



ПОДБОР ЭФФЕКТИВНОГО ДЕЭМУЛЬГАТОРА ДЛЯ РАЗРУШЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ И ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ СОВМЕСТИМОСТИ С БАЗОВЫМ ДЕЭМУЛЬГАТОРОМ

К.И.Матиев*, А.Д.Ага-заде, М.Э.Алсафарова, А.Ф.Акберова

НИПИ «Нефтегаз» SOCAR, Баку, Азербайджан,

Selection of an Effective Demulsifier for an Oil-Water Emulsion Breaking and Study to Determine Compatibility with a Basic Demulsifier

K.I.Matiyev, A.D.Agha-zadeh, M.E.Alsafarova, A.F.Akberova

«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan

Abstract

The article studies results of tests on the selection of a demulsifier for breaking a mixture of water-oil emulsions at various settling times and temperature, depending on the specific agent consumption, as well as the effect of various demulsifiers on the emulsion breaking. As a result of studies, it has been found that ND-type demulsifier (ND-1/5 and ND-1/5-43) ensures maximum dehydration under certain test conditions. The base demulsifier F-929 and demulsifiers ND-1/5, ND-1/5-43, are compatible for breaking of the common water-oil emulsion CPPN «Prorva». Kinetic dependence curves of the water release from oil-water emulsion mixture under the action of demulsifiers on the time are adjacent, that is, demulsifying pairs are compatible. Desalination of a water-oil emulsion mixture using demulsifier ND-1/5 proceeds more intensively compared to demulsifier F-929. And even more intensively with their joint use.

Keywords:

Oil-water emulsion;
Demulsifier;
Demulsification;
Residual water;
Dehydration.

© 2018 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

В процессе добычи нефти и ее совместного движения с пластовой водой образуются устойчивые нефтяные эмульсии с высоким содержанием в них воды. Причиной образования нефтяных эмульсий является эффективное перемешивание нефти с пластовой водой в стволе скважины при подъеме её на поверхность земли и при дальнейшем движении по промысловым коммуникациям. Наиболее распространенной эмульсией в нефтегазовой отрасли является вода в нефти. Процессу диспергирования капель воды в нефти способствует наличие поверхностно-активных веществ (ПАВ) в нефти, таких как асфальтены, парафины, смолы и нафтеновые кислоты. Эти ПАВ находятся во взвешенном состоянии в нефти [1-3]. Концентрация данных природных ПАВ, которые влияют на стабильность водонефтяной эмульсии больше в тяжелой нефти, чем в легкой [4]. Качество добываемой нефти, как известно, наряду с другими показателями, опре-

деляется содержанием в ней влаги. Содержание влаги в исходном продукте колеблется от 90% до 0.1%. Качество сырой нефти определяется, также, содержанием солей, которое достигает от нескольких мг/л до нескольких г/л. Вода и соли, присутствующие в нефти вызывают целый ряд трудностей в процессе транспортировки и переработки.

Эффективность применяемого реагента-деэмульгатора является основным фактором при решении проблем сбора и подготовки нефти. В настоящее время ассортимент современных деэмульгаторов широк. Однако, зачастую невозможно достичь требуемой глубины обезвоживания в системе сбора продукции нефтяных скважин и в технологических процессах подготовки. С повышением доли высоковязких нефтей и увеличением средней обводненности нефтей, указанная проблема остро проявляется в общем объеме добычи. Использование композиционных составов в несколько раз эффективнее, чем использование какого-либо соединения в чистом виде. Учитывая вышесказанное, разработка новых композиционных деэмульгаторов на основе доступ-

*E-mail: kazim.matiyev@socar.az

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20180100343>

ных ПАВ становится актуальной [5].

Подбор эффективных деэмульгаторов проводится в два этапа: на первом этапе в результате многочисленных опытов отбираются несколько перспективных, из имеющегося ассортимента реагентов, деэмульгаторов; на втором этапе из числа перспективных реагентов отбираются наиболее эффективные деэмульгаторы, активность которых выше применяемых в цехе [6]. Также необходимо отметить, что в настоящее время постоянно проводятся работы по модификации уже известных деэмульгаторов, изучается синергизм их действий с другими реагентами [7].

