

## Методические подходы к применению химических реагентов для подготовки нефти и очистки нефтепромысловых сточных вод на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки

А.Е. Зенцов,  
И.В. Столбов,  
М.Ю. Тарасов, к.т.н.

(ОАО «Гипротюменнефтегаз»,  
Группа ГМС),

И.А. Ташбулатов,

А.В. Ким,

И.В. Кленова

(Филиал «Газпромнефть-Муравленко»

ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»)

Адрес для связи: tarasov@gtng.ru

**Ключевые слова:** месторождение, водонефтяная смесь, обезвоживание нефти, очистка сточной воды, химические реагенты – деэмульгаторы и флокулянты, компонентный состав примесей в воде.

К настоящему времени большинство наиболее крупных месторождений Западной Сибири находится на поздней стадии разработки, характеризующейся высокой обводненностью продукции скважин, что требует интенсивного использования химических реагентов в процессе нефтедобычи. Добыча нефти на этих месторождениях была построена по типовым схемам «куст скважин – дожимная насосная станция (ДНС) – центральный пункт сбора (ЦПС)», предполагающим на начальных этапах разработки месторождений всю подготовку нефти и воды осуществлять на ЦПС, а при появлении в продукции скважин значительного количества попутно добываемой воды оснащать ДНС установками предварительного сброса воды (УПСВ). С целью сокращения затрат на перекачку отделяемая на УПСВ вода должна направляться на ближайшие кустовые насосные станции (КНС) для использования в качестве рабочего агента в системе поддержания пластового давления (ППД).

Таким образом, практически все УПСВ обустроивались путем расширения (реконструкции) ДНС. При этом реализовывались два основных технологических варианта: с подготовкой нефти и воды в резервуарах (рис. 1) или напорных аппаратах (рис. 2).

В УПСВ сброс воды проводится, как правило, без дополнительного подогрева продукции после обработки поступающих водонефтяных эмульсий реагентами-деэмульгаторами. Остаточное содержание воды в нефти, выходящей из УПСВ, устанавливается нефтегазодобывающим предприятием и может изменяться в широких

Technical approach to the application of chemicals for oil treatment and oilfield waste water purification for fields at the late development stages

A.E. Zentsov, I.V. Stolbov, M.Yu. Tarasov  
(Giprotyumenneftegaz JSC, HMS Group, RF, Tyumen),  
I.A. Tashbulatov, A.V. Kim, I.V. Klyonova  
(Gazpromneft-Muravlenko Branch  
of Gazpromneft-Noyabrskneftegaz JSC, RF Muravlenko)

E-mail: tarasov@gtng.ru

**Key words:** oilfield, oil-water mixture, oil dehydration, purification of waste water, chemicals – demulsifiers and flocculants, compositional analysis of impurities in water.

Oil dehydration and purification of waste water in fields at the late development stage are primarily carried out in Free Water Knock Out units with oil-water mixture treatment with demulsifier and natural gravitational settling applied. The required treatment quality of waste water, determined by the design documentation for field production, is not always guaranteed. The performed studies have verified the required quality of oil dehydration and waste water purification can be achieved by sequential treatment of oil-water mixture with such chemicals as demulsifiers and flocculants. The flocculants efficiency depends on the compositional analysis of impurities in the aqueous phase of oil-water mixtures transporting to Free Water Knock Out units.

пределах (от 1 до 10 %), а требования к качеству воды, закачиваемой в систему ППД, определяются проектными документами на разработку месторождений. Эти требования зачастую превышают возможности систем очистки воды на УПСВ, где в основном используется принцип естественного гравитационного отстаивания. Эффективность гравитационного отстаивания зависит от дисперсности удаляемых примесей, зависящей в свою очередь от условий формирования нефтепромысловых сточных вод: гидродинамических режимов движения водонефтяных смесей в системе сбора и подготовки нефти, физико-химических свойств воды и нефти, концентрации водо- и маслорастворимых ПАВ. Очевидно, что для эффективного отстаивания необходимо создать условия для предотвращения образования мелкодисперсных капель и частиц либо для их укрупнения перед отстаиванием.

