

УДК 544.7

**ОТБОР РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ASP-ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ  
НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ**

**REAGENT SELECTION FOR ASP-TECHNOLOGY ENHANCED OIL  
RECOVERY**

**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 предлагается методика отбора реагентов для мицеллярно-полимерной технологии повышения нефтеотдачи пластов (ASP-технологии), сочетающая исследования фазовых состояний водных растворов реагентов на границе с керосином, нефтью и ее растворами в керосине с измерением размеров ассоциатов реагентов в водных и углеводородных растворах с помощью лазерного анализатора. Установлено, что максимум эффективности ASP-технологии, когда на границе раздела вода-нефть достигается сверхнизкое натяжение и образовывается микроэмульсионная фаза Винзор III, обеспечивается такими поверхностно-активными веществами (ПАВ), которые в своих как водных, так и углеводородных растворах находятся преимущественно в виде везикул – двухслойных мицелл с размерами порядка 100-200 нм. Сферические мицеллы ПАВ меньших размеров не способны вместить и удержать большое количество крупных молекул нефти. А более крупные

частицы из молекул ПАВ и растворителя со временем выделяются из растворов в виде второй, оседающей на поверхности пород фазы, снижая тем самым проницаемость пласта. Поэтому растворы с крупными частицами не пригодны для закачки в пласт. Показано также, что если ПАВ способно образовывать везикулы лишь только в одной фазе, водной или углеводородной, то микроэмульсионная фаза Винзор III на границе его водных растворов с нефтью оказывается нестабильной и исчезает с течением времени.

Проведенное исследование производимых в настоящее время более 50 ПАВ российского производства показало отсутствие среди них подобных реагентов, что указывает на путь создания новых реагентов.

**Abstract.** This paper proposes a method of agents selection for micellar-polymer technology for increasing oil recovery (ASP-technology), which combines the study of reagents aqueous solution phase states on the border with kerosene and oil with its kerosene solutions as well as the measurement of reagents associates' size in water and hydrocarbon solutions using a laser analyzer. The research has shown that the maximum efficiency of the ASP-technology, with the ultra low tension persisting on oil-water interface and forming of the micro emulsion phase Winsor III, is achieved by the surfactants that remain in their solutions mainly in the form of vesicles - bilayer micelles with sizes of the order of 100-200 nm. Smaller spherical micelles are not capable to contain and retain bigger amount of large oil molecules. Larger particles of surfactant and solvent molecules eventually get separated from the solution in the form of the second phase that deposits on the surface of the rocks, thereby reducing the permeability. Therefore, solutions with large particles are not suitable for injection. It has been also shown that if the surfactant is capable of forming vesicles only in one phase, aqueous or hydrocarbon, than the Winsor III micro emulsion phase at the border of the aqueous solution with the oil is unstable and disappears over time. The study of more than 50 Russian-made

surfactant established that among the currently produced such reagents are not available; therefore it indicates the way of creation of new reagents.

**Ключевые слова:** методы увеличения нефтеотдачи, ASP-технология, микроэмульсии, фазовые состояния системы нефть-вода, поверхностно-активное вещество, мицеллы, везикулы.

**Key words:** EOR, ASP-technology microemulsion, phase states of the oil-water system, surfactant, vesicles.

В последние годы повышается интерес к мицеллярно-полимерной технологии повышения нефтеотдачи пластов (ASP-технологии). Специфической особенностью данной технологии заводнения пластов является использование такой смеси ПАВ и полимера на минерализованной воде, которые способны образовывать на границе с нефтью особое микроэмульсионное состояние Винзор III с чрезвычайно низким межфазным натяжением, что способствует вытеснению нефти даже из мелких пор [1-4].

Основным методом подбора реагентов для данной технологии является наблюдение за фазовым состоянием водных растворов исследуемых поверхностно-активных веществ (ПАВ) на границе с нефтью при пластовой температуре нефтяного месторождения, для которого эта технология разрабатывается. Возникновение микроэмульсионной фазы Винзор III фиксируется визуально по появлению между водной и нефтяной фазой промежуточного слоя цвета капучино [1-4]. Однако по таким экспериментам невозможно выяснить причину отсутствия этой фазы с тем или иным составом реагентов, а следовательно, и вести направленное их совершенствование. Данная проблема стала особенно острой в связи с задачей разработки составов смесей реагентов для ASP-технологии на основе российских ПАВ и импортозамещения ими внутренних олефин

сульфонатов (IOS20-24 и IOS15-18), на основе которых велись разработки в проекте компании «Салым Петролеум» повышения нефтеотдачи [1-2].

Поскольку частицами микроэмульсионной фазы Винзор III являются разбухшие в результате солюбилизации углеводородной фазы мицеллы ПАВ в их водных растворах, то пригодность ПАВ для ASP-технологии определяется, прежде всего, его солюбилизирующей способностью. В литературе для этого обычно используется октановый тест, заключающийся в анализе фазового состояния водных растворов ПАВ на границе с таким же количеством октана после их интенсивного встряхивания. Однако в результате проведенных исследований мы пришли к выводу, что более достоверная информация получается при использовании в данном тесте керосина, являющегося моделью легкой нефти.

Пример результата такого теста при типичной пластовой температуре нефтяных месторождений Уральского региона России (~83 °С) для смесей хорошо известных ПАВ российского производства, сульфонола и, используемого для повышения нефтеотдачи, неонола АФ 9-12 представлен на рисунке 1А. Было установлено, что независимо от состава смеси данных ПАВ, их водные растворы на границе с керосином через 1 час оказываются в состоянии Винзор I. То есть микроэмульсионная фаза, возникающая за счет явления солюбилизации, для исследованных ПАВ сохраняется со временем лишь в водной фазе и полностью отсутствует в керосине.

