

**Характеристики эмульсий и их значение при прогнозе
эффективности нефтеотесняющих композиций
на основе поверхностно-активных веществ**

**Е. А. Тунаева¹, Е. А. Сидоровская^{1*}, Д. С. Адаховский¹, Е. В. Кикирева¹,
Н. Ю. Третьяков¹, И. Н. Кольцов², С. С. Волкова¹, А. А. Громан²**

¹Тюменский государственный университет, г. Тюмень, Россия

²ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ — Технологические партнерства», г. Санкт-Петербург, Россия

*e-mail: e.a.sidorovskaya@utmn.ru

Аннотация. Увеличение нефтеотдачи на месторождениях может реализовываться с помощью химического заводнения при добавке поверхностно-активных веществ (ПАВ) по ПАВ-полимерной (SP) или щелочно-ПАВ-полимерной (ASP) технологии. Проектирование химического заводнения реализуется с учетом пластовых условий и составов пластовых флюидов. ПАВ в составе композиции заводнения позволяет изменять смачиваемость породы, снижать межфазное натяжение, увеличивать капиллярное число, образовывать нефтяную эмульсию, что обеспечивает значительное повышение эффективности вытеснения нефти.

Данная работа посвящена комплексному изучению образующейся эмульсионной фазы как стадии лабораторного подбора поверхностно-активных компонентов для ПАВ-полимерного или щелочно-ПАВ-полимерного состава (раствора вытеснения). В работе изучен эффект влияния уровня минерализации водной фазы и концентрации ПАВ в вытесняющем растворе на характеристики образующейся эмульсии и показано, что по характеристикам эмульсии возможно определить область оптимальной минерализации и интервал концентраций ПАВ, обеспечивающих повышение нефтеотеснения. Полученные данные показывают возможность прогноза области эффективности состава ASP и SP по характеристикам образующейся водонефтяной эмульсии.

Ключевые слова: поверхностно-активное вещество; нефтеотесняющая композиция; эмульсия; лабораторные исследования

**Oil emulsion characteristics as significance in efficiency forecast
of oil-displacing formulations based on surfactants**

**Elena A. Turnaeva¹, Elizaveta A. Sidorovskaya^{1*}, Denis S. Adakhovskij¹,
Ekaterina V. Kikireva¹, Nikolai Yu. Tret'yakov¹, Igor N. Koltsov²,
Svetlana S. Volkova¹, Andrey A. Groman²**

¹University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Gazpromneft — Technological Partnerships LLC, St. Petersburg

*e-mail: e.a.sidorovskaya@utmn.ru

Abstract. Enhanced oil recovery in mature fields can be implemented using chemical flooding with the addition of surfactants using surfactant-polymer (SP) or alkaline-surfactant-polymer (ASP) flooding. Chemical flooding design is imple-

mented taking into account reservoir conditions and composition of reservoir fluids. The surfactant in the oil-displacing formulation allows changing the rock wettability, reducing the interfacial tension, increasing the capillary number, and forming an oil emulsion, which provides a significant increase in the efficiency of oil displacement.

The article is devoted with a comprehensive study of the formed emulsion phase as a stage of laboratory selection of surfactant for SP or ASP composition. In this work, the influence of aqueous phase salinity level and the surfactant concentration in the displacing solution on the characteristics of the resulting emulsion was studied. It was shown that, according to the characteristics of the emulsion, it is possible to determine the area of optimal salinity and the range of surfactant concentrations that provide increased oil displacement. The data received show the possibility of predicting the area of effectiveness of ASP and SP formulations based on the characteristics of the resulting emulsion.

Key words: surfactant; surfactant-polymer flooding; oil-displacing formulation; laboratory studies

Введение

Большая часть современной мировой добычи нефти приходится на месторождения, находящиеся на поздней стадии разработки. Наиболее сложной проблемой, с которой столкнулась нефтяная промышленность в последние годы, является высокая обводненность продукции при добыче нефти [1]. Увеличение нефтеотдачи на таких месторождениях предполагает применение различных третичных методов [2]. Одним из них является заводнение при помощи поверхностно-активных веществ (ПАВ), в том числе ASP- заводнение (щелочно-ПАВ-полимерное заводнение) и SP- заводнение (ПАВ-полимерное) [3].

Применение данных методов позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН) с 35–40 %, что является характерным значением для многих месторождений на поздних стадиях заводнения, до 60–70 % [4, 5].

Нефтеизвлечение или КИН традиционно рассматривают в виде зависимости от коэффициента охвата пласта заводнения ($K_{\text{овб}}$) и коэффициента вытеснения ($K_{\text{выт}}$).

$$\text{КИН} = K_{\text{овб}} \cdot K_{\text{выт}}. \quad (1)$$

Коэффициент охвата можно увеличить, увеличивая вязкость вытесняющего флюида, например, за счет добавления полимера в закачиваемую воду. Добавка ПАВ способствует снижению межфазного натяжения на границе «водный состав вытеснения — нефть», что позволяет увеличить коэффициент вытеснения.

Для описания процесса вытеснения нефти из пористой среды было введено понятие капиллярного числа [6], связанного с вязкостью водной фазы

$$N_{\text{ca}} = \frac{\mu_w \cdot U}{\sigma_{\text{ow}}}, \quad (2)$$

где μ_w — вязкость воды, сП; U — скорость потока, см/с; σ_{ow} — поверхностное/межфазное натяжение, дин/см.

В работе [7] показана взаимосвязь между капиллярным числом и остаточной нефтенасыщенностью. В работе [8] установлено, что для достижения существенного уменьшения остаточной нефтенасыщенности необходимо увеличение капиллярного числа на два-три порядка. Данные значения достигаются при химических методах увеличения нефтеотдачи с использованием ПАВ, ключевым механизмом которого является снижение межфазного натяжения (IFT) между нефтью и вытесняющей жидкостью. Согласно концепции капиллярного числа, минимальный IFT соответствует максимальному капиллярному числу, что позволяет достичь минимальной остаточной нефтенасыщенности в ходе третичных методов добычи нефти.

Снижение IFT может способствовать формированию водонефтяных эмульсий, которые в основном образуются во время заводнения с ПАВ в условиях низкого/сверхнизкого межфазного натяжения при перемешивании, возникающем в результате потока жидкости в порах породы [9–10].

В механизме влияния эмульгирования на улучшение нефтеотдачи выделяют два аспекта:

- формирование эмульсии приводит к вовлечению нефти в водную систему с последующим переносом капель по поровому пространству (реализуется при размере образующихся капель, равном или меньшем, чем размер пор);
- формирование эмульсии (как правило, достаточной вязкости) включает образование капель, которые частично закупоривают поровые каналы, что улучшает эффективность охвата пласта [11].

Формирование устойчивых нефтяных эмульсий на этапе добычи может приводить к проблемам разделения извлекаемых флюидов. С целью предотвращения осложнений при применении химических методов увеличения нефтеотдачи необходимо использовать такие ASP/SP составы, которые формируют подвижную (микро-) эмульсионную фазу в пластовых условиях, но после извлечения на поверхность могут быть разделены с помощью имеющихся на промысле технологий и установок подготовки нефти.

