ISSN 2411-3336; e-ISSN 2541-9404

ЗАПИСКИ ГОРНОГО ИНСТИТУТА

Journal of Mining Institute

Сайт журнала: pmi.spmi.ru

Научная статья

Исследование возможности использования воды с высокой минерализацией для гидравлического разрыва пласта

Ш.Х.Султанов[1], **В.Ш.Мухаметшин**[2]✉, **А.П.Стабинскас**[3], **Э.Ф.Велиев**[4], **А.В.Чураков**[3]

[1] *Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Республика Башкортостан, Россия*

[2] *Институт нефти и газа ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» в г. Октябрьском, Октябрьский, Республика Башкортостан, Россия*

[3] *ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, Россия*

[4] *НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Республика Азербайджан*

Как цитировать эту статью: Султанов Ш.Х., Мухаметшин В.Ш., Стабинскас А.П., Велиев Э.Ф., Чураков А.В. Исследование возможности использования воды с высокой минерализацией для гидравлического разрыва пласта // Записки Горного института. 2024. Т. 270. С. 950-962. EDN SLRNDJ

Аннотация

Представлены результаты лабораторных исследований для разработки жидкости гидравлического разрыва пласта на основе альтернативных источников воды с высокой минерализацией. Показано, что сеноманские источники обладают наиболее стабильными параметрами минерализации, тогда как подтоварные и смесевые воды, отобранные из магистралей систем поддержания пластового давления, существенно различаются по свойствам, причем количество железа может изменяться в несколько раз, а жесткость и минерализация претерпевают существенные изменения. Качество рассмотренных жидкостей гидравлического разрыва пласта на основе альтернативных источников воды подтверждается их влиянием на остаточную проницаемость пласта, а также остаточную проводимость и проницаемость проппантной пачки. Приведенные результаты экспериментов показывают близкие значения этих параметров. Выполненный комплекс лабораторных исследований подтверждает перспективу промышленного применения воды с высоким уровнем минерализации для производства гидравлического разрыва пласта.

Ключевые слова

скважина; гидроразрыв пласта; жидкость гидроразрыва пласта; подтоварная вода; сеноманская вода; смесевая вода; проницаемость; высокоминерализованные воды; гуаровая жидкость

Финансирование

Работа поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2020-900 в рамках программы развития Научного центра мирового уровня.

Поступила: 01.03.2022 ***Принята: 03.06.2024*** ***Онлайн: 08.11.2024*** ***Опубликована: 25.12.2024***

Введение.

Возрастающее потребление человечеством природных ресурсов с наращиванием производственных мощностей через активное внедрение в разработку залежей с трудноизвлекаемыми запасами [1-3] ставит важную задачу по снижению отрицательного воздействия на экологию. Повышается интерес к решениям, которые дают возможность оптимизировать промышленные технологии, ориентированные на снижение производственных затрат как с учетом особенностей геолого-физических свойств пластов [4-6], так и сокращения воздействия на окружающую среду. Компании с ориентиром на технологическое развитие стараются предлагать разработки, отвечающие новым экологическим требованиям нефтегазовой отрасли.

Одним из направлений по оптимизации и снижения текущих затрат на проведение операции гидроразрыва пласта является использование альтернативных источников для подготовки жидкости гидроразрыва пласта, таких как сеноманская, смешанная или подтоварная воды. Это решение позволяет оптимизировать скорость и качество выполняемых работ без потери ресурсов и времени [7-9]. Основная цель работы – проведение исследований по определению наиболее

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

устойчивой системы жидкости гидроразрыва на гуаровой основе, позволяющей выполнять операции гидроразрыва пласта с применением воды, имеющей высокую степень минерализации. Для этого необходимо решение задач по оценке вязкостных характеристик жидкостей в зависимости от различных скоростей сдвига; оценке остаточной проницаемости и проводимости проппантной пачки; определению влияния жидкости гидравлического разрыва пласта (ГРП) на проницаемость пород в пластовых условиях. Планируется определить жидкости гидроразрыва пласта с оптимальным составом, включающим стабилизирующие добавки и критерии их применимости к реальным геолого-промысловым и пластовым условиям месторождений с учетом особенностей современного оборудования флотов гидроразрыва пласта; разработать методы и критерии применимости стабилизирующих компонентов, позволяющих работать на подтоварной, смешанной или сеноманской водах. Благодаря полученным результатам «регулирование» жидкости гидроразрыва пласта при проведении операции ГРП на месторождении может быть выполнено в короткие сроки в зависимости от фактического минералогического состава в стационарной полевой лаборатории без привлечения специализированного оборудования и дорогостоящих исследований.

Предмет и актуальность исследования.

Одна из наиболее эффективных технологий интенсификации работы добывающих и нагнетательных скважин – гидравлический разрыв пласта [10-12]. Такое геолого-техническое мероприятие (ГТМ) является технологией массового применения и требует использования существенных технических и материальных ресурсов с учетом технологических решений, обусловленных особенностями конкретного геологического объекта [13-15]. Отметим, что в связи с необходимостью вовлечения в разработку все более сложных геологических объектов [16-18], технология ГРП эволюционирует [19-21]. Это влияет на рост объемов использования пресной воды для подготовки жидкости разрыва, химических реагентов, технологического оборудования.

В связи с общей мировой тенденцией снижения производственных расходов [22-24] и сокращения отрицательного воздействия на окружающую среду* рассматриваются перспективы применения высокоминерализованных вод для жидкостей ГРП, снижающих факторы воздействия на экологию и себестоимость добываемых углеводородов [25-27]. Один из путей решения этого вопроса – использование альтернативных (минерализованных) источников воды для приготовления жидкости гидроразрыва без их специальной предварительной подготовки. К таким источникам относятся подтоварные, смесевые (смеси подтоварной и пресной воды) и сеноманские воды, которые, как правило, используются в системах поддержания пластового давления (ППД) фонда нагнетательных скважин [28].

Существенной проблемой применения альтернативных источников воды в системах жидкости ГРП является их агрессивный компонентный состав в сравнении с традиционными, пресными и по большей части поверхностными источниками воды. Это в свою очередь требует разработки комплексных стабилизирующих и вспомогательных добавок, снижающих отрицательное воздействие высокой степени минерализации на всех этапах приготовления жидкости ГРП, применяемых с учетом фактического состава конкретного источника [29-31], и при этом не ухудшающих коллекторские свойства пласта и отличающихся упрощенной технологией приготовления.

Согласно результатам ранее проведенных исследований влияния закачиваемой в процессе ГРП технологической жидкости на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта подтверждены зависимости, свидетельствующие о том, что с увеличением объема закачиваемой рабочей жидкости на 1 м продуктивного пласта происходит ухудшение ФЕС за счет кольматации геллирующим агентом, входящим в систему жидкости [32]. Разработка комплекса вспомогательных добавок решает задачу проведения операций ГРП с применением традиционных концентраций гуарового гелеобразователя. Такой подход дает возможность транспортировать проппант с наименьшим загрязнением пласта и трещины, что является одним из самых актуальных направлений технологического развития ГРП [33]. Выбор системы рабочей жидкости всегда имеет большое значение, так как влияет на геометрию создаваемой трещины, качество транспортирования проппанта и его размещение в пласте,

* Резолюция Генеральной Ассамблеи ООН от 25.09.2015 № A/RES/70/1 «Преобразование нашего мира: Повестка дня в области устойчивого развития на период до 2030 года». 44 с. URL: https://documents.un.org/doc/undoc/gen/n15/291/92/pdf/n1529192.pdf (дата обращения 27.06.2024).

