

УДК 622.24.062(502.17)

ПЕТРОВА Анна Викторовна, аспирант кафедры транспорта и хранения нефти и газа института нефти и газа Северного (Арктического) федерального университета имени М.В. Ломоносова. Автор 5 научных публикаций

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ОЧИСТКИ НЕФТЕСОДЕРЖАЩИХ СТОЧНЫХ ВОД

Эффективность очистки сточных вод от загрязнений нефтепродуктами методом отстаивания можно повысить за счет одновременного их охлаждения до значений температур (+1...–3) °С. Дополнительное закисление среды также способствует этому процессу. Данные мероприятия рекомендуется внедрять на объектах нефтегазового комплекса, имеющих сильно обводненные нефтесодержащие отходы.

Ключевые слова: нефтесодержащие сточные воды, отстаивание, температурный режим, охлаждение, разделение фаз, пленка нефтепродукта.

Нефтегазовый комплекс является одним из основных источников накопления большого объема промышленных отходов, загрязнения окружающей среды. Обращение с ними включает очистку, обезвреживание, утилизацию или их захоронение на оборудованных полигонах. Например, на практике широко применяется утилизация сточных вод. В результате ее проведения в соответствии с экологическими требованиями она позволяет снизить затраты на осуществление природоохранных и реабилитационных мероприятий. Рассмотрим этот вопрос применительно к условиям нефтяного терминала ООО «РН – Архангельскнефтепродукт», нефтебаза которого согласно ВНТП 5-95 относится к I классу.

Технологическая линия очистных сооружений (ОС) предусматривает очистку сточных

вод с использованием биологического, флотационного и фильтрационного процессов, работу канализационной сети с буферными, разделочными резервуарами, насосами канализационной насосной станции (КНС). Осредненное количество сточных вод, поступающих на очистные сооружения, составляет 1080 м³/сут, и в т. ч.: нефтепродуктов – 0,130 т/сут; взвешенных веществ – 0,081 т/сут; ХПК – 1,594 т/сут. Сточные воды производственно-дождевой канализации поступают в блок очистных сооружений (БОС), а воды бытовой канализации направляют на станцию биологической очистки (СБО). Очищенные на объектах ОС сточные воды должны иметь следующие показатели: содержание нефтепродуктов в пробах, отобранных на выходе, не более 0,05 мг/л; взвешенных веществ 0,5...1,0 мг/л; СПАВ порядка 0,1

мг/л; БПК полное – до 3,0 мг/л; ХПК до 30 мг/л; рН 7,0...8,0. Это достигается путем использования для их обезвреживания дорогостоящих активированного угля, химреагентов и биопрепаратов. Очищенные воды с ОС терминала сбрасываются в водный объект категории I – реку Войжановку.

При отклонении от установленных норм сточные воды приходится направлять повторно в систему очистки, что обуславливает дополнительные экономические затраты. В связи с этим актуальной задачей является усовершенствование существующей технологии очистки сточных вод от нефтепродуктов. С этой целью в данной работе предлагается использовать технологию предварительного отстоя стоков при их одновременном охлаждении и изменении значений рН среды от кислой до щелочной.

Исследования по очистке нефтесодержащих сточных вод проводились в лаборатории Архангельского терминала, на основе запатентованных решений по разделению, обезвреживанию загрязненных обводненных промышленных отходов в ходе их охлаждения естественным или искусственным источниками холода [1, 2]. Исследования проводились с пятикратной повторяемостью на двух составах искусственно созданных нефтесодержащих эмульсий, а также на пробах сточных вод, отобранных на входе и выходе с очистных сооружений.

Одна из приготовленных для исследований эмульсий (состав № 1) включала дизельное топливо с дистиллированной водой в соотношении 1:1, а другая смесь (состав № 2) включала 1 часть дизельного топлива и 9 частей дистил-

лированной воды. Пробы имели засоленность воды, не превышающую 1,0 г/л. Физико-химические свойства эмульсий определялись при различных значениях рН и температурах охлаждения, соответственно от кислой среды до щелочной при температурах +23,5 °С и +1,8 °С.

