

НЕФТЕГАЗОВАЯ ИНЖЕНЕРИЯ

УДК 66.066.3
МРНТИ 61.51.13

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ НА СТАБИЛЬНОСТЬ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ

С.А. НУРЛЫБАЙ, О.В. БУЗОВА

Актюбинский региональный государственный университет им. К. Жубанова

Аннотация: В данной статье рассмотрено влияние различных факторов и выявлены некоторые зависимости при разделении водонефтяной эмульсии типа «вода в нефти». Было выяснено, что с повышением температуры и хлористых солей эффективность разрушения водонефтяной эмульсии увеличивается, также влияние оказывает pH-среда, значение которой ближе к нейтральной. Высокая обводненность сырой нефти оказывает благоприятное воздействие на дестабилизацию и отделение эмульгированной воды, а наличие асфальтенов значительно затрудняет сепарацию сырой нефти. Растворитель, входящий в состав деэмульгатора, также играет большую роль в дестабилизации эмульсии и подбирается индивидуально.

Ключевые слова: водонефтяная эмульсия, хлористые соли, pH-среда, обводненность, сырая нефть, эмульгированная вода, асфальтены, сепарация, растворитель, деэмульгатор

STUDY OF INFLUENCE OF VARIOUS FACTORS ON THE STABILITY OF WATER-OIL EMULSIONS

Abstract: This article discusses the influence of various factors and reveals some dependencies in the separation of water-oil emulsions. It has been found that the efficiency of water-in-oil emulsion separation increases with the increasing of temperature and chloric salts content. Near to neutral pH medium has an impact on the separation of emulsions. High water cut of crude oil has a beneficial effect on destabilizing and separation of emulsified water, whereas the presence of asphaltene makes the crude oil separation difficult significantly. The solvent included in the demulsifier plays a large role in emulsion destabilization and it is selected individually.

Keywords: water-oil emulsion, chloric salts, pH medium, water cut, crude oil, emulsified water, asphaltenes, separation, solvent, demulsifier

МҰНАЙ-СУ ЭМУЛЬСИЯСЫНЫҢ ТҰРАҚТЫЛЫҒЫНА ӘСЕР ЕТЕТІН ӘРТҮРЛІ ФАКТОРЛАРДЫ ЗЕРТТЕУ

Аңдатпа: Бұл мақалада мұнай-су эмульсиясының бөлінуіне әсер ететін факторлар зерттелді және кейбір тәуелділіктер анықталды. Температура мен хлорид тұздарының жоғарылауымен мұнай-су эмульсиясының бұзылу тиімділігі арта түсетіні айқындалды және де оған бейтарапқа жақын pH орта әсер етеді. Жоғары мөлшердегі сулы иік мұнай тұрақсыздандыруға және эмульсияланған судың бөлінуіне жағымды әсер етеді, бірақ асфальтендердің болуы иік мұнайды сепараттауды айтарлықтай қиындатады. Деэмульгатордың еріткіші эмульсияны тұрақсыздандыруда да үлкен рөл атқарады және жеке таңдалады.

Түйінді сөздер: мұнай-су эмульсиясы, хлорид тұздары, pH орта, мұнай сулығы, иік мұнай, эмульсияланған су, асфальтендер, бөлу, сепараттау, еріткіш, деэмульгатор

ВВЕДЕНИЕ

Эмульсии типа «вода в нефти» формируются во время добычи сырой нефти. Вода широко распределена в сырой нефти в виде очень мелких капель, и их содержание зависит как от свойств воды, так и свойств нефти. При обычных условиях вода легко отделяется от нефти, поскольку они являются несмешивающимися жидкостями. Однако водонефтяные эмульсии формируются из-за турбулентности при добыче сырой нефти в трубопроводах и стабилизируются присутствием природных эмульгаторов в нефти.

Природные эмульгаторы концентрируются в высококипящих фракциях сырой нефти. Они содержат в своем составе асфальтены, смолы, органические кислоты и основания, парафины и твердую часть углеводородов, которые являются основными составляющими межфазной пленки, окружающие водные капли и обеспечивают стабильность водонефтяной эмульсии [1, 2].

Ниже рассмотрены различные факторы, влияющие на стабильность водонефтяной эмульсии.

1. Влияние асфальтенов

Согласно заключениям (Гуал и Фирозабади) [3] дипольный момент, влияющий на стабильность эмульсии, резко увеличивается от насыщенных и ароматических углеводородов (0-1 D) к смолам (2,4-3,2 D), от смол к асфальтенам (3,3-6,9 D). Полярности с высоким дипольным моментом (больше 2 D) влияют на молекулярные взаимодействия в нефтепродукте и в итоге формируют мицеллы.