Нередко выясняется, что деэмульгаторы, выбранные для испытаний, не обладают достаточной эффективностью в конкретных условиях. В этом случае выполняют блендинг (смешивание), представляющий собой, по сути, разработку новой формулы деэмульгатора. Для этого используют базы, в распоряжении которых производителя деэмульгаторов может быть от нескольких десятков до нескольких сотен. Базы для удобства объединяют в функциональные группы. В пределах каждой группы базы имеют сходный химический состав, и предполагается, что все базы в группе обладают похожим воздействием на эмульсию. Например, быстро отделяют основное количество воды, обеспечивают четкую межфазную границу или выделившаяся вода содержит низкую концентрацию углеводородов и др. Однако на практике, до начала лабораторных испытаний, трудно оценить, как именно будет работать та или иная функциональная группа баз в конкретных условиях. Это связано с тем, что проявляемые ими свойства в большой степени зависят от свойств конкретных обрабатываемых эмульсий и технологических условий. Кроме того, следует помнить о синергетическом эффекте блендинга, т.е. о том, что комбинация нескольких баз всегда эффективнее, чем отдельные базы [8].

Цель работы

Целью настоящей работы является подбор деэмульгаторов, обладающих способностью эффективно деэмульгировать водонефтяную эмульсию при первичной подготовке нефти, а также определение совместимости базового деэмульгатора с разработанным.

Практическая часть

Проведены испытания на АО «Эмбаунайгаз» с целью подбора соответствующего эффективного деэмульгатора для первичной подготовки нефти и воды на общей водонефтяной эмульсии месторождений «С.Нуржанов», «Западная Прорва», «Ж.Досмухамбетовское» и «Актобе» (Республика Казахстан) в сравнении с базовым деэмульгатором F-929, применяемым в настоящее время в технологии подготовки нефти, а также исследования по определению совместимости разработанного деэмульгатора типа НД с

базовым деэмульгатором.

В качестве разработанных деэмульгаторов подобраны три образца - НД-1/4 [9], НД-1/5 [10] и НД-1/5-43. Все деэмульгаторы получены на основе неионогенных ПАВ. Деэмульгатор НД-1/4 маслорастворимый, НД-1/5 и НД-1/5-43 водомаслорастворимые. Деэмульгатор НД-1/5-43 является модификатором деэмульгатора НД-1/5, который кроме неионогенного ПАВ, содержит и аминное соединение комплексного типа. Деэмульгаторы разработаны в лаборатории «Борьба с парафино- и солеотложениями» НИПИ «Нефтегаз» SOCAR. Для проведения лабораторных исследований были отобраны следующие пробы водонефтяной эмульсии: проба из общей гребенки «Западного поля» и «Восточного поля» месторождения «С.Нуржанова», проба из общей гребенки месторождения «Западная Прорва», проба из групповой замерной установки (ГЗУ) №8 месторождения «Ж.Досмухамбетовское» и проба из ГЗУ №6а месторождения «Актобе». Далее была приготовлена представительная проба. Водонефтяные эмульсии каждого месторождения были смешаны друг с другом согласно среднесуточной откачке нефти (2075 м³/сут) каждого объекта в цехе подготовки и перекачки нефти (ЦППН) «Прорва». Процентное соотношение водонефтяной эмульсии месторождений в смеси следующее: «С.Нуржанов» - 67%, «Западная Прорва» - 14%, «Ж.Досмухамбетовское» - 10% и «Актобе» - 9%.

Исходная концентрация связанной воды в смеси водонефтяной эмульсии определялась каждый раз после приготовления. Количество связанной воды в смеси водонефтяной эмульсии и остаточной воды в нефти после деэмульсации определялось по методу Дина-Старка (ГОСТ 2477-65).

Проведены ботл-тесты при одинаковых условиях (расход деэмульгатора 110 г/т; температура деэмульсации 70 °С; время отстоя 6 и 2 часа) для F-929, НД-1/4, НД-1/5 и НД-1/5-43. Исходная концентрация связанной воды в смеси водонефтяных эмульсий составила, соответственно, 18.6% и 20.8%. Установлено, что после 6 и 2-х часового отстоя в лабораторных условиях в каждом случае происходит полное обезвоживание (количество остаточной воды в нефти 0%).

Результаты определения содержания остаточной воды после деэмульсации деэмульгаторами F-929, НД-1/4, НД-1/5 и НД-1/5-43, проведенные при вышеизложенных условиях тестирования и времени отстоя 90, 60 и 30 минут приведены в таблице 1. Исходное количество связанной воды в смеси водонефтяной эмульсии также приведено в таблице 1.

Из таблицы 1 видно, что деэмульгаторы НД-1/5 и НД-1/5-43 в условиях испытаний проявляют максимальное обезвоживание смеси водонефтяной эмульсии по сравнению с деэмульгатором F-929. Аналогичная картина сохраняется и при 60 и 30 минутном отстое. Как видно из таблицы 1 при 60 минутном отстое деэмульгирующая активность деэмульгаторов F-929 и НД-1/4

Таблица 1

Результаты бутл-теста по подбору деэмульгатора для разрушения смеси водонефтяных эмульсий (расход деэмульгатора 110 г/т, температура деэмульсации 70 °С, время отстоя 90, 60 и 30 мин.)

