

УДК 661.185-3

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЕЙСТВИЯ ИМПОРТНЫХ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ НА СТАБИЛИЗАЦИЮ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ В МИНЕРАЛИЗОВАННОЙ ПЛАСТОВОЙ ВОДЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

EFFICIENCY OF ACTION OF FOREIGN SURFACTANCES ON STABILIZATION OF WATER OIL EMULSION IN THE MINERALIZED RESERVOIR WATER OF FIELDS OF WESTERN SIBERIA

Мукминова И.Р., Ващенко А.В., Прочухан К.Ю., Прочухан Ю.А.

**ФГБОУ ВПО «Башкирский государственный университет»,
г. Уфа, Российская Федерация**

**I.R. Mukminova, A.V. Vaschenko, K.Yu. Prochukhan, Yu.A. Prochukhan
FSBEI HPE “Bashkir State University”, Ufa, the Russian Federation**

e-mail: prochukhanky@list.ru

Аннотация. В работе рассматриваются процессы стабилизации и дестабилизации образующихся водонефтяных эмульсий, проведено исследование процесса разделения устойчивых водонефтяных эмульсий с применением поверхностно-активных веществ (ПАВ) в зависимости от концентрации и природы вводимого в водный раствор вещества. В качестве объектов исследования были выбраны широко применяемые в разных отраслях промышленности, в том числе, в нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей, анионные поверхностно-активные вещества, такие как α -олефинсульфонат натрия (AOS 35), лаурилсаркозинат натрия (LS 30), лауретсульфат натрия (Tainolin AES 70 2 NC). Водные растворы изучаемых веществ были приготовлены на модели пластовой воды «Западная Сибирь» с содержанием солей 20 грамм на литр раствора. В

ходе проведения лабораторных исследований были определены нефтеемкость водных растворов анионных ПАВ в диапазоне изученных концентраций вводимого реагента от 0,2 до 1,0 % мас. Тестирование проводилось при добавлении в водный раствор сурфактанта нефти в количестве от 1 до 10 мл. В процессе работы определялся характер и стабильность образующейся эмульсии. Изучена кинетика разрушения образованных эмульсий. По результатам данных, полученных в ходе выполнения экспериментов показано влияние природы вещества на характер и стабильность образующейся эмульсии и выявлено, что некоторые составы обладают свойствами эмульгаторов (лауретсульфат натрия) во всем диапазоне изученных концентраций (0,2-1,0 % масс.), в то время, как натриевые соли α -олефинсульфоната (0,2-1,0 % мас.) и лаурилсаркозината (0,2-0,5 % мас.) проявляют деэмульгирующие свойства для системы нефть-раствор ПАВ.

Abstract. This paper examines the processes of stabilization and destabilization of water-oil emulsions formed and a study of the process of separation of stable oil-water emulsions with the use of surfactants, depending on the concentration and nature of the introduced into the aqueous solution of the substance. In the objects of study were selected widely used in various industries, including oil and petrochemical, anionic surfactants, such as sodium α -olefinsulfonate (AOS 35), sodium laurylsarcosine (LS-30), sodium Laurethsulfate (Tainolin AES 70 2 NC). Aqueous solutions of the studied substances were prepared on the model of formation water "Western Siberia" with a salt content of 20 grams per liter of solution. During laboratory studies identified the oil capacity of aqueous solutions of anionic surfactants in the range of studied concentrations of reagent from 0.2 to 1.0 wt%. Testing was conducted by adding oil in an amount of from 1 to 10 ml into aqueous solution of surfactant. In the process, determined the nature and stability of the resulting emulsion. The kinetics of the destruction of the formed emulsions. According to the results of the data obtained during the execution of the experiments shows

the influence of the nature of the substance on the character and stability of the resulting emulsion and found that some compositions have the properties of emulsifiers (sodium Laurethsulfate) in the entire studied range of concentrations (0.2 to 1.0% wt.), at the time, as the sodium salt of α -olefinsulfonate (0.2 to 1.0% wt.) and laurylsarcosine (0.2-0.5% wt.) show emulsion-breaking properties for the system of oil-surfactant solution.

Ключевые слова: водонефтяная эмульсия (ВНЭ), поверхностно-активное вещество (ПАВ), модель пластовой воды, деэмульгатор, нефтедобыча, нефтеемкость, стабилизация.

Key words: water oil emulsion (WOE), surface-active substance (SAS), model of reservoir water, emulsion breaker, oil production, oil capacity, stabilization.

Вводная часть

История разработки большей части нефтяных месторождений характеризуется явлениями постепенного проникновения и просачивания воды в нефтеносные горизонты, в результате чего, безотносительно к способам эксплуатации, извлекаемый из скважин флюид представляет собой смесь воды и нефти. Вода может попадать в скважину также из водоносных пластов, расположенных в непосредственной близости от нефтяных горизонтов, вследствие неполной изоляции воды в скважине, разьедания или течи обсадных труб или при вскрытии нижележащих водоносных пластов. Часто бывает, что вода встречается в самой нефтеносной породе или отделена от нее такой тонкой прослойкой, которая не может служить прочной преградой для просачивания воды. В рабочих условиях процесса добычи всякое механическое воздействие на смесь нефти и воды вызывает диспергирование одной жидкости в другую и образование эмульсии [1].