Считается, что асфальтены существуют в нефти как коллоидные суспензии и стабилизируются смолами, которые адсорбированы на их поверхности. В этом случае, смолы реагируют как пептизирующие агенты для асфальтенов и вместе формируют мицеллы. Эти мицеллы или коллоиды содержат большинство полярных материалов, которые находятся в сырой нефти и имеют поверхностно-активные свойства (межфазный активный материал) [1]. Согласно исследованиям

(Гафонова) [4] смолы и парафины индивидуально не могут формировать эмульсии, только асфальтены.

Соотношение асфальтенов: смолы в сырой нефти влияет на вид образовавшейся пленки (твердая, либо подвижная) и связано со стабильностью эмульсии [1]. Эти эмульгаторы формируют межфазные пленки вокруг диспергированной воды и создают барьер, который замедляет или препятствует коалесценции капелек воды. Смещение асфальтеной оболочки с применением деэмульгаторов на поверхности эмульсии типа «вода в нефти» является важным фактором в дестабилизации этой пленки. Асфальтены играют большую роль в повышении стабильности эмульсии путем формирования стабильных механических связей и, тем самым, уменьшая гидродинамическую силу между капельками воды и асфальтенами [5].

2. Влияние содержания воды

Стабильность водонефтяной эмульсии зависит не только от наличия в их составе асфальтенов, смол и парафинов, но также и от объема содержащейся воды в нефти [5]. Капли воды и их распределение по размеру в водонефтяной эмульсии играют большую роль в определении стабильности эмульсии также как и физические свойства данной эмульсии [6]. Доказано, что при низком содержании воды, капельки воды имеют очень мало шансов на столкновение и их коалесценцию. Увеличение содержания воды может значительно снизить стабильность эмульсии [5]. В этом случае увеличение эффективности коалесценции ведется за счет снижения расстояния между каплями воды в эмульсии. Расстояние между каплями воды может быть значительно снижено за счет увеличения объема водной фазы в эмульсии, увеличивая вероятность столкновения между этими каплями [2]. Большие капли воды имеют меньшее поверхностное натяжение, поэтому все, что способствует увеличению размеров этих капель, способствует процессу отделения воды от нефти [7].

3. Влияние температуры

Регулирование температуры, pH водной фазы, а также содержания хлористых солей играет большую роль в дестабилизации водонефтяной эмульсии.

Термическая обработка хорошо влияет на разрушение эмульсии, поскольку, во-первых, нефть становится менее вязкой при нагревании и таким образом, капли воды становятся более подвижны в ней. Во-вторых, эмульсии менее стабильны при высоких температурах. Если они достигают значения температур фазовой инверсии, то эмульсии «вода в нефти» становятся эмульсиями типа «нефть в воде» [7].

Исследования [1, 2] показали, что повышение температуры до 70-80°C влечет за собой увеличение отделения воды. Это может быть объяснено тем фактом, что при увеличении температуры уменьшается кинематическая вязкость, термическая или кинетическая энергия каждой молекулы увеличивается, и наконец, молекулы становятся более подвижны. Все это ведет к увеличению эффективности деэмульгирования [2,8].

В своих исследованиях (Гадживанд и Вазири) [1] заключили, что высокие температуры оказывают дестабилизирующий эффект, вызванный увеличением Броуновского движения и массопередаче вокруг связи, которая связана с тем, что межфазная вязкость внутренней фазы уменьшается с ростом температуры. В результате происходит увеличение движущей силы между двумя каплями воды в эмульсии, происходит их коалесценция, и две фазы несмешивающихся жидкостей отделяются за счет разности плотностей и полярности.

4. Влияние pH воды

Некоторые природные эмульгаторы, такие как асфальтены, смолы или органические кислоты содержат ионизируемые группы, и значение pH водной фазы влияет на их ионизацию в межфазных пленках, меняя физические свойства и растворимость некоторых полярных органических соединений в водной фазе [2].

В более кислой или щелочной среде водонефтяные эмульсии остаются стабильными, в то время как она может снижаться при значении pH, близком к нейтральному. Оптимальное значение pH среды варьируется от 5 до 9. При низком или высоком значении pH асфальтеновые функциональные группы становятся заряженными, что приводит к увеличению поверхностной активности [1]. Согласно исследованиям [1, 2] максимальное отделение воды наблюдается при pH водной фазы 5,5 и 7,0 соответственно.

