ISSN 2411-3336; e-ISSN 2541-9404

ЗАПИСКИ ГОРНОГО ИНСТИТУТА
Journal of Mining Institute
Сайт журнала: pmi.spmi.ru



Научная статья

Исследование вытесняющей способности водных растворов лигносульфоната на насыпных моделях пласта

М.Б.ДОРФМАН, А.А.СЕНТЕМОВ ✉, И.П.БЕЛОЗЕРОВ
Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В.Ломоносова, Архангельск, Россия

***Как цитировать эту статью*:** Дорфман М.Б., Сентемов А.А., Белозеров И.П. Исследование вытесняющей способности водных растворов лигносульфоната на насыпных моделях пласта // Записки Горного института. 2023. Т.264. С. 865-873. EDN DZDUVM

***Аннотация*.** В работе представлены результаты исследований реологических характеристик и вытесняющей способности растворов лигносульфоната технического на насыпных моделях пласта в лабораторных условиях. Составы, включающие лигносульфонат, могут быть использованы в качестве вытесняющих агентов при разработке обводненных пластов с неоднородными фильтрационно-емкостными свойствами. При высокой концентрации лигносульфоната технического может быть реализована селективная изоляция высокопроницаемых областей пласта, что способствует выравниванию профилей приемистости и изоляции водопромытых зон при поддержании пластового давления. Увеличение эффективности вытеснения нефти достигается путем перераспределения фильтрационных потоков; селективной изоляции зон с высокой проницаемостью. Применение подобных составов позволяет увеличить охват низкопроницаемых зон пласта за счет создаваемого перепада давления и обеспечить довытеснение остаточной нефти.

***Ключевые слова*:** вязкость; кривые течения; лигносульфонат; коэффициент вытеснения нефти; насыпные модели пласта

Поступила: 27.09.2022 ***Принята: 03.04.2023*** ***Онлайн: 19.05.2023*** ***Опубликована: 25.12.2023***

Введение. Российские и зарубежные ученые рассматривают различные возможности применения составов, включающих лигносульфонаты, в качестве вытесняющих агентов при разработке неоднородных по пористости и проницаемости обводненных пластов [1-3]. Природные коллекторы, как правило, обладают макронеоднородностью [4]. Увеличение эффективности вытеснения нефти достигается путем перераспределения фильтрационных потоков, изоляции водопромытых зон с высокой проницаемостью [5, 6]. За счет создаваемого перепада давления увеличивается охват низкопроницаемых зон пласта, обеспечивается довытеснение остаточной нефти [7, 8].

Наиболее распространенными вытесняющими агентами, связанными с увеличением охвата нефтеносных пластов заводнением, а также обеспечением увеличения коэффициента извлечения нефти являются сополимеры акриламида и акрилата соды, сульфонированные мономеры и полимеры, приготовленные на основе частично гидролизованного полиакриламида [9, 10].

При этом в настоящее время в научном мире активно изучаются вопросы применения технических лигносульфонатов натрия [11, 12] – растворимых в воде сульфопроизводных лигнина, образующихся в технологическом процессе делигнификации древесины сульфитным способом [13, 14]. Практический и теоретический интерес к лигносульфонатам обусловлен их высокой поверхностной активностью. Высокая поверхностная активность лигносульфонатов натрия в условиях фильтрации в нефтенасыщенных породах-коллекторах уменьшает силу поверхностного натяжения на границе раздела фаз и способствует преодолению сопротивления течению флюида, создаваемого капиллярными силами в поровом пространстве, а также способствует довытеснению нефти из низкопроницаемых пропластков, ранее не охваченных заводнением [15, 16].

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

© М.Б.Дорфман, А.А.Сентемов, И.П.Белозеров, 2023

По некоторым оценкам, более двух третей разрабатываемых в Российской Федерации залежей нефти находятся на третьей и четвертой (завершающей) стадиях разработки. Многие из них характеризуются наличием высокопроницаемых обводненных зон и низкопроницаемых, так и не охваченных заводнением, нефтенасыщенных пропластков [17]. Применение технических лигносульфонатов натрия на объектах разработки со схожими геологическими условиями при предварительном тестировании технологии селективного ограничения водопритоков в лабораторных условиях позволят увеличить коэффициент вытеснения и общий объем добытой нефти.

В работе [18] рассматриваются возможности применения лигносульфоната натрия для уменьшения количества осаждаемых полимеров и поверхностно-активных веществ для их дальнейшего проникновения в пласт. 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 [19, 20].

Лигносульфонатами называют соли лигносульфоновых кислот, обычно натрия или калия. Лигносульфонаты обладают полимерной структурой, поверхностно-активными свойствами, слабыми кислотными свойствами. Лигносульфонаты технические (ЛСТ) экономически привлекательны, так как являются побочным продуктом варки целлюлозы [9, 11]. Плотность жидких растворов ЛСТ варьируется от 1,23 до 1,26 г/мл в зависимости от концентрации. Также лигносульфонаты могут быть в твердой форме – в виде порошка коричневого цвета. Лигносульфонаты натрия характеризуются слабыми кислотными свойствами (pH 4,5-5,5) [21].

Лигносульфонаты применяются в различных технологических мероприятиях нефтегазовой промышленности [7, 8]. В составах буровых растворов они успешно используются с середины прошлого века [3]. Как вытесняющими агентами ими заинтересовались в начале 80-х годов прошлого века за рубежом [9, 10]. Но, несмотря на многочисленные исследования и патентование новых технологий, это направление не получило широкого промышленного применения [11, 12]. Существует ряд патентов [22, 23] и исследований [24, 25] в области оптимизации кислотных обработок с добавлением лигносульфонатов для снижения скорости растворения карбонатных пород и увеличения охвата пласта обработкой, исследуются химические свойства лигносульфоновых кислот, получаемых из лигносульфонатов натрия и калия [26, 27].

Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа, как правило, характеризуются высокой степенью анизотропии свойств. Анизотропия свойств пород, слагающих коллекторы нефтяных месторождений, оказывает сильное влияние на фильтрационно-емкостные свойства горных пород и процесс разработки [28]. Эффект анизотропии отчетливо проявляется при петрофизических исследованиях в разной величине коэффициента проницаемости, измеряемой параллельно или перпендикулярно напластованию [29].

При вытеснении нефти водой устанавливается стационарный режим фильтрации жидкости через области с высокой проницаемостью. В то же время пропластки с низкими показателями фильтрационно-емкостных свойств (пористость, проницаемость) остаются не затронутыми воздействием, сохраняя значительные объемы нефти. Это приводит к увеличению обводненности продукции добывающих скважин и снижению коэффициента извлечения нефти [30]. Для решения данной проблемы используют различные технологии, изменяющие направления фильтрационных потоков в пласте или свойства отдельных пропластков [31, 32], например выравнивание профилей приемистости и притоков. Это способствует внедрению воды в зоны пласта, ранее не охваченные воздействием [33].

Эффективность извлечения нефти из пород-коллекторов современными, промышленно освоенными методами разработки во всех нефтедобывающих странах в настоящее время остается неудовлетворительной, притом, что потребление нефтепродуктов в мире постоянно растет [34]. По некоторым оценкам, остаточные запасы нефти в среднем составляют 50-70 % от первоначальных балансовых запасов, а средний коэффициент извлечения нефти редко достигает 40 % [35].

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2023. Т.264. С. 865-873
© М.Б.Дорфман, А.А.Сентемов, И.П.Белозеров, 2023

Одной из важнейших составляющих повышения эффективности извлечения нефти является лабораторное сопровождение мероприятий, направленных на увеличение нефтеотдачи, что подтверждается рядом авторитетных работ российских и зарубежных ученых. Так, в работе [36] указано, что моделирование коллектора с использованием кернового материала в лабораторных условиях является одним из наиболее достоверных методов оценки поведения коллектора под воздействием различных процессов и явлений, включая испытания различных методов увеличения нефтеотдачи пластов. В работе [37] отмечается, что наиболее надежную информацию о фильтрационно-емкостных и физических свойствах пород-коллекторов нефти можно получить, изучая образцы керна. Эти лабораторные исследования, как правило, включают моделирование различных технологий с использованием кернового материала или насыпных моделей, приведенных к условиям естественного залегания, и позволяют наглядно оценить эффективность исследуемых технологий.

По данным источников [38, 39], для повышения достоверности получаемых результатов при моделировании технологий повышения нефтеотдачи на этапе лабораторных исследований необходимо учитывать особенности геологического строения исследуемых пород, ввиду чего особое внимание необходимо уделять выбору моделей пласта.

Исследователями по всему миру применялись различные подходы к выбору адекватных моделей пласта. Так, в работах [40, 41] описаны усовершенствованные методы определения физико-гидродинамических показателей на образцах полноразмерного керна (коэффициент вытеснения и относительные фазовые проницаемости), которые позволяют повысить достоверность результатов лабораторных исследований при изучении сложнопостроенных коллекторов. Исследования на полноразмерном керне позволяют в том числе определить граничные значения пористости, проницаемости по пластам-коллекторам [42, 43].

В работе [44] указано, что для моделирования фильтрационных процессов, протекающих в пласте, помимо кернового материала, могут быть использованы различные математические модели и методы расчета. Задачи моделирования течений в поровом пространстве образцов горных пород характеризуются большой размерностью (около 10^9 ячеек), сложной геометрией расчетной области, сложными физическими процессами (многофазность, многокомпонентность, неизотермичность, химические реакции и др.).

В исследовании [45] для обоснования технологии извлечения остаточной нефти из неоднородных терригенных коллекторов использовались насыпные модели слоисто-неоднородного пласта, изготовленные из кварцевого песка. В лабораторных условиях были проведены фильтрационные исследования разработанного эмульсионного состава и подтверждены его гидрофобизирующие свойства.

Целью работы является исследование возможности применения водных растворов лигносульфоната в качестве основы вытесняющих агентов, для этого необходимо изучить реологические характеристики растворов технического лигносульфоната натрия. Реологические характеристики являются важными параметрами в фильтрационных исследованиях пород-коллекторов нефти. Их определение необходимо для дальнейших исследований вытесняющей способности растворов, в том числе с использованием насыпных моделей и образцов керна.

Далее на основании проведенных лабораторных исследований требуется оценить эффективность применения водных растворов технического лигносульфоната натрия в качестве вытесняющих агентов на насыпных моделях пласта. Затем необходимо проверить их эффективность в качестве ограничителя водопритоков из высокопроницаемых областей пласта.

Материалы и методы. В качестве объекта исследований выбран водный раствор лигносульфоната технического производства Пермского целлюлозно-бумажного комбината (ООО «Прикамский картон»).