Следует отметить, что после перемешивания составляющих эмульсии выстаивались в течение 1 часа, а затем из них брались усредненные пробы. Наряду с изучением свойств эмульсий определялось содержание воды непосредственно в дизтопливе (для эмульсии № 1). Измерения содержания оставшейся части нефтепродуктов в охлажденной эмульсии проводилась на анализаторе нефтепродуктов АН-2 с применением ИК-фотометрии. При исследованиях соблюдались рекомендации, приведенные в РД 52.24.476-2007, ГОСТ 2477-65 и ЕН ИСО 12937:2000.

В *табл. 1* приведены результаты изучения водной фазы эмульсии № 1 после механического разделения ее в делительной воронке при комнатной температуре и после охлаждения при различных значениях рН исследуемой среды.

Данные, приведенные в *табл. 1*, показывают, что наиболее эффективное разделение эмульсии № 1 на компоненты наблюдалось после охлаждения ее при температуре +1,8 °С и создания кислой реакции среды с показателем рН = 1,68.

В *табл. 2* приведены результаты определения содержания воды в дизельном топливе после его выделения из эмульсии при различных температурах и значениях рН изучаемой среды двумя методами: по Карлу Фишеру и

Таблица 1

СОДЕРЖАНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ В ВОДЕ, ВЫДЕЛЕННОЙ ИЗ ЭМУЛЬСИИ № 1

Температура обработки водной фазы, °С	Содержание нефтепродуктов в воде с различной концентрацией в ней водородных и гидроксильных ионов, мг/дм ³			
	рН=1,68	рН=5,1	рН=9,8	рН=11,9
+23,5	1,50	1,78	1,67	1,7
+1,8	1,22	1,42	1,40	1,43

Таблица 2

СОДЕРЖАНИЕ ВОДЫ В ДИЗЕЛЬНОМ ТОПЛИВЕ (СОСТАВ ЭМУЛЬСИИ № 1)

Температура обработки фазы дизтоплива, °С	Метод определения	Содержание воды с различной концентрацией водородных и гидроксильных ионов в нефтепродукте, мг/дм ³			
		pH=1,68	pH=5,1	pH=9,8	pH=11,9
+23,5	по Карлу Фишеру	0,03	0,03	0,03	0,03
	по Дина Старку	0,05	0,042	0,04	0,04
+1,8	по Карлу Фишеру	0,03	0,03	0,03	0,03
	по Дина Старку	0,028	0,022	0,02	0,03

Дина Старку. Данный анализ производился для определения содержания воды в дизтопливе, оставшейся после разделения фаз при разных условиях.

Как видно из табл. 2, содержание воды в пробах дизельного топлива, взятых из эмульсии № 1, незначительно различается как при охлаждении, так и при изменении pH среды.

Содержание нефтепродуктов в водной фазе эмульсии № 2 при различных значениях pH и температурах обработки исследуемой системы приведены в табл. 3. При этом концентрация нефтепродуктов в эмульсии определялась после механического удаления с ее поверхности основного объема дизтоплива, выделенного из смеси на поверхность в процессе охлаждения при различных значениях pH исследуемой среды.

Из табл. 3 следует, что наиболее эффективное разделение эмульсии № 2 также происходит при температуре +1,8 °С и для кислой реакции среды с pH равным 1,68.

Результаты определения концентраций нефтепродуктов в сточных водах в точках входа и выхода с блока очистных сооружений терминала для различных режимов эксперимента приведены в табл. 4.

Данные, приведенные в табл. 4, показывают, что наиболее эффективное разделение нефтесодержащих вод, как и прежде, происходит при температуре +1,8 °С и кислой реакции среды с pH = 1,68.

Следующая серия экспериментов также производилась на пробах, отобранных на входе и выходе с очистных сооружений Архангельского терминала. Изначально объем пробы составлял 3 л, затем проба делилась на 3 части, которые выдерживались при трех различных температурных режимах и при нейтральной реакции среды (pH = 6-7) в течение 1 ч.

