

## Добыча, транспорт и переработка нефти и газа

УДК 622.245

### ПРИМЕНЕНИЕ ВОДНЫХ РАСТВОРОВ ЛИГНОСУЛЬФОНАТОВ В ПРОЦЕССАХ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

*Е.С. Калинин<sup>1</sup>, П.В. Павлов<sup>1</sup>, Е.В. Кирьянова<sup>1</sup>, Ю.Е. Шерстникова<sup>1</sup>,  
В.А. Волков<sup>2</sup>, И.В. Доровских<sup>3</sup>*

<sup>1</sup> ООО «СамараНИПИнефть»  
443010, г. Самара, ул. Вилоновская, 18

<sup>2</sup> ООО «Дельта-пром»  
443115, г. Самара, ул. Г. Димитрова, 117

<sup>3</sup> Самарский государственный технический университет  
443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244

*Авторами предложен способ предотвращения термодеструкции полимера, возникающей при термополимерном заводнении, путем закачки буферной жидкости, представляющей собой раствор лигносульфоната.*

*Проведены фильтрационные исследования нефтewытесняющих свойств неионогенного поверхностно-активного полимерсодержащего состава (НПАПС) и его составляющих (НПАВ, полимера), которые применяются в процессах повышения нефтеотдачи пластов.*

*Экспериментальным путем подсчитана степень адсорбции на породе НПАВ – оксиэтилированного алкилфенола, входящего в состав НПАПС.*

*Предложен способ снижения адсорбции ценного НПАВ путем применения предоторочки водного раствора лигносульфоната.*

**Ключевые слова:** *поверхностно-активные вещества, повышение нефтеотдачи, лигносульфонат, водный раствор, фильтрационные исследования, закачка пластовой воды в пласт.*

Определенный интерес в области повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) представляет технология применения неионогенного поверхностно-активного полимерсодержащего состава (НПАПС) – смеси водного раствора полиакриламида (ПАА) с оксиэтилированным алкилфенолом. Этот состав характеризуется улучшенными реологическими характеристиками (фактор сопротивления, остаточный фактор сопротивления, время релаксации) по сравнению с ПАА и неионогенным поверхностно-активным веществом (НПАВ) в отдельности. Механизм этого явления заключается

---

*Калинин Евгений Серафимович – к.т.н., зав. лабораторией.*

*Павлов Павел Владимирович – зав. лабораторией.*

*Кирьянова Екатерина Вячеславовна – к.х.н., ученый секретарь.*

*Шерстникова Юлия Евгеньевна – инженер.*

*Волков Владимир Анатольевич – к.т.н., директор.*

*Доровских Иван Владимирович – зам. зав. кафедрой.*

во взаимодействии карбоксильной группы ПАА с неподеленной парой электронов кислорода полиоксиэтиленовой группы НПАВ. Образующийся комплекс имеет молекулярную массу в несколько раз выше молекулярной массы ПАА, что обуславливает более высокие реологические свойства комплекса по сравнению со свойствами ПАА [1, 3]. В результате этого НПАПС в нефтенасыщенной зоне продуктивного пласта проявляет селективность по изоляции водонасыщенных пропластков, т.е. легко фильтруется в гидрофобной области и имеет высокий остаточный фактор сопротивления в водонасыщенной части [2].

Однако при применении технологии ПНП с помощью НПАПС возникают проблемы, связанные с адсорбцией НПАВ на породе продуктивного пласта, что существенно снижает эффект от применения разработанной технологии. В процессах термополимерного заводнения НПАПС также показывает низкую эффективность в связи с термодеструкцией полимера.

Перед авторами стояла задача – снизить адсорбцию на активных центрах породы ПАВ, входящего в состав НПАПС, и предотвратить термодеструкцию полимера, возникающую при проталкивании оторочки НПАПС горячей водой. Это позволит успешно применять НПАПС в процессах термополимерного заводнения при добыче высоковязких нефтей и повысит эффективность применения НПАПС на объектах с неосложненными геолого-физическими условиями.