Одним из этапов, на котором происходит формирование нефтепромысловой сточной воды, является обработка водонефтяной смеси деэмульгатором. При интенсивном смешивании водонефтяной смеси с деэмульгатором под действием последнего бронирующие оболочки глобул воды разрушаются. Лишенные оболочек глобулы коалесцируют, образуя крупные капли, которые могут вновь дробиться до определенного размера, лимитируемого уровнем турбулентности потока водонефтяной смеси. При этом в водной фазе могут диспергироваться насыщенные деэмульгатором нефтяные капли, остающиеся в воде после отделения ее от нефти, образуя прямые эмульсии.

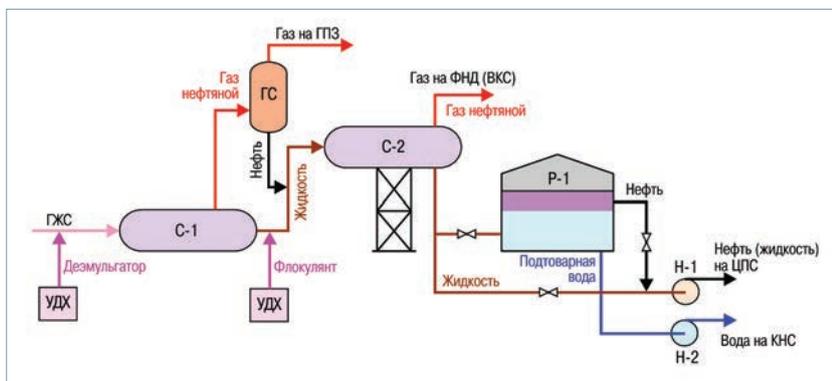


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема ДНС с УПСВ (с совмещенной подготовкой нефти и воды в резервуарах) с рекомендуемыми точками подачи деэмульгатора и флокулянта (ГЖС – газожидкостная смесь):

С-1, С-2 – соответственно первая и вторая ступень сепарации нефти; ГС – газосепаратор; Р-1 – резервуар вертикальный стальной; Н-1 – насос откачки нефти (жидкости) на ЦПС; Н-2 – насос откачки воды на КНС; УДХ – установка дозирования химического реагента; ГПЗ – газоперерабатывающий завод; ФНД – факел низкого давления; ВКС – вакуумно-компрессорная станция

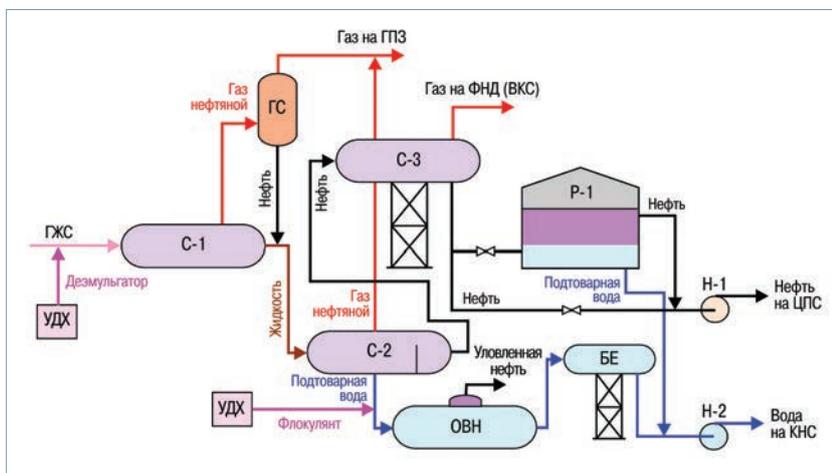


Рис. 2. Принципиальная технологическая схема ДНС с УПСВ (с подготовкой нефти и воды в напорных аппаратах) с рекомендуемыми точками подачи деэмульгатора и флокулянта:

С-3 – третья ступень сепарации нефти; ОВН – отстойник водяной напорный; БЕ – буферная емкость; остальные условные обозначения те же, что на рис. 1

В связи с этим одним из превентивных методов, направленных на предотвращение осложнений при очистке воды, является использование деэмульгаторов, блокирующих образование прямых эмульсий.