Результаты определения концентраций нефтепродуктов в сточных водах в точках входа и выхода с блока очистных сооружений терминала для различных режимов эксперимента

Таблица 3

СОДЕРЖАНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ В ВОДЕ, ВЫДЕЛЕННОЙ ИЗ ЭМУЛЬСИИ № 2

Температура обработки водной фазы, °С	Содержание нефтепродуктов в воде с различной концентрацией в ней водородных и гидроксильных ионов, мг/дм ³			
	pH=1,68	pH=5,1	pH=9,8	pH=11,9
+23,5	1,55	1,6	1,61	1,7
+1,8	1,23	1,41	1,54	1,66

Таблица 4

СОДЕРЖАНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ В ВОДЕ НА ВХОДЕ И ВЫХОДЕ ОС

Температура обработки сточных вод, °С	Содержание нефтепродуктов в воде с различной концентрацией в ней водородных и гидроксильных ионов, мг/дм ³			
	pH=1,68	pH=7,0	pH=9,8	pH=11,9
Вход в ОС				
+23,5	5,0	5,6	5,2	5,4
+1,8	3,6	4,1	3,8	4,0
Выход с ОС				
+23,5	0,15	0,20	0,16	0,18
+1,8	0,09	0,11	0,10	0,12

приведены в табл. 5 и на рис. 1 и 2. Анализ производился ежедневно в течение 12 дней с 1 по 12 октября 2012 года. Пробы отбирались утром каждого дня с установленных точек отбора.

Результаты проведенных исследований показывают, что при понижении температуры содержание нефтепродуктов в сточных водах уменьшается, что обусловлено образованием в верхней части делительных воронок слоя льда (при больших минусовых температурах) или пленки (при температуре +1 ... -3 °С). Лед либо пленка могут быть легко удалены с поверхности стока.

Таким образом, лабораторными исследованиями показано, что эффективность очистки сточных вод от загрязнений нефтепродуктами методом отстаивания можно повысить за счет одновременного их охлаждения до значений температур (+1 ... -3) °С. Охлаждение до больших отрицательных температур следует применять в тех случаях, если при температурном диапазоне (+1 ... -3) °С должная степень очистки не достигается. Дополнительное закисление среды также способствует этому процессу. Введение в действующий цикл очистки дополнительных процессов по отстаиванию, охлаждению

Таблица 5

СОДЕРЖАНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ В ВОДЕ НА ВХОДЕ И ВЫХОДЕ ОС

Температурный диапазон обработки сточных вод, °С	Содержание нефтепродуктов в воде при различных температурных режимах, мг/дм ³											
	1.10	2.10	3.10	4.10	5.10	6.10	7.10	8.10	9.10	10.10	11.10	12.10
Вход в ОС												
+21...+23	3,7	3,4	7,2	4,2	3,2	4,1	4,6	6,2	4,2	4,4	4,3	3,4
+1...-3	4,1	3,2	5,6	2,1	1,5	3,1	4,5	4,2	2,5	3,2	3,2	3,2
-19...-21	3,8	2,4	2,5	1,8	0,3	3,9	3,2	3,6	1,9	2,2	3,0	2,4
Выход с ОС												
+21...+23	0,05	0,08	0,20	0,16	0,06	0,18	0,22	0,10	0,14	0,09	0,07	0,03
+1...-3	0,02	0,06	0,17	0,10	0,05	0,12	0,16	0,05	0,09	0,06	0,05	0,03
-19...-21	0,01	0,04	0,06	0,08	0,02	0,09	0,05	0,02	0,07	0,06	0,01	0,02

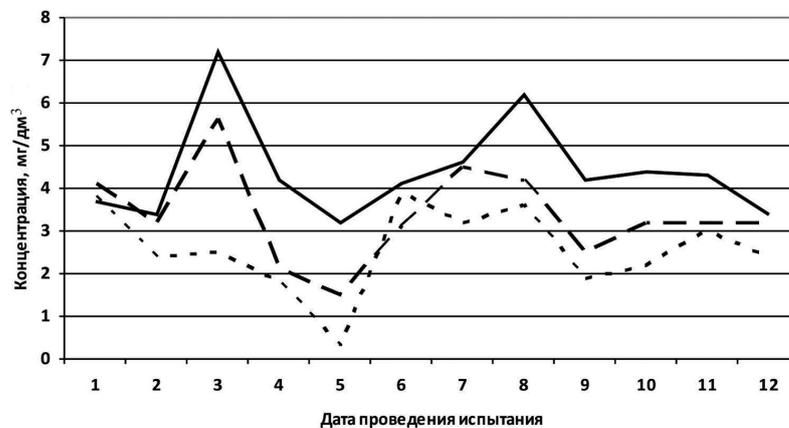


Рис. 1. Содержание нефтепродуктов в воде при различных температурных режимах на входе ОС