Для решения поставленной задачи авторами предложен следующий подход: предварительно закачивать в пласт оторочку дешевого ПАВ, который бы адсорбировался на активных центрах породы и одновременно защищал полимер от термодеструкции.

В качестве «жертвенного» ПАВ была рассмотрена возможность использования технических лигносульфонатов, как порошкообразных, так и жидких. В качестве опытных образцов были испытаны лигносульфонаты, выпускаемые в ОАО «Соломбальский целлюлозно-бумажный комбинат», ОАО «Архангельский целлюлозно-бумажный комбинат», Соликамский ЦБК и Краснокамский ЦБК.

Лигносульфонаты технические (ЛСТ) – это природные водорастворимые сульфопроизводные лигнина, образующиеся при сульфитном способе делигнификации древесины, то есть представляют собой натриевые соли лигносульфоновых кислот с примесью редуцирующих и минеральных веществ. Лигносульфонаты – анионные ПАВ. В воде обычно находятся в коллоидном состоянии (степень гидратации 30-35%). Они незначительно понижают поверхностное натяжение воды, создают стойкие эмульсии и пены и хорошо подавляют центры адсорбции на породе продуктивного пласта [4, 5].

Значительный объем знаний о горных породах и движении флюидов в них был получен путем исследования искусственно созданных систем, таких как сеть пор, вытравленных на стеклянных пластинах или на колонках, набитых стеклянными шариками, а также путем исследования образцов песчаников, известняков и неконсолидированных песков, отобранных на обнажениях [6].

Лабораторная установка состояла из следующих основных узлов: линейная модель однородного пласта, узел вакуумирования и насыщения пластовой водой модели элемента пласта для определения пористости и объема пор, система подачи и приема рабочих агентов.

Основное технологическое звено экспериментальной установки – модель элемента пласта – представляет собой трубку из нержавеющей стали длиной 22 см и внутренним диаметром 32 мм. Трубка заполнялась кварцевым песчаником фракции 0,1 мм. Для регулирования проницаемости пористой среды в опытах использовался

маршалит (пылевидный кварц). Проницаемость моделей элемента пласта, используемых в опытах, изменялась от 1,24 до 1,3 мкм<sup>2</sup>, пористость – от 37,2 до 37,5%. В качестве модели нефти применялось вакуумное масло вязкостью 110 мПа·с.

Агентами воздействия на пласт служили:

- холодная пластовая вода  $T = 20$  °С;
- горячая пластовая вода  $T = 98$  °С;
- водный раствор полимера РДА-1012 с концентрацией 0,1%;
- раствор лигносульфоната с концентрацией 1-5% со сшивателем (сернокислый алюминий), причем концентрация сшивателя на порядок меньше концентрации лигносульфоната;
- водный раствор НПАВ с содержанием активных компонентов 2% АФ<sub>9-12</sub>;
- НПАПС – 0,05% полимера ПАА и 2% НПАВ (АФ<sub>9-12</sub>).

Растворы НПАВ, НПАПС, полимера и лигносульфоната закачивались в модель пласта в виде оторочек. Размер оторочки раствора полимера составлял 0,1 и 0,2 объема пор пласта ( $V_{\text{пор}}$ ), оторочки лигносульфоната – 0,1, 0,2 и 0,4  $V_{\text{пор}}$ , оторочки НПАВ либо НПАПС – 0,5  $V_{\text{пор}}$  модели элемента пласта, а линейная скорость фильтрации – 5 м/сут. Перед закачкой оторочки композиции и после нее прокачивалась пластовая вода.

Для моделирования нефтенасыщенного коллектора со связанной водой модель элемента пласта вакуумировалась, насыщалась моделью пластовой воды, и по этой воде определялась проницаемость модели элемента пласта. Затем модель пластовой воды вытеснялась из трубки тока нефтью с постоянным расходом до достижения неснижаемой остаточной водонасыщенности. Далее в модель пласта закачивалась определенная комбинация оторочек растворов НПАВ, НПАПС, полимера и лигносульфоната, которые проталкивались по пласту горячей или холодной водой. Результаты проведенных экспериментов представлены в табл. 1.