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

а также на проводимость созданных в процессе работы закрепленных каналов. Таким образом, характеристики жидкости ГРП являются важными параметрами, которые требуют детального изучения для достижения стабильной, прогнозируемой и высокопродуктивной работы скважин [34, 35].

Физико-химические свойства попутно добываемой воды зависят от множества различных факторов, таких как геологическое строение залежи, минералогический состав, химические процессы, происходящие в ходе осадконакопления, тип углеводородов, жизнедеятельность и виды микроорганизмов, пластовая температура и давление. Попутно добываемая вода содержит взвешенные частицы и различные водорастворимые компоненты, представляющие смесь органических и неорганических соединений, часть из которых присутствует в пластовой воде. Другие же появляются в процессе разработки и реализации различных ГТМ [36-38].

Оценка пригодности использования воды для приготовления жидкости ГРП проводится на основе шестикомпонентного анализа воды, который позволяет оперативно определить содержание основных критичных компонентов в воде. Однако для понимания влияния отдельных компонентов на свойства жидкости разрыва и разработки качественной стабильной системы требуется более глубокое изучение состава источника с применением более развернутого элементного анализа. Используемые рецептуры жидкостей на гуаровой основе очень чувствительны к качеству применяемой воды, а именно к содержанию в ней ионов железа, кальция и магния. Поэтому использование подтоварной минерализованной воды без предварительной и дорогостоящей подготовки невозможно. Ранее для возможного применения подтоварных и сеноманских вод предложены отдельные решения, ограничивающие учет указанных факторов. С целью улучшения свойств жидкости ГРП на гуаровой основе с боратным сшивателем в ее состав вводились водорастворимые аминоспирты, а для борьбы с повышенной жесткостью – хелатирующие добавки [39]. Большинство таких решений характеризуются ограничениями по составам «подходящих» вод, некоторые из них – высокой стоимостью ввиду использования модифицированных гелеобразователей [15, 40, 41] и/или сшивателей [42-44].

Методология.

По результатам серии тестов предложена методика применения добавок, которая позволяет провести оперативный подбор необходимых компонентов для приготовления жидкости ГРП на водах альтернативных источников, не требующих модификаций основных функциональных компонентов системы – гуарового гелеобразователя и боратного сшивателя. В рамках реализации такой задачи выполнены следующие лабораторные исследования:

• Исследование реологических свойств. Оценивались вязкостные характеристики в зависимости от различных скоростей сдвига при комнатной температуре и атмосферном давлении, а также условий, приближенных к пластовым. Подобные эксперименты являются международными отраслевыми стандартами. Исследования жидкостей проводились с использованием атмосферного ротационного вискозиметра с системой на основе коаксиальных цилиндров и геометрией ротор – боб – пружина R1-B1-F1 (ISO 13503-1:2011), а также вискозиметров высокого давления и температуры с геометрией ротор – боб – пружина R1-B5-F1 (ISO 13503-1:2011).

• Оценка остаточной проницаемости и проводимости проппантной пачки. Пачка, загрязненная жидкостями ГРП, исследовалась с применением специализированной установки согласно стандарту ISO 13503-5. Наблюдения проводили на керновом материале, представленном песчаником. Расклинивающий агент для всех испытаний – керамический проппант фракции 16/20. Температура проведения испытания – 90 °С, показания отбирали в диапазоне давлений 5000-9000 psi с шагом в 1000 psi.

• Фильтрационные исследования на определение влияния жидкости ГРП на проницаемость пород в условиях, моделирующих пластовые. Породы размещали в кернодержателе, моделировали пластовые условия (поровое давление, температуру) с последующей прокачкой нефти до стабилизации параметров и выдержкой в течение 12 ч. Затем через колонку керна прокачивали нефть в направлении пласт – скважина с определением рабочей объемной скорости фильтрации, соответствующей линейной скорости 3-5 м/сут на 3-5 разных расходах с последующим расчетом начальной (базовой) проницаемости по нефти. В направлении скважина – пласт при

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

постоянном поддержании репрессии производили закачку разрушенного геля в течение времени, требуемого для проведения ГРП. Систему выдерживали в статических условиях в течение 12 ч. Проводили замеры количества поступившего раствора/фильтрата в керн. Затем через колонку керна в направлении пласт – скважина закачивали не менее пяти поровых объемов до стабилизации перепада давления и проводили фильтрацию на 3-5 различных режимах. После этого рассчитывали проницаемость по нефти с фиксацией промежуточных значений по длине колонки.

Материалы экспериментов. Объектами испытаний являлись реальные минерализованные воды – сеноманская, подтоварная, смесевая с месторождений ООО «Газпромнефть-Хантос». Всего проанализировано более 50 образцов проб воды из более чем 15 точек отбора (источников) и жидкости ГРП, приготовленные на их основе. В табл.1 приведены средние значения основных параметров для трех типов исследуемых вод. Согласно результатам испытаний очевидно, что рассматриваемые воды обладают высокой минерализацией, причем содержание основных элементов зависит от типа воды. Наиболее стабильными параметрами характеризуются сеноманские воды, в то время как подтоварные и смесевые воды, отобранные из магистралей ППД, имеют существенные различия свойств, когда количество железа может изменяться в разы, а жесткость и общая минерализация также претерпевают существенные изменения. Основная причина такого поведения указанных вод систем ППД – непостоянные режимы работы фонда нагнетательных скважин, когда расход подтоварной и пресной вод различен. Таким образом, рассматриваемые подтоварные, смесевые и сеноманские воды имеют высокую минерализацию, наибольший вклад в которую вносит хлор-ион, ионы натрия, кальция и гидрокарбонаты.

Таблица 1

Средние значения отдельных параметров в зависимости от типа воды

Параметр	Тип воды		
	Подтоварная	Подтоварная + пресная (смесевая)	Сеноман
pH	7,9	7,9	7,8
Плотность при 20 °С, г/см^3	1,005	1,003	1,010
Удельная электропроводимость при 20 °С, мкСм/см	207	161	496
Взвешенные вещества, мг/дм^3	90	68	81
$Fe_{общ}$, мг/дм^3	2,5	3,0	6,5
Нефтепродукты, мг/дм^3	4,0	3,3	0,2
Cl^-, мг/дм^3	3450	2463	9600
K^+, мг/дм^3	41	28	43
Na^+, мг/дм^3	3410	2175	5550
Ca^{2+}, мг/дм^3	263	198	360
Mg^{2+}, мг/дм^3	15	16	95
Sr^{2+}, мг/дм^3	7	5	29
Жесткость, °Ж	14,4	11,2	26,2
HCO_3^-, мг/дм^3	1238	970	195
B^+, мг/дм^3	7,5	6,1	9,9
Общая минерализация, мг/дм^3	8449	5876	15900

