

УДК 544.72; 622.276

**ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИГОДНОСТИ РЕАГЕНТОВ  
ДЛЯ ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ЗАВОДНЕНИЯ ПО ИХ  
СПОСОБНОСТИ ОТМЫВАТЬ ПЛЕНКИ НЕФТИ**

**RESEARCH OF REAGENTS SUITABILITY FOR EOR, BY THEIR OIL  
SLICKS DETERGENCY**

**Семихина Л.П., Штыков С.В., Карелин Е.А.**

**ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный университет»,  
г. Тюмень, Российская Федерация**

**L.P. Semihina, S.V. Shtykov, E.A. Karelin**

**FSBEI HPE “Tyumen State University”, Tyumen, the Russian Federation**

**e-mail: semihina@mail.ru**

**Аннотация.** В данной работе анализируется пригодность ряда поверхностно-активных веществ (ПАВ) Российского производства для их использования в химических методах повышения нефтеотдачи по результатам исследования их способности отмывать нефтяные пленки с поверхности твердого тела. Для проведения исследований разработана и изготовлена установка, позволяющая с высокой точностью и воспроизводимостью записывать в памяти персонального компьютера кинетику отмыва пленки нефти водными растворами ПАВ с поверхности стеклянной пластинки, используемой в качестве модели гидрофильной поверхности пород.

Проведенное сопоставление моющей способности разных ПАВ, позволило выявить реагенты неспособные обеспечить 100% отмыв пленки нефти. Наиболее высокая моющая способность, помимо ранее используемых в технологиях химзаводнений реагентов, неионогенного

неонола АФ 9-12 и анионного сульфонола, установлена также у неионогенного синтанола ОС-20.

Выявлено влияние размеров и типа мицелл ПАВ на их моющую способность. Показано, что для обычного заводнения раствором ПАВ, эффективность которого определяется моющей способностью ПАВ, наиболее пригодны такие ПАВ, молекулы которых находятся в растворах в виде мелких сферических мицелл с размерами 1-20 нм. Растворы ПАВ, молекулы которых находятся в воде в виде более крупных ассоциатов, например везикул с размерами 100-300 нм, обладают более низкой моющей способностью. В то же время для технологии полимерно-мицеллярного заводнения (ASP-технологии) годятся лишь такие ПАВ, у которых молекулы в водном растворе находятся в виде везикул. Лишь в этом случае на границе раздела между водным раствором ПАВ и нефтью возникает стабильная микроэмульсионная фаза Винзор III – основное условие успешности данной технологии [8-9]. Пониженная моющая способность пригодных для ASP-технологии ПАВ может снижать ожидаемые от ее практического применения эффекты.

Показано также наличие предельной температуры, снижающейся для жесткой пластовой воды, ограничивающей применение ПАВ для химзаводнения нефтяных пластов. Неудовлетворительные результаты применения химзаводнения с использованием неонола АФ 9-12 или сульфонола, для которых данный эффект особенно значителен, на некоторых месторождениях могут быть обусловлены недостаточной оценкой влияния именно этого фактора. Предложен путь решения данной проблемы.

**Abstract.** This paper analyzes the suitability of a number of Russian produced surface-active agents (surfactants) for their use in chemical enhanced oil recovery methods according to the results of the study of their ability to wash off the oil films from the solid surfaces. For these studies there was designed and created an installation, that allows carrying out the highly accurate and reproducible record to the PC memory of the kinetics of washing off the oil film

from the surface of a glass plate used as a hydrophilic rock surface model by aqueous solutions of the surfactant.

The comparison of the detergency of different surfactants conducted according to the method revealed reagents that are not able to provide the 100% washing off of the oil film. But in addition to nonionic neonol AF 9-12 and anionic sulfonol that previously were used in chemical flooding technology the highest detergency was also established for the nonionic synthanol OS-20.

There was revealed the influence of the size and type of surfactant micelles on their detergency. It is shown that efficiency of ordinary flooding with surfactants solution was determined by reagents detergency, most suitable such surfactant molecules which are in solution in form of small spherical micelles with sizes 1-20 nm. Surfactant solution, molecules of which are in the water in form associates, such vesicles, with sizes of 100-300 nm, have a low detergency. At the same time, technologies for Alkaline-surfactant-polymer flooding (ASP-technology) are suitable only such surfactant in which the molecules in a water solution exist in the form of vesicles. Only in this case at the interface between the water surfactant solution and oil occurs stable microemulsion phase Winsor III - basic condition for the success of this technology [8-9]. Reduced detergency surfactants suitable for ASP-technology, can reduce the effects that are expected from its practical application.

Also shown the existence of the limiting temperature, declining for hard formation water, limiting the use of surfactants for chemical flooding of oil reservoirs. The unsatisfactory results of the chemical flooding with Neonol AF 9-12 and sulfonol for which this effect is particularly significant in some oil fields may be due to the inadequate assessment of the impact of this particular factor. The solution of this problem is proposed.

**Ключевые слова:** методы увеличения нефтеотдачи, поверхностно-активное вещество, мицеллы, моющая способность, нефтяные пленки.

**Key words:** EOR, surfactant, micelles detergency, oil slicks.

В настоящее время основными методами исследования пригодности поверхностно-активных веществ (ПАВ) для химических методов заводнения с целью повышения нефтеотдачи пластов являются керновые эксперименты. Такие эксперименты весьма длительные (несколько дней на один эксперимент), требуют дорогостоящего оборудования и высококвалифицированного персонала. Кроме того, для обоснованного сопоставления эффективности нескольких ПАВ и возможных композиций из них, необходимо соответствующее число кернов с идентичными параметрами (пористость, проницаемость, минералогический состав), что крайне затруднительно. Поэтому керновые эксперименты следует проводить лишь на заключительной стадии подбора ПАВ, когда требуется сравнить лишь 2-3 возможных наилучших реагентов или их композиций.

Выбор более простой методики первичного отбора ПАВ для химического метода заводнения в данной работе был сделан на том основании, что пригодные для этой технологии ПАВ должны обладать высокой способностью отмывать нефть с поверхности пород. Однако в литературе для оценки моющей способности ПАВ рекомендуется лишь чисто визуальный метод определения процента отмыва плёнки нефти пластовой водой со стенки стеклянной пробирки за данный промежуток времени [1]. Испытание проводится, например, следующим образом. В пробирку на 20-30 минут заливается нефть для формирования на ее поверхности нефтяной пленки. Затем нефть из пробирки выливается и заливается водный раствор ПАВ. Фиксируется время, через которое отмывается от нефти 50% или 70% поверхности пробирки [1]. Точность данного метода чрезвычайно низка, поскольку визуально долю отмывтой поверхности можно оценить лишь с очень большой погрешностью. Выявлять какие-либо закономерности по таким экспериментам невозможно.

