

## **ДЕСТАБИЛИЗАЦИЯ НЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ, ОБРАЗУЕМЫХ В СКВАЖИННЫХ НАСОСАХ**

Зайдуллина Э.М., Валеев А.М., Фахретдинов Р.Р., Усова Л.Н.

*Уфимский государственный нефтяной технический университет*

*В статье описывается опыт эксплуатации различных конструкций установок предварительного сброса попутно-добываемой воды на объектах добычи нефти. Приведены оптимальные уровни дозирования деэмульгаторов для дестабилизации и разрушения образуемых в скважинах эмульсий для залежей девонских и угленосных нефтей. Получена эмпирическая формула для определения остаточного количества воды в отводимой из аппаратов нефти в зависимости от степени разрушенности поступающей эмульсии, входного водосодержания и загрузки аппарата по жидкости.*

Эксплуатация нефтяных месторождений на поздних стадиях разработки связана с необходимостью раннего путевого сброса воды в системах сбора нефти. Учитывая достаточно высокую интенсивность эмульгирование обводненной нефти в скважинных насосах и устойчивость образуемых эмульсий, сброс попутно-добываемой воды представляет собой достаточно сложную проблему.

Для обеспечения эффективности сброса воды необходимо обеспечить разделение водонефтяной смеси в отстойнике-сепараторе. Требуется, чтобы в нефтяной фазе содержание воды было минимальным.

Газожидкостная смесь, поступающая в отстойник для разделения, представляет собой гетерогенную систему, физические свойства которой зависят не только от компонентов (нефти, газа и воды), но и от процессов диспергирования и коалесценции, определяемых условиями добычи, технологией сбора и транспорта их до пункта подготовки.

Для сброса попутно-добываемой воды применяются различные конструкции отстойных аппаратов. Предварительный сброс предполагает гибкость регулирования количества остаточной воды в нефти и воды, поступающей на прием насосов ППД, в зависимости от изменяющихся условий разработки месторождения и пропускной способности насосов. Для обеспечения расслоения компонентов продукции в аппаратах установок предварительного сброса (УПС) в добываемую жидкость предварительно вводят реагент-деэмульгатор. Дозирование реагентов производится преимущественно в узловых

точках системы сбора и в частности на автоматизированных групповых замерных установках (АГЗУ). Как показала практика, при добыче высоковязкой нефти технологически и экономически выгодной является дозирование реагента в скважины на прием погружных насосов с помощью глубинных дозаторов. При движении пластовых жидкостей от АГЗУ до УПС должна завершиться транспортная стадия доставки реагента к межфазной поверхности эмульсии и стадия коалесценции и укрупнения глобул воды в потоке с образованием расслоенного течения жидкостей на подходе к аппарату УПС. Конструкция отстойного аппарата УПС должна сводить к минимуму перемешивание флюидов и их турбулизацию. Широкое распространение получили так называемые трубные водоотделители (ТВО), представляющие собой наклонно расположенные трубы большого (1200 мм) диаметра и длиной 80...100 м.

Продукция скважины вводится в среднюю часть такого аппарата, из верхней части отводятся газовая и нефтяная фазы с остаточным количеством диспергированной воды, а основной объем отделившейся воды отводится на КНС из нижней части ТВО. Наклон оси трубы ТВО к горизонтали составляет около 5°, что вполне достаточно для стока расслоившейся воды в нижнюю часть аппарата. При этом не исключается возможность отбора попутного газа из самой верхней точки аппарата потребителю, расположенному в зоне обустройства ТВО.

При совмещении УПС и ДНС (схема совмещенной трубной водоподготовки) нефтяная фаза поступает в отстойники и далее в насос откачки, а водная фаза поступает в емкость для доочистки от нефти с целью получения кондиционной воды для закачки в пласты.

При использовании горизонтальных емкостей УПС применяют соответствующие начинки из перегородок, интенсифицирующих процесс разделения фаз и их отдельного отбора из емкости.

