SOCAR Proceedings

Reservoir and Petroleum Engineering

journal home page: <http://proceedings.socar.az>

ЭВОЛЮЦИЯ ЖИДКОСТИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА: ОТ ГУАРОВЫХ СИСТЕМ К СИНТЕТИЧЕСКИМ ГЕЛЛИРУЮЩИМ ПОЛИМЕРАМ

А.П. Стабинскас¹, Ш.Х. Султанов¹, В.Ш. Мухаметшин¹, Л.С. Кулешова¹,
А.В. Чураков², А.Р. Сафиуллина¹, Э.М. Валиев¹

¹Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

²ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, Россия

Evolution of Hydraulic Fracturing Fluid: from Guar Systems to Synthetic Gelling Polymers

A.P. Stabinskas¹, Sh.Kh. Sultanov¹, V.Sh. Mukhametshin^{*1}, L.S. Kuleshova¹,

A.V. Churakov², A.R. Safiullina¹, E.M. Veliev¹

¹Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia;

²Gazpromneft Science & Technology Center, Saint-Petersburg, Russia

Abstract

The paper presents the possibilities of optimizing technological approaches for performing hydraulic fracturing operations, taking into account the transition from traditionally used chemical components of the process fluid to synthetic gelling polymers. The proposed option makes it possible to reduce the unit costs of operational activities to increase oil production both for new assets of oil and gas producing companies and for assets at the stage of industrial development. The special emphasis of the proposed technological solutions is correlated with the environmental Agenda for Sustainable Development until 2030, aimed at transforming the production processes of the energy complex to reduce the ecological footprint of enterprises. A complete set of laboratory studies confirms the prospect of industrial application of synthetic polymer systems and the feasibility of replicating this approach. The subsequent stage of scale-up of pilot tests will allow to have a basis for development and implementation of standards in the oil and gas industry.

Keywords:

Oil;
Well;
Hydraulic fracturing;
Chemicals;
Synthetic gelling polymers.

© 2021 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

Возрастающее потребление человечеством природных ресурсов с наращиванием производственных мощностей, ставит перед нами серьезную задачу снижения отрицательного воздействия на экологию.

Принятая резолюцией Генеральной ассамблеи ООН 2015 года Повестка в области устойчивого развития до 2030 года [1] определила 17 приоритетных направлений по достижению Целей устойчивого развития (ЦУР). При этом, мировые нефтегазовые компании являются одними из лидеров по фокусу внимания на разработку технологических инновационных решений в повестке ESG (экологическое, социальное и корпоративное управление (Environmental, Social, Governance)), что в свою очередь находит отра-

жение в стратегических планах развития данных компаний. Понимание всеми ведущими участниками отрасли важности вызова экологической повестки в условиях наблюдаемой трансформации глобальной энергетики – вполне очевидно, и вопросы повестки ESG не остаются без внимания практически всех профессиональных дискуссий сегодняшнего дня. Развитие направления ESG является важным стимулирующим фактором для поиска перспективных технологий их развития и последующего внедрения в производство.

Экологическая повестка сегодняшнего дня требует детального анализа подходов добычи, транспортировки и переработки нефти и газа, с учетом рассмотрения различных производственных процессов, направленного на поиск потенциальных оптимизационных решений [2–11].

Возрастает интерес и увеличивается перечень интересных решений, которые дают возможность оптимизировать промышленные технологии и

*E-mail: vsh@of.ugntu.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP2021SI200599>

уменьшить экологический след предприятий. Компании с ориентиром на технологическое развитие стараются предлагать разработки, отвечающие новым экологическим ориентирам нефтегазовой отрасли.

Задача исследования

Одной из наиболее эффективных технологий интенсификации работы добывающих и нагнетательных скважин является гидравлический разрыв пласта (ГРП) [12–15]. Данный метод геологических мероприятий является технологией массового применения и требует использования существенных технических и материальных ресурсов. Следует отметить, что в связи с необходимостью вовлечения в разработку все более сложных геологических объектов [16–20], технология ГРП эволюционирует, что в свою очередь влияет на рост объемов использования пресной воды для подготовки жидкости разрыва, химических реагентов, технологического оборудования [21–25].

Успешность проведения ГРП определяется приростом продуктивности скважины и является следствием качественного подхода к выбору подходящей жидкости (системы) разрыва, расклинивающего агента (проппанта, песка) и расписания закачки [26–30]. Особое значение в данной цепочке принадлежит комплексу химических добавок, называемых системой жидкости.