Дополнительная информация о происходящих в исследуемой системе процессах выявляется при наблюдении за фазовым состоянием водных растворов смесей исследуемых ПАВ на границе не с чистым керосином, а с 20% раствором нефти в керосине. Ввод нефти в керосин позволяет визуализировать эти процессы. В результате обнаруживается, что смеси сульфонола и неонола АФ 9-12 вполне способны образовывать микроэмульсионную фазу Винзор III. На это указывает появление

промежуточной фазы цвета капучино на границе раздела водной и углеводородной фазы. Проблема оказалась лишь в низкой стабильности этой фазы, практически исчезающей через 1 час при температуре 83 °С – (рисунок 1В).

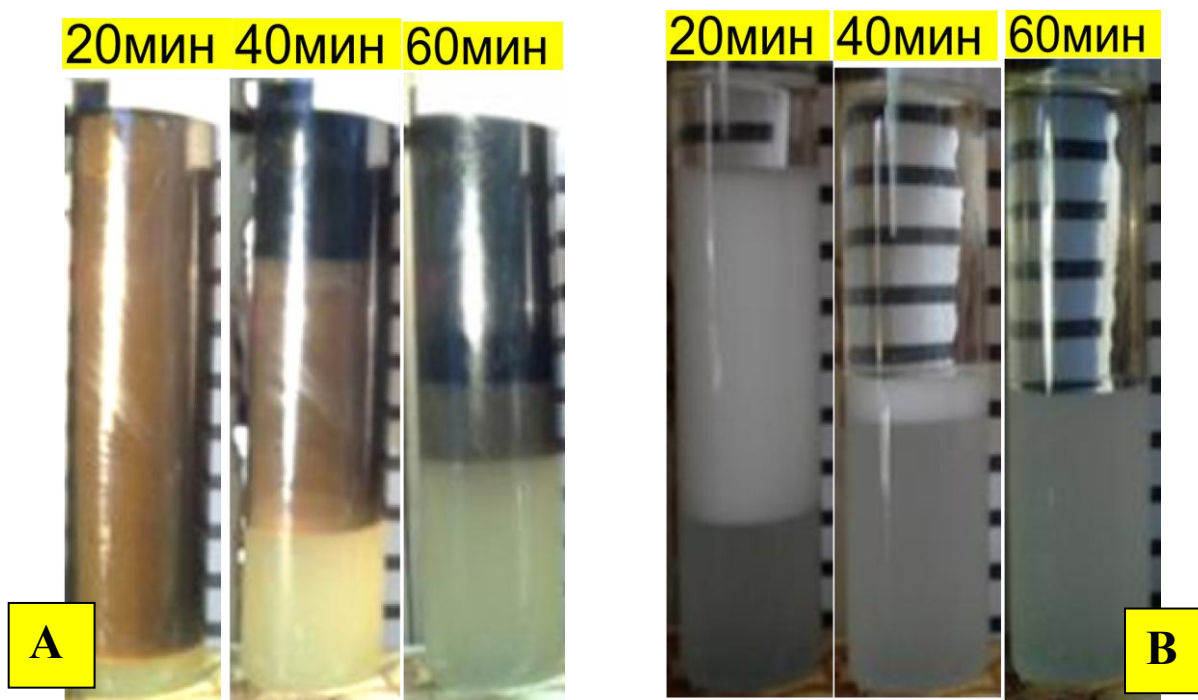


Рисунок 1. Фазовое состояние керосина (А) и смеси керосина с 20% нефти (В) на границе с 1% водными растворами смеси сульфонола с неонолом 9-12 (1:1) на модели жесткой пластовой воды через 20, 40 и 60 минут нахождения при 83 °С

С целью выяснения природы выявленного эффекта с помощью лазерного анализатора Zetatracs в исследуемых ПАВ российского производства были оценены размеры мицелл и критические концентрации их образования. Найденные параметры были сопоставлены с их значениями для импортных внутренних олефин сульфонатов (IOS20-24 и IOS15-18), которые согласно [1-4] способны образовывать стабильную микроэмульсионную фазу ВинзорIII.

Согласно рисунку 2, на котором сопоставлены распределения частиц по размерам в растворах сульфонола и IOS20-24 аналогичной концентрации на модели жесткой пластовой воды, молекулы обоих ПАВ вплоть до сверхнизких концентраций, менее 0,001%, преимущественно



находятся в виде везикул, с размерами ~120-180 нм. Следовательно, на данной воде эти ПАВ являются полными аналогами, как по размерам ассоциатов, так и величине ККМ.

В таком случае приходим к выводу, что продемонстрированная на рисунке 1 низкая стабильность микроэмульсионной фазы ВинзорIII с исследуемыми ПАВ российского производства может быть обусловлена свойствами не водных, а их углеводородных растворов.