Эксплуатация нефтяных месторождений в условиях прогрессирующего роста обводненности добываемой продукции, вовлечения в разработку трудно извлекаемых запасов обуславливает необходимость применения современных методов борьбы с осложнениями в добыче нефти, в частности, совершенствования методов разделения добываемых, водонефтяных эмульсий. Большое количество нефтедобывающих скважин России характеризуется высокой степенью обводненности продукции. Средняя обводненность продукции добывающих скважин на таких месторождениях порой превышает 90% при довольно низких коэффициентах нефтеотдачи. Поэтому востребован метод сброса, попутно добываемой воды, после разделений водонефтяной эмульсии, что существенно снижает энергозатраты на транспорт воды и коррозию металлического оборудования [2].

Обводнение продуктивных пластов нефтяных месторождений вносит значительные осложнения в технологии добычи, сбора и подготовки нефти. Эти осложнения связаны с образованием водонефтяных эмульсий (ВНЭ), характеризующихся высокими значениями вязкости и устойчивости к разрушению.

Водонефтяные эмульсии (ВНЭ) представляют собой системы, лишенные устойчивого равновесия. Это объясняется тем, что в процессе диспергирования резко увеличивается межфазная поверхность и в системе накапливается избыточная свободная энергия. По законам термодинамики такого рода системы в своем постоянном стремлении к достижению этого равновесия никогда не находятся в состоянии покоя. Поэтому стабильность их с течением времени увеличивается и одновременно увеличивается их сопротивление дегидратации. Водонефтяные эмульсии являются весьма стойкими системами, и, как правило, под действием одной только силы тяжести не расслаиваются, для их разрушения требуются определенные условия, способствующие столкновению и слиянию диспергированных капелек воды в более крупные, и выделению

последних из нефтяной среды. Чем благоприятнее условия для передвижения капелек, тем легче разрушаются эмульсии [3].

Водонефтяные эмульсии способны стареть, т.е. устойчивость большинства нефтяных эмульсий типа «вода в нефти» со временем возрастает. В процессе старения эмульсии на глобулах воды увеличивается слой эмульгатора и, соответственно, повышается его механическая прочность. При столкновении таких глобул не происходит их коалесценции из-за наличия прочной гидрофобной пленки. Для слияния глобул воды необходимо эту пленку разрушить и заменить ее гидрофильным слоем поверхностно-активных веществ (ПАВ). Старение эмульсий интенсивно протекает только в начальный период после их образования, а затем заметно замедляется. В связи с этим, процесс обезвоживания должен быть максимально приближен к месту добычи. Особенности старения обратной эмульсии зависят от состава и свойств нефти, пластовой воды, условий образования эмульсии (температура, интенсивность перемешивания фаз). Известно, что пластовая минерализованная вода образует с нефтью более устойчивые и быстро стареющие эмульсии, чем пресная вода.

При добыче и переработке нефть неоднократно смешивается с водой, образуя эмульсии, в частности, при выходе с большой скоростью из скважины вместе с сопутствующей ей пластовой водой, на насосном оборудовании при подъеме, в процессе обессоливания и т.д.

Для удаления оставшихся солей применяют процесс обессоливания, т.е. промывают нефть пресной водой, создавая искусственную эмульсию с последующим отделением воды с растворенными в ней солями. Эмульсии нефти с пресной водой при обессоливании иногда бывают более устойчивы, чем с пластовой водой. Это объясняется тем, что пресная вода имеет меньшую плотность, чем пластовая, поэтому она отстаивается значительно медленнее при прочих равных условиях.

В результате эффективного разрушения образующихся в производственных процессах нефтяных эмульсий улучшаются свойства нефти и нефтепродуктов, и увеличивается срок службы нефтеперерабатывающих установок [4].

При рассмотрении методов интенсификации технологии разрушения нефтяных эмульсий реагентами-деэмульгаторами, выдвинута идея о создании дефекта в структуре защитной оболочки в присутствии реагента-деэмульгатора, что должно способствовать ускорению выхода молекул деэмульгатора на поверхность раздела фаз эмульсии, создавая необходимые условия для последующего ее расслоения [5].

Для того чтобы произошел процесс коалесценции ВНЭ необходимо разрушить структурно-механический барьер на поверхности капель со стороны дисперсионной среды (в данном случае нефти). Разрушить такой барьер, препятствующий уменьшению толщины пленки при сближении капель и тем самым сдерживающий процесс их коалесценции, можно только с введением в систему более активных (чем коллоидные стабилизаторы) поверхностно-активных веществ, именуемых реагентами-деэмульгаторами [6].

При всех достоинствах освоенного промышленностью метода заводнения нефтяных залежей как метода наиболее полного извлечения нефти он, тем не менее, уже не обеспечивает необходимую конечную степень извлечения нефти из пластов, особенно в условиях неоднородных пористых сред и повышенной вязкости нефти, когда достигается относительно низкий охват пластов заводнением. После окончания разработки нефтяных месторождений в недрах остается от 40 до 80% запасов нефти. Остаточная нефть в основном находится в таком состоянии, что доизвлечение ее обычными методами разработки затруднительно или невозможно [7].