Согласно результатам ранее проведенных исследований влияния закачиваемой в процессе ГРП технологической жидкости ГРП на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта подтверждают зависимости, свидетельствующие о том, что с увеличением объема закачанной рабочей жидкости на 1 м продуктивного пласта происходит ухудшение ФЕС за счет коагуляции геллирующим агентом, входящим в систему жидкости [31, 32].

Выбор системы рабочей жидкости, как и выбор расклинивающего агента, всегда имеет большое значение, так как влияет на геометрию создаваемой трещины, качество транспортировки проппанта и его размещение в пласте, а также на проводимость созданных в процессе работы закрепленных каналов. Таким образом, характеристики жидкости ГРП и расклинивающих агентов являются важными параметрами, которые требуют детального изучения для достижения стабильной, прогнозируемой и высокопродуктивной работы скважин [33–35].

Жидкости, способные транспортировать проппант с наименьшим загрязнением пласта и трещины – одно из самых актуальных направлений технологического развития ГРП [36].

Анализ применения технологии ГРП на синтетическом полимере

В последнее время наблюдается тенденция наращивания поиска технологий и методов оптимизации технологий проведения ГРП. Новые

технологические решения, которые позволяют изменить подход к формированию трещин ГРП, делают основной акцент на более протяженные трещины, для увеличения охвата дренирования скважин и повышения их эффективности, и включают в себя технологии гибридных систем жидкости, со снижением закачки сшитых систем и частичной их заменой на линейный гель малой вязкости, производство кластерных ГРП, а также закачку высокорасходных ГРП с повышением расхода рабочей жидкости до 14 м³/мин и более. Эти технологии направлены на получение более длинных и чистых трещин и, как следствие, на повышение эффективности добычи нефти [37]. Однако переход на маловязкие системы жидкости влияет на скорость осаждения проппанта, что в свою очередь необходимо компенсировать повышением расхода рабочей жидкости и увеличением удельного объема геллирующего агента закачиваемого на метр продуктивного пласта. Изменение этих параметров влияет не только на усложнение технологического процесса, но и на воздействие на пласт за счет увеличения удельного показателя геллирующих агентов, которые имеют коагулирующий эффект на породу продуктивного пласта.

Решение данного вопроса требует разработки рецептуры жидкости, сочетающей в себе преимущества низкой вязкости, высокой несущей способности и отсутствия коагулирующего эффекта, имеющего существенное влияние на проводимость проппантной пачки и продуктивного пласта [38]. Один из вариантов снижения отрицательного воздействия жидкости ГРП на пласт, это переход от сшитых гуаровых жидкостей разрыва к синтетическим.

Всё более широкое применение в новой технологической концепции современного ГРП находят высоковязкие понизители трения. В отличие от традиционных составов на основе гуаро-боратных систем, данные жидкости имеют ряд преимуществ – обеспечивают более высокую остаточную проводимость трещины, менее чувствительны к минеральному составу и температуре источника воды; содержат меньшее количество химических элементов в рабочей рецептуре и, как правило, менее требовательны к оснащению оборудования флота ГРП. Этот тренд поспособствовал возникновению интереса в области применения высоковязких понизителей трения, получивших общее название «синтетический гель».

В сравнении с линейными и сшитыми традиционными системами гидроразрыва, синтетические гели имеют широкий потенциал к снижению операционных затрат и повышению эффекта от стимуляции скважины при некоторых геологических условиях. Во-первых, замещение линейного или сшитого геля синтетическим позволит упростить процесс производства операций и сократить количество технологического оборудования (гидратационные установки). Сами синтетические гели позволяют выполнять все стадии

ГРП с использованием одного типа жидкости, а за счет способности к очень быстрой гидратации есть возможность регулирования вязкости системы «на лету» путем изменения концентрации. Во-вторых, синтетический гель может легко разрушаться с помощью окислительного брейкера без образования твердых остатков, тем самым повышая остаточную проводимость созданных и закрепленных пропантом трещин.

Результаты лабораторных экспериментов

В рамках реализации задачи подбора альтернативы гуаровой системе жидкости ГРП, были выполнены многочисленные лабораторные испытания жидкости ГРП, основной целью которых было получение данных, для анализа применимости систем жидкости на основе синтетических компонентов [39].

Одним из важнейших свойств гелеобразующих компонентов при производстве гидроразрыва пласта является скорость их гидратации. Данный параметр влияет не только качество исполнения работ, но и на перечень оборудования необходимого для производства работ. Для оценки скорости набора вязкости в зависимости от времени, был проведен ряд экспериментов (рис. 1), который позволяют сделать предварительные выводы об отсутствии необходимости применения дополнительного оборудования для гидратации синтетического геля во время проведения полевых работ.

