ISSN 2712-8008
Том / Volume 26 №2 2026
Домашняя страница журнала: http://vestnik.pstu.ru/geo/
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622.276.66.002.34
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2026

Определение критериев стабильности жидкости для гидравлического разрыва пласта

Г.Р. Юсупова[1], В.А. Сираздинов[1], А.А. Мубаракшин[1], М.С. Абрамов[1], А.Е. Якушева[1], И.Г. Фаттахов[2]

[1]ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина (Российская Федерация, 423450, г. Альметьевск, ул. Ленина, 75а)

[2]Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина (Российская Федерация, 423462, г. Альметьевск, ул. Советская, 186а)

Determination of Fluid Stability Criteria for Hydraulic Fracturing

Guzel R. Yusupova[1], Vagiz A. Sirazdinov[1], Aidar A. Mubarakshin[1],
Maksim S. Abramov[1], Alina E. Yakusheva[1], Irik G. Fattakhov[2]

[1]PJSC TATNEFT named after V.D. Shashin (75a Lenina st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation)

[2]TatNIPIneft R&D Institute of the PJSC TATNEFT named after V.D. Shashin (186a Sovetskaya st., Almetyevsk, 423462, Russian Federation)

Получена / Received: 03.10.2025. Принята / Accepted: 20.04.2026. Опубликована / Published: 14.05.2026

Ключевые слова:
скважина, гидроразрыв пласта (ГРП), жидкость ГРП, сшитый гель, пресная вода, минералогический состав, деструктор, окислительный деструктор, активатор деструктора, деструкция, время деструкции, реологические параметры, концентрация, трещина, пропант.

Представлены результаты исследования влияния общей жесткости пресной воды на реологические параметры жидкости для гидравлического разрыва пласта (ГРП). На сегодняшний день основным типом технологических жидкостей, используемых при проведении ГРП, являются составы на водной основе – сшитые гуаровые системы. К преимуществам данных систем относят высокую эффективную вязкость, за счет чего жидкости ГРП хорошо удерживают в объеме расклинивающий материал (пропант), регулирование вязкостных параметров и времени деструкции сшитых систем. Исследование реологических характеристик сшитого геля позволяет оценить технологические параметры жидкости и возможность ее применения в каждом конкретном технологическом процессе ГРП.

Для проведения исследований была отобрана пресная вода из трех наливных пунктов, которая используется для приготовления жидкостей для ГРП на территории Республики Татарстан. Физико-химический анализ, проведенный с января по сентябрь 2025 г., выявил высокое содержание общей жесткости на наливном пункте 2 по сравнению с наливными пунктами 1 и 3. Результаты тестирования жидкостей для ГРП на данных источниках показали, что с увеличением показателей общей жесткости воды более 500 мг/дм3 ухудшается стабильность сшитого геля и ускоряется процесс деструкции, что повышает риск технологического осложнения при ГРП.

Для обеспечения требуемых свойств сшитого геля предложено разбавление рабочего концентрированного активатора деструктора до 20, 30 и 40 %. Выполненный комплекс лабораторных исследований по подбору загрузки и концентрации активатора деструктора подтверждает перспективу промышленного применения разбавленного 30%-ного активатора брейкера для проведения процессов ГРП.

Выявлена необходимость постоянного мониторинга показателей качества воды, которые влияют на реологические характеристики жидкостей, применяемых в процессах ГРП, и параметров сшитого геля. Данный подход позволит существенно повысить эффективность процессов ГРП и добычу углеводородов.

Keywords:
well, hydraulic fracturing, hydraulic fracturing fluid, cross-linked gel, fresh water, mineralogical composition, destructor, oxidative destructor, destructor activator, destruction, destruction time, rheological parameters, concentration, crack, proppant.

The results of a study examining the effect of freshwater total hardness on the rheological properties of hydraulic fracturing fluids are presented. Currently, the primary type of process fluid used in hydraulic fracturing are water-based compounds – crosslinked guar systems. The advantages of these systems include high effective viscosity, which allows them to effectively retain proppant, and control the viscosity and degradation time of crosslinked systems. Studying the rheological properties of crosslinked gels allows us to evaluate the process parameters of the fluid and its suitability for each specific hydraulic fracturing process.

Fresh water from three loading stations used to prepare hydraulic fracturing fluids in the Republic of Tatarstan was sampled for the study. Physicochemical analysis conducted from January to September 2025 revealed a higher total hardness level at loading station 2 compared to loading stations 1 and 3. Results from testing hydraulic fracturing fluids at these sources showed that as total water hardness increases above 500 mg/dm^3, the stability of the cross-linked gel deteriorates and the degradation process accelerates, increasing the risk of process complications during hydraulic fracturing.

To ensure the required properties of the cross-linked gel, dilution of the working concentrated breaker activator to 20, 30, and 40% is proposed. A series of laboratory studies to select the loading and concentration of the breaker activator confirms the potential for industrial use of a diluted 30% breaker activator for hydraulic fracturing processes.

The need for continuous monitoring of water quality parameters that affect the rheological properties of hydraulic fracturing fluids and the parameters of cross-linked gels has been identified. This approach will significantly improve the efficiency of hydraulic fracturing processes and hydrocarbon production.

Юсупова Гузель Райхановна (ORCID: 0009-0000-4307-2408), e-mail: YusupovaGRa@tatneft.tatar. Контактное лицо для переписки.
Сираздинов Вагиз Асхатович (ORCID: 0009-0003-7635-4278), e-mail: SirazdinovVA@tatneft.tatar.
Мубаракшин Айдар Айратович (ORCID: 0009-0003-0092-756X), e-mail: MubarakshinAA@tatneft.tatar.
Абрамов Максим Сергеевич (ORCID: 0009-0004-4841-3055), e-mail: AbramovMS@tatneft.tatar.
Якушева Алина Евгеньевна (ORCID: 0009-0008-9001-2764), e-mail: YakushevaAE@tatneft.tatar.
Фаттахов Ирик Галиханович (Author ID in Scopus: 48560997700, ORCID: 0000-0002-3086-4323) – доктор технических наук, e-mail: fattakhovig@tatneft.ru.

