

НЕПОЛИМЕРНЫЙ РЕГУЛЯТОР ВЯЗКОСТИ (ВЯЗКОУПРУГОЕ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНОЕ ВЕЩЕСТВО) ДЛЯ КИСЛОТНО-ПРОПАНТНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

А.В. Елсуков, А.И. Шипилов, Е.В. Крутихин, Н.В. Бабкина, Д.В. Николаева
(АО "Полиэкс")

Статья посвящена одному из перспективных направлений развития кислотной обработки пласта – кислотному гидроразрыву пласта (КГРП). Проведено исследование свойств гелированной кислоты с обеспечением необходимой несущей способности проппанта за счет использования неполимерного некоагулирующего вязкоупругого поверхностно-активного вещества (ВУ ПАВ). Введение ВУ ПАВ позволяет легко и просто управлять вязкостными свойствами кислотного раствора и способностью транспортировать проппант в широких пределах. Данная кислотная система предлагается в качестве технологически более простой и эффективной альтернативы сложным многостадийным закачкам различных жидкостей при кислотно-проппантном ГРП.

Ключевые слова: кислотно-проппантный гидроразрыв пласта; гелирование кислоты; вязкоупругое поверхностно-активное вещество; реология; проппантоудерживающая способность.

DOI: 10.30713/0207-2351-2019-10(610)-18-23

POLYMER-FREE VISCOSITY CONTROLLING AGENT (VISCOELASTIC SURFACTANT) FOR ACID-PROPPANT FRACTURING

A.V. Elsuikov, A.I. Shipilov, E.V. Krutikhin, N.V. Babkina, D.V. Nikolaeva
(Polyex JSC)

The article is devoted to one of the promising areas of the development of acidic treatment of the reservoir, namely acid fracturing of formation (acid fracturing). The study of the properties of gelled acid was performed with providing the required proppant carrying ability for fracturing fluid through the use of non-polymeric non clogging viscoelastic surfactant (VES). Adding of VES into acid fracturing fluid allows to control easily and to vary in a simple way the viscosity of the acid fluid and its ability to transport proppant within wide limits. This acid system is offered as technologically more simple and more effective alternative to a complex multi-stage injection of various fluids during acid-proppant fracturing.

Keywords: acid-proppant fracturing of formation; gelled acids; viscoelastic surfactant; rheology; proppant carrying ability.

Традиционно применяемым методом интенсификации притока нефти в карбонатном коллекторе является кислотная обработка благодаря относительной простоте выполнения и невысокой стоимости. Несмотря на наличие ряда недостатков, таких как непродолжительность эффекта, ограниченность охвата воздействием, ограничение по объектам применения, метод продолжает широко использоваться и развиваться.

Одним из перспективных направлений развития кислотной обработки пласта является кислотный гидроразрыв пласта (КГРП). Сущность классической технологии КГРП заключается в закачке кислотной композиции в пласт при давлении выше давления гидроразрыва. Считается, что при таком подходе образующиеся каналы-трещины не требуют дополнительного крепления, поскольку в процессе травления, сопряженного с гидродинамическим воздействием, образуется достаточное число выступов и неровностей, которые после закрытия трещины не дают ей окончательно сомкнуться, оставляя высокопроводимые каналы. Несмотря на существенно больший эффект от такого рода воздействия, технология не свободна от главного недостатка, связанного с ограниченной продолжительностью жизни таких трещин, а, как следствие, и продол-

жительностью эффекта от геолого-технического мероприятия (ГТМ). Так, например, авторы [1] отмечают, что по результатам анализа кривых восстановления давления (КВД) трещины после КГРП не диагностируются спустя 9 мес эксплуатации, а фильтрационные и продуктивные характеристики соответствуют значениям до мероприятия.

Дальнейшим развитием и наиболее перспективным вариантом КГРП по праву может считаться кислотный ГРП с использованием проппанта для эффективного закрепления трещины. Крепление трещины проппантом позволяет существенно продлить эффект от проведенного ГТМ [1].

