

**Изучение реологических свойств и реакционной способности
кислотных растворов с загущающими добавками**

М. Б. Дорфман, А. А. Сентемов*, И. П. Белозеров

*Северный (Арктический) федеральный университет имени М. В. Ломоносова,
г. Архангельск, Россия*

**e-mail: sentemov.a.a@yandex.ru*

Аннотация. Данная статья является результатом исследований реологических свойств и реакционной способности водных растворов лигносульфоната технического, декатионизированной лигносульфоновой кислоты и соляной кислоты с добавлением лигносульфоната. Составы, включающие лигносульфонат, могут быть использованы в качестве вытесняющих агентов при разработке обводненных пластов с неоднородными фильтрационно-емкостными свойствами. Применение загущающих добавок в кислотных составах решает несколько задач. Замедление скорости реакции позволит кислотному составу проникать глубже в пласт, с меньшей потерей кислотной емкости. Повышенная вязкость составов повышает степень охвата призабойной зоны кислотной обработкой. При высокой концентрации загущающих добавок в составах может быть реализована селективная изоляция высокопроницаемых областей пласта, что способствует образованию новых поровых каналов.

В ходе работы оценивалась реакционная способность кислотных растворов с загущающими добавками при взаимодействии с карбонатными образцами. Наличие лигносульфоната технического в кислотном растворе снижает скорость растворения образцов. Изменение скорости реакции позволяет кислотному составу образовывать длинные каналы высокой проницаемости, что повышает эффективность кислотной обработки.

Ключевые слова: вязкость; кривые течения; лигносульфонат; соляно-кислотная обработка; скорость реакции

**Studying rheological properties and reactivity of acid solutions
with thickening additives**

Mikhail B. Dorfman, Andrey A. Sentemov*, Ivan P. Belozеров

Northern (Arctic) Federal University named after M. V. Lomonosov, Arkhangelsk, Russia

**e-mail: sentemov.a.a@yandex.ru*

Abstract. This article is the result of studies of rheological properties and reactivity of acid solutions of technical lignosulfonate, decationized lignosulfonic acid, and hydrochloric acid with the addition of lignosulfonate. Compositions that include lignosulfonate can be used as displacement agents in the development of watered layers with inhomogeneous reservoir properties. The use of thickening additives in acid solutions solves several problems. Slowing the reaction rate will allow the acid flow to leak in the reservoir deeper, with saving of acid capacity. The height viscosity of the compositions increases the sweep efficiency of the bottom-hole zone by acid treatment. Due to the fact that thickening additives in the compositions have a high concentration, selective isolation of highly permeable areas of the reservoir can be realized, which, in turn, contributes to the formation of new pore channels.

We evaluated the reactivity of acid solutions with thickening additives in the interaction with carbonate samples. The presence of technical lignosulfonate in an acid solution reduces the dissolution rate of samples. Slowing down the reaction rate will allow the acid composition to form long channels of high permeability, which, in turn, increases the efficiency of acid treatment.

Key words: viscosity; flow curves; lignosulfonate; acid treatment; reaction rate

Введение

В российских и зарубежных источниках рассматриваются возможности по применению составов, включающих лигносульфонаты, как вытесняющих агентов при разработке неоднородных по пористости и проницаемости обводненных пластов [1–3]. Природные коллектора, как правило, обладают макронеоднородностью [4]. Увеличение эффективности вытеснения нефти достигается путем перераспределения фильтрационных потоков, изоляции водопромытых зон с высокой проницаемостью. Увеличивается охват низкопроницаемых зон пласта за счет создаваемого перепада давления, обеспечивается доотмыв остаточной нефти [1, 5, 6]. При этом средние значения остаточной нефтенасыщенности больше в гидрофобных породах и породах промежуточной смачиваемости, чем в гидрофильных [7].

В работе [8] предлагается использование лигносульфонатов для ингибирования осаждения поверхностно-активного вещества и/или полимера в пласте. Лигносульфонаты входят в состав гелеобразующих реагентов, предназначенных для увеличения фильтрационных сопротивлений при проведении мероприятий по селективному ограничению водопритока. Их применение позволяет повысить эффективность гидроизоляции в пластах, обводненных минерализованными и пресными водами даже при высоких перепадах давления [9].

Лигносульфонаты — это общее название солей лигносульфоновых кислот. Являются природными водорастворимыми сульфопроизводными лигнина. Как правило, они представлены солями натрия и кальция. Могут встречаться в растворах, а также в виде порошка. Лигносульфонаты относятся к анионным поверхностно-активными веществам. Макромолекула лигносульфоната натрия образует нелинейную структуру, приближающуюся к глобулярным полимерам. Лигносульфонаты экономически привлекательны, поскольку являются побочными продуктами производства целлюлозы [10]. Плотность варьируется от 1,23 до 1,26 г/мл в зависимости от концентрации. Кислотность лигносульфоната натрия относительно не-большая (4,5–5,5 pH) [11].

В патентах [12–14] предлагается применение лигносульфоната в качестве ингредиента составов, предназначенных для проведения соляно-кислотных обработок скважин. Высокая скорость химической реакции и низкая проницаемость коллекторов ограничивают силу и максимальную концентрацию применяемых кислот. Для уменьшения скорости реакции с породой применяют слабые кислоты или растворы с низкой концентрацией кислоты. Однако это не всегда приводит к повышению эффективности кислотной обработки. Одно из решений данной проблемы — добавление в соляно-кислотные растворы лигносульфонатов [7]. В таком составе используют соляную кислоту (15 %) и лигносульфонат технический (ЛСТ) (20 %). Лигносульфонат осаждается в порах и поровых каналах породы, образует слой, замедляющий реакцию породы с кислотой. Таким образом, достигается оптимальная скорость реакции. Оптимальная скорость реакции позволяет кислоте проникать в пласт глубже, что положительно сказывается на повышении проницаемости призабойной зоны пласта [15–17].