Реологические исследования жидкости ГРП выполнены на образцах воды из источников ООО «Газпромнефть-Хантос» (канализационные насосные станции для подтоварной и смесевой, отдельные скважины – для сеномана). Для моделирования влияния разработанных жидкостей ГРП на проницаемость пород, оценки динамического переноса расклинивающего агента использовали модельные составы, приготовленные из чистых солей и имитирующие подтоварную и сеноманскую воду (табл.2). В табл.3 представлены рецептуры гелей ГРП, применяемые при комплексных испытаниях на модельных минерализованных водах. В составах присутствуют вспомогательные (стабилизирующие) добавки – pH-буфер (стабилизатор линейного геля) и стабилизатор сшивки.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Таблица 2

Состав модельных минерализованных вод, г/л

Подтоварная вода		Сеноманская вода	
Компонент	Содержание	Компонент	Содержание
$NaHCO_3$	1,7048	$NaHCO_3$	0,2688
NaCl	4,7699	NaCl	13,9291
KCl	0,0789	KCl	0,0820
$MgCl_2$	0,0610	$MgCl_2$	0,3768
$CaCl_2$	0,7309	$CaCl_2$	0,9990
$FeCl_3$	0,0073	$FeCl_3$	0,0189
H_3BO_3	0,0423	H_3BO_3	0,0558
Минерализация	7,4	Минерализация	15,73

Таблица 3

Рецептуры гуаро-боратных гелей для модельных составов воды

Подтоварная вода		Сеноманская вода	
Компонент	Концентрация	Компонент	Концентрация
Гелеобразователь, кг/м^3	3,6	Гелеобразователь, кг/м^3	3,6
Сшиватель, л/м^3	2,8	Сшиватель, л/м^3	2,8
Деэмульгатор, л/м^3	1,0	Деэмульгатор, л/м^3	1,0
Биоцид, кг/м^3	0,02	Биоцид, кг/м^3	0,02
pH-буфер, кг/м^3	1,4	pH-буфер, кг/м^3	–
Стабилизатор сшивки, л/м^3	1,0	Стабилизатор сшивки, л/м^3	1,0
Деструктор, л/м^3	0,5	Деструктор, л/м^3	0,5

Обсуждение.

Реологические испытания и методика выбора дизайна жидкости ГРП на альтернативных источниках. Для оценки влияния состава воды альтернативных источников была проведена серия реологических испытаний на стабильность классической гуаровой системы с содержанием гелеобразователя 3,6 кг/м^3 и боратного сшивателя 3,0 л/м^3 при температуре 90 °С. Установленное требование к времени стабильности системы (вязкость выше 400 мПа·с), на которое ориентировались при разработке системы, составляет 100 (±20) мин. Результаты испытаний и график этой системы на дистиллированной воде приведены на рис.1. Согласно представленным графикам, характерным поведением жидкости ГРП, приготовленной на минерализованных источниках без вспомогательных добавок при указанных условиях, можно считать отсутствие сшивки линейного геля (рис.1, *а*), начальное падение вязкости (длительная сшивка) системы (рис.1, *б*), недостаточная высокотемпературная стабильность системы (рис.1, *в*). Не исключен вариант комбинации негативных проявлений. Отметим проблемы, связанные с гидратацией гуарового полимера на минерализованной воде, так как в ряде случаев наблюдается отсутствие набора вязкости линейного геля, низкая скорость гидратации и падение вязкости. Кроме того, при значимых содержаниях способных к сшивке элементов в воде линейный гель может набирать аномально высокую вязкость.

Для исключения указанных выше негативных проявлений необходимо точечное либо комплексное воздействие на те или иные отрицательно влияющие компоненты воды альтернативных источников. Основными элементами или параметрами воды, действие которых необходимо нейтрализовать (нивелировать), являются: повышенная жесткость воды (выше 500 мг/л – 10 °Ж); повышенная щелочность воды (содержание гидрокарбонат-ионов выше 500 мг/л); повышенное содержание железа (выше 8 мг/л); высокая минерализация (выше 1000 мг/л); присутствие в воде сшивающих ионов.

Негативное влияние на параметры гидратации гуара оказывает высокое содержание гидрокарбонат-иона (повышенная щелочность воды), а также ионы двух- и трехвалентных металлов. Для таких случаев применяется стабилизатор линейного геля, представляющий собой хорошо растворимую в воде органическую кислоту. Введение добавки производится в воду до момента начала гидратации полимера.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