Авторы работы [2] выделяют несколько технологий кислотного ГРП, которые, кроме классического ГРП, объединяет одно общее свойство – чередование стадий закачек различных реагентов. При этом число стадий может быть значительным. Обычно технология включает последовательную закачку кислоты и проппантной пачки, которые разделены достаточно большим буферным объемом линейного геля ("спейсера") [3]. При этом число таких чередований может достигать пяти, хотя большинство операций выполняется с одной и двумя стадиями [4]. Сложность предлагаемых реше-

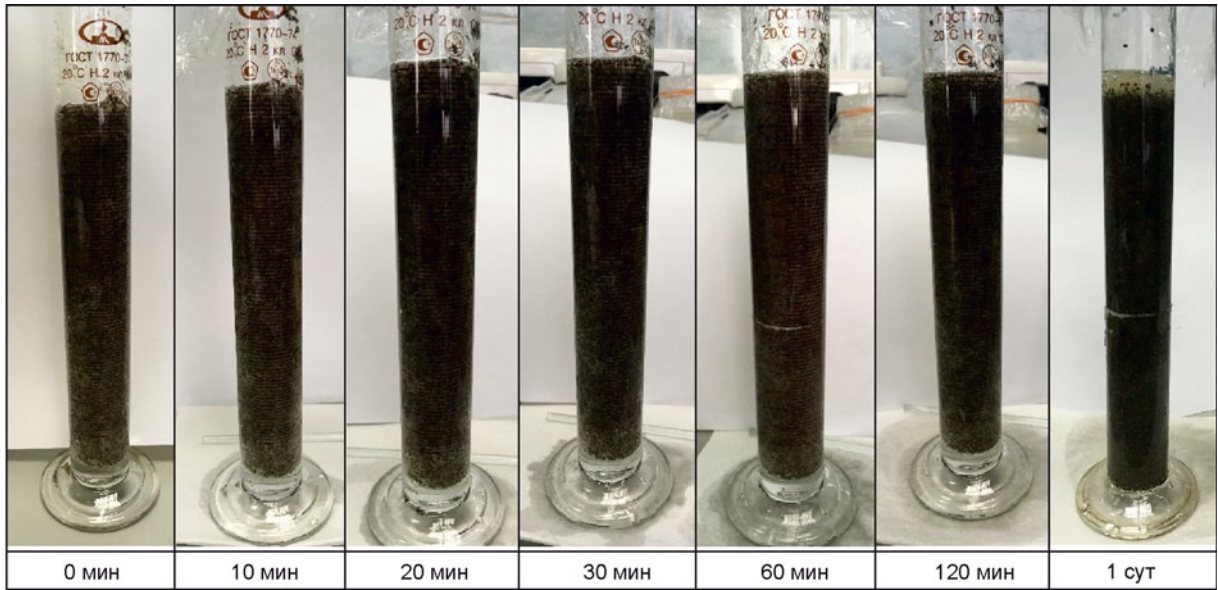


Рис. 1. Удерживающая способность по отношению к пропанту кислотного геля с содержанием 14 % СУРФОГЕЛЬ® м. АФ и 4,2 % усилителя вязкости

Рис. 2. Процесс приготовления кислотного геля и закрытие воронки после дозирования усилителя вязкости