Рис. 1. Скорость гидратации синтетического геля (6 л/м^3) в дистиллированной воде при температуре 25°C . Измерение на Fann 35 при 300 об/мин

Для оценки влияния на реологические характеристики компонентов и качества воды, проведено тестирование с использованием дистиллированной воды при температуре 25°C и синтетического геля с концентрацией 6 л/м^3 . Испытания проводились с добавлением катионов Na^+ , Ca^{2+} и Fe^{3+} . Концентрация активного вещества для Na^+ составляла 100, 200 и 300 мг/л; для Ca^{2+} – 100, 150 и 200 мг/л; для Fe^{3+} – 30, 60 и 100 мг/л. Результаты тестов приведены в таблице. Согласно полученным результатам было определено, что наибольшее влияние на вязкость геля оказывают катионы

Таблица Вязкость геля при температуре 25°C с содержанием в воде различных катионов			
Дистиллированная вода	В присутствии катионов Na^+		
	100 мг/л	200 мг/л	300 мг/л
35 мПа·с	31 мПа·с	29 мПа·с	26 мПа·с
	В присутствии катионов Ca^{2+}		
	100 мг/л	150 мг/л	200 мг/л
	28 мПа·с	24 мПа·с	19 мПа·с
	В присутствии катионов Fe^{3+}		
	30 мг/л	60 мг/л	100 мг/л
	31 мПа·с	26 мПа·с	19 мПа·с

Ca^{2+} и Fe^{3+} . Влияние катионов Na^+ прослеживается только при превышении их концентрации свыше 200 мг/л.

Проведенные исследования влияния катионов на скорость гидратации (рис. 2–4), при концентрациях полимера 6.0 л/м^3 , и температуре проведения эксперимента $22\text{--}24^\circ\text{C}$, показали, что наилучшим источником воды для приготовления жидкости ГРП на основе синтетических гелей являются классические пресные воды, используемые для гуаро-боратных систем.

Полученные результаты исследований влияния скорости сдвига на вязкость системы (рис. 5) показывают, что системы на основе синтетического геля имеют хорошую термическую стабильность при различных диапазонах скорости сдвига. И можно вывести следующую закономерность – в сравнении с гуаро-боратными системами потеря вязкости синтетических полимеров при изменении скорости сдвига и температуры в диапазоне стандартных значений (от 100 до 511 с^{-1} , 60 и 80°C) составляет в среднем от 60 до 70 %, в то время, как для классических систем данный показатель находится в диапазоне 85–90 %.

Рис. 2. Скорость гидратации синтетического полимера (6 л/м^3) в растворе NaCl

Скорость гидратации геля (в присутствии Ca^{2+}), $T = 23^\circ\text{C}$

Рис. 3. Скорость гидратации синтетического полимера (6 л/м^3) в растворе CaCl_2

Скорость гидратации геля (в присутствии Fe^{3+}), $T = 22^\circ\text{C}$

Рис. 4. Скорость гидратации синтетического полимера (6 л/м^3) в растворе FeCl_3

Рис. 5. Графики зависимости вязкости синтетического геля для разных нагрузок и температур

Тестирование систем жидкости на термостабильность при различных концентрациях синтетического геля 6.0 л/м^3 и 8.0 л/м^3 в температурных диапазонах от 90 до 110°C без применения деструктора (рис. 6) показывают, что системы имеют хорошую термическую стабильность до 100°C .

Представленные на рисунке 7 зависимости вязкости от скорости сдвига для всех исследуемых концентраций синтетического геля, при скоростях сдвига 100 и 511 с^{-1} , демонстрируют разжижение вязкости при сдвиге, поскольку их сдвиговая вязкость уменьшается с увеличением

скорости. В то же время отмечено быстрое восстановление структуры вязкости при переходе от скорости сдвига со 100 к 511 с^{-1} , что говорит о сохранении целостности полимерной структуры.

Результаты тестов определения потерь на трение при использовании синтетического полимера (рис. 8) показали, что при концентрации синтетического полимера 4.0 л/м^3 уменьшение сопротивления может достигать 63% , при увеличении концентрации до 6.0 л/м^3 этот показатель достигает 56% , а при 8.0 л/м^3 – 50% . Быстрая гидратация синтетического геля позволяет достигать таких значений всего за 30 сек.