Целью данной работы является комплексное изучение характеристик образующейся эмульсионной фазы как стадии лабораторного подбора эффективного ПАВ-полимерного состава для ASP- и SP- заводнения для условий месторождений Западной Сибири.

Объект и методы исследования

Объектом исследования является ПАВ-полимерная композиция, созданная для улучшения нефте вытеснения на одном из месторождений Сургутского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области (Западная Сибирь).

Водная фаза раствора вытеснения моделировалась при добавке хлорида натрия (натрий хлористый, хч, ГОСТ 4233-77¹), карбоната натрия (натрий углекислый, хч, ГОСТ 83-79²). Для проведения эксперимента были использованы ПАВ класса внутренних олефинсульфонатов натрия (марки

¹ ГОСТ 4233-77. Натрий хлористый. Технические условия [Электронный ресурс]. – Введ 1978-01-01. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200006713>.

² ГОСТ 83-79. Натрий углекислый. Технические условия [Электронный ресурс]. – Введ 1980-01-01. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200017262>.

Enordet_{пром.}, производства Shell Chemicals) и нефть месторождения Среднеобской нефтегазоносной области (Западная Сибирь). В качестве соравствовителя использовался изобутиловый спирт (чда, ГОСТ 6016-77³).

Для определения вязкости эмульсии при заданной температуре использовался ротационный вискозиметр ViscoQC 100, Anton Paar. Определение межфазного натяжения на границе «раствор вытеснения — нефть» проводилось методом вращающейся капли при температуре пласта (тензиометр SITE 100, KRÜSS). Устойчивость эмульсионной системы оценивалась на анализаторе стабильности дисперсных систем MultiScan MS20, DataPhysics.

Экспериментальная часть

Лабораторный подбор эффективного ПАВ-полимерного состава для ASP- и SP-заводнения начинается с выбора полимера и ПАВ для флюидов и условий конкретного месторождения. Для этого проводятся оценка совместимости компонентов ПАВ-полимерного состава в пластовой воде с последующим изучением процесса эмульгирования этой системы с нефтью месторождения, измерение межфазного натяжения, реологических характеристик, термостойкости и химической стойкости компонентов нефтеутесняющего состава. Завершается лабораторный блок подбора фильтрационными исследованиями на модельном и реальном керне [12].

Данная работа посвящена комплексному изучению образующейся эмульсионной фазы как стадии лабораторного подбора, включающего исследования до тестов на керне.

Для описания эмульсии в системе «раствор вытеснения — нефть» используют данные фазового эксперимента, при котором, согласно принятой практике [13], смешиваются объемы водной и нефтяной фаз и выдерживаются в статических условиях при температуре пласта; при этом оцениваются объем эмульсионной фазы, кинетика нефте- и водоотделения, параметр солюбилизации, подвижность эмульсионной фазы с течением времени.

Устойчивость эмульсионной системы оценивалась по изменению объема эмульсионной фазы во времени в рамках фазового эксперимента и по исследованиям стабильности дисперсных систем на анализаторе MultiScan MS20. Принцип работы MultiScan MS20 основан на определении пропускания и обратного рассеяния монохромного излучения ближней инфракрасной области спектра при длине волны 880 нм. Сканирование происходит по всей длине образца пробы при температуре пласта.

Измерение межфазного натяжения на границе «раствор вытеснения — нефть» проводилось методом вращающейся капли при температуре, соответствующей пластовой. Для образования эмульсии типа WIII необходимо, чтобы водный ПАВ-полимерный раствор способствовал снижению межфазного натяжения до низких значений (10^{-2} мН/м) [6, 12–15].

³ ГОСТ 6016-77. Реактивы. Спирт изобутиловый. Технические условия [Электронный ресурс]. – Введ 1979-01-01. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200017511>.

Результаты и их обсуждение

Для оценки эффективности комбинированного состава ПАВ для ASP- и SP-заводнения проводятся, как правило, следующие лабораторные исследования:

- изучение совместимости компонентов между собой и с пластовыми водами;
- изучение водонефтяной системы путем измерения межфазного натяжения и проведения фазового эксперимента (получение и разрушение эмульсии в статических условиях при температуре пласта для закачиваемых составов и при уменьшении концентрации компонентов);
- фильтрационные испытания на насыпных моделях и керновом материале.

При добавке состава ASP или SP в водонефтяную систему молекулы ПАВ, концентрируясь в поверхностном слое, снижают межфазное натяжение и способствуют формированию и стабилизации эмульсии. В процессах химического заводнения эмульгирование нефтеотесняющих жидкостей с остаточной нефтью представляет собой важный вклад в повышение нефтеотдачи [16–19].

Механизм влияния процесса эмульгирования на повышение нефтеотдачи пласта сложен. Поэтому на этапе лабораторных исследований оценивают возможность формирования эмульсии в рамках фазового эксперимента.

Исследование фазового поведения

Общепринято оценивать фазовое поведение с точки зрения классификации Винзора [20–22], согласно которой образующаяся эмульсионная фаза находится в равновесии с избытком масла/нефти, воды (двухфазные системы) или одновременно с этими фазами (трехфазная система).

Специфические структуры эмульсий были тщательно изучены многими исследователями. Существует три основных типа эмульсий: прямые («масло в воде», м/в), обратные («вода в масле», в/м), множественные или биконтинуальные микроэмульсионные системы.

Для систем типа Винзор I (WI, «масло в воде», м/в) характерно наличие нижней эмульсионной фазы с избытком масла/нефти в верхней. Поскольку в этом случае эмульсия имеет большую плотность, чем нефтяная фаза, то она расположена ниже нефтяной фазы. В случае системы типа Винзор II (WII, эмульсия «вода в масле», в/м) верхняя фаза представляет собой эмульсию, а нижняя — избыточную водную.

Трехфазная система со среднефазной микроэмульсией и с избытками масла/нефти (верхняя фаза) и воды (нижняя фаза) является системой типа Винзор III (WIII), и эта среднефазная микроэмульсия имеет биконтинуальную структуру, условно включающую в себя агрегирование двух типов микроэмульсий: «вода в масле» и «масло в воде» [20].

Структура эмульсии зависит от солености (минерализации) и доли водной фазы, концентрации ПАВ, температуры [20]. На рисунке 1 представлены три типа эмульсий с учетом изменения солености [14].



Рис. 1. Три типа эмульсий и влияние солености на фазовое поведение

Фазовое поведение раствора ПАВ в значительной степени зависит от солености (минерализации) раствора, особенно если в составе содержатся ионогенные поверхностно-активные вещества. При низкой солености типичное для химического заводнения поверхностно-активное вещество обладает хорошей растворимостью в воде и формирует при концентрации выше критической концентрации мицеллообразования в водной фазе прямые мицеллы, обеспечивающие солюбилизацию нефти в ядра и стабильную структуру с вовлеченной нефтью в водный раствор ПАВ (W1). Нефтяная фаза при этом почти не содержит ПАВ.