Концентрацию НПАВ в выходящих пробах определяли по методике, основанной на свойстве соединений, имеющих в составе молекулы фенольную группу, поглощать свет определенной длины волны, т.е. фотоколориметрическим методом.

Проанализируем полученные результаты. Надо отметить, что такой показатель процесса вытеснения, как безводная нефтеотдача, наиболее полно отражает особенности исследуемого механизма, поэтому данному показателю при анализе было уделено особое внимание. На первом этапе исследований был проведен ряд эталонных экспериментов (опыты 1-9), в процессе которых нефть вытеснялась холодной водой, горячей водой, оторочками НПАВ, НПАПС и полимера различного объема, которые проталкивались как холодной, так и горячей водой. С результатами данных опытов в дальнейшем сопоставлялись результаты экспериментов, в процессе которых нефть вытеснялась различными комбинациями оторочек с лигносульфонатом. Выполненные эксперименты показали, что, во-первых, закачка оторочек НПАПС и его составляющих (полимера и НПАВ) приводит к увеличению нефтеотдачи по сравнению с нагнетанием как холодной, так и горячей воды, а во-вторых, при проталкивании оторочки НПАПС и, соответственно, полимера горячей водой нефтеотдача пласта уменьшается по сравнению с нефтеотдачей, получаемой при проталкивании этих оторочек холодной водой, что связано с термодеструкцией полимерного раствора.

**Обсуждение результатов лабораторных исследований по влиянию закачки оторочки ЛСТ на термодеструкцию полимера.** После проведения эталонных экспериментов были проведены исследования, ставящие задачу определения оптимального размера оторочки лигносульфоната. С этой целью в пласт после закачки ото-

рочки полимерного раствора размером  $0,1$  или  $0,2 V_{\text{пор}}$  нагнеталась оторочка 5%-го раствора лигносульфоната, после чего переходили на закачку горячей воды. Размер оторочки лигносульфоната в опытах составил  $0,1$ ;  $0,2$  и  $0,4 V_{\text{пор}}$ . Результаты данной серии опытов представлены в табл. 2 (опыты 10-15). Как видно из таблицы, величины безводных нефтеотдач, получаемых при закачке в пласт оторочек лигносульфоната размером  $0,2$  и  $0,4 V_{\text{пор}}$ , близки по своим значениям. В то же время при нагнетании в пласт оторочки лигносульфоната размером  $0,1 V_{\text{пор}}$  безводная нефтеотдача падает. Все это позволяет говорить, что оптимальный размер оторочки лигносульфоната, закачиваемый после оторочки раствора полимера, составляет  $0,2 V_{\text{пор}}$ .

На следующем этапе исследований определялась оптимальная концентрация раствора лигносульфоната. Для решения этого вопроса были проведены эксперименты, в процессе которых в пласт после нагнетания оторочки водного раствора полимера размером  $0,1$  или  $0,2 V_{\text{пор}}$  модели элемента пласта закачивалась оторочка раствора лигносульфоната размером  $0,2 V_{\text{пор}}$ . Концентрация лигносульфоната в растворе составляла 1% и 3%. Результаты опытов приведены в табл. 2 (опыты 16-19). Отметим, что ранее были выполнены опыты, в процессе которых в пласт закачивалась оторочка раствора лигносульфоната размером  $0,2 V_{\text{пор}}$  концентрации 5% (опыты 11 и 14). Совместный анализ результатов экспериментов 11, 14, 16-19 показывает, что наибольший эффект достигается при нагнетании в пласт оторочек водного раствора лигносульфоната с концентрацией 5%. Кроме того, было проведено два эксперимента (опыты 20, 21), в которых нефть вытеснялась оторочками полимерного раствора размером  $0,2$  и  $0,1 V_{\text{пор}}$  и оторочкой раствора лигносульфоната концентрацией 3% размером  $0,1 V_{\text{пор}}$ . Результаты данных опытов подтвердили основные выводы предыдущих экспериментов. Таким образом, проведенные экспериментальные исследования показали, что предотвращение разрушения полимера за счет термодеструкции возможно путем закачки буферной оторочки раствора лигносульфоната концентрацией 5% размером  $0,2 V_{\text{пор}}$ .