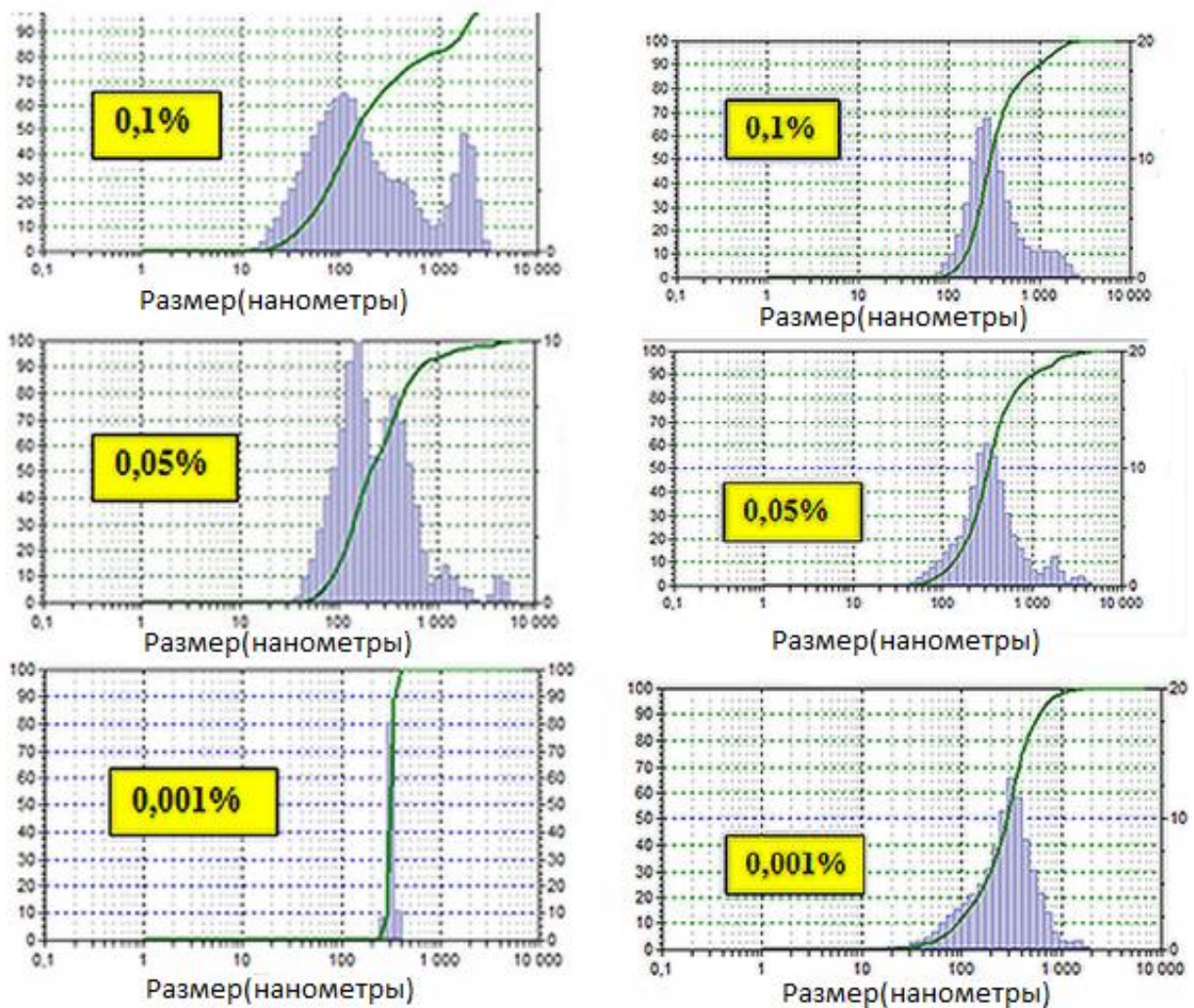


Рисунок 2. Распределения частиц по размерам при 25 °С в растворах сульфанола (слева), IOS20-24 (справа) на модели жесткой пластовой воды

Для подтверждения данной гипотезы, с помощью лазерного анализатора Zetatrac были исследованы размеры ассоциатов в 1% растворах всех исследуемых ПАВ в керосине, использованного в качестве модели легкой нефти. В результате было установлено, что молекулы

IOS20-24 не только в водных, но и углеводородных растворах находятся преимущественно в виде везикул почти идентичного размера (рисунки 2-3). Доказательством большого количества везикул данных ПАВ в керосине является представленное на рисунке 3 табло Zetatrac с большим уровнем сигнала от этих частиц.