При увеличении солености (минерализации) снижается растворимость ионогенного поверхностно-активного вещества в водном растворе, происходит смена типа эмульсии с в/м на м/в [14, 20]. При условиях перехода W1/WII возникает эмульсионная фаза WIII, которая представляет наибольший интерес для целей повышения нефтеотдачи. Процесс образования и стабильность системы WIII зависят от пластовых условий и состава флюидов: общей минерализации водной фазы [23], концентрации отдельных солей, состава нефти, температуры. Примеры эффектов влияния изменений солености, температуры, состава нефти, структуры поверхностно-активного вещества, сорасторителя и растворенных твердых веществ в водной фазе на фазовое поведение, межфазное натяжение и параметр солюбилизации представлены для исследованных ПАВ в работе [24].

При прогнозе эффективности извлечения нефти в процессе ASP- и SP- заводнений фазовое поведение системы «раствор вытеснения — нефть» является одним из ключевых факторов [25]. Состав, обеспечивающий формирование большего объема WIII, наиболее эффективен для нефтеизвлечения [26].

Исследование в рамках фазового эксперимента проводят в зависимости от общей минерализации (солености), температуры, концентрации и соотношения компонентов ПАВ-полимерного состава, соотношения объемов нефтяной и водной фазы и др.

В рамках данной работы проведено изучение характеристики формирующейся эмульсионной фазы как возможного критерия оценки эффективности состава нефте вытесняющей композиции на основе ПАВ.

Для оценки эффективности водного раствора ПАВ на модельной пластовой воде проведено изучение фазового поведения в системе «раствор вытеснения — нефть» по принятой методике фазового эксперимента [27] в течение 14 суток. На рисунке 2 представлены результаты сканирования фазового поведения системы в зависимости от солености (%) — общей минерализации (TDS, г/л) при фиксированной концентрации ПАВ системы 0,7 % Enordet_{пром.}, 2,0 % сорасторовителя; 2,0 % Na₂CO₃ при пластовой температуре с нефтью месторождения Западной Сибири.

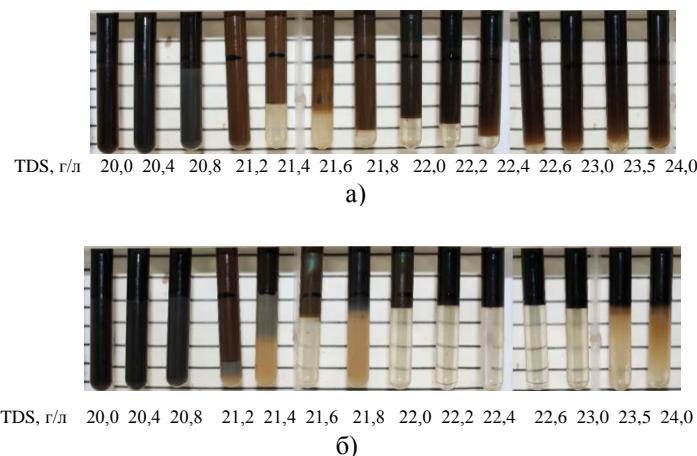


Рис. 2. Фазовое поведение системы через 1 сутки (а) и через 14 суток (б)

Значение концентрации соли (минерализации), при котором в формирование эмульсионной фазы вовлекаются максимальные равные объемы нефтяной и водной фаз, называют оптимумом солености, так как в этих условиях формируется ВИП [20]. Для оптимума солености параметры солюбилизации нефти ($\sigma_o = V_o/V_s$, V_o — объем нефти, растворенный в микроэмульсии, V_s — объем поверхностно-активного вещества в составе микроэмульсии) и водной фазы ($\sigma_w = V_w/V_s$, V_w — объем солюбилизированной воды, V_s — объем поверхностно-активного вещества в составе микроэмульсии) должны быть примерно одинаковыми и превышать значение 10, а межфазное натяжение менее 10^{-3} мН/м [6].

Полученные результаты (рис. 2) в исследованной системе показывают нахождение оптимума солености с наибольшим объемом симметрично расположенной эмульсионной фазы в интервале TDS 21,4–21,6 г/л, при этом параметр солюбилизации воды σ_w имеет значения 71–79, параметры солюбилизации нефти σ_o 143.

Прямые замеры межфазного натяжения

При измерении межфазного натяжения в зависимости от минерализации (солености) водной фазы интервал оптимальной солености определяется

областью минимальных значений IFT. Полученные результаты оптимума солености в рамках фазового эксперимента согласуются с данными измерения межфазного натяжения на границе «раствор вытеснения — нефть» исследуемой системы (рис. 3). В интервале общей минерализации 21,2–21,8 г/л значения межфазного натяжения лежат в диапазоне ультранизких значений 0,003–0,006 мН/м.

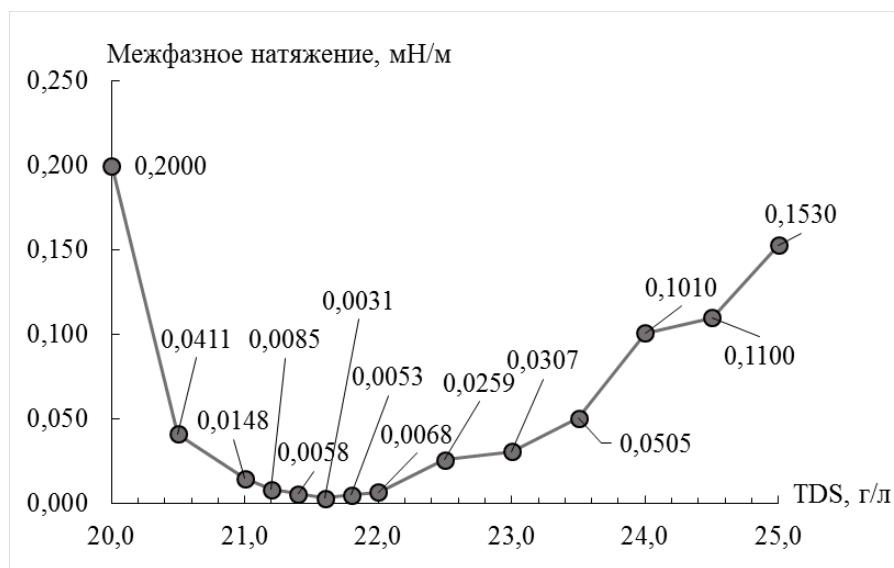


Рис. 3. Зависимость межфазного натяжения от минерализации водной фазы

Фазовое поведение в исследуемой системе «раствор вытеснения — нефть» и сверхнизкие значения межфазного натяжения ($3 \cdot 10^{-3}$ – $6 \cdot 10^{-3}$ мН/м) позволяют прогнозировать максимальную эффективность подобранного ASP состава для вытеснения с использованием пластовых вод с TDS 21,2–21,8 г/л месторождения Западной Сибири.

Связь между межфазным натяжением, эмульгирующей способностью состава и эффективностью вытеснения достаточно сложна и неоднозначна. В большинстве случаев при снижении межфазного натяжения увеличиваются эмульгирующая способность и эффективность вытеснения. Но в работе [28] исследуемые составы в рамках подбора рецептуры показывали при уменьшении IFT снижение эмульгирующей способности и повышение эффективности нефтевытеснения при фильтрационных испытаниях.