При высокой обводненности продукции скважин отделение воды, а следовательно, и диспергирование в ней примесей происходит уже в процессе движения водонефтяной смеси по стволу скважины и в системе нефтесбора. В этом случае, кроме деэмульгаторов, на процесс формирования нефтепромысловых сточных вод могут влиять и другие химические реагенты, используемые для интенсификации добычи нефти: ингибиторы коррозии, соле- и парафиноотложения. Для укрупнения нефтяных капель и частиц механических примесей перед отстаиванием могут быть использованы флокулянты (коагулянты), иногда называемые деойлерами (deoiler) или обратными деэмульгаторами (reverse demulsifier).

В течение 2013 г. были проведены экспериментальные лабораторно-промысловые исследования по оценке влияния химических реагентов (деэмульгаторов и флокулянтов) на процесс подготовки нефтепромысловых сточных вод УПСВ Суторминского и Крайнего месторождений Фи-

лиала «Газпромнефть-Муравленко» ОАО «Газпромнефть-ННГ».

Опыты проводились по следующим направлениям:

- подбор и испытание деэмульгаторов с блокирующими образование прямых эмульсий свойствами путем ввода специальных добавок – частично водорастворимых компонентов и специальных смачивателей воды и нефти;
- подбор и испытание реагентов-флокулянтов.

В экспериментах использовали продукты наиболее известных отечественных и зарубежных компаний. Исследования проводились на пробах водонефтяных смесей, отбираемых на входе УПСВ до подачи деэмульгатора, и на пробах нефтепромысловой сточной воды, отбираемых на выходе отстойных аппаратов.

### Методика проведения исследований на пробах водонефтяных смесей

На пробах водонефтяных смесей было проведено четыре серии опытов по испытанию: 1) деэмульгаторов; 2) деэмульгаторов с блокирующими свойствами (композиций деэмульгаторов со смачивающими и флокулирующими добавками); 3) флокулянтов (без введения деэмульгаторов); 4) флокулянтов с предварительной обработкой деэмульгаторами (последовательной обработкой).

В первых трех сериях опытов свежеотобранные пробы водонефтяной смеси в количестве 1 л после ввода химических реагентов интенсивно встряхивали в течение 3 мин и отстаивали в течение

заданного времени и при заданной температуре. В четвертой серии опытов в водонефтяную смесь после обработки деэмульгатором вводили флокулянт и дополнительно встряхивали в течение 3 мин. Все реагенты вводились в товарном виде с помощью микрошприцев-дозаторов. Время отстоя и температура выбирались исходя из максимального приближения к условиям технологического объекта, на котором проводились экспериментальные исследования.

В процессе отстаивания методом визуального сравнения определялось качество воды в пробах по пятибалльной шкале: мутная, слабо мутная, полупрозрачная, прозрачная, очень чистая. После отстаивания в нефтяной фазе методом центрифугирования оценивалось остаточное содержание воды и промежуточного эмульсионного слоя, а в водной фазе – остаточное содержание нефтепродуктов согласно ОСТ 39-133-81 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение содержания нефти в промышленной сточной воде». Нефть для построения калибровочных графиков отбиралась из тех аппаратов, в которых осуществлялись обезвоживание нефти и отделение сточной воды.