Guzel R. Yusupova (ORCID: 0009-0000-4307-2408), e-mail: YusupovaGRa@tatneft.tatar. The contact person for correspondence.
Vagiz A. Sirazdinov (ORCID: 0009-0003-7635-4278), e-mail: SirazdinovVA@tatneft.tatar.
Aidar A. Mubarakshin (ORCID: 0009-0003-0092-756X), e-mail: MubarakshinAA@tatneft.tatar.
Maksim S. Abramov (ORCID: 0009-0004-4841-3055), e-mail: AbramovMS@tatneft.tatar.
Alina E. Yakusheva (ORCID: 0009-0008-9001-2764), e-mail: YakushevaAE@tatneft.tatar.
Irik G. Fattakhov (Author ID in Scopus: 48560997700, ORCID: 0000-0002-3086-4323) – Doctor of Science, e-mail: fattakhovig@tatneft.ru.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:
Определение критериев стабильности жидкости для гидравлического разрыва пласта / Г.Р. Юсупова, В.А. Сираздинов, А.А. Мубаракшин, М.С. Абрамов, А.Е. Якушева, И.Г. Фаттахов // Недропользование. – 2026. – Т. 26, № 2. – С. 142–148. DOI: 10.15593/2712-8008/2026.2.7

Please cite this article in English as:
Yusupova G.R., Sirazdinov V.A., Mubarakshin A.A., Abramov M.S., Yakusheva A.E., Fattakhov I.G. Determination of Fluid Stability Criteria for Hydraulic Fracturing. Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering, 2026, vol. 26, no. 2, pp. 142–148. DOI: 10.15593/2712-8008/2026.2.7

Введение

В связи с ухудшением структуры запасов, увеличением объема нерентабельных активов, повышением объема капитальных и эксплуатационных затрат на добычу нефти требуется применение новых технологических решений [1–3]. Самым эффективным методом интенсификации добычи нефти [4, 5], в результате которого кратно повышается дебит добывающих или приемистость нагнетательных скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне пласта и увеличения фильтрационной поверхности скважины, является гидравлический разрыв пласта (ГРП) [4–6].

На сегодняшний день большая часть работ (80 % скважино-операций ГРП) проводятся на гуаровых системах с добавлением сшивателя и деструктора полимеров [7]. В процессе приготовления жидкости для ГРП преимущественно используется пресная вода [8], так как пластовая и подтоварные воды являются проблемными для приготовления геля. Качество и рецептура сшитых гелей на гуаровой смоле сильно зависит от показателей применяемой воды [6], а именно от содержания в ней ионов железа, кальция и магния (общая жесткость), бикарбонатов и сульфатов. От того, насколько минералогический состав соответствует предъявляемым требованиям, зависит успех выполнения операции. Ионы вступают в химические реакции с компонентами жидкости для ГРП и приводят к ухудшению её качества [9–12].

Ионы железа оказывают влияние главным образом на стабильность сшитого геля, железо способно образовывать комплексные связи с полимером по аналогии с бором. Однако комплексные связи железа более слабые, чем образуемые с бором, таким образом, гель, частично сшитый при помощи ионов железа, будет менее стабильным. Чрезмерное содержание железа может вызвать пересшивку жидкости ГРП и/или потерю температурной стабильности [9, 11].

Бикарбонаты, растворенные в воде, при их большой концентрации способны замедлять скорость гидратации геля и влиять на качество сшитого геля за счет своих буферных свойств. Повышенный уровень бикарбонатов и карбонатов в источниках воды может привести к проблемам с pH [10, 13].

Содержание ионов солей жесткости в воде может приводить к ухудшению стабильности сшитого геля (при высоких pH > 9,5), так как при нагревании при большом содержании в воде они будут образовывать малорастворимые гидроксиды и удалять из воды, перетягивая на себя, значительную часть гидроксидионов, таким образом уменьшая pH геля и приводя к снижению стабильности сшитого геля [11, 13].

Одним из основных требований к жидкостям для ГРП является разрушение жидкости разрыва до значения вязкости, сравнимого с вязкостью воды для последующей фильтрации геля из трещины [12–14]. При отсутствии деструкции образуется гелеобразная масса, характеризующаяся сверхвысокими значениями вязкости. Для снижения вязкости и обеспечения хорошей очистки расклинивающей трещины при освоении скважины в состав сшитого геля вводится деструктор – добавка, которая способствует вязкой жидкости разрыва контролируемо разрушаться до состояния вязкости, сравнимой с водой, вследствие чего происходит свободная фильтрация геля из трещины и вынос ее в скважину [15]. При неполной деструкции геля понижается относительная проницаемость трещины, и остаточный гель может создавать препятствия на пути притока жидкостей, что вызывает необходимость применения дополнительной очистки при освоении скважины [16, 17].

Выделяют следующие типы деструкторов: окислительные деструкторы, энзимы и кислоты [15]. Выбор типа деструктора зависит от температурных условий пласта, а для достижения заданного времени разрушения вязкости геля могут использоваться активаторы деструктора. Деструктор подается в поток во время процесса ГРП до сшивателя [18–20]. Наиболее распространенными являются деструкторы окислительного типа.

Механизм действия окислительного деструктора состоит в следующем: при нагреве в пласте медленно высвобождается активное вещество в жидкость для ГРП, тем самым позволяя применять во всем объеме жидкости и использовать более высокую концентрацию деструктора без ухудшения реологии сшитого геля. Действие основано на необратимом разрушении межмолекулярных связей – «сшивки» гелей ГРП на водной основе [15, 21].

Как правило, в качестве окислителей используются соли персульфата ($S_2O_8^{2-}$) аммония, калия и натрия. Термическое разложение персульфата приводит к образованию крайне активных радикалов, которые вступают в реакцию с полимером, уменьшая его молекулярную массу и таким образом снижая вязкость жидкости [20]:

$$O_3S - O : O - SO_3^{2-} \rightarrow SO_4^{-} + SO_4^{-}.$$

Для повышения эффективности окислительного деструктора добавляется активатор деструктора, основной задачей которого является снижение рабочей температуры деструктора и регулирование процесса реакции деструктора со сшитым гелем, что обеспечивает более чистое разрушение геля на конечных пропантовых стадиях ГРП [21].

Физико-химический анализ наливных пунктов пресной воды

За период с января по сентябрь 2025 г. проведено 730 пропантных операций ГРП. Использовались три наливных пункта пресной воды, которые определялись по территориальной близости к скважине, подготовленной для процесса ГРП. На рис. 1 представлена разбивка скважин на комплексы 1–3, которые территориально относятся к наливным пунктам ПВ1, ПВ2 и ПВ3 соответственно.

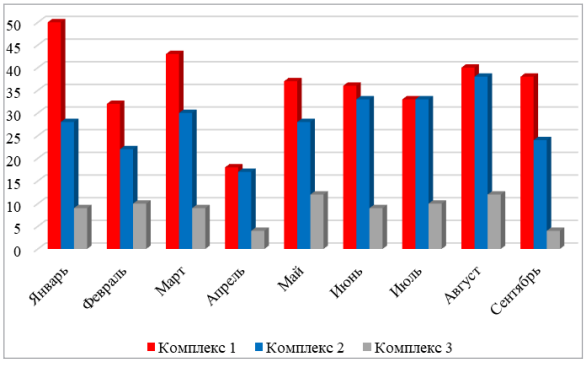


Рис. 1. Распределение скважин по комплексам за период с января по сентябрь 2025 г.