Оценка стабильности (микро-)эмulsionii

Для прогноза эффективности вытесняющих составов проводят также оценку стабильности получаемой эмульсии. Для исследуемого в работе состава в рамках фазового эксперимента проведена оценка стабильности эмульсии в течение 14 суток (см. рис. 2), при этом выявлено, что сохранение максимального объема эмульсии без учета типа эмульсии происходит при минерализации до TDS 21,2 г/л. При минерализации 21,4–22,0 г/л отмечается сокращение объема эмульсионной фазы в 3–8 раз, в диапазоне TDS 22,2–24,0 г/л наблюдается полное сокращение объема эмульсионной фазы.

Объем эмульсии ВИИ через сутки статического термостатирования при оптимуме минерализации 21,4–21,6 г/л составлял 75–87 об. % от объема водонефтяной смеси. Через 14 суток он составил 10–25 об. %.

Другой способ оценки устойчивости эмульсии, использованный в данных исследованиях, основан на изучении скорости расслаивания фаз на приборе Multiscan MS20 (рис. 4). После интенсивного встряхивания водонефтяной смеси и получения эмульсии по всему объему ($t_0 = 0$ мин) изучали стабильность полученной эмульсии по динамике отделения водной и нефтяной фазы, используя коэффициенты светопропускания и интенсивности обратного рассеяния.

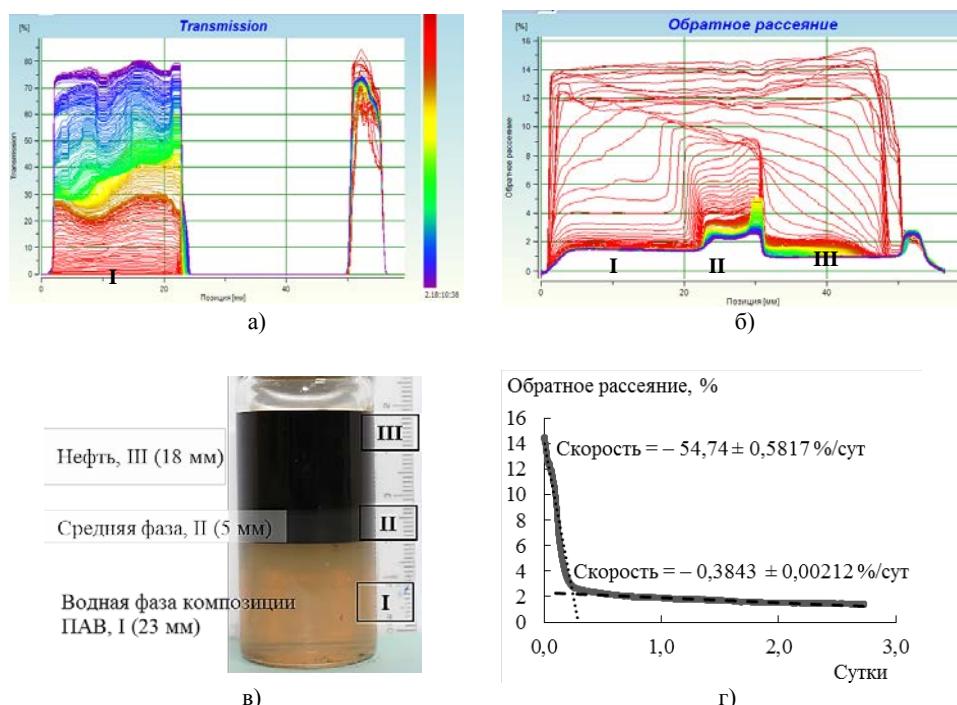


Рис. 4. Зависимость коэффициента пропускания (а) и обратного рассеяния (б) в зависимости от времени и высоты измерения; фото измерительной емкости с водонефтяной системой после 3 970 минут (в); скорость процесса расслаивания для системы (г)

На рисунке 4 показаны графики зависимости коэффициента пропускания (см. рис. 4а) и обратного рассеяния (см. рис. 4б) от положения датчиков прибора по высоте расслаиваемой системы. Время измерения варьируется от $t = 0$ мин, красный цвет (полный объем системы — эмульсионная фаза) до $t = 3 970$ мин, фиолетовый цвет (устойчивое образование трех фаз). Выше 45 мм измерительной емкости находится воздушная фаза, и этот участок емкости не следует считать показательным. На рисунке 4в показана фотография измерительной емкости после отстаивания эмульсии в течение 2,76 суток (3 970 мин). По мере разрушения эмульсии и возникновения трехфазной системы (водная фаза — эмульсионная фаза — нефть) наблюдается рост коэффициента пропускания для области от 0 до 23 мм

измерительной емкости, что согласуется с визуальной оценкой системы (см. рис. 4в), интенсивность обратного рассеивания при этом снижается, что позволяет количественно оценить скорость процесса расслаивания (см. рис. 4г). В начальный период (до 6 часов) скорость расслаивания составляла 54,74 %/сут с последующим замедлением до 0,38 %/сут.

Оценка стабильности эмульсии может оцениваться так же количеством отделившейся водной фазы за единицу времени [29]. Для оценки стабильности эмульсии используют и другие показатели [30]: отношение объема нефти, выделившегося после эмульгирования, к объему воды [31], минимальная скорость вращения, необходимая для полного эмульгирования [32], отношение объема масла, выделившегося после эмульгирования, к общему объему масла [18] и др.

Влияние снижения концентрации ПАВ

При движении в пласте водного состава нефте вытесняющей композиции происходит разбавление пластовой водой, а также протекает адсорбция компонентов на породе, что приводит к снижению концентрации ПАВ-полимерной композиции. С помощью имитации процесса удержания ПАВ в пласте по мере продвижения раствора вытеснения проведены исследования влияния концентрации комбинированного ПАВ в нефте вытесняющей композиции на объем и устойчивость эмульсионной фазы, результаты представлены на рисунке 5а. Как видно из рисунка, уменьшение концентрации ПАВ приводит к снижению объема и стабильности получаемой эмульсионной фазы. При добыче эмульсия, формируемая остаточным ПАВ, должна иметь тенденцию к разрушению, что мы и наблюдаем при концентрациях ниже 0,2 %.

Но снижение концентрации состава вытеснения может приводить к изменению соотношения ПАВ — многовалентные катионы пластовых вод, координация с которыми ионов АПАВ может давать положительный эффект модификации состава и понижение межфазного натяжения вплоть до критического значения концентрации. Таким образом, влияние снижения концентрации ПАВ на эффективность состава может иметь сложную зависимость, которая требует лабораторного подтверждения в каждом конкретном случае с учетом пластовых условий и состава пластовых флюидов.

