

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА РАЦИОНАЛЬНЫХ ТОЧЕК ПОДАЧИ ДЕЭМУЛЬГАТОРА В ДОБЫВАЕМУЮ ЖИДКОСТЬ ПРИ ПУТЕВОМ СБРОСЕ ВОДЫ

Усова Л.Н., Миннигалимов Р.З., Сафонов В.Е., Голубев М.В.

В процессах добычи для дестабилизации водонефтяной эмульсии применяются поверхностно-активные вещества. Ввод деэмульгаторов производится в узловых точках системы нефтесбора. В статье приводятся результаты исследований по изучению закономерности эмульсообразования при заблаговременном вводе деэмульгатора, исследования проводились на искусственных эмульсиях

Основным требованием подготовки пластовой жидкости к расслоению в ТВО является максимальная дестабилизация водонефтяной эмульсии перед входом в аппарат.

В процессах добычи нефти применение поверхностно-активных веществ производится как в централизованных пунктах подготовки нефти, так и в системах ее сбора с целью предварительного разрушения эмульсий перед термохимическим обезвоживанием и снижения давления в системах сбора за счет уменьшения вязкости обводненной нефти /1 - 8/.

В настоящее время с целью подготовки пластовой жидкости к расслоению в аппаратах ТВО и УПС производится ввод деэмульгаторов в узловых точках системы нефтесбора, к которым, прежде всего, относятся автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ) /9 - 12/. В ряде случаев, дозирование реагентов-деэмульгаторов осуществляется в добывающие скважины на прием погружных насосных установок /13 - 15/. Заблаговременный ввод деэмульгатора в обводненную нефть до ее диспергирования предупреждает образование высоковязкой эмульсии благодаря коалесценции дисперсной фазы в период перемешивания смеси в насосном оборудовании.

С целью изучения закономерностей эмульсообразования при заблаговременном вводе деэмульгатора в водонефтяную смесь перед ее смешением были проведены лабораторные исследования на искусственных эмульсиях. Ввод ПАВ в смесь перед ее диспергированием мешалкой имитировал ввод реагента на прием насосного оборудования скважин через затрубное пространство.

После перемешивания водонефтяной смеси за определенный период производилось построение кривой кинетики отстоя эмульсий. Эксперименты производились при различных дозировках ПАВ и оборотах ротора смесителя.

Другая серия опытов проводилась на приготовленных эмульсиях без предварительного ввода деэмульгаторов. Эмульсии готовились на тех же оборотах ротора мешалки и при том же времени смешения. После приготовления эмульсий в них вводились те же количества деэмульгаторов, после чего производилось построение кривых кинетики расслоения эмульсий.

В ходе эксперимента была исследована кинетика отстоя искусственной водонефтяной эмульсии с исходным содержанием воды 60%. Эмульсия создавалась путем смешения пластовой воды Туймазинского месторождения (скважина № 1191) плотностью $\rho_v = 1,137 \text{ г/см}^3$ с безводной нефтью того же месторождения (скважина № 34) плотностью $\rho_n = 0,860 \text{ г/см}^3$ с помощью электромеханической мешалки при скорости вращения ротора 500, 1000 и 2000 об/мин в течение 10 минут. Объем приготавливаемой эмульсии составлял 500 мл.

Для контроля устойчивости к расслоению после смешения каждая проба полученной эмульсии отстаивалась в течение 2 часов. Дальнейшие исследования кинетики отстоя проводились только в случае отсутствия быстрого расслоения и разрушения эмульсии. Далее эмульсия разливалась в мерные отстойники по 100 мл каждый. Для разрушения эмульсии использовался деэмульгатор СНПХ-4410 с различной дозировкой.

При скорости вращения ротора мешалки 500 об/мин проба водонефтяной эмульсии с предварительной (до смешения) дозировкой деэмульгатора с расходом 10 г/т нефти расслаивалась за 10-15 минут. При той же скорости вращения проба приготовленной эмульсии без предварительной подачи деэмульгатора разрушалась только после 2-х часового отстоя. Поэтому, в дальнейшем, кинетика отстоя водонефтяной эмульсии, приготовленной при 500 об/мин, не наблюдалась.

Результаты эксперимента приведены в табл. 1 – 4.