Как известно, различают остаточную нефть двух типов. Первый тип представляет собой не вовлеченную в процесс фильтрации нефть,

сосредоточенную в застойных и не дренируемых зонах и пропластках, не охваченных воздействием вытесняющих агентов. Причинами возникновения так называемых «целиков» нефти являются в первую очередь проницаемостная неоднородность пласта и низкий охват пласта заводнением и сеткой скважин. Промысловыми исследованиями установлено, что при различии проницаемостей двух пропластков, разделенных глинистой перемычкой в 5 раз и более, вода практически не поступает в низкопроницаемые пропластки, в результате чего, нефть остается не вовлеченной в разработку. Очевидно, что остаточная нефть этого типа по составу практически ничем не отличается от вытесняемой, поскольку она не взаимодействует с закачиваемыми флюидами.

Другой тип остаточной нефти представляет собой нефть, оставшуюся в частично промытых объемах пласта. Согласно характеру изменения фазовых проницаемостей, при высоких значениях водонасыщенности (большой степени выработки коллектора) нефть становится практически неподвижной. Для этого типа нефти большую роль играют взаимодействия в системе порода - нефть и закачиваемые флюиды, в частности, характер смачиваемости поверхности породы. Состав этого типа остаточной нефти отличается от состава нефти в начале разработки. Попытаться решить проблему доизвлечения остаточной нефти можно несколькими способами, в частности с использованием в качестве вытесняющих агентов – водные растворы сурфактантов.

В настоящее время ПАВ широко применяются в промышленных производствах и технологических процессах, поскольку позволяют существенно интенсифицировать, упростить и сделать экономически выгодными и экологически безопасными многие процессы нефтедобычи и нефтепереработки.

Как при нефтедобыче, так и при транспортировке и переработке нефти практически невозможно избежать аварий и прочих непредвиденных ситуаций, которые оборачиваются загрязнением гидросферы. В этой связи

необходимо применять биоразлагаемые ПАВ. Среди ПАВ выделяются вещества, которые быстро разрушаются в окружающей среде, и соединения, которые не разрушаются и накапливаются в организмах в недопустимых концентрациях [8].

Известны различные теории, объясняющие механизм действия деэмульгаторов. В настоящее время теория, предложенная академиком П. А. Ребиндером и его школой, признана основополагающей. Согласно этой теории, деэмульгатор, при введении его в нефтяную эмульсию, вначале пептизирует прочные гелеобразные слои, образованные природными стабилизаторами, далее происходит их вытеснение с границы раздела нефть-вода. Молекулы деэмульгатора, адсорбируясь на коллоидных или грубодисперсных частицах природных стабилизаторов нефтяных эмульсий, изменяют их смачиваемость. Это способствует переходу данных частиц в одну из фаз нефтяной эмульсии. На их месте образуются адсорбционные слои из молекул деэмульгатора, которые практически не обладают структурно-механическими свойствами. За счет высокой поверхностной активности деэмульгатора адсорбция происходит интенсивно, в результате чего между каплями воды возникают силы взаимного притяжения, способствующие их флокуляции и коалесценции [9]. Исходя из сказанного, можно выделить три основных стадии процесса деэмульсации: разрушение стабилизирующего слоя, коалесценция капель воды и разделение на нефть и воду.

Стабилизация эмульсий является динамическим процессом, который определяется закономерностями конкурирующей адсорбции на каплях эмульсий различных эмульгаторов.

В связи с этим, целью данной работы является определение активности различных реагентов-деэмульгаторов при разрушении эмульсий и оценки эффективности реагентов-деэмульгаторов на нефтеемкость и на стабилизацию водонефтяной эмульсии.

Экспериментальная часть

В данной работе приняты следующие сокращения:

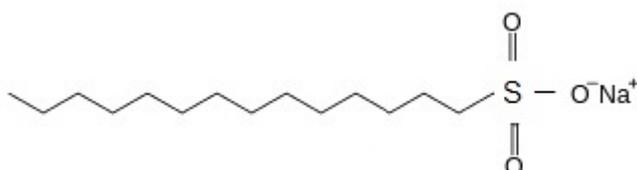
$V_{д.н.}$ – объем добавленной нефти (мл);

$M_{н.п.}$ – процентное содержание нефтяной плёнки (%);

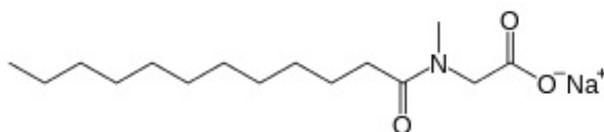
$M_{внэ}$ – процентное содержание водонефтяной эмульсии (%).