№	Реагент, марка	Время отстоя, мин.					
		90		60		30	
		Исходное количество воды в эмульсии, % масс.	Остаточное количество воды в нефти, % масс.	Исходное количество воды в эмульсии, % масс.	Остаточное количество воды в нефти, % масс.	Исходное количество воды в эмульсии, % масс.	Остаточное количество воды в нефти, % масс.
1	F-929	18.6	0.11	20.8	0.27	17.2	0.56
2	НД-1/4	18.6	0.06	20.8	0.29	-	-
3	НД-1/5	18.6	0.0	20.8	0.17	17.2	0.37
4	НД-1/5-43	18.6	0.0	20.8	0.06	17.2	0.11

почти одинакова. А деэмульгирующая активность НД-1/5 и НД-1/5-43 по сравнению с F-929 несколько высокая. При 30 минутном отстое деэмульгаторы НД-1/5 и НД-1/5-43 проявляют высокую активность по сравнению с F-929.

Исходя из результатов таблицы 1, дальнейшие лабораторные исследования по подбору деэмульгатора для разрушения смеси водонефтяной эмульсии проведены при времени отстоя 60 минут.

Исследовано влияние температуры на процесс разрушения смеси водонефтяной эмульсии. Исходная вода в смеси водонефтяной эмульсии составляла 18.5%. Процесс деэмульсации смеси водонефтяных эмульсий проведен с деэмульгаторами F-929, НД-1/4, НД-1/5 и НД-1/5-43. Удельный расход деэмульгатора 110 г/т, время отстоя 60 минут, температура деэмульсации 60 °С. Результаты бутл-теста деэмульгаторов для разрушения смеси водонефтяной эмульсии при 60 °С приведены в таблице 2.

Из результатов, представленных в таблице 2 видно, что при 60 °С все деэмульгаторы проявляют деэмульгирующую способность при разрушении смеси водонефтяной эмульсии. Но их деэмульгирующая активность в сравнении с результатами, приведенными в таблице 1 (температура

деэмульсации 70 °С, время отстоя 60 минут) несколько ниже. По деэмульгирующей способности смеси водонефтяной эмульсии, которая содержит 18.5% связанной воды, реагенты НД-1/5 и НД-1/5-43 превосходят базовый деэмульгатор F-929. По активности деэмульсации в указанных условиях проведения процесса лишь НД-1/4 уступает базовому деэмульгатору.

По этой причине в дальнейших исследованиях реагент НД-1/4 был исключен из списка подбора деэмульгатора.

Исследовано влияние удельного расхода деэмульгатора на процесс разрушения смеси водонефтяных эмульсий. Во всех исследованиях температура деэмульсации поддерживалась в интервале 70 °С, время отстоя 60 минут. Расход деэмульгатора составил 73 г/т (33% ниже 110 г/т) и 147 г/т (33% выше 110 г/т). В случае процесса деэмульсации с удельным расходом деэмульгаторов 73 г/т исходная вода в смеси водонефтяной эмульсии составила 17.2%, а в случае процесса деэмульсации с удельным расходом деэмульгаторов 147 г/т – 25.2%. Результаты проведенных исследований приведены в таблице 3.

Как видно из таблицы 3, уменьшение удельного расхода базового деэмульгатора F-929 на 33%-а (73 г/т) приводит к некоторому снижению его деэмульгирующей способности. В этом случае остаточное количество воды в нефти (0.47%) по сравнению со случаем, где удельный расход деэмульгатора составил 110 г/т (таблица 2, время отстоя 60 минут) несколько выше. Схожая картина получается и при использовании реагентов типа НД. Из результатов таблицы 3 становится ясным, что повышение удельного расхода деэмульгаторов F-929, НД-1/5 и НД-1/5-43 приводит к некоторому усилению их деэмульгирующей способности. Из полученных результатов можно сделать вывод, что установленная норма расхода деэмульгатора (110 г/т) для разрушения

Таблица 2

Результаты бутл-теста деэмульгаторов для разрушения смеси водонефтяной эмульсии при 60 °С

№	Реагент, марка	Количество остаточной воды в нефти, % масс.
1	F-929	0.30
2	НД-1/4	0.34
3	НД-1/5	0.25
4	НД-1/5-43	0.10

Таблица 3
Результаты боттл-теста деэмульгаторов для разрушения водонефтяной эмульсии в зависимости от удельного расхода реагента

№	Реагент, марка	Удельный расход реагента, г/т	
		73	147
		Остаточное количество воды в нефти, %масс.	Остаточное количество воды в нефти, %масс.
1	F-929	0.47	0.18
2	НД-1/5	0.36	0.15
3	НД-1/5-43	0.21	0.0

водонефтяной эмульсии, поступающей в ЦППН «Прорва» является оптимальной.