Таким образом, лигносульфонаты могут применяться при многих технологических операциях в нефтегазовой промышленности. В составах буровых растворов они успешно применяются уже долгое время. Как вытесняющими агентами ими заинтересовались в начале 80-х годов XX века за рубежом. Но, несмотря на многочисленные исследования, это направление не получило широкого промышленного применения [1–3, 5–6]. Особенно перспективным представляется направление кислотных обработок призабойной зоны скважины, ввиду высокой эффективности и снижения стоимости состава для обработки [17, 18].

При сульфитировании лигнина в результате совместного окисления — восстановления сульфитирующих агентов и лигнинных структур образуется лигносульфоная кислота (ЛСК). Лигносульфоная кислота относится к сильным кислотам. Величина pH ее водного раствора может достигать 0,7 [19–20]. Предполагается, что благодаря своим кислотным свойствам лигносульфоная кислота может взаимодействовать с карбонатной породой подобно соляной кислоте при соляно-кислотных обработках скважин.

Цель работы — исследовать возможности применения растворов лигносульфоната в качестве основы вытесняющих агентов, а растворов ЛСК и соляной кислоты с добавлением лигносульфоната для применения в качестве составов для кислотной обработки призабойной зоны скважины.

Первая задача: изучение реологических свойств растворов лигносульфоната, ЛСК и соляной кислоты с добавлением лигносульфоната. Реологические свойства являются важными параметрами в фильтрационных исследованиях горных пород. Их определение необходимо для дальнейших исследований взаимодействия составов с реальными кернами.

Вторая задача: на основании предварительных лабораторных исследований оценить реакционную способность изучаемых кислотных растворов при взаимодействии с карбонатом кальция.

Объект и методы исследования

В качестве объекта исследований выбраны водные растворы ЛСТ и декатионизированной ЛСК для применения в качестве компонентов кислотных растворов.

Определение массы сухих веществ в растворах

На первоначальном этапе приготовления растворов определялась концентрация сухих веществ в исходных растворах методом выпаривания. В бюксы № 1 и 2 налили раствор ЛСК, в бюксы № 3 и 4 налили раствор ЛСТ. Измерения массы производили на лабораторных весах. Объем рассчитывался исходя из плотности и массы растворов.

Далее образцы выпаривались в сушильном шкафу при температуре 105 °С по 30 минут, после 15 минут отстаивались в эксикаторе. Цикл просушивания и взвешивания повторяли до тех пор, пока два последующих взвешивания не дали одинаковых результатов с точностью до 0,01 г.

По результатам вычислений концентрация раствора ЛСК составила 64,8 г/л. Концентрация раствора ЛСТ составила 202,7 г/л. Стандартное отклонение и коэффициент вариации подтверждают точность измерений.

В таблице 1 представлены результаты расчета концентрации сухих веществ в растворах.

Таблица 1

Результат определения концентрации растворов лигносульфоновой кислоты и лигносульфоната технического

Номер бюкса	1	2	3	4
	ЛСК		ЛСТ	
Масса, г				
Бюкс	1,8565	1,7121	1,7280	1,9164
Бюкс с высушенным образцом	1,9872	1,8421	2,1299	2,3331
Сухая масса образца	0,1307	0,1300	0,4018	0,4167
Концентрация, г/мл	0,0651	0,0645	0,2012	0,2041
Концентрация средняя, г/мл	0,0648		0,2027	
Стандартное отклонение	0,0004		0,00201	
Вариация, %	0,0063		0,0099	

Далее с учетом концентрации веществ были приготовлены растворы необходимой концентрации и исследованы их реологические свойства.

Исследования реологических свойств растворов

Исследования реологических свойств растворов выполнялись на реометре типа BROOKFIELD модели PVS согласно РД 39-0147103-329-86¹ и инструкции к реометру. Исследования выполнялись по наклонной прямой (при линейном во времени изменении градиента скорости) на прямом и обратном ходе реометра с измерительным инструментом статор/ротор PVS-B5-D-НС). Изучение реологических свойств растворов выполнялось при температурах 80, 60, 40, 20 °С. Для обеспечения температурного режима применялась лабораторная водяная баня.

¹ РД 39-0147103-329-86. Методика определения реологических параметров высокосвязывающих нефтей. ВНИИСПТнефть

Результаты

Реологические свойства раствора лигносульфоната технического 20 %-й концентрации

Исследуемый образец проявляет свойства ньютоновских жидкостей при всех исследуемых температурах. Статическое напряжение сдвига почти равно нулю, кривые течения имеют линейный характер (рис. 1). Вязкость при снижении температуры растет и при температурах 60, 40, 20 °С увеличивается по сравнению с вязкостью при 80 °С в 1,5; 2,2; 3,4 раза соответственно. Зависимость динамической вязкости раствора ЛСТ 20 %-й концентрации от температуры представлена на рисунке 2.

