УДК 622.276.66/.64

М.А. Силин[1]; **Л.А. Магадова**[1], e-mail: lubmag@gmail.com; **Д.Н. Малкин**[1], e-mail: malkindn@gmail.com; **П.К. Крисанова**[1], e-mail: krisanova_polina@mail.ru; **С.А. Бородин**[1], e-mail: borodin_2008@mail.ru; **Фан Ву Ань**[1], e-mail: anhpvi@gmail.com

[1] Научно-образовательный центр «Промысловая химия» ФГБОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина» (Москва, Россия).

Бесполимерная технологическая жидкость для гидроразрыва пласта на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных и распространенных методов интенсификации добычи пластовых флюидов. В качестве жидкости ГРП наибольшее распространение получили водные растворы полимеров, однако при их использовании возникает проблема ухудшения фильтрационных свойств коллектора за счет кольматации остатками неразрушенного полимерного геля. В статье приведены исследования по разработке бесполимерной жидкости ГРП на основе вязко-упругих поверхностно-активных веществ (ПАВ). В ходе исследования была разработана жидкость ГРП для вскрытия низкотемпературных пластов на основе продукта российского производства Нефтенол ВУПАВ. Проведенные исследования показали, что при относительно невысокой эффективной вязкости жидкости разрыва она способна удерживать в объеме расклинивающий материал. Изучение свойств разработанной жидкости ГРП с помощью осцилляционного реометра показало, что по значениям модуля накопления G′, отвечающего за упругое состояние, раствор ВУПАВ в значительной степени близок к сшитым гуаровым жидкостям. В ходе работы были определены реологические и фильтрационные характеристики раствора ВУПАВ, и на основании полученных данных было проведено программное моделирование процесса создания трещины ГРП с помощью данной жидкости. Применение в качестве жидкости разрыва раствора ВУПАВ приводит к формированию трещины меньшей высоты, чем в случае со сшитым гуаровым гелем, а также к более полной и равномерной упаковке расклинивающего материала в трещине.

Предложенный состав является потенциально возможным видом технологической жидкости разрыва для проппантного ГРП, проводимого в низкотемпературных пластах, в частности Волго-Уральского региона или Восточной Сибири.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, гель, вязкоупругое поверхностно-активное вещество, вязкость, проппант.

M.A. Silin[1]; **L.A. Magadova**[1], e-mail: lubmag@gmail.com; **D.N. Malkin**[1], e-mail: malkindn@gmail.com; **P.K. Krisanova**[1], e-mail: krisanova_polina@mail.ru; **S.A. Borodin**[1], e-mail: borodin_2008@mail.ru; **Fan Vu An**[1], e-mail: anhpvi@gmail.com

[1] Research and Educational Center «Oilfield Chemistry», Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russia.

A Polymer-Free Process Fluid for Hydraulic Fracturing Based on Viscoelastic Surfactants

Hydraulic fracturing is one of the most efficient and widespread methods for intensification of fluid extraction from oil reservoirs. The most popular liquids for hydraulic fracturing are aqueous solutions of polymers. Their application, however, reduces filtration characteristics of a collector due to its colmatage by polymer gel residues. This paper represents the studies dedicated to the development of a polymer-free fluid based on viscoelastic surfactants for hydraulic fracturing. This study resulted in the development of a hydraulic fracturing fluid as a drilling agent for oil reservoirs. This fluid is based on Nephtenol, a Russian commercial viscoelastic surfactant product. The research has revealed that despite relatively low effective viscosity, this fluid is a sustainable carrier for a propping agent. Oscillation rheometry of this fluid has shown that this solution of viscoelastic surfactants has similar properties to crosslinked guar fluids according to the values of the storage modulus which characterizes an elastic state of substances. Rheological and filtration characteristics of the viscoelastic surfactant solution have been determined during this study. These data have been used for software simulation to create a hydraulic fracture with this fluid. A lower height fracture is formed by a viscoelastic surfactant fluid in comparison with a crosslinked guar gel, and this fluid also provides more compact and uniform packing of a propping agent in a fracture.

This composition is suitable for applications as a process fluid for propping agent hydraulic fraction of low-temperature reservoirs, particularly in the Volga-Ural region and Eastern Siberia.

Keywords: hydraulic fracture, gel, viscoelastic surfactant, viscosity, proppant.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных и распространенных методов интенсификации добычи пластовых флюидов и приемистости нагнетательных скважин, приуроченных к эксплуатации низкопроницаемых, слабодренируемых, неоднородных и расчлененных коллекторов. ГРП – это физико-гидродинамический процесс, при котором горная порода разрывается по плоскостям минимальной прочности за счет воздействия на пласт давлением, создаваемым закачкой в скважину специальной жидкости разрыва [1].