Объектами исследования являются анионные поверхностно-активные вещества зарубежного производства, обладающие низкой токсичностью, биоразлагаемостью, хорошими растворяющими свойствами и высокой моющей способностью:

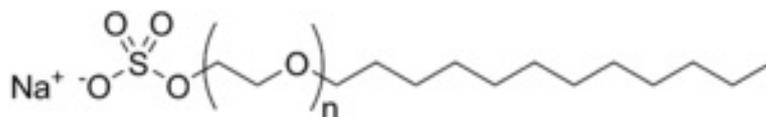
1) α -олефинсульфонат натрия (AOS 35):



2) лаурилсаркозинат натрия (LS 30):



3) лауретсульфат натрия (Tainolin AES 70 2 NC):



Для оценки нефтеемкости реагентов была приготовлена серия растворов концентрации ПАВ 0,2%; 0,5%; 1,0% мас. на модели пластовой воды (МПВ) «Западная Сибирь». Далее в каждый раствор добавляли нефть в объеме 10 мл на 100 мл раствора. При встряхивании растворов образуются стабильные и нестабильные эмульсии [10].

Нефтеемкость – это способность водного раствора ПАВ удерживать нефть в объеме.

Для оценки формирования стабильных водонефтяных эмульсий растворов ПАВ в диапазоне различных концентраций образцы отстаивались в течение 10 минут [11].

Устойчивость эмульсий – это способность в течение определенного времени не разрушаться и не разделяться на две образующиеся фазы – нефть и воду.

Обсуждение результатов

Влияние концентрации водных растворов ПАВ на нефтеемкость представлены на рисунках 1-5.

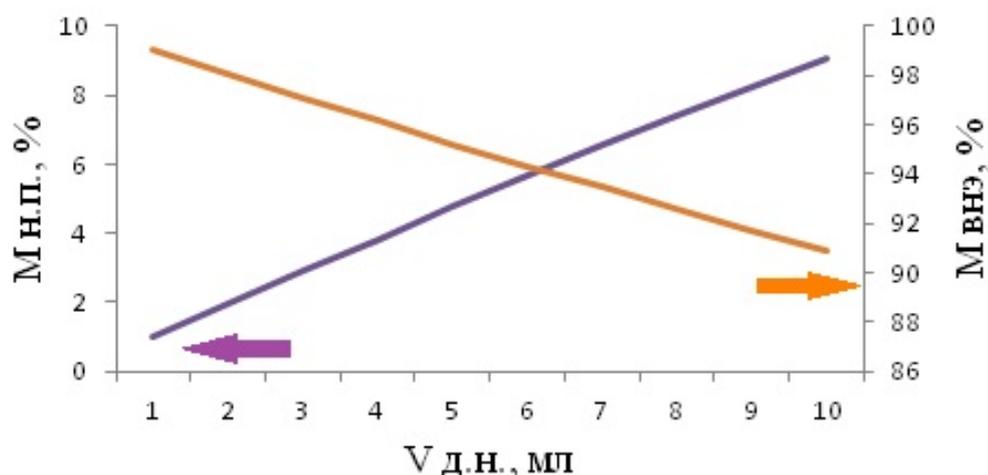


Рисунок 1. α -олефинсульфонат натрия водный раствор 0,2-1,0% мас.

Из рисунка 1 видно, что при добавлении нефти к водным растворам α -олефинсульфоната наблюдается увеличение процентного содержания нефтяной пленки и уменьшение процентного содержания водонефтяной эмульсии. Т.е. формируется нестабильная эмульсия, которая в скором времени разрушается.

Аналогичное изменение нефтяной пленки и водонефтяной эмульсии наблюдается в диапазоне концентраций 0,2-1,0% мас. лаурилсаркозината натрия.

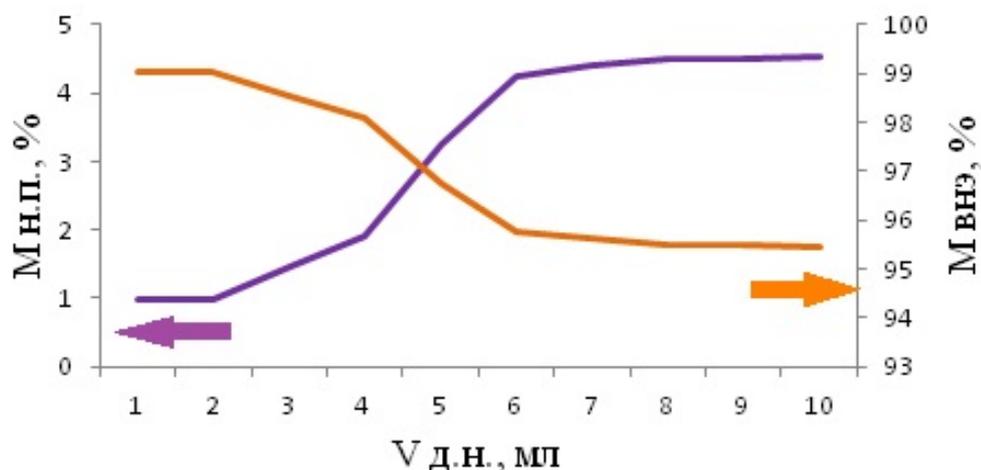


Рисунок 2. Лаурилсаркозинат натрия водный раствор 0,2% мас.