В связи с этим мы модернизировали данную методику, изготовив установку, позволяющую автоматически записывать кинетику отмыва

пленки нефти водными растворами ПАВ с поверхности стеклянной пластинки в памяти персонального компьютера. Схема установки изображена на рисунке 1.

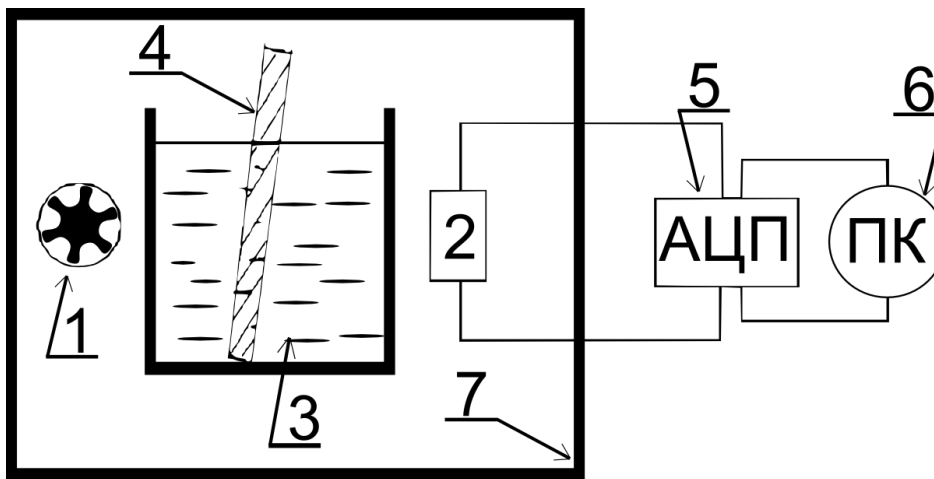


Рисунок 1. Блок схема автоматизированной установки для оценки способности ПАВ отмыwać нефтяные пленки:

1 – источник света; 2 – приемник света (фоторезистор); 3 – кювета с исследуемым раствором ПАВ; 4 – стеклянная пластинка с нанесенной на ее поверхность нефтяной пленкой; 5 – аналого-цифровой преобразователь; 6 – персональный компьютер; 7 – внешний непрозрачный корпус прибора

Рабочей камерой установки является кювета (3), в которую заливается исследуемый водный раствор ПАВ и опускается стеклянная пластина (4) с нанесенной на ее поверхность нефтяной пленкой. Для формирования данной пленки стеклянная пластина должна выдерживаться в нефти при необходимой температуре в течение не менее 30мин. Для оценки скорости и степени отмыва пленки нефти исследуемым раствором ПАВ, определяющие его моющую способность, кювета с водным раствором ПАВ и опущенной в него стеклянной пластиной с нефтяной пленкой помещается между источником света (1) (светодиод) и фотоприемником (2) (фоторезистор), находящимися внутри корпуса установки (7). Изготовленный АЦП (аналого-цифровой преобразователь) (5) преобразует аналоговый сигнал с фоторезистора в цифровой, который в автоматическом режиме записывается через заданный интервал (2 сек), вводится в память персонального компьютера (7) и калибруется в

единицах степени отмыва пленки. При этом за 100% степень отмыва пленки нефти принимается светопропускание системы с чистой пластиной в водном растворе ПАВ, за 0% - при полном перекрытии нефтяной пленкой падающего на кювету пучка света.

С помощью данной установки было проведено исследование моющей способности ПАВ по отношению к нефтяным пленкам из достаточно высоковязкой и тяжелой нефти (вязкость 25сПз, плотность 0,877г/см<sup>3</sup> при 20 °С). Сопоставление эффективности ПАВ проводилось, в основном, при 0,5% концентрации их водных растворов. Исследование растворов с более высокой концентрацией не проводилось ввиду экономической нецелесообразности их практического применения, при более низкой концентрации моющая способность ПАВ снижается, что будет показано ниже. Растворы ПАВ готовились как на дистиллированной воде, так и моделях пластовой воды.

Проведенные эксперименты показали, что при обеспечении идентичности подготовки поверхности стеклянных пластин между исследованиями (промывка, сушка, обезжиривание этанолом) и последующего одинакового времени выдержки пластин в нефти, кинетики отмыва пленки нефти исследуемым раствором ПАВ неплохо воспроизводятся, что позволяет надежно сопоставлять эффективности разных ПАВ. Данный вывод подтверждает рисунок 2 на примере 0,5% водных растворов двух ПАВ с высокой (синтанол ОС-20А) и низкой (оксипав-33) моющей способностью по отношению к пленкам из исследуемой тяжелой нефти. Кроме того рисунок 2 указывает на возможность различия самого процесса отмыва пленки нефти растворами ПАВ. Водный раствор ОС-20А демонстрирует первый вариант данного процесса, при котором кинетика отмыва представляет собой хорошо воспроизводимую классическую гладкую кривую. Водный раствор оксипав-33 демонстрирует второй вариант процесса отмыва пленки нефти, при котором кинетика отмыва представляет собой



полиэкстремальную кривую, обусловленную полиэкстремальным изменением толщины нефтяной пленки на пути падающего на нее света.