### Методика проведения исследований на пробах нефтепромысловой сточной воды

На пробах нефтепромысловой сточной воды проводились испытания флокулянтов – в первую очередь химических реагентов полимерного типа. Свежеотобранные пробы нефтепромысловой сточной воды в количестве 1 л после ввода химических реагентов интенсивно встряхивали в течение 3 мин и отстаивали в течение заданного времени и при заданной температуре. Для сравнения в каждом цикле испытаний проводили параллельный опыт без ввода реагента.

В период отстоя через определенные промежутки времени методом визуального сравнения определялось качество воды в отстаивающихся пробах по пятибалльной шкале: мутная, слабо мутная, полупрозрачная, прозрачная, очень чистая. Дополнительно фиксировалось появление донного осадка или всплытие нефтепродуктов на поверхности воды. По окончании процесса отстоя в отстаившейся воде определялось остаточное содержание нефтепродуктов согласно ОСТ 39-133-81.

Кроме того, проводилось определение компонентного состава примесей, присутствующих в отобранных пробах воды. Для этого пробы воды фильтровали через доведенные до постоянной массы фильтры

«синяя лента». Затем из фильтрата удаляли углеводороды путем последовательной экстракции кипящим бензином в аппарате Дина-Старка и кипящим толуолом в экстракторе Сокслета. После удаления углеводородов, высушивания и взвешивания фильтров фильтрат отмывали от водорастворимых солей дистиллированной водой до получения отрицательной реакции на хлор-ион. Далее просушенные и взвешенные фильтры промывали еще раз 10 %-ным раствором HCl для удаления механических примесей, растворимых в кислоте (солей, не растворимых в воде, оксидов металлов). После промывки в HCl среду нейтрализовали дистиллированной водой до pH = 7, фильтры доводили до постоянной массы и фиксировали массу оставшихся не растворимых в HCl примесей.

### Результаты исследований

Результаты подбора и лабораторных испытаний деэмульгаторов и флокулянтов на водонефтяных смесях Суторминского месторождения приведены в табл. 1, флокулянтов на нефтепромысловой сточной воде Суторминского и Крайнего месторождений – в табл. 2. Данные исследований компонентного состава примесей представлены на рис. 3.

Таблица 1

Химический реагент	Удельный расход реагента, г/т нефти (воды)	Визуальная оценка качества				Остаточное содержание в нефти после 90 мин отстоя, %			Остаточное содержание нефтепродуктов в воде после 90 мин отстоя, мг/л
		воды	воды	раздела фаз	нефти	связанной воды	промежуточного слоя	воды всего	
		после 30 мин отстоя	после 90 мин отстоя						
Обводненность смеси 90 %. Обезвоживание типовыми (малорастворимыми) деэмульгаторами									
Без реагента	-	Мутная	Мутная	Плохой	Слабо мутная	-	1,3	1,1	89
Образец Д1	20	Слабо мутная	Слабо мутная	Средний	Прозрачная	0,3	0,3	0,5	102
	50	Мутная	Мутная	Хороший	Прозрачная	0,2	0,2	0,3	114
Образец Д2	20	Мутная	Слабо мутная	Плохой	Прозрачная	0,2	0,7	0,7	98
	50	Слабо мутная	Слабо мутная	Хороший	Прозрачная	0,2	0,5	0,6	75,2
Обводненность смеси 85 %. Обезвоживание деэмульгаторами с блокирующими свойствами									
Без реагента	-	Мутная	Слабо мутная	Плохой	Слабо мутная	-	1,4	1,2	157,2
Образец Б1	10	Слабо мутная	Слабо мутная	Средний/хороший	Прозрачная	0,4	0,5	0,8	75,9
	30	Слабо мутная	Слабо мутная	Средний	Прозрачная	0,4	0,4	0,7	92,1
Образец Б2	10	Слабо мутная	Слабо мутная	Средний/хороший	Прозрачная	0,2	0,6	0,7	82,8
	30	Слабо мутная	Слабо мутная	Средний	Прозрачная	0,4	0,3	0,6	88,5
Обводненность смеси 85 %. Обработка флокулянтами									
Без реагента	-	Мутная	Слабо мутная	Плохой	Слабо мутная	-	1,4	1,2	144,5
Образец Ф1	(10)	Полупрозрачная	Полупрозрачная	Плохой	Слабо мутная	-	1,5	1,3	50,4
	(20)	Полупрозрачная	Полупрозрачная	Средний	Слабо мутная	0,1	1,3	1,2	15
Образец Ф2	(10)	Полупрозрачная	Полупрозрачная	Средний	Слабо мутная	Сл.	1,2	1,2	46,5
	(20)	Полупрозрачная	Прозрачная	Средний	Слабо мутная	Сл.	1,4	1,3	17,4
Обводненность смеси 85 %. Обезвоживание деэмульгаторами с последующей обработкой флокулянтами									
Без реагента	-	Мутная	Слабо мутная	Плохой	Слабомутная	-	1,2	1,1	138,8
Образец Б1 + Ф1	10 + (10)	Полупрозрачная	Прозрачная	Хороший	Прозрачная	0,2	0,5	0,6	21,9
	10 + (20)	Полупрозрачная	Полупрозрачная	Хороший	Прозрачная	Не определен			18
Образец Д1 + Ф1	10 + (10)	Полупрозрачная	Полупрозрачная	Плохой	Прозрачная	0,3	0,6	0,8	24,9
	10 + (20)	Полупрозрачная	Полупрозрачная	Плохой	Прозрачная	Не определен			21