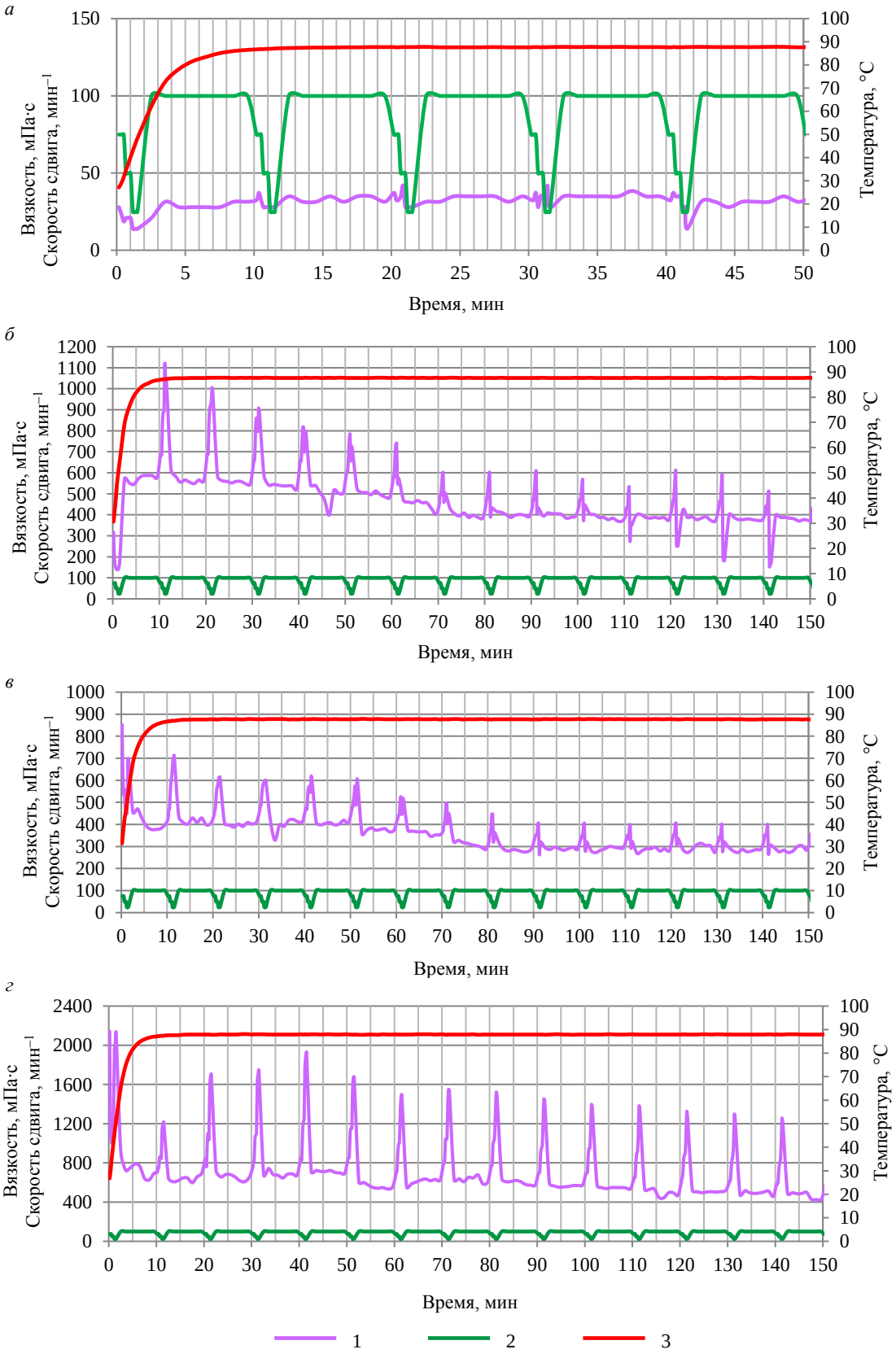


Рис.1. Поведение классической гуаровой системы на воде альтернативных источников:
а – подтоварная вода: минерализация 7700 мг/л, жесткость 20 °Ж, щелочность 1200 мг/л;
б – подтоварная вода: минерализация 6800 мг/л, жесткость 4 °Ж, щелочность 1400 мг/л; *в* – смесевая вода: минерализация 3300 мг/л, жесткость 11 °Ж, щелочность 770 мг/л; *г* – пресная (дистиллированная) вода
1 – вязкость; 2 – скорость сдвига; 3 – температура

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

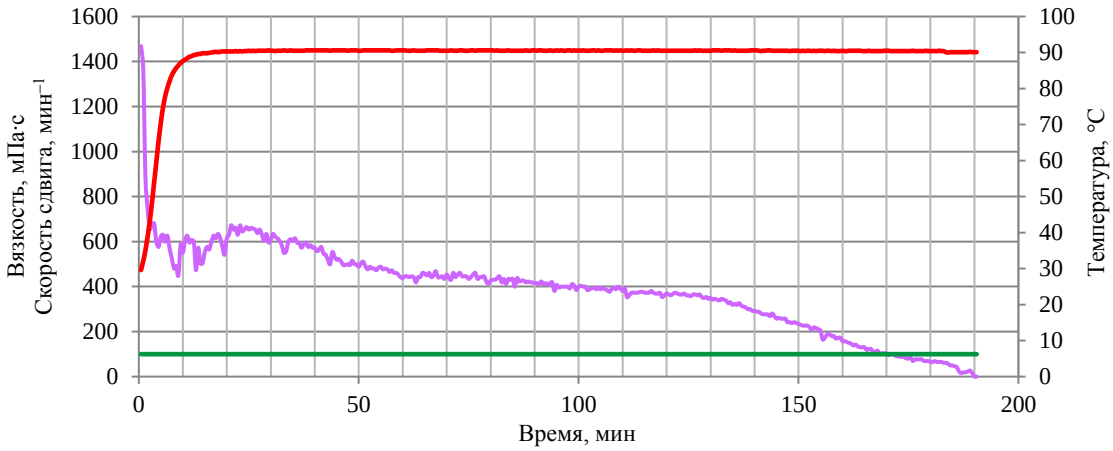


Рис.2. Изменение эффективной вязкости жидкости ГРП на подтоварной воде от температуры и характеристики гелей (при постоянном значении скорости сдвига 100 м/мин). Условные обозначения см. на рис.1

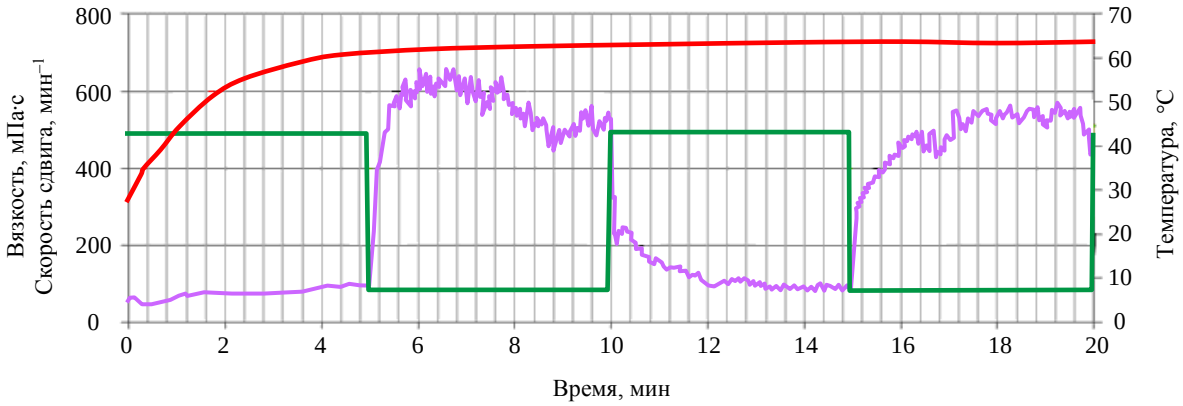


Рис.3. Тест на определение чувствительности жидкости ГРП на подтоварной воде к изменению сдвиговой нагрузки. Условные обозначения см. на рис.1

Повышенная жесткость воды является еще одним негативным параметром, ограничивающим использование альтернативных источников для стандартных гуаровых систем. Предложено два направления для решения этой задачи: применение хелатирующей добавки на основе органической соли и использование комбинированного стабилизатора сшивки на основе аминоспиртов. Приведены результаты комплексного исследования реологических свойств разработанных систем на некоторых реальных водах с использованием указанных выше стабилизаторов.

• Подтоварная вода – минерализация 4700 мг/л, жесткость 2,4 °Ж, щелочность 880 мг/л. Без специализированных добавок сшитая система показывает недостаточную стабильность (около 50 мин), что не соответствует приведенным ранее критериям: бактерицид 0,02 л/м^3, деэмульгатор 2,0 л/м^3, гелеобразователь 3,6 кг/м^3, деструктор 0,4 л/м^3, сшиватель отложенного действия 3,2 л/м^3, стабилизатор сшивки 1,0 л/м^3.

Изменение эффективной вязкости жидкости с параметрами гелей ГРП от температуры изображено на рис.2. Стабильность жидкости при указанном содержании компонентов составляет оптимальные 100 мин, что соответствует заданным в работе критериям: линейный гель – вязкость 26,0 мПа·с, температура затворения 40 °С, значение pH 8,2; сшитый гель – время закрытия воронки 30 с, время полной сшивки 45 с, значение pH 9,0.