Таблица 1

Результаты разрушения искусственной водонефтяной эмульсии (без предварительного дозирования деэмульгатора)

$$\rho_{\text{H}} = 0,860 \text{ г/см}^3 \quad \rho_{\text{B}} = 1,137 \text{ г/см}^3 \quad W = 60 \% \quad N = 1000 \text{ об/мин}$$

№ №	Расход деэмульгатора	Отстой, мл, за время, мин				
		15	30	60	90	120
1.	Q= 30 г/т	0	0	15	20	20
2.	Q= 50 г/т	15	22	28	32	40
3.	Q= 60 г/т	20	28	32	39	45
4.	Q= 80 г/т	25	30	35	42	50

Таблица 2

Результаты разрушения искусственной водонефтяной эмульсии (с предварительным дозированием деэмульгатора)

$$\rho_{\text{H}} = 0,860 \text{ г/см}^3 \quad \rho_{\text{B}} = 1,137 \text{ г/см}^3 \quad W = 60 \% \quad N = 1000 \text{ об/мин}$$

№ №	Расход деэмульгатора	Отстой, мл, за время, мин				
		15	30	60	90	120
1.	Q =10г/т	-	-	-	-	-
2.	Q = 30 г/т	5	15	25	35	40
3.	Q = 40 г/т	15	20	30	35	42
4.	Q = 50 г/т	20	25	35	40	45
5.	Q = 60 г/т	20	30	40	45	50
6.	Q = 80 г/т	25	35	60	60	60

Таблица 3

Результаты разрушения искусственной водонефтяной эмульсии (без предварительного дозирования деэмульгатора)

$$\rho_{\text{н}} = 0,860 \text{ г/см}^3 \quad \rho_{\text{в}} = 1,137 \text{ г/см}^3 \quad W = 60 \% \quad N = 2000 \text{ об/мин}$$

№ №	Расход деэмульгатора	Отстой, мл, за время, мин				
		15	30	60	90	120
1.	Q= 30 г/т	0	0	0	0	0
2.	Q= 50 г/т	10	20	25	30	37
3.	Q= 60 г/т	20	25	30	37	40
4.	Q= 80 г/т	22	25	35	40	45

Таблица 4

Результаты разрушения искусственной водонефтяной эмульсии (с предварительным дозированием деэмульгатора)

$$\rho_{\text{н}} = 0,860 \text{ г/см}^3 \quad \rho_{\text{в}} = 1,137 \text{ г/см}^3 \quad W = 60 \% \quad N = 2000 \text{ об/мин}$$

№ №	Расход деэмульгатора	Отстой, мл, за время, мин				
		15	30	60	90	120
1.	Q =10г/т	-	-	-	-	-
2.	Q = 30 г/т	-	-	-	-	-
3.	Q = 40 г/т	10	15	23	28	35
4.	Q = 50 г/т	20	28	30	35	40
5.	Q = 60 г/т	25	35	40	43	45
6.	Q = 80 г/т	26	38	43	45	55

Наиболее устойчивая эмульсия получается при оборотах $n = 2000$ об/мин. При предварительной подаче деэмульгатора в одну из смешиваемых фаз процесс разрушения эмульсии протекает наиболее интенсивно. Предварительная дозировка деэмульгатора из расчета 60 г/т нефти позволяет разрушить эмульсию за 2 часа отстоя с выделением 50% воды, в то время как без предварительной подачи деэмульгатора выделяется лишь 40% воды. А при предварительной дозировке деэмульгатора с расходом 80 г/т нефти эмульсия, приготовленная при 2000 об/мин, разрушается практически полностью. При этом остаточное содержание воды в нефти составляет 5% (табл. 4). При том же расходе деэмульгатора в эмульсию, приготовленную при скорости 1000 об/мин, эмульсия разрушается полностью уже при часовом отстое (табл. 2).

Таким образом, по результатам проведенного эксперимента можно сделать следующие основные выводы:

- процесс разрушения водонефтяной эмульсии протекает интенсивнее при предварительном дозировании деэмульгатора в одну из смешиваемых фаз;
- предварительная подача деэмульгатора в эмульсию при менее интенсивном смешивании (1000 об/мин) позволяет полностью разрушить эмульсию за относительно меньшее время;
- предварительная подача реагента в эмульсию позволяет при относительно меньшем расходе деэмульгатора достигнуть те же результаты по расслоению эмульсии.

Апробация полученных в лабораторных условиях результатов была проведена в промышленных условиях в системе сбора угленосной нефти, подключенной к установке ТВО-20С. Для эксперимента был выбран коллектор ГУ 3110, с суммарным дебитом по жидкости 190 м³/сут, в начале которого подключена группа скважин № 3107, 3108, 3109, 3172, 3182, 3209, 2423. В дальнейшем в этот коллектор подключены всего три скважины №№ 181, 494 и 2229 с общим дебитом 6,8 м³/сут. Другими словами, движение и свойства эмульсий по скорости течения и обводненности после группы из 3 скважин изменялись не существенно.

Из указанной группы 4 скважины (3108, 3109, 3172, 3209) были оборудованы погружными электроцентробежными установками с дебитами 14,0;

52,5; 45,0; 57,14 м³/сут и обводненностью соответственно 90, 96, 98 и 93%. Скважины 3107, 3182, 2423 с дебитами по жидкости 5,7; 2,77; 6,35 м³/сут и обводненностью 86; 82; 65% были оборудованы штанговыми насосами.