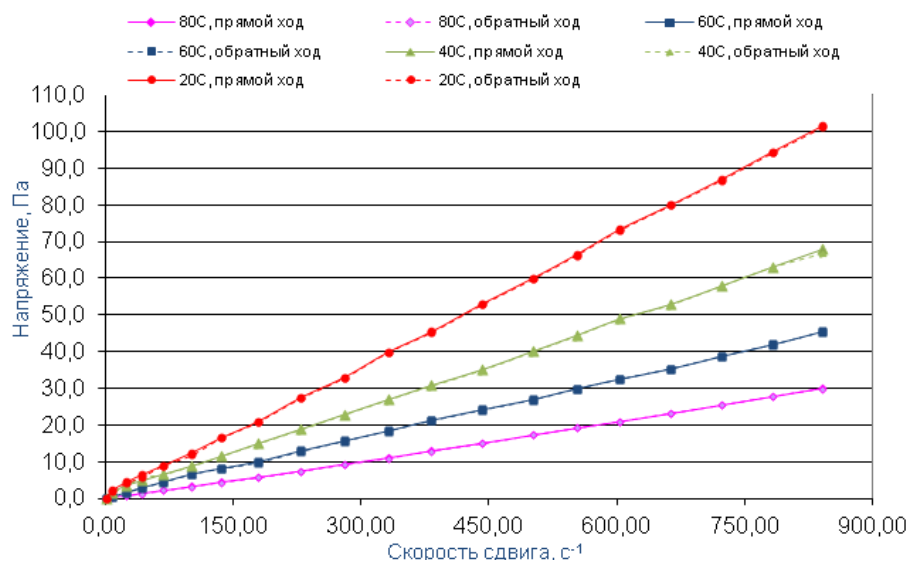


Рис. 1. Реологические кривые течения лигносульфоната технического (20 %) при температурах 20, 40, 60, 80 °С

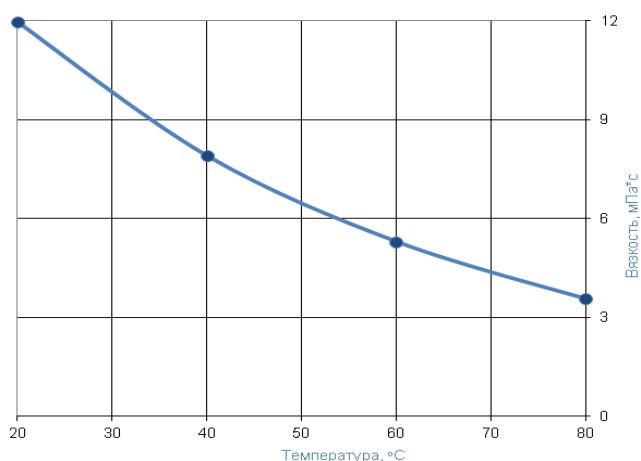


Рис. 2. Зависимость вязкости лигносульфоната технического (20 %) от температуры

Реологические свойства раствора лигносульфоната технического 10 %-й концентрации

Исследуемый образец проявляет свойства ньютоновских жидкостей при всех исследуемых температурах. Статическое напряжение сдвига почти равно нулю, кривые течения имеют линейный характер (рис. 3). Вязкость при снижении температуры растет и при температурах 60, 40, 20 °С увеличивается по сравнению с вязкостью при 80 °С в 1,3; 1,9; 2,8 раза соответственно. Зависимость динамической вязкости раствора ЛСТ 10 %-й концентрации от температуры представлена на рисунке 4.

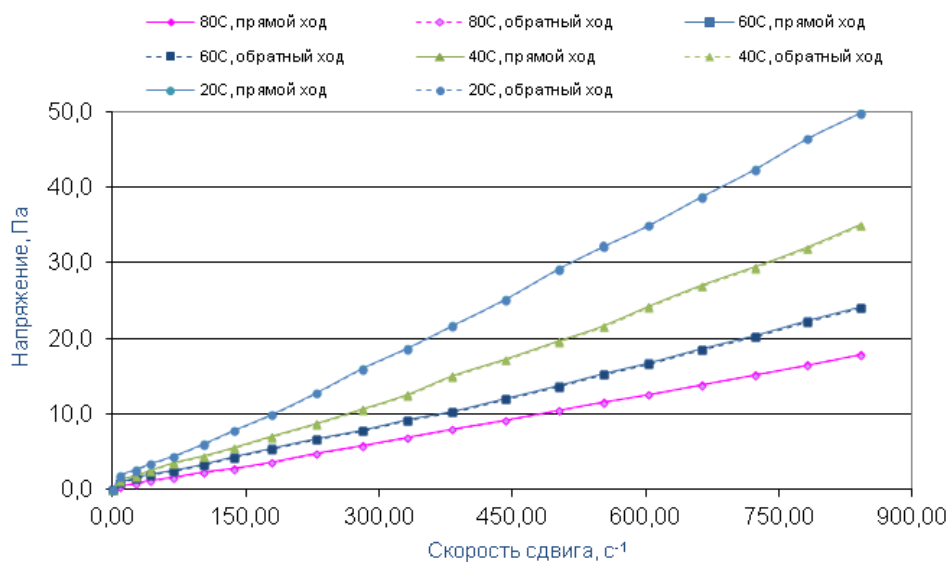


Рис. 3. Реологические кривые течения лигносульфоната технического (10 %) при температурах 20, 40, 60, 80 °С