Для подтверждения данного вывода необходимо было провести эксперименты, в процессе которых определенные комбинации оторочек растворов полимера и лигносульфоната, которые в предыдущих опытах проталкивались горячей водой, продвигались по пласту с помощью нагнетания холодной воды. Результаты данной серии опытов приведены в табл. 1 (опыты 22-27). Из сопоставления опытов 11 и 22, в процессе которых нефть вытеснялась из модели пласта комбинацией, состоящей из оторочки водного раствора полимера размером  $0,2 V_{\text{пор}}$  и оторочки 5%-го раствора лигносульфоната размером  $0,2 V_{\text{пор}}$ , проталкиваемой по пласту в опыте 11 горячей водой, а в опыте 22 холодной водой, видно, что значения безводной нефтеотдачи, достигаемые в этих опытах, практически равны. Эти результаты доказывают, что оторочка 5%-го раствора лигносульфоната размером  $0,2 V_{\text{пор}}$  предотвращает разрушение полимера за счет термодеструкции. Аналогичный вывод можно сделать, сопоставив результаты опытов 14 и 25. Сравнение результатов опытов 12 и 23, 20 и 24, 15 и 27, 21 и 27, которые характеризуются тем, что в процессе их проведения в модель пласта закачивалась оторочка раствора лигносульфоната размером  $0,1 V_{\text{пор}}$ , показывает, что буферной оторочки раствора лигносульфоната размером  $0,1 V_{\text{пор}}$  недостаточно для предотвращения термодеструкции полимера, о чем свидетельствует тот факт, что безводная нефтеотдача, достигаемая при проталкивании комбинации агентов по пласту холодной водой, выше безводной нефтеотдачи, достигаемой в случае использования в качестве проталкивающего агента горячей воды. Таким образом, проведенная серия экспериментов подтвердила сделанный ранее вывод, что отороч-

ка 5%-го раствора лигносульфоната размером  $0,2 V_{\text{пор}}$  полностью предотвращает полимер от разрушения за счет термодеструкции.

В связи с тем, что описанные эксперименты проводились на разных моделях элемента пласта, могут возникнуть некоторые сомнения в сопоставимости полученных результатов. Поэтому для устранения последних сомнений в эффективности изучаемой технологии был поставлен следующий эксперимент. Опыт проводился на физической модели элемента пласта длиной 55 см и диаметром 6 см. Пористая среда моделировалась кварцевым песком фракции 0,16 мм. В качестве модели нефти, как и в предыдущих случаях, использовалось вакуумное масло вязкостью 110 мПа·с. Перед началом эксперимента в модели пласта создавалась по описанной ранее методике остаточная водонасыщенность. В процессе проведения первого этапа эксперимента нефть из модели пласта вытеснялась горячей водой. На втором этапе в модель пласта закачивалась оторочка раствора НПАПС концентрацией 0,1% размером  $0,1 V_{\text{пор}}$ , которая проталкивалась по пласту горячей водой. На третьем этапе в модель пласта закачивалась оторочка раствора НПАПС концентрацией 0,1% размером  $0,1 V_{\text{пор}}$ , оторочка 5%-го раствора, лигносульфоната со сшивателем размером  $0,2 V_{\text{пор}}$ , и далее в пласт нагнеталась горячая вода. Переход с одного этапа эксперимента на другой осуществлялся после достижения 100%-ой обводненности добываемой из модели пласта продукции. Такая постановка эксперимента позволяет апробировать изучаемую технологию в наиболее невыгодных для нее условиях. Результаты опыта представлены на рис. 1 в виде зависимости нефтеотдачи пласта от объема прокачанного через пласт агента, отнесенного к объему пор пласта. Точки А и Б на кривой показывают переход с одного этапа эксперимента на другой. Как видно из графика, закачка горячей воды позволяет извлечь из модели пласта 66,3% нефти. Нагнетание в обводненный пласт оторочки НПАПС и последующая закачка горячей воды позволили дополнительно извлечь 5,7% нефти. Если бы повторная закачка в пласт оторочки полимера и оторочки лигносульфоната не привела к увеличению нефтеотдачи, это свидетельствовало бы о том, что оторочка лигносульфоната не предотвращает термодеструкцию полимера, входящего в состав НПАПС. Однако, как показывают результаты опыта, за счет нагнетания в модель пласта оторочек растворов полимера и лигносульфоната дополнительно было добыто 9,0% нефти. Это убедительно свидетельствует о том, что оторочка раствора лигносульфоната предотвращает термодеструкцию полимера.