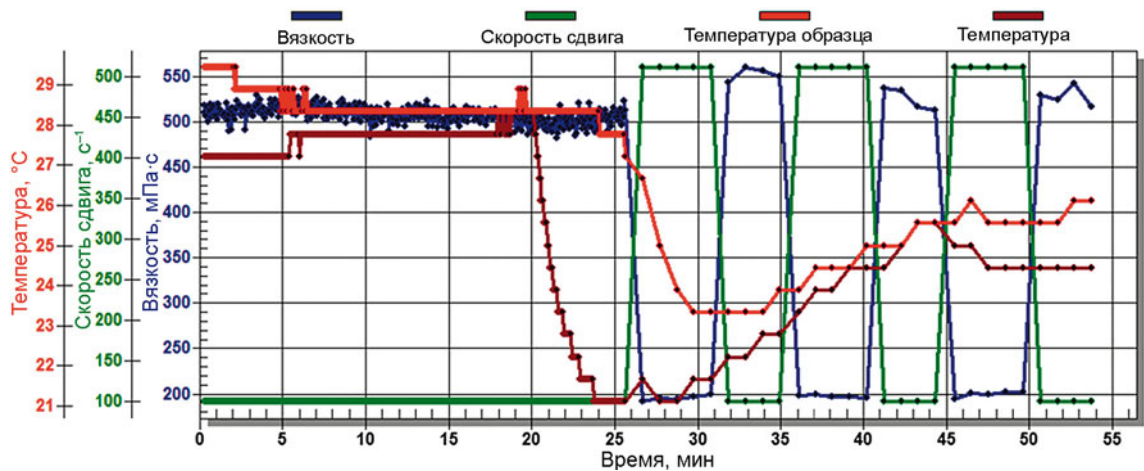
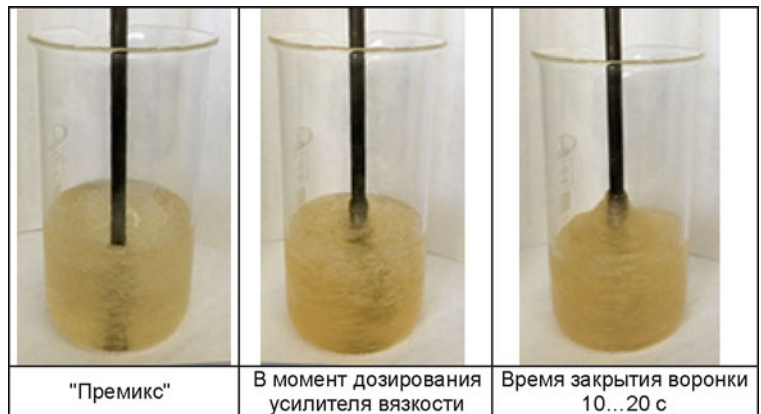