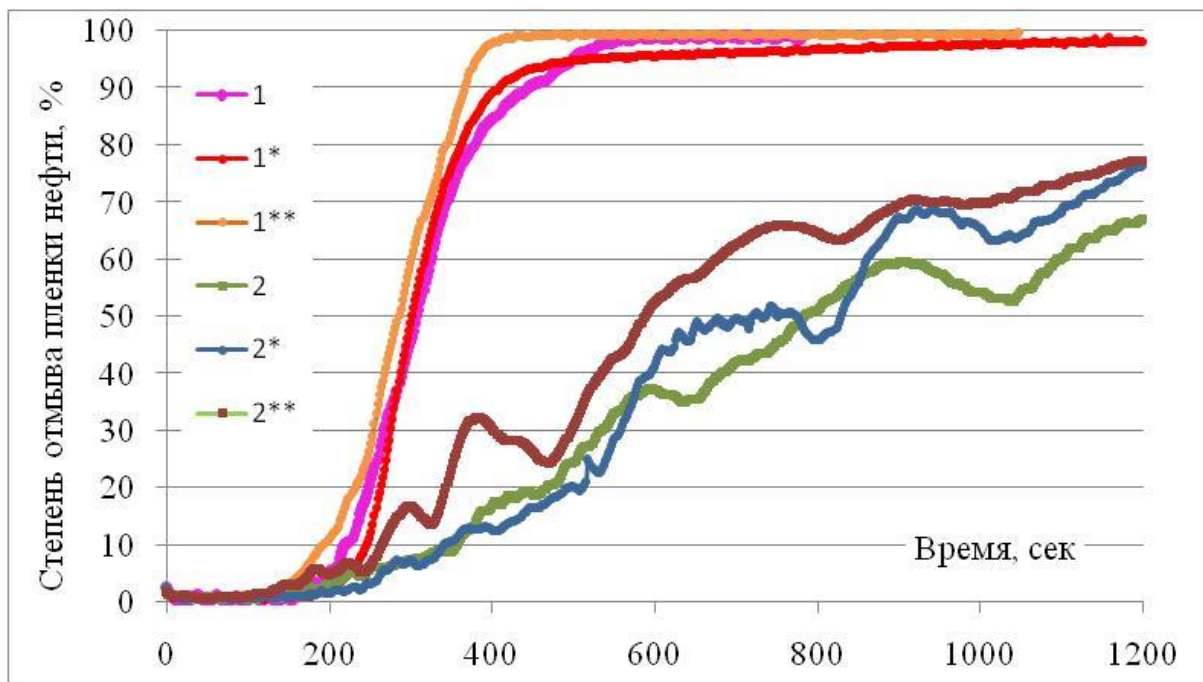


Рисунок 2. Воспроизводимость кинетик отмыва пленки нефти с поверхности стеклянной пластины при температуре 25 °С водными растворами ПАВ на примере 0,5% растворов ОС-20А (кривые 1, 1\*, 1\*\*) и оксипав-33 (2, 2\*, 2\*\*) на дистилляте

Данный эффект обусловлен действием двух конкурирующих процессов: уменьшением толщины пленки за счет отмыва частиц нефти и увеличением толщины пленки за счет перетекания нефти из нижних слоев пленки в область регистрации светопропускания пленки. То, что в случае ПАВ с высокой моющей способностью вклад от второго процесса пренебрежимо мал, а с низкой – значителен, демонстрируют представленные на рисунке 3 фото стеклянных пластинок после 30 минутного нахождения в водных растворах образцов двух таких ПАВ. После нахождения в водном растворе ОС-20А с хорошей моющей способностью вместо пленки на поверхности пластины остается лишь малое количество микрокапель нефти. В водном растворе оксиПАВ-33 пленка нефти в той или иной степени сохраняется на всей поверхности пластины. Причем толщина нефтяной пленки в верхних слоях на

поверхности стеклянной пластины оказывается больше, чем в нижних слоях. Очевидно, что ПАВ с моющей способностью подобной оксиПАВ-33, не пригодны для использования в технологии химического заводнения пластов.

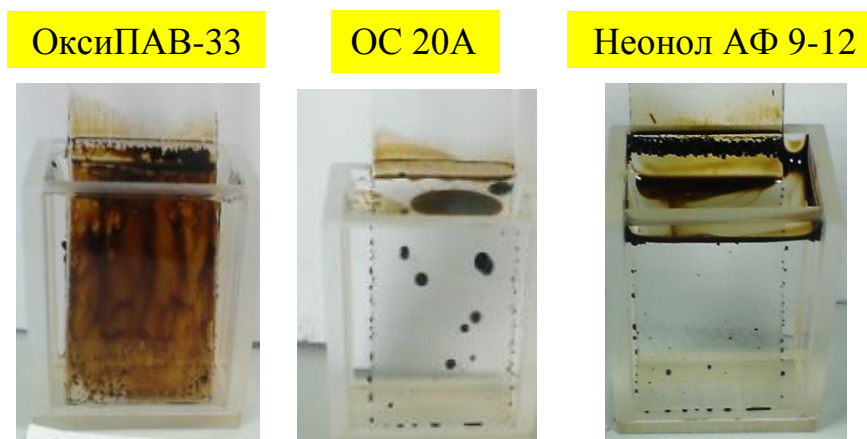


Рисунок 3. Фото результатов отмыва пленки нефти после нахождения в течение 20 минут в 0,5% водных растворах ПАВ при температуре 25 °С

Сопоставление способности водных растворов ряда ПАВ Российского производства отмывать нефтяные пленки проведено на рисунке 4. Как оказалось, еще более низкой моющей способностью по сравнению с оксиПАВ-33 по отношению к нефтяным пленкам из тяжелой нефти имеет реагент Нефтенол-К, рекомендуемый разработчиками для химического заводнения. Его моющая способность оказалась лишь незначительно выше, чем у чистой воды. Этот результат демонстрирует, что разработанная в данной работе методика не тривиальна и имеет практическую значимость, поскольку позволяет корректно отобрать для конкретного типа нефти наиболее эффективные реагенты. В большинстве отечественных работ по химическим методам повышения нефтеотдачи последних лет анализируется пригодность использования в них неонола АФ 9-12, ранее таким реагентом являлся ОП-10 [2-5]. Рисунок 4 подтверждает, что данная замена абсолютно корректна, поскольку неонол АФ 9-12 обладает более высокой моющей способностью по сравнению с ОП-10. Кинетика отмыва пленки нефти 0,25% раствором неонола АФ 9-12



оказывается практически идентична таковой для ОП-10 с концентрацией в 2 раза выше, то есть 0,5% - рисунок 5.