На первом этапе исследовались свойства раствора. Концентрация сухих веществ в растворе установлена путем выпаривания и составила 202,7 г/л. Был приготовлен раствор ЛСТ 10 % по массе. Данная концентрация по результатам предыдущих исследований показала быстрое образование осадка в емкостях с растворами ЛСТ 15 и 20 % по массе, что не позволяет обеспечить одинаковые условия проведения эксперимента. При исследовании реологических свойств раствора ЛСТ 5 % по массе установлено, что вязкость раствора незначительно отличается от вязкости воды. Исследование реологических свойств выполнялось на реометре типа Brookfield модели PVS согласно РД 39-0147103-329-86 и инструкции к реометру [46].

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

На втором этапе выполнялись фильтрационные исследования. Перед проведением исследований была подготовлена модель пластовой воды минерализацией 180 г/л NaCl, неполярный керосин (модель нефти) и раствор ЛСТ. Свойства насыщающих флюидов при 21 °С были определены предварительно (табл.1).

Таблица 1

Свойства насыщающих флюидов

Флюид	Вязкость, мПа·с	Плотность, г/см^3
Пластовая вода	1,502	1,116
Керосин	1,490	0,7700
ЛСТ 10 % по массе	5,640	1,0093

Всего были подготовлены четыре насыпные модели. Модели 1 и 2 характеризовались относительно высокой проницаемостью, размер частиц кварцевого песка в диапазоне от 160 до 300 мкм. Насыпные модели 3 и 4 характеризовались относительно низкой проницаемостью, размер частиц от 63 до 160 мкм. В лабораторных исследованиях, выполняемых для изучения закономерностей вытеснения нефти из послойно неоднородных пластов, как правило, используются насыпные модели пористых сред [47, 48].

Корпус насыпной модели был изготовлен из нержавеющей стали. На внутреннюю цилиндрическую поверхность корпуса модели с применением эпоксидной смолы были приклеены песчинки силикатного песка крупной фракции (более 300 мкм) для увеличения шероховатости поверхности и значительного снижения объема прохождения закачиваемого раствора вдоль стенок корпуса модели. Внутренний диаметр трубки 20 мм, длина 300 мм, расчетный объем модели с учетом установки фильтров 92,67 см^3 (рис.1, *а*).

Модели заполнялись песком, который в дальнейшем плотно утрамбовывался. На входе и выходе из моделей устанавливались фильтры из фильтровальной бумаги и металлической сетки для

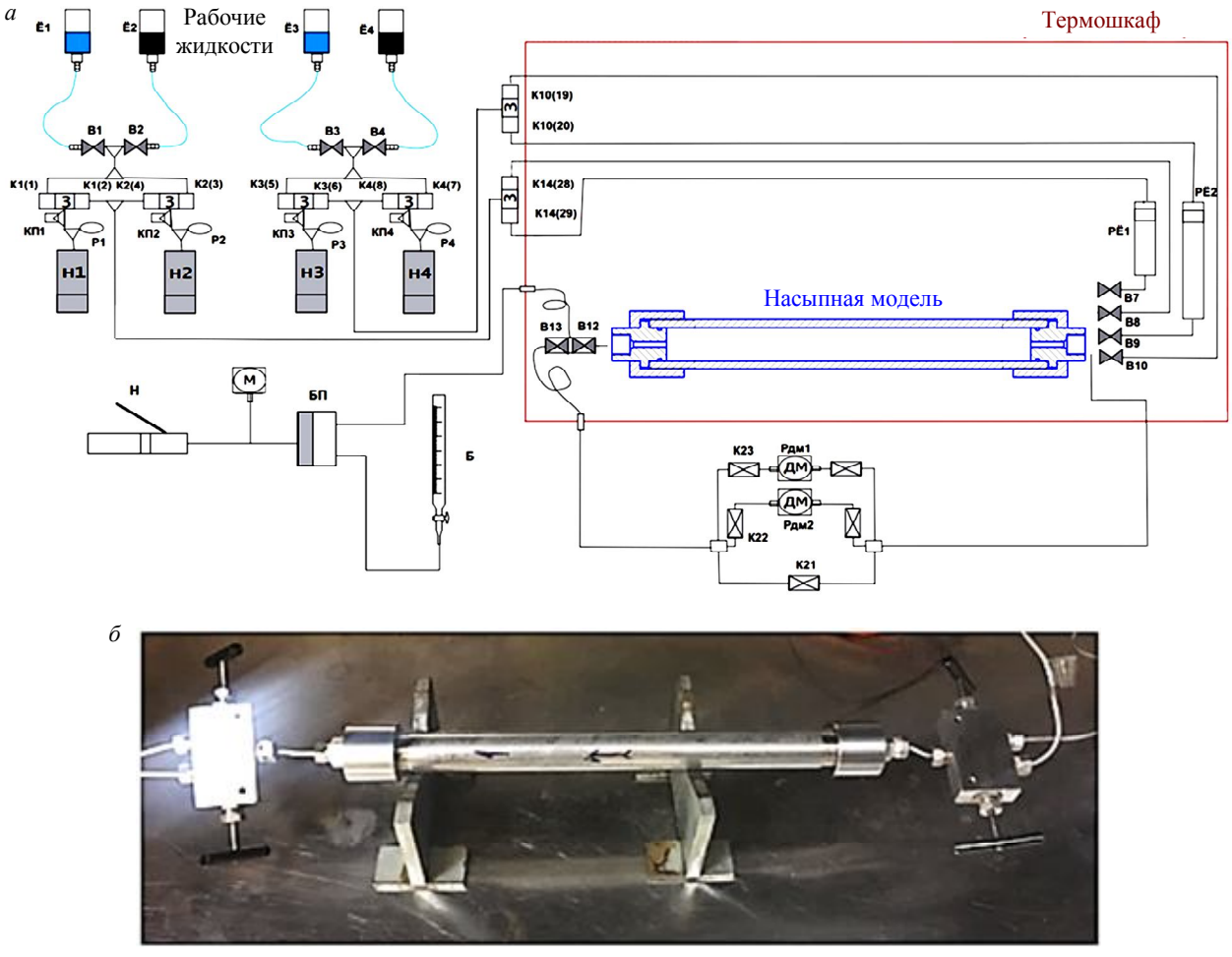


Рис. 1. Схема экспериментальной установки (*а*) и общий вид насыпной модели (*б*)