С давних пор в зарубежной и отечественной практике ГРП в качестве жидкостей разрыва широкое распространение получили водные растворы полимеров, таких как гуаровая смола, гидроксипропилгуар, гидролизованный полиакриламид, биополимеры и др. [2]. При проведении операций гидроразрыва с использованием подобных жидкостей возникает серьезная проблема ухудшения фильтрационных свойств коллектора за счет кольматации порового пространства пласта и образовавшихся трещин остатками не разрушенного до конца полимерного геля [3].

Помимо этого высокая вязкость полимерных жидкостей, необходимая для удерживания расклинивающего агента в объеме, усложняет процесс транспортировки проппанта глубоко в пласт с низкой проницаемостью. В таком случае в низкопроницаемом коллекторе образуются трещины, преимущественно растущие в высоту по пласту, тогда как главная цель при обработке участка с плохими фильтрационными свойствами сводится к созданию длинной проводимой трещины, распространяющейся как можно глубже в продуктивный интервал [4].

Во избежание вышеуказанных трудностей целесообразно использовать маловязкие жидкости разрыва, не содержащие полимерных компонентов. В настоящее время такими перспективными в разработке и применении жидкостями стали системы на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ (ВУПАВ). Благодаря дифильной структуре молекул ПАВ склонны к самоассоциации в растворах, которая проявляется в образовании мицелл. В объеме водной фазы выгодной для образования мицелл становится некоторая концентрация ПАВ, называемая критической концентрацией мицеллообразования (ККМ) [5].

При оптимальном соотношении концентраций «ВУПАВ: электролит» в водной среде формируются длинные червеобразные мицеллы ПАВ, которые в результате дальнейшего роста и переплетения между собой образуют

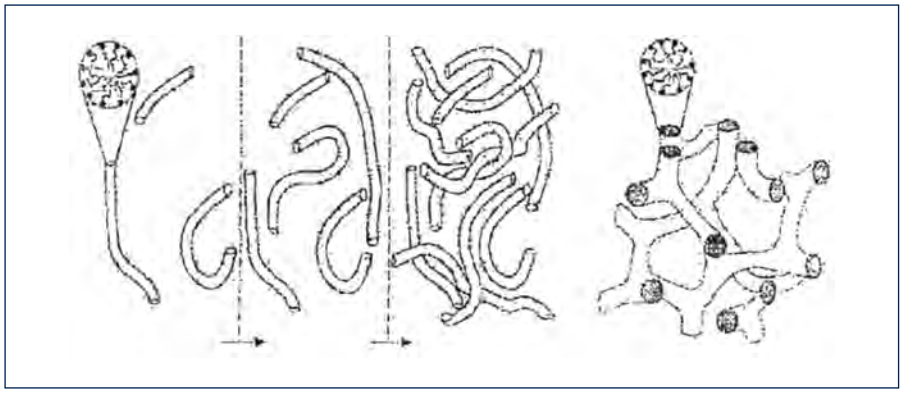


Рис. 1. Образование сетчатой вязкоупругой структуры из цилиндрических мицелл
Fig. 1. Formation of Viscoelastic Network out of Cylindrical Micelles

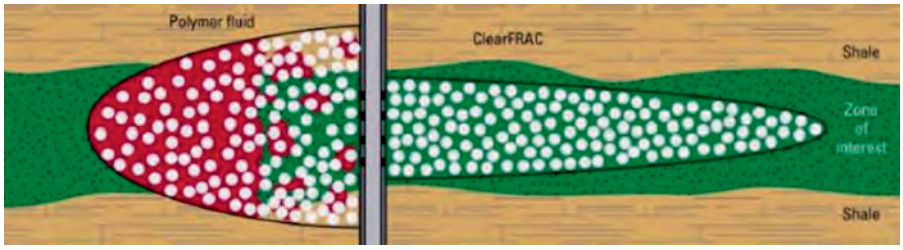


Рис. 2. Формирование трещин в пласте при проведении ГРП на полимерной жидкости (Polymer fluid) и вязкоупругом геле (ClearFRAC)
Fig. 2. Formation of Fractures During Hydraulic Fracturing by a Polymer Fluid and a Viscoelastic Gel (ClearFRAC)

Рис. 3. Ротационный вискозиметр Grace M5600
Fig. 3. Grace M5600 Rotational Viscometer