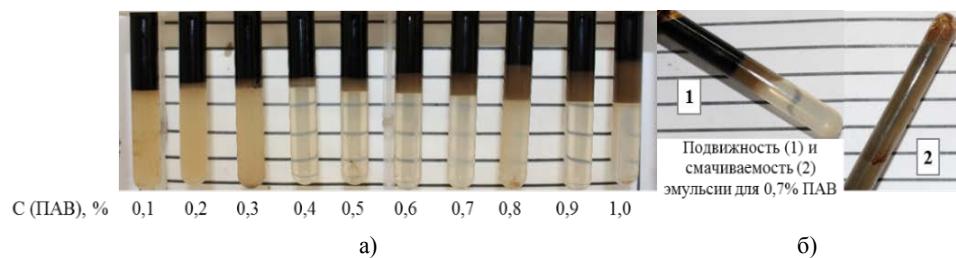


Рис. 5. Фазовое поведение ПАВ в зависимости от концентрации

Полученная эмульсионная фаза может характеризоваться повышенной вязкостью, визуальная оценка которой проводится по наклоненной про-

бирке (рис. 5б) или путем измерения динамической вязкости (рис. 6). Образование высоковязких эмульсионных структур не допускается для эффективных составов для ASP- и SP- заводнения. Хотя в работах [8, 33–37] было обнаружено, что эмульсия, образующаяся в порах коллектора, может эффективно блокировать области с высокими фильтрационно-емкостными свойствами и, таким образом, повышать эффективность охвата пласта.

Учет изменения вязкости эмульсии при заводнении

В данной работе проведено сравнение динамической вязкости полимерного (Р) и ПАВ-полимерного (SP) раствора с вязкостью водонефтяной эмульсии и модельной нефти при температуре пласта (см. рис. 6).

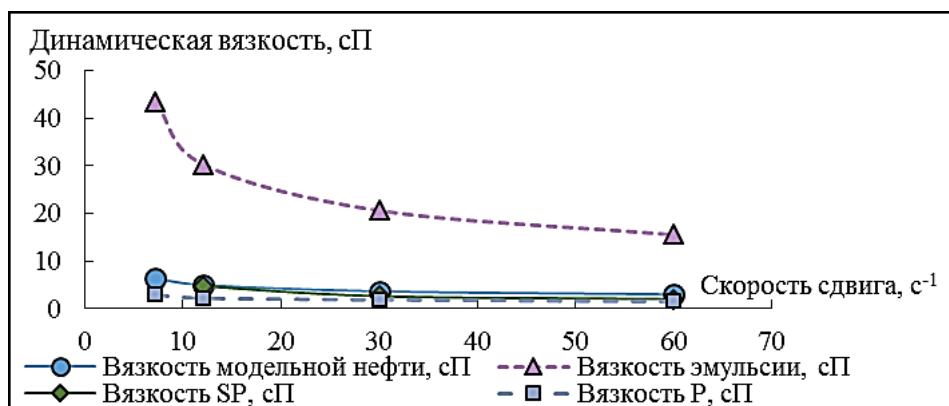


Рис. 6. Результаты измерения динамической вязкости систем при температуре пласта

Как видно из представленного графика, динамическая вязкость эмульсионной фазы значительно превышает вязкость других систем, особенно при малых значениях скорости сдвига ($7,2\text{ c}^{-1}$). Таким образом, состав данной ПАВ-полимерной композиции необходимо корректировать с целью снижения вязкости получаемой водонефтяной эмульсии или рекомендовать для нефтьвытеснения только для пластов с высокой проницаемостью.

Выводы

При использовании ASP/SP технологий для мобилизации остаточной нефти необходимо повысить вязкость вытесняющего флюида, что способствует увеличению охвата пласта вытеснением, и понизить межфазное натяжение на границе нефть/раствор вытеснения, что способствует увеличению коэффициента вытеснения. Изменение этих характеристик связано с образованием эмульсионной фазы при динамическом контакте нефти с вытесняющим раствором ASP или SP состава. Снижение межфазного натяжения (до $1\cdot10^{-2}\text{ мН/м}$ и ниже) при щелочно-ПАВ-полимерном заводнении, способствует формированию (микро-) эмульсионной фазы и позволяет на несколько порядков повысить капиллярное число.

При выборе ПАВ-полимерного состава для целей нефтьвытеснения необходимо учитывать характеристики нефтяной эмульсии, образующейся

в пластовых условиях: тип эмульсии, параметр солюбилизации нефти, стабильность, вязкость.

Стабильность эмульсии в пластовых и поверхностных условиях существенно зависит от концентрации ПАВ, а также от состава нефти, пластовых вод и вытесняющих флюидов.

Полученные в работе зависимости показывают влияние уровня минерализации водной фазы и концентрации ПАВ в вытесняющем растворе на показатели образующейся эмульсии, что позволяет по характеристикам эмульсии определить область оптимальной минерализации и интервал концентраций ПАВ, обеспечивающих повышение нефтеотбора. Полученные данные показывают возможность прогноза области эффективности ASP- и SP-состава по характеристикам образующейся водонефтяной эмульсии.

Благодарность

Работа выполнена с использованием оборудования ЦКП «Рациональное природопользование и физико-химические исследования» Института химии Тюменского государственного университета. Выражаем благодарность Марине Лангер, представителю компании DataPhysics Instruments GmbH, за предоставленную возможность проведения исследований на анализаторе стабильности дисперсных систем MultiScan MS20.

Библиографический список

1. Abdulredha, M. M. Optimization of the demulsification of water in oil emulsion via non-ionic surfactant by the response surface methods / M. M. Abdulredha, S. A. Hussain, L. C. Abdulrah. – DOI 10.1016/j.petrol.2019.106463. – Direct text // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 184. – P. [1–18].
2. Alvarado, V. Enhanced oil recovery : An update review / V. Alvarado, E. Manrique. – DOI 10.3390/en3091529. – Direct text // Energies. – 2010. – Vol. 3, Issue 9. – P. 1529–1575.
3. West Salym ASP Pilot : Surveillance results and operational challenges / Y. Volokitin, M. Shuster, V. Karpan [et al.]. – Text : electronic // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, 16–18 October 2017. – URL: <https://doi.org/10.2118/187838-MS>. – Published: October, 16, 2017.
4. High Concentration Polymer Flooding is Successful / F. Yang, D. Wang, X. Yang [et al.]. – Text : electronic // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia, 18–20 October 2004. – URL: <https://doi.org/10.2118/88454-MS>. – Published: October, 18, 2004.
5. A Pilot Test of High-Concentration Polymer Flooding to Further Enhance Oil Recovery / F. Yang, D. Wang, W. Wu [et al.]. – Text : electronic // SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, 22–26 April 2006. – URL: <https://doi.org/10.2118/99354-MS>. – Published: April, 22, 2006.
6. Sheng, J. J. Modern chemical enhanced oil recovery : theory and practice / J. J. Sheng. – DOI 10.1016/c2009-0-20241-8. – Gulf Professional Publishing, 2011. – 620 p. – Direct text.
7. Fundamentals of Enhanced Oil Recovery / L. W. Lake, R. Johns, B. Rossen, G. Pope. – Society of Petroleum Engineers, 2014. – 496 p. – Direct text.
8. Dehghan, A. A. Evaluation of Chemicals Interaction with Heavy Crude Oil through Water/Oil Emulsion and Interfacial Tension Study / A. A. Dehghan, M. Masihi, S. Ayatollahi. – DOI: 10.1021/ef401361t. – Direct text // Energy & Fuels. – 2013. – Vol. 27, Issue 10. – P. 5852–5860.
9. Massarweh, O. The use of surfactants in enhanced oil recovery : A review of recent advances / O. Massarweh, A. S. Abushaikha. – DOI 10.1016/j.egyr.2020.11.009. – Direct text // Energy Reports. – 2020. – Issue 6. – P. 3150–3178.