Таким образом, в результате выполненного комплекса экспериментальных исследований была показана принципиальная возможность использования раствора лигносульфоната в качестве буферной жидкости с целью предотвращения термодеструкции полимера. Установлено, что наиболее эффективна оторочка раствора лигносульфоната со следующими параметрами: концентрация лигносульфоната в растворе 5%; концентрация сшивателя в растворе 0,5%; размер оторочки  $0,2 V_{\text{пор}}$ .

**Обсуждение результатов лабораторных исследований по влиянию закачки оторочки ЛСТ на адсорбцию НПАВ, входящего в состав НПАПС.** Результаты лабораторных исследований по определению нефтевытесняющих свойств НПАВ, НПАПС с преооторочкой ЛСТ и без нее представлены на рис. 2, 3.

Сравнение результатов экспериментов 1 и 7 показывает влияние на нефтевытесняющие свойства пластовой воды обычной закачки оторочки НПАВ – безводная нефтеотдача увеличивается на 2%. Содержание активных компонентов в водном растворе НПАВ – 2% АФ9-12.

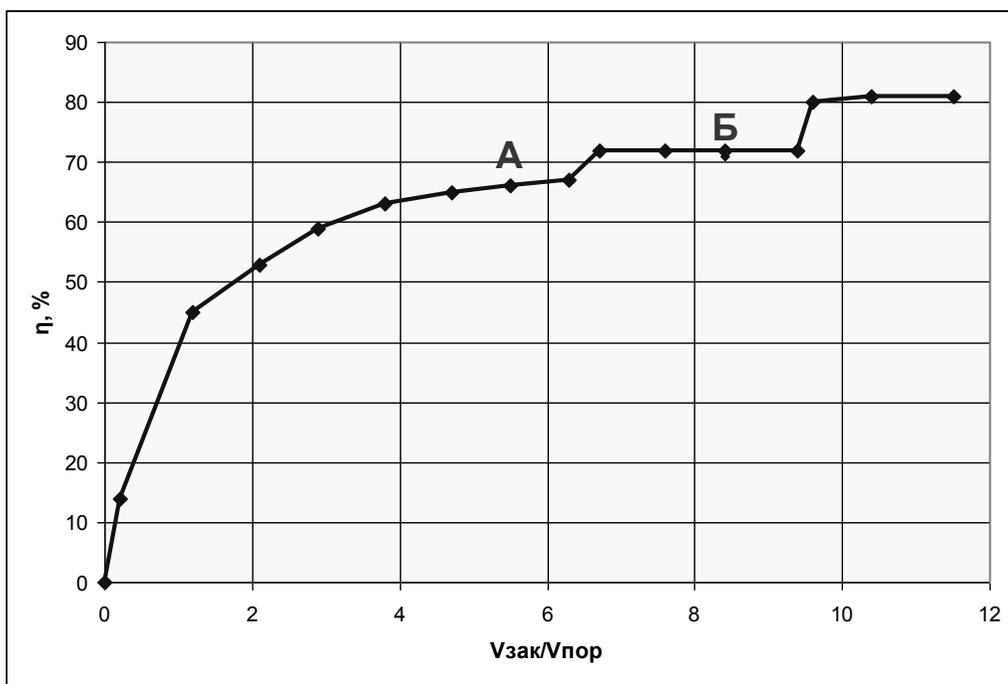


Рис. 1. Зависимость нефтеотдачи от последовательности закаченных химреагентов

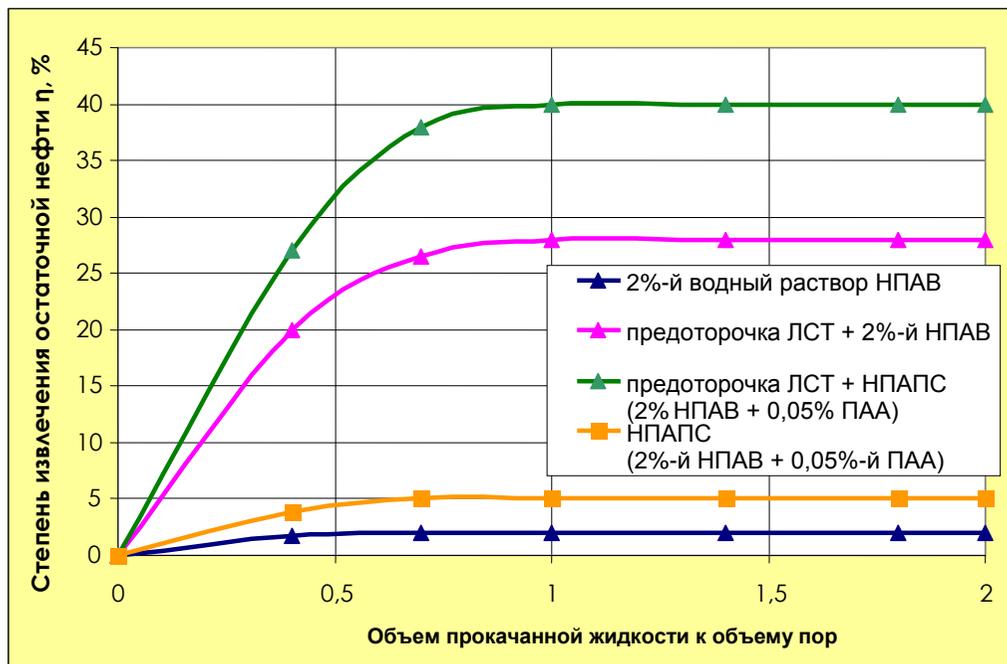


Рис. 2. Зависимость степени извлечения остаточной нефти от вида применяемой технологии