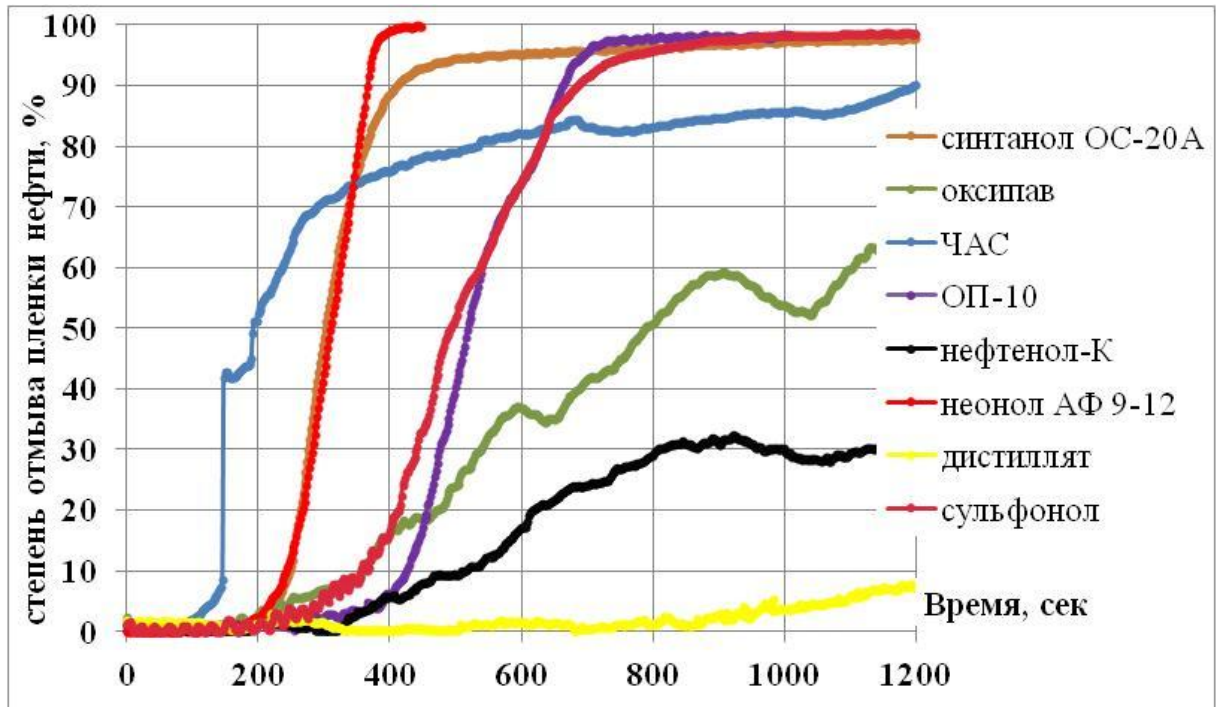


Рисунок 4. Сопоставление кинетик отмыва пленки нефти с поверхности стеклянной пластины 0,5% водными растворами ПАВ на дистилляте при температуре 25 °С

Очень высокой скоростью отмыва нефтяной пленки, почти идентичной неонолу АФ 9-12, обладает синтанол ОС-20А – рисунок 4. Однако степень отмыва нефти 0,5% раствором ОС-20А при 25 °С несколько ниже, чем аналогичным раствором неанола АФ 9-12 – рисунки 3 и 4.

С более высокой скоростью по сравнению с неонолом АФ 9-12 и синтанолом ОС-20А происходит отмыв пленки нефти на поверхности стекла лишь растворами катионных ПАВ, что на рисунке 4 показано на примере четвертичных аммониевых солей (ЧАС). Данный эффект, очевидно, обусловлен электростатическим притяжением между катионным ПАВ и отрицательно заряженной на границе с водой поверхностью стекла. Однако степень отмыва нефти растворами ЧАС неудовлетворительна.

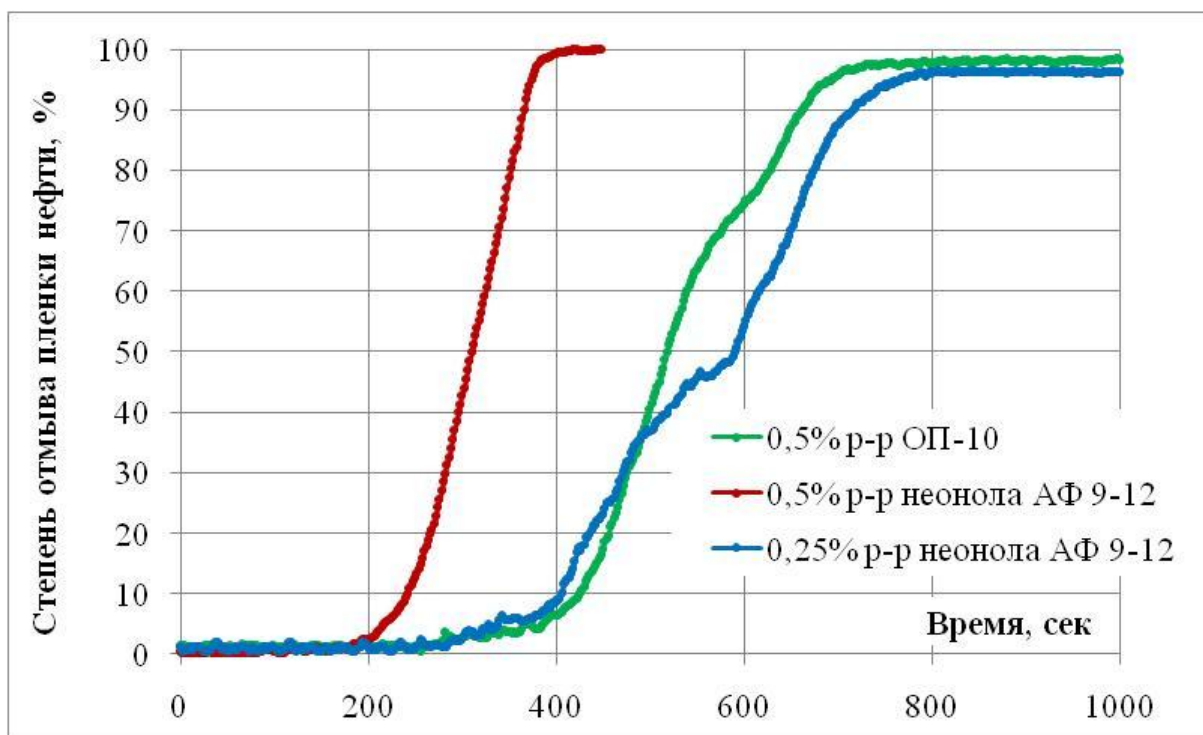


Рисунок 5. Сопоставление кинетик отмыва пленки нефти с поверхности стеклянной пластины водными растворами ОП-10 и неонол АФ 9-12 разной концентрации на дистилляте при температуре 25 °С

Противоположный по сравнению с ЧАС знак электростатического взаимодействия между отрицательно заряженной поверхностью стекла и анионным ПАВ Российского производства – сульфонолом (алкилбензолсульфонат натрия), обуславливает более низкую скорость отмыва пленки нефти этим реагентом. Моющая способность 0,5% раствора сульфонола при 25 °С оказывается на уровне аналогичного раствора ОП-10 и ниже, чем у неонола АФ 9-12.