10. Advances of spontaneous emulsification and its important applications in enhanced oil recovery process / Z. Li, D. Xu, Y. Yuan [et al.]. – DOI: 10.1016/j.cis.2020.102119. – Direct text // Advances in Colloid and Interface Science. – Vol. 277. – P. [1–17].
11. Bryan, J. Potential for Alkali-Surfactant Flooding in Heavy Oil Reservoirs Through Oil-in-Water Emulsification / J. Bryan, A. Kantzas. – DOI 10.2118/09-02-37. – Direct text // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2009. – Vol. 48, Issue 2. – P. 37–46.
12. Thomas, S. Micellar Flooding and ASP – Chemical Methods for Enhanced Oil Recovery / S. Thomas, S. M. Farouq Ali. – Text : electronic // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2001. – Vol. 40, Issue 2. – URL: <https://doi.org/10.2118/01-02-04>.
13. Screening of Microemulsion Properties for Application in Enhanced Oil Recovery / A. Bera, T. Kumar, K. Ojha, A. Mandal. – DOI 10.1016/j.fuel.2013.12.051. – Direct text // Fuel. – 2014. – Vol. 121. – P. 198–207.
14. Development of Surfactants for Chemical Flooding at Difficult Reservoir Conditions / J. R. Barnes, J. Smit, J. Smit [et al.]. – Text : electronic // SPE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, 20–23 April 2008. – URL: <https://doi.org/10.2118/113313-MS>. – Published: April, 20, 2008.
15. Ghosh, P. Development of Surfactant-Polymer SP Processes for High Temperature and High Salinity Carbonate Reservoirs / P. Ghosh, H. Sharma, K. K. Mohanty. – Text : electronic // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, USA, 24–26 September 2018. – URL: <https://doi.org/10.2118/191733-MS>. – Published: September, 24, 2018.
16. Characterization of Oil – Water Emulsion and Its Use in Enhanced Oil Recovery / A. Mandal, A. Samanta, A. Bera, K. Ojha. – DOI: 10.1021/ie101589x. – Direct text // Industrial & Engineering Chemistry Research. – 2010. – Vol. 49, Issue 24. – P. 12756–12761.
17. Saha, R. Influence of emulsification, interfacial tension, wettability alteration and saponification on residual oil recovery by alkali flooding / R. Saha, R. Uppaluri, P. Tiwari. – DOI 10.1016/j.jiec.2017.10.034. – Direct text // Journal of Industrial and Engineering Chemistry. – 2018. – Vol. 59. – P. 286–296.
18. Zhu, Y. Y. Effects of Emulsification on Oil Recovery and Produced Liquid Handing in Chemical Combination Flooding / Y. Y. Zhu, M. Lei, Y. Zhang. – Text : electronic // SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 11–13 August 2015. – URL: <https://doi.org/10.2118/174569-MS>. – Published: August, 11, 2015.
19. Egbohah, E. O. Spontaneous emulsification aspect of enhanced oil recovery / E. O. Egbohah, R. A. Dawe. – DOI 10.1002/jctb.5040350307. – Direct text // Journal of Chemical Technology and Biotechnology. Chemical Technology. – 1985. – Vol. 35, Issue 3. – P. 132–144.
20. Winsor, P. A. Solvent properties of amphiphile compounds / P. A. Winsor. – London : Butterworth's Scientific Publications, 1954. – Direct text.
21. Phase behavior of branched tail ethoxylated carboxylate surfactant/electrolyte/alkane systems / M. Abe, R. S. Schechter, R. D. Selliah [et al.]. – DOI 10.1080/0193269708943599. – Direct text // Journal of Dispersion Science and Technology. – 1987. – Vol. 8, Issue 2. – P. 157–172.
22. Nakamae, M. The effects of alkyl chain lengths of sodium alkyl sulfates and n-alkanes on microemulsion formation / M. Nakamae, M. Abe, K. Ogino. – DOI 10.1016/0021-9797(90)90015-g. – Direct text // Journal of Colloid and Interface Science. – 1990. – Vol. 135, Issue 2. – P. 449–454.
23. Bera, A. Water Solubilization Capacity, Interfacial Compositions and Thermodynamic Parameters of Anionic and Cationic Microemulsions / A. Bera, K. Ojha, T. Kumar, A. Mandal. – DOI 10.1016/j.colsurfa.2012.04.013. – Direct text // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. – 2012. – Vol. 404. – P. 70–77.
24. Healy, R. N. Multiphase Microemulsion Systems / R. N. Healy, R. L. Reed, D. G. Stenmark. – DOI 10.2118/5565-PA. – Direct text // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1976. – Vol. 16, Issue 3. – P. 147–160.
25. Results of alkaline-surfactant-polymer flooding pilot at West Salym field / Y. Volokitin, M. Shuster, V. Karpan [et al.]. – Text : electronic // SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia 2018, Muscat, Oman, 26–28 March, 2018. – URL: <https://doi.org/10.2118/190382-MS>. – Published: March, 26, 2018.
26. Bera, A. Microemulsions : a novel approach to enhanced oil recovery : a review / A. Bera, A. Mandal. – DOI 10.1007/s13202-014-0139-5. – Direct text // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2014. – Vol. 5, Issue 3. – P. 255–268.

27. Identification and Evaluation of High-Performance EOR Surfactants / D. Levitt, A. Jackson, C. Heinson [et al.]. – DOI 10.2118/100089-PA. – Direct text // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2009. – Vol. 12, Issue 2. – P. 243–253.
28. Effects of Interfacial Tension, Emulsification, and Surfactant Concentration on Oil Recovery in Surfactant Flooding Process for High Temperature and High Salinity Reservoirs / C.-D. Yuan, W.-F. Pu, X.-C. Wang [et al.]. – DOI 10.1021/acs.energyfuels.5b01393. – Direct text // Energy & Fuels. – 2015. – Vol. 29, Issue 10. – P. 6165–6176.
29. Kokal, S. L. Crude Oil Emulsions : A State-Of-The-Art Review / S. L. Kokal. – DOI 10.2118/77497-PA. – Direct text // SPE Production & Facilities. – 2005. – Vol. 20, Issue 1. – P. 5–13.
30. Study on emulsification of Gudao crude oil asphaltene in polymer flooding / M.-R. Li, L.-Y. Lou, Y. Zhuang [et al.]. – Direct text // Special Oil & Gas Reservoirs. – 2007. – Vol. 5. – P. 76–79.
31. Zhang, L. J. Experimental simulation on displacement of oil film in porous media / L. J. Zhang, X. A. Yue, Y. Y. Sun. – Direct text // Petroleum Geology and Recovery Efficiency. – 2015. – Issue 6. – P. 80–84.
32. The effect of emulsification power and interfacial tension on displacement characteristics for displacement systems of heavy crude oil / J. J. Ge, D. F. Wang, G. C. Zhang, H. T. Liu. – Direct text // Acta Petrolei Sinica (Petroleum Processing Section). – 2009. – P. 690–696.
33. Fiori, M. Optimal Emulsion Design For The Recovery Of A Saskatchewan Crude / M. Fiori, S. M. F. Ali. – Text : electronic // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1991. – Vol. 30, Issue 2. – URL: <https://doi.org/10.2118/91-02-10>.
34. McAuliffe, C. D. Crude-Oil-Water Emulsions to Improve Fluid Flow in an Oil Reservoir / C. D. McAuliffe. – DOI 10.2118/4370-PA. – Direct text // Journal of Petroleum Technology. – 1973. – Vol. 25, Issue 6. – P. 721–726.
35. The Generation, Stabilization and Migration Rules of Crude Oil Emulsion During the Process of Amphiphilic Polymer Flooding / Y. Li, Z. Li, H. Wu [et al.]. – Text : electronic // SPE Improved Oil Recovery Conference, 14–18 April 2006. – Tulsa, Oklahoma, USA, 2018. – URL: <https://doi.org/10.2118/190220-MS>. – Published: April, 14, 2018.
36. Emulsification of heavy crude oil in brine and its plugging performance in porous media / L. Yu, M. Dong, B. Ding, Y. Yuan. – DOI 10.1016/J.CES.2017.12.043. – Direct text // Chemical Engineering Science. – 2018. – Vol. 178. – P. 335–347.
37. Kumar, N. Surfactant Stabilized Oil-in-Water Nanoemulsion: Stability, Interfacial Tension, and Rheology Study for Enhanced Oil Recovery Application / N. Kumar, A. Mandal. – DOI 10.1021/acs.energyfuels.8b00043. – Direct text // Energy & Fuels. – 2018. – Vol. 32, Issue 6. – P. 6452–6466.