Ссылка для цитирования (for citation):
Силин М.А., Магадова Л.А., Малкин Д.Н., Крисанова П.К., Бородин С.А., Фан Ву Ань. Бесполимерная технологическая жидкость для гидроразрыва пласта на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 5. С. 36–43.
Silin M.A., Magadova L.A., Malkin D.N., Krisanova P.K., Borodin S.A., Fan Vu An'. A Polymer-Free Process Fluid for Hydraulic Fracturing Based on Viscoelastic Surfactants. Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2017, No. 5, P. 36–43. (In Russian)

Таблица 1. Реологические показатели жидкости ГРП
Table 1. Rheological parameters of the hydraulic fracturing liquid

Время, мин Time, min	T, °C	n	K, Па·с K, Pa·s	η при 100 c^{-1}, мПа·с η at 100 s^{-1}, mPa·s
14,3	27,9	0,30	2,55	109,69
24,3	27,8	0,27	3,10	119,07
34,3	27,8	0,26	3,40	119,83
44,3	27,9	0,25	3,69	124,86
54,4	28,2	0,24	3,89	127,29
64,4	28,3	0,23	4,07	126,99
74,4	28,3	0,23	4,01	125,23

сложную трехмерную сетчатую структуру в растворе, характеризующуюся вязкоупругими свойствами (рис. 1) [6]. Образующийся гель благодаря упругой структуре удерживает в объеме расклинивающий агент и, обладая значительно меньшими значениями вязкости в сравнении с полимерными композициями, транспортирует проппант глубоко в обрабатываемый продуктивный интервал (рис. 2) [7].

Также немаловажная особенность растворов ВУПАВ выражается в обратимости процесса формирования червеобразных мицелл, которые способны разрушаться при контакте с углеводородной фазой [6]. В результате вязкоупругая система теряет свои вязкостные свойства и легко выходит на поверхность вместе с добываемыми пластовыми флюидами, оставляя после себя высокопроводящие пачки расклинивающего агента в пласте.

На основании сказанного объяснимо то, что многие крупные нефтесервисные компании уделяют пристальное внимание разработке эффективных и экономически рентабельных жидкостей разрыва, в состав которых не входит полимер.

Специалистами Научно-образовательного центра «Промысловая химия» РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина проделана работа по получению и исследованию составов на основе ВУПАВ в качестве жидкостей разрыва. Объектом исследования выбрано цвиттер-ионное ПАВ на основе амидобетаинов российского производства – Нефтенол ВУПАВ.

Цвиттер-ионными называют ПАВ, молекула которых содержит две противоположно заряженные группы, т. е. представляет собой дипольный ион (цвиттер-ион). От амфотерных ПАВ цвиттер-ионные отличаются способностью сохранять один из зарядов во всем диапазоне pH среды. Кроме того, в сравнении с другими классами цвиттер-ионные ПАВ обладают устойчивостью к кислотам и щелочам, нечувствительностью к минерализации и жесткости воды, совместимостью со всеми классами ПАВ [6].

На основании лабораторных исследований, а также с учетом технологических и экономических факторов предложена бесполимерная жидкость для проведения операций ГРП в низкотемпературных коллекторах (20–30 °C) следующего состава:

- Нефтенол ВУПАВ – 7 % масс.;
- растворитель – 10%-й водный раствор NaCl.

Исследования реологических характеристик с применением высокотехнологичного оборудования (ротационный вискозиметр Grace 5600, рис. 3) показали устойчивость системы в пластовых условиях (рис. 4, табл. 1). Также экспериментально было показано разрушение вязкоупругого геля при взаимодействии с углеводородной средой (на примере дизельного топлива) (рис. 4).

При проведении ГРП технологическая жидкость подвергается сильному ме-

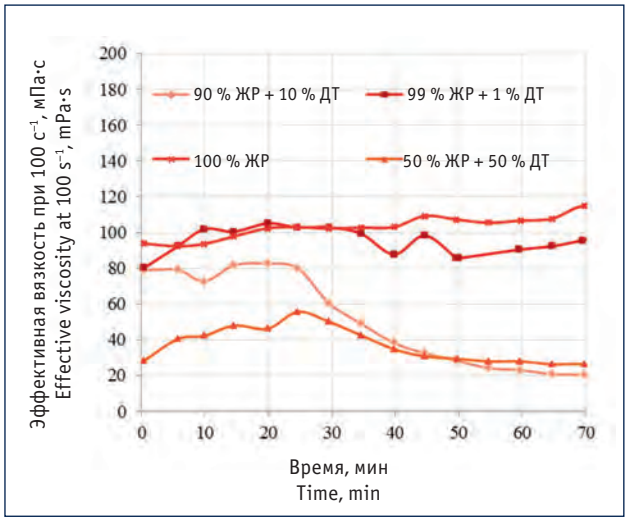


Рис. 4. Изменение эффективной вязкости жидкости ГРП на основе Нефтенол ВУПАВ во времени при 28 °C
Fig. 4. Effective Viscosity Time Dependence of the Hydraulic Fracture Liquid Based on Nephtenol Viscoelastic Surfactant at 28 °C