5. Влияние хлористых солей

Повышенное содержание хлористых солей благоприятно сказывается на процессе дестабилизации водонефтяной эмульсии, так как присутствие неорганических катионов в системе дает обратный эффект на их стабильность [1]. Известно, что удельный вес водной фазы увеличивается с повышением концентрации солей. Также хлористые соли влияют на кинематическую и динамическую вязкость. Динамическая вязкость уменьшается с увеличением содержания хлористых солей, так как последние разрушают водородные связи воды [8]. В результате уменьшается поверхностное натяжение всей системы.

Исследования показали [2], что при высоком содержании хлористых солей и высоком pH практически не наблюдается отделение эмульгированной воды. В связи с этим хлористые соли не могут снижать стабильность эмульсии. Наиболее эффективные показатели сепарации воды даются при повышенном содержании хлористых солей и значении pH, равном 5,5-7,0 [1, 2].

Доказано, [9] что межфазное поверхностное натяжение увеличивается с ростом концентрации NaCl до 1000 ppm, однако дальнейшее увеличение концентрации приводит к обратной реакции (увеличивается межфазное поверхностное натяжение). При этом значительного снижения межфазного поверхностного натяжения не наблюдается, так как NaCl не оказывает влияния на смолы и асфальтены. Дальнейшие лабораторные исследования с солями $MgCl_2$ и $CaCl_2$ показали резкое

снижение межфазного поверхностного натяжения. Оно связано с тем фактом, что полярные органические компоненты асфальтенов и смол реагируют с дивалентными катионами (Mg^{2+} и Ca^{2+}) и впоследствии получают комплексные ионы, которые более растворимы в водной фазе, и в результате межфазное поверхностное натяжение снижается [9].

Значительный эффект снижения межфазного поверхностного натяжения по отношению к смолам среди солей дает $MgCl_2$. Более высокая близость Mg^{2+} к атому кислорода (присутствующие в молекулах смолы) позволяет координировать кислородсодержащие соединения в смолах сырой нефти. В случае с асфальтенами, $CaCl_2$ дает больше эффекта при снижении межфазного поверхностного натяжения, чем $MgCl_2$. Это связано с тем, что для ионов Ca^{2+} легче образовывать комплексные соединения с асфальтенами, чем с ионом Mg^{2+} , так как у асфальтенов молекулы имеют большие размеры [9].

6. Влияние растворителей деэмульгаторов

Концентраты деэмульгаторов представляют собой высоковязкие вещества, и они содержат в своем составе органические растворители для снижения их вязкости, улучшения свойств, а также для снижения расхода деэмульгатора.

Высокоагрегированные молекулы деэмульгатора не проявляют поверхностно-активных свойств, поскольку они имеют низкую агрегацию. Из органических растворителей ксилол более совместим с сырой нефтью чем пропанол, поэтому дает более равномерное распределение низко- или неагрегированных молекул деэмульгатора, способных легко адсорбироваться на межфазной поверхности «нефть-вода». Более того, растворитель в деэмульгаторе может оказать влияние на конечную эффективность деэмульгатора путем облегчения растворимости деэмульгатора в непрерывной фазе водонефтяной эмульсии [5].

Спирты используются не только как разбавители, но и как модификаторы деэмульгаторов. По Гадживанд и Вазири [1] короткие

алкильные цепи спиртов растворимы в воде, в то время как более длинные алкильные цепи - в нефти. Среди спиртов наибольший эффект дает метанол, в то время как бутанол, пентанол и циклогексанол показали незначительный эффект в процессе сепарации воды. Однако, метанол дает незначительную эффективность отделения воды при сравнении деэмульгатора с метанолом и без него (разница составляет около 4%).

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Для проведения серий экспериментов была выбрана нефть месторождения Восточный Жагабулак в Западно-Казахстанской области. Разработчиком месторождения является компания ТОО «Арал Петролеум Кэпитал». В таблице 1 представлены физико-химические показатели качества сырой нефти месторождения Восточный Жагабулак.

В лабораторных условиях искусственная водонефтяная эмульсия была приготовлена из пропорции 80% обезвоженной нефти и 20% дистиллированной воды со значением $pH=6,0$ в объемах, равных 160 мл и 40 мл соответственно. Далее при энергичном встряхивании в течение 10 мин была получена стабильная однородная водонефтяная эмульсия, которая отстаивалась на водяной бане при температуре $60^{\circ}C$. После отстаивания в течение 24 часов было проведено измерение содержания свободной воды bottom-test методом, в результате которого свободная вода не была выделена отдельной фазой, что указывало на прочность и стабильность водонефтяной эмульсии. Затем в пробу был добавлен деэмульгатор.