Применяются и другие конструкции аппаратов предварительного сброса воды, в основе которых лежат те же принципы обеспечения расслоения пластовых жидкостей и их отдельного отбора. Для более глубокого обезвоживания нефти в аппаратах УПС перед ним прокладывается небольшой участок трубопровода (10...20 м) большого диаметра (до 400 мм). Резкое

снижение скорости потока на этом участке создает условия укрупнения капель предварительно обработанных деэмульгатором эмульсий.

Для эффективного расслоения водонефтяной смеси в отстойных аппаратах необходимо обеспечить в подводящих трубопроводах доставку деэмульгатора на межфазную поверхность и укрупнение водных капель до размеров, достаточных для быстрого осаждения в трубопроводе или отстойном аппарате. Согласно исследованиям, размер таких капель воды в потоке должен достигать не менее 200 мкм, для нефтей с вязкостью до 30 мПа·с. Для более вязких нефтей этот размер должен возрастать. Таким образом, подводящие к отстойнику трубопроводы являются технологическим звеном, в котором подготовку эмульсий к расслоению можно осуществить наиболее эффективно.

В ряде случаев возникает необходимость дозирования деэмульгаторов на прием погружных насосов в скважинах. Такая необходимость вызвана недостаточной протяженностью подводящих к аппарату трубопроводов и высокой степенью дисперсности образующихся в ступенях погружных электронасосов эмульсий «вода в нефти». Кроме того, подача деэмульгаторов на прием насосов позволяет снизить вязкость эмульсий в насосе и обеспечить его работоспособность снижением гидравлических потерь мощности. Особенно целесообразной подача на прием насосов поверхностно-активных веществ является в случае, если во всей группе скважин, подключенных к одной УПС, имеется небольшое количество с электроцентробежными насосами. Остальное же количество скважин оборудовано установками скважинных штанговых насосов (УСШН). В таких случаях целесообразность подачи деэмульгатора на прием установок скважинных электронасосов (УЭЦН) очевидна, поскольку последние являются элементами добычи, образующими высокодисперсную часть эмульгированной пластовой воды.

Процессы доставки деэмульгатора на межфазную поверхность транспортируемых эмульсий и коалесценции капель в потоке зависят от соотношения инерционных и вязких сил потока, т.е. от степени турбулизации, определяемой параметром Рейнольдса. Количественная оценка этого параметра для существующих лучевых систем сбора невозможна из-за меняющихся объемов

жидкости в трубах с подключением очередного АГЗУ в систему перед аппаратом сброса.

На степень расслоения эмульсий перед отстойником влияет также количество вводимого деэмульгатора на единицу объема жидкости. Этот параметр оценивается суммированием расходов реагента по каждой точке ввода и по скважинам.

Для оценки влияния количества вводимого деэмульгатора на степень подготовленности жидкости к расслоению в аппаратах предварительного сброса воды был собран и analyzed материал по ТВО, установленным на промыслах АНК «Башнефть».

Опытные данные были разделены на 2 группы девонских и угленосных нефтей, по своим физико-химическим характеристикам в достаточной мере отличающихся друг от друга. Анализировалась устойчивость пробы эмульсий на входе ТВО или УПС в зависимости от удельного расхода деэмульгатора в системе сбора, подключенной к данному узлу сброса. Устойчивость эмульсии определялась по количеству отстоявшейся воды, отнесенной к исходному количеству в течение 5 минут.

В табл. 1 приведены данные по группам ТВО, осредненные за период 2002...2003 годов.

Установлена тенденция увеличения глубины сброса воды при увеличении расхода деэмульгатора. Вне зависимости от типа деэмульгатора при его расходах выше 65 г/тн дальнейшего снижения агрегативной устойчивости не наблюдается. Этот расход, к примеру, для условий Республики Башкортостан следует считать достаточным для осуществления эффективного расслоения смесей в ТВО.

Необходимо отметить, что средневзвешенные расстояния от АЗГУ до установок предварительного сброса воды по месторождениям колеблется в интервале 800...4500м. Таким образом, можно заключить, что для подготовки эмульсий к расслоению заблаговременный ввод ПАВ в добываемую жидкость является достаточно эффективным методом.