Рис. 3. Тест на устойчивость кислотного геля к сдвигу

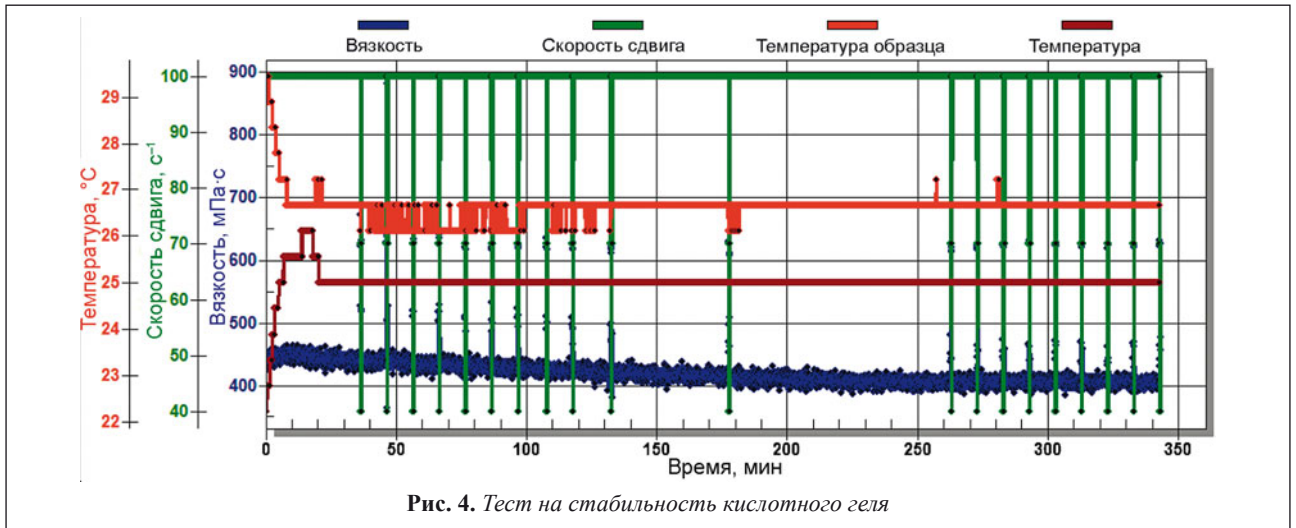


Рис. 4. Тест на стабильность кислотного геля

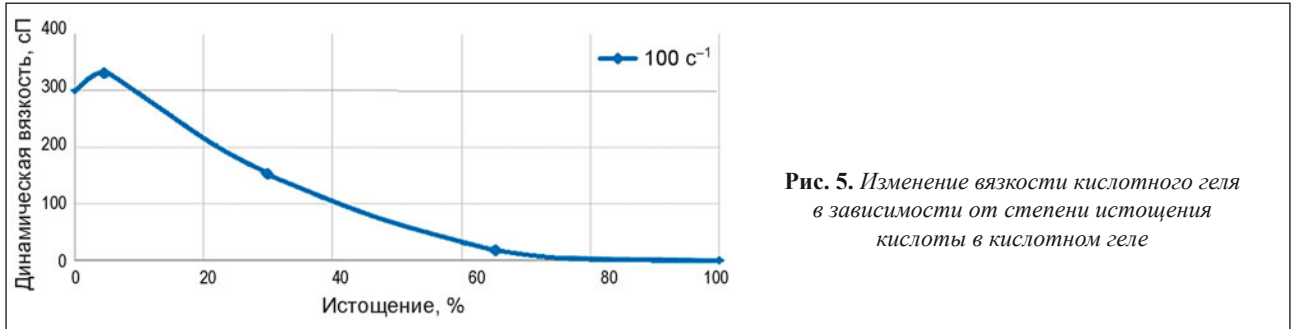


Рис. 5. Изменение вязкости кислотного геля в зависимости от степени истощения кислоты в кислотном геле

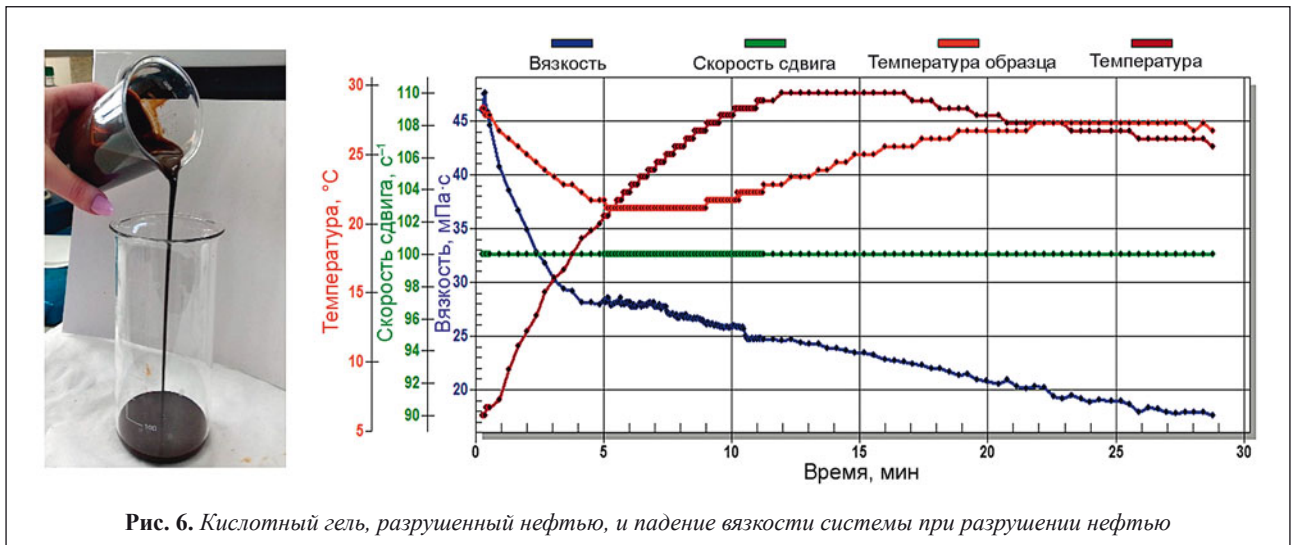


Рис. 6. Кислотный гель, разрушенный нефтью, и падение вязкости системы при разрушении нефтью