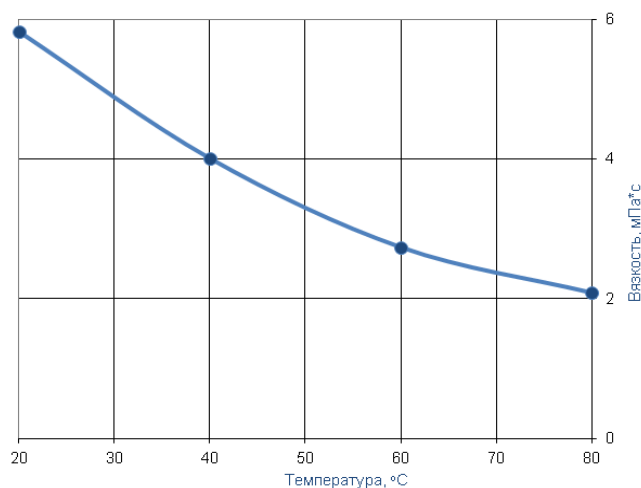


Рис. 4. Зависимость вязкости лигносульфоната технического (10 %) от температуры

Реологические свойства раствора лигносульфоновой кислоты

Исследование реологических свойств ЛСК в связи с низкой вязкостью производили с помощью капиллярного вискозиметра с измерением плотности для каждой температуры. Кислотность исследуемого раствора ЛСК составляет $pH = 1$. Концентрация ЛСК в растворе — 6,4 %. В таблице 2 представлены результаты исследования реологических свойств раствора.

Таблица 2

Реология раствора лигносульфоновой кислоты

Температура, °C	Плотность, г/см ³	Вязкость кинематическая, мм ² /с	Вязкость динамическая, мПа · с
20	1,0263	1,3540	1,3896
40	1,0227	0,8906	0,9108
60	1,0155	0,6436	0,6536
80	1,0004	0,4996	0,4998

Реология раствора соляной кислоты и лигносульфоната технического

С целью дальнейшего исследования в области кислотных обработок были приготовлены следующие растворы: 15 % HCl + 2,5 % ЛСТ; 15 % HCl + 5 % ЛСТ; 15 % HCl + 10 % ЛСТ. Выбор концентрации соляной кислоты обусловлен тем, что подобная концентрация наиболее часто встречается в различных составах для соляно-кислотных обработок скважин. При приготовлении растворов 15 % HCl + 5 % ЛСТ; 15 % HCl + 10 % ЛСТ образовывается осадок. Раствор 15 % HCl + 2,5 % ЛСТ однородный. Вязкость полученных растворов слишком мала для исследования на ротационном вискозиметре. А для использования капиллярного вискозиметра необходим однородный раствор. Поэтому исследованы реологические свойства только раствора 15 % HCl + 2,5 % ЛСТ. Кислотность раствора составила $pH = 0$. В таблице 3 представлены результаты исследования реологических свойств.

Таблица 3

Реология раствора HCl 15 % + ЛСТ 2,5 %

Температура, °C	Плотность, г/см ³	Вязкость кинематическая, мм ² /с	Вязкость динамическая, мПа · с
20	1,0764	1,2460	1,3412
40	1,0726	0,8875	0,9519
60	1,0650	0,6699	0,7134
80	1,0488	0,5340	0,5601

Кислотные растворы проявляют свойства ньютоновских жидкостей при всех исследуемых температурах. При увеличении температуры вязкость снижается. На рисунке 5 показаны зависимости вязкости раствора лигносульфоновой кислоты и раствора соляной кислоты с лигносульфонатом от температуры.

Исследование реакционной способности кислотных составов

Раствор ЛСК имеет очень низкую скорость химической реакции с карбонатными образцами, поэтому далее этот раствор не исследовался. Для исследования были приготовлены следующие растворы:

- 1) 15 % HCl;
- 2) 15 % HCl + 2,5 % ЛСТ;
- 3) 15 % HCl + 5 % ЛСТ;
- 4) 15 % HCl + 10 % ЛСТ.

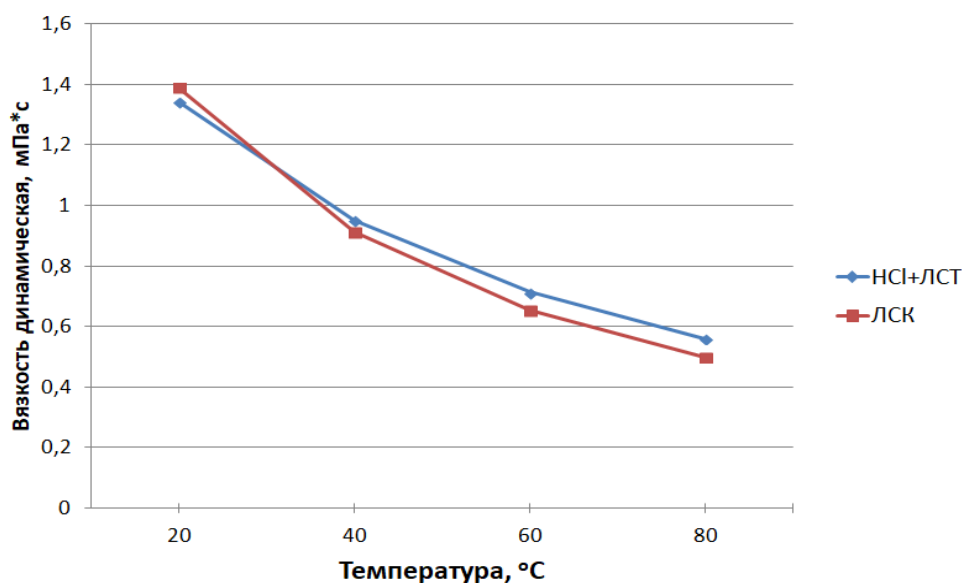


Рис. 5. Зависимость вязкости растворов ЛСК и HCl 15 % + ЛСТ 2,5 % от температуры

Всего было проведено 4 опыта. Были использованы искусственные образцы карбоната кальция. Содержание карбонатных веществ определялось при помощи карбонометра КМ-04С и составило 76,8 %. Образцы мела примерно равных размеров и массы, вырезанные из одного куска, помещались в кислотные составы, производилась сравнительная оценка потери массы и изменений размеров образцов во времени. По полученным данным рассчитывалась скорость растворения карбоната кальция. На протяжении всего времени исследования в каждом из опытов $pH = 0$, так как реакция протекала в избытке кислотного раствора. На рисунке 6 приведен график скорости химической реакции. На рисунке 7 приведен график накопленной потери массы образцов.