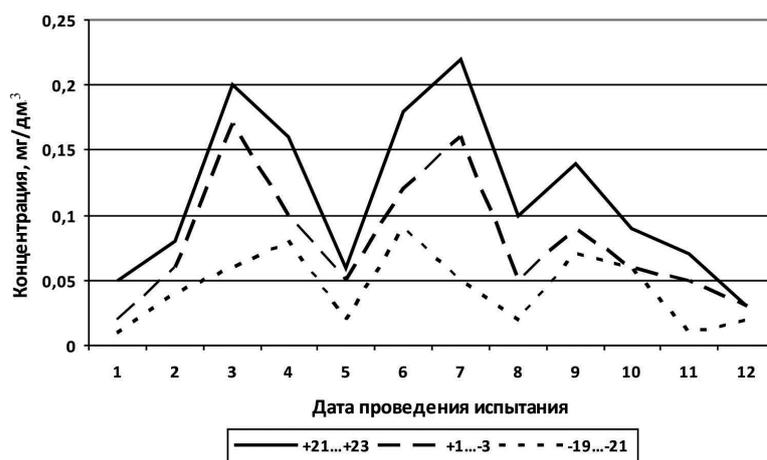


Рис. 2. Содержание нефтепродуктов в воде при различных температурных режимах на выходе ОС

и, по возможности, закислению на разных стадиях очистки позволит поднять эффективность работы очистных сооружений. Данные мероприятия рекомендуется внедрять на объектах нефтегазового комплек-

са, имеющих сильно обводненные нефте-содержащие отходы, в частности при реконструкции очистных сооружений на терминале ООО «РН – Архангельскнефтепродукт».

Список литературы

1. Анализ и совершенствование методов обращения с отходами бурения скважин / Р.А. Савинов, А.В. Калашников, Д.А. Конюхов, А.В. Петрова // НТЖ «Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе»/ 2011. № 8. С. 34–36.
2. Конюхов А.В., Лукин А.Ю., Калашников А.В. Способ утилизации промышленных отходов // Бюлл. 2004. № 5. Пат. № 2223832.

References

1. Savinov R.A., Kalashnikov A.V., Konyukhov D.A., Petrova A.V. Analiz i sovershenstvovanie metodov obrashcheniya s otkhodami bureniya skvazhin [Analysis and Modernization of Well Drilling Waste Utilization Methods]. *Zashchita okruzhayushchey sredy v neftegazovom komplekse*, 2011, no. 8, pp. 34–36.
2. Konyukhov A.V., Lukin A.Yu., Kalashnikov A.V. Sposob utilizatsii promyshlennykh otkhodov [Method of Industrial Waste Disposal]. *Byull.* no. 5, 2004. Patent no. 2223832.

Petrova Anna Viktorovna

Postgraduate Student, Institute of Oil and Gas,
Northern (Arctic) Federal University named after M.V. Lomonosov (Arkhangelsk, Russia)

IMPROVEMENT OF OILY WASTEWATER TREATMENT

Efficiency of oily wastewater treatment by settling could be improved by its simultaneous cooling to the temperature values (+1...-3) °C. Additional acidification also contributes to this process. These measures are recommended for introduction at oil-and-gas facilities having heavily watered oily waste.

Keywords: *oily wastewater, settling, thermal regime, cooling, phase separation, oil film.*

Контактная информация:
Петрова Анна Викторовна
e-mail: anna7108@mail.ru

Рецензенты – Сафин С.Г., доктор технических наук, профессор кафедры транспорта и хранения нефти и газа института нефти и газа Северного (Арктического) федерального университета имени М.В. Ломоносова; Конюхов А.В., кандидат технических наук, доцент кафедры транспорта и хранения нефти и газа института нефти и газа Северного (Арктического) федерального университета имени М.В. Ломоносова