1. Влияние содержания асфальтенов

Для проведения данного испытания дополнительно были взяты нефти со средним и низким содержанием асфальтенов. Содержание асфальтенов было определено по ГОСТ 11851. В таблице 2 представлены результаты лабораторных испытаний на определение влияния содержания

Таблица 1 – Физико-химические показатели качества сырой нефти месторождения Восточный Жагабулак

№	Наименование показателя	Значения
1	Плотность нефти при 20°C, г/см ³ (ГОСТ 3900-85)	0,8438
2	Кинематическая вязкость нефти при 20°C, мм ² /с (ASTMD 445-2011)	4,71
	Динамическая вязкость нефти при 20°C, мПа·с (ASTMD 445-2011)	3,93
3	Кинематическая вязкость нефти при 50°C, мм ² /с (ASTMD 445-2011)	2,49
	Динамическая вязкость нефти при 50°C, мПа·с (ASTMD 445-2011)	2,01
4	Содержание силикагелевых смол, % масс (ГОСТ 11851)	11,92
5	Содержание асфальтенов, % масс (ГОСТ 11851)	1,2
6	Содержание парафина, % масс (ГОСТ 11851)	3,50
7	Содержание воды, % масс (ГОСТ 2477-2011)	0,03
8	Кислотное число, мг. КОН/г (ГОСТ 5985)	8,0
9	Содержание механических примесей, % масс (ГОСТ 6370)	0,0342
10	Содержание хлористых солей, мг/л (ГОСТ 21534)	26,1

Таблица 2 – Влияние содержания асфальтенов в нефти на эффективность разделения водонефтяной эмульсии (деэмульгатор EASY, температура 60°C)

Содержание асфальтенов, %	Концентрация деэмульгатора, ppm.	Время отделения, мин.	Отстоявшая вода, %
1,2	0	1140	0
	10	53	100
	100	13	100
0,7	0	152	87,5
	10	36	100
	100	10	100
0,05	0	18	100
	10	10	100
	100	4,5	100

асфальтенов в нефти на эффективность разделения водонефтяной эмульсии.

Данное исследование показало, что содержание асфальтенов в нефти играет значительную роль в стабилизации водонефтяной эмульсии.

Согласно таблице 2 из водонефтяной эмульсии с количественным содержанием 1,2% (масс.) асфальтенов не удается выделить водную фазу в течение 24 часов без применения деэмульгаторов, в то время как легкая нефть с содержанием 0,05%(масс.) асфальтенов за 18 минут показала 100% отделение воды. Применение деэмульгаторов, подходя-

щих для разрушения асфальтизированной нефтяной эмульсии, значительно уменьшает время отстоя воды, хотя это также подразумевает их повышенный расход: при концентрации 100 ppm деэмульгатора из расчета на нефть с содержанием 1,2% асфальтенов дает 100% отделение воды за 13 минут, в то время как при расходе деэмульгатора 10 ppm в случае нефти с содержанием асфальтенов 0,05% водную фазу удалось получить за 10 минут.

На основе исследования было доказано, что с увеличением содержания асфальтенов эффективность деэмульгирования нефти значительно понижается.

2. Влияние содержания воды

Данный эксперимент проводился с использованием пробы исходной нефти. Для ускорения исследования был использован высокоэффективный деэмульгатор марки

«Рандем». Проба водонефтяной эмульсии отстаивалась на водяной бане при температуре 60°C. Результаты исследования приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Влияние обводнённости нефти на отделение водной фазы

Содержание воды, %	Время отделения (мин)	Отстоявшаяся вода, %	Концентрация деэмульгатора, ppm.
10	27	100	10
20	20	100	10
30	16	100	10
50	8	100	10

В результате эксперимента выявлено влияние обводнённости нефти на отделение водной фазы. Доказано, что увеличение содержания воды в нефти уменьшает время отстаивания воды, поскольку уменьшается расстояние между каплями воды и увеличиваются шансы на их столкновение, коалесценцию и осаждение.

3. Влияние температуры

Данный эксперимент для сравнения проводился с деэмульгатором и без него. Водонефтяная эмульсия отстаивалась в термостате и на водяной бане в течение 60 минут замерялось количество осажённой свободной воды. Результаты лабораторных

испытаний о влиянии температуры на эффективность разделения водонефтяной эмульсии отражает диаграмма, представленная на рисунке 1.