Таблица 1

Результаты анализа устойчивости эмульсий на входе в ТВО или УПС

Номер	Месторождения, залежь, № ТВО или УПС	Суточная произ- водитель- ность, м <sup>3</sup> /сут	Обвод- нен- ность, дол.ед.	Удель- ный расход реагента г/тн	Кол-во оста- точной воды дол.ед.
Девон					
1	Туймазинское, УПС-2	1377	0,92	16	0,12
2	Туймазинское, ТВО-29	1640	0,91	57	0,20
3	Туймазинское, ТВО-36	720	0,92	42	0,80
4	Туймазинское, ТВО-20	3900	0,90	43	0,60
5	Ардатовская пл. УПС-Мустафино	1900	0,74	50	0,40
Карбон					
6	Ардатовская пл., ТВО-20	1700	0,88	50	0,40
7	Игровское, УПС-43	3050	0,80	48	0,6
8	Бураевское, УПС-50	2400	0,75	55	0,3
9	Бураевское, УПС-51	2750	0,70	57	0,25
10	Чингакуль, УПС-7	3500	0,78	60	0,3
11	Юссук	4500	0,81	60	0,28
12	Татышлинское, УПС-60	2100	0,82	65	0,22
13	Воядинское, УПС-34	4350	0,80	72	0,22
14	То же после реконструкции	4300	0,95	55	0,09

Определение оптимальных удельных расходов ПАВ на обработку эмульсий производится эмпирически путем анализа устойчивости жидкости на входе в аппарат предварительного сброса при различных уровнях дозировки реагентов.

Совершенно очевидно, что на глубину сброса воды в отстойных аппаратах влияет и ряд других параметров. К ним, прежде всего, относится тип или конструкция аппарата. В [1] показано влияние на условия сброса воды типов аппаратов ТОС и ОГН, первый из которых представляет собой ряд вертикальных труб, соединенных в нижних и верхних частях, причем из последней трубы, гидравлически не связанной с предыдущими, отводится нефтяная фаза.

В [2] было также показано влияние положения межфазного уровня в аппарате на качество сбрасываемой воды по содержанию нефти и на остаточное количество воды в отводимой нефтяной фазе. Регулированием положения раздела «нефть-вода» можно либо существенно увеличить глубину сброса воды, но при этом ухудшить ее качество по содержанию нефти, либо, напротив, уменьшить количество сбрасываемой воды, но улучшить при этом ее качество.

Для оценки оптимального положения межфазного уровня в отстойных аппаратах ТОС и ОГН в [2] получены эмпирические зависимости:

$$H = 0,1717 e^{0,0061 W}, \quad (1)$$

$$H = 0,1717 e^{1,0927 W}, \quad (2)$$

где:  $W$  – обводненность, %;

$H$  – высота межфазного уровня в аппаратах, диаметром от 3 до 3,4 м.

Количество параметров, влияющих на глубину сброса воды в аппаратах, достаточно велико, а регулирование процесса возможно только изменением расхода деэмульгатора и положения межфазного уровня. Причем оптимизация технологического процесса сброса воды должна производиться с использованием экспериментального исследования процессов образования и последующего разрушения эмульсий.

Методика оптимизации сброса воды заключается в следующем. Первым этапом является определение стойкости эмульсий в узловых звеньях (АГЗУ) системы сбора, подключенной к данному аппарату сброса.

В этих узлах отбираются пробы, и исследуется кинетика отстоя водной фазы во времени. Далее в пробы жидкостей вводят различные количества деэмульгаторов с целью построения серии кривых отстоя. Предельным количеством вводимого реагента будет считаться то, увеличение которого не дает существенного улучшения динамики отстоя. Суммарное количество вводимого деэмульгатора в этой узловой точке рассчитывается умножением полученной величины на суммарное количество жидкости, проходящей через эту точку.

В тех случаях, когда устойчивость эмульсий очень высока, ввод деэмульгатора необходимо переносить непосредственно в скважины на прием электроцентробежных насосов или применять технологию последовательной откачки нефти и воды.

Общее количество деэмульгатора на УПС определяется суммированием полученных дозировок в узлах системы сбора нефти.