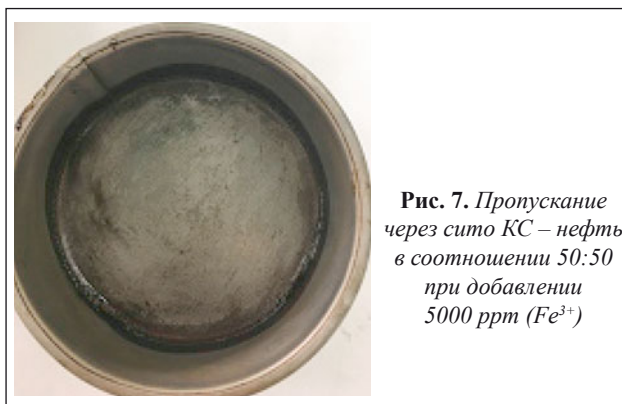


Рис. 7. Пропускание через сито КС – нефть в соотношении 50:50 при добавлении 5000 ppm (Fe^{3+})

ний во многом определяется сложностью гелирования кислоты до требуемых значений вязкости, обеспечивающей необходимую несущую способность по отношению к пропанту, для размещения последнего в протравленной трещине ГРП. Использование полимеров для гелирования кислоты сопряжено с необходимостью использовать высокие концентрации полимеров (от 0,5 до 5,0 %), являющихся по сути коагулянтами. Данный фактор особенно значим для низкопроницаемых коллекторов [5], в которых фильтрация нефти к трещине и без этого затруднена, а дополнительная коагуляция может существенно снизить положительный эффект от проведенного КГРП.

Экспериментальная часть

Целью настоящей работы явилось исследование альтернативного решения – гелирования кислоты с обеспечением необходимой несущей способности проппанта за счет использования неполимерного некольматирующего вязкоупругого поверхностно-активного вещества (ВУ ПАВ). В компании Полиэкс разработана и поставлена на производство широкая номенклатура ВУ ПАВ (торговое название **СУРФОГЕЛЬ®**), способных эффективно гелировать различные технологические жидкости [6, 7]. Для указанных целей предлагается использование ВУ ПАВ **СУРФОГЕЛЬ®** марки **АФ**.

Введение ВУ ПАВ серии **СУРФОГЕЛЬ®** позволяет легко и просто управлять вязкостными свойствами кислотного раствора и способностью транспортировать проппант в широких пределах. Проведенные исследования показали, что при необходимости вязкость может увеличиваться или оставаться практически постоянной в процессе травления и расходования кислоты на реакцию с карбонатной породой. Таким поведением в некоторых пределах можно управлять.

В табл. 1 приведены результаты измерения кажущейся вязкости кислотного геля на основе 15%-й HCl и удерживающей способности по отношению к проппанту фракции 16/20 (концентрация 800 кг/м³) в зависимости от содержания в кислотном геле ВУ ПАВ **СУРФОГЕЛЬ®** м. **АФ**.

Введение в рецептуру кислотного геля специального реагента усилителя вязкости (торговое название

ВИСКОТРИН/VISCOTRIN, производство АО "Полиэкс") позволяет еще более эффективно регулировать вязкостные характеристики кислотного геля и значительно повысить удерживающую способность по отношению к проппанту (табл. 2). Усилитель вязкости является по своей природе низкомолекулярным ПАВ и поэтому, так же как и **СУРФОГЕЛЬ®**, не является кольматантом.

Так, например, при добавлении усилителя вязкости в количестве 2...4 % кажущаяся вязкость композиции увеличивается в 2 раза, удерживающая способность по отношению к проппанту повышается очень значительно, в случае добавки 14 % мас. **СУРФОГЕЛЬ®** м. **АФ** и 4,2 % усилителя вязкости проппант не оседает в кислотном геле в течение суток с момента начала эксперимента (рис. 1).

Приготовление кислотного геля отличается своей простотой и не требует большого количества оборудования. Возможны различные варианты приготовления геля. Например, этапы можно разделить на стадии "премикс" и дозировку в поток. На стадии "премикс" в заготовительную емкость загружается необходимое количество ингибированной соляной кислоты и усилителя вязкости для достижения начальной вязкости не более 80...100 мПа·с при 100 с⁻¹. ВУ ПАВ **СУРФОГЕЛЬ®** м. **АФ** возможно дозировать в поток, смешение поверхностно-активного вещества с частично загеленным кислотным составом происходит моментально, набор вязкости начинается сразу же и завершается через 10...20 с, что можно наблюдать при выполнении простейшего теста по определению времени закрытия воронки (рис. 2).