С повышением температуры снижается вязкость жидкости, увеличивается подвижность молекул, вероятность столкновения и их коалесценции, затем они отделяются за счет разности плотностей и полярности. Таким образом результаты исследования показали, что наименьшее отслоение воды происходит при 10°C, значительное – при комнатной температуре 25°C. С повышением температуры до 50°C объем отстоявшейся воды увеличивается, однако, в дальнейшем повышение температуры от 50°C до 60°C показало

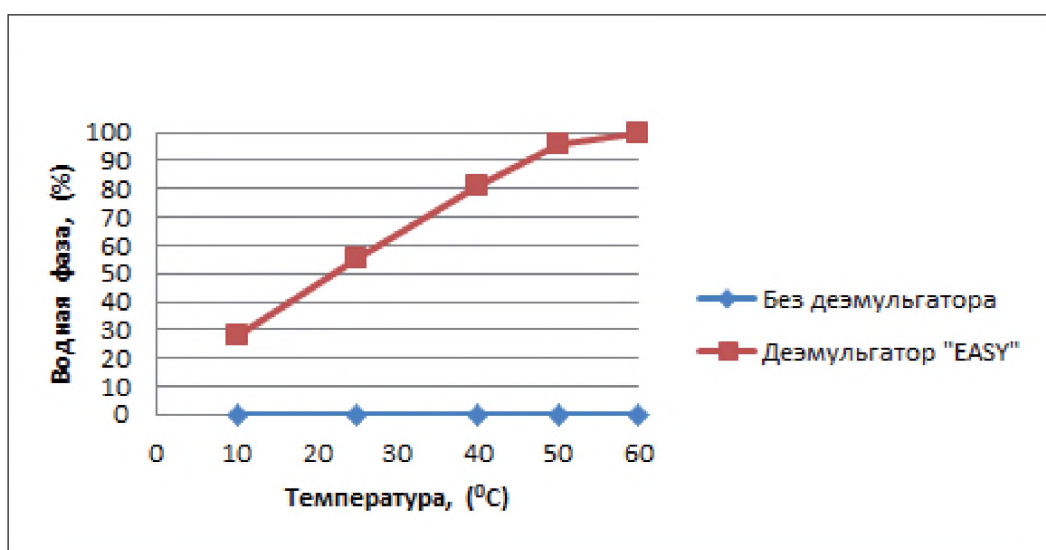


Рис. 1 – Влияние температуры на эффективность обезвоживания нефти

незначительный рост. Наиболее благоприятной температурой является 60°C, показавшая максимальное отслоение воды (100%) с применением деэмульгатора марки «EASY» при малой концентрации 10 ppm.

4. Влияние pH воды

Для проведения данного эксперимента применялась дистиллированная вода со зна-

чением $pH = 5,5$ без содержания хлористых солей. Дальнейшее регулирование pH воды проводилось с применением кислоты HCl и щелочи $NaOH$. Эмульсия отстаивалась на водяной бане с добавлением деэмульгатора марки «EASY» при температуре 60°C в течение 10, 20 30, 40, 50 и 60 минут. Результаты лабораторных испытаний показаны на диаграмме рисунок 2.