Исследована деэмульгирующая способность реагента типа НД в сравнении с деэмульгирующей способностью базового деэмульгатора F-929, а также с другими деэмульгаторами (F-940, R-11, Рандем-2215, Пральт-А11). Деэмульгаторы F-940 и R-11 производятся в Японии. Рандем-2215 является продуктом компании ТОО «Рауан Налко» (Атырауская область, Казахстан). Пральт-А11-продукт компании «Вираз» (Казань, Россия). Опыты были поставлены в мерных сосудах объемом 100 мл. В каждый сосуд подано 100 мл смеси водонефтяных эмульсии, добавлен деэмульгатор с удельным расходом 110 г/т. Встряхивание содержимого в сосудах проведено вручную. Количество встряхиваний сосудов - 10 раз. Затем сосуды поставлены в термобаню с температурой 70 °С. Через определенные промежутки времени

отмечено количество выделившейся воды в миллилитрах и рассчитано их процентное содержание. Результаты проведенных работ приведены в таблице 4. В случае использования деэмульгатора НД-1/5 исходное количество воды в смеси водонефтяной эмульсии составило 26%, а в остальных случаях 18.5%.

Из таблицы 4 видно, что после начала деэмульсации, в течение 10 минут отстоя выделение воды из водонефтяной эмульсии обнаруживается в сосудах, где использованы деэмульгаторы R-11 и НД-1/5-43. Количество выделившейся воды, соответственно, 21.6% и 27.0%. Во время отстоя, продолжительностью 30 минут, из водонефтяной эмульсии, где использованы деэмульгаторы F-929, Рандем-2215 и Пральт А11 выделяется промежуточный слой в количестве, соответственно, 10.8%, 5.4% и 5.4%. Через 60 минут отстоя выделение промежуточного слоя обнаруживается в водонефтяной эмульсии, где применялся деэмульгатор F-940 (5.4%). С увеличением времени отстоя количество выделившейся воды (в случаях использования деэмульгаторов R-11 и НД-1/5) или промежуточного слоя (в случаях использования деэмульгаторов F-929, F-940, Рандем-2215 и Пральт-А11) увеличивается. Во время отстоя, продолжительность которого составляет 180 минут, происходит стабилизация количества выделившегося промежуточного слоя или выделившейся воды в случаях, когда использованы деэмульгаторы F-929 (59.5%), R-11 (64.9%), Рандем-2215 (48.6%) и Пральт-А11 (70.3%). Максимальное выделение воды отмечено в водонефтяной эмульсии, где был применен деэмульгатор НД-1/5-43 (86.5%). Под действием деэмульгатора НД-1/5, в течение 60 минут отстоя, обнаружено полное выделение воды из водонефтяной эмульсии (88.5% воды и

Таблица 4
Результаты разрушения смеси водонефтяной эмульсии различными деэмульгаторами

№	Реагент, марка	Время отстоя, мин											
		10		30		60		90		120		180	
		Количество выделившейся воды											
		мл	%	мл	%	мл	%	мл	%	мл	%	мл	%
1	F-929	0	0.0	2 ПС	10.8	5 ПС	27.0	10 ПС	54.1	11 ПС	59.5	11 ПС	59.5
2	F-940	0	0.0	0	0.0	1 ПС	5.4	5 ПС	27.0	6 ПС	32.4	8 ПС	43.2
3	R-11	4	21.6	6	32.4	9	48.6	11	59.5	12	64.9	12	64.9
4	Рандем-2215	0	0.0	1 ПС	5.4	3 ПС	16.2	7 ПС	37.8	9 ПС	48.6	9 ПС	48.6
5	Пральт-А11	0	0.0	1 ПС	5.4	7 ПС	37.8	12 ПС	64.9	13 ПС	70.3	13 ПС	70.3
6	НД-1/5-43	5	27.0	7	37.8	10	54.1	12	64.9	13	70.3	13 3 ПС	86.5
7	НД-1/5	-	-	-	-	23 3 ПС	100.0	-	-	-	-	-	-

Таблица 5
Результаты боттл-теста различных деэмульгаторов для разрушения смеси водонефтяной эмульсии

№	Реагент, марка	Остаточное количество воды в нефти после деэмульсации, % масс.	Состояние выделившейся воды на дне химической посуды
1	F-929	0.11	Воды не видно
2	F-940	0.0	Воды не видно
3	R-11	0.75	Вода прозрачная
4	Рандем-2215	0.23	Воды не видно
5	Пральт-А11	0.11	Воды не видно
6	НД-1/5	0.12	Вода прозрачная
7	НД-1/5-43	0.11	Вода прозрачная

11.5% промежуточного слоя (ПС)).