Таблица 1

Зависимость кажущейся вязкости по Брукфильду и удерживающей способности кислотного геля на основе 15%-й HCl по отношению к проппанту от концентрации ВУ ПАВ СУРФОГЕЛЬ® м. АФ

Показатели	Рецептура		
	№ 1	№ 2	№ 3
Концентрация ВУ ПАВ СУРФОГЕЛЬ® м. АФ , % мас.	7	10	14
Кажущаяся вязкость по Брукфильду при 25 °С при 100 с ⁻¹ , мПа·с	165	185	300
Удерживающая способность	За 30 мин оседание на 12 %, за 2 ч оседание проппанта на 35 %	За 30 мин оседание на 5 %, за 2 ч оседание проппанта на 16 %	За 30 мин оседание незначительное, за 2 ч оседание проппанта меньше 10 %

Таблица 2

Зависимость кажущейся вязкости по Брукфильду и удерживающей способности кислотного геля на основе 15%-й HCl по отношению к проппанту от концентрации ВУ ПАВ СУРФОГЕЛЬ® м. АФ и усилителя вязкости

Показатели	Рецептура		
	№ 4	№ 5	№ 6
Концентрация ВУ ПАВ СУРФОГЕЛЬ® м. АФ , % мас.	7	14	14
Концентрация усилителя вязкости, % мас.	2,1	2,3	4,2
Кажущаяся вязкость по Брукфильду при 25 °С при 100 с ⁻¹ , мПа·с	417	786	868
Удерживающая способность	За 30 мин оседание незначительное, за 2 ч оседание проппанта 5 %	За 30 мин оседание незначительное, за 2 ч оседание проппанта 2 %	За 1 сут оседание проппанта примерно 3 %

Наличие низкомолекулярного ВУ ПАВ обеспечивает высокую устойчивость кислотного геля к сдвигу, вязкость при изменении скорости сдвига восстанавливается практически мгновенно (рис. 3).

В качестве рабочей композиции с наиболее целесообразными дозировками и технологическими характеристиками может быть рекомендована следующая композиция:

HCl (37,0 %) – 40,5 %;

СУРФОГЕЛЬ® м. АФ – 3,8 %;

ВИСКОТРИН – 3,2 %;

Ингибитор коррозии **Солинг м. ЛУ** – 3,0 %;

Вода – 49,5 %.

Концентрация соляной кислоты в кислотном геле до добавления гелирующих компонентов составляет 16,7 %, после добавления – 15,0 %.

Кажущаяся вязкость по Брукфильду при 100 с⁻¹ и 25 °С составляет 430 мПа·с. Время закрытия воронки составляет 10...20 с.

Вязкость кислотного геля стабильна в течение продолжительного времени, в течение 300 мин вязкость геля поддерживается на уровне 400 мПа·с (рис. 4).

Таким образом, кислотный гель на основе ВУ ПАВ обладает всеми необходимыми реологическими характеристиками, высокой удерживающей способностью по отношению к проппанту, не является, в отличие от полимера, кольматантом и пригоден для создания гелевой структуры в соляной кислоте с концентрацией до 20 %.

Отдельно следует отметить, что использование кислотной системы на основе ВУ ПАВ не требует применения брейкера для снижения вязкости системы, поскольку после проведения операции ГРП вязкость геля снижается автоматически. Механизмов разрушения кислотного геля несколько. Один из них, очень быстрый, заключается в трансформации длинных палочкообразных мицелл ПАВ (обеспечивающих вязкость) в маленькие сферические мицеллы (практически не влияющие на вязкость) при истощении кислоты и увеличении pH среды (рис. 5). Этот процесс протекает сразу после завершения технологического процесса и истощения кислоты.