В связи с высокой общей жесткостью пресной воды на наливном пункте ПВ2, оказывающей влияние на деструкцию сшитого геля, были задействованы наливные пункты ПВ1 и ПВ3, что способствовало увеличению стоимости (транспортные затраты) и времени проведения процесса ГРП. В январе–сентябре 2025 г. проведено 13 операций ГРП на источнике ПВ2 на минимальных концентрациях деструктора, в период, когда показатель жесткости был в пределах нормы.

Основной задачей данной работы является определение критериев стабильности жидкости для ГРП, которые включают требования к сохранению реологических свойств жидкости на протяжении всего процесса ГРП [22–23], а также к её способности разрушаться в пластовых условиях для высвобождения пропанта в трещине и удаления самой жидкости из пласта [23–25]. Эти критерии важны для успешной реализации ГРП, так как жидкость влияет на геометрию создаваемой трещины, качество транспортировки пропанта и его размещение в пласте [26–28].

Для определения химического состава воды с пресных источников, которые используются в качестве основы для жидкостей ГРП, проводится шестикомпонентный анализ. В качестве общего руководства по анализу воды используется стандарт СТО ТН 631-2020.

На рис. 2 представлены результаты анализа воды с трех источников за период с января по сентябрь 2025 г.

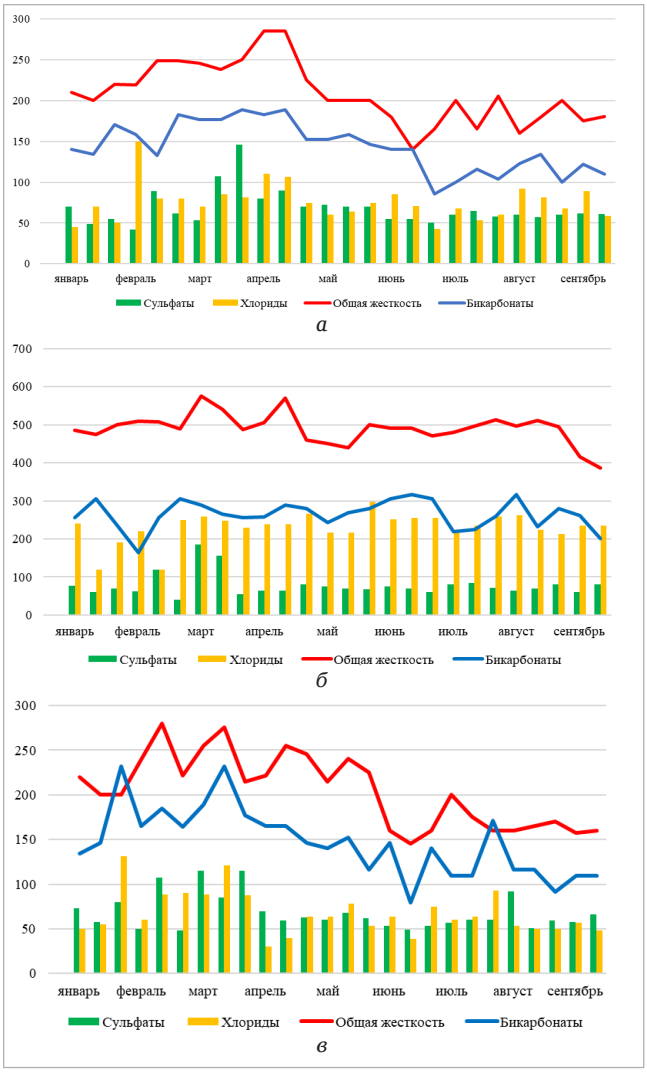


Рис. 2. Химический а нализ на источнике:
а – ПВ1; *б* – ПВ2; *в* – ПВ3

Результаты физико-химического анализа воды показали, что источники воды ПВ1 и ПВ3 гидрокарбонатно-кальциевые, низкой минерализации и невысокой жесткости (200–250 мг/л $Ca^{2+} + Mg^{2+}$), источник ПВ2 отличается повышенной жесткостью воды (более 480 мг/л $Ca^{2+} + Mg^{2+}$), минерализацией, вода хлоридно-сульфатно-кальциево-магниевая [8]. Согласно данным таблицы, водородный показатель всех трех обследованных источников находится в пределах 7,5–7,9, что позволяет отнести их к слабощелочным или нейтральным водам [29, 30].

В таблице представлены средние результаты основных параметров используемых вод.

Средние значения физико-химических параметров в зависимости от воды

Наименование показателя	Единица измерения	Норматив	ПВ1	ПВ2	ПВ3
Удельный вес	г/см^3	1,0	1,0	1,0	1,0
pH	ед.	6,0–8,0	7,66	7,80	7,59
Железо	мг/дм^3	8,0	0,12	0,1	0,1
Сульфаты	мг/дм^3	320	69,21	79,95	70,31
Хлориды	мг/дм^3	320	74,05	230,69	70,09
Общая жесткость	мг/дм^3	480	213,27	500,36	211,66
Бикарбонаты	мг/дм^3	400	151,39	268,91	151,67

Анализ влияния общей жесткости воды на реологические параметры жидкости ГРП

Для оценки влияния общей жесткости воды на реологические свойства и деструкцию проведены серии испытаний на стабильность классической гуаровой системы с содержанием гелеобразователя 3,2 кг/м3 при температуре 32 °С на дистиллированной воде и на трех источниках пресной воды (рис. 3). Согласно техническим требованиям, средняя вязкость сшитого геля в течение 60 мин тестирования должна быть не менее 600 сП, время разрушения сшитой системы до 15 сП не более 250 мин.

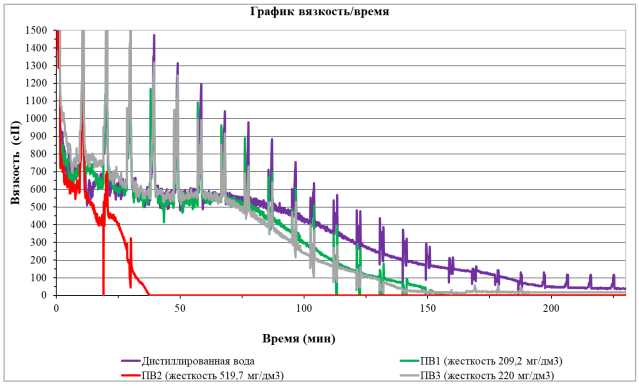


Рис. 3. Изменение времени деструкции
в зависимости от источника воды

На основании полученных данных можно заключить, что стабильность сшитой системы на источнике ПВ2 неудовлетворительна (полная деструкция геля за 37 мин), результаты на ПВ1 и ПВ2 близки по значениям. Быстрая деструкция сшитого геля может привести к преждевременному снижению вязкости, что влечет за

собой риск оседания пропанта и возникновение технологического осложнения при ГРП [31–33].

На рис. 4 представлены изменения времени деструкции жидкости для ГРП в зависимости от изменения общей жесткости воды в диапазоне от 400 до 510 мг/дм^3. Из данных рис. 4 следует, что увеличение показателя жесткости ускоряет процесс деструкции [26] и отрицательно влияет на реологические свойства сшитого геля, что подтверждает утверждение о влиянии жесткости на скорость реакции деструктора [34].