В опытах 1 и 8 показано влияние на нефтевытесняющие свойства пластовой воды НПАПС. В модель элемента пласта закачана оторочка НПАПС – 0,05% полимера ПАА и 2% НПАВ (АФ9-12). Извлечение остаточной нефти увеличивается на 24%.

В опытах 1 и 29 показано, как влияет на нефтевытесняющие свойства пластовой воды предоторочка ЛСТ и оторочки НПАВ – извлечение остаточной нефти увеличивается на 27%. Содержание активных компонентов в водном растворе НПАВ – 2% АФ9-12, а размер предоторочки ЛСТ составил  $0,2 V_{\text{пор}}$  элемента модели пласта.

В опыте 28 показано влияние на нефтевытесняющие свойства пластовой воды НПАПС при закачке предоторочки из ЛСТ. В модель элемента пласта закачана оторочка НПАПС – 0,05% полимера ПАА и 2% НПАВ (АФ9-12). Извлечение остаточной нефти увеличивается на 34%.

Таким образом, показано существенное увеличение нефтевытесняющих свойств водных растворов НПАВ по предложенной технологии воздействия на продуктивный пласт.



Рис. 3. Динамика изменения адсорбции НПАВ в зависимости от вида применяемой технологии

На основании выполненного комплекса лабораторных исследований по изучению влияния лигносульфонатов на нефтевытесняющие свойства НПАПС при термическом и обычном заводнении можно сделать следующие выводы.