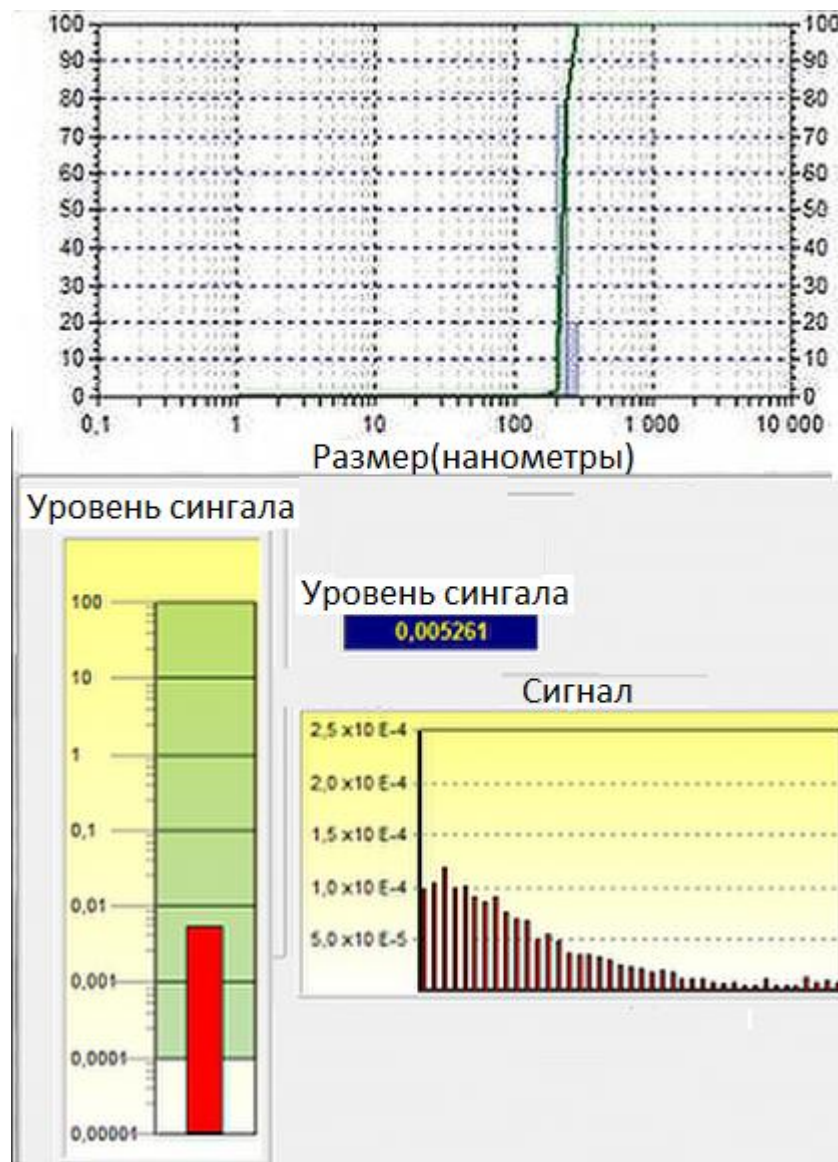


Рисунок 3. Распределения частиц по размерам в 1%-ых растворах IOS20-24 в керосине. Представлено также табло Zetatrac об уровне сигнала во время измерения размеров частиц в растворе IOS20-24, подтверждающее наличие значительного числа частиц данного ПАВ в растворе

В то же время в 1%-ых растворах целого ряда ПАВ на керосине Zetatrac показало полное отсутствие частиц с размерами от 0,8 до 6000 нм (рабочий диапазон Zetatrac). Вид табло Zetatrac при исследовании этих ПАВ был

полностью идентичен чистому керосину с нулевым уровнем сигнала от частиц. Это говорит о том, что в данных растворах отсутствуют даже сферические мицеллы, типичный размер которых составляет 1-4 нм [5], а, следовательно, Zetatrac должен был их фиксировать (и действительно фиксирует при наличии таких мицелл). Большинство ПАВ российского производства, в том числе и неонол АФ 9-12, оказались именно такими реагентами, то есть настолько хорошо растворимыми в керосине, что вплоть до 1%-ой концентрации находятся в нем в виде молекулярных растворов.

Противоположный эффект чрезвычайно низкой растворимости ПАВ в углеводороде выявлен на примере сульфонола. Раствор этого ПАВ в керосине с 1%-ой концентрацией представляет собой макродисперсную систему с очень крупными, видимыми невооруженным глазом, частицами (десятки и сотни мкм), даже после многочасового прогрева при 83 °С (соответствует пластовой температуре ряда нефтяных месторождений Уральского региона России).

При встряхивании системы из водного раствора смеси очень хорошо растворимого в углеводороде неонола АФ 9-12 и практически не растворимого в нем сульфонола, какое-то количество везикул из молекул сульфонола и неонола АФ 9-12, в начальный момент из их водного раствора оказывается в обеих фазах, образуя микроэмульсионную фазу. Однако каждый из ПАВ, контактируя с водной и углеводородной фазами, со временем переходит в ту фазу, в которой он лучше растворим: сульфонол – в водную, неонол АФ 9-12 – в углеводородную. В результате происходит разрушение микроэмульсионной фазы, представленное на рисунке 1. Причем хорошо видный на рисунке 1А эффект практически полного исчезновения со временем солюбилизации в углеводородной фазе, указывает на отсутствие заметного количества мицелл ПАВ в ней, подтверждая результаты исследования растворов этих ПАВ с помощью лазерного анализатора Zetatrac. А если нет мицелл, то невозможно и образование микроэмульсионной фазы.



Результаты проведенного исследования полностью согласуются с выводом работы [6], согласно которой условием сверхнизкого межфазного натяжения и образования микроэмульсионной фазы типа ВинзорIII является близость коэффициента распределения ПАВ между водной и углеводородной фазами к единице. Однако предлагаемые в [6] способы оценки распределения ПАВ между фазами достаточно трудоемки. Предлагаемый нами способ такого исследования по измерению размеров мицелл в водной и углеводородной фазе не только гораздо проще и нагляднее, но и выявляет дополнительное условие. Для ASP-технология оказываются пригодны лишь такие ПАВ, которые находятся в водной и углеводородной фазах в виде мицелл идентичных размеров (это указывает на близость их распределения между двумя фазами), причем размеры мицелл должны соответствовать размерам везикул – 100-200 нм [7].

Рассмотрим причину необходимости нахождения ПАВ в растворах именно в виде везикул с размерами 100-200 нм для возникновения микроэмульсионной фазы Винзор III.

Непригодность для этой цели растворов ПАВ с более крупными ассоциатами достаточно очевидна и обусловлена нестабильностью таких растворов. Крупные частицы ПАВ со временем выделяются из растворов в виде второй фазы, резко снижая тем самым концентрацию растворов. В условиях пласта закачка таких растворов может приводить к снижению его проницаемости, что недопустимо.

С целью выяснения причины непригодности для ASP-технологии повышения нефтеотдачи пластов растворов ПАВ со сферическими мицеллами с меньшими, чем у везикул размерами, было предпринято исследование размеров частиц, в виде которых могут находиться в нефти ее высокомолекулярные соединения (асфальтены, смолы и парафины - частицы АСПО). Поскольку для имеющегося у нас лазерного анализатора, уровень сигнала от частиц в непрозрачных образцах нефти оказывается недостаточным, измерение их размеров проводилось в растворах нефти в

авиационном керосине. Авиационный керосин был выбран как модель легкой нефти, в котором полностью отсутствуют какие-либо ассоциаты с размерами выше 0,6 нм (нижний предел нашего прибора). Для подобранной нами дозировки нефти в керосине (100 мкл нефти на 4 мл керосина, то есть 2,5%-ый раствор нефти в керосине по объему) сигнал от частиц нефти в керосине оказывается достаточным для надежного определения их размеров (рисунок 4).



Рисунок 4. Уровень сигнала от частиц, регистрируемых лазерным анализатором Zetatrac, в 2,5%-ом (объем) растворе в керосине образца нефти, прогретого при 83 °С

Для исследования температуры нефти и времени ее прогрева при этой температуре, выдержанные при той или иной температуре образцы нефти вводились в керосин при 25 °С, раствор перемешивался, и сразу же осуществлялся пуск прибора на измерение размеров частиц нефти. Повторные эксперименты показали, что частицы нефти в керосине оказываются достаточно стабильными, изменение их размеров в течение нескольких минут было не принципиальным.