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2023. Т.264. С. 865-873
© М.Б.Дорфман, А.А.Сентемов, И.П.Белозеров, 2023

предотвращения «забивания» подводящих трубок (рис.1, *б*). Исследования проводились на установке для исследований керна УИК-5(7), предназначенной для получения информации об основных фильтрационно-емкостных свойствах и параметрах пород-коллекторов в условиях, моделирующих термобарические условия естественного залегания.

Подготовленная насыпная модель помещалась в установку исследования керна вместо кернодержателя. С помощью насосов постоянного расхода создавалось пластовое давление в системе разделительные емкости – насыпные модели (рис.1, *а*). В дальнейшем через разделительные емкости в насыпную модель подавались насыщающие флюиды и раствор ЛСТ. Противодавление создавалось через блок противодавления. Перепад давления на входе и выходе из модели определялся по показаниям дифференциальных манометров установки. Для измерения объема вытесненной модели нефти к установке присоединялась высокоточная бюретка высокого давления. Моделируемая температура насыпной модели составляла 21 °С. Пластовое давление было установлено на уровне 20 МПа.

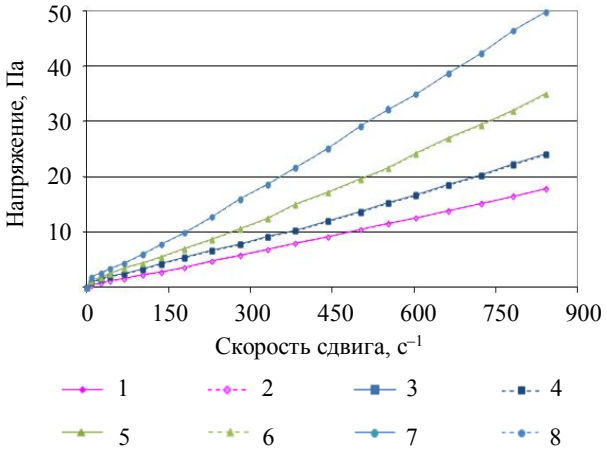


Рис.2. Реологические кривые течения лигносульфоната технического (10 % по массе) при различных температурах

1 – 80 °С, прямой ход; 2 – 80 °С, обратный ход; 3 – 60 °С, прямой ход; 4 – 60 °С, обратный ход; 5 – 40 °С, прямой ход; 6 – 40 °С, обратный ход; 7 – 20 °С, прямой ход; 8 – 20 °С, обратный ход

Результаты. На первом этапе проводились исследования реологических характеристик раствора лигносульфоната технического концентрацией 10 % по массе. Исследуемый образец проявляет свойства ньютоновских жидкостей – на всех исследуемых температурах статическое напряжение сдвига равно нулю, кривые течения имеют линейный характер (рис.2).

Динамическая вязкость при снижении температуры растет по сравнению с вязкостью при 80 °С: при 60 °С в 1,3 раза; 40 °С – в 1,9 раз; 20 °С – в 2,8 раз. Зависимость динамической вязкости раствора лигносульфоната технического концентрацией 10 % от температуры представлена на рис.3, *а*. Динамическая вязкость линейно зависит от концентрации лигносульфоната технического в растворе (рис.3, *б*).

На втором этапе работы исследовалась вытесняющая способность раствора лигносульфоната технического.

Высокопроницаемые модели. После забивки песком высокопроницаемых моделей 1 и 2 оценивалась их пористость, которая составила в среднем 32,72 %. Создавалось пластовое давление и противодавление 20 МПа. Далее производилась фильтрация через модели пластовой воды минерализацией 180 г/л при различных расходах. Проницаемости насыпных моделей по модели пластовой воды составили 28 и 62 Д соответственно. После этого было проведено вытеснение модели

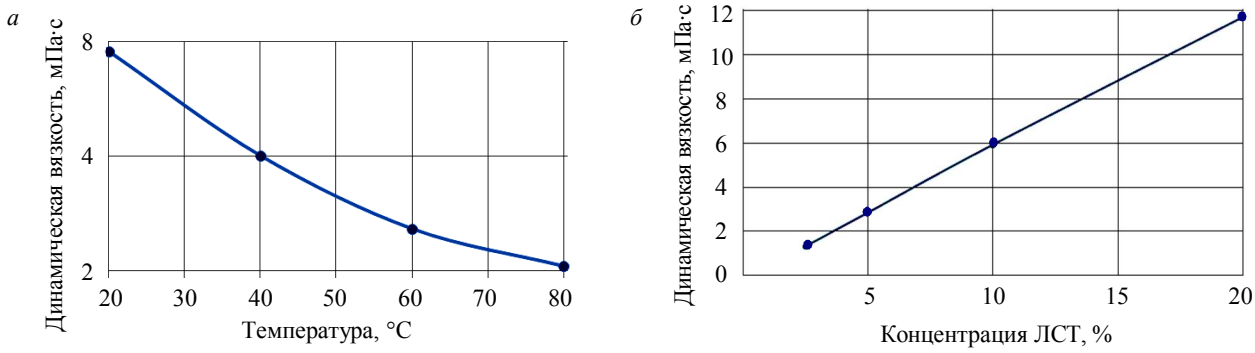


Рис.3. Зависимости динамической вязкости лигносульфоната технического: *а* – при концентрации (10 % по массе) от температуры; *б* – при температуре 21 °С от концентрации в водном растворе

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

© М.Б.Дорфман, А.А.Сентемов, И.П.Белозеров, 2023



Рис.4. Гелеобразный слой ЛСТ после разборки модели

пластовой воды неполярным керосином с определением проницаемости насыпных моделей 1 и 2 по керосину, которые составили 34 и 95 Д соответственно.