1. Показана принципиальная возможность использования раствора лигносульфоната в качестве буферной жидкости с целью предотвращения термодеструкции полимера. Установлено, что наиболее эффективна оторочка раствора лигносульфоната со следующими параметрами: концентрация лигносульфоната в растворе 5%; концентрация сшивателя в растворе 0,5%; размер оторочки  $0,2 V_{\text{пор}}$ .

2. Применение лигносульфонатов в качестве «жертвенных» ПАВ приводит к подавлению центров адсорбции.

3. Применение оторочки лигносульфонатов при заводнении НПАПС повышает нефтывытесняющие свойства НПАПС за счет снижения адсорбции НПАВ и защиты полимера от термодеструкции.

**Результаты экспериментальных исследований по влиянию лигносульфонатов на процессы нефтеотдачи**

№ опыта	Технология воздействия	Нефтеотдача, %	
		Безводная	Конечная
1	Холодная вода	15,7	59,3
2	Горячая вода	26,5	66,3
3	0,1 V <sub>пор</sub> ПАА + холодная вода	36,2	72,0
4	0,1 V <sub>пор</sub> ПАА + горячая вода	30,7	71,8
5	0,2 V <sub>пор</sub> ПАА + холодная вода	42,5	75,1
6	0,2 V <sub>пор</sub> ПАА + горячая вода	38,5	75,0
7	0,1 V <sub>пор</sub> НПАВ + холодная вода	17,7	61,5
8	0,1 V <sub>пор</sub> НПАПС + холодная вода	38,0	74,0
9	0,1 V <sub>пор</sub> НПАПС + горячая вода	31,3	72,0
10	0,2 V <sub>пор</sub> ПАА + 0,4 V <sub>пор</sub> 5% ЛСТ + горячая вода	53,0	77,3
11	0,2 V <sub>пор</sub> ПАА + 0,2 V <sub>пор</sub> 5% ЛСТ + горячая вода	52,8	77,2
12	0,2 V <sub>пор</sub> ПАА + 0,1 V <sub>пор</sub> 5% ЛСТ + горячая вода	44,2	76,1
13	0,1 V <sub>пор</sub> ПАА + 0,4 V <sub>пор</sub> 5% ЛСТ + горячая вода	44,1	75,4
14	0,1 V <sub>пор</sub> ПАА + 0,2 V <sub>пор</sub> 5% ЛСТ + горячая вода	43,8	74,9
15	0,1 V <sub>пор</sub> ПАА + 0,1 V <sub>пор</sub> 5% ЛСТ + горячая вода	39,2	73,9
16	0,2 V <sub>пор</sub> ПАА + 0,2 V <sub>пор</sub> 3% ЛСТ + горячая вода	46,8	76,9
17	0,2 V <sub>пор</sub> ПАА + 0,2 V <sub>пор</sub> 1% ЛСТ + горячая вода	41,9	75,8
18	0,1 V <sub>пор</sub> ПАА + 0,2 V <sub>пор</sub> 3% ЛСТ + горячая вода	40,1	74,9
19	0,1 V <sub>пор</sub> ПАА + 0,2 V <sub>пор</sub> 1% ЛСТ + горячая вода	37,5	73,7
20	0,2 V <sub>пор</sub> ПАА + 0,1 V <sub>пор</sub> 3% ЛСТ + горячая вода	41,0	75,8
21	0,1 V <sub>пор</sub> ПАА + 0,1 V <sub>пор</sub> 3% ЛСТ + горячая вода	34,9	73,4
22	0,2 V <sub>пор</sub> ПАА + 0,2 V <sub>пор</sub> 5% ЛСТ + холодная вода	52,9	76,2
23	0,2 V <sub>пор</sub> ПАА + 0,1 V <sub>пор</sub> 5% ЛСТ + холодная вода	47,0	76,1
24	0,2 V <sub>пор</sub> ПАА + 0,1 V <sub>пор</sub> 3% ЛСТ + холодная вода	43,5	75,9
25	0,1 V <sub>пор</sub> ПАА + 0,2 V <sub>пор</sub> 5% ЛСТ + холодная вода	43,9	74,2
26	0,1 V <sub>пор</sub> ПАА + 0,1 V <sub>пор</sub> 5% ЛСТ + холодная вода	41,9	73,1
27	0,1 V <sub>пор</sub> ПАА + 0,1 V <sub>пор</sub> 3% ЛСТ + холодная вода	38,1	72,9
28	0,1 V <sub>пор</sub> НПАПС + 0,1 V <sub>пор</sub> 5% ЛСТ + горячая вода	48,1	81,0