Проведены тесты по разрушению водонефтяной эмульсии, которая содержит 14.6% связанной воды, при одинаковых условиях (расход деэмульгатора 110 г/т, температура деэмульсации 70 °С, время отстоя 60 минут) с различными деэмульгаторами (F-929, F-940, R-11, Рандем-2215, Пральт-А11, НД-1/5-43). Результаты проведенных работ приведены в таблице 5.

Из таблицы 5 видно, что для разрушения смеси водонефтяной эмульсии ЦППН «Прорва», содержащей 14.6% связанной воды, деэмульгаторы F-929, Пральт-А11, НД-1/5 и НД-1/5-43 проявляют почти одинаковую деэмульгирующую активность. По деэмульсации указанной эмульсии реагенты Рандем-2215 и R-11 проявляют некоторую слабую деэмульгирующую активность, чем предыдущие деэмульгаторы. Под действием деэмульгатора F-940 происходит полное обезвоживание смеси водонефтяной эмульсии. При использовании деэмульгаторов R-11, НД-1/5 и НД-1/5-43 для разрушения смеси водонефтяной эмульсии на дне химической посуды выделяется прозрачная вода. А в остальных случаях вода выделяется вместе с промежуточным слоем. Поэтому на дне химической посуды вода визуально не наблюдается.

Проведены исследования по определению совместимости (compatibility) базового деэмульгатора F-929, применяемого для разрушения общей водонефтяной эмульсии месторождений «С.Нуржанов», «Западная Прорва», «Ж.Досмухамбетовское» и «Актобе» с деэмульгаторами типа НД. Исходное количество связанной воды определено после приготовления смеси водонефтяной эмульсии. Приготовление смеси водонефтяной эмульсии подробно описано выше. Исходное количество связанной воды в смеси водонефтяной эмульсии, используемой для деэмульсации со временем отстоя 10 и 60 минут, равно 21.1%. В случаях времени отстоя 20 и 30 минут использована эмульсия, содержащая 26.0%

воды, а в случае времени отстоя 45 минут нефтяная эмульсия содержит 25.2% связанной воды. В исследованиях температура деэмульсации поддерживалась в интервале 70 °С. Расход деэмульгатора 110 г/т. При совместном применении базового деэмульгатора (F-929) и деэмульгатора типа НД (НД-1/5 и НД-1/5-43) расход деэмульгаторов был взят в равных количествах, т.е., соответственно, по 55 г/т. Остаточное количество воды в нефти после деэмульсации определено методом Дина-Старка. По этим результатам вычислено количество выделившейся воды от водонефтяной эмульсии в процентах. Установлено, что после воздействия деэмульгаторами F-929 и НД-1/5 на смесь водонефтяных эмульсий, через 60 минут отстоя количество выделившейся воды составляет, соответственно, 99.3% и 99.6%. В случае совмест-

ного использования равных массовых количеств деэмульгаторов F-929 и НД-1/5 происходит максимальное обезвоживание нефтяной эмульсии. Построены кинетические графики выделения воды из водонефтяной эмульсии под действием деэмульгаторов F-929, НД-1/5 и смеси равных количеств этих реагентов. Кинетические графики представлены на рисунке 1.

Выявлено, что после воздействия деэмульгаторами F-929, НД-1/5 на смесь водонефтяных эмульсий, через 45 минут отстоя количество выделившейся воды составляет, соответственно, 99.2% и 99.8%. В случае совместного использования их равных количеств наблюдается полное обезвоживание эмульсии. Аналогичные результаты получены при деэмульсации водонефтяной эмульсии со временем отстоя 60 минут, под действием деэмульгаторов F-929, НД-1/5-43 при их равных количествах. Кинетические графики выделения воды из смеси водонефтяных эмульсий после воздействия деэмульгаторов приводятся на рисунке 2.

Определено количество хлористых солей в самой смеси водонефтяной эмульсии и в нефти, после деэмульсации (время отстоя - 60 минут) с деэмульгаторами F-929, НД-1/5, НД-1/5-43 и в смеси при равных количествах этих реагентов (базового деэмульгатора с реагентом типа НД). Анализ по определению содержания хлористых солей был проведен согласно ГОСТ 21534-76. Исходная массовая концентрация хлористых солей в смеси водонефтяной эмульсии составила 59437 мг/л. Определено, что обессоливающие свойства деэмульгаторов F-929 и НД-1/5-43 одинаковы (996 мг/л). При их совместном использовании обессоливающее свойство улучшается (916 мг/л). Деэмульгатор НД-1/5 является эффективным обессоливающим реагентом (963 мг/л). Совместное использование деэмульгаторов F-929 и НД-1/5 для деэмульсации смеси водонефтяной эмульсии способствует значительному улучшению их обессоливающей способности (684