Исследование было проведено на двух образцах нефти с достаточно высокой плотностью  $0,87 \text{ г/см}^3$  и  $0,883 \text{ г/см}^3$ , отобранных более года назад на одном и том же месторождении и хранящихся при температуре  $\sim 25 \text{ }^\circ\text{C}$ . Но один из этих образцов нефти (с меньшей плотностью) хранился в герметичной канистре, исключающей потери легких фракций, второй – в часто открываемом сосуде из-за отбора образцов нефти для различных экспериментов.

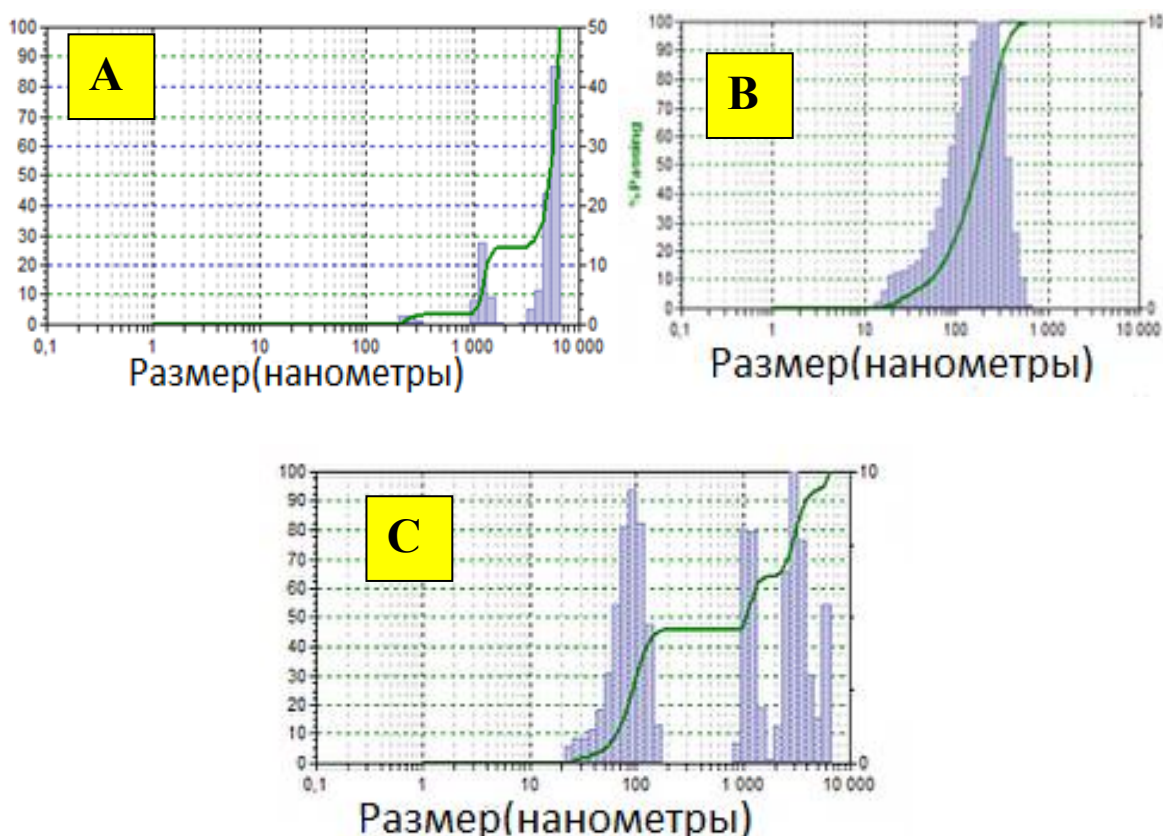


Рисунок 5. Распределение частиц по размерам в 2,5%-ом растворе образца нефти с плотностью  $0,883 \text{ г/см}^3$  в керосине: А – при  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  до прогрева; В – выдержанного 3 суток при  $83 \text{ }^\circ\text{C}$ ; С – выдержанного 3 суток при  $70 \text{ }^\circ\text{C}$

Было обнаружено, что при температуре  $\sim 25 \text{ }^\circ\text{C}$  в обоих образцах нефти ее высокомолекулярные соединения (асфальтены, смолы и нафтены) находятся преимущественно в виде очень крупных частиц с размерами более 1000 нм (1мкм) (рисунки 5А и 6А). При этом в образце нефти с более высокой плотностью ( $0,883 \text{ г/см}^3$ ) даже после длительного прогрева (3 суток) при  $83 \text{ }^\circ\text{C}$  100% ассоциатов соответствует максимум

распределения с размерами 170-180 нм (рисунок 5Б). После аналогичного длительного прогрева этого же образца нефти при 70 °С, доля ассоциатов с размерами 170-180 нм снижается до 45%, остальные 65% ассоциатов имеют размеры более 1000 нм (рисунок 5В).

В случае образца нефти с меньшей плотностью (0,87 г/см<sup>3</sup>) прогрев при 83 °С приводит к более значительному снижению размеров частиц в ней – до 15-20 нм (рисунок 6 С, D). Причем согласно рисунку 6 уменьшение размеров крупных частиц ассоциатов из высокомолекулярных соединений тяжелых нефтей с высокой плотностью за счет плавления и повышения растворимости некоторых из таких соединений является достаточно медленным процессом, требующего длительного прогрева – не менее 15 часов.