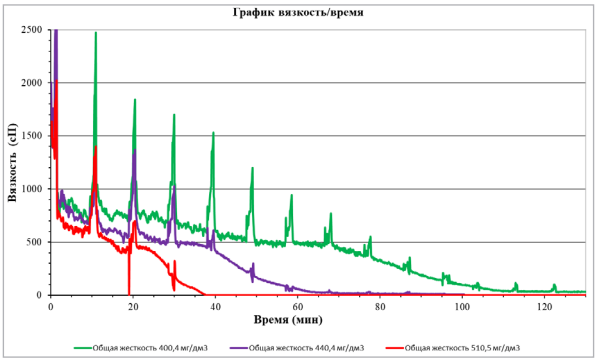


Рис. 4. Изменение времени деструкции жидкости ГРП от общей жесткости

Предложена корректировка концентрации активатора деструктора, который регулирует процесс реакции деструктора, для возможности проведения ГРП на пограничных значениях показателей жесткости источника ПВ2.

Для получения требуемых реологических свойств и времени деструкции применяемый активатор был разбавлен до концентрации 20, 30 и 40 % и протестирован на двух источниках ПВ1 и ПВ2. Исследования на источнике ПВ3 не проводились в связи со сходными с ПВ1 значениями.

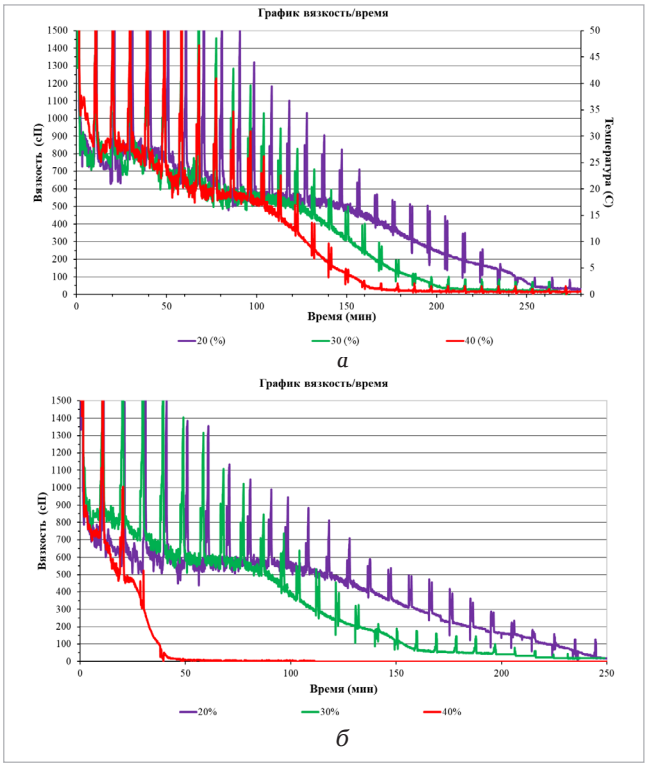


Рис. 5. Изменение времени деструкции в зависимости от концентрации активатора деструктора: *а* – на источнике ПВ1; *б* – на источнике ПВ2

На рис. 5, *а*, показаны результаты тестирования с разбавленными активаторами деструктора на источнике ПВ1. При концентрации активатора деструктора 20 % жидкость ГРП не соответствует требованиям времени разрушения сшитой системы (деструкция более 250 мин).

На рис. 5, *б*, представлены результаты тестирования с разбавленными активаторами деструктора на источнике ПВ2 с общей жесткостью 485,1 мг/дм^3. При концентрации активатора деструктора 40 % жидкость для ГРП не соответствует требованиям времени разрушения сшитой системы, при концентрации 20 % – не выдерживает вязкость в течение 60 мин и протекает быстрая деструкция сшитого геля.

По результатам тестирования рекомендовано снизить концентрацию активатора деструктора до 30 % для работы на пограничных значениях показателей жесткости, установленных в СТО 631-2020.

Таким образом, при проектировании ГРП необходимо учитывать критерии стабильности жидкости для ГРП для обеспечения эффективного формирования трещин, распределения пропанта в трещинах и удаления жидкости из пласта [36–38].

Заключение

1. Установлено, что на процесс деструкции сшитого геля с применением окислительного деструктора влияет химический состав используемой воды [39–41]. При увеличении показателей жесткости с 400 до 510 мг/дм^3 время деструкции при скорости сдвига 100 с-1 ускоряется со 110 до 37 мин.

2. Доказано, что при изменении состава активатора деструктора [42], а именно концентрации активного вещества, можно контролировать процесс деструкции (рис. 6).

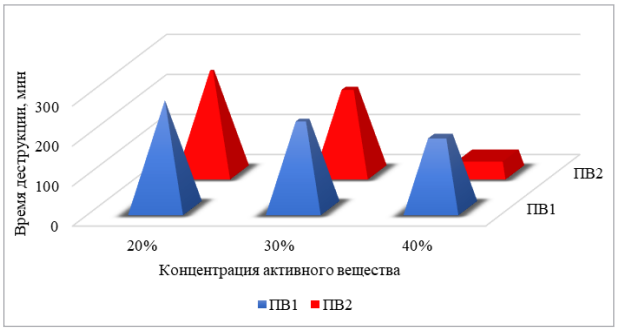


Рис. 6. Результаты изменения времени деструкции на источниках ПВ 1 и ПВ2 в зависимости от концентрации активатора деструктора

Из данных рис. 6 следует, что с увеличением активного вещества в активаторе брейкера с 20 до 40 % ускоряется процесс деструкции: ПВ1 на 33,4 % по отношению к 20 %, ПВ2 – на 83,6 %.

3. Установлена необходимость постоянного контроля реологических параметров жидкости для ГРП при планировании и проведении работ для обеспечения требуемой геометрии трещины, эффективной транспортировки пропанта и предотвращения преждевременной кольматации [43, 44].