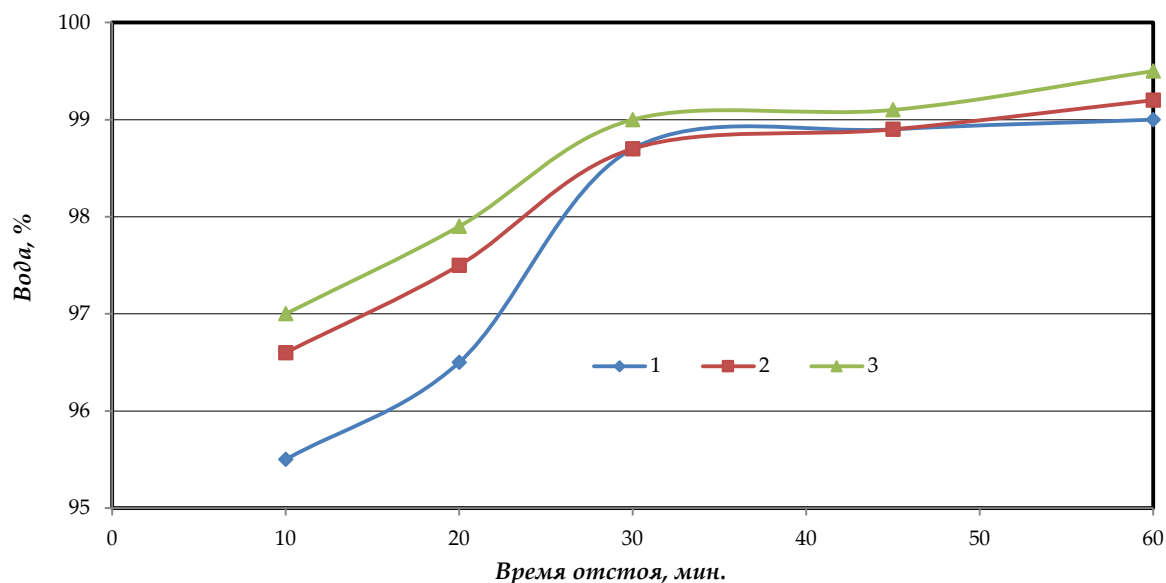


Рис.1. Зависимость количества отделившейся воды из смеси водонефтяной эмульсии (месторождения «С.Нуржанов», «Западная Прорва», «Ж.Досмухамбетовское», «Актобе») от времени под действием деэмульгатора: 1 - F-929; 2 - НД-1/5; 3 - F-929 + НД-1/5

мг/л). Значит, при использовании деэмульгатора НД-1/5 обессоливание смеси водонефтяной эмульсии происходит интенсивно по сравнению с деэмульгатором F-929. И еще более интенсивно при совместном их использовании.

Обобщая полученные результаты, приведенные на рисунках 1 и 2, можно прийти к выводу, что базовый деэмульгатор F-929 и деэмульга-

торы НД-1/5, НД-1/5-43, совместимы для разрушения общей водонефтяной эмульсии ЦППН «Прорва». Из рисунков 1 и 2 видно, что кинетические кривые зависимости выделения воды из смеси водонефтяной эмульсии месторождений под действием деэмульгаторов от времени близлежащие, т.е. деэмульгаторные пары совместимы.