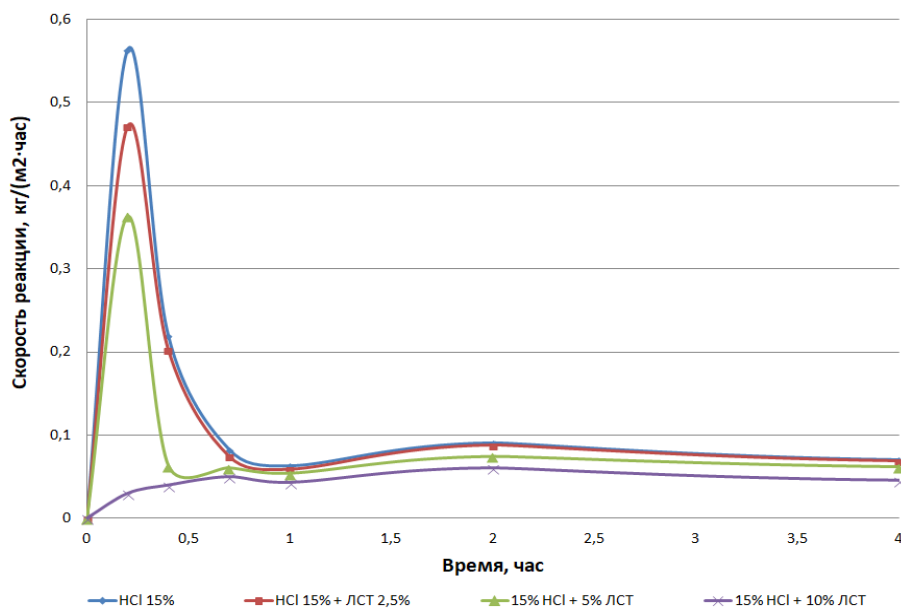


Рис. 6. Зависимость скорости реакции от времени

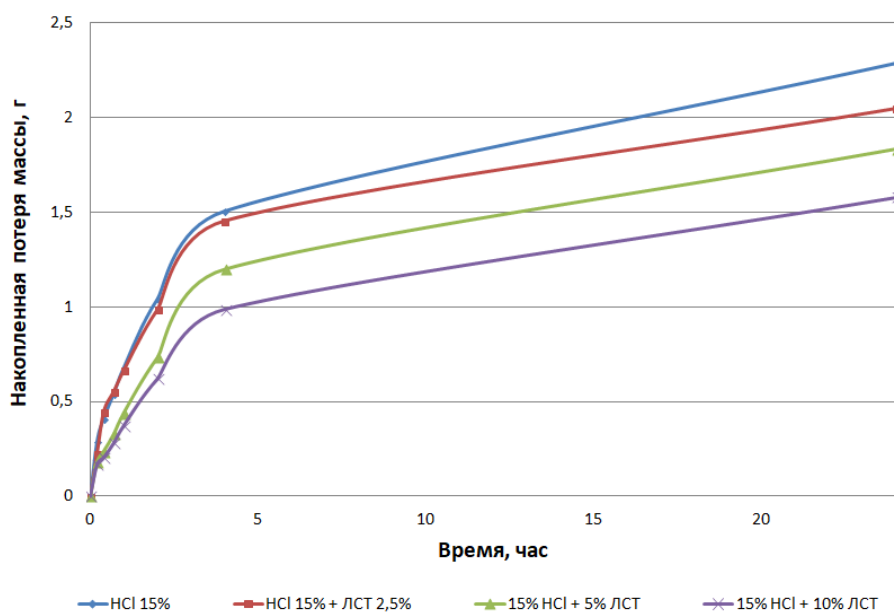


Рис. 7. Зависимость накопленной потери массы образцов от времени

Скорость химической реакции достигает максимальных значений уже через 0,2 часа, далее взаимодействие характеризуется резким снижением скорости с последующим плавным замедлением процесса. Наиболее активным оказался раствор 15 % HCl без добавления лигносульфоната. Активность взаимодействия составов снижается с увеличением концентрации лигно-

сульфоната. Форма кривой скорости реакции раствора 15 % HCl + 10 % ЛСТ отличается отсутствием начального скачка скорости реакции.

Согласно графикам на рисунке 7, основное растворение породы для исследуемых растворов происходит в течение первых четырех часов с начала реакции кислотного состава с образцами, последующее взаимодействие характеризуется снижением скорости реакции и уменьшением темпа потери массы образцов. При определении конечной потери массы учитывалась сухая масса образцов до и после эксперимента.

Обсуждение

Полученные результаты показывают, что в диапазоне температур 20–80 °С все исследованные растворы проявляют свойства ньютоновских жидкостей. С увеличением температуры вязкость растворов снижается, зависимость носит экспоненциальный характер. При добавлении ЛСТ в раствор соляной кислоты более 2,5 % масс. образуется значительное количество нерастворимого осадка, препятствующее дальнейшим исследованиям реологических свойств в капиллярных вискозиметрах.