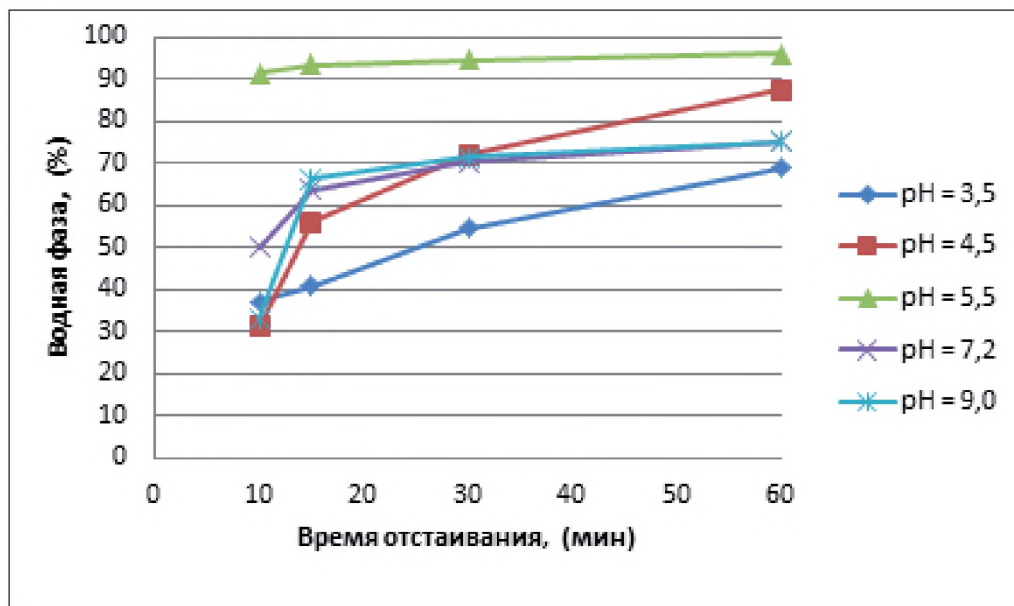


Рис. 2 – Влияние значения pH среды на обезвоживание нефти

Согласно исследованию, хорошие результаты показала среда со значением $pH = 5,5$. Вода хорошо отстаивается в нейтральной среде водной фазы, поскольку в более кислотной или щелочной среде асфальтены, смолы или органические кислоты нефти влияют на их ионизацию и стабилизируют водонефтяную эмульсию.

5. Влияние хлористых солей

В данном эксперименте были протестированы пробы влияния наличия хлористых солей (одновалентных и двухвалентных) на сепарацию воды с добавлением деэмульгатора марки «EASY». Водные растворы с содержанием хлористых солей были приготовлены из дистиллированной воды с добавлением кристаллизованных солей $NaCl$, $CaCl_2$ и $MgCl_2$. К пробам был добавлен деэмульгатор с концентрацией 10 ppm, проводилось отстаивание на

водяной бане при температуре 60°C в течение 5, 10, 15 и 30 минут. Результаты приведены на диаграммах рисунков 3-5.

На диаграмме рисунка 3 видно, что результаты первых экспериментов не показали значительного влияния содержания натриевых солей на процесс дестабилизации эмульсии. Однако дивалентные соли, представленные на диаграммах рисунков 4 и 5 при повышенных концентрациях, дали хорошие результаты при отделении воды от нефти. Причем максимальный эффект наблюдается у хлорида магния. Как было сказано выше, полярные органические компоненты асфальтенов и смол реагируют с дивалентными катионами, в результате снижается межфазное поверхностное натяжение.

В связи с этим можно заключить, что наличие хлористых солей влияет на дестабилизацию эмульсии и зависит не только от их