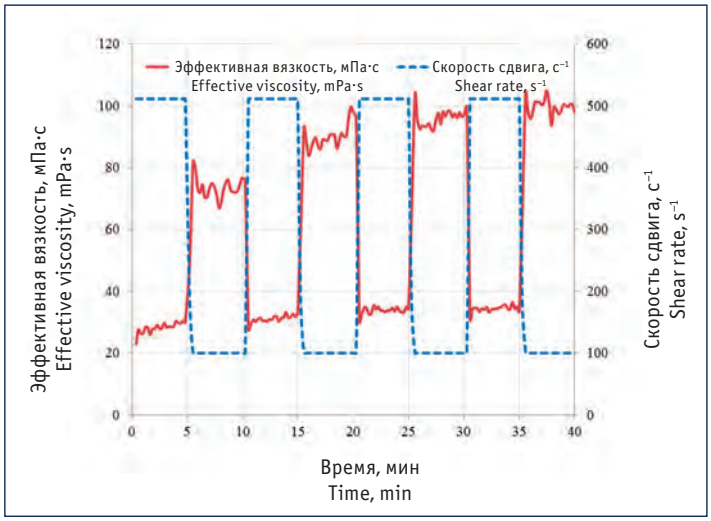


Рис. 5. Стабильность при напряжениях сдвига жидкости ГРП на основе Нефтенол ВУПАВ
Fig. 5. Shear Stability of Hydraulic Fracture Liquid Based on Nephtenol Viscoelastic Surfactant

ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ISO - 9001

КАЗАНСКАЯ ЯРМАРКА

ТНФ

ТАТАРСТАНСКИЙ
НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ
ФОРУМ

Деловая программа выставки – активная площадка, содействующая развитию науки и бизнеса

24-я международная специализированная выставка

НЕФТЬ ГАЗ НЕФТЕХИМИЯ

ufi Member

Проектирование и строительство объектов для нефтяной, нефтехимической и газовой промышленности

6–8 СЕНТЯБРЯ
Казань, 2017

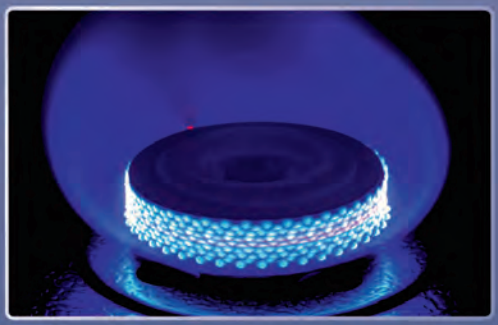
При поддержке:
Правительства Республики Татарстан и Президента Республики Татарстан

www.oilexpo.ru

16+

Нефтехимия и нефтепереработка: современная продукция, технологии, оборудование и материалы. Сбор, транспортировка и хранение нефти, нефтепродуктов и газа

Добыча нефти и газа



420059, г. Казань, Оренбургский тракт, 8
ОАО «Казанская ярмарка»
тел./факс: +7 (843) 570-51-14, 570-51-11
e-mail: expokazan02@mail.ru,
d2@expokazan.ru, d3@expokazan.ru
www.expokazan.ru

на правах рекламы

ханическому воздействию при прохождении через насосные агрегаты, при движении по насосно-компрессорным трубам и перфорационным отверстиям. В связи с этим в рамках работы выполнены тесты на стабильность жидкости ГРП к сдвиговым напряжениям на ротационном вискозиметре Grace 5600 (так называемый тест на сдвиг). Результаты исследований представлены на рис. 5. Жидкость ГРП, приготовленная с использованием Нефтенол ВУПАВ, обладает хорошей стабильностью к механическим напряжениям (сдвигу), так как после снятия нагрузки в виде воздействия высокой скорости сдвига 511 $с^{-1}$ наблюдается быстрое (менее 1 мин) восстановление эффективной вязкости до первоначальных значений около 100 мПа·с.

Как уже отмечалось, жидкости разрыва должны стабильно удерживать в своем объеме и транспортировать как можно дальше в обрабатываемый интервал расклинивающий агент. Ввиду этого следующим этапом определения технологических параметров предложенной жидкости разрыва стало выявление ее песконесущей и пескоудерживающей способностей. Оказалось, что даже в статических условиях состав удерживает в своем объеме до 70 % проппанта фракции 16/30 по истечении двух часов (рис. 6), имея при этом невысокие значения вязкости.