Но в растворе 0,2% мас. лаурилсаркозината натрия при V д.н. = 6 мл появляются стабильные участки эмульсии, что может способствовать формированию стойкой эмульсии.

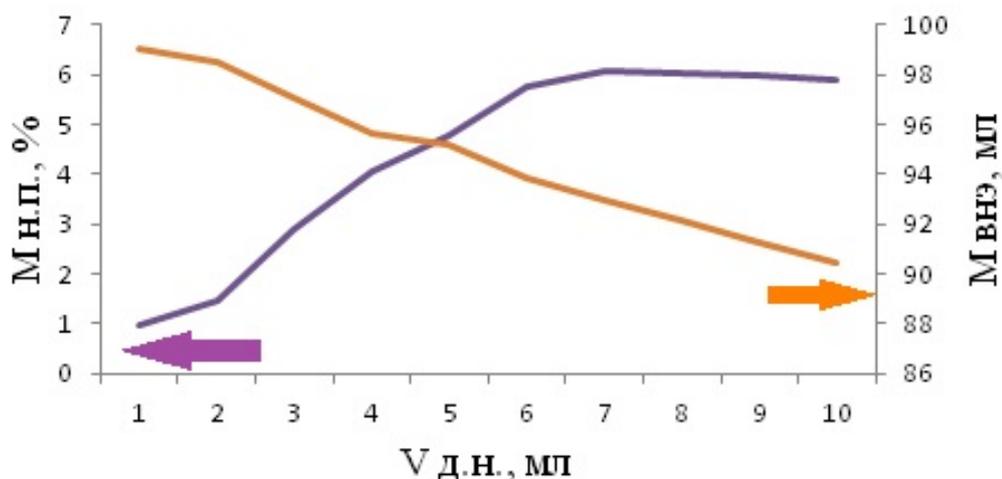


Рисунок 3. Лаурилсаркозинат натрия водный раствор 0,5% мас.

В данной зависимости видно, что действие реагента-деэмульгатора способствует разрушению водонефтяной эмульсии, но при значении V д.н.= 7 мл наблюдается стабильный фрагмент нефтяной пленки.

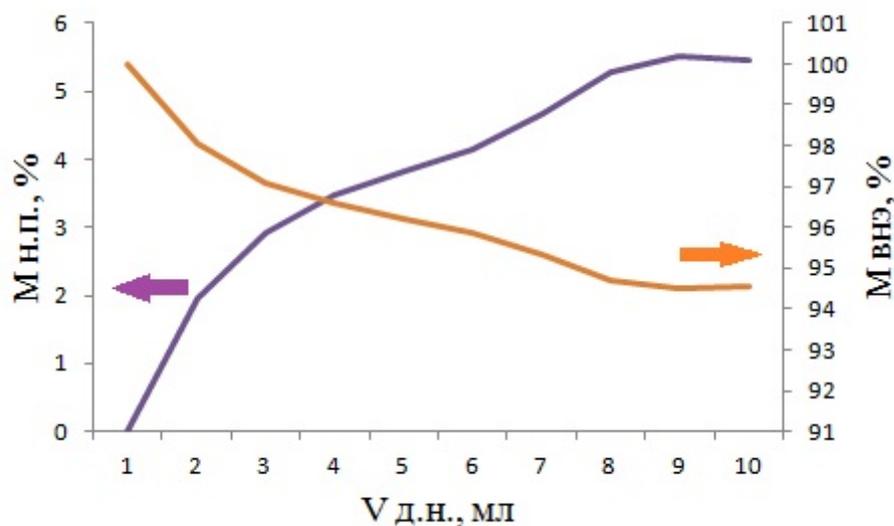


Рисунок 4. Лаурилсаркозинат натрия водный раствор 1,0% мас.

Лаурилсаркозинат натрия концентрации 1,0% мас. обладает хорошей нефтеемкостью, но при некоторых значениях добавленной нефти ВНЭ стабилизируется.

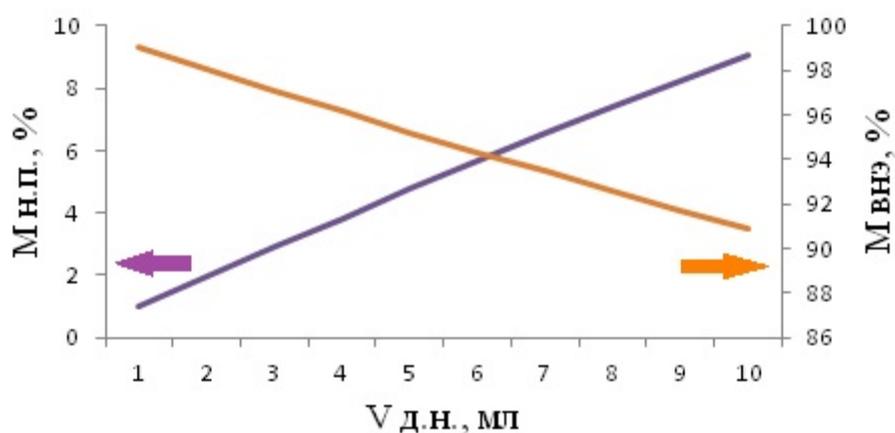


Рисунок 5. Лауретсульфат натрия водный раствор 0,2-1,0% мас.