Растворы ЛСК и соляной кислоты с добавлением лигносульфоната имеют вязкость, сопоставимую с вязкостью составов, применяемых при кислотных обработках скважин. Динамическая вязкость растворов лигносульфоната в сравнении с вязкостью полимерных растворов оказалась недостаточной для его применения в основе составов вытесняющих агентов. Однако растворы лигносульфоната с большей концентрацией имеют большую динамическую вязкость, что позволит использовать их для перераспределения фильтрационных потоков в пласте путем изоляции водопромытых зон с высокой проницаемостью, тем самым позволит увеличить коэффициент охвата пласта и добычу нефти.

При исследовании реакционной способности наиболее значительная потеря массы образцов зафиксирована при воздействии 15 %-го раствора соляной кислоты без добавления лигносульфоната, соответственно 67,70 % от общей массы образца. В остальных составах ЛСТ замедляет скорость реакции и темп потери массы образцов. Чем больше концентрация лигносульфоната, тем ниже скорость реакции. Особенно этот эффект проявляется при исследовании раствора 15 % HCl + 10 % ЛСТ. Итоговая потеря массы образца в этом опыте составила 50,53 %, что на 17,17 % меньше в сравнении с раствором кислоты той же концентрации, но без добавления лигносульфоната.

Выводы

В работе было проведено изучение реологических свойств растворов ЛСТ, ЛСК, а также раствора соляной кислоты с добавлением лигносульфоната. Растворы лигносульфоната исследовались с целью применения в основе вытесняющих агентов, для перераспределения фильтрационных потоков в пласте. Растворы лигносульфоната с массовой концентрацией до 20 % включительно не подходят для применения в основе вытесняющих агентов ввиду низкой вязкости. Необходимо исследовать растворы с большей концентрацией для продолжения работы в этом направлении. Кислот-

ные растворы исследовались для применения в составах, используемых при проведении кислотных обработок скважин. Реологические свойства исследованных растворов соответствуют характеристикам успешно применяемых соляно-кислотных составов.

Исследование реакционной способности кислотных растворов с содержанием ЛСТ показало возможность изменения скорости химической реакции при взаимодействии с карбонатом кальция. С увеличением концентрации лигносульфоната в растворе скорость реакции снижается. Оптимальной структурой растворения карбонатных пород кислотой с наиболее глубоким проникновением проводящих каналов в пласт являются доминантные червоточины. Тип образованной структуры зависит от соотношения скорости закачки и скорости химической реакции. Замедление скорости реакции позволит кислотному составу проникать в коллектор глубже, при сохранении кислотной емкости, что повышает эффективность кислотной обработки.

В дальнейшем планируется применение полученных результатов при фильтрационных исследованиях кислотных растворов на образцах карбонатных кернов для моделирования кислотной обработки.

Библиографический список

1. Improvement of bagasse become lignosulfonate surfactant for oil industry / R. Setiati, S. Prakoso, S. Siregar [et al.]. – Текст : электронный // IOP Conference Series : Earth and Environmental Science. – 2018. – Vol. 106. – URL: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/106/1/012105>.
2. Баязитова, С. Р. Влияние воздействия соляно-кислотного состава при обработке призабойной зоны пласта на эффективность притока / С. Р. Баязитова. – Текст : непосредственный // Территория Нефтегаз. – 2018. – № 4. – С. 24–27.
3. Патент № 2679029 Российская Федерация. Состав для кислотной обработки прискважинной зоны пласта : заявл. 18.12.00 : опубл. 20.08.02. – Текст : непосредственный.
4. Губайдуллин, М. Г. Экспериментальные исследования относительных фазовых проницаемостей и коэффициента вытеснения нефти водой в сложнопостроенных коллекторах / М. Г. Губайдуллин, А. В. Юрьев, И. П. Белозеров. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 2. – С. 49–52.
5. Optimizing composition of sodium lignosulfonate and oleic acid to reach IFT 10^{-3} mixed surfactant on EOR operation / M. F. Afif, A. M. R. Putri, K. Rahmawati, U. Nuravifah. – Текст : электронный // Proceedings, Indonesian Petroleum Association, Thirty-Ninth Annual Convention & Exhibition. – 2015. – URL: http://archives.datapages.com/data/ipa_pdf/2015/ipa15-se-104.htm.
6. Tsau, J. S. Modeling of Permeability Reducing Vertical Conformance Treatments / J. S. Tsau, A. D. Hill, K. Sepehrnoori. – Текст : электронный // SPE Oilfield and Geothermal Chemistry Symposium. – 1985. – URL: <https://doi.org/10.2118/13569-MS>.

