vol. 44, No 2. pp. 149-152. (in Russian)
10. Picot D. R., Ross-Murphy S.B. Polymer Gels and Networks/ Ed. by Y.Osada, A.R. Khokhlov. N.Y.: Marcel Dekker Inc. 2001. P. 47-65. (in English)
11. Dubrovsky S. A., Kharitonova L. A. Elasticity of hydrogels obtained by photopolymerization of macromonomers // High-molecular compounds 2004. Vol.45, no. 9. pp. 1505-1510. (in Russian)
12. Salimov V.G., Takhautdinov Sh.F., Nasybullin A.V., Salimov O.V. Fundamentals of hydraulic fracturing technology: Textbook. – Kazan: Publishing House "Feng" of the Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan. – pp. 157-158. ISBN 978-5-9690-0877-9 (in Russian)
13. Zakirov, R.R. Putting into active development of oil reserves due to hydraulic fracturing in wells with high water content using hydrophobizers. Hydraulic fracturing in highly watered wells / R. R. Zakirov, R. L. Budkevich, A. A. Garipova // Oil and Gas - 2021: Collection of abstracts, Moscow, April 26-30, 2021. Volume 1. – Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), 2021. – pp. 216-217. (in Russian)

### **Сведения об авторах**

*Аленькин Илья Алексеевич*, инженер-лаборант лаборатории НПХ ЦНТИ, ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт» (АГНИ)

ORCID ID 0009-0002-4609-1377

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина 2

Email: alenkin.cnti@yandex.ru

*Закиров Ринат Рашитович*, инженер лаборатории НПХ ЦНТИ, ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт» (АГНИ)

ORCID ID 0000-0001-6247-4930

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина 2

Email: Zakirov-rinat-94@mail.ru

### **Authors**

*I.A. Alenkin*, Lab technician, Oil-field chemistry laboratory, Almeteyevsk State Oil Institute

ORCID ID 0009-0002-4609-1377

2, Lenina st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation

Email: alenkin.cnti@yandex.ru

*R.R. Zakirov*, Engineer, Oil-field chemistry laboratory, Almeteyevsk State Oil Institute

ORCID ID 0000-0001-6247-4930

2, Lenina st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation

Email: Zakirov-rinat-94@mail.ru

*Статья поступила в редакцию 02.05.2023*

*Принята к публикации 21.03.2024*

*Опубликована 30.03.2024*