Другой механизм связан с постепенным снижением вязкости при контакте жидкости ГРП с нефтью (рис. 6) за счет солюбилизации, приводящей к набуханию мицеллы и постепенному разрушению палочкообразной структуры мицелл, и не требует полного истощения кислоты. Третий – сильное разбавление пластовой водой, также приводит к уменьшению вязкости из-за снижения концентрации ПАВ.

И последний, наиболее пролонгированный во времени, заключается в том, что химическая структура ПАВ такова, что при нахождении в пластовых условиях (особенно при повышенных температуре и минерализации) происходит разрушение ПАВ за счет химического гидролиза. Данный процесс протекает в течение нескольких суток и зависит от конкретных пластовых условий. Такое многостороннее снижение вязкости геля после проведения операции ГРП, а также отсут-

ствие в системе кольматирующего полимера обеспечивают отсутствие каких-либо осложнений и гарантируют максимальный эффект от операции.

Дополнительно следует отметить, что данный кислотный гель обладает совместимостью с нефтью, что является немаловажным фактором для ГТМ, в котором используется соляная кислота. При проведении тестирования на совместимость с нефтью Арланского месторождения, например в соотношении 50:50, даже при добавлении Fe³⁺ 5000 ppm кислотный гель образует с нефтью смесь, сравнительно медленно разделяющаяся на фазы. Тем не менее кислотно-нефтяная смесь при этом маловязкая и легко проходит через сито 100 меш (рис. 7), т. е. без осложнений проходит тест на фильтруемость на сите.

Данная кислотная система предлагается в качестве технологически более простой и эффективной альтернативы сложным многостадийным закачкам различных жидкостей при кислотно-проппантном ГРП.

К настоящему времени реагент успешно прошел комплексное тестирование в ряде компаний, в том числе проверку на совместимость с пластовыми флюидами, где было продемонстрировано полное выполнение всего комплекса требований для компаний, эксплуатирующих карбонатные залежи Уральско-Поволжского региона.

Авторы выражают особую благодарность специалистам Центра ГТМ ПАО "Татнефть" и сервисной компании ООО "Петрол Сервис" за проявленный интерес к инновационным разработкам компании "Полиэкс" в области ВУ ПАВ и ценные рекомендации, прозвучавшие во время проведения тестирования реагентов и рассчитывают на скорейшее проведение ОПИ и публикацию результатов проведенных работ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Черепанов С.С., Чумаков Г.Н., Пономарева И.Н. Результаты проведения кислотного гидроразрыва пласта с проппантом на турнейско-фаменской залежи Озерного месторождения // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 16. – С. 70–76.
2. Внедрение новых технологий гидроразрыва пласта на карбонатных объектах месторождений ПАО АНК "Башнефть" / С.Е. Здольник, Ю.В. Некипелов, М.А. Гапонов, А.Е. Фоломеев // Нефть. хоз-во. – 2016. – № 7. – С. 92–95.
3. Применение кислотно-проппантного гидроразрыва пласта на месторождениях ОАО "Удмуртнефть" / А.Ю. Топал, Т.С. Усманов, А.М. Зорин [и др.] // Нефть. хоз-во. – 2018. – № 3. – С. 34–37.
4. Особенности применения проппантно-кислотного гидроразрыва пласта на нефтяных месторождениях Республики Башкортостан / В.А. Грищенко, И.Р. Баширов, М.Р. Мухаметшин, В.Ф. Бильданов // Нефть. хоз-во. – 2018. – № 12. – С. 120–122.
5. Колтырин А.Н. Повышение эффективности технологии гидроразрыва пласта на карбонатном типе коллектора // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2016. – № 10. – С. 28–31.

6. Новые кислотные составы для селективной обработки карбонатных порово-трещиноватых коллекторов / А.И. Шпилов, Е.В. Крутихин, Н.В. Кудреватых, А.И. Миков // Нефть. хоз-во. – 2012. – № 2. – С. 80–83.
7. Шпилов А.И., Бабкина Н.В., Меньшиков И.А. Исследование свойств технологической жидкости для гидроразрыва пласта на основе вязкоупругих ПАВ // Нефть. хоз-во. – 2018. – № 3. – С. 30–32.