7. Юрьев, А. В. Изучение сложнопостроенных коллекторов с применением полноразмерного керна / А. В. Юрьев, И. П. Белозеров. – Текст : непосредственный // Арктические исследования : от экстенсивного освоения к комплексному развитию : материалы I международной молодежной научно-практической конференции (Архангельск, 26–28 апреля 2018) / Министерство образования и науки Российской Федерации, Северный (Арктический) федеральный университет имени М. В. Ломоносова, Федеральный исследовательский центр комплексного изучения Арктики имени академика Н. П. Лаверова Российской академии наук. – Архангельск, 2018. – Т. 2. – С. 56–60.
8. Bansal, B. B. Enhanced oil recovery using lignosulfonates / B. B. Bansal, V. Hornof, G. Neale. – DOI 10.1002/cjce.5450570212. – Текст : непосредственный // The Canadian Journal of Chemical Engineering. – 1979. – Vol. 57, Issue 2. – P. 203–210.
9. Neale, G. Importance of lignosulfonates in petroleum recovery operations / G. Neale, V. Hornof, C. Chiwetelu. – DOI 10.1139/v81-288. – Текст : непосредственный // Canadian Journal of Chemistry. – 1981. – Vol. 59, Issue 13. – P. 1938–1943.
10. Structure and Properties of Sodium Lignosulfonate with Different Molecular Weight Used as Dye Dispersant / D. Yang, H. Li, Y. Qin [et al.]. – DOI 10.1080/01932691.2014.916221. – Текст : непосредственный // Journal of Dispersion Science and Technology. – 2015. – Vol. 36, Issue 4. – P. 532–539.
11. Сентемов, А. А. Применение лигносульфонатов и их производных для увеличения добычи нефти. – Текст : непосредственный // Ломоносовские научные чтения студентов, аспирантов и молодых ученых – 2019. Сборник материалов конференции : в 2 томах / Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, Северный (Арктический) федеральный университет им. М. В. Ломоносова ; составитель Ю. С. Кузнецова. – Архангельск, 2019. – Т. 2. – С. 408–412.
12. Патент № 2679029 Российская Федерация, МПК C09K 8/74. Состав для кислотной обработки прискважинной зоны пласта (варианты) : № 2018111905 : заявл. 02.04.2018 : опубл. 05.02.2019 / Мусабилов М. Х., Дмитриева А. Ю. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» им. В. Д. Шашина. – 15 с. – Текст : непосредственный.
13. Patent US 6,186,231 B1. Conformance improvement in hydrocarbon bearing underground strata using lignosulfonate-acrylic acid graft copolymer gels : No 09/197,265 / Kalfoglou G. – Date of Patent : February 13, 2001. – Текст : электронный. – URL: <https://patents.google.com/patent/US6186231B1/en>.
14. Патент № 2230186 C2 Российская Федерация, МПК C09K 8/78, E21B 43/27 Состав для получения соляной кислоты в неактивной форме : № 2001132205/03 : заявл. 29.11.2001 : опубл. 10.06.2004 / Балакиров Ю. А., Микитченко Д. В. ; патентообладатель ЗАО «Нефтегазовая компания Дельта». – 6 с. – Текст : непосредственный.
15. Gogoi, S. B. Use of an effluent for enhanced oil recovery / S. B. Gogoi, B. M. Das. – Текст : непосредственный // Indian Journal of Chemical Technology. – 2012. – Vol. 19. – P. 366–370.
16. An overview of chemical enhanced oil recovery : recent advances and prospects / A. O. Gbadamosi, R. Junin, M. A. Manan [et al.]. – DOI 10.1007/s40089-019-0272-8. – Текст : непосредственный // International Nano Letters. – 2019. – Vol. 9, Issue 3. – P. 171–202.

17. Дорфман, М. Б. Влияние фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта на эффективность кислотной обработки / М. Б. Дорфман, А. А. Сен-темов. – DOI 10.18799/24131830/2020/2/2488. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331, № 2. – С. 124–130.
18. Глущенко, В. Н. Солянокислый состав с использованием лигносульфонатов технических для обработки призабойной зоны / В. Н. Глущенко, Г. П. Хижняк. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 9. – С. 55–60.
19. Lignosulfonic Acid : A Renewable and Effective Biomass-Based Catalyst for Multicomponent Reactions / W. Chen, X. Peng, L. Zhong [et al.]. – DOI 10.1021/acssuschemeng.5b00091. – Текст : непосредственный // ACS Sustainable Chemistry & Engineering. – 2015. – Vol. 3, Issue 7. – P. 1366–1373.
20. Луговицкая, Т. Н. Объемные и поверхностные свойства лигносульфоновых кислот и их солей / Т. Н. Луговицкая, К. Н. Болатбаев, К. А. Островной. – Текст : непосредственный // Журнал прикладной химии. – 2014. – Т. 87, № 4 – С. 433–439.

References

1. Setiati, R., Prakoso, S., Siregar, S., Marhaendrajana, T., Wahyuningrum, D., & Fajriah, S. (2018). Improvement of bagasse become lignosulfonate surfactant for oil industry. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 106. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/106/1/012105>
2. Bayazitova, S. R. (2018). The Effect of Hydrochlorid-Acid Bottomhole Formation Treatment on Flow Stimulation. Oil and Gas Territory, (4), pp. 24-27. (In Russian).
3. Состав для кислотной обработки прискважинной зоны пласта. Пат. РФ 2679029 Applied: 18.12.00. Published: 20.08.02. (In Russian).
4. Gubaidullin, M. G., Yuriev, A. V., & Belozerov, I. P. (2017). Experimental study of relative phase permeability and factors of oil replacement by water in complicatedly-composed reservoirs. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (2), pp. 49-52. (In Russian).
5. Afif, M. F., Putri, A. M. R., Rahmawati, K., & Nuravifah, U. (2015). Optimizing composition of sodium lignosulfonate and oleic acid to reach IFT 10^{-3} mixed surfactant on EOR operation. Proceedings, Indonesian Petroleum Association, Thirty-Ninth Annual Convention & Exhibition. (In English). Available at: http://archives.datapages.com/data/ipa_pdf/2015/ipa15-se-104.htm
6. Tsau, J. S., Hill, A. D., & Sepehrnoori, K. (1985). Modeling of Permeability Reducing Vertical Conformance Treatments. SPE Oilfield and Geothermal Chemistry Symposium. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/13569-MS>
7. Yuriev, A. V., & Belozerov, I. P. (2018). Study of complex reservoirs using the whole core. Arctic studies: from extensive development to integrated development materials of the I international youth scientific-practical conference (Arkhangelsk, April 26-28). Volume 2, pp. 56-60. (In Russian).
8. Bansal, B. B., Hornof, V., & Neale, G. (1979). Enhanced oil recovery using lignosulfonates. The Canadian Journal of Chemical Engineering, 57(2), pp. 203-210. (In English). DOI: 10.1002/cjce.5450570212