Повышение температуры водного раствора ПАВ до 83 °С, близкой к пластовой температуре многих нефтяных месторождений, например, Уральского региона, как и следовало ожидать, приводит к увеличению моющей способности всех ПАВ. Если при температуре 25 °С предельно максимальная степень отмыва с растворами ПАВ достигалась, в основном примерно через 600-800 сек (рисунок 4), то при 83 °С для лучших ПАВ это происходило уже через 30-60 сек (рисунок 6). То есть при повышении температуры раствора ПАВ от комнатной до пластовой, скорость отмыва

им пленки нефти может увеличиваться на порядок, обеспечивая при этом практически 100% ее отмыв с поверхности стекла.

В наибольшей степени повышение температуры от 25 °С до 83 °С привело к увеличению скорости отмыва пленки нефти водным раствором сульфонола (~35раз), для синтанола ОС-20А данный эффект меньше (~20раз), и еще меньше для неонола АФ 9-12 (~10раз). В результате при 83°С эффективность 0,5% водных растворов неонола АФ 9-12 на дистилляте по способности отмыывать нефть оказывается ниже, чем у аналогичных растворов сульфонола и синтанола ОС-20А – рисунок 6.

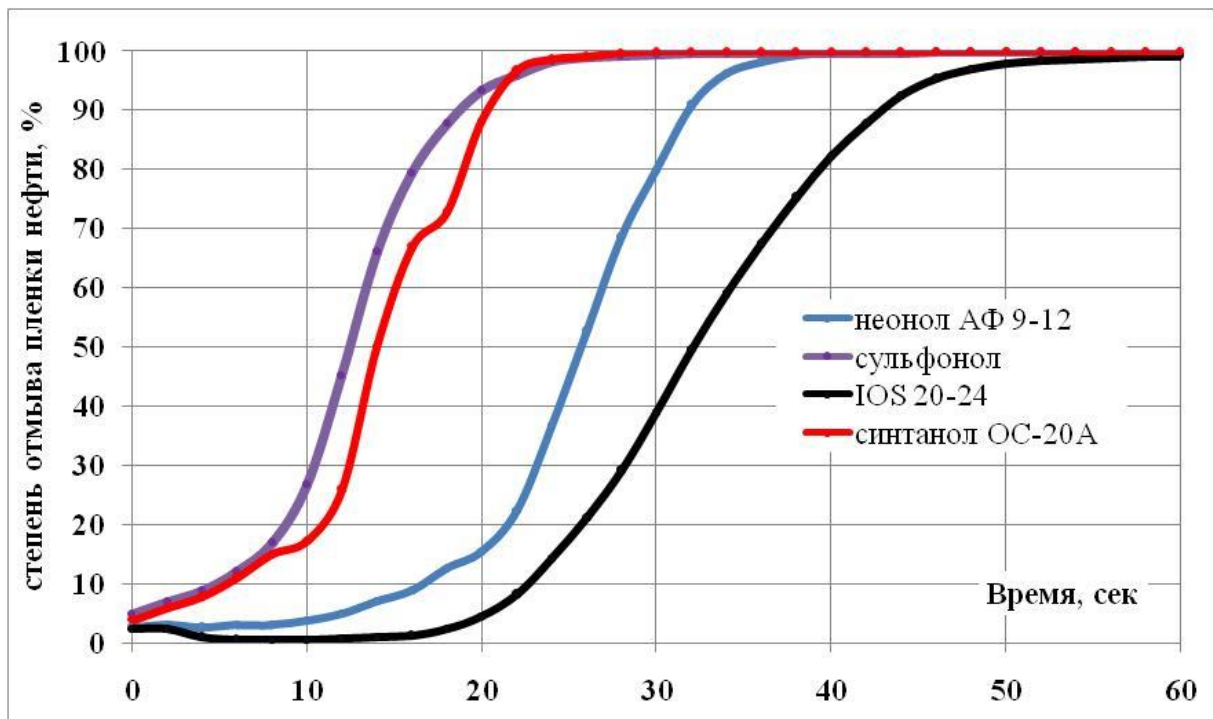


Рисунок 6. Сопоставление кинетик отмыва пленки нефти с поверхности стеклянной пластины 0,5% водными растворами ПАВ на дистилляте при температуре 83°С

С целью выяснения причины различного влияния температуры на моющую способность растворов ПАВ на дистилляте было проведено исследование данного процесса и для растворов ПАВ на модели пластовой воды. Состав использованной для этого воды приведен в таблице 1, а полученные результаты по кинетике отмыва пленки нефти водными растворами ПАВ на ней - на рисунке 7.

Таблица 1. Состав использованной в данной работе модели пластовой воды для приготовления растворов ПАВ

№	Компонент	Единицы	Значение
1	NaCl	мг/л	15700
2	KCl	мг/л	120
3	CaCl <sub>2</sub> · 2H <sub>2</sub> O	мг/л	120
4	MgCl <sub>2</sub> · 6H <sub>2</sub> O	мг/л	135
5	Жесткость общая	мг-экв/л	2,96
6	Хлориды	мг/л	16075
7	Гидрокарбонаты	мг/л	41
8	Общее солесодержание	мг/л	16116