На следующем этапе было проведено вытеснение керосина из насыпных моделей моделью пластовой воды для первой насыпной модели и водным раствором лигносульфоната технического (10 % по массе) для второй насыпной модели (см. табл.1). Вытеснение проводилось с использованием высокоточной бюретки. Процесс вытеснения моделью пластовой воды шел с постоянной скоростью, наблюдался процесс поршневого вытеснения, более 80 % всего вытесненного керосина было вытеснено при фильтрации первых двух поровых объемов насыпной модели. При остановке фильтрации уровень вытесненной жидкости в бюретке прекращал движение в тот же момент. Суммарный коэффициент вытеснения был рассчитан в соответствии с источником [39] и составил 35,80 %.

Процесс вытеснения керосина из насыпной модели раствором лигносульфоната технического (10 % по массе) показал неоднозначный результат. В отличие от вытеснения моделью пластовой воды, процесс вытеснения шел с изменяющейся скоростью, при остановке фильтрации в процессе вытеснения указанным раствором уровень жидкости в бюретке продолжал увеличиваться в течение некоторого времени. На выходе из насыпной модели даже на начальных этапах вытеснения (первые два поровых объема) выходила смесь воды с керосином, сам лигносульфонат технический, вероятно, закупорил часть поровых каналов модели и не подвергся вытеснению по причине значительного увеличения вязкости, вследствие чего значительно снизилась его гидродинамическая подвижность. Коэффициент вытеснения был рассчитан в соответствии с источником [39] и составил 60,99 %.

При разборке модели визуально установлено, что раствор лигносульфоната технического успешно прошел через фильтр на входе и проник на 5-7 см внутрь модели. Лигносульфонат технический при вытеснении образовал гелеобразный слой, что обуславливается его полимерными физическими свойствами (рис.4).

Низкопроницаемые модели. Исследования низкопроницаемых моделей 3 и 4 проводились аналогичным образом – они наполнялись песком и утрамбовывались одинаково. После забивки моделей песком оценивалась их пористость, которая составила в среднем 26,21 %. Температура насыпной модели 21 °С, пластовое давление и противодавление были смоделированы на уровне 20 МПа.

Далее проходила фильтрация модели пластовой воды минерализацией 180 г/л при различных расходах. Проницаемость по модели пластовой воды для модели 3 составила 315,87 мД, для модели 4 – 358,25 мД. Такая разница, вероятно, обусловлена различным усилием утрамбовки песка в модели.

Затем было проведено вытеснение модели пластовой воды неполярным керосином с определением проницаемости насыпных моделей по керосину. Проницаемость по модели нефти для модели 3 составила 252,52 мД, для модели 4 – 315,24 мД.

На следующем этапе было проведено вытеснение керосина из насыпных моделей моделью пластовой воды для насыпной модели 3 и водным раствором лигносульфоната технического (10 % по массе) для модели 4. Вытеснение проводилось с использованием высокоточной бюретки. Процесс вытеснения керосина моделью пластовой воды из модели 3 шел достаточно равномерно, на что указывает динамика вытеснения неполярного керосина. Большая часть керосина была вытеснена при фильтрации первых двух поровых объемов модели. С остановкой процесса фильтрации уровень вытесненной жидкости в бюретке сразу прекращал движение. Коэффициент вытеснения составил 22,85 %.

Процесс вытеснения керосина насыпной модели 4 водным раствором лигносульфоната технического (10 % по массе) был схожим по характеру с экспериментом, проведенным на модели 2. В отличие от вытеснения моделью пластовой воды, при остановке фильтрации в процессе вытеснения

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2023. Т.264. С. 865-873
© М.Б.Дорфман, А.А.Сентемов, И.П.Белозеров, 2023

раствором ЛСТ уровень жидкости в бюретке продолжал увеличиваться в течение некоторого времени. Из насыпной модели даже на начальных этапах вытеснения (первые два поровых объема) выходила смесь модели пластовой воды с керосином, раствор лигносульфоната технического, вероятно, закупорил поровые каналы модели и не вытеснялся. Коэффициент вытеснения составил 28,95 %. При разборке модели визуально установлено, что раствор лигносульфоната технического прошел через фильтр на входе в модель и проник на 5-7 см внутрь, как в предыдущих экспериментах.

Результаты испытаний представлены в табл.2.

Таблица 2

Результаты фильтрационных испытаний

Определяемый показатель	Модель 1 (160-300 мкм)	Модель 2 – ЛСТ (160-300 мкм)	Модель 3 (63-160 мкм)	Модель 4 – ЛСТ (63-160 мкм)
Проницаемость по пластовой воде, Д	28	62	0,32	0,36
Проницаемость по керосину, Д	34	95	0,25	0,31
Коэффициент вытеснения, %	35,80	60,99	22,85	28,95

Обсуждение. Результаты, полученные в ходе реологических исследований, показывают, что в диапазоне температур от 20 до 80 °С исследованный раствор лигносульфоната проявляет свойства ньютоновских жидкостей. С увеличением температуры вязкость раствора снижается, зависимость носит экспоненциальный характер.