Эффективность действия лауретсульфата натрия на формирование ВНЭ аналогична α -олефинсульфонату натрия. В диапазоне концентраций 0,2-1,0% мас. водных растворов лауретсульфата натрия наблюдается увеличение процентного содержания нефтяной пленки и соответственное уменьшение процентного содержания водонефтяной эмульсии.

Увеличение концентрации данного ПАВ нецелесообразно, т.к. в изученном диапазоне концентраций не происходит каких либо изменений.

Влияние концентрации растворов ПАВ на стабильность водонефтяных эмульсий представлены на рисунках 6-9.

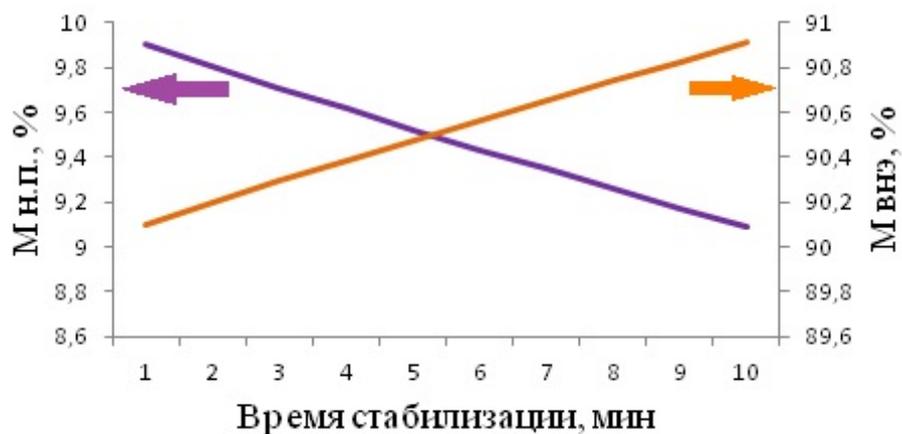


Рисунок 6. α-олефинсульфонат натрия водный раствор 0,2-1,0% мас.

Введение водного раствора α-олефинсульфоната в диапазоне концентраций 0,2-1,0% мас. способствует формированию нестабильной водонефтяной эмульсии.

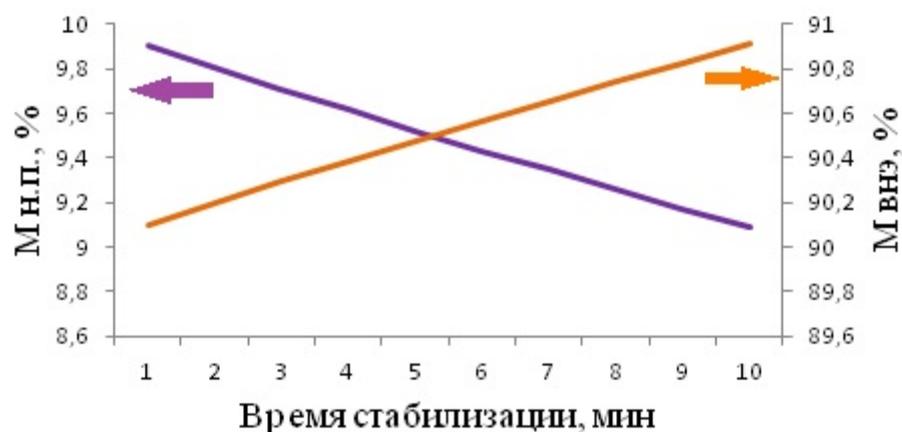


Рисунок 7. Лаурилсаркозинат натрия водный раствор 0,2%; 0,5% мас.

Рабочий раствор лаурилсаркозината натрия концентрации 0,2%; 0,5% мас. формирует нестабильную водонефтяную эмульсию в течение 10 минут.

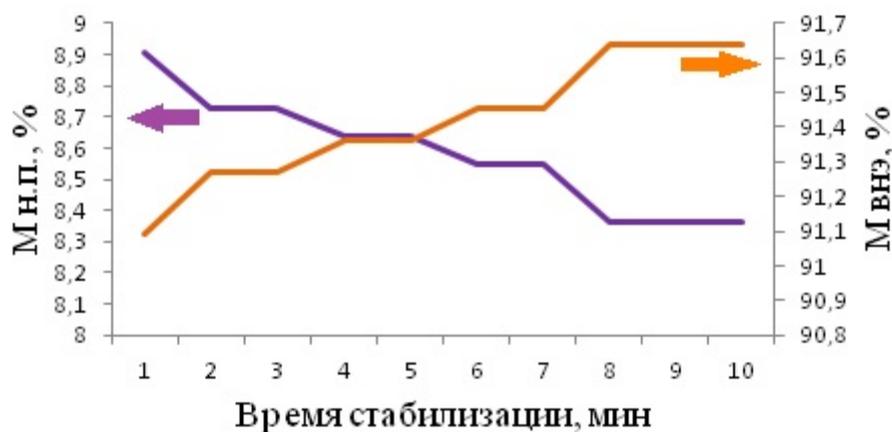


Рисунок 8. Лаурилсаркозинат натрия водный раствор 1,0% мас.