References

1. Abdulredha, M. M., Hussain, S. A., & Abdullah, L. C. (2020). Optimization of the demulsification of water in oil emulsion via non-ionic surfactant by the response surface methods. Journal of Petroleum Science and Engineering, (184), pp. [1-18]. (In English). DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106463
2. Alvarado, V., & Manrique, E. (2010). Enhanced oil recovery: An update review. Energies, 3(9), pp. 1529-1575. (In English). DOI: 10.3390/en3091529
3. Volokitin, Y., Shuster, M., Karpan, V., Mikhaylenko, E., Koltsov, I., Rakitin, A.,... Podberezhny, M. (2017). West Salym ASP Pilot: Surveillance Results and Operational Challenges. SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, October, 16-18, 2017. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/187838-MS>
4. Yang, F., Wang, D., Yang, X., Sui, X., Chen, Q., & Zhang, L. (2004). High Concentration Polymer Flooding is Successful. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Perth, Australia, October, 18-20, 2004. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/88454-MS>
5. Yang, F., Wang, D., Wu, W., Wu, J., Liu, W., Kan, C., & Chen, Q. (2006). A Pilot Test of High-Concentration Polymer Flooding to Further Enhance Oil Recovery. SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, April, 22-26, 2006. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/99354-MS>

6. Sheng, J. J. (2011). Modern chemical enhanced oil recovery: theory and practice. Gulf Professional Publishing, 620 p. (In English). DOI: 10.1016/c2009-0-20241-8
7. Lake, L. W., Johns, R., Rossen, B., & Pope, G. (2014). Fundamentals of Enhanced Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers, 496 p. (In English).
8. Dehghan, A. A., Masihi, M., & Ayatollahi, S. (2013). Evaluation of Chemicals Interaction with Heavy Crude Oil through Water/Oil Emulsion and Interfacial Tension Study. *Energy & Fuels*, 27(10), pp. 5852-5860. (In English). DOI: 10.1021/ef401361t
9. Massarweh, O., & Abushaikha, A. S. (2020). The use of surfactants in enhanced oil recovery: A review of recent advances. *Energy Reports*, (6), pp. 3150-3178. (In English). DOI: 10.1016/j.egyr.2020.11.009
10. Li, Z., Xu, D., Yuan, Y., Wu, H., Hou, J., Kang, W., & Bai, B. (2020). Advances of spontaneous emulsification and its important applications in enhanced oil recovery process. *Advances in Colloid and Interface Science*, 277, pp. [1-17]. (In English). DOI: 10.1016/j.cis.2020.102119
11. Bryan, J., & Kantz, A. (2009). Potential for Alkali-Surfactant Flooding in Heavy Oil Reservoirs Through Oil-in-Water Emulsification. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 48(2), pp. 37-46. (In English). DOI: 10.2118/09-02-37
12. Thomas, S., & Farouq Ali, S. M. (2001). Micellar Flooding and ASP - Chemical Methods for Enhanced Oil Recovery. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 40(2). (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/01-02-04>
13. Bera, A., Kumar, T., Ojha, K., & Mandal, A. (2014). Screening of Microemulsion Properties for Application in Enhanced Oil Recovery. *Fuel*, 121, pp. 198-207. (In English). DOI: 10.1016/j.fuel.2013.12.051
14. Barnes, J. R., Smit, J., Smit, J., Shpakoff, G., Raney, K. H., & Puerto, M. (2008). Development of Surfactants for Chemical Flooding at Difficult Reservoir Conditions. *SPE Symposium on Improved Oil Recovery*, Tulsa, Oklahoma, USA, April, 20-23, 2008. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/113313-MS>
15. Ghosh, P., Sharma, H., & Mohanty, K. K. (2018). Development of Surfactant-Polymer SP Processes for High Temperature and High Salinity Carbonate Reservoirs. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, Texas, USA, September, 24-26, 2018. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/191733-MS>
16. Mandal, A., Samanta, A., Bera, A., & Ojha, K. (2010). Characterization of Oil - Water Emulsion and Its Use in Enhanced Oil Recovery. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 49(24), pp. 12756-12761. (In English). DOI: 10.1021/ie101589x
17. Saha, R., Uppaluri, R., & Tiwari, P. (2018). Influence of emulsification, interfacial tension, wettability alteration and saponification on residual oil recovery by alkali flooding. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 59, pp. 286-296. (In English). DOI: 10.1016/j.jiec.2017.10.034
18. Zhu, Y. Y., Lei, M., & Zhang, Y. (2015). Effects of Emulsification on Oil Recovery and Produced Liquid Handing in Chemical Combination Flooding. *SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference*, Kuala Lumpur, Malaysia, August 2015. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/174569-MS>
19. Egbogah, E. O., & Dawe, R. A. (1985). Spontaneous emulsification aspect of enhanced oil recovery. *Journal of Chemical Technology and Biotechnology*. *Chemical Technology*, 35(3), pp. 132-144. (In English). DOI: 10.1002/jctb.5040350307
20. Winsor, P. A. (1954). Solvent properties of amphiphile compounds. London, Butterworth's Scientific Publications. (In English).
21. Abe, M., Schechter, R. S., Selliah, R. D., Sheikh, B., & Wade, W. H. (1987). Phase behavior of branched tail ethoxylated carboxylate surfactant/electrolyte/alkane systems. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 8(2), pp. 157-172. (In English). DOI: 10.1080/01932698708943599
22. Nakamae, M., Abe, M., & Ogino, K. (1990). The effects of alkyl chain lengths of sodium alkyl sulfates and n-alkanes on microemulsion formation. *Journal of Colloid and Interface Science*, 135(2), pp. 449-454. (In English). DOI: 10.1016/0021-9797(90)90015-g
23. Bera, A., Ojha, K., Kumar, T., & Mandal, A. (2012). Water Solubilization Capacity, Interfacial Compositions And Thermodynamic Parameters of Anionic And Cationic Microemulsions. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 404, pp. 70-77. (In English). DOI: 10.1016/j.colsurfa.2012.04.013