**Примечание.** Оценка качества раздела фаз: плохой – неровный, плотный раздел; средний – неровный, рыхлый раздел, с некоторым присутствием хлопьев, пузырей; хороший – ровный раздел, с небольшим присутствием хлопьев, пузырей.

Таблица 2

Химический реагент	Удельный расход реагента, г/м <sup>3</sup> воды	Визуальная оценка прозрачности воды после отстоя в течение			Остаточное содержание нефтепродуктов, мг/л
		10 мин	30 мин	60 мин	
Нефтепромысловая сточная вода после РВС-5000 ДНС-13 с УПСВ Суторминского месторождения					
Без реагента	-	Мутная	Мутная	Мутная	96
Образец Ф1	10	Очень чистая	Очень чистая	Очень чистая	<b>18,9</b>
Образец Ф2	10	Прозрачная	Прозрачная	Прозрачная	22,5
Нефтепромысловая сточная вода с выхода НГСВ-1 ДНС-1 с УПСВ Крайнего месторождения					
Без реагента	-	Мутная	Мутная	Мутная	168
Образец Ф1	10	Мутная	Мутная	Мутная	65,1
	20	Полупрозрачная	Полупрозрачная	Полупрозрачная	46,8
Образец Ф2	10	Полупрозрачная	Полупрозрачная	Полупрозрачная	54
	20	Полупрозрачная	Полупрозрачная	Полупрозрачная	51

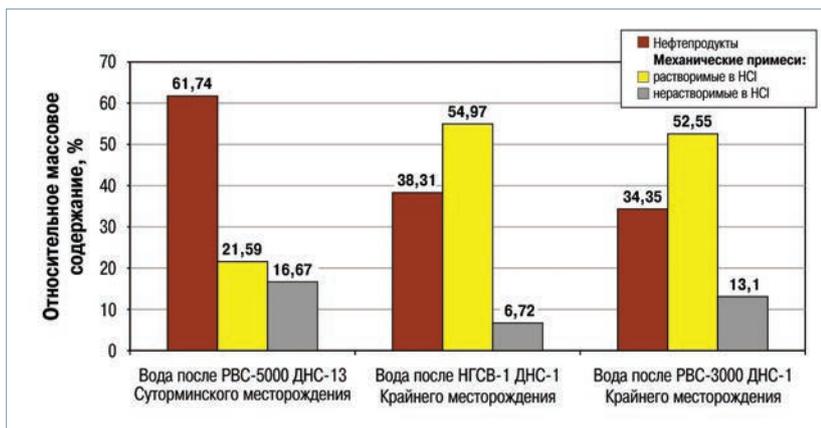


Рис. 3. Компонентный состав примесей в нефтепромысловой сточной воде Суторминского и Крайнего месторождений