LITERATURA

1. Cherepanov S.S., Chumakov G.N., Ponomareva I.N. Rezul'taty provedeniya kislotnogo gidrorazryva plasta s proppantom na turneysko-famenskoy zalezhi Ozernogo mestorozhdeniya // Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftgazovoye i gornoye delo. – 2015. – № 16. – S. 70–76.
2. Vnedreniye novykh tekhnologiy gidrorazryva plasta na karbonatnykh ob'yektakh mestorozhdeniy PAO ANK "Bashneft" / S.E. Zdol'nik, Yu.V. Nekipelov, M.A. Gaponov, A.E. Folomeyev // Neft. khoz-vo. – 2016. – № 7. – S. 92–95.

3. Primeneniye kislotno-proppantnogo gidrorazryva plasta na mestorozhdeniyakh OAO "Udmurtneft" / A.Yu. Topal, T.S. Usmanov, A.M. Zorin [i dr.] // Neft. khoz-vo. – 2018. – № 3. – S. 34–37.
4. Osobennosti primeneniya proppantno-kislotnogo gidrorazryva plasta na nefyanykh mestorozhdeniyakh Respubliki Bashkortostan / V.A. Grishchenko, I.R. Bashirov, M.R. Mukhametshin, V.F. Bil'danov // Neft. khoz-vo. – 2018. – № 12. – S. 120–122.
5. Koltyrin A.N. Povysheniye effektivnosti tekhnologii gidrorazryva plasta na karbonatnom tipe kollektora // Neftepromyslovoye delo. – M.: OAO "VNIIOENG", 2016. – № 10. – S. 28–31.
6. Novyye kislotnyye sostavy dlya selektivnoy obrabotki karbonatnykh porovo-treshchinovatykh kollektorov / A.I. Shipilov, E.V. Krutikhin, N.V. Kudrevatykh, A.I. Mikov // Neft. khoz-vo. – 2012. – № 2. – С. 80–83.
7. Shipilov A.I., Babkina N.V., Men'shikov I.A. Issledovaniye svoystv tekhnologicheskoy zhidkosti dlya gidrorazryva plasta na osnove vyazkouprugikh PAV // Neft. khoz-vo. – 2018. – № 3. – S. 30–32.

Антон Витальевич Елсуков (канд. хим. наук, зам. технического директора по новым реагентам),
Анатолий Иванович Шпилов (канд. хим. наук, технический директор),
Евгений Валерьевич Крутихин (канд. хим. наук, начальник лаборатории),
Наталья Валерьевна Бабкина (канд. хим. наук, руководитель группы по реагентам на базе коллоидной и физической химии),
Дарья Вячеславна Николаева (химик-аналитик)

АО "Полиэкс"

614042, Россия, Пермский край, г. Пермь, ул. Гальперина, 8, офис 301,
 e-mail: ais@polyex.perm.ru; ave@polyex.perm.ru; kev@polyex.perm.ru;
 bnv@polyex.perm.ru; ndv@polyex.perm.ru

Anton Vitalievich Elsukov (PhD, Deputy R&D director on New products),
Anatoly Ivanovich Shipilov (PhD, R&D director),
Evgeny Valerievich Krutikhin (PhD, Head of laboratory),
Natalia Valerievna Babkina (PhD, Chief of colloidal and physical chemistry section),
Dariya Vyacheslavna Nikolaeva (Chemist-analyst)

Polyex JSC

8, Office 301, Galperin str., Perm, 614042, Russian Federation,
 e-mail: ais@polyex.perm.ru; ave@polyex.perm.ru;
 kev@polyex.perm.ru; bnv@polyex.perm.ru;
 ndv@polyex.perm.ru



Встречи заказчиков и подрядчиков топливно-энергетического комплекса

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental



05 декабря 2019

НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают "Газпром нефть", "Роснефть", "ЛУКОЙЛ", "Газфлот" и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо быстро освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей

- TEK-R.RU** — Выявление предприятий, способных работать для шельфа по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- OIL-GAS.RU** — База оборудования для нефтегазового шельфа
- TEK-MAP.RU** — Настенная нефтегазовая карта

Телефоны: (495) 514-58-56, 514-44-68; факс: (495) 788-72-79; info@n-g-k.ru; n-g-k.ru