Песконесущие характеристики для системы со столь невысокими вязкостными параметрами было предложено изучить с помощью проведения осцилляционных исследований на ротационном вискозиметре Grace 5600.

Таблица 2. Результаты осцилляционных исследований

Table 2. The results of oscillation studies

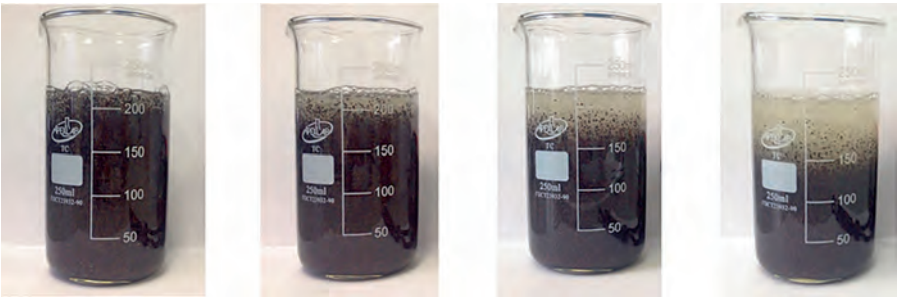
Образец/показатели Sample/parameters	Линейный полимерный гель Linear Polymer Gel	Сшитый полимерный гель Cross-Linked Polymer Gel	Гель на основе ВУПАВ Viscoelastic Surfactant Gel
Эффективная вязкость η при 100с[1], мПа·с Effective viscosity η at 100s[1], mPa·s	80	1200	100
G', Па	0,0318	3,927	2,402
G'', Па	0,3351	3,804	1,117
G*, Па	0,3000	5,468	2,649

Осцилляционная реология позволяет осуществить количественную оценку вязких и упругих свойств материала. В данном методе прикладываемое напряжение меняется во времени синусоидально. Главное достоинство этого подхода заключается в том, что при проведении измерений исследуемый образец минимально деформируется, что исключает его разрушение [6].

Математическое описание изменений реологических параметров от частоты осцилляции основано на комплексных величинах, и в связи с этим комплексный модуль сдвига G* образца представляет собой геометрическую сумму (1) [8]:

$$\overline{G^*} = \overline{G'} + i\overline{G''}, \qquad (1)$$

где G' – модуль накопления, соответствующий упругому ответу материала, Па; G'' – модуль потерь, отражающий диссипацию приложенной энергии в процессе течения, характеризующий вязкостные свойства образца, Па; i – оператор, равный $\sqrt{-1}$.



Сразу после приготовления Immediately after Preparation | 15 минут 15 minutes | 60 минут 60 minutes | 120 минут 120 minutes

Рис. 6. Пескоудерживающая способность раствора Нефтенол ВУПАВ

Fig. 6. Sand Absorption Capacity of the Nephtenol Viscoelastic Surfactant Solution

ОСЦИЛЛЯЦИОННЫЕ ЭКСПЕРИМЕНТЫ ПРОВОДИЛИСЬ С ТРЕМЯ ИССЛЕДУЕМЫМИ ЖИДКОСТЯМИ:

1) линейный полимерный гель на водной основе:
- гелеобразователь ГПГ-1 – 4 кг/$м^3$;

2) сшитый полимерный гель на водной основе:
- гелеобразователь ГПГ-1 – 4 кг/$м^3$;
- боратный сшиватель БС-1 – 2 л/$м^3$;

3) бесполимерная жидкость разрыва:
- Нефтенол ВУПАВ – 7 % масс.;
- растворитель – 10%-й водный раствор NaCl.

Из полученных данных видно (табл. 2), что значения модулей потерь и упругости у сшитого полимерного и вязкоупругого гелей сопоставимы, различаются всего в 1,5–2,0 раза. В то же время показатели модуля упругости у линейного полимерного геля ниже почти на два порядка по сравнению с составом на основе ВУПАВ и тем более со сшитым гелем. Таким образом, хорошую пескоудерживающую способность раствора с Нефтенолом ВУПАВ при его невысоких значениях вязкости при скорости сдвига 100 $с^{-1}$ можно объяснить упругими характеристиками композиции (чего не наблюдается у линейного геля), обусловленными сложной сетчатой структурой переплетенных цилиндрических мицелл.

Одной из важных характеристик жидкости ГРП является фильтратоотдача состава в пласт. В рамках данной исследовательской работы определение поглощения жидкости из технологической композиции осуществлялось с помощью фильтр-пресса FANN HPHT (рис. 7) при перепаде давления 100 psi (0,7 МПа) и комнатной температуре.