Выводы

Несмотря на наличие видимых преимуществ в использовании синтетических систем перед стандартными гуаровыми, до сих пор они не получили широкого применения на традиционных типах коллекторов. Этому способствует слабая изученность практических особенностей применения, связанных с транспортировкой проппанта и отсутствием критериев выбора на основе реологических свойств системы, которые в значительной мере влияют на степень успешности выполнения ГРП.

В целом, нужно отметить, что синтетические гелевые системы являются перспективным направлением для промышленного применения в нефтедобывающей отрасли. Существующие классические жидкости ГРП имеют наработанную богатую историю, понимание критериев применимости, преимуществ и недостатков. Однако, данные решения не всегда отвечают возрастающим требованиям к чистоте трещины в условиях увеличивающихся объемов работ на низкопроницаемых объектах. Кроме этого, есть большой потенциал в использовании данных систем на классических коллекторах, где применение высоковязких сшитых гелей, по каким-то причинам, не является целесообразным или может нести определенные риски. Применение синтетических гелей также позволит уйти от использования поверхностных источников воды и выполнять работы на альтернативных водах, таких как подтоварные и сеноманские воды, что в свою очередь снизит экологические риски. Для понимания ключевых свойств синтетических гелей необходимы целевые лабораторные исследования, а также масштабные опытно-промышленные испытания, которые позволят расширить области применения данной технологии и станут основой для разработки и внедрения стандартов в отрасли.

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

The work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under Agreement No. 075-15-2020-900 as part of the World-Class Research Center development program.

Рис. 6. Стабильность синтетического геля с различными концентрациями при разных температурах. Скорость сдвига 100 с⁻¹

Рис. 7. Восстановление синтетического геля после сдвиговых нагрузок при различных концентрациях и температурах

Рис. 8. Снижение трения при скорости закачки 30.3 л/мин для гелей с высокой концентрацией синтетического геля на водопроводной воде при 25 °С