На рис.3 показан результат испытания чувствительности жидкости разрыва, затворенной на подтоварной воде, к изменению скорости сдвига. Восстановление системы до значений эффективной вязкости после приложенных сдвиговых нагрузок происходит ранее чем за 30 с, что является приемлемым показателем для проведения операций по гидроразрыву пласта. При пластовой температуре проведены статические испытания по транспортировке расклинивающего

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2024. Т. 270. С. 950-962
© Ш.Х.Султанов, В.Ш.Мухаметшин, А.П.Стабинскас, Э.Ф.Велиев, А.В.Чураков, 2024

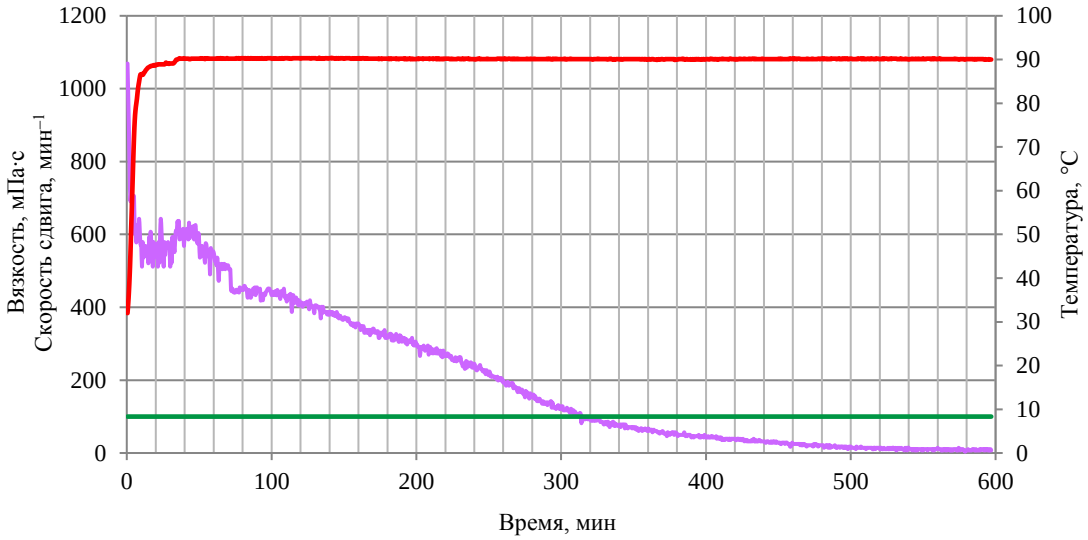


Рис.4. Изменение эффективной вязкости жидкости ГРП на смесевой воде от температуры и характеристики гелей (при постоянном значении скорости сдвига 100 м/мин). Условные обозначения см.на рис.1

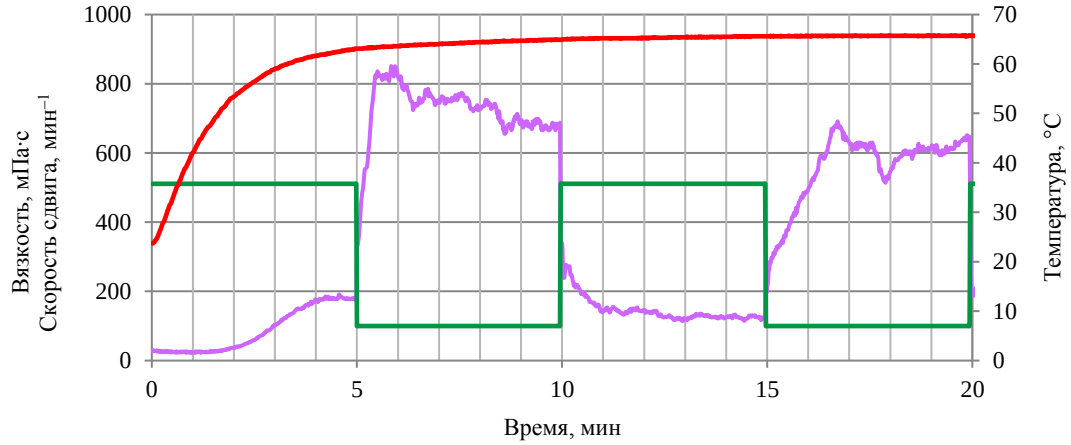


Рис.5. Тест на определение чувствительности жидкости ГРП на смесевой воде к сдвиговой нагрузке. Условные обозначения см. на рис.1

агента – керамического проппанта фракции 16/20 с концентрацией 400 кг/м^3. Сопоставлены результаты, полученные в тех же условиях на дистиллированной воде (без специальных добавок). Оба теста в сравнении с системами на пресной воде показали удовлетворительные результаты. В завершении реологических испытаний жидкости ГРП проведен тест на полное и быстрое разрушение. Вязкость разрушенного геля составила менее 5 мПа·с.

• Смесевая вода – минерализация 5400 мг/л, жесткость 12 °Ж, щелочность 710 мг/л. Во время оценочного испытания система без добавок показала отсутствие сшивки. Причиной отсутствия сшивки и ухудшения реологических свойств системы является повышенная минерализация воды, а также высокая жесткость, которые определяют использование для этой воды стабилизатора сшивки и хелатирующего агента. Приведена рецептура гуаровой системы для работы на смесевой воде: бактерицид 0,02 л/м^3, деэмульгатор 2,0 л/м^3, стабилизатор линейного геля 1,4 кг/м^3, хелатирующий агент 0,25 кг/м^3, гелеобразователь 3,6 кг/м^3, деструктор 0,5 л/м^3, сшиватель отложенного действия 2,8 л/м^3, стабилизатор сшивки 0,5 л/м^3. Изменение эффективной вязкости от температуры свидетельствует о приемлемой стабильности системы (рис.4): линейный гель – вязкость 22,0 мПа·с, температура затворения 40 °С, значение pH 5,6; сшитый гель – время закрытия воронки 60 с, время полной сшивки 65 с, значение pH 8,6. На рис.5 показан результат испытания жидкости ГРП на смесевой воде на чувствительность к изменению скорости сдвига.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

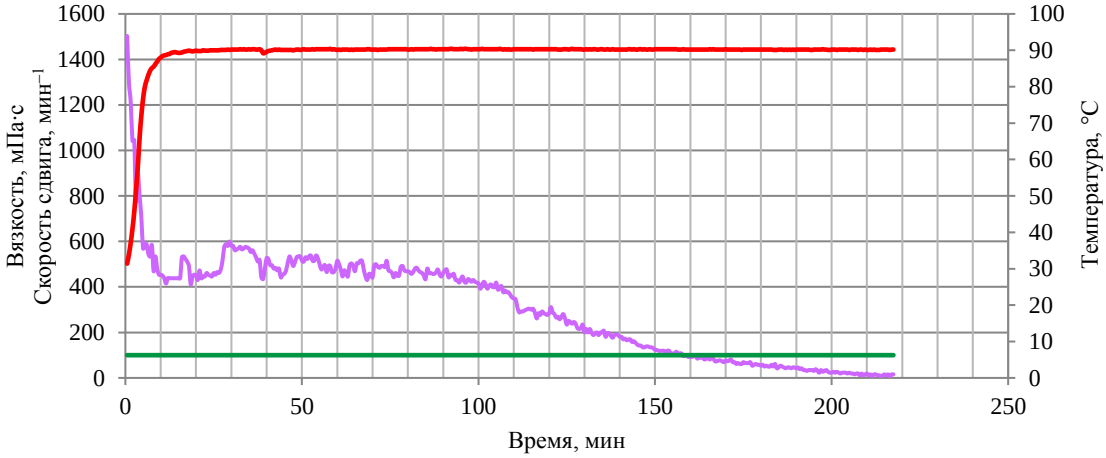


Рис. 6. Изменение эффективной вязкости жидкости ГРП на сеноманской воде от температуры и характеристики гелей (при постоянном значении скорости сдвига 100 м/мин). Условные обозначения см. на рис.1