Установлено, что применение лигносульфоната технического в качестве вытесняющего агента позволяет существенно увеличить коэффициент вытеснения нефти из высокопроницаемых моделей, а также незначительно увеличить коэффициент вытеснения в условиях низкой проницаемости. На основании полученных результатов был сделан вывод о том, что частицы лигносульфоната при фильтрации механически осаждаются в относительно крупных порах и каналах модели пласта и выравнивают профиль продвижения вытесняющего агента в поровом пространстве.

В низкопроницаемых моделях частицы породы, вероятно, имели размеры, незначительно отличающиеся друг от друга, а поровое пространство имело достаточно однородную структуру, поэтому частицы лигносульфоната технического равномерно осаждались в поровом пространстве модели и в меньшей степени повлияли на увеличение коэффициента вытеснения.

Заключение. В работе проведены исследования реологических характеристик водного раствора лигносульфоната технического (10 % по массе). Раствор исследовался с целью дальнейшего применения в основе вытесняющих агентов, предназначенных для перераспределения фильтрационных потоков в нефтеносных пластах. Селективная изоляция водопритоков обеспечивается в том числе увеличенной вязкостью состава по сравнению с пластовой водой, а также наличием флокуляционных сгустков, которые изолируют высокопроницаемые зоны пласта, обеспечивая увеличение охвата заводнением низкопроницаемых областей порового пространства пород-коллекторов, а поверхностно-активные свойства раствора способствуют довытеснению остаточной нефти. По результатам исследования при вытеснении модели остаточной нефти водным раствором лигносульфоната технического коэффициент вытеснения увеличился в среднем на 41,3 % для высокопроницаемых моделей и на 21,1 % – для низкопроницаемых.

Полученные результаты показывают, что водные растворы технического лигносульфоната натрия в высоких концентрациях, вероятно, являются эффективными селективными ограничителями водопритоков в условиях высокопроницаемых неоднородных пластов. Для более точной характеристики данных растворов требуется проведение дополнительных испытаний с использованием кернового материала пород-коллекторов нефти.

При использовании водных растворов лигносульфоната технического (10 % по массе) в качестве вытесняющего агента на насыпных моделях со свойствами, сопоставимыми со свойствами реальных пород-коллекторов нефти, коэффициент вытеснения увеличился в меньшей степени при прочих равных условиях.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

В связи с необходимостью сбора массива данных результатов экспериментов с различными условиями (температура, давление, минерализация, состав пластовой воды и литологический состав горных пород) для проведения статистической обработки результаты носят предварительный характер.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Баязитова С.Р.* Влияние воздействия соляно-кислотного состава при обработке призабойной зоны пласта на эффективность притока // Территория НЕФТЕГАЗ. 2018. № 4. С. 24-27.

2. Патент № 2679029 РФ. Состав для кислотной обработки прискважинной зоны пласта / М.Х.Мусабиров, А.Ю.Дмитриева. Опубл. 05.02.2019. Бюл. № 4.

3. *Setiati R., Prakoso S., Siregar S. et al.* Improvement of bagasse become lignosulfonate surfactant for oil industry // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. Bristol: IOP Publishing, 2018. Vol. 106. № 012105. DOI: 10.1088/1755-1315/106/1/012105

4. *Губайдуллин М.Г., Юрьев А.В., Белозеров И.П.* Экспериментальные исследования относительных фазовых проницаемостей и коэффициента вытеснения нефти водой в сложнопостроенных коллекторах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. № 2. С. 49-52.

5. *Ваганов Ю.В., Кустышев А.В., Ягафаров А.К.* Технология комплексного воздействия на нефтяную залежь в период поздней стадии разработки // Нефтепромысловое дело. 2014. № 11. С. 5-10.

6. *Мардашов Д.В., Бондаренко А.В., Раупов И.Р.* Методика расчета технологических параметров закачки в нефтяную скважину неньютоновских жидкостей при подземном ремонте // Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 881-894. DOI: 10.31897/PMI.2022.16

7. *Afif M.F., Purti A.M.R., Rahmawati K., Nuravifah U.* 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, 20-22 May 2015, Jakarta, Indonesia. 2015. P. 1-10. DOI: 10.29118/IPA.47.15.SE.104

8. *Baojun Bai, Jianqiao Leng, Mingzhen Wei.* A comprehensive review of in-situ polymer gel simulation for conformance control // Petroleum Science. 2022. Vol. 19. Iss. 1. P. 189-202. DOI: 10.1016/j.petsci.2021.09.041

9. *Поплыгина И.С., Мордвинов В.А.* Использование осадкогелеобразующей композиции для снижения обводненности скважин на нефтяной залежи с высоковязкой нефтью // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. Т. 330. № 12. С. 37-43. DOI: 10.18799/24131830/2019/12/2390

10. *Нажису, Ерофеев В.И.* Исследование и применение комплексной технологии заводнения для повышения нефтеотдачи пластов // Успехи современного естествознания. 2017. № 10. С. 96-100.

11. Патент № 2747726 РФ. Состав для потоковыравнивающих работ в нагнетательных скважинах / В.А.Мордвинов, И.С.Поплыгина. Опубл. 13.05.2021. Бюл. № 14.

12. Patent № CN1327026A China. Chemical oil-displacing agent of lignosulfonate modified by long carbon chain containing fatty amide. Publ. 19.12.2001.

