

Промысловые исследования обезвоживания нефти в нефтегазодоразделителях с подогревом продукции

М.Ю. Тарасов, К.Т.Н.,
А.Б. Зырянов,
А.А. Зобнин
 (ОАО «Гипротюменнефтегаз», Группа ГМС),
И.А. Ташбулатов
 (Филиал «Муравленковскнефть»
 ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»)

Адрес для связи: tarasov@gtng.ru, ziryyanov@gtng.ru

Ключевые слова: нефтегазодоразделители с прямым подогревом продукции (НГВРП), установка предварительного сброса воды (УПСВ), предварительное обезвоживание нефти.

В последнее время для предварительного сброса воды на промыслах используются нефтегазодоразделители с прямым подогревом продукции (НГВРП) отечественного производства, в которых одновременно осуществляются процессы нагрева, предварительного разгазирования и обезвоживания нефти. В настоящее время эти аппараты рекомендуются в ряде проектов установок предварительного сброса воды (УПСВ), выполняемых ОАО «Гипротюменнефтегаз», для предварительного сброса воды. Одними из первых технологических объектов, на которых введены в эксплуатацию аппараты НГВРП, являются дожимные насосные станции ДНС-2 Сугмутского и ДНС-6 Муравленковского месторождений Филиала «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз». Проектными решениями предусматривалось достижение остаточного содержания воды на выходе данных аппаратов – 5-10 %, что соответствовало их заводским характеристикам.

Нефти Сугмутского и Муравленковского месторождений согласно классификации, используемой для нефтей Западной Сибири, по эмульсионным свойствам (табл. 1) являются средними (группа I по классификации ОАО «Гипротюменнефтегаз»¹).

Результаты лабораторных исследований по обезвоживанию 50%-ной эмульсии Сугмутского и Муравленковского месторождений приведены в табл. 2. Из нее видно, что для предварительного обезвоживания нефтей указанных месторождений до остаточного содержания воды менее 5 % необходимо обработать эмульсию деэмульгатором, подогреть до 35-40 °С и отстаивать при этой температуре в течение 45-60 мин. Для обеспечения глубокого предварительного сброса необходимо увеличить температуру обезвоживания до 45-50 °С.

С учетом полученных результатов было сделано предположение о возможности достижения, с одной стороны, более

Field studies of oil dehydration in three-phase separators with production heating

M. Yu. Tarasov, A. B. Zyryanov, A. A. Zobnin
 (Giprotiumenneftegaz OAO, HMS Group, RF, Tyumen),
 I. A. Tashbulatov
 (Gazpromneft-Noyabrskneftegaz OJSC Muravlenkovskneft Branch, RF, Muravlenco)

E-mail: tarasov@gtng.ru, ziryyanov@gtng.ru

Key words: three-phase separators with direct production heating, installation of preliminary water discharge, preliminary oil dehydration.

The results of field studies of operation of three-phase separators with direct production heating are given. The possibility of a preliminary deep water discharge in three-phase separators with direct production heating is shown.

Таблица 1

Параметры	Месторождение	
	Сугмутское	Муравленковское
Газовый фактор, м ³ /т	85	57
Плотность при температуре 20 °С, кг/м ³	851	851
Вязкость динамическая при температуре 20 °С, мПа·с	10,0	12,5
Температура застывания, °С	-6	-10
Молекулярная масса, кг/кмоль	185	196
Температура начала кипения, °С	86	78
Массовое содержание, %:		
смола	5,3	6,2
парафинов	2,4	3,1
асфальтенов	1,4	2,2
серы	0,7	0,6

глубокого обезвоживания при увеличении температуры процесса, а с другой, – сокращения времени отстаивания за счет использования встроенных в НГВРП коалесцирующих элементов. С целью подтверждения данного предположения был проведен ряд промысловых исследований, в процессе которых изучалось изменение остаточной обводненности нефти и качества отделяемой сточной воды на выходе НГВРП в зависимости от следующих технологических параметров:

- расход жидкости через НГВРП (время динамического отстаивания жидкости в НГВРП);
- температура предварительного сброса воды в НГВРП;
- удельный расход деэмульгатора.

Пробы нефти и сточной воды на выходе из аппаратов отбирали с помощью пробоотборников, установленных в блоке управления НГВРП. Обводненность нефти измеряли экспресс-

¹ Тарасов М.Ю., Зырянов А.Б. Предварительная оценка технологических параметров подготовки нефти на основе классификации нефтей по эмульсионности / Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 9. – С.105-107. С поправкой – Нефтяное хозяйство. – 2008. – №12. – С. 80.