24. Healy, R. N., Reed, R. L., & Stenmark, D. G. (1976). Multiphase Microemulsion Systems. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 16(3), pp. 147-160. (In English). DOI: 10.2118/5565-PA
25. Volokitin, Y., Shuster, M., Karpan, V., Koltsov, I., Mikhaylenko, E., Bondar, M.,... Brewer, M. (2018). Results of Alkaline-Surfactant-Polymer Flooding Pilot at West Salyim Field. SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. Muscat, Oman, March, 26-28, 2018. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/190382-MS>
26. Bera, A., & Mandal, A. (2014). Microemulsions: a novel approach to enhanced oil recovery: a review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 5(3), pp. 255-268. (In English). DOI: 10.1007/s13202-014-0139-5
27. Levitt, D., Jackson, A., Heinson, C., Britton, L. N., Malik, T., Dwarakanath, V., & Pope, G. A. (2009). Identification and Evaluation of High-Performance EOR Surfactants. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 12(2), pp. 243-253. (In English). DOI: 10.2118/100089-PA
28. Yuan, C.-D., Pu, W.-F., Wang, X.-C., Sun, L., Zhang, Y.-C., & Cheng, S. (2015). Effects of Interfacial Tension, Emulsification, and Surfactant Concentration on Oil Recovery in Surfactant Flooding Process for High Temperature and High Salinity Reservoirs. *Energy & Fuels*, 29(10), pp. 6165-6176. (In English). DOI: 10.1021/acs.energyfuels.5b01393
29. Kokal, S. L. (2005). Crude Oil Emulsions: A State-Of-The-Art Review. *SPE Production & Facilities*, 20(1), pp. 5-13. (In English). DOI: 10.2118/77497-PA
30. Li, M.-R., Lou, L.-Y., Zhuang, Y., Chu, Y.-L., & Jin, M.-J. (2007). Study on emulsification of Gudao crude oil asphaltene in polymer flooding. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 5, pp. 76-79. (In English)
31. Zhang, L. J., Yue, X. A., & Sun, Y. Y. (2015). Experimental simulation on displacement of oil film in porous media. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, (6), pp. 80-84. (In English).
32. Ge, J. J., Wang, D. F., Zhang, G. C., & Liu, H. T. (2009). The effect of emulsification power and interfacial tension on displacement characteristics for displacement systems of heavy crude oil. *Acta Petrolei Sinica (Petroleum Processing Section)*, pp. 690-696. (In English).
33. Fiori, M., & Ali, S. M. F. (1991). Optimal Emulsion Design For The Recovery Of A Saskatchewan Crude. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 30(2). (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/91-02-10>
34. McAuliffe, C. D. (1973). Crude-Oil-Water Emulsions to Improve Fluid Flow in an Oil Reservoir. *Journal of Petroleum Technology*, (25(06)), pp. 721-726. (In English). DOI: 10.2118/4370-PA.
35. Lu, Y., Li, Z., Wu, H., Jiang, J., Jiang, J., Hou, J.,..., Bai, B. (2018). The Generation, Stabilization and Migration Rules of Crude Oil Emulsion During the Process of Amphiphilic Polymer Flooding. *SPE Improved Oil Recovery Conference*. Tulsa, Oklahoma, USA, April, 14-18, 2018. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/190220-MS>
36. Yu, L., Dong, M., Ding, B., & Yuan, Y. (2018). Emulsification of heavy crude oil in brine and its plugging performance in porous media. *Chemical Engineering Science*, 178, pp. 335-347. (In English). DOI: 10.1016/J.CES.2017.12.043
37. Kumar, N., & Mandal, A. (2018). Surfactant Stabilized Oil-in-Water Nanoemulsion: Stability, Interfacial Tension, and Rheology Study for Enhanced Oil Recovery Application. *Energy & Fuels*, 32(6), pp. 6452-6466. (In English). DOI: 10.1021/acs.energyfuels.8b00043

Сведения об авторах

Турнаева Елена Анатольевна, к. х. н., заведующий сектором хроматографии и спектроскопии ЦКП «Рациональное природопользование и физико-химические исследования», Тюменский государственный университет, г. Тюмень

Сидоровская Елизавета Андреевна, инженер ЦКП «Рациональное природопользование и физико-химические исследования», Тюменский государственный университет, г. Тюмень, e-mail: e.a.sidorovskaya@utmn.ru

Information about the authors

Elena A. Turnaeva, Candidate of Chemistry, Head of the Chromatography and Spectroscopy Sector, Research Resource Center "Natural Resource Management and Physico-Chemical Research", University of Tyumen

Elizaveta A. Sidorovskaya, Engineer, Research Resource Center "Natural Resource Management and Physico-Chemical Research", University of Tyumen, e-mail: e.a.sidorovskaya@utmn.ru

Адаховский Денис Сергеевич, аспирант кафедры органической и экологической химии, Тюменский государственный университет, г. Тюмень

Кикирева Екатерина Валерьевна, инженер ЦКП «Рациональное природопользование и физико-химические исследования», Тюменский государственный университет, г. Тюмень

Третьяков Николай Юрьевич, к. х. н., директор ЦКП «Рациональное природопользование и физико-химические исследования», профессор кафедры органической и экологической химии, Тюменский государственный университет, г. Тюмень

Кольцов Игорь Николаевич, эксперт технологического офиса МУН, ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ — Технологические Партнерства», г. Санкт-Петербург

Волкова Светлана Станиславовна, к. х. н., заместитель директора ЦКП «Рациональное природопользование и физико-химические исследования», профессор кафедры органической и экологической химии, Тюменский государственный университет, г. Тюмень

Громан Андрей Андреевич, руководитель технологического офиса МУН, ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ — Технологические Партнерства», г. Санкт-Петербург

Denis S. Adakhovskij, Postgraduate at the Department of Organic and Ecological Chemistry, University of Tyumen

Ekaterina V. Kikireva, Engineer, Research Resource Center "Natural Resource Management and Physico-Chemical Research", University of Tyumen

Nikolai Yu. Tret'yakov, Candidate of Chemistry, Director of Research Resource Center "Natural Resource Management and Physico-Chemical Research", Professor at the Department of Organic and Ecological Chemistry, University of Tyumen

Igor N. Koltsov, Expert of EOR Technology Office, Gazpromneft — Technological Partnerships LLC, St. Petersburg

Svetlana S. Volkova, Candidate of Chemistry, Deputy Director of Research Resource Center "Natural Resource Management and Physico-Chemical Research", Professor at the Department of Organic and Ecological Chemistry, University of Tyumen

Andrey A. Groman, Head of EOR Technology Office, Gazpromneft — Technological Partnerships LLC, St. Petersburg