13. *Луговицкая Т.Н., Болатбаев К.Н., Островной К.А.* Объемные и поверхностные свойства лигносульфоновых кислот и их солей // Журнал прикладной химии. 2014. Т. 87. № 4 С. 433-439.

14. *Sagala F., Muhammad M., Norhisyam I. et al.* Formulation of Surfactants from Coconut Coir Containing Lignosulfonate for Surfactant – Polymer Flooding // American Journal of Science and Technology. 2016. Vol. 3. Iss. 3. P. 63-72.

15. *Сентемов А.А., Дорфман М.Б.* Исследование влияния загущающих добавок на эффективность солянокислотной обработки карбонатных коллекторов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2022. № 3 (363). С. 60-65. DOI: 10.33285/2413-5011-2022-3(363)-60-65

16. *Грачев С.И., Коротенко В.А., Кушакова Н.П.* Исследование влияния трансформации двухфазной фильтрации на формирование зон невыработанных запасов нефти // Записки Горного института. 2020. Т. 241. С. 68-82. DOI: 10.31897/PMI.2020.1.68

17. *Shagiakhmetov A.M., Podoprigora D.G., Terleev A.V.* The study of the dependence of the rheological properties of gelforming compositions on the crack opening when modeling their flow on a rotational viscometer // Periódico Tchê Química. 2020. Vol. 17. Iss. 34. P. 933-939. DOI: 10.52571/PTQ.v17.n34.2020.957_P34_pgs_933_939.pdf

18. *Das B.M., Gogoi S.B., Mech D.* Micellar-polymer for enhanced oil recovery for Upper Assam Basin // Resource-Efficient Technologies. 2017. Vol. 3. Iss. 1. P. 82-87. DOI: 10.1016/j.reffit.2017.01.003

19. *Delgado N., Ysambertt F., Chávez G. et al.* Valorization of Kraft Lignin of Different Molecular Weights as Surfactant Agent for the Oil Industry // Waste and Biomass Valorisation. 2019. Vol. 10. Iss. 11. P. 3383-3395. DOI: 10.1007/s12649-018-0352-4

20. *Кетова Ю.А., Бай Б., Хижняк Г.П. и др.* Тестирование технологии предварительно сшитых частиц полимерного геля для ограничения водопритоков на фильтрационных керновых моделях // Записки Горного института. 2020. Т. 241. С. 91-96. DOI: 10.31897/PMI.2020.1.91

21. *Dongjie Yang, Huijing Li, Yanlin Qin et al.* Structure and Properties of Sodium Lignosulfonate with Different Molecular Weight Used as Dye Dispersant // Journal of Dispersion Science and Technology. 2015. Vol. 36. Iss. 4. P. 532-539. DOI: 10.1080/01932691.2014.916221

22. Patent № US6186231B1. Kalfoglou G. Conformance improvement in hydrocarbon bearing underground strata using lignosulfonate-acrylic acid graft copolymer gels. Publ. 13.02.2001.

23. Патент № 2230186 РФ. Состав для получения соляной кислоты в неактивной форме / Ю.А.Балакиров, Д.В.Микитченко. Опубл. 10.06.2004.

24. *Gbadamosi A.O., Junin R., Manan M.A. et al.* An overview of chemical enhanced oil recovery: recent advances and prospects // International Nano Letters. 2019. Vol. 9. P. 171-202. DOI: 10.1007/s40089-019-0272-8

25. *Глущенко В.Н., Пташко О.А.* Фильтрационные исследования новых кислотных составов для обработки карбонатных коллекторов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2014. № 11. С. 46-56. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.11.5

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

26. *Wei Chen, Xin-wen Peng, Lin-xin Zhong et al.* Lignosulfonic Acid: A Renewable and Effective Biomass-Based Catalyst for Multicomponent Reactions // ACS Sustainable Chemistry & Engineering. 2015. Vol. 3. Iss. 7. P. 1366-1373. DOI: 10.1021/acssuschemeng.5b00091

27. *Силин М.А., Магадова Л.А., Давлетшина Л.Ф. и др.* Особенности свойств сульфаминовой кислоты, повышающие эффективность кислотных обработок // Нефтяное хозяйство. 2021. № 1. С. 44-47. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-1-44-47

28. *Сентемов А.А. Дорфман М.Б.* Перколяционный подход при гидродинамическом моделировании воздействия на призабойную зону скважины // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2022. Т. 333. № 7. С. 157-165. DOI: 10.18799/24131830/2022/7/3612

29. *Кузьмин В.А., Михайлов Н.Н., Максимов В.М., Гурбатова И.П.* Результаты изучения анизотропии микростроения карбонатных пород методами электронной микроскопии и компьютерного анализа изображений // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2011. № 1 (3). С. 8.