Список литературы

1. Совершенствование разработки трудноизвлекаемых запасов нефти с применением гидроразрыва пласта (ГРП) в горизонтальных скважинах с использованием гидродинамического моделирования / Р.Х. Низаев [и др.]. – Текст: электронный // Нефтяная провинция: электрон. науч. журнал. – 2015. – № 3. – С. 55–64. DOI 10.25689/NP.2015.3.55-64. – URL: https://2d5385f0-870f-473a-b271-aa454e83c7c1.filesusr.com/ugd/2e67f9_c0f7b5c697e343c3a06c2deaeec1da14.pdf (дата обращения: 07.04.2026).
2. Совершенствование методического подхода к планированию мероприятий по гидроразрыву пласта на нефтяных месторождениях / И.В. Буренина [и др.] // Записки Горного института. – 2019. – Т. 237. – С. 344–353. DOI: 10.31897/PMI.2019.3.344.
3. Аленькин, И.А. Взаимовлияние жидкостей ГРП и технологических жидкостей / И.А. Аленькин, Р.Р. Закиров // Нефтяная провинция: рец. науч. издание сетевого распространения. – 2024. – № 1(37). – С. 215–228. DOI: 10.25689/NP.2024.1.215-228. – URL: https://vkro-raen.com/files/009/378/348/9378348/original/37-14-I.A.Alenkin.pdf (дата обращения: 07.04.2026).
4. Bankole, K.S. Applications of Oilfield Produced Formation Water for Fracturing Fluid / K.S. Bankole, M. Blauch // Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology. – 2014. – Vol. 7(11). – P. 2208–2216. DOI: 10.19026/rjaset.7.518.
5. A State-of-the-Art Review of Hydraulic Fracturing in Geothermal Systems / Z. Xie [et al.] // Sustainability. – 2024. – Vol. 16, № 24. – P. 11087. DOI: 10.3390/su162411087.
6. Оценка рисков проведения гидроразрыва пласта в скважинах для ряда значений зенитного угла ствола скважины на основе статистического анализа / И.Г. Фаттахов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 2 (638). – С. 31–36. DOI: 10.33285/0207-2351-2022-2(638)-31-36.
7. Advances and challenges in hydraulic fracturing of tight reservoirs: Acritical review / Wu Z. [et al.] // Energy Geoscience. – 2022. – Vol. 3, no. 4. – P. 427–435. DOI: 10.1016/j.engeos.2021.08.002.
8. Мусин, Р.Х. Особенности трансформации во времени состава пресных подземных вод в Республике Татарстан / Р.Х. Мусин, А.Р. Галиева, А.Д. Хамитов // Ученые записки Казанского университета. Серия: Естественные науки. – 2023. – Т. 165, № 3. – С. 427–446. DOI: 10.26907/2542-064X.2023.3.427-446.
9. Internal viscoelastic surfactant breakers from in-situ oligomerization / C. Daeffler [et al.] // SPE International Conference on Oilfield Chemistry, April 8–9, 2019, Galveston, Texas, USA. – 2019. – SPE-193563-MS. DOI: 10.2118/193563-MS.
10. Optimization of Fracturing Fluid and Retarded Acid for Stimulating Tight Naturally Fractured Bedrock Reservoirs / Y. Li [et al.] // ACS Omega. – 2022 – Vol. 7(29). – P. 25122–25131. DOI: 10.1021/acsomega.2c01612.
11. Performance Evaluation of Enzyme Breaker for Fracturing Applications under Simulated Reservoir Conditions / Y. Meng [et al.] // Molecules – 2021. – Vol. 26(11). – P. 3133. DOI: 10.3390/molecules26113133.
12. Чураков, А.В. Синтетические жидкости гидроразрыва пласта как альтернатива реагентам на основе гуара / А.В. Чураков, М.Н. Пичугин // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 11. – С. 132–134. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-11-132-134.
13. Artificial neural network-based time-domain interwell tracer testing for ultralow-permeability fractured reservoirs / C. Jing [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 195. – P. 107558. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107558.
14. Характеристика качественного состава вод малых рек Нижнекамского муниципального района Республики Татарстан / Р.А. Рыков [и др.] // Успехи современного естествознания. – 2022. – № 10. – С. 69–74. DOI: 10.17513/use.37910
15. Современное состояние качества воды водохранилищ Верхневолжского и Камского каскадов / С. В. Ясинский [и др.] // Известия Российской академии наук. Серия географическая. – 2024. – Т. 88, № 6. – С. 912–933. DOI: 10.31857/S2587556624060067.
16. Veil, J.A. Produced Water Volume Estimates and Management Practices / J.A. Veil, C. Clark // SPE Production & Operations. – 2011. – Vol. 26, № 3. – P. 234–239. DOI: 10.2118/125999-PA.
17. Modulation of the Viscosity of Guar-Based Fracking Fluids Using Salts / L. Earnden [et al.] // Energy and Fuels. – 2021. – Vol. 35, № 19. – P. 16007–16019. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.1c02835.
18. Влияние жидкостей гидроразрыва пласта на остаточную проводимость проппантной пачки и фильтрационные свойства низкопроницаемых коллекторов / А.М. Садыков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 7. – С. 52–57. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-7-52-57.
19. Петров, В.А. Проблемы, возникающие при проведении ГРП, и возможности их решения / В.А. Петров, А.А. Липаев // Управление техносферой. – 2022. – Т. 5, вып. 1. – С. 11–21. DOI: 10.34828/UdSU.2022.96.29.002. – URL: https://technosphere-ing.ru/files/2021/1702.pdf (дата обращения: 26.03.2026).
20. Особенности реологии сшитых гуаровых гелей, применяемых для гидроразрыва пласта / Э.С. Батыршин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 11. – С. 127–131. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-11-127-131.
21. Результаты физического моделирования гидроразрыва пересекающихся скважин в неоднородном поле напряжений / А.В. Патутин [и др.] // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2024. – № 1. – С. 50–57. DOI: 10.15372/FTPRPI20240106.
22. Экспериментальное исследование реологических свойств жидкостей для гидроразрыва пласта / Д.В. Ефремов, И.А. Банникова, Баяндин [и др.] // Вестник Пермского университета. Физика. – 2020. – № 4. – С. 69–77. DOI: 10.17072/1994-3598-2020-4-69-77.