23–26.10.2017

Россия, Москва, ЦВК «Экспоцентр»

20-я международная выставка химической промышленности и науки

ХИМИЯ

NEW **Инновации и современные материалы**

Организатор: АО «Экспоцентр»

При поддержке:

- Министерства промышленности и торговли РФ
- Российского Союза химиков
- ОАО «НИИТЭХИМ»
- Российского химического общества им. Д.И. Менделеева
- Химического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова
- РХТУ им. Д.И. Менделеева

Под патронатом Торгово-промышленной палаты РФ

Хим-Лаб-Аналит

Химмаш. Насосы

Индустрия пластмасс

Зеленая химия

COR RUS **Салон защиты от коррозии «Коррус»**

Реклама 12+

www.chemistry-expo.ru

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

ufi Approved Event

Expo Rating

ЭКСПОЦЕНТР

Рис. 7. Фильтр-пресс FANN HPHT
Fig. 7. FANN HPHT filter-press

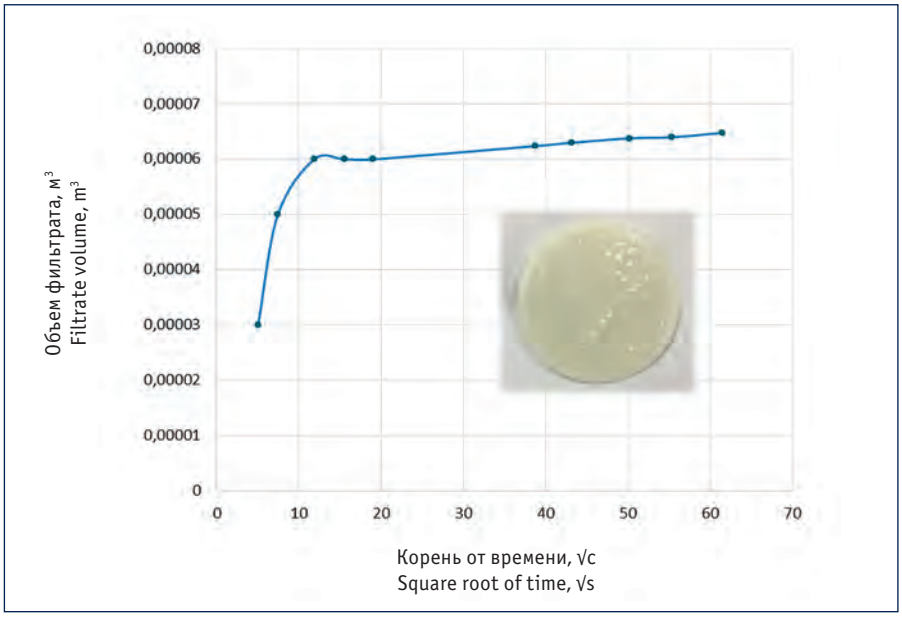


Рис. 8. График поглощения жидкости разрыва на основе Нефтенол ВУПАВ при 28 °С
Fig. 8. Absorption of the Hydraulic Fracture Liquid Based on Nephtenol Viscoelastic Surfactant at 28 °C

После построения графика зависимости объема фильтрата от времени (рис. 8) осуществлен расчет параметров, характеризующих фильтрационные свойства жидкости: утечки с кольматацией C_w по формулам (2) и (3) и потери при мгновенной фильтрации S_L по формулам (4) и (5) [9]:

$$C_w = \frac{m}{2A}, \ (м/с^{1/2}), \quad (2)$$

$$C_w = 0{,}0164\frac{m}{A}, \ (фут/с^{1/2}), \quad (3)$$

$$S_L = \frac{b}{A}, \ (м^3/м^2), \quad (4)$$

$$S_L = 0{,}246\frac{b}{A}, \ (галлон/фут^2), \quad (5)$$

где m – наклон кривой поглощения жидкости, $м^3/с^{1/2}$; A – площадь поперечного сечения поверхности пористой среды, $м^2$; b – значение объема фильтрата t = 0 по кривой поглощения жидкости, $м^3$. Результаты расчетов представлены в табл. 3.

Невысокие значения коэффициента утечек с кольматацией C_w подтверждают образование при фильтрации состава фильтрационной корки, которая позволяет предотвратить дальнейшую миграцию фильтрата в пласт и тем самым сохранить необходимые технологические свойства жидкости разрыва.