Литература

1. A/RES/70/1. (2015). Резолюция Генеральной Ассамблеи ООН. Преобразование нашего мира: Повестка дня в области устойчивого развития на период до 2030 года. <https://www.un.org/ru/documents/ods.asp?m=A/RES/70/1>
2. Рабаев, Р. У., Бахтизин, Р. Н., Султанов, Ш. Х. и др. (2020). Обоснование применения технологии кислотного гидроразрыва пласта в карбонатных коллекторах газоконденсатных месторождений морского шельфа. *SOCAR Proceedings*, 4, 60-67.
3. Ибрагимов, Н. Г., Мусабилов, М. Х., Яртиева, А. Ф. (2014). Эффективность комплекса технологий стимуляции скважин в ОАО «Татнефть». *Нефтяное хозяйство*, 7, 44-47.
4. Якупов, Р. Ф., Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2021). Использование гидродинамической модели при создании обратного конуса нефти в условиях водонефтяных зон. *SOCAR Proceedings*, 2, 54-61.
5. Иванов, С. А., Галкин, В. И., Растегаев, А. В. (2010). Прогноз эффективности гидравлического разрыва пласта по геолого-технологическим показателям. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*, 3, 17-22.
6. Мухаметшин, В. Ш., Зейгман, Ю. В., Андреев, А. В. (2017). Экспресс-оценка потенциала добычных возможностей залежей для определения эффективности применения нанотехнологий и необходимости стимулирования ввода их в разработку. *Нанотехнологии в строительстве*, 9(3), 20-34.
7. Рабаев, Р. У., Чибисов, А. В., Котенев, А. Ю. и др. (2021). Математическое моделирование растворения карбонатных коллекторов и прогнозирование эффективности регулируемой солянокислотного воздействия. *SOCAR Proceedings*, 2, 40-46.
8. Ибрагимов, Н. Г., Мусабилов, М. Х., Яртиева, А. Ф. (2015). Опыт промышленной реализации импортозамещающих технологий интенсификации добычи нефти в ПАО «Татнефть». *Нефтяное хозяйство*, 8, 86-89.
9. Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. Ш., Бахтизин, Р. Н., Шендиров, Р. И. (2021). Определение объемного коэффициента сетки скважин для оценки конечного коэффициента нефтеизвлечения при разработке залежей нефти горизонтальными скважинами. *SOCAR Proceedings*, 2, 47-53.
10. Юсифов, Т. Ю., Фаттахов, И. Г., Зиятдинов, А. М. и др. (2015). Влияние напряженного состояния пласта на формирование трещины гидравлического разрыва. *Научное обозрение*, 19, 97-102.
11. Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. Ш., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Обоснование необходимости учета интерференции между скважинами при разряжении сетки скважин на пашийском горизонте Бавлинского месторождения. *SOCAR Proceedings*, SI1, 77-87.
12. Стабинскас, А. П. (2014). Оценка эффективности работы скважин после проведения гидравлического разрыва пласта. *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*, 1(95), 10-20.
13. Мухаметшин, В. В., Андреев, В. Е., Дубинский, Г. С. и др. (2016). Использование принципов системного геолого-технологического прогнозирования при обосновании методов воздействия на пласт. *SOCAR Proceedings*, 3, 46-51.
14. Шакен, М. Ш. (2020). Проблемы и пути решения проведения ГРП в многопластовых залежах со сплошной перфорацией целевого горизонта. *SOCAR Proceedings*, 3, 66-73.
15. Якупов, Р. Ф., Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н., Трофимов, В. Е. (2019). Оптимизация выработки запасов из водонефтяных зон горизонта D3rs Шкаповского нефтяного месторождения с помощью горизонтальных скважин. *Георесурсы*, 21, 3, 55-61.
16. Велиев, Э. Ф., Алиев, А. А., Маммедбейли, Т. Е. (2021). Применение машинного обучения для прогнозирования эффективности внедрения технологий борьбы с конусообразованием. *SOCAR Proceedings*, 1, 104-113.
17. Юсифов, Т. Ю., Фаттахов, И. Г., Юсифов, Э. Ю. и др. (2014). Повторный гидроразрыв с уменьшением массы проппанта. *Научное обозрение*, 11-1, 139-142.
18. Ахметов, Р. Т., Маляренко, А. М., Кулешова, Л. С. и др. (2021). Количественная оценка гидравлической извилистости коллекторов нефти и газа Западной Сибири на основе капилляриметрических исследований. *SOCAR Proceedings*, 2, 77-84.
19. Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н., Бахтизин, Р. Н., Кулешова, Л. С. (2021). Дифференциация и группирование сложнопостроенных залежей нефти в карбонатных коллекторах в решении задач управления разработкой. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.
20. Велиев, Э. Ф. (2020). Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.
21. Нургалиев, Р. З., Козихин, Р. А., Фаттахов, И. Г., Кулешова, Л. С. (2019). Перспективы применения новых технологий при оценке влияния геолого-технологических рисков. *Горный журнал*, 4 (2261), 36-40.
22. Jia, C., Huang, Z., Sepehrnoori, K., Yao, J. (2021). Modification of two-scale continuum model and numerical studies for carbonate matrix acidizing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 197, 107972.
23. Кулешова, Л. С., Фаттахов, И. Г., Султанов, Ш. Х. и др. (2021). Опыт проведения многозонного кислотного ГРП на месторождении ПАО «Татнефть». *SOCAR Proceedings*, SI1, 68-76.
24. Кулаков, П. А., Кутлубулатов, А. А., Афанасенко, В. Г. (2018). Прогнозирование эффективности

гидравлического разрыва пласта как составляющая оптимизации его дизайна. *SOCAR Proceedings*, 2, 41-48.

25. Мухаметшин, В. В. (2018). Оценка эффективности использования нанотехнологий после завершения строительства скважин, направленных на ускорение ввода месторождений нефти в разработку. *Нанотехнологии в строительстве*, 10 (1), 113–131.

26. Велиев, Э. Ф. (2021). Полимерно-дисперсная система для изменения фильтрационных потоков в пласте. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61–72.

27. Сергеев, В. В., Беленкова, Н. Г., Зейгман, Ю. В., Мухаметшин, В. Ш. (2017). Физические свойства эмульсионных систем с содержанием наночастиц SiO₂. *Нанотехнологии в строительстве*, 9(6), 37–64.

28. Гилаев, Ген. Г., Хабибуллин, М. Я., Гилаев, Г. Г. (2020). Основные аспекты использования кислотного геля для закачки проппанта во время работ по гидроразрыву пласта на карбонатных коллекторах в Волго-Уральском регионе. *SOCAR Proceedings*, 4, 33-41.

29. Kalia, N., Balakotaiah, V. (2009). Effect of medium heterogeneities on reactive dissolution of carbonates. *Chemical Engineering Science*, 64(2), 376-390.

30. Хузин, Р. Р., Бахтизин, Р. Н., Андреев, В. Е. и др. (2021). Интенсификация добычи нефти методом гидравлического сжатия пласта. *SOCAR Proceedings*, SI1, 98-108.

31. Стабинскас, А. П., Султанов, Ш. Х., Хафизов, А. Р., Борисов, Г. А. (2011). Анализ влияния агентов закачки на эффективность гидравлического разрыва пласта. *Нефтегазовое дело*, 9(3), 45-49.