30. *Tananykhin D.S., Struchkov I.A., Khormali A., Roschin P.V.* Investigation of the influences of asphaltene deposition on oilfield development using reservoir simulation // Petroleum Exploration and Development. 2022. Vol. 49. Iss. 5. P. 1138-1149. DOI: 10.1016/S1876-3804(22)60338-0

31. *Дорфман М.Б., Харитонов М.М., Сентемов А.А.* Прогнозирование эффективности проникновения водоизоляционных составов в неоднородном коллекторе на трехмерной модели пласта // Нефтепромысловое дело. 2021. № 9 (633). С. 26-29. DOI: 10.33285/0207-2351-2021-9(633)-26-29

32. *Михайлов Н.Н., Закенов С.Т., Кийнов К.К. и др.* Опыт реализации технологии полимерного заводнения на нефтяных месторождениях в условиях высокой минерализации пластовых и закачиваемых вод // Нефтяное хозяйство. 2019. № 4. С. 74-78. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-4-74-78

33. *Azis M.M., Rachmadi H., Wintoko J. et al.* On the use of sodium lignosulphonate for enhanced oil recovery // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. Bristol: IOP Publishing, 2017. Vol. 65. № 012030. DOI: 10.1088/1755-1315/65/1/012030

34. *Prischepa O., Nefedov Y., Nikiforova V., Xu Ruiming.* Raw material base of Russia's unconventional oil and gas reserves (hydrocarbons shale strata) // Frontiers in Earth Science. 2022. Vol. 10. № 958315. DOI: 10.3389/feart.2022.958315

35. *Sheng J.J., Leonhardt B., Azri N.* Status of Polymer-Flooding Technology // Journal of Canadian Petroleum Technology. 2015. Vol. 54. Iss. 2. P. 116-126. DOI: 10.2118/174541-PA

36. *Sallam S., Ahmad M.M., Nasr M., Gomari S.R.* Reservoir Simulation for Investigating the Effect of Reservoir Pressure on Oil Recovery Factor // International Journal of Advanced Research in Science, Engineering and Technology. 2015. Vol. 2. Iss. 10. P. 875-882.

37. *Жуков В.С., Кузьмин Ю.О.* Экспериментальная оценка коэффициентов сжимаемости трещин и межзерновых пор коллектора нефти и газа // Записки Горного института. 2021. Т. 251. С. 658-666. DOI: 10.31897/PMI.2021.5.5

38. *Путилов И.С., Рехачев П.Н., Гурбатова И.П. и др.* Эпоха полноразмерного керна при лабораторных исследованиях технологий повышения нефтеотдачи пластов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2016. Т. 15. № 19. С. 155-164. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.19.6

39. *Юрьев А.В.* Совершенствование методов определения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов с применением полноразмерного керна (на примере ряда месторождений севера Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции): Автореф. дис. … канд. техн. наук. Пермь: Пермский национальный исследовательский политехнический университет, 2019. 19 с.

40. *Zhihao Jia, Linsong Cheng, Peng Wang et al.* A Practical Methodology for Production Data Analysis in Carbonate Reservoirs Using New Decline Type Curves // Geofluids. 2020. Vol. 2020. P. 1-17. DOI: 10.1155/2020/1873236

41. *Shedid A.S.* Prediction of vertical permeability and reservoir anisotropy using coring data // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2019. Vol. 9. Iss. 3. P. 2139-2143. DOI: 10.1007/s13202-019-0614-0

42. *Barros-Galvis N., Villaseñor-Rojas P., Samaniego F.* Analytical Modeling and Contradictions in Limestone Reservoirs: Breccias, Vugs, and Fractures // Journal of Petroleum Engineering. 2015. Vol. 2015. P. 1-28. DOI: 10.1155/2015/895786

43. *Belozerov I.P.* Experimental determination of porosity and permeability properties of terrigenous reservoirs for creation and validation of a digital core model // Arctic Environmental Research. 2018. Vol. 18. Iss. 4. P. 141-147. DOI: 10.3897/issn2541-8416.2018.18.4.141

44. *Балашов В.А.* Прямое численное моделирование течений жидкости в поровом пространстве пород-коллекторов: Автореф. дис. … канд. физ.-мат. наук. М.: Институт прикладной математики им. М.В.Келдыша РАН, 2016. 18 с.

45. *Королев М.И.* Обоснование технологии извлечения остаточной нефти из неоднородных терригенных коллекторов с использованием микроэмульсионных составов: Автореф. дис. … канд. техн. наук. СПб: Санкт-Петербургский горный университет, 2019. 22 с.

46. *Дорфман М.Б., Сентемов А.А., Белозеров И.П.* Изучение реологических свойств и реакционной способности кислотных растворов с загущающими добавками // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2021. № 1. С. 40-54. DOI: 10.31660/0445-0108-2021-1-40-54

47. *Hong He, Jingyu Fu, Baofeng Hou et al.* Investigation of Injection Strategy of Branched-Preformed Particle Gel/Polymer/Surfactant for Enhanced Oil Recovery after Polymer Flooding in Heterogeneous Reservoirs // Energies. 2018. Vol. 11. Iss. 8. № 1950. DOI: 10.3390/en11081950

48. *Дроздов Н.А.* Фильтрационные исследования на кернах и насыпных моделях Уренгойского месторождения для определения эффективности водогазового воздействия на пласт при извлечении конденсата из низконапорных коллекторов и нефти из нефтяных оторочек // Записки Горного института. 2022. Т. 257. С. 783-794. DOI: 10.31897/PMI.2022.71

***Авторы*: М.Б.Дорфман,** *канд. техн. наук, доцент, https://orcid.org/0000-0002-7261-7419* (*Северный* (*Арктический*) *федеральный университет имени М.В.Ломоносова, Архангельск, Россия*), **А.А.Сентемов,** *ассистент, a.sentemov@narfu.ru, https://orcid.org/0000-0003-0546-7243* (*Северный* (*Арктический*) *федеральный университет имени М.В.Ломоносова, Архангельск, Россия*), **И.П.Белозеров,** *канд. техн. наук, доцент, https://orcid.org/0000-0002-6425-6422* (*Северный* (*Арктический*) *федеральный университет имени М.В.Ломоносова, Архангельск, Россия*).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0