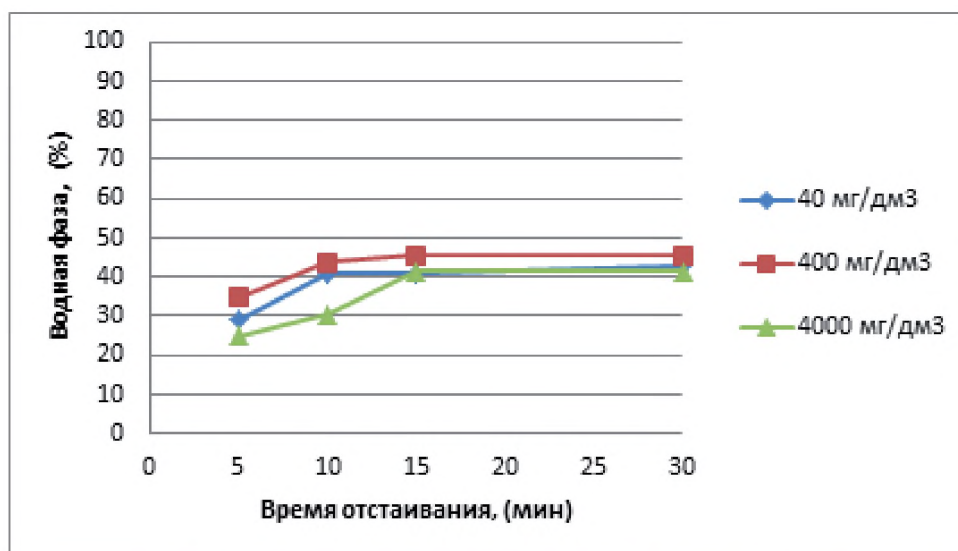


Рис. 3 – Влияние содержания NaCl на обезвоживание нефти

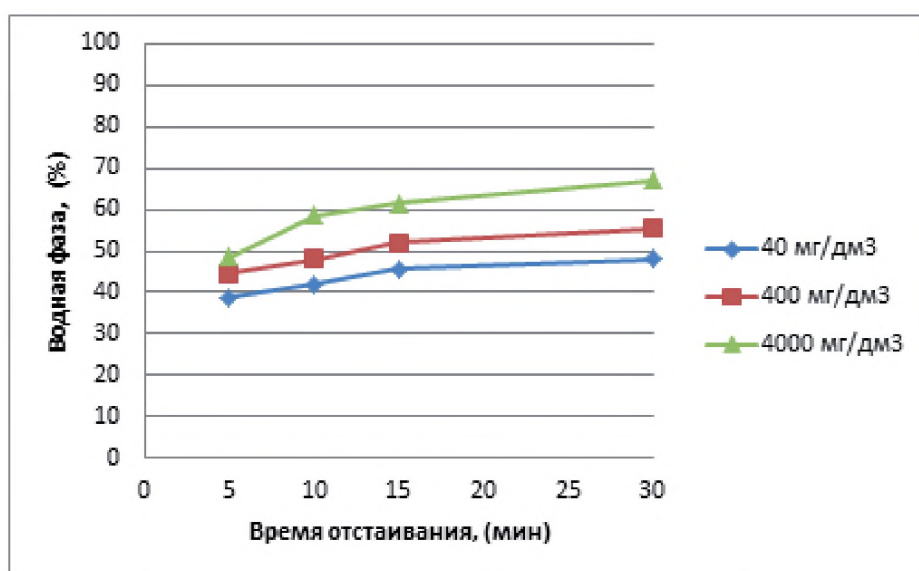


Рис. 4 – Влияние содержания CaCl₂ на обезвоживание нефти

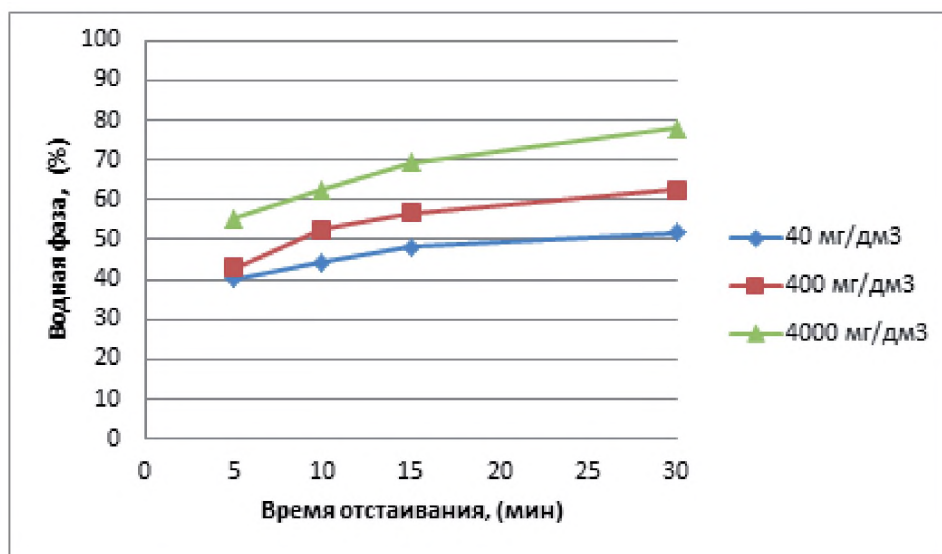


Рис. 5 – Влияние содержания MgCl₂ на обезвоживание нефти

концентрации, но и от вида соли. Наиболее эффективными оказались соли $MgCl_2$, затем следует $CaCl_2$. Моновалентные соли $NaCl$ мало влияют на подвижность капель воды и практически не влияют на природные эмульгаторы, стабилизирующие водонефтяную эмульсию.

6. Влияние растворителей деэмульгаторов

Для исследования влияния природы растворителя в составе деэмульгатора был

выбран концентрат деэмульгатора марки Basorol 9429, составом которого является алкилфенолформальдегидная смола, модифицированная блоками этиленоксид-пропиленоксида. В качестве растворителей были выбраны широко применяемые для этой цели: толуол, о-ксилол, изопропиловый спирт и метанол. Были составлены 7 видов рецептур. Результаты исследования представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Исследование влияния природы растворителя в составе деэмульгатора на обезвоживание нефти

Наименование	Объем отделившейся воды, %	Время сепарации
Холостая проба нефти Арал Петролеум	0%	24 часа
50% деэмульгатора на 50% о-ксилола	100%	2 часа
50% деэмульгатора на 50% толуола	100%	3 часа 53 мин
50% деэмульгатора на 50% метанола	100%	6 часов 53 мин
50% деэмульгатора на 50% изопропилового спирта	61,2%	7 часов 24 минут
40% деэмульгатора на 20% метанола, 20% изопропилового спирта и 20% о-ксилола	100%	9 часов 28 минут
40% деэмульгатора на 30% изопропилового спирта и 30% о-ксилола	78,8%	7 часов 25 минут
40% деэмульгатора на 10% метанола, 20% изопропилового спирта и 30% о-ксилола	89,7%	7 часов 26 минут