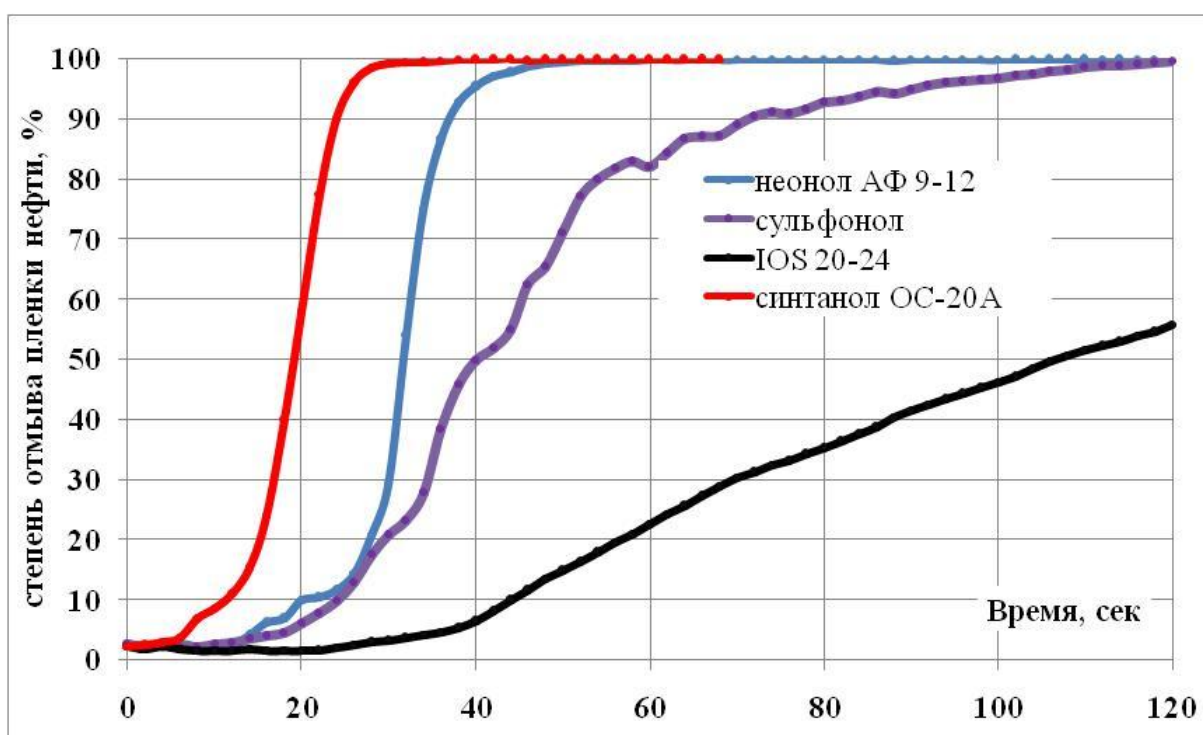


Рисунок 7. Сопоставление кинетик отмыва пленки нефти с поверхности стеклянной пластины при температуре 75 °С 0,5% водными растворами ПАВ, приготовленными на модели пластовой воды

Сопоставляя представленные на рисунках 6 и 7 результаты экспериментов, проведенных в идентичных условиях для растворов одних и тех же ПАВ, но приготовленных на дистиллированной и модели пластовой воды с 2,96 мг-экв/л солей жесткости, приходим к выводу о резком различии влияния состава воды на моющую способность исследованных ПАВ.

Это влияние для разных ПАВ можно оценить и сопоставить, например, по отношению времени  $t_{100\%}$ , через которое степень отмыва пленки нефти их растворами на разной воде достигнет 100%. Результаты такого сопоставления представлены в таблице 2.

Таблица 2. Сопоставление влияния состава воды на моющую способность ПАВ

ПАВ	$t_{100\%}$ на дистилляте, сек	$t^*_{100\%}$ на модели пластовой воды, сек	Отношение $t^*_{100\%} / t_{100\%}$
ОС-20А	30	30	1
Неонол АФ 9-12	40	50	1,25
Сульфонол	30	120	4
IOS 20-24	55	Более 330 сек	Более 6

Как видим изменение состава воды практически не повлияло на моющую способность раствора неионогенного ОС-20А и в этом его уникальная особенность. Незначительно изменилась моющая способность и неионогенного неонола АФ 9-12, но при этом весьма существенно – у анионного сульфонола.

Еще более значительно ухудшилась моющая способность у импортного анионного ПАВ - внутреннего олефин сульфоната с числом атомов углерода в углеводородном радикале 20-24 (IOS20-24) (таблица 2, рисунки 6 и 7). Этот ПАВ был разработан компанией ШЕЛЛ для ASP-технологии заводнения пластов с целью повышения коэффициента извлечения нефти [6-7]. Сутью данной технологии заводнения является необходимость образования на границе раздела нефть-водный раствор ПАВ особой микроэмульсионной фазы Винзор III с очень низким межфазным натяжением. Проведенные в нашей лаборатории эксперименты подтвердили способность композиций ПАВ на основе IOS20-24 образовывать такое микроэмульсионное состояние [8-9]. Но согласно рисункам 6 и 7 этот ПАВ обладает при этом очень низкой моющей способностью по отношению к нефти. Данный результат воспроизводим, и является достаточно неожиданным, поскольку, безусловно, должен

приводить к снижению эффективности ASP-технологии заводнения пластов с этими ПАВ при практическом их использовании. Для выяснения причины существенного различия моющей способности растворов анионных ПАВ на дистиллированной и пластовой воде, а также низкой моющей способности IOS20-24, были исследованы физико-химические свойства растворов исследуемых ПАВ.

Обычно моющую способность водного раствора ПАВ объясняют на основании его смачивающей способности поверхности твердого тела и величиной межфазного натяжения на границе с частицами отмываемого объекта (в нашем случае нефти). Однако проведенное исследование показало, что все сопоставляемые в таблице 2 растворы ПАВ очень хорошо смачивают поверхность стекла, заметных различий в краевых углах смачивания не наблюдается. Не было выявлено корреляции и с межфазным натяжением. Например, оказалось, что практически идентичным межфазным натяжением обладают нефтенол-К и ОС-20А, а также неонол АФ 9-12 и оксиПАВ-33, обладающие резко различной моющей способностью. Таким образом, низкое значение межфазного натяжения водного раствора ПАВ на границе с нефтью является желательным, но недостаточным условием его хорошей моющей способности по отношению к пленкам нефти.