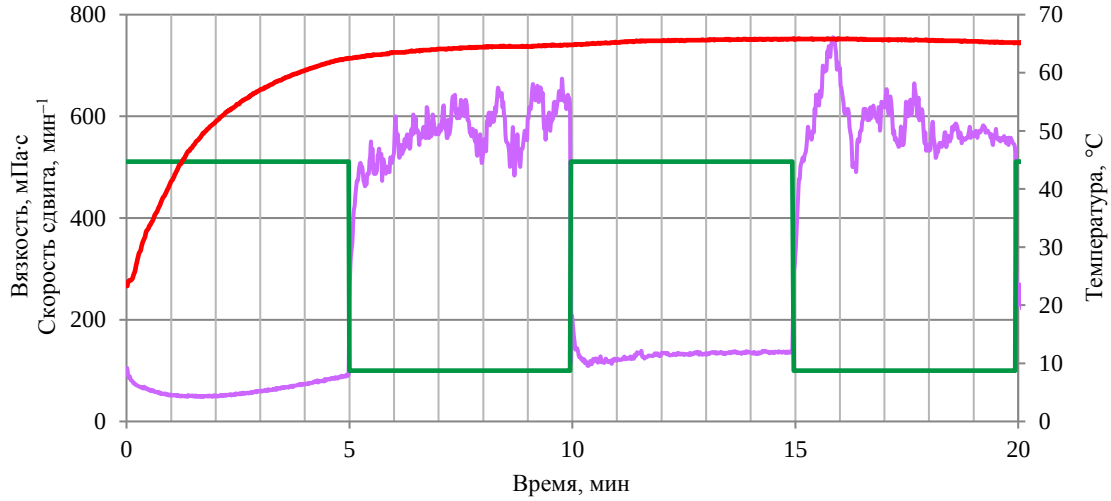


Рис.7. Тест на определение чувствительности жидкости ГРП к изменению сдвиговой нагрузки на сеноманском источнике. Условные обозначения см. на рис.1

• Сеноман – минерализация 17300 мг/л, жесткость 30 °Ж, щелочность 190 мг/л. Особенность поведения системы на большинстве сеноманских источников в случае выполнения работы без стабилизаторов – высокая температурная деструкция. Для получения требуемых свойств основной упор сделан на подавление повышенных, в сравнении с подтоварными и смесевыми источниками, минерализации и жесткости. Применение стабилизатора линейного геля в таких случаях либо не требуется совсем, либо ограничивается невысокими дозировками. Высокая жесткость воды нейтрализуется введением в классическую гуаровую систему хелатирующего агента и/или стабилизатора сшивки. Результаты работы по подбору дизайна системы жидкости разрыва на сеноманском источнике: бактерицид 0,02 л/м^3, деэмульгатор 2,0 л/м^3, гелеобразователь 3,6 кг/м^3, деструктор 0,5 л/м^3, сшиватель отложенного действия 3,0 л/м^3, стабилизатор сшивки 2,0 л/м^3. На рис.6 изображено изменение эффективной вязкости жидкости ГРП от температуры с параметрами гелей: линейный гель – вязкость 26,0 мПа·с, температура затворения 40 °С, значение pH 7,6; сшитый гель – время закрытия воронки 30 с, время полной сшивки 45 с, значение pH 9,0. Стабильность жидкости при указанном содержании компонентов составляет оптимальные 100 мин. Рис.7 иллюстрирует поведение рассматриваемой системы при сдвиговых нагрузках. Из перечисленных отрицательно влияющих компонентов также необходимо рассмотреть повышенное содержание железа и способных к сшивке ионов, содержащихся в воде. Из практики проведения операций по ГРП известны составы стабилизаторов, например на основе сахаров,

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

которые позволяют эффективно подавлять действие этого элемента. Отмеченные в реологических испытаниях стабилизирующие добавки также способны эффективно воздействовать на избыток железа в водах альтернативных источников. Вопрос с подавлением бор-ионов решается, как правило, введением в систему замедлителей сшивки на основе хорошо растворимых сахаров.

Керновые испытания. Одним из ключевых факторов, определяющих эффективность работы жидкости после операции ГРП, является ее влияние на коллекторские свойства горной породы. В рамках комплексного исследования проведены испытания разработанных дизайнов жидкости ГРП, успешно прошедших реологические тесты, по оценке влияния на свойства породы. Составы жидкостей ГРП (табл.3) на минерализованных водах (см. табл.2) испытаны на керновом материале Приобского и Южно-Приобского месторождений (целевой пласт АС12.3-5), на котором исследовалось влияние составов на проницаемость пород в условиях, моделирующих пластовые. Литологически образцы представлены песчаниками и алевролитами. Открытая пористость по воде, определенная по 40 образцам, изменяется от 13,8 до 18,7 % (среднее значение – 16,4 %). Открытая пористость по гелию, определенная по 104 образцам, изменяется от 2,3 до 18,4 % (среднее значение – 14,3 %). После этого были проведены испытания по оценке влияния жидкостей ГРП на проницаемость пород (табл.4).

Таблица 4

Обобщенные результаты определения воздействия жидкостей ГРП на проницаемость пород-коллекторов

Тип жидкости ГРП	Лабораторный номер образца	Открытая пористость по воде, %	Абсолютная газопроницаемость $K_{гр}$, 10^{-3}мкм^2	Остаточная водонасыщенность $K_{во}$, %	Базовая проницаемость образца по нефти, 10^{-3}мкм^2	Коэффициент восстановления проницаемости после воздействия жидкости ГРП, %	Коэффициент восстановления проницаемости после депрессии, %	Значение водонасыщенности после эксплуатации, %	Изменение водонасыщенности, %
Гель 1 Подтоварная вода/ гуаровая система	28244-10	14,4	1,23	36,6	0,334	19,7	32,1	25,0	–11,5
	28229-10	16,4	1,08	44,1	0,240	23,6	45,7	35,5	–8,6
	23596-18	16,5	0,91	39,4	0,197	27,8	42,6	30,5	–8,9
	28159-10	16,6	0,75	41,9	0,120	43,5	60,6	35,2	–6,7
		15,9	**0,99**	**40,5**	**0,223**	**28,6**	**45,2**	**31,6**	**–8,9**
Гель 2 Сеноманская вода/ гуаровая система	28235-10	16,5	1,14	38,6	0,255	23,1	39,7	29,4	–9,2
	28242-10	15,3	1,04	37,2	0,186	21,9	43,3	29,5	–7,7
	28154-10	16,1	0,87	41,7	0,127	28,3	40,3	34,0	–7,7
	28237-10	15,7	0,69	42,5	0,102	29,8	38,3	33,7	–8,8
		15,9	**0,94**	**40,0**	**0,168**	**25,8**	**40,4**	**31,7**	**–8,4**
Гель 3 Дистиллированная вода/ гуаровая система	23625-18	15,7	1,70	34,1	0,452	23,37	35,03	28,7	–5,4

Согласно полученным результатам, системы на альтернативных источниках не уступают гуаровой системе по влиянию на остаточную проницаемость пласта, приготовленную на дистиллированной воде. Об этом свидетельствуют значения коэффициентов восстановления проницаемости, которые указывают на то, что проницаемость за период от непосредственного проведенного ГРП до начала ввода скважины в эксплуатацию восстанавливается в 1,5 раза за счет времени деструкции гелиевого состава.

Выводы.