Ароматические растворители, такие как о-ксилол и толуол хорошо растворяют смолы, асфальтены и парафины, смачивая их, снижают общее поверхностное натяжение, в результате капли воды сталкиваются, происходит их коалесценция и осаждение. Что касается метанола и изо-пропилового спирта, то они растворимы в органических кислотах, а также воде. Правильно подобранный растворитель деэмульгатора, помимо снижения его вязкости, влияет на дестабилизацию межфазной пленки.

Исследование влияния различных растворителей деэмульгаторов на обезвоживание нефти показало, что наиболее хорошо растворяет и реагирует о-ксилол, имеющий две

реакционноспособные CH_3 группы. Затем следует толуол и метанол. Чистые разбавители в соотношении 1:1 обеспечили 100% отделение воды. Однако, изопропиловый спирт показал незначительный результат (61,2% за 7 часов 24 минуты), при чем дальнейшего отделения воды не наблюдалось. Изопропиловый спирт ограничен, либо не способен растворить высоковязкий концентрат деэмульгатора.

Заключение

В заключении можно сказать следующее: содержание асфальтенов в нефти значительно увеличивает стабильность эмульсии. С увеличением обводненности нефти увели-

чивается количество отделившейся водной фазы. Оптимальная температура и значение pH для дестабилизации водонефтяной эмульсии 60°C и pH = 5,5. Что касается содержания хлористых солей, то моновалентные соли (хлорид натрия) незначительно влияет на дестабилизацию эмульсии, двухвалентные хлориды магния и кальция влияют на натяжение межфазной поверхности пленки и снижают ее. Природа растворителя деэмульгатора играет важную роль в процессе обезвожива-

ния нефти. Для высокоасфальтизированной нефти применяются такие растворители, как толуол или о-ксилол. Для легких нефтей с низким содержанием асфальтенов могут применяться спирты с короткими алкильными цепями. Среди наиболее эффективных растворителей можно выделить о-ксилол и толуол. Однако их дороговизна и ограниченность применения ввиду повышенной токсичности не определяет их использования в качестве разбавителя.

ЛИТЕРАТУРА

1. Hajivand P., Vaziri A. Optimization of demulsifier formulation for separation of water from crude oil emulsions. *Brazilian Journal of Chemical Engineering*. – 2015. – Vol. 32, No. 01. pp.107-118.
2. Fortuny M., Oliveira C. B. Z., Melo R. L. F. V., Nele M., Coutinho R. C. C., Santos A. F., Effect of salinity, temperature, water content, and pH on the microwave demulsification of crude oil emulsions. *Energy & Fuels* – 2007. Vol. 21, No. 3. pp.1358-1364.
3. Goual L, Firoozabadi A. Measuring asphaltenes and resins, and dipole moment in petroleum fluids. *AIChE Journal* – 2002. – Vol. 48, No. 11. pp.2646-2663.
4. Gafonova O. V. Role of asphaltenes and resins in the stabilization of water in hydrocarbon emulsions. The University of Calgary, MSc. Thesis – 2000.
5. Al-Sabagh A. M., El-Ghazawy R. A., Noor El-Din M. R., Kandile N. G. Hydrolyzed Fatty Oil Surfactants as Friction Modifiers at Water/Oil Emulsion Interface. *Surfactants in Tribology* – 2011. Vol. 2. pp.191-218.
6. Mugabi J., Igura N., Shimoda M. Effect of Process Parameters on Oil-in-Water Emulsion Droplet Size and Distribution in Swirl Flow Membrane Emulsification. *Journal of Chemical Engineering of Japan* – 2018. – Vol. 51, No. 3. pp.229-236.
7. Malcom A. K. *Production Chemicals for the Oil and Gas Industry* – 2009. pp.291-307.
8. Mohamed A. M. O., Gamal M., Zekri A.Y. Effect of salinity and temperature on water cut determination in oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering* – 2003. – Vol. 40, No. 3-4. pp.177-188.
9. Lashkarbolooki M., Ayatollahi Sh., Riazi M. Effect of Salinity, Resin, and Asphaltene on the Surface Properties of Acidic Crude Oil/ Smart Water/ Rock System. *Energy & Fuels* – 2014. – Vol. 28, No. 11. pp.6820-6829.