23. Исследование псевдопластических свойств жидкостей гидроразрыва пласта в широком диапазоне скоростей сдвига и давлений / Д.В. Ефремов [и др.] // Вестник Пермского университета. Физика. – 2023. – № 3. – С. 81–87. DOI: 10.17072/1994-3598-2023-3-81-87.
24. Кулешова, Л.С. Опыт проведения многозонного кислотного ГРП на месторождении ПАО «Татнефть» / Л.С. Кулешова // SOCAR Proceedings. – 2021. – Спец. вып. 1. – С. 68–76. DOI: 10.5510/OGP2021SI100511.
25. Нургалиев, Р.З. Перспективы применения новых технологий при оценке влияния геолого-технологических рисков / Р.З. Нургалиев // Горный журнал. – 2019. – № 4. – С. 36–40. DOI: 10.17580/gzh.2019.04.08.
26. Mewis, J. Thixotropy / J. Mewis, N.J. Wagner // Advances in Colloid and Interface Scienc. – 2009. – Vol. 147–148. – P. 214–227. DOI: 10.1016/j.cis.2008.09.005.
27. Li, L. A review of crosslinked fracturing fluids prepared with produced water / L. Li, G.A. Al-Muntasheri, F. Liang // Petroleum. – 2016. – Vol. 2, № 4. – P. 313–323. DOI: 10.1016/j.petlm.2016.10.001.
28. Колесник, С.В. Интенсификация добычи нефти посредством применения жидкости гидроразрыва пласта на основе полиакриламида / С.В. Колесник, М.Э. Ефимов // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 9(657). – С. 43–47. DOI: 10.33285/0207-2351-2023-9(657)-43-47.
29. Новые способы оценки технологических свойств жидкостей на водной основе для гидроразрыва пласта / М.А. Силин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 7. – С. 97–101. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-7-97-101.
30. Особенности реологии сшитых гуаровых гелей, применяемых для гидроразрыва пласта / Э.С. Батыршин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 11. – С. 127–131. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-11-127-131
31. Effect of proppant deformation and embedment on fracture conductivity after fracturing fluid lossи / J. Xu [et al.] // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2019. – Vol. 71. – P. 102986. DOI: 10.1016/j.jngse.2019.102986.
32. Iron Stress Testing of Oilfield Produced Waters and Hydraulic Fracturing Fluids in the Bakken / C.E. Njie [et al.] // Journal of Petrochemical Engineering. – 2023. – Vol. 3, № 2. – P. 60–67. DOI: 10.36959/901/255O.
33. Dynamic properties of salt-free viscoelastic micellar solutions / F. Kern [et al.] // Langmuir. – 1994. – Vol. 10. – P. 1714–1723. DOI: 10.1021/LA00018A018.
34. Optimization of a Visco-Elastic Surfactant (VES) Fracturing Fluid for Application in High-Permeability Formations / P.F. Sullivan [et al.] // SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Feb. 15–17, 2006, Lafayette, Louisiana, USA. – 2006. – P. 753–760. SPE-98338-MS. DOI: 10.2118/98338-MS.
35. The use of a liquid destructor with flow into the stream during the injection of the fracturing mixture / I.G. Fattakhov [et al.] // ETSaP 2020 |: International Conference on Extraction, Transport, Storage and Processing of Hydrocarbons & Materials, 24–25 August 2020, Tyumen, Russian Federation. – 2020. – Vol. 952. – P. 012044. DOI: 10.1088/1757-899X/952/1/012044.
36. Акрамов, Т.Ф. Анализ эффективности применения гидроразрыва пласта на поздней стадии разработки (на примере нефтяных месторождений республики Башкортостан) / Т.Ф. Акрамов, Н.Р. Яркеева, Э.С. Самушкова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – № 5(121). – С. 56–63. DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-5-56-63.
37. Выломов, Д.Д. Подбор альтернативной жидкости гидроразрыва пласта в условиях низкопроницаемого газового коллектора туронского яруса / Д.Д. Выломов // Экспозиция Нефть Газ. – 2023. – № 2 (95). – С. 56–61. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-56-61.
38. Implementation of Low-Residue Polysaccharide Fracturing Fluid System Aids Flowback Recovery at Chicontepec Basin: Field Experiences on Sandstone Tight-Oil Wells / E. Castro-Vera [et al.] // SPE Russian Petroleum Technology Conference, October 26–28, 2015, Moscow, Russia. – 2015. SPE-176722-MS. DOI: 10.2118/176722-MS.
39. Оценка зоны дренирования скважины и эффективности системы поддержания пластового давления в низкопроницаемом коллекторе по данным анализа мини-гидроразрыва пласта в уплотняющих горизонтальных скважинах с многостадийным гидравлическим разрывом / Д.З. Ишкин [и др.]. – Текст: электронный // Актуальные проблемы нефти и газа: науч. сетевое издание. – 2022. – Вып. 2(37). – С. 175–185. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art13 – URL: https://oilgasjournal.ru/issue_37/ishkin.pdf (дата обращения: 07.04.2026).
40. Эволюция жидкости гидроразрыва пласта: от гуаровых систем к синтетическим геллирующим полимерам / А.П. Стабинскас [и др.] // SOCAR Proceedings. – 2021. – Спец. вып. 2. – С. 172–181. DOI: 10.5510/OGP2021SI200599.
41. Петров, В.А. Проблемы, возникающие при проведении ГРП, ивозможности их решения / В.А. Петров, А.А. Липаев // Управление техносферой: электрон. журнал. – 2022. – Т. 5, вып. 1. – С. 11–21. DOI: 10.34828/UdSU.2022.96.29.002. – URL: https://technosphere-ing.ru/files/2021/1702.pdf (дата обращения: 07.04.2026).
42. Галкин, В.И. Исследование вероятностных моделей для прогнозирования эффективности технологии гидроразрыва пласта с применением проппанта / В.И. Галкин, А.Н. Колтырин // Записки Горного института. – 2020. – Т. 246. – С. 650–659. DOI: 10.31897/PMI.2020.6.7.
43. Preparation and performance evaluation of the slickwater using novel polymeric drag reducing agent with high temperature and shear resistance ability / M.W. Zhao [et al.] // Petroleum Science. – 2024. – Vol. 21, № 2. – P. 1113–1121. DOI: 10.1016/j.petsci.2023.11.004.