32. Султанов, Ш. Х., Котенев, А. Ю., Андреев, В. Е. и др. (2012). Геоинформационная стратегия разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти. *Георесурсы*, 2 (44), 40-43.

33. Сергеев, В. В., Шарапов, Р. Р., Кудымов, А. Ю. и др. (2020). Экспериментальное исследование влияния коллоидных систем с наночастицами на фильтрационные характеристики трещин гидравлического разрыва пласта. *Нанотехнологии в строительстве*, 12(2), 100–107.

34. Велиев, Э. Ф. (2020). О механизмах удерживания полимера пористой средой. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.

35. Зейгман, Ю. В., Мухаметшин, В. Ш., Хафизов, А. Р., Харина, С. Б. (2016). Перспективы применения многофункциональных жидкостей глушения скважин в карбонатных пластах. *SOCAR Proceedings*, 3, 33–39.

36. Ke, L., Sun, H., Weston, M., Wallbaum, J. (2019, September). Understanding the mechanism of breaking polyacrylamide friction reducers. SPE-196107-MS. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.

37. Зейгман, Ю. В., Мухаметшин, В. Ш., Сергеев, В. В., Кинзябаев, Ф. С. (2017). Экспериментальное исследование вязкостных свойств эмульсионных систем с содержанием наночастиц SiO₂. *Нанотехнологии в строительстве*, 9(2), 16–38.

38. Van den Brule, B. H. A. A., Gheissary, G. (1993). Effects of fluid elasticity on the static and dynamic settling of a spherical particle. *Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics*, 49, 123-132.

39. Churakov, A. V., Pichugin, M. N., Fayzullin, I. G., et al. (2020, October). Non-guar synthetic hydraulic fracturing gels – successful concept of choice. SPE-202057-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.

References

1. A/RES/70/1. (2015). Resolution of the UN General Assembly. Transforming our World: The 2030 Agenda for Sustainable Development (2015). <https://www.un.org/ru/documents/ods.asp?m=A/RES/70/1>

2. Rabaev, R. U., Bakhtizin, R. N., Sultanov, S. Kh., et al. (2020). Substantiation of application of the technology of acid hydraulic facing in sea shelf gas condensate carbonate reservoirs. *SOCAR Proceedings*, 4, 60-67.

3. Ibragimov, N. G., Musabirov, M. Kh., Yartiev, A. F. (2014). Effectiveness of well stimulation technologies package developed by Tatneft OAO. *Oil Industry*, 7, 44-47.

4. Yakupov, R. F., Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2021). Hydrodynamic model application to create a reverse oil cone in water-oil zones. *SOCAR Proceedings*, 2, 54-61.

5. Ivanov, S. A., Galkin, V. I., Rastegaev, A. V. (2010). Prediction of hydraulic fracturing efficiency based on geological and technological parameters. *Oil and Gas Studies*, 3, 17-22.

6. Mukhametshin, V. Sh., Zeigman, Yu. V., Andreev, A. V. (2017). Rapid assessment of deposit production capacity for determination of nanotechnologies application efficiency and necessity to stimulate their development. *Nanotechnologies in Construction*, 9(3), 20–34.

7. Rabaev, R. U., Chibisov, A. V., Kotenev, A. Yu., et al. (2021). Mathematical modelling of carbonate reservoir dissolution and prediction of the controlled hydrochloric acid treatment efficiency. *SOCAR Proceedings*, 2, 40-46.

8. Ibragimov, N. G., Musabirov, M. Kh., Yartiev, A. F. (2015). Tatneft's experience in commercialization of import-substituting well stimulation technologies. *Oil Industry*, 8, 86-89.

9. Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. Sh., Bakhtizin, R. N., Sheshdirov, R. I. (2021). Determination of well spacing volumetric factor for assessment of final oil recovery in reservoirs developed by horizontal wells. *SOCAR Proceedings*, 2, 47-53.

10. Yusifov, T. Yu., Fattakhov, I. G., Ziyatdinov, A. M., et al. (2015). Effect of the stress state of reservoir on the formation of hydraulic fracture. *Scientific Review*, 19, 97-102.

11. Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. Sh., Bakhtizin, R. N., et al. (2021). Justification of

necessity to consider well interference in the process of well pattern widening in the Bavlinskoye oil field pashiyana formation. *SOCAR Proceedings*, SI1, 77-87.

12. Stabinskas, A. P. (2014). Efficiency estimation of oil well after hydraulic fracturing treatment. *Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 1(95), 10-20.