Анализ результатов, приведенных в табл.1, показывает следующее:

- обработка водонефтяных смесей деэмульгаторами обеспечивает остаточное содержание воды в нефти менее 1 %, содержание нефтепродуктов в сточной воде более 80 мг/л;

- добавление к деэмульгатору смачивающих и флокулирующих добавок и обработка водонефтяных смесей такими композициями (деэмульгаторами с блокирующими свойствами) не оказали заметного влияния на качество сточной воды при той же эффективности обезвоживания, что и при применении промышленных деэмульгаторов;

- обработка водонефтяной смеси лучшими образцами реагентов-флокулянтов обеспечивает глубокую очистку сточной воды до остаточного содержания нефтепродуктов менее 20 мг/л, но, поскольку эти реагенты не проявляют деэмульгирующих свойств, существует риск накопления промежуточных эмульсионных слоев в отстойном оборудовании;

- глубокое обезвоживание нефти и глубокая очистка сточной воды от нефтепродуктов (менее 20 мг/л) обеспечиваются при последовательной обработке водонефтяной смеси сначала обычными деэмульгаторами (или деэмульгаторами с блокирующими свойствами), затем флокулянтами.

Согласно данным табл. 2:

- для Суторминского месторождения лучшие образцы флокулянтов обеспечивают глубокую очистку сточной воды от нефтепродуктов (до 20 мг/л) при их среднем удельном расходе не более 10 г/м<sup>3</sup> воды;

– для Крайнего месторождения лучшие образцы флокулянтов обеспечивают очистку сточной воды от нефтепродуктов приблизительно до 50 мг/л при их среднем удельном расходе до 20 г/м<sup>3</sup> воды.

Различие в эффективности действия реагентов можно объяснить различием компонентных составов примесей, присутствующих в сточных водах Суторминского и Крайнего месторождений (см. рис. 3). Из рис. 3 видно, что соотношение между количеством нефтепродуктов и механических примесей в общем объеме примесей воды данных месторождений прямо противоположно. Если в пробе воды Суторминского месторождения нефтепродуктов в 1,5 раза

больше, чем механических примесей, то в пробах воды Крайнего месторождения содержание механических примесей в 1,5-2 раза больше, чем нефтепродуктов.

Можно предположить, что поскольку основное флокулирующее действие испытанных реагентов заключается в укрупнении глобул нефти, их эффективность при укрупнении примесей, обедненных нефтепродуктами, невысока.

Таким образом, результаты выполненных исследований показали, что с помощью реагентов-флокулянтов можно снизить содержание примесей в нефтепромысловой сточной воде УПСВ после ее естественного гравитационного отстаивания. Наиболее рациональной технологией применения химических реагентов для подготовки нефти и очистки нефтепромысловых сточных вод на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, представляется следующая:

- первоначальная подача в водонефтяную смесь обычного (или с блокирующими свойствами) деэмульгатора;
- дополнительная подача в водонефтяную смесь (или в воду) реагента-флокулянта (полимерного типа), готового к применению в товарном виде.

Точки подачи реагентов должны быть разнесены: первым закачивается деэмульгатор, затем флокулянт. Рекомендуемые точки подачи химических реагентов показаны на рис. 1, 2.

Вследствие различного компонентного состава и свойств примесей, присутствующих в водной фазе водонефтяных смесей, поступающих на УПСВ различных месторождений, для каждого месторождения должен осуществляться индивидуальный подбор реагента-флокулянта.