Для проведения экспериментов дозирование деэмульгатора Рекод 118 проводилось на ГУ 3110 из расчета 50 г/т нефти. Перед врезкой линий от ГУ 523 и ГУ 975 в этот коллектор производился отбор пробы жидкости для замера кинетики отстоя эмульсии.

Часть деэмульгатора, дозируемого на ГУ 3110, далее была перенесена на приемы УЭЦН и УСШН указанной группы. Закачка деэмульгатора в скважины оборудованные УСШН производилась через затрубное пространство с помощью передвижных дозаторов.

К настоящему времени накоплен положительный опыт использования более экономичного и технологичного способа подачи ПАВ на прием УЭЦН, который производится с помощью дополнительного канала в плоском кабеле КРБК подвода электроэнергии. Данный способ был реализован и в данном случае.

По истечению 10 дней после начала такой закачки произведен отбор жидкости в том же месте для исследования стойкости путем снятия кривой кинетики отстоя.

В обоих вариантах эксплуатации оценивалась степень разрушения эмульсий за период времени 30 минут.

Исследования показали, что в первом и втором вариантах подачи ПАВ степень разрушения оказалась соответственно 94 и 98%. Таким образом, перенос ввода ПАВ на прием скважинных насосов при равном количестве реагента в условиях Туймазинского месторождения не ухудшает процесс подготовки жидкости к расслоению, а напротив улучшает. Это дает основание полагать, что заблаговременный ввод ПАВ позволяет сэкономить его расход и улучшить условия расслоения пластовых жидкостей в аппаратах ТВО.

Таким образом, можно заключить, что перенос части используемого в системе сбора нефти деэмульгатора в скважины на прием погружных электроцентробежных насосов позволяет повысить степень разрушения эмульсий в промысловых трубопроводах перед входом в аппарат ТВО и сэкономить существенное количество реагента.

Литература

1. Никитин Ю.М., Гришагин А.В. Разделение эмульсии в аппарате совместной подготовки нефти и воды // Нефт. хоз-во.-1989.-№ 5.-С.54-56.
2. Обезвоживание нефти в промысловых условиях без нагревания эмульсии /Б.Г. Валяев, В.В.Трофимов //Тр./Гипрвостокнефть.-1971.- Вып. 13.- С.67-77.
3. Петров А.А., Афанасьев В.М., Валяев Б.Г., Соколов А.Г. Сбор, подготовка нефти и очистка сточных вод. – Куйбышев, 1969. – 169с.
4. Позднышев Г.Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий.- М.: Недра,1987.-222с.
5. Ручкина Р.М., Мансуров Р.И., Позднышев Г.Н. Определение степени разрушения водонефтяных эмульсий в технологической схеме установки подготовки нефти // РНТС. Сер. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1975. - С.24-26.
6. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. – М.: Недра, 1977.
7. Тронов В.П. Разрушение эмульсий при добыче нефти. – М.: Недра, 1974.
8. Тронов В.П., Грайфер В.И., Сатаров У.Г. Деэмульсация нефти в трубопроводах. – Казань: Татарское книжное изд-во, 1970. – 152с.
9. Антипин Ю.В., Валеев М.Д., Сыртланов А.Ш. Предупреждение осложнений при добыче обводненной нефти // Уфа: Башкнигоиздат. 1987. – 167с.
10. Баймухаметов Д.С., Мошков В.К., Бакаев А.А. и др. Подготовка продукции скважин к отделению воды в системах нефтесбора // Эксплуатация нефтяных месторождений на поздних стадиях разработки / Сб. науч. тр. БашНИПИнефть. Вып. 112. Уфа. 2003. – С. 177-182.
11. Баширова Э.Р., Калинина Т.А., Баймухаметов Д.С. и др. Особенности условий применения деэмульгаторов на месторождениях Башкирии //Эксплуатация нефтяных месторождений на поздних стадиях разработки / Сб. науч. тр. БашНИПИнефть. Вып. 112. Уфа. 2003. – С. 164-173.
12. Тронов В.П., Грайфер В.И. Обезвоживание и обессоливание нефти – Казань: Татарское изд-во, 1974. – 184с.
13. Пат. РФ 2132930. Устройство для дозированной подачи реагента в скважину, оборудованную штанговым насосом /В.Ф. Голубев, Н.Н. Хазиев // Б.И. – 1999. - № 19.

14. Пат. РФ 2163701. Устройство для дозировки реагента в трубопровод /Н.Н. Хазиев, В.Ф. Голубев, Ф.К. Серазетдинов, М.В. Голубев, Р.М. Валеев // Б.И. – 2001. - № 6.

15. Пат. РФ 2172389. Способ подготовки и подачи водорастворимого реагента в скважину / В.Ф. Голубев, Н.Н. Хазиев, М.В. Голубев // Б.И. – 2001. - №23.