13. Mukhametshin, V. V., Andreev, V. E., Dubinsky, G. S., et al. (2016). The usage of principles of system geological-technological forecasting in the justification of the recovery methods. *SOCAR Proceedings*, 3, 46-51.

14. Shaken, M. Sh. (2020). Problems and methods of hydraulic fracturing in multilayered oil reservoirs with the continuous perforation. *SOCAR Proceedings*, 3, 66-73.

15. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N., Trofimov, V. E. (2019). Optimization of reserve production from water oil zones of D3ps horizon of Shkapovsky oil field by means of horizontal wells. *Georesursy*, 21(3), 55-61.

16. Veliyev, E. F., Aliyev, A. A., Mammadbayli, T. E. (2021). Machine learning application to predict the efficiency of water coning prevention techniques implementation. *SOCAR Proceedings*, 1, 104-113.

17. Yusifov, T. Yu., Fattakhov, I. G., Yusifov, E. Yu., et al. (2014). Repeated hydraulic fracturing with the decrease of proppant mass. *Scientific Review*, 11(1), 139-142.

18. Akhmetov, R. T., Malyarenko, A. M., Kuleshova, L. S., et al. (2021). Quantitative assessment of hydraulic tortuosity of oil and gas reservoirs in western siberia based on capillarimetric studies. *SOCAR Proceedings*, 2, 77-84.

19. Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N., Bakhtizin, R. N., Kuleshova, L. S. (2021). Differentiation and grouping of complex-structured oil reservoirs in carbonate reservoirs in development management problems solving. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.

20. Veliyev, E. F. (2020). Review of modern in-situ fluid diversion technologies. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.

21. Nurgaliev, R. Z., Kozikhin, R. A., Fattakhov, I. G., Kuleshova, L. S. (2019). Application prospects for new technologies in geological and technological risk assessment. *Mining Journal*, 4(2261), 36-40.

22. Jia, C., Huang, Z., Sepehrnoori, K., Yao, J. (2021). Modification of two-scale continuum model and numerical studies for carbonate matrix acidizing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 197, 107972.

23. Kuleshova, L. S., Fattakhov, I. G., Sultanov, Sh. Kh., et al. (2021). Experience in conducting multi-zone hydraulic fracturing on the oilfield of PJSC «Tatneft». *SOCAR Proceedings*, SI1, 68-76.

24. Kulakov, P. A., Kutlubulatov, A. A., Afanasenko, V. G. (2018). Forecasting of the hydraulic fracturing efficiency as components of its design optimization. *SOCAR Proceedings*, 2, 41-48.

25. Mukhametshin, V. V. (2018). Efficiency estimation of nanotechnologies applied in constructed wells to accelerate field development. *Nanotechnologies in Construction*, 10(1), 113-131.

26. Veliyev, E. F. (2021). Polymer dispersed system for in-situ fluid diversion. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61-72.

27. Sergeev, V. V., Belenkova, N. G., Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. Sh. (2017). Physical properties of emulsion systems with SiO₂ nanoparticles. *Nanotechnologies in Construction*, 9(6), 37-64.

28. Gilaev, Gen. G., Khabibullin, M. Ya., Gilaev, G. G. (2020). Basic aspects of using acid gel for proppant injection during fracturing works in carbonate reservoirs in the Volga-Ural region. *SOCAR Proceedings*, 4, 33-41.

29. Kalia, N., Balakotaiah, V. (2009). Effect of medium heterogeneities on reactive dissolution of carbonates. *Chemical Engineering Science*, 64(2), 376-390.

30. Khuzin, R. R., Bakhtizin, R. N., Andreev, V. E., et al. (2021). Oil recovery enhancement by reservoir hydraulic compression technique employment. *SOCAR Proceedings*, SI1, 98-108.

31. Stabinskas, A. P., Sultanov, Sh. Kh., Khafizov, A. R., Borisov, G. A. (2011). Influence analysis treated of injection on effectiveness hydraulic fracturing. *Petroleum Engineering*, 9(3), 45-49.

32. Sultanov, Sh. Kh., Kotenev, Yu. A., Andreev, V. E., et al. (2012). Geoinformation strategy of fields development with oil reserves difficult to recover. *Georesources*, 2 (44), 40-43.

33. Sergeev, V. V., Sharapov, R. R., Kudymov, A. Yu., et al. (2020). Experimental research of the colloidal systems with nanoparticles influence on filtration characteristics of hydraulic fractures. *Nanotechnologies in Construction*, 12(2), 100-107.