9. Neale, G., Hornof, V., & Chiwetelu, C. (1981). Importance of lignosulfonates in petroleum recovery operations. *Canadian Journal of Chemistry*, 59(13), pp. 1938-1943. (In English). DOI: 10.1139/v81-288
10. Yang, D., Li, H., Qin, Y., Zhong, R., Bai, M., & Qiu, X. (2015). Structure and Properties of Sodium Lignosulfonate with Different Molecular Weight Used as Dye Dispersant. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 36(4), pp. 532-539. (In English). DOI: 10.1080/01932691.2014.916221
11. Sentemov, A. A. (2019). *Primenenie lignosul'fonatov i ikh proizvodnykh dlya uvelicheniya dobychi nefti. Lomonosovskie nauchnye chteniya studentov, aspirantov i molodykh uchenykh - 2019. Sbornik materialov konferentsii: v 2 tomakh. Tom 2*, pp. 408-412. (In Russian).
12. Musabirov, M. Kh., & Dmitrieva, A. Yu. Composition for acid treatment of near-wellbore zone of reservoir (options). Pat. RF 2679029 No 2018111905 MPK C09K 8/74. Applied: 02.04.2018. Published: 05.02.2019. Bulletin No 4. 15 p. (In Russian).
13. Kalfoglou, G. (2001). Conformance improvement in hydrocarbon bearing underground strata using lignosulfonate-acrylic acid graft copolymer gels. Patent US 6,186,231 B1. No 09/197,265. (In English). Available at: <https://patents.google.com/patent/US6186231B1/en>
14. Balakirov, Yu. A., & Mikitchenko, D. V. Compound for receiving hydrochloric acid in inactive form. Pat. RF 2230186 C2 No 2001132205/03 MPK C09K 8/78, E21B 43/27. Applied: 29.11.2001. Published: 10.06.2004. 6 p. (In Russian).
15. Gogoi, S. B., & Das, B. M. (2012). Use of an effluent for enhanced oil recovery. *Indian Journal of Chemical Technology*, 19, pp. 366-370. (In English).
16. Gbadamosi, A. O., Junin, R., Manan, M. A., Agi, A. & Yusuff, A. S. (2019). An overview of chemical enhanced oil recovery: recent advances and prospects. *International Nano Letters*, 9(3), pp. 171-202. (In English). DOI: 10.1007/s40089-019-0272-8
17. Dorfman, M. B., & Sentemov, A. A. (2020). Influence of reservoir properties of the bottomhole zone on acidizing efficiency Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. *Geo Assets Engineering*, 331(2), pp. 124-130. (In Russian). DOI: 10.18799/24131830/2020/2/2488
18. Glushchenko, V. N., & Khizhnyak, G. P. (2010). Hydrochloric acid composition with usage of technical lignosulfites to treat formation critical zone. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (9), pp. 55-60. (In Russian).
19. Chen, W., Peng, X., Zhong, L., Li, Y., & Sun, R. (2015). Lignosulfonic Acid: A Renewable and Effective Biomass-Based Catalyst for Multicomponent Reactions. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, 3(7), pp. 1366-1373. (In English). DOI: 10.1021/acssuschemeng.5b00091
20. Lugovitskaya, T. N., Bolatbaev, K. N., & Ostrovnoi, K. A. (2014). Bulk and surface properties of lignosulfonic acids and their salts. *Russian Journal of Applied Chemistry*, 87(4), pp. 428-433. (In English).

Сведения об авторах

Дорфман Михаил Борисович, к. т. н., доцент кафедры бурения скважин, разработки нефтяных и газовых месторождений, Северный (Арктический) федеральный университет имени М. В. Ломоносова, г. Архангельск

Information about the authors

Mikhail B. Dorfman, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Well Drilling, Oil and Gas Field Development, Northern (Arctic) Federal University named after M. V. Lomonosov, Arkhangelsk

Сентемов Андрей Алексеевич, аспирант кафедры бурения скважин, разработки нефтяных и газовых месторождений, Северный (Арктический) федеральный университет имени М. В. Ломоносова, г. Архангельск, e-mail: sentemov.a.a@yandex.ru

Белозеров Иван Павлович, инженер учебно-производственной лаборатории петрофизических исследований керна инновационно-технологического центра арктических нефтегазовых лабораторных исследований, Северный (Арктический) федеральный университет имени М. В. Ломоносова, г. Архангельск

Andrey A. Sentemov, Postgraduate at the Department of Well Drilling, Oil and Gas Field Development, Northern (Arctic) Federal University named after M. V. Lomonosov, Arkhangelsk, e-mail: sentemov.a.a@yandex.ru

Ivan P. Belozеров, Engineer of Petrophysical Core Studies Laboratory in Innovative Technology Center of Arctic Oil and Gas Laboratory Studies, Northern (Arctic) Federal University named after M. V. Lomonosov, Arkhangelsk