Таблица 2

Реагент	Расход реагента, г/т	Температура эмульсии, °С	Отделение воды, % исходного количества, за время, мин			Остаточное содержание воды, %
			15	30	60	
Сугмутское месторождение						
Без реагента		40	0	0	0	50,0
ФЛЭК Д-012	40	23	25	45	65	21,5
ФЛЭК Д-012	20	40	60	80	90	4,0
ФЛЭК Д-012	40	40	85	90	95	1,9
ФЛЭК Д-012	30	45	92,5	97,5	98	0,45
Муравленковское месторождение						
Демульфер F-929	20	50	50	78	93	3,7
Демульфер F-929	40	50	78	95	98	0,9

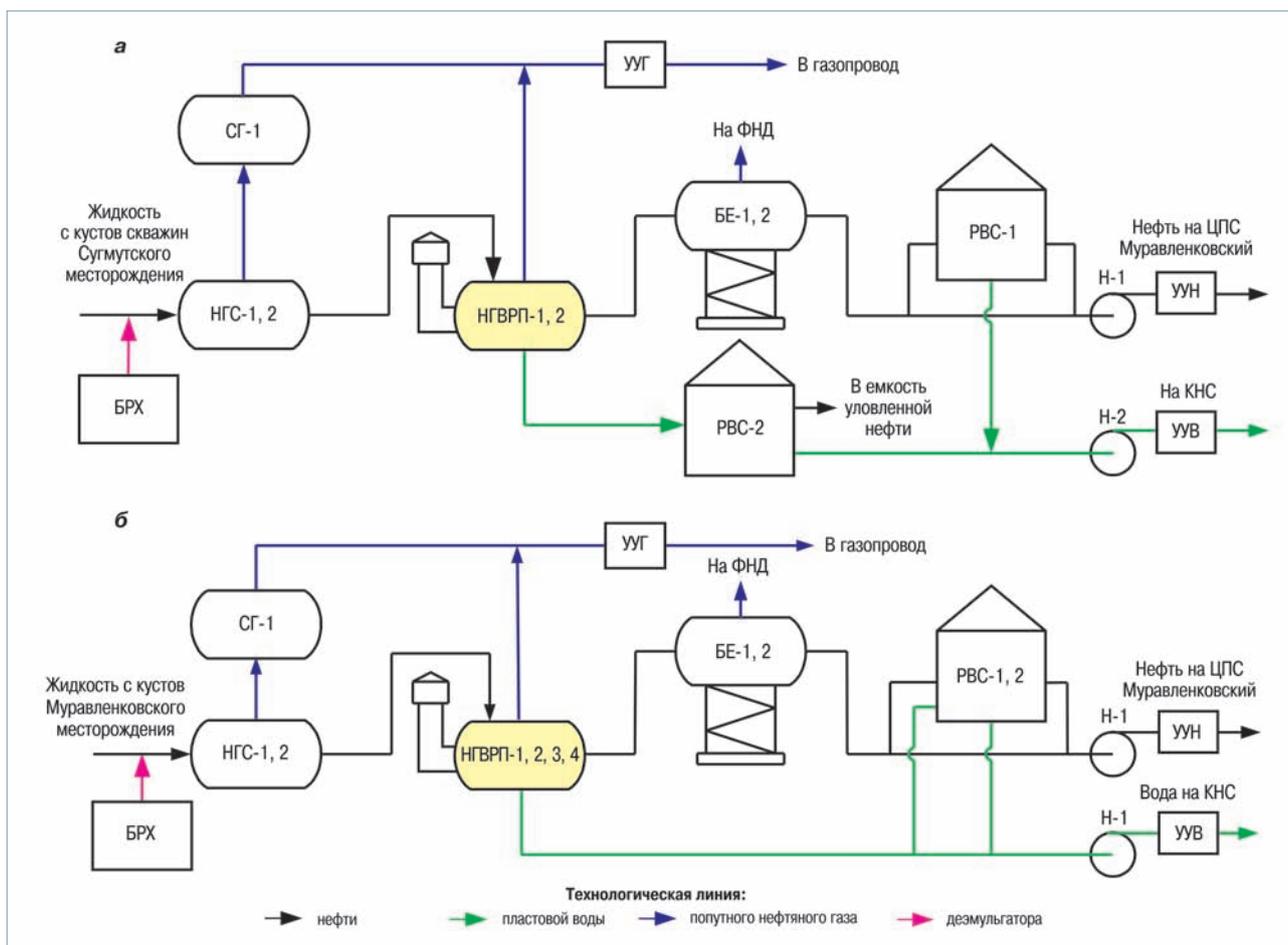


Рис. 1. Принципиальные технологические схемы ДНС-2 Сугмутского (а) и ДНС-6 Муравленковского (б) месторождений:

БРХ – блок дозирования демульгатора; СГ-1 – сепаратор газовый; НГС-1,2 – сепаратор первой степени сепарации; УУГ, УУН, УУВ – узел учета соответственно газа, нефти и воды; ФНД – факел низкого давления; БЕ-1,2 – сепаратор буферный; РВС-1,2 – резервуар соответственно аварийный/технологический и очистной; Н-1, Н-2 – насосы соответственно внешней откачки нефти и откачки пластовой воды; ЦПС – центральный пункт сбора; КНС – кустовая насосная станция

методом с использованием центрифуги. Кроме того, проводились замеры количества нефтепродуктов в подтоварной воде после аппарата согласно стандартной методике (ОСТ 39-133-81).

Принципиальные технологические схемы ДНС-2 Сугмутского и ДНС-6 Муравленковского месторождений приведены на рис. 1.

Нефтегазоводоразделитель с прямым подогревом НГВРП-1,0-115 (рис. 2) имеет следующие технические характеристики: внутренний объем – 110 м³, площадь нагрева – 66 м², максимальный объем секции отстаивания воды – 28 м³, максимальный объем секции отстаивания нефти – 79 м³.

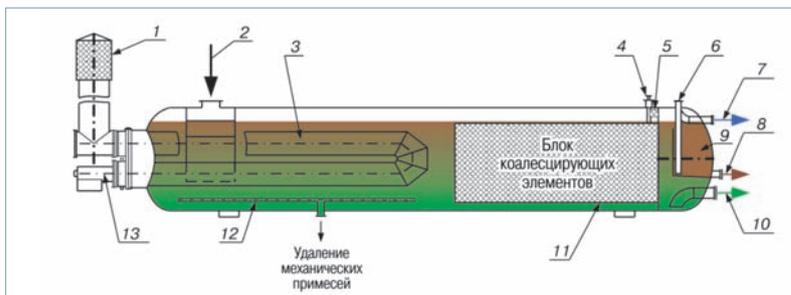


Рис. 2. Принципиальная схема аппарата НГВРП-1,0-115:

1 – дымовая труба; 2 – вход жидкости; 3 – жаровая труба; 4 – регулятор уровня жидкости; 5 – каплеуловитель; 6 – регулятор уровня нефти; 7 – выход нефтяного газа; 8, 10 – выход соответственно нефти и пластовой воды; 9 – сборник нефти; 11 – коалесцирующие элементы; 12 – трубопроводы системы размыва осадков; 13 – горелка

Таблица 3

Объект	Режим работы	Расход жидкости через один НГВРП, м ³ /ч	Температура жидкости, °С	Дозировка деэмульгатора, г/т	Обводненность, %		Содержание нефтепродуктов на выходе НГВРП, мг/л
					на входе НГВРП	на выходе НГВРП	
ДНС-2	Нормальный НГВРП-1,2	200-250	44-52	20-40	33-65	0,8-3,1	90-250
	Через НГВРП-1 (НГВРП-2 закрыт)	495	43	20-40	63-65	1,4-13	125-135
ДНС-6	Через НГВРП-1,2,3,4	125	55-57	15-20	97	0,14-0,2	140-400

Технологический процесс предварительного сброса воды на ДНС-2 и ДНС-6 заключается в следующем (см. рис. 2). Нефтегазоводяная смесь по сборному трубопроводу после обработки деэмульгатором поступает в сепаратор первой степени сепарации НГС-1, 2, где под давлением 0,26-0,42 МПа (избыточное) разделяется на газ и водонефтяную эмульсию. Газ, очищенный от капельной жидкости в газосепараторе СГ-1 под давлением 0,26-0,42 МПа (избыточное) направляется потребителю (на ГПЗ и для собственных нужд). Жидкость после первой степени сепарации поступает в аппараты НГВРП-1,2 (3,4), где осуществляются нагрев эмульсии, отделение подтоварной воды и сепарация нефти при давлении 0,1-0,29 МПа (избыточное). Газ, выделившийся в аппарате НГВРП-1,2 (3,4), направляется на ГПЗ. Нефть после аппарата НГВРП-1,2 (3,4) разгазируется в сепараторе-буфере БЕ-1, 2 при давлении 0,02-0,03 МПа (избыточное) и далее насосами через УУН подается на ЦПС «Муравленковский». Подтоварная вода из НГВРП-1,2 поступает в очистной резервуар и далее насосами Н-2 через УУВ откачивается на КНС.