34. Veliyev, E. F. (2020). Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.

35. Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. Sh., Khafizov, A. R., Kharina, S. B. (2016). Prospects of application of multi-functional well killing fluids in carbonate reservoirs. *SOCAR Proceedings*, 3, 33-39.

36. Ke, L., Sun, H., Weston, M., Wallbaum, J. (2019, September). Understanding the mechanism of breaking polyacrylamide friction reducers. SPE-196107-MS. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.

37. Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. Sh., Sergeev, V. V., Kinzyabaev, F. S. (2017). Experimental study of viscosity properties of emulsion system with SiO₂ nanoparticles. *Nanotechnologies in Construction*, 9(2), 16-38.

38. Van den Brule, B. H. A. A., Gheissary, G. (1993). Effects of fluid elasticity on the static and dynamic settling of a spherical particle. *Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics*, 49, 123-132.

39. Churakov, A. V., Pichugin, M. N., Fayzullin, I. G., et al. (2020, October). Non-guar synthetic hydraulic fracturing gels – successful concept of choice. SPE-202057-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.

Эволюция жидкости гидроразрыва пласта: от гуаровых систем к синтетическим геллирующим полимерам

**А.П. Стабинскас¹, Ш.Х. Султанов¹, В.Ш. Мухаметшин¹,
Л.С. Кулешова¹, А.В. Чураков², А.Р. Сафиуллина¹, Э.М. Велиев¹**

¹Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия; ²ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, Россия

Реферат

В работе представлены возможности оптимизации технологических подходов выполнения операций гидравлического разрыва пласта, с учетом перехода от традиционно применяемых химических компонентов технологической жидкости к синтетическим геллирующим полимерам. Предлагаемый вариант позволит снизить удельные затраты на операционную деятельность по повышению добычи нефти как для новых активов нефтегазодобывающих компаний, так и для активов на этапе промышленной разработки. Особый акцент предлагаемых технологических решений коррелируется с экологической Повесткой в области устойчивого развития до 2030 года, направленной на трансформацию производственных процессов энергетического комплекса по снижению экологического следа предприятий. Выполненный комплекс лабораторных исследований подтверждает перспективу промышленного применения синтетических полимерных систем и целесообразность тиражирования данного подхода. Последующий этап масштабирования опытно-промышленных испытаний позволит иметь основу для разработки и внедрения стандартов в нефтегазодобывающей отрасли.

Ключевые слова: нефть; скважина; гидроразрыв пласта; химические реагенты; синтетические геллирующие полимеры.

Layın hidravliki yarılması mayesinin qar sistemlərindən sintetik gəlləşdirici polimerlərə qədər olan təkamülü

**A. P. Stabinkas¹, Ş. X. Sultanov¹, V.Ş. Muxametşin¹, L.S. Kuleşova¹,
A.V. Çurakov², A.R. Safiullina¹, E.M. Vəliyev¹**

¹Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya; ²«Qazpromneft ETM» MMC Sankt-Peterburq, Rusiya

Xülasə

Məqalədə, texnoloji mayenin ənənəvi olaraq istifadə olunan kimyəvi komponentlərindən sintetik gəlləşdirici polimerlərə keçilməsinin nəzərə alınması ilə, layın hidravlik yarılması əməliyyatlarının yerinə yetirilməsi üçün texnoloji yanaşmaların optimallaşdırılması imkanları təqdim olunur. Təklif olunan variant neft-qazçıxarma şirkətlərinin həm yeni aktivləri, həm də sənaye işlənməsi mərhələsində olan aktivləri üçün neft hasilatının artırılması üzrə əməliyyat xərclərinin azaldılmasına imkan verəcək. Təklif olunan texnoloji həllərin xüsusi vurğusu müəssisələrin ekoloji izlərinin azaldılması üzrə enerji kompleksinin istehsal proseslərinin transformasiyasına yönəlmiş ekologiya ilə bağlı qəbul edilmiş "2030-cu ilədək dayanıqlı inkişaf sahəsində Gündəlik" ilə əlaqələndirilir. Həyata keçirilən laboratoriya tədqiqatları kompleksi sintetik polimer sistemlərinin sənayedə tətbiqinin perspektivliyini və bu yanaşmanın tirajlanmasının məqsədəuyğunluğunu təsdiqləyir. Təcrübi-sənaye sınaqlarının genişləndirilməsinin sonrakı mərhələsi neft-qazçıxarma sənayesində standartların işlənilməsi və tətbiqi üçün əsas yaradacaq.

Açar sözlər: neft; quyu; layın hidravlik yarılması; kimyəvi reagentlər; sintetik gəlləşdirici polimerlər.