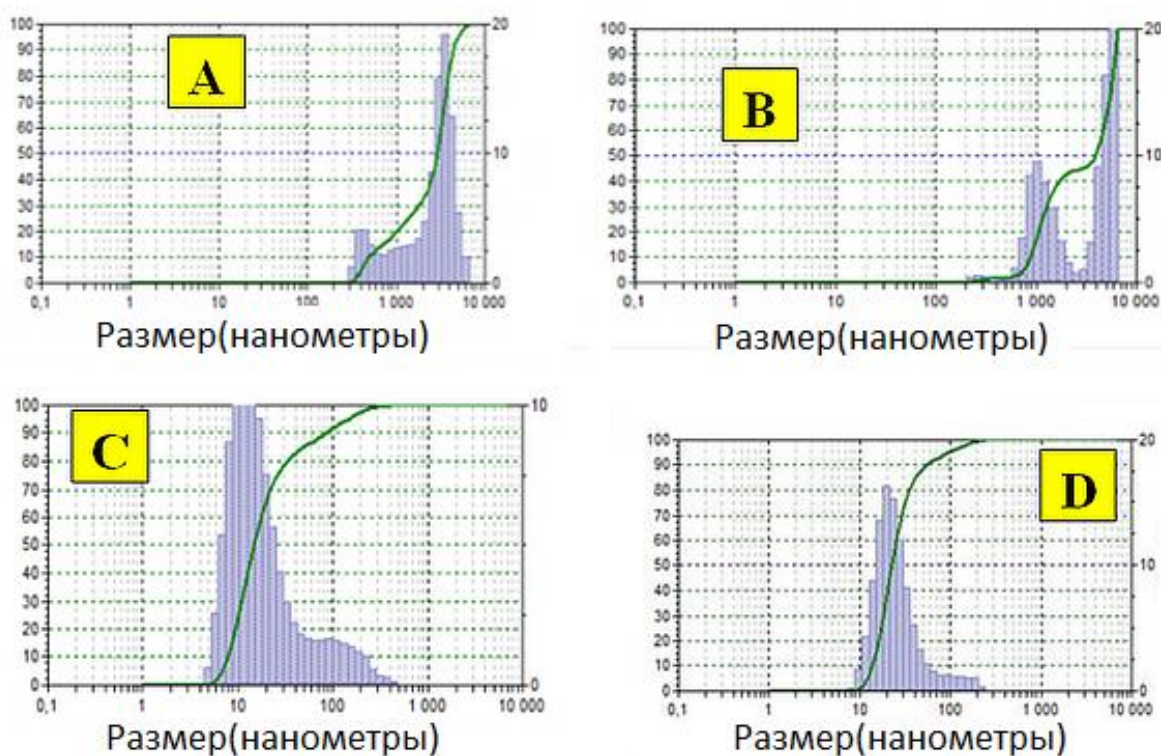


Рисунок 6. Распределения частиц по размерам в 2,5%-ом растворе в керосине образца нефти с плотностью 0,87 г/см<sup>3</sup>:

А – при 25 °С до прогрева; В – 2 часа прогрева при 83 °С;

С – 15 часов прогрева при 83 °С, D – 3 суток прогрева при 83 °С

Насколько значительно влияют размеры частиц высокомолекулярных компонент нефти на ее фазовое состояние на границе с водными



растворами ПАВ продемонстрировано на рисунке 7 на примере разработанной нами композиции из двух ПАВ – IOS 20-24 и НПAB российского производства [7]. Для сопоставляемых на данных рисунках результатов двух опытов состав и методика подготовки водной фазы перед экспериментом была полностью идентична (перед вводом нефтяной фазы растворы прогревались при пластовой температуре 83 °С не менее 30 мин). Различие заключалось лишь в состоянии использованной для опытов нефти. В опыте «А» в прогретую при пластовой температуре 83 °С водную фазу вводилась нефть, хранящаяся при  $T \sim 25$  °С без ее предварительного прогрева с размерами частиц более 1000 нм. В опытах «В» и «С» использовалась нефть с предварительным многочасовым прогревом при 83 °С и размерами частиц ~200 нм (В) и 15-20 нм (С). Затем все пробирки с исследуемыми системами интенсивно встряхивались и помещались на 24 часа в термостат с температурой 83 °С.

Согласно рисунку 7, в опыте «А», в котором в водную фазу вводилась нефть с очень крупными, более 1000 нм, частицами, микроэмульсионная фаза Винзор III отсутствует полностью в широком диапазоне солености воды при сканировании содержания соли NaCl в ней в диапазоне от 1% до 4,5%(масс). В опыте «В» предварительный прогрев нефти, обеспечивший снижение размеров нефти до значений, практически равным размерам везикул, образующихся в водных растворах смесей использованных ПАВ, привел к возникновению промежуточной микроэмульсионной фазы Винзор III, состоящей примерно из 90% контактирующих водной и нефтяной фазы при содержании соли NaCl в водной фазе 3,5% (масс). В опыте «С», в котором предварительный прогрев нефти снизил размеры нефти до 15-20 нм, микроэмульсионная фаза Винзор III, состоящая примерно из 90% контактирующих водной и нефтяной фазы, возникает при более низкой минерализации воды - при содержании соли NaCl в водной фазе 1,6-1,8%, близкой к естественной минерализации пластовых вод.