29	0,1 V <sub>пор</sub> НПАВ + 0,1 V <sub>пор</sub> 5% ЛСТ + холодная вода	41,2	75,0
----	---	------	------

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. А.с. №1544958 Состав для добычи нефти // Городнов В.П., Волков В.А., Калинин Е.С.
2. А.с. № 1600429 Способ разработки нефтяного месторождения // Городнов В.П., Калинин Е.С., Волков В.А.
3. *Калинина О.С., Калинин Е.С., Кирьянова Е.В., Волков В.А.* Микроскопическая картина взаимодействия капелек нефти с водным раствором неионогенного поверхностно-активного полимерсодержащего состава в присутствии и отсутствии органического растворителя // Нефтепромышленное дело. – 2002. – №3. – С. 19.
4. *Никитин В.М.* Химия древесины и целлюлозы. – М.-Л., 1962.
5. *Сапожницкий С.А.* Использование сульфитных щелоков / 3 изд. – М., 1981.
6. *Джеббар Туаб, Эрл Ч. Доналдсон.* Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов. – М.: Премнум Инжиниринг, 2009.

*Статья поступила в редакцию 13 ноября 2010 г.*

UDC 622.245

### APPLICATION OF WATER SOLUTIONS OF LIGNOSULFONATES IN PROCESSES OF OIL RECOVERY FACTOR IMPROVEMENT

***E.S. Kalinin<sup>1</sup>, P.V.Pavlov<sup>1</sup>, E.V. Kirjanova<sup>1</sup>, Y.E. Sherstnikova<sup>1</sup>, V.A.Volkov<sup>2</sup>, I.V. Dorovskih<sup>3</sup>***

<sup>1</sup> LLC «Oil Research, Development and Project Institute of Samara»  
18, Vilonovskaya st., Samara, 443010

<sup>2</sup> LLC «Delta-prom»  
117, G. Dimitrova st., Samara, 443115

<sup>3</sup> Samara State Technical University  
244, Molodogvardeyskaya st., Samara, 443100

*Authors offered the way of prevention of the polymer thermal destruction, arising at thermopolymer waterflooding, by the injection of a buffer liquid representing a lignosulfonate solution. Penetration test of oil-saturation properties of non-ionic surface-active polymer-containing composition (NISAPCC) and its components (NSAS, polymer) which are applied in processes of the recoverable oil improvement were carried out by authors.*

*The degree of adsorption on formation NSAS – hydroxyethylated alkylphenol – a part of NISAPCC is counted up experimentally.*

*The way of decrease of the valuable NSAS adsorption by the water solution of lignosulfonate pre-slug application is offered.*

***Keywords:*** *surface-active substance, enhanced oil recovery, lignosulfonat, water solution, penetration test, formation water injection.*

---

*Evgeny S. Kalinin – Candidate of Technical Sciences, Team Leader.*

*Pavel V. Pavlov – Team Leader.*

*Ekaterina V. Kirjanova – Candidate of Chemical Sciences, Academic Secretary.*

*Yulia.E. Sherstnikova – Engineer.*

*Vladimir A. Volkov – Candidate of Technical Sciences, Chief Executive.*

*Ivan V. Dorovskih – Deputy Chair of Drilling Wells Dep.*