Рассматриваемые в данной статье подтоварные, смесевые и сеноманские воды имеют высокую минерализацию, наибольший вклад в которую вносят хлор-ион, ионы натрия, кальция и гидрокарбонаты. Определяющим фактором при выборе жидкости и стабилизирующих добавок являются состав и свойства воды отдельно взятого источника, которые подвержены существенному изменению и зависят от многих факторов, таких как время и способ отбора, температура, взаимодействие с окружающей средой и пр.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Наиболее стабильными параметрами минерализации обладают сеноманские источники, в то время как подтоварные и смесевые воды, отобранные из магистралей ППД, имеют существенные различия свойств. Для таких источников количество железа может изменяться в разы, а жесткость и общая минерализация также претерпевают существенные изменения.

Качество рассмотренных жидкостей разрыва на основе альтернативных источников воды подтверждается их влиянием на остаточную проницаемость пласта, а также остаточную проводимость и проницаемость проппантной пачки. Приведенные в работе результаты экспериментов показывают близкие значения этих параметров. Результаты исследований по определению остаточной проводимости и проницаемости проппантной пачки при 6000 psi показали, что для гуаровых подтоварных, сеноманских и пресных вод остаточная проводимость составила соответственно 38; 37; 36 %, а остаточная проницаемость – 38; 38; 36 %.

Рассмотренные жидкости ГРП на альтернативных источниках воды являются перспективным направлением для промышленного применения в нефтедобывающей отрасли, так как способствуют снижению себестоимости добываемых углеводородов за счет минимизации затрат на их подготовку и доставку, сокращая отрицательное воздействие на экологию при сохранении качества присущего классическим системам жидкости на пресных источниках. Для наилучшего понимания ключевых свойств и особенностей разработанных рецептур необходимы масштабные опытно-промышленные испытания, которые позволят закрепить и улучшить достигнутые на текущем этапе результаты.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Лившиц В.Р., Рыжкова С.В.* Главные направления развития нефтяного комплекса России в первой половине XXI века // Вестник РАН. 2019. Т. 89. № 11. С. 1095-1104. DOI: 10.31857/S0869-587389111095-1104

2. *Дмитриевский А.Н.* Ресурсно-инновационная стратегия развития экономики России // Нефтяное хозяйство. 2017. № 5. С. 6-7.

3. *Муслимов Р.Х.* Новая стратегия освоения нефтяных месторождений в современной России – оптимизация добычи и максимизация КИН // Нефть. Газ. Новации. 2016. № 4 (187). С. 8-17.

4. *Мухаметшин В.Ш., Хакимзянов И.Н., Бахтизин Р.Н., Кулешова Л.С.* Дифференциация и группирование сложнопостроенных залежей нефти в карбонатных коллекторах в решении задач управления разработкой // SOCAR Proceedings. 2021. Спец. вып. 1. С. 88-97. DOI: 10.5510/OGP2021SI100513

5. *Мухаметшин В.В., Бахтизин Р.Н., Кулешова Л.С. и др.* Скрининг и оценка условий эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи высокообводненных залежей с трудноизвлекаемыми запасами // SOCAR Proceedings. 2021. Спец. вып. 2. С. 48-56. DOI: 10.5510/OGP2021SI200588

6. *Yang S., Siddhamshetty P., Kwon J. S.-I.* Optimal pumping schedule design to achieve a uniform proppant concentration level in hydraulic fracturing // Computers & Chemical Engineering. 2017. Vol. 101. P. 138-147. DOI: 10.1016/j.compchemeng.2017.02.035

7. *Грищенко В.А., Рабаев Р.У., Асылгареев И.Н. и др.* Методический подход к определению оптимальных геолого-технологических характеристик при планировании ГРП на многопластовых объектах // SOCAR Proceedings. 2021. Спец. вып. 2. С. 182-191. DOI: 10.5510/OGP2021SI200587

8. *Грищенко В.А., Позднякова Т.В., Мухамадиев Б.М. и др.* Повышение эффективности разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах на примере турнейского яруса // SOCAR Proceedings. 2021. Спец. вып. 2. С. 238-247. DOI: 10.5510/OGP2021SI200603

9. *Wijaya N., Sheng J.J.* Comparative study of well soaking timing (pre vs. post flowback) for water blockage removal from matrix-fracture interface // Petroleum. 2020. Vol. 6. Iss. 3. P. 286-292. DOI: 10.1016/j.petlm.2019.11.001

10. *Мухаметшин В.В.* Устранение неопределенностей при решении задач воздействия на призабойную зону скважин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2017. Т. 328. № 7. С. 40-50.

11. *Хисамиев Т.Р., Баширов И.Р., Мухаметшин В.Ш. и др.* Результаты оптимизации системы разработки и повышения эффективности выработки запасов карбонатных отложений турнейского яруса Четырманского месторождения // SOCAR Proceedings. 2021. Спец. вып. 2. С. 131-142. DOI: 10.5510/OGP2021SI200598

12. *Jiaxiang Xu, Yunhong Ding, Lifeng Yang et al.* Effect of proppant deformation and embedment on fracture conductivity after fracturing fluid loss // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2019. Vol. 71. № 102986. DOI: 10.1016/j.jngse.2019.102986

13. *Галкин В.И., Колтырин А.Н.* Исследование вероятностных моделей для прогнозирования эффективности технологии пропантного гидравлического разрыва пласта // Записки Горного института. 2020. Т. 246. С. 650-659. DOI: 10.31897/PMI.2020.6.7

14. *Якупов Р.Ф., Мухаметшин В.Ш., Хакимзянов И.Н., Трофимов В.Е.* Оптимизация выработки запасов из водонефтяных зон горизонта D3ps Шкаповского нефтяного месторождения с помощью горизонтальных скважин // Георесурсы. 2019. Т. 21. № 3. С. 55-61. DOI: 10.18599/grs.2019.3.55-61

15. *Fokker P.A., Borello E.S., Verga F., Viberti D.* Harmonic pulse testing for well performance monitoring // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2018. Vol. 162. P. 446-459. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.12.053

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

16. *Грищенко В.А., Гареев Р.Р., Циклис И.М. и др.* Расширение круга льготируемых объектов, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти // SOCAR Proceedings. 2021. Спец. вып. 2. С. 8-17. DOI: 10.5510/OGP2021SI200575

17. *Cheng Jing, Xiaowei Dong, Wenhao Cui 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. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107558

18. *Yakupov R.F., Mukhametshin V.S., Tyncherov K.T.* Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir // Periódico Tchê Química. 2018. Vol. 15. Iss. 30. P. 725-733. DOI: 10.52571/PTQ.v15.n30.2018.725_Periodico30_pgs_725_733.pdf

19. *Фаттахов И.Г., Кулешова Л.С., Бахтизин Р.Н. и др.* Комплексирование результатов моделирования ГРП при проведении гибридных кислотно-пропантных обработок и при одновременной инициации трещины ГРП в разделенных интервалах // SOCAR Proceedings. 2021. Спец. вып. 2. С. 103-111. DOI: 10.5510/OGP2021SI200577

20. *Кулешова Л.С., Фаттахов И.Г., Султанов Ш.Х. и др.* Опыт проведения многозонного кислотного ГРП на месторождении ПАО «Татнефть» // SOCAR Proceedings. 2021. Спец. вып. 1. С. 68-76. DOI: 10.5510/OGP2021SI100511

21. *Keshavarz A., Yulong Yang, Badalyan A. et al.* Laboratory-based mathematical modelling of graded proppant injection in CBM reservoirs // International Journal of Coal Geology. 2014. Vol. 136. P. 1-16. DOI: 10.1016/j.coal.2014.10.005