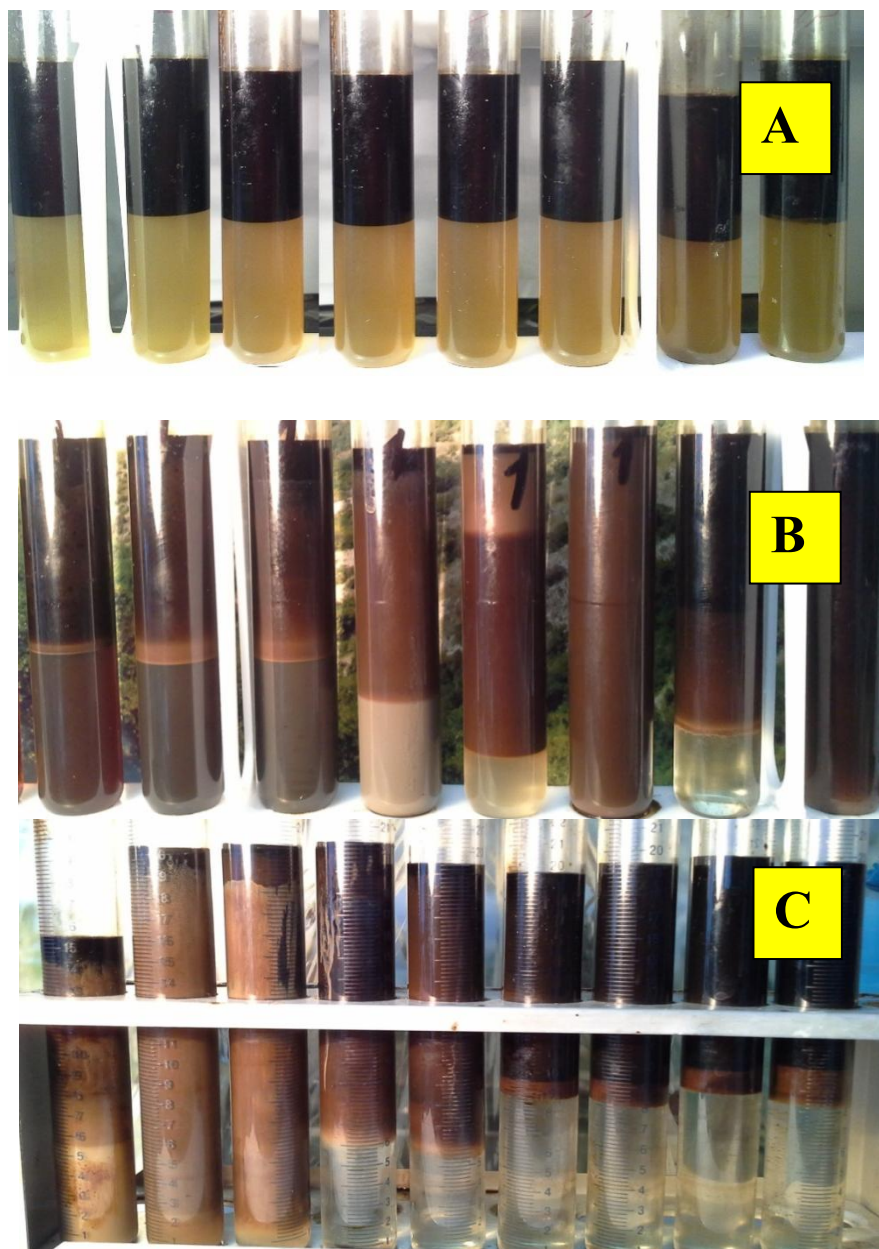


Рисунок 7. Фото фазового состояния системы нефть – водный раствор ПАВ на минерализованной воде (1:1) с различным содержанием соли NaCl % (масс) после выдержки в течение 24 часов при температуре 83 °С. Состав водной фазы: 0,5% (масс) смеси двух ПАВ (IOS 20-24 с НПАВ российского производства); 1% (масс) соды Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>; 1% изобутанола. Концентрация соли NaCl % (масс) в пробирках увеличивается слева направо и равна: для опыта А и В - 1-4,5% с шагом в 0,5%; для опыта С - 1,4-3% с шагом в 0,2%. Размеры частиц нефти, вводимой в водную фазу, в опытах составляли: А - более 1000 нм В – 170-200 нм); С -15-20 нм

Результаты проведенных экспериментов убедительно демонстрируют, что объем и качество образованной МЭ фазы в значительной степени определяются размерами частиц нефти в начальный момент контакта водной и нефтяной фазы, причем резко повышаются при уменьшении

размеров этих частиц. Дальнейший даже многосуточный прогрев системы при высокой пластовой температуре сказывается на состоянии системы в гораздо меньшей степени. Тем самым выявляется необходимость предварительного прогрева нефти до пластовой температуры в течение не менее 2 часов (желательно 10-15 часов), что, как показал наш опыт, не проводится в большинстве лабораторий, занимающихся подобными исследованиями.

NaCl % (масс) в пробирках увеличивается слева направо и равна: для опыта А и В – 1-4,5% с шагом в 0,5%; для опыта С – 1,4-3% с шагом в 0,2%. Размеры частиц нефти, вводимой в водную фазу, в опытах составляли: А – более 1000 нм (рисунок 5А), В – 170-200 нм (рисунок 5В); С – 15-20 нм (рисунок 6С).

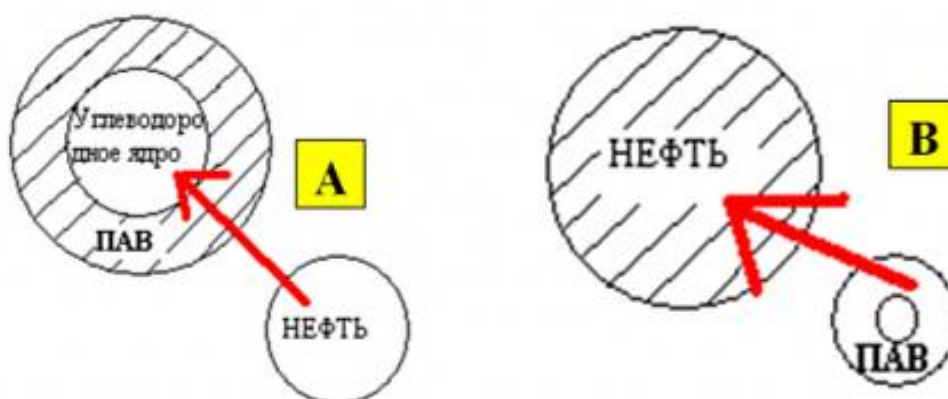


Рисунок 8. Возможные соотношения между размерами мицелл ПАВ и нефти. В случае «А», когда ПАВ находится в виде двухслойной везикулы с размерами большими, чем частицы нефти, возможно образование микроэмульсионной фазы Винзор III. В случае «В», когда размеры частиц нефти превышают размеры мицелл ПАВ образовывается макроэмульсия Винзор II