В ходе работы было предложено провести математическое моделирования создания трещины ГРП жидкостью разрыва на основе ВУПАВ и сшитым полисахаридным гелем в симуляторе FRACPRO. Симулятор ГРП – программное обеспечение для математического моделирования и анализа процесса создания трещин в ходе гидроразрыва пласта. Симулятор гидроразрыва предназначен для решения ряда прикладных задач, связанных с моделированием распространения трещины в пласте с учетом геологического строения пласта,

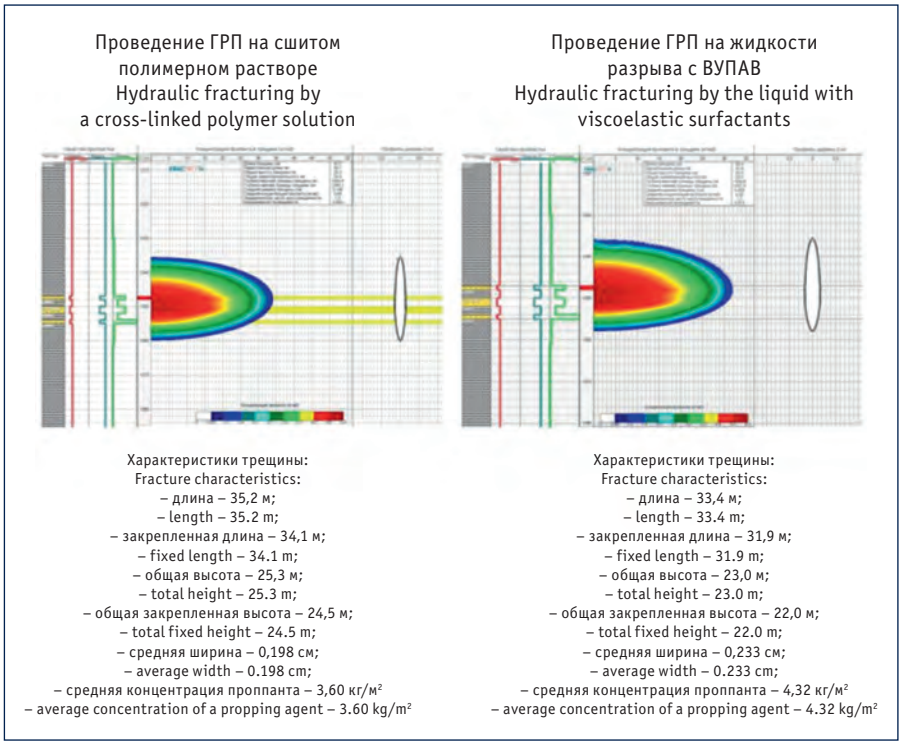


Рис. 9. Моделирование процесса ГРП с применением сшитого полисахаридного геля и раствора ВУПАВ
Fig. 9. Modeling of Hydraulic Fracture by a Cross-Linked Polysaccharide Gel and a Viscoelastic Surfactant Solution

Таблица 3. Результаты расчетов коэффициентов коркообразования
Table 3. Crusting coefficient calculation results

Показатель Parameter	Значение Value
Площадь бумажного фильтра A, м^2 Paper filter area A, m^2	0,0031
Наклон кривой поглощения жидкости m, м^3/с$^{1/2}$ Liquid absorption curve slope m, m^3/s$^{1/2}$	$3 \cdot 10^{-7}$
Значение объема фильтрата t = 0 по кривой поглощения жидкости b, м^3 Filtrate volume value t = 0 at the liquid absorption curve b, m^3	$5 \cdot 10^{-5}$
Коэффициент утечек с кольматацией C_w, м/с$^{1/2}$ Coefficient of leakages with colmatage C_w, m/s$^{1/2}$	$4{,}81 \cdot 10^{-5}$
Потери при мгновенной фильтрации S_L, м^3/м^2 Spurt loss S_L, m^3/m^2	0,0160

геомеханических свойств пород, динамики течения жидкости разрыва и транспорта проппанта.

В целях сравнения эффективности применения жидкостей разрыва на основе ВУПАВ и сшитого полисахаридного геля было предложено выполнить моделирование двух вариантов гидроразрыва при идентичных пластовых условиях (рис. 9) и одинаковых дизайнах закачки расклинивающего материала.

Результаты программного моделирования гидроразрыва показали, что применение в качестве жидкости разрыва вязкоупругого геля приводит в конечном счете к формированию проводимой трещины, в меньшей степени распространяющейся по вертикали (на 2,5 м меньше, чем в случае с полимерным гелем), и к более полной и равномерной упаковке расклинивающего материала в трещине.

Вышеуказанная технологическая жидкость показала на хорошем уровне ряд таких свойств, как устойчивость реологических характеристик, удерживание проппанта в объеме, стабильность к механическим напряжениям, разрушение при контакте с углеводородной фазой и др.