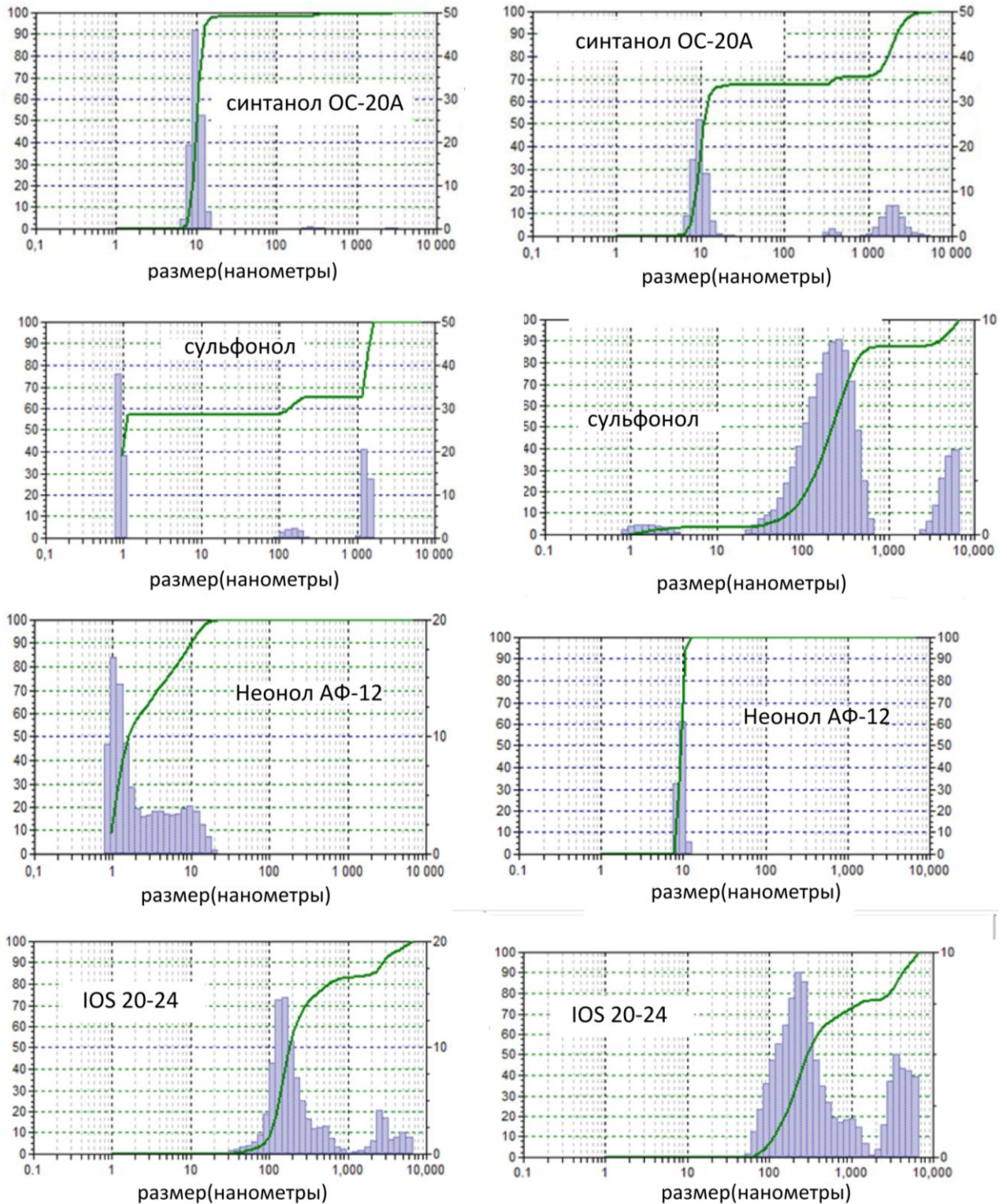


Рисунок 8. Распределения частиц по размерам при 25 °С в 0,5% растворах ПАВ, приготовленных на дистиллированной воде (слева) и модели пластовой воды (справа)

Наиболее четкая корреляция влияния состава воды на моющую способность раствора ПАВ обнаруживается лишь с размерами ассоциатов данного ПАВ в исследуемом растворе. Для ПАВ, рассматриваемых на

рисунках 6 и 7, размеры ассоциатов молекул в исследуемых растворах были измерены с помощью лазерного анализатора Zetatrac – рисунок 8.

Согласно этому рисунку, в 0,5% растворах ОС-20А, как на дистиллированной, так и модели пластовой воды, молекулы ПАВ находятся преимущественно в виде сферических мицелл с размерами ~10 нм. В виде сферических мицелл в растворах на этих водах находятся и молекулы неопола АФ 9-12. На минерализованной воде происходит лишь увеличение размера сферических мицелл этого ПАВ.

Принципиальное различие не только размера, но и типа мицелл, на воде разного состава наблюдается у сульфонола. В 0,5% растворе сульфонола на дистиллированной воде его молекулы, как и в случае ОС-20А и неопола 9-12, также преимущественно находятся в виде сферических мицелл. Тем не менее, часть его молекул может находиться и в виде очень крупных ассоциатов с размерами до 1000 нм. Связывание части молекул внутри таких крупных ассоциатов фактически оказывается эквивалентно снижению концентрации ПАВ в растворе, вследствие чего моющая способность сульфонола оказывается ниже, чем у ОС-20А или неопола АФ-9-12. При повышении температуры до 83 °С растворимость сульфонола в воде повышается, крупные ассоциаты из его молекул разрушаются, и сульфонол с преимущественным размером мицелл порядка 1 нм по своей моющей способности оказывается на первом месте среди сопоставляемых реагентов (рисунок 6).

Однако в 0,5% растворе на минерализованной воде, особенно содержащей соли жесткости, тип ассоциатов из молекул сульфонола принципиально меняется - они преимущественно находятся в виде достаточно крупных ассоциатов с размерами около 200 нм, что соответствует размерам двухслойных мицелл – везикул (рисунок 8). Согласно рисункам 6 и 7 такое изменение типа мицелл сопровождается снижением моющей способности ПАВ.

Молекулы внутреннего олефин сульфоната, IOS20-24, находятся преимущественно в виде везикул с размерами около 200 нм даже на

дистиллированной воде. На модели пластовой воды размеры везикул IOS20-24 увеличиваются до почти 300 нм и, кроме того, увеличивается доля частиц с размерами более 1000 нм, по-видимому, возникают какие-то комплексы из везикул - рисунок 8. Таким образом, более низкая моющая способность IOS20-24 по сравнению с ОС-20А, неонолом 9-12 и сульфонолом, обусловлена связыванием его молекул в достаточно крупные ассоциаты – везикулы и комплексы из них. Но ранее нами было установлено, что именно способность молекул ПАВ находиться в водном растворе в виде везикул, определяет пригодность этого ПАВ для ASP-технологии повышения нефтеотдачи, поскольку лишь в этом случае на границе раздела водного раствора ПАВ с нефтью возникает стабильная микроэмульсионная фаза Винзор III – основное условие успешности данной технологии [8-9].

В результате из проведенного исследования следует, что для двух возможных способов химического заводнения, обычного заводнения раствором ПАВ, эффективность которого определяется моющей способностью ПАВ, и ASP-технологии требуются принципиально разные реагенты. Для первого способа наиболее пригодны такие ПАВ, молекулы которых находятся в виде мелких сферических мицелл с размерами не более 10-20 нм, для второго – в виде крупных двухслойных везикул с размерами 100-200 нм.