References

1. Nizaev R.Kh. et al. Sovershenstvovanie razrabotki trudnoizvlekaemykh zapasov nefti s primeneniem gidrorazryva plasta (GRP) v gorizontal'nykh skvazhinakh s ispol'zovaniem gidrodinamicheskogo modelirovaniia [Application of horizontal drilling and hydraulic fracturing to enhance low-permeability carbonate reservoir performance]. Neftianaia provintsiia: elektronnyi nauchnyi zhurnal, 2015, no. 3, pp. 55-64. DOI: 10.25689/NP.2015.3.55-64, available at: https://2d5385f0-870f-473a-b271-aa454e83c7c1.filesusr.com/ugd/2e67f9_c0f7b5c697e343c3a06c2deaeec1da14.pdf (accessed 7 April 2026).
2. Burenina I.V. et al. Sovershenstvovanie metodicheskogo podkhoda k planirovaniiu meropriiatii po gidrorazryvu plasta na neftianykh mestorozhdeniiakh [Improving methodological approach to measures planning for hydraulic fracturing in oil fields]. Zapiski Gornogo instituta, 2019, vol. 237, pp. 344-353. DOI: 10.31897/PMI.2019.3.344
3. Alen'kin I.A., Zakirov R.R. Vzaimovliianie zhidkostei GRP i tekhnologicheskikh zhidkostei]. [Interference of fracking fluids and process liquids]. Neftianaia provintsiia: retsenziruemoe nauchnoe izdanie setevogo rasprostraneniia, 2024, no. 1 (37), pp. 215-228. DOI: 10.25689/NP.2024.1.215-228, available at: https://vkro-raen.com/files/009/378/348/9378348/original/37-14-I.A.Alenkin.pdf (accessed 7 April 2026).
4. Bankole K.S., Blauch M. Applications of Oilfield Produced Formation Water for Fracturing Fluid. Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology, 2014, vol. 7 (11), pp. 2208-2216. DOI: 10.19026/rjaset.7.518
5. Z. Xie et al. A State-of-the-Art Review of Hydraulic Fracturing in Geothermal Systems. Sustainability, 2024, vol. 16, no. 24, 11087 p. DOI: 10.3390/su162411087
6. Fattakhov I.G. et al. Otsenka riskov provedeniia gidrorazryva plasta v skvazhinakh dlia riada znachenii zenitnogo ugla stvola skvazhiny na osnove statisticheskogo analiza [Estimation of hydraulic fracturing risks, performed in wells for a set of the zenith angle values of a wellbore based on the statistical analysis]. Neftepromyslovoe delo, 2022, no. 2 (638), pp. 31-36. DOI: 10.33285/0207-2351-2022-2(638)-31-36
7. Wu Z. et al. Advances and challenges in hydraulic fracturing of tight reservoirs: Acritical review. Energy Geoscience, 2022, vol. 3, no. 4, pp. 427-435. DOI: 10.1016/j.engeos.2021.08.002
8. Musin R.Kh., Galieva A.R., Khamitov A.D. Osobennosti transformatsii vo vremeni sostava presnykh podzemnykh vod v Respublike Tatarstan [Transformation of Fresh Groundwater Composition over Time in the Republic of Tatarstan]. Uchenye zapiski Kazanskogo universiteta. Estestvennye nauki, 2023, vol. 165, no. 3, pp. 427-446. DOI: 10.26907/2542-064X.2023.3.427-446
9. Daeffler C. et al. Internal viscoelastic surfactant breakers from in-situ oligomerization. SPE International Conference on Oilfield Chemistry, April 8-9, 2019, Galveston, Texas, USA, 2019, SPE-193563-MS. DOI: 10.2118/193563-MS
10. Li Y. et al. Optimization of Fracturing Fluid and Retarded Acid for Stimulating Tight Naturally Fractured Bedrock Reservoirs. ACS Omega, 2022, vol. 7 (29), pp. 25122-25131. DOI: 10.1021/acsomega.2c01612
11. Meng Y. et al. Performance Evaluation of Enzyme Breaker for Fracturing Applications under Simulated Reservoir Conditions. Molecules, 2021, vol. 26 (11), 3133 p. DOI: 10.3390/molecules26113133
12. Churakov A.V., Pichugin M.N. Sinteticheskie zhidkosti gidrorazryva plasta kak al'ternativa reagentam na osnove guara [Synthetic hydraulic fracturing fluids as an alternative to guar-based reagents]. Neftianoe khoziaistvo, 2022, no. 11, pp. 132-134. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-11-132-134
13. Jing C. et al. Artificial neural network-based time-domain interwell tracer testing for ultralow-permeability fractured reservoirs. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, vol. 195, 107558 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107558
14. Rykov R.A. et al. Kharakteristika kachestvennogo sostava vod malykh rek Nizhnekamskogo munitsipal'nogo raiona Respubliki Tatarstan [Characteristics of the qualitative composition the waters of small rivers the Nizhnekamsk municipal district of the Republic of Tatarstan]. Uspekhi sovremennogo estestvoznaniia, 2022, no. 10, pp. 69-74. DOI: 10.17513/use.37910
15. Iasinskii S.V. et al. Sovremennoe sostoianie kachestva vody vodokhranilishch Verkhnevolzhskogo i Kamskogo kaskadov [Current State of Water Quality in the Reservoirs of the Upper Volga and Kama Cascades]. Izvestiia Rossiiskoi akademii nauk. Seriia geograficheskaia, 2024, vol. 88, no. 6, pp. 912-933. DOI: 10.31857/S2587556624060067
16. Veil J.A., Clark C. Produced Water Volume Estimates and Management Practices. SPE Production & Operations, 2011, vol. 26, no. 3, pp. 234-239. DOI: 10.2118/125999-PA
17. Earnden L. et al. Modulation of the Viscosity of Guar-Based Fracking Fluids Using Salts. Energy and Fuels, 2021, vol. 35, no. 19, pp. 16007-16019. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.1c02835
18. Sadykov A.M. et al. Vliianie zhidkostei gidrorazryva plasta na ostatochnuiu provodimost' proppantnoi pachki i fil'tratsionnye svoistva nizkopronitsaemykh kollektorov [The influence of various hydraulic fracturing fluids on the residual conductivity of the proppant pack and the filtration properties of low-permeability reservoirs]. Neftianoe khoziaistvo, 2023, no. 7, pp. 52-57. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-7-52-57
19. Petrov V.A., Lipaev A.A. Problemy, voznikaiushchie pri provedenii GRP, i vozmozhnosti ikh resheniia [Problems Arising During Hydraulic Fracturing and Possibilities for Solving Them]. Upravlenie tekhnosferoi, 2022, vol. 5, iss. 1, pp. 11-21. DOI: 10.34828/UdSU.2022.96.29.002, available at: https://technosphere-ing.ru/files/2021/1702.pdf (accessed 26 March 2026).
20. Batyrshin E.S. et al. Osobennosti reologii sshitykh guarovykh gelei, primeniaemykh dlia gidrorazryva plasta [Rheological features of guar gum based cross-linked fracturing gels]. Neftianoe khoziaistvo, 2022, no. 11, pp. 127-131. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-11-127-131
21. Patutin A.V. et al. Rezul'taty fizicheskogo modelirovaniia gidrorazryva peresekaiushchikhsia skvazhin v neodnorodnom pole napriazhenii [Physical modeling of hydraulic fracturing in cross boreholes in nonuniform stress field]. Fiziko-tekhnicheskie problemy razrabotki poleznykh iskopaemykh, 2024, no. 1, pp. 50-57. DOI: 10.15372/FTPRPI20240106
22. Efremov D.V., Bannikova I.A., Baiandin Iu.V. et al. Eksperimental'noe issledovanie reologicheskikh svoistv zhidkostei dlia gidrorazryva plasta [Experimental study of rheological properties of liquids for hydrofracturing]. Vestnik Permskogo universiteta. Fizika, 2020, no. 4, pp. 69-77. DOI: 10.17072/1994-3598-2020-4-69-77