Суть выявленного эффекта резкой зависимости условий возникновения и объема МЭ фазы Винзор III от размеров частиц нефти схематично показана на рисунке 8. Согласно этой схеме предельно возможные размеры частиц нефти не должны превышать размеры везикул ПАВ, то есть не более 200 нм (более крупные частица ПАВ даже без наличия в них частиц нефти со временем выделяются из раствора). В этом случае

основой стабильной микроэмульсионной фазы Винзор III являются мицеллы ПАВ с (везикулы) с находящимися внутри них частицами нефти. Причем, чем меньше частицы нефти, тем стабильнее система.

Изображенный на рисунке случай В, при котором МЭ фаза Винзор III не образуется, будет наблюдаться в системах, в которых частицы нефти заметно больше мицелл ПАВ. В случае сферических мицелл ПАВ с размерами 1-4 нм, это будет обеспечиваться для большинства тяжелых нефтей, размеры частиц которых составляют более 10 нм (рисунок 6 С, D). Но лишь для таких нефтей и имеет смысл использовать достаточно дорогостоящую ASP-технологию повышения нефтеотдачи пластов. Проведенные эксперименты на фазовое состояние водных растворов со смесями ПАВ, неспособными находится в своих растворах в виде везикул в водной и углеводородной фазе, подтвердили их неспособность образовывать МЭ фазу Винзор III. Внешний вид фазового состояния таких систем полностью идентичен представленному на рисунке 7 результату опыта А.

### **Выводы**

Таким образом установлено, что для ASP-технологии пригодны лишь такие ПАВ, которые находятся в водной и углеводородной фазах в виде мицелл идентичных размеров (это указывает на близость их распределения между двумя фазами), причем размеры мицелл должны соответствовать размерам везикул 100-200 нм.

Размеры частиц нефти при пластовых условиях не должны превышать размеры мицелл используемой смеси ПАВ.

Проведенное исследование производимых в настоящее время более 50 ПАВ российского производства показало отсутствие среди них подобных реагентов. Однако оно указывает на путь создания новых реагентов, пригодных для использования в ASP-технологии повышения нефтеотдачи пластов.



## Список используемых источников

1 Дайк К. Проект компании «Салым Петролеум» по химическим методам повышения нефтеотдачи (проект EOR) – успех может быть достигнут только интеграцией/Дайк Х. [и др.]//Нефтегазовая вертикаль. 2011. № 5. С. 64-66.

2 Проект компании «Салым» SPE 136328.<http://www.ngv.ru/upload/iblock/65e/65e927ff8f602dfe1805c6347285ebe8.pdf>

3 Recent Advances in Surfactant EOR George J. Hirasaki, SPE, Clarence A. Miller, SPE (115386), and Maura Puerto, Rice University, 2011, 50 p.

4 Мицеллярно-полимерное заводнение <http://www.oil-info.ru/lit/Lake2/gl9.pdf>

5 Суздаев И.П. Нанотехнология: физико-химия нанокластеров, наноструктур и наноматериалов. Москва. 2006. 592 с.

6 Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1995. 198 с.

7 Семихина Л.П. Штыков С.В. Карелин Е.А. Оптимизация состава реагента для повышения нефтеотдачи пластов по размерам ассоциатов ПАВ в растворах. Материалы конф. «На стыке наук». Физико-химическая серия 2015. Т. 1. 171 с.

## References

1 Daik K. Proekt kompanii «Salym Petroleum» po himicheskim metodam povysheniya nefteotdachi (proekt EOR) □ uspeh mozhет byt' dostignut tol'ko integraciei/Daik H. [i dr.]//Neftegazovaya vertikal'. 2011. № 5. S. 64-66. [in Russian].

2 Proekt kompanii «Salym» SPE 136328. <http://www.ngv.ru/upload/iblock/65e/65e927ff8f602dfe1805c6347285ebe8.pdf>

3 Recent Advances in Surfactant EOR George J. Hirasaki, SPE, Clarence A. Miller, SPE (115386), and Maura Puerto, Rice University, 2011, 50 p.

4 Micellyarno-polimernoe zavodnenie <http://www.oil-info.ru/lit/Lake2/gl9.pdf>

5 Suzdalev I.P., Nanotehnologiya: fiziko-himiyananoklasteroov, nanostruktur i nanomaterialov. Moskva. 2006. 592 s. [in Russian].

6 Altunina L.K., Kuvshinov V.A. Uvelichenie nefteotdachi plastov kompozitsiyami PAV. Novosibirsk: Nauka. Sibirskaya izdatel'skaya firma RAN, 1995. 198 s. [in Russian].

7 Semihina L.P. Shtykov S.V. Karelin E.A. Optimizatsiya sostava reagenta dlya povysheniya nefteotdachi plastov po razmeram asociatov PAV v rastvorah. Materialy konf. «Na styke nauk». Fiziko-himicheskaya seriya 2015. T. 1. 171 s. [in Russian].

### **Сведения об авторах**

#### **About the authors**

Семихина Л. П., д-р физ.-мат. наук, профессор физико-технического института, ФГБОУ ВПО Тюменский государственный университет, г. Тюмень, Российская Федерация

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

e-mail: semihina@mail.ru

Штыков С. В., аспирант физико-технического института, ФГБОУ ВПО Тюменский государственный университет, г. Тюмень, Российская Федерация

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

e-mail: green.teeth@ramler.ru

Карелин Е. А., аспирант физико-технического института, ФГБОУ ВПО  
Тюменский государственный университет, г. Тюмень, Российская  
Федерация

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

e-mail: karelin1991@bk.ru