Водный раствор лаурилсаркозината натрия концентрации 1,0% мас. формирует стабильные участки водонефтяной эмульсии.

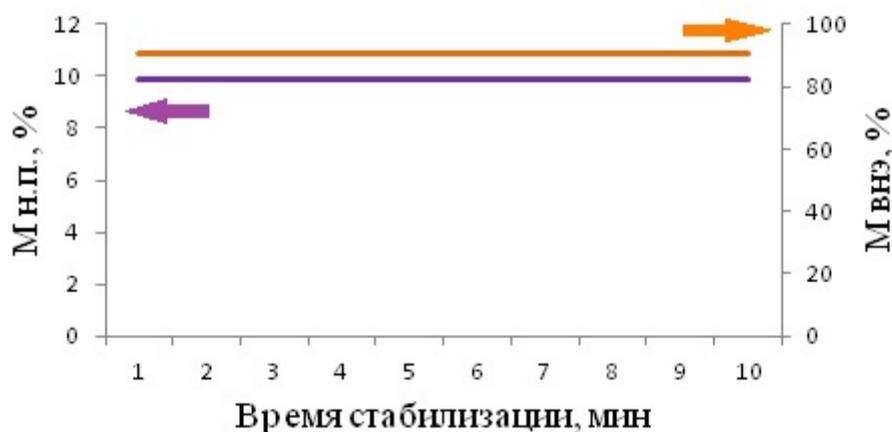


Рисунок 9. Лауретсульфат натрия водный раствор 0,2-1,0% мас.

Водные растворы лауретсульфата натрия концентрации 0,2-1,0% мас. создают стабильную водонефтяную эмульсию.

Выводы

Показано, что данные ПАВ на начальном этапе обладают хорошей нефтеемкостью, однако в дальнейшем для ряда реагентов происходит разрушение эмульсии и увеличение нефтяной пленки при одновременном уменьшении слоя водонефтяной эмульсии.

При изучении стабилизации эмульсии в данных ПАВ выявлено, что происходит расслоение нефтяной пленки и водонефтяной эмульсии, начиная с первой минуты. Тем не менее, лауретсульфат натрия в диапазоне изученных концентраций водного раствора от 0,2 до 1,0 % масс формирует стабильные эмульсии, старение и разрушение которых пролонгировано во времени. Реагенты α -олефинсульфонат натрия концентрацией водных растворов 0,2-1,0% мас. и водный раствор лаурилсаркозината натрия концентрациями 0,2%; 0,5% мас. формируют нестабильные эмульсии, склонные к быстрому разрушению. Это свидетельствует о том, что у анионных ПАВ натриевых солей α -олефинсульфоната и лаурилсаркозината сильно выражены свойства деэмульгаторов.

Таким образом, изучение динамики разрушения нефтяных эмульсий позволяет получить количественную характеристику эмульсий и оценить эффективность действия деэмульгатора.

Список используемых источников

- 1 Ши Г.Б. Нефтяные эмульсии и методы борьбы с ними. М.:1964. 315 с.
- 2 Ван-дер-Миние Обработка нефтяных эмульсий. Тр. 1-го Мирового нефтяного конгресса, Лондон, т. I. 1933. С. 516-524.
- 3 Монсон Л.Т. Химическое разрушение нефтяных эмульсий. 2-й Мировой нефтяной конгресс. Париж, июнь 14-19. 1937. 38 с.
- 4 Левченко Д.Н. Эмульсии нефти с водой и методы их разрушения. М., Издательство «Химия». 1967. С. 200.
- 5 Позднышев Г.Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий. М.: Недра. 1982. С. 221.
- 6 Смирнов Ю.С., Мелошенко Н.П. Современное состояние и перспективы развития деэмульгаторов для подготовки нефти за рубежом//Нефтепромысловое дело: обзорная информация. 1987. вып.17. С. 40.

7 Прочухан К.Ю. Современные методы увеличения нефтеотдачи. Практический опыт применения отечественной технологии Щелочь-ПАВ-Полимер (ASP) на нефтяных месторождениях Западной Сибири. «Нефть. Газ. Новации». Самара, № 10. 2014. С. 50-54.

8 Разработка экологически безопасного комплексного реагента на основе природного сырья с целью интенсификации процессов нефтедобычи/ Усманова Л. Р. [и др.] //Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. М: ВНИИОЭНГ, 2014. Т.10. С. 42-45.

9 Гани Х.Ф. Физико-химические факторы образования и разрушения водонефтяных эмульсий: дис... канд. техн. наук. М., 1976. С. 319.

10 Влияние водных растворов анионного поверхностно-активного вещества на нефтеемкость и стабилизацию эмульсии/ Прочухан К.Ю. [и др.]: сборник науч. тр. SWORLD// Перспективные инновации в науке, образовании, производстве и транспорте - 2014. Одесса: КУПРИЕНКО С.В., 2014. Т. 30. № 4. С.73-77.