Для разрушения водонефтяной эмульсии, поступающей на ДНС-2 Сугмутского месторождения, в линию перед первой ступенью НГС-1,2 подавался высокоэффективный реагент-деэмульгатор ФЛЭК Д-012 в количестве 20-40 г/т. На ДНС-6 Муравленковского месторождения перед НГС-1,2 подавался деэмульгатор «Демульфер F-929» с дозировкой до 15-20 г/т. На ДНС-2 Сугмутского месторождения программой исследований предусматривалось исследование режимов параллельно работающих аппаратов НГВРП-1,2 при различном расходе жидкости без изменения существующей технологической схемы и режимов работы УПСВ. Для определения максимальной пропускной способности аппарата был испытан режим, при котором вся жидкость направлялась через один аппарат НГВРП-1. На ДНС-6 исследовались текущие режимы параллельно работающих аппаратов НГВРП-1,2,3,4 без изменения существующей технологической схемы и режимов работы УПСВ.

Для анализа работы НГВРП-1,2 (3,4) были использованы данные при различных технологических режимах, полученные с 01.10.06 г. по 12.03.12 г. В этот период обводненность пластовой нефти на входе установок увеличилась от 33 до 65 % на ДНС-2 и до 97 % на ДНС-6.

Усредненные результаты исследования представлены в табл. 3. По промышленным данным ДНС-2 для получения нефти с остаточным содержанием воды до 5 % при расходе эмульсии, проходящей через НГВРП, до 250 м³/ч время отстоя составляет не менее 23 мин. Содержание воды в нефти после НГВРП-1, 2 на ДНС-2 и НГВРП-1, 2, 3, 4 на ДНС-6 в зависимости от расхода жидкости за период испытаний представлено на рис. 3. Из него видно, что в период работы НГВРП на ДНС-2 с расходом жидкости до 250 м³/ч, начальной обвод-

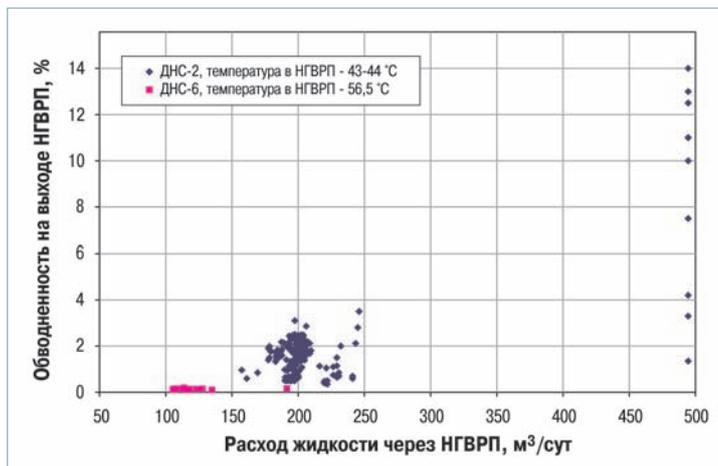


Рис. 3. Зависимость обводненности нефти на выходе из НГВРП от расхода жидкости

ненностью эмульсии до 50 % и дозировкой деэмульгатора 30-40 г/т обводненность нефти на выходе составляет 0,8-3,1 %. При режиме работы через один аппарат с расходом 495 м³/ч и начальной обводненностью эмульсии 65 % в зависимости от дозировки деэмульгатора (20-40 г/т) обводненность нефти на выходе НГВРП уменьшается с 13 до 1,4 %. На ДНС-6 в период работы НГВРП с расходом жидкости до 190 м³/ч, температурой 55-57 °С, начальной обводненностью эмульсии до 97 % и дозировкой деэмульгатора 15-20 г/т обводненность нефти на выходе составляет 0,2 %.

В табл. 4 для сравнения даны показатели проектного (лабораторные) и фактически достигнутого технологического режима обезвоживания нефти Сугмутского и Муравленковского месторождений.

Таблица 4

Месторождение	Остаточная обводненность нефти, %	Время отстаивания, мин, по данным	
		лабораторным	промышленным
Сугмутское	≤ 5	45 - 60	20 - 25
Муравленковское	≤ 1	≥ 60	35 - 40

Выводы

1. Аппараты НГВРП могут быть использованы для проведения глубокого предварительного обезвоживания нефти до 0,5-1,0 %.
2. Содержание нефтепродуктов в сточной воде при всех режимах эксплуатации аппаратов превышает норму до 400 мг/л, что требует дополнительных мер по ее очистке.
3. Проектные показатели предварительного обезвоживания нефти (остаточное содержание воды в нефти до 5 %) достигаются при времени пребывания эмульсии в НГВРП 20-25 мин.