Предложенный состав является потенциально возможным видом технологической жидкости разрыва для проппантного ГРП, проводимого в низкотемпературных пластах, в частности Волго-Уральского региона или Восточной Сибири.

Литература:
1. Магадова Л.А., Силин М.А., Глущенко В.Н. Нефтепромысловая химия. Технологические аспекты и материалы для гидроразрыва пласта: учеб. пособие для вузов. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. 423 с.
2. Рябоконь С.А., Нечаев А.С., Чагай Е.В. Жидкости-песконосители для гидроразрыва пласта. М.: ВНИИОЭНГ, 1987. Вып. 14 (143). 52 с. (Сер.: Нефтепромысловое дело).
3. Roger J., et al. Polymer-Free Fluid for Hydraulic Fracturing. Paper SPE 38622 to be presented at the 1997 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, USA, Oct. 5–8.
4. Rimmer B., et al. Fracture Geometry Optimization: Designs utilizing New Polymer-Free Fracturing Fluid and Log-Derived Stress Profile/ Rock Properties. Paper SPE 58761 to be presented at the 2000 SPE International Symposium on Formation Damage Control, Lafayette, LA, USA, Feb. 23–24.
5. Миттел К. Мицеллообразование, солюбилизация и микроэмульсии / Пер. с англ. М.: Мир, 1980. 597 с.
6. Куряшов Д.А. Структура и вязкоупругие свойства смешанных мицеллярных растворов олеиламидопропилбетаина и анионного ПАВ: дис. … канд. хим. наук. Казань: КГТУ, 2009. 146 с.
7. Samuel M., et al. Viscoelastic Surfactant Fracturing Fluids. Applications in Low Permeability Reservoirs paper SPE 60322 to be presented at the 2000 SPE Rocky Mountain Regional / Low Permeability Reservoirs Symposium and Exhibition held in Denver, Colorado, USA, March 12–15.
8. Вострокнутов Е.Г., Новиков М.И., Новиков В.И., Прозоровская Н.В. Переработка каучуков и резиновых смесей (реологические основы, технология, оборудование). М.: Химия, 1980. 280 с.
9. International standard ISO 13503-4: Petroleum and natural gas industries – Completion fluids and materials. Part 4: Procedure for measuring stimulation and gravel-pack fluid leakoff under static conditions. 2006. P. 14.

References:
1. Magadova L.A., Silin M.A., Glushchenko V.N. Oilfield Chemistry. Technological Aspects and Materials for Hydraulic Fracturing. Moscow, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2012, 423 pp. (In Russian)
2. Ryabokon' S.A., Nechaev A.S., Chagai E.V. Sand Carriers for Hydraulic Fracturing. Ser. Oilfield Engineering, Moscow, All-Russian Research Institute for the Organization, Management and Economics of the Oil and Gas Industry, 1987, Iss. 14 (143), 52 p. (In Russian)
3. Roger J., et al. Polymer-Free Fluid for Hydraulic Fracturing. Paper SPE 38622 to be presented at the 1997 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, USA, Oct. 5–8.
4. Rimmer B., et al. Fracture Geometry Optimization: Designs utilizing New Polymer-Free Fracturing Fluid and Log-Derived Stress Profile/ Rock Properties. Paper SPE 58761 to be presented at the 2000 SPE International Symposium on Formation Damage Control, Lafayette, LA, USA, Feb. 23–24.
5. Mittal K. Micelle Formation, Solubilization and Microemulsion. Moscow, Mir Publ., 1980, 597 pp. (In Russan)
6. Kuryashov D.A. Structure and Viscoelastic Properties of the Mixed Micelle Solutions of Oleyl Amidopropyl Betaine and Anionic Surface Active Agent – Cand. of Sciences Diss. Kazan, Kazan State Technological University, 2009, 146 pp. (In Russian)
7. Samuel M., et al. Viscoelastic Surfactant Fracturing Fluids. Applications in Low Permeability Reservoirs paper SPE 60322 to be presented at the 2000 SPE Rocky Mountain Regional / Low Permeability Reservoirs Symposium and Exhibition held in Denver, Colorado, USA, March 12–15.
8. Vostroknutov E.G., Novikov M.I., Novikov V.I., Prozorovskaya N.V. Processing of Rubber and Compounds (Rheology Bases, Technology and Equipment). Moscow, Khimya Publ., 1980, 280 pp. (In Russian)
9. International standard ISO 13503-4: Petroleum and natural gas industries – Completion fluids and materials. Part 4: Procedure for measuring stimulation and gravel-pack fluid leakoff under static conditions. 2006. P. 14.