11 Влияние водных растворов анионного поверхностно-активного вещества ряда вторалкансульфонатов в смеси с гелем на основе полиакриламида на солубилизацию нефти и стабильность эмульсии/ Прочухан К.Ю. [и др.] //Журнал прикладной химии. СПб. 2014. Т. 87. Вып. 12. С. 1859-1862.

References

1 Shi G.B. Neftyanye emul'sii i metody bor'by s nimi. М.: 1964. S. 315. [in Russian].

2 Van-der-Minie. Obrabotka neftyanyh emul'sii. Trudy 1-go mirovogo neftyanogo kongressa, London, t.I. 1933. S. 516-524. [in Russian].

3 Monson L.T. Himicheskoe razrushenie neftyanyh emul'sii 2-y Mirovoy neftyanoy kongress. Paris, iyun' 14-19. 1937. S. 38. [in Russian].

4 Levchenko D.N. Emul'sii nefiti s vodoy i metody ih razrusheniya. М., Izdatel'stvo «Himiya». 1967. S. 200. [in Russian].

5 Pozdnyshev G.N. Stabilizaciya i razrushenie neftyanyh emul'sii. - M.: Nedra. 1982. S. 221. [in Russian].

6 Smirnov Yu.S., Meloshenko N.P. Sovremennoe sostoyanie i perspektivy razvitiya deemul'gatorov dlya podgotovki nefi za rubejom//Neftepromyslovoe delo: – obzornaya informaciya. 1987. vyp.17. S. 40. [in Russian].

7 Prochukhan K.Y. Sovremennye metody uvelicheniya nefteotdachi. Prakticheskii opyt primeneniya otechestvennoy tehnologii Cheloch'-PAV-Polimer (CPP) na neftyanyh mestorojdeniyah Zapadnoy Sibiri. «Neft'. Gaz. Novacii». Samara, № 10, 2014. S. 50-54. [in Russian].

8 Usmanova L. R., Kuz'micheva E. O., Prochukhan K.Y., Prochukhan Y.A. Razrabotka ekologicheski bezopasnogo kompleksnogo reagenta na osnove prirodno go syr'ya s cel'yu intensivatsii processov neftedobychi.//Zashita okrujayushey sredy v neftegazovom komplekse. M: VNIIOENG, 2014, T.10. S. 42-45. [in Russian].

9 Gani H.F. Fiziko-himicheskie faktory obrazovaniya i razrushenie neftyanyh emul'sii: Diss. kand. tehn. nauk. M., 1976. S. 319. [in Russian].

10 Prochukhan K.Y. i dr. Vliyanie vodnyh rastvorov anionnogo poverhnostno-aktivnogo veshstva na nefteemkost' i stabilizaciyu emul'sii. SBORNIK NAUCHNYH TRUDOV SWORLD. «Perspektivnye innovacii v nauke, obrazovanii, proizvodstve i transporte 2014» Tom 30. №4 Odessa: KUPRIENKO S.V., 2014. S.73-77. [in Russian].

11 Vliyanie vodnyh rastvorov anionnogo poverhnostno-aktivnogo veshstva ryada vtoralkansul'fatov v smesi s gelem na osnove poliakrilamida na solyubilizaciya nefi i stabil'nost' emul'sii/ Prochukhan K.Y. i dr. Jurnal prikladnoy himii. SPb. 2014. T. 87. Vyp. 12. S. 1859-1862. [in Russian].

Сведения об авторах

About the authors

Мукминова И.Р., студент группы 5 «Е», кафедра «Высокомолекулярные соединения и общая химическая технология», ФГБОУ ВПО БашГУ, г. Уфа, Российская Федерация

I.R. Mukminova, Student of 5 “E” Group of the Chair “High Molecular Compounds and General Chemical Technology” FSBEI HPE BSU, Ufa, the Russian Federation

Вашенко А.В., магистрант кафедры «Высокомолекулярные соединения и общая химическая технология», ФГБОУ ВПО БашГУ, г. Уфа, Российская Федерация

A.V. Vaschenko, Master Student of the Chair “High Molecular Compounds and General Chemical Technology” FSBEI HPE BSU, Ufa, the Russian Federation

Прочухан К.Ю., канд. хим. наук, кафедра «Высокомолекулярные соединения и общая химическая технология», ФГБОУ ВПО БашГУ, г. Уфа, Российская Федерация

K.Yu. Prochukhan, Candidate of Chemical Sciences, the Chair “High Molecular Compounds and General Chemical Technology” FSBEI HPE BSU, Ufa, the Russian Federation

e-mail: prochukhanky@list.ru

Прочухан Ю.А., д-р хим. наук, профессор кафедры «Высокомолекулярные соединения и общая химическая технология», ФГБОУ ВПО БашГУ, г. Уфа, Российская Федерация

Yu.A. Prochukhan, Doctor of Chemical Sciences, Professor of the Chair “High Molecular Compounds and General Chemical Technology” FSBEI HPE BSU, Ufa, the Russian Federation