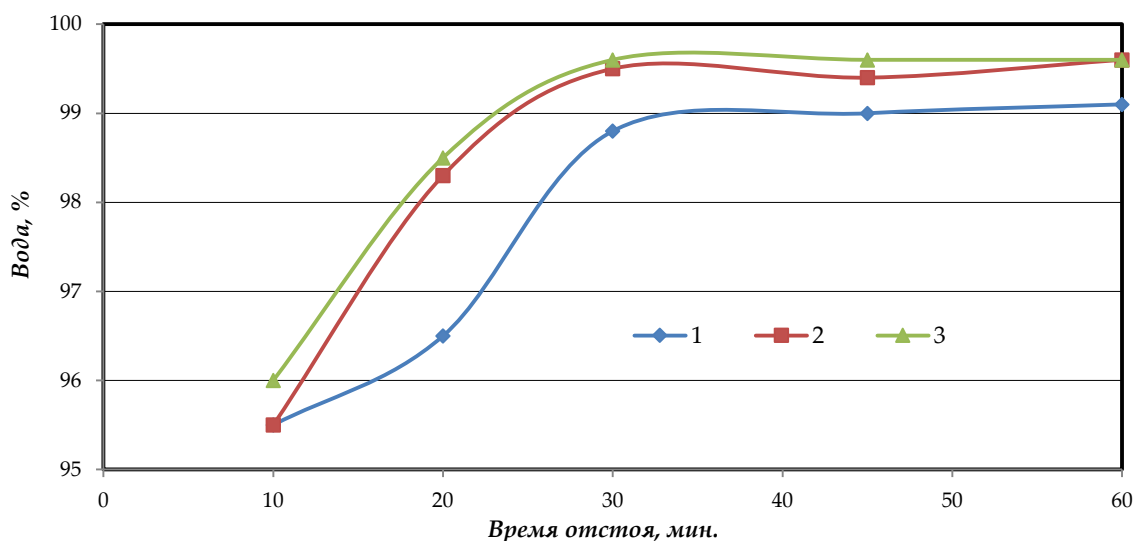


Рис.2. Зависимость количества отделившейся воды из смеси водонефтяной эмульсии (месторождения «С.Нуржанов», «Западная Прорва», «Ж.Досмухамбетовское», «Актобе») от времени под действием деэмульгатора: 1 - F-929; 2 - НД-1/5-43; 3 - F-929+НД-1/5-43

Выводы и рекомендации

По результатам испытаний подбора деэмульгатора для разрушения смеси водонефтяных эмульсий при различных времени отстоя и температуре, в зависимости от удельного расхода реагента, влияния различных деэмульгаторов на разрушение эмульсий, становится ясным, что деэмульгатор типа НД (особенно НД-1/5 и НД-1/5-43) при определенных условиях тестирования обеспечивает максимальное обезвоживание. Считается целесообразным провести опытно-промышленные испытания деэмульгатора типа НД для разрушения смеси водонефтяной эмульсии ЦППН «Прорва».

Базовый деэмульгатор F-929 и деэмульгаторы НД-1/5, НД-1/5-43, совместимы для разрушения общей водонефтяной эмульсии ЦППН «Прорва». Кинетические кривые зависимости выделения воды из смеси водонефтяной эмульсии месторождений под действием деэмульгаторов от времени близлежащие, т.е. деэмульгаторные пары совместимы.

При использовании деэмульгатора НД-1/5 обессоливание смеси водонефтяной эмульсии происходит интенсивно по сравнению с деэмульгатором F-929. И еще более интенсивно при совместном их использовании.

Литература

1. L.L.Schramm. In emulsion fundamentals and applications in the petroleum industry. Washington D.C.: American Chemical Society, 1992.
2. К.И.Матиев, А.Д.Ага-заде, С.С.Келдибаева. Удаление асфальтосмолопарафиновых отложений различных месторождений //SOCAR Proceedings. –2016. -№ 4. –С.64-68.
3. Р.Н.Бахтизин, Р.М.Каримов, Б.Н.Мастобаев. Влияние высокомолекулярных компонентов на реологические свойства в зависимости от структурно-группового и фракционного состава нефти //SOCAR Proceedings. –2016. -№ 1. –С.42-50.
4. S.Kokal. In petroleum engineering handbook: general engineering. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineering, 2006.
5. Р.Д.Мингазов. Композиционные составы для разрушения водонефтяных эмульсий на основе олигоуретанов и ионогенных поверхностно-активных веществ. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Казань: ФГБОУ ВПО «Казанский национальный исследовательский технологический университет», 2012.
6. Р.Б.Ахметкалиев, С.А.Мералиев, О.Б.Саенко и др. Деэмульгирующая активность различных реагентов-деэмульгаторов //Нефть и газ Казахстана. -1997. -№3. -С.134-137.
7. Г.Н.Позднышев. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий. М.: Недра, 1982.
8. А.Н.Маркин, Р.Э.Низамов, С.В.Суховерхов. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. Владивосток: Дальнаука, 2011.
9. Ф.С.Исмайлов, Р.А.Дашидиев, Б.А.Сүлейманов и др. Деэмульгатор. Евразийский патент № 020481, 2014.
10. F.S.İsmayilov, R.A.Daşdiyev, B.Ə.Süleymanov və b. Deemulqator. İxtiraya dair iddia sənədi A 20110192, 13.07.2015. //ARSMPDK-nın «Sənaye mülkiyyəti» Rəsmi Bülleteni. –2015. -№6. –С.7.