23. Efremov D.V. et al. Issledovanie psevdoplasticheskikh svoistv zhidkostei gidrorazryva plasta v shirokom diapazone skorostei sdviga i davlenii [Investigation of the pseudoplastic properties of fluids used for hydraulic fracturing in a wide range of shear rates and pressures]. Vestnik Permskogo universiteta. Fizika, 2023, no. 3, pp. 81-87. DOI: 10.17072/1994-3598-2023-3-81-87
24. Kuleshova L.S. Opyt provedeniia mnogozonnogo kislotnogo GRP na mestorozhdenii PAO “Tatneft'” [Experience in Conducting Multi-Zone Hydraulic Fracturing on the Oilfield of PJSC «Tatneft»]. SOCAR Proceedings, 2021, iss. 1, pp. 68-76. DOI: 10.5510/OGP2021SI100511
25. Nurgaliev R.Z. Perspektivy primeneniia novykh tekhnologii pri otsenke vliianiia geologo-tekhnologicheskikh riskov [Application prospects for new technologies in geological and technological risk assessment]. Gornyi zhurnal, 2019, no. 4, pp. 36-40. DOI: 10.17580/gzh.2019.04.08
26. Mewis J., Wagner N.J. Thixotropy. Advances in Colloid and Interface Scienc, 2009, vol. 147-148, pp. 214-227. DOI: 10.1016/j.cis.2008.09.005
27. Li L., Al-Muntasheri G.A., Liang F. A review of crosslinked fracturing fluids prepared with produced water. Petroleum, 2016, vol. 2, no. 4, pp. 313-323. DOI: 10.1016/j.petlm.2016.10.001
28. Kolesnik S.V., Efimov M.E. Intensifikatsiia dobychi nefti posredstvom primeneniia zhidkosti gidrorazryva plasta na osnove poliakrilamida [Intensification of oil production through the use of hydraulic fracturing fluid based on polyacrylamide]. Neftepromyslovoe delo, 2023, no. 9 (657), pp. 43-47. DOI: 10.33285/0207-2351-2023-9(657)-43-47
29. Silin M.A. et al. Novye sposoby otsenki tekhnologicheskikh svoistv zhidkostei na vodnoi osnove dlia gidrorazryva plasta [Methods for evaluating the technological properties of water-based fracturing fluids]. Neftianoe khoziaistvo, 2022, no. 7, pp. 97-101. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-7-97-101
30. Batyrshin E.S. et al. Osobennosti reologii sshitykh guarovykh gelei, primeniaemykh dlia gidrorazryva plasta [Rheological features of guar gum based cross-linked fracturing gels]. Neftianoe khoziaistvo, 2022, no. 11, pp. 127-131. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-11-127-131 – повтор 20
31. Xu J. et al. Effect of proppant deformation and embedment on fracture conductivity after fracturing fluid lossи. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2019, vol. 71, 102986 p. DOI: 10.1016/j.jngse.2019.102986
32. Njie C.E. et al. Iron Stress Testing of Oilfield Produced Waters and Hydraulic Fracturing Fluids in the Bakken. Journal of Petrochemical Engineering, 2023, vol. 3, no. 2, pp. 60-67. DOI: 10.36959/901/255O
33. Kern F. et al. Dynamic properties of salt-free viscoelastic micellar solutions. Langmuir, 1994, vol. 10, pp. 1714-1723. DOI: 10.1021/LA00018A018.
34. Sullivan P.F. et al. Optimization of a Visco-Elastic Surfctant (VES) Fracturing Fluid for Application in High-Permeability Formations. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Feb. 15-17, 2006, Lafayette, Louisiana, USA, 2006, pp. 753-760, SPE-98338-MS. DOI: 10.2118/98338-MS
35. Fattakhov I.G. et al. The use of a liquid destructor with flow into the stream during the injection of the fracturing mixture. ETSaP 2020: International Conference on Extraction, Transport, Storage and Processing of Hydrocarbons & Materials, 24-25 August 2020, Tyumen, Russian Federation, 2020, vol. 952, 012044 p. DOI: 10.1088/1757-899X/952/1/012044
36. Akramov T.F., Iarkeeva N.R., Samushkova E.S. Analiz effektivnosti primeneniia gidrorazryva plasta na pozdnei stadii razrabotki (na primere neftianykh mestorozhdenii respubliki Bashkortostan) [Effectiveness from fracturing at a late stage of development (on the example Republic of Bashkortostan oil fields)]. Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov, 2019, no. 5 (121), pp. 56-63. DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-5-56-63
37. Vylomov D.D. Podbor al'ternativnoi zhidkosti gidrorazryva plasta v usloviiakh nizkopronitsaemogo gazovogo kollektora turonskogo iarusa [Selection of an alternative hydraulic fracturing fluid in the conditions of a low permeability gas reservoir turonian]. Ekspozitsiia Neft' Gaz, 2023, no. 2 (95), pp. 56-61. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-56-61
38. Castro-Vera E. et al. Implementation of Low-Residue Polysaccharide Fracturing Fluid System Aids Flowback Recovery at Chicontepec Basin: Field Experiences on Sandstone Tight-Oil Wells. SPE Russian Petroleum Technology Conference, October 26-28, 2015, Moscow, Russia, 2015, SPE-176722-MS. DOI: 10.2118/176722-MS
39. Ishkin D.Z. et al. Otsenka zony drenirovaniia skvazhiny i effektivnosti sistemy podderzhaniia plastovogo davleniia v nizkopronitsaemom kollektore po dannym analiza mini-gidrorazryva plasta v uplotniaiushchikh gorizontal'nykh skvazhinakh s mnogostadiinym gidravlicheskim razryvom [Estimation of well drainage radius and reservoir pressure maintenance system efficiency in a tight reservoir by the data obtained by minifrac in the offset horizontal wells with multifrac]. Aktual'nye problemy nefti i gaza: nauchnoe setevoe izdanie, 2022, iss. 2 (37), pp. 175-185. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art13, available at: https://oilgasjournal.ru/issue_37/ishkin.pdf (accessed 7 April 2026).
40. Stabinskas A.P. et al. Evoliutsiia zhidkosti gidrorazryva plasta: ot guarovykh sistem k sinteticheskim gelliriuishchim polimeram [Evolution of Hydraulic Fracturing Fluid: from Guar Systems to Synthetic Gelling Polymers]. SOCAR Proceedings, 2021, iss. 2, pp. 172-181. DOI: 10.5510/OGP2021SI200599
41. Petrov V.A., Lipaev A.A. Problemy, voznikaiushchie pri provedenii GRP, ivozmozhnosti ikh resheniia [Проблемы, возникающие при проведении ГРП, ивозможности их решения]. Upravlenie tekhnosferoi: elektronnyi zhurnal, 2022, vol. 5, iss. 1, pp. 11-21. DOI: 10.34828/UdSU.2022.96.29.002, available at: https://technosphere-ing.ru/files/2021/1702.pdf (accessed 7 April 2026). – gjdnjh 19
42. Galkin V.I., Koltyrin A.N. Issledovanie veroiatnostnykh modelei dlia prognozirovaniia effektivnosti tekhnologii gidrorazryva plasta s primeneniem proppanta [Investigation of probabilistic models for forecasting the efficiency of proppant hydraulic fracturing technology]. Zapiski Gornogo instituta, 2020, vol. 246, pp. 650-659. DOI: 10.31897/PMI.2020.6.7
43. Zhao M.W. et al. Preparation and performance evaluation of the slickwater using novel polymeric drag reducing agent with high temperature and shear resistance ability. Petroleum Science, 2024, vol. 21, no. 2, pp. 1113-1121. DOI: 10.1016/j.petsci.2023.11.004

Финансирование. Исследование не имело спонсорской поддержки.
Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.
Вклад авторов равнозначен.