22. *Грищенко В.А., Асылгареев И.Н., Бахтизин Р.Н. и др.* Методический подход к мониторингу эффективности использования ресурсной базы при разработке нефтяных месторождений // SOCAR Proceedings. 2021. Спец. вып. 2. С. 229-237. DOI: 10.5510/OGP2021SI200604

23. *Мухаметшин В.В.* Повышение эффективности управления разработкой залежей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на основе дифференциации и группирования // Геология и геофизика. 2021. Т. 62. № 12. С. 1672-1685. DOI: 10.15372/GiG2021102

24. *Нургалиев Р.З., Козихин Р.А., Фаттахов И.Г., Кулешова Л.С.* Перспективы применения новых технологий при оценке влияния геолого-технологических рисков // Горный журнал. 2019. № 4. С. 36-40. DOI: 10.17580/gzh.2019.04.08

25. *Temizel C., Canbaz C.H., Palabiyik Y. et al.* A Review of Hydraulic Fracturing and Latest Developments in Unconventional Reservoirs / Offshore Technology Conference, 2-5 May 2022, Houston, TX, USA. OnePetro, 2022. № OTC-31942-MS. DOI: 10.4043/31942-MS

26. *Linsong Cheng, Deqiang Wang, Renyi Cao, Rufeng Xia.* The influence of hydraulic fractures on oil recovery by water flooding processes in tight oil reservoirs: An experimental and numerical approach // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. Vol. 185. № 106572. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106572

27. *Хузин Р.Р., Андреев В.Е., Мухаметшин В.В. и др.* Влияние гидравлического сжатия пласта на фильтрационно-емкостные свойства пластов-коллекторов // Записки Горного института. 2021. Т. 251. С. 688-697. DOI: 10.31897/PMI.2021.5.8

28. *Нешич С., Стрелецкая В.В.* Интегрированный подход при обращении и обратной закачке попутно добываемой воды // Георесурсы. 2018. Т. 20. № 1. С. 25-31. DOI: 10.18599/grs.2018.1.25-31

29. *Конторович А.Э., Варламов А.И., Ефимов А.С. и др.* Стратиграфическая схема кембрийских отложений юга Предъенисейской части Западной Сибири // Геология и геофизика. 2021. Т. 62. № 3. С. 443-465. DOI: 10.15372/GiG2020206

30. *Стабинскас А.П., Султанов Ш.Х., Мухаметшин В.Ш. и др.* Эволюция жидкости гидроразрыва пласта: от гуаровых систем к синтетическим геллирующим полимерам // SOCAR Proceedings. 2021. Спец. вып. 2. С. 172-181. DOI: 10.5510/OGP2021SI200599

31. *Сергеев В.В., Шарапов Р.Р., Кудымов А.Ю. и др.* Экспериментальное исследование влияния коллоидных систем с наночастицами на фильтрационные характеристики трещин гидравлического разрыва пласта // Нанотехнологии в строительстве. 2020. Т. 12. № 2. С. 100-107. DOI: 10.15828/2075-8545-2020-12-2-100-107

32. *Стабинскас А.П.* Оценка эффективности работы скважин после проведения гидравлического разрыва пласта // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2014. № 1 (95). С. 10-20.

33. *Chenguang Zhang, Xiting Long, Xiangwei Tang et al.* Implementation of water treatment processes to optimize the water saving in chemically enhanced oil recovery and hydraulic fracturing methods // Energy Reports. 2021. Vol. 7. P. 1720-1727. DOI: 10.1016/j.egyr.2021.03.027

34. *Захаров Л.А., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н.* Прогнозирование динамического пластового давления методами искусственного интеллекта // Записки Горного института. 2022. Т. 253. С. 23-32. DOI: 10.31897/PMI.2022.11

35. *Кривощеков С.Н., Кочнев А.А., Равелев К.А.* Разработка алгоритма определения технологических параметров нагнетания кислотного состава при обработке призабойной зоны пласта с учетом экономической эффективности // Записки Горного института. 2021. Т. 250. С. 587-595. DOI: 10.31897/PMI.2021.4.12

36. *Хузин Р.Р., Андреев В.Е., Мухаметшин В.В. и др.* Влияние гидравлического сжатия пласта на фильтрационно-емкостные свойства пластов-коллекторов // Записки Горного института. 2021. Т. 251. С. 688-697. DOI: 10.31897/PMI.2021.5.8

37. *Siddhamshetty P., Mao S., Wu K., Kwon J.S.-I.* Multi-Size Proppant Pumping Schedule of Hydraulic Fracturing: Application to a MP-PIC Model of Unconventional Reservoir for Enhanced Gas Production // Processes. 2020. Vol. 8. Iss. 5. № 570. DOI: 10.3390/pr8050570

38. *Veil J.A., Clark C.* Produced Water Volume Estimates and Management Practices // SPE Production & Operations. 2011. Vol. 26. Iss. 3. P. 234-239. DOI: 10.2118/125999-PA

39. *Sun Huning, Xie Xuan, Gao Guanghui et al*. Patent № CN 10275778 B. Fracturing fluid capable of resisting high salinity water quality. Publ. 14.08.2012.

40. *Рогачев М.К., Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С.* Повышение эффективности использования ресурсной базы жидких углеводородов в юрских отложениях Западной Сибири // Записки Горного института. 2019. Т. 240. С. 711-715. DOI: 10.31897/PMI.2019.6.711

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

41. *Шляпкин А.С., Татосов А.В.* Формирование трещины гидроразрыва пласта высоковязким гелем // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 9 (345). С. 109-112. DOI: 10.30713/2413-5011-2020-9(345)-109-112

42. *Kakadjian S., Thompson J., Torres R.* Fracturing Fluids from Produced Water / SPE Production and Operations Symposium, 1-5 March 2015, Oklahoma City, OK, USA. OnePetro, 2015. № SPE-173602-MS.

43. *Wang Shi Ben, Guo Jian Chun, Lai Ji et al.* Patent № CN 103497753 B. One is applicable to the of the fracturing fluid linking agent of concentrated water. Publ. 30.09.2013.

44. *Siddhamshetty P., Seeyub Yang, Kwon J.S.-I.* Modeling of hydraulic fracturing and designing of online pumping schedules to achieve uniform proppant concentration in conventional oil reservoirs // Computers & Chemical Engineering. 2018. Vol. 114. P. 306-317. DOI: 10.1016/j.compchemeng.2017.10.032

Авторы: **Ш.Х.Султанов,** *д-р техн. наук, профессор, https://orcid.org/0000-0003-3481-9519* (*Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Республика Башкортостан, Россия*), **В.Ш.Мухаметшин,** *д-р геол.-минерал. наук, директор, vsh@of.ugntu.ru, https://orcid.org/0000-0002-3951-4936* (*Институт нефти и газа ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» в г. Октябрьском, Октябрьский, Республика Башкортостан, Россия*), **А.П.Стабинскас,** *руководитель направления, https://orcid.org/0000-0002-3833-8096* (*ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, Россия*), **Э.Ф.Велиев,** *канд. техн. наук, заместитель заведующего лабораторией, https://orcid.org/0000-0003-2803-4467* (*НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Республика Азербайджан*), **А.В.Чураков,** *руководитель центра, https://orcid.org/0000-0001-6070-9255* (*ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, Россия*).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0