References

1. L.L.Schramm. In emulsion fundamentals and applications in the petroleum industry. Washington D.C.: American Chemical Society, 1992.
2. K.I.Matiyev, A.D.Aga-zade, S.S.Keldibayeva. Removal of asphaltene-resin-paraffin deposits of various fields //SOCAR Proceedings. –2016. –No.4. –P.64-68.
3. R.N.Bahtizin, R.M.Karimov, B.N.Mastobaev. The effect of high-molecular components on flow properties, depending on the structural-group and fractional oil content //SOCAR Proceedings. –2016. -№1. –С.42-50.
4. S.Kokal. In petroleum engineering handbook: general engineering. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineering, 2006.
5. R.D.Mingazov. Kompozicionnye sostavy dlâ razrušeniâ vodoneftânyh èmul'sij naosnove oligoureтанov i ionogennyh poverhnostno-aktivnyh vešestv. Avtoreferat dissertacii na soiskanie učenoi stepeni kandidata tehničeskikh nauk. Kazan': FGBOU VPO «Kazanskij nacional'nyj issledovatel'skij tehnologičeskij universitet», 2012.
6. R.B.Ahmetkaliev, S.A.Meraliev, O.B.Saenkou I dr. Deèmul'giruûšââ aktivnost' različnyh reagentov-deèmul'gatorov //Nef't' i gaz Kazahstana. -1997. -№3. -S.134-137.
7. G.N.Pozdnyšev. Stabilization and destruction of emulsions. M.: Nedra, 1982
8. A.N.Markin, R.E.Nizamov, S.V.Sukhoverkhov. Production Chemistry: guidance manual. Vladivostok: Dalnauka, 2011.
9. F.S.Ismailov, P.A.Dashdiev, B.A.Suleimanov et al. Deemulsifier. Eurasian Patent № 020481, 2014.
10. F.S.İsmayilov, R.A.Daşdiyev, B.A.Suleimanov və b. Deemulqator. İxtiraya dair iddia sənədi A 20110192, 13.07.2015. //ARSMPDK-nın «Sanaye mulkiyyeti» Resmi Bülleteni. –2015. -№6. –С.7.

Подбор эффективного деэмульгатора для разрушения водонефтяной эмульсии и исследования по определению совместимости с базовым деэмульгатором

К.И.Матиев, А.Д.Ага-заде, М.Э.Алсафарова, А.Ф.Акберова
НИПИ «Нефтегаз» SOCAR, Баку, Азербайджан

Реферат

В статье рассматриваются результаты испытаний по подбору деэмульгатора для разрушения смеси водонефтяных эмульсий в различные времена отстоя и температуры, в зависимости от удельного расхода реагента, влияние различных деэмульгаторов на разрушение эмульсий. В результате проведенных исследований установлено, что деэмульгатор типа НД (НД-1/5 и НД-1/5-43) при определенных условиях тестирования обеспечивает максимальное обезвоживание. Базовый деэмульгатор F-929 и деэмульгаторы НД-1/5, НД-1/5-43, совместимы для разрушения общей водонефтяной эмульсии ЦППН «Прорва». Кинетические кривые зависимости выделения воды из смеси водонефтяной эмульсии месторождений под действием деэмульгаторов от времени близлежащие, т.е., деэмульгаторные пары совместимы. Обессоливание смеси водонефтяной эмульсии с деэмульгатором НД-1/5 происходит интенсивно по сравнению с деэмульгатором F-929. И еще более интенсивно при совместном их использовании.

Ключевые слова: водонефтяная эмульсия; деэмульгатор; деэмульсация; остаточная вода; обезвоживание.

Su-neft emulsiyasının parçalanması üçün effektiv deemulqatorun seçilməsi və baza deemulqatoru ilə bir araya sığa bilməsinin təyininin tədqiqi

K.İ.Mətiyev, Ə.D.Ağa-zadə, M.E.Əlsəfərova, A.F.Əkbərova
«Neftqazəlmətdiqatlayihə» İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Məqalədə su-neft emulsiyaları qarışığının müxtəlif zaman və temperaturda, reagentin xüsusi sərfindən asılı olaraq parçalanması üçün deemulqatorların seçilməsi, müxtəlif deemulqatorların emulsiyanın parçalanmasına təsiri üzrə tədqiqat nəticələrinə baxılmışdır. Aparılmış tədqiqatlar nəticəsində müəyyən olunmuşdur ki, ND tipli deemulqator (ND-1/5, ND-1/5-43) testin müəyyən şəraitlərində maksimal susuzlaşmanı təmin edir. «Prorva» neftin hazırlanması və vurulması şəxindəki ümumi su-neft emulsiyasının parçalanması üçün baza reagenti olan F-929 deemulqatoru və ND-1/5, ND-1/5-43 deemulqatorları bir araya sığa bilirlər. Yataqların su-neft emulsiyaları qarışığından deemulqatorların təsiri ilə suyun ayrılmasının zamandan asılılığının kinetik ayrılırları bir-birinə yaxın yerləşir, yəni ki, deemulqator cütləri bir araya sığandır. Su-neft emulsiyası qarışığının ND-1/5 deemulqatoru iştirakında duzsuzlaşması F-929 deemulqatoru olan halla müqayisədə intensiv gedir. Onları birlikdə istifadə etdikdə isə proses daha intensiv olur.

Açar sözlər: su-neft emulsiyası; deemulqator; deemulsasiya; qalıq su; susuzlaşdırma.