Выявленное условие объясняет большой разброс достигнутых эффектов при закачке в нефтяные пласты растворов ПАВ с целью повышения нефтеотдачи, в которых в качестве ПАВ в последние годы наиболее часто используется неонол АФ 9-12. Дело в том, что растворимость данного реагента снижается при повышении температуры, в результате чего при некоторой предельной температуре вблизи так называемой температуры помутнения размеры ассоциатов из его молекул в водном растворе начинают резко возрастать, что будет приводить к резкому снижению моющей способности ПАВ и снижению эффективности технологии заводнения вплоть до достижения отрицательных эффектов из-

за забивания пористой структуры пород нефтяного пласта крупными (до нескольких мкм) частицами ПАВ. На дистиллированной воде эта температура составляет 85 °С, а на пластовой воде в зависимости от ее рН и содержания солей жесткости эта температура может снижаться до 50 °С - 70 °С. Для устранения этого эффекта следует подбирать комбинации ПАВ, способные находиться в виде мелких сферических мицелл в растворах на воде с составом, соответствующим данному нефтяному месторождению, при соответствующей пластовой температуре.

### **Выводы**

Изготовлена экспериментальная установка, позволяющая с высокой точностью и воспроизводимостью исследовать моющую способность ПАВ и выявлять наиболее эффективные реагенты для повышения нефтедобычи за короткое время (1 эксперимент – 1 час).

Проведенное данным методом исследование позволило выявить реагенты не способные обеспечить 100% отмыв пленки нефти, а также реагенты с наиболее высокой моющей способностью.

Установлено влияние размеров и типа мицелл ПАВ на их моющую способность, а также указано на наличие предельной температуры, снижающейся для жесткой пластовой воды, ограничивающей применение ПАВ для химзаводнения нефтяных пластов.

Показано, что двух возможных способов химического заводнения, обычного заводнения раствором ПАВ, эффективность которого определяется моющей способностью ПАВ, и полимерно-мицеллярного заводнения (ASP-технологии) требуются принципиально разные реагенты. Для первого способа наиболее пригодны такие ПАВ, молекулы которых находятся в виде мелких сферических мицелл с размерами не более 10-20 нм, для второго – в виде крупных двухслойных везикул с размерами 100-200 нм.



### Список используемых источников

- 1 Онлайн портал «Нефтепро» <http://www.neftepro.ru/publ/18-1-0-53>
- 2 Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1995. 198 с.
- 3 Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно-активных веществ/ А.Б. Бабалян, Б.И. Леви, А.Б. Тумаски, Э.М. Халимов. М.: Недра, 1983. 216с
- 4 Бабалян Г.А. Применение ПАВ для увеличения нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство. 1976. №7. С.7-16.
- 5 Методы извлечения остаточной нефти / М.Л. Сургучев, Горбунов А.Т. Сургучев, Забродин Д.П. и др.. М.: Недра, 1991. 347 с.
- 6 Мицеллярно-полимерное заводнение  
<http://www.oil-info.ru/lit/Lake2/gl9.pdf>
- 7 Recent Advances in Surfactant EOR George J. Hirasaki, SPE, Clarence A. Miller, SPE (115386), and Maura Puerto, Rice University, 2011, 50 p.
- 8 Семихина Л.П., Штыков С.В., Карелин Е.А. Оптимизация состава реагента для повышения нефтеотдачи пластов по размерам ассоциатов ПАВ в растворах // На стыке наук: материалы конф. 2015. Т. 1. 171 с. (Физико-хим. сер.)
- 9 Семихина Л.П., Штыков С.В., Карелин Е.А. Отбор реагентов для асп-технологии повышения нефтеотдачи пластов. Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. 2015. №4. С.53-71. URL: [http://ogbus.ru/issues/4\\_2015/ogbus\\_4\\_2015\\_p53-71\\_SemihinaLP\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/issues/4_2015/ogbus_4_2015_p53-71_SemihinaLP_ru.pdf)

## References

- 1 Onlajn portal «Neftepro» <http://www.neftepro.ru/publ/18-1-0-53>
- 2 Altunina L.K., Kuvshinov V.A. Uvelichenie nefteotdachi plastov kompozicijami PAV. Novosibirsk: Nauka. Sibirskaja izdatel'skaja firma RAN, 1995. 198 s.
- 3 Babaljan A.B., Levi B.I., Tumaski A.B., Halimov Je.M., Razrabotka nefjtjanyh mestorozhdenij s primeneniem poverhnostno-aktivnyh veshhestv. M.: Nedra, 1983. 216 s.
- 4 Babaljan G.A. Primenenie PAV dlja uvelichenija nefteotdachi plastov // Nefjtjanoe hozjajstvo. 1976. №7. s. 7-16.
- 5 Surguchev M.L., Gorbunov A.T., Zabrodin D.P. i dr. Metody izvlechenija ostatochnoj nefti. M.: Nedra, 1991. 347 s.
- 6 Micelljarno-polimernoe zavodnenie <http://www.oil-info.ru/lit/Lake2/gl9.pdf>
- 7 Recent Advances in Surfactant EOR George J. Hirasaki, SPE, Clarence A. Miller, SPE (115386), and Maura Puerto, Rice University, 2011. 50 p.
- 8 Semihina L.P., Shtykov S.V., Karelin E.A. Optimizacija sostava reagenta dlja povyshenija nefteotdachi plastov po razmeram asociatov PAV v rastvorah. Materialy konf. «Na styke nauk». Fiziko-himicheskaja serija 2015. T. 1. 171 s.
- 9 Semihina L.P., Shtykov S.V., Karelin E.A. Reagent selection for as-  
technology enhanced oil recovery // Electronic scientific journal  
"Oil and Gas Business". 2015. №4. S.53-71.  
URL:[http://ogbus.ru/issues/4\\_2015/ogbus\\_4\\_2015\\_p53-71\\_SemihinaLP\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/issues/4_2015/ogbus_4_2015_p53-71_SemihinaLP_ru.pdf)



## Сведения об авторах

### About the authors

Семихина Л. П., д-р физ.-мат. наук, профессор физико-технического института Тюменского государственного университета, г. Тюмень, Российская Федерация

L. P. Semihina, Doctor of Physical and Mathematical Sciences, Professor of Institute of Physics and Technic, Tyumen State University, Tyumen, the Russian Federation

e-mail: semihina@mail.ru

Штыков С. В., аспирант физико-технического института Тюменского государственного университета, г. Тюмень, Российская Федерация

S. V. Shtykov, Post-graduate Student of Institute of Physics and Technical, Tyumen State University, Tyumen, the Russian Federation

e-mail: green.teeth@ramler.ru

Карелин Е. А., аспирант физико-технического института Тюменского государственного университета, г. Тюмень, Российская Федерация

E. A. Karelin, Post-graduate Student of Institute of Physics and Technical, Tyumen State University, Tyumen, the Russian Federation

e-mail: karelin1991@bk.ru