Второй этап оптимизации производится регулированием положения межфазного уровня в аппаратах сброса в процессе его работы. Использование регулятора уровня позволяет достичь требуемое качество сбрасываемой воды или количество остаточной воды в отводимой нефтяной фазе. Изменением положения регулирующего органа можно за короткое время определить необходимое требование к межфазному уровню.

В [3] описаны исследования влияния степени разрушенности нефтяной эмульсии перед входом в отстойник на остаточное содержание воды в отводимой нефти. Исследования проведены на модельной установке сброса воды с 50 %-ной обводненной нефтью.

Для исследований были приготовлены эмульсии с разрушенностью 65, 75, 85, 95 % при 30-минутном отстое. Эмульсия в соотношении 1:1 готовилась на электромеханической мешалке при оборотах до 1000 об/мин. Степень разрушенности находилась как отношение выделившейся воды к ее общему содержанию, выраженное в процентах. При различных расходах жидкости определялось содержание нефти в воде, сбрасываемой с аппарата. Вода после прохождения через аппарат анализировалась на содержание нефти по ОСТ-39-133-81.

Результаты исследований работы аппарата типа ОГ-200П представлены в таблице 2. Видно, что с ростом разрушенности эмульсии остаточное содержание воды в нефти уменьшается. Притом, с увеличением расхода жидкости в аппарате остаточное содержание воды в нефти увеличивается.

На основе обобщения экспериментальных данных авторами получено эмпирическое выражение для оценки количества остаточной воды в нефти в зависимости от степени разрушенности эмульсии, входящей в отстойник, расхода жидкости и обводненности:

$$V_{\text{ост}} = \left( \frac{K_1 - K_2 \text{Ln}Q}{C_p} \right) 0,02V_x, \text{ дол. ед.} \quad (3)$$

где:  $C_p$  – степень разрушенности, %,

$V_x$  – входное водосодержание, дол. ед.

Коэффициенты  $K_1$  и  $K_2$ , входящие в (3) зависят от плотности и вязкости добываемой нефти и для разных месторождений имеют различные значения.

В табл. 3 значения указанных коэффициентов для ряда месторождений нефти.

Таблица 2

Зависимость остаточного содержания воды в нефти на выходе из отстойного аппарата от разрушенности 50 %-ной эмульсии

Степень разрушенности, %	Остаточное содержание воды в нефти, %, при различных расходах жидкости, м <sup>3</sup> /сут					
	1300	2000	4100	8300	9000	10000
65	20	25	30	43	52	60
75	8	12	17,5	25	30	40
85	5	8	12	18	20	23
95	5	7	10	15	18	20

Таблица 3

Опытные значения коэффициентов

№/№ п/п	Месторождение	$K_1$	$K_2$
1	Арланское	0,52	0,059
2	Туймазинское	0,42	0,082
3	Воядинское	0,68	0,061
4	Сергеевское	0,46	0,072
5	Чекмагушевское	0,52	0,072
6	Метелинское	0,65	0,079

Из экспериментов следует, что для получения нефти требуемого качества необходимо добиться степени разрушенности эмульсии на входе в аппараты не менее 90 %. Эмпирическая зависимость (3) справедлива в области значений производительности по жидкости  $Q$  до 10000 м<sup>3</sup>/сут и значений вязкости нефти до 65 мПа·с и входной обводненности жидкости 0,6.

### Литература

1. Фахретдинов Р.Р., Хазиев Н.Н., Голубев В.Ф. Некоторые особенности новых аппаратов для предварительного сброса воды в системах сбора нефти //Аспирантский сборник научных трудов. Башнипинефть. – Уфа. – 1998. – с. 92-95.
2. Бриль Д.М., Нафиков Л.Я., Фахретдинов Р.Р., Зайнашев Н.Р. Организация путевого сброса пластовых вод // Аспирантский сборник научных трудов. Башнипинефть. – 2001. – Вып.106. – С. 126-130.
3. Фахретдинов Р.Р., Хазиев Н.Н., Голубев В.Ф. Модельные испытания аппаратов предварительного сброса воды в системе сбора нефти // Аспирантский сборник научных трудов. Башнипинефть. – Уфа. – 1998. – С. 76-82.