

теплообменниками; вариант №3 с двумя дополнительными теплообменниками и клапаном; вариант №4 с тремя дополнительными теплообменниками и клапаном. Схемы вариантов реконструкции представлены на рисунке.

В таблице представлены данные для сравнения вариантов реконструкции.

Таблица

Сравнительная таблица вариантов реконструкции

Параметр	Вариант №1	Вариант №2	Вариант №3	Вариант №4
Исключение существующего оборудования	Теплообменник Т-02	Теплообменник Т-02	Нет	Нет
Установка дополнительного оборудования	Два теплообменника – Т-02/1, Т-5	Три теплообменника – Т-02/1, Т-5, Т-6	Два теплообменника – Т-02/1, Т-5, клапан Кл-2А	Три теплообменника – Т-02/1, Т-5, Т-6, клапан Кл-2А
Температура СОГ, °С	12,6	13,1	10,0	4,2
Давление СОГ, МПа (изб.)	7,5			
Точка росы СОГ по углеводородам (Р = 2,5..7,5 МПа абс.), не более, °С	минус 12	минус 12	минус 10	минус 12
Точка росы СОГ по воде (Р = 3,92 МПа абс.), °С	минус 42	минус 42	минус 38	минус 41
Наличие участков с температурой ниже минус 60 °С	Минус 75 °С на участке трубопровода между клапаном Кл-1 и теплообменником Т-02/1	Нет	Нет	Нет

Анализ данных таблицы показывает, что только при технологической схеме варианта №4 сухой отбензиненный газ по температуре на выходе из УКПГ соответствует новым условиям сдачи. Кроме того, точка росы СОГ по углеводородам удовлетворяет требованиям СТО Газпром 089-2010, а благодаря дополнительному клапану, который служит для ступенчатого дросселирования потока конденсата, в этом варианте реконструкции отсутствуют участки трубопровода с температурой ниже минус 60 °С, следовательно, оборудованию и трубопроводам не требуется специальное исполнение. Таким образом, вариант №4 – с установкой трех теплообменников и дополнительного клапана – можно рекомендовать для реконструкции.

Литература

1. Барамыгина Н.А. Моделирование процессов промышленной подготовки газов и газовых конденсатов: автореферат диссертации на соискание ученой степени канд. техн. наук. – Томск, 2006. – 21 с.: ил.
2. Зобнин А.А., Иванов С.С., Жиряков В.Ю. Оптимизация режимов работы установок комплексной подготовки газа // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск, 2013. – Т. 2. – С. 118-120.
3. Технология переработки природного газа и конденсата: Справочник: в 2 ч. / Под ред. В.И. Мурина. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – Ч. 1. – 517 с.: ил.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА ПРОЦЕСС КАПЛЕОБРАЗОВАНИЯ ПРИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ

Т.В. Филиппова

Научный руководитель доцент О.Е. Мойзес

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Развитие нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности напрямую связано с совершенствованием технологии нефтепереработки, разработкой и оптимизацией существующих процессов, обеспечивающих улучшение технико-экономических показателей и качества нефтепродуктов. При промышленной подготовке нефти одним из основных этапов является процесс обезвоживания, осуществляемый в результате разрушения водонефтяной эмульсии, в основном, с применением термохимических методов [3,11,12].

Химический метод борьбы с образованием эмульсий наиболее прост и доступен, но требует дополнительных мер по повышению его эффективности. Вследствие этого подбор более эффективных деэмульгаторов является актуальной задачей для совершенствования процессов обезвоживания и обессоливания нефтей, с целью извлечения дополнительного количества нефтяной продукции.

Процесс обезвоживания включает стадии каплеобразования и отстаивания. Чем эффективнее прошел процесс каплеобразования, тем эффективнее будет разделение эмульсии на нефть и воду. Поэтому важно знать, способы интенсификации этого процесса, и эффективность влияния различных технологических параметров. Вследствие этого, целью работы является обработка и анализ экспериментальных данных по влиянию технологических параметров на процесс каплеобразования при движении эмульсии по трубопроводу и исследование процесса с применением математической модели.

Нефти различных месторождений имеют различные физико-химические характеристики, и поэтому важной задачей является подбор деэмульгатора для наиболее эффективного процесса массообмена и последующего процесса коалесценции капель воды. Одним из основных параметров, характеризующих нефтяную эмульсию, является поверхностное натяжение. Теоретических зависимостей поверхностного натяжения от концентрации деэмульгатора практически не существует, поэтому для учета влияния концентрации деэмульгатора на процесс каплеобразования нами были проанализированы опытные данные влияния расхода химического реагента на поверхностное натяжение для различного вида деэмульгаторов [1,2,4,5,7-10,13].

В результате обработки экспериментальных данных в программе Excel получены функциональные зависимости влияния концентрации химического реагента на величину поверхностного натяжения (табл.1).

Таблица 1

Функциональные зависимости

Деэмульгаторы	Уравнения линий тренда	Величина достоверности
Раствор РМД-5 в дистил. воде	$y_1 = -91,067x^3 + 107,58x^2 - 40,764x + 5,133$	$R_1^2 = 0,9932$
Раствор РМД-5 в минер. воде	$y_2 = 9,575x^2 - 17,231x + 6,6608$	$R_2^2 = 0,9676$
Лапрол 5003 (1)	$y_3 = 41,234x^2 - 23,92x + 12,128$	$R_3^2 = 0,7710$
Лапрол 5003 (2)	$y_4 = 11,198x^2 - 71,444x + 15,764$	$R_4^2 = 0,6036$
Дипроксамин-157	$y_5 = -0,0004x^3 + 0,032x^2 - 0,9114x + 20,478$	$R_5^2 = 0,9726$
Реапон-4В	$y_6 = -0,0005x^3 + 0,0375x^2 - 0,959x + 20,683$	$R_6^2 = 0,9441$
Реагент [4]	$y_7 = 0,002x^2 - 0,4839x + 41,684$	$R_7^2 = 0,9243$
ЧАС-М марки Л	$y_8 = -13,497x^3 + 50,341x^2 - 56,07x + 22,292$	$R_8^2 = 0,9587$
Нежеголь	$y_9 = -418,44x^3 + 720,66x^2 - 350,69x + 46,32$	$R_9^2 = 0,8175$
Реагент ЧАС-Л	$y_{10} = -0,0025x^3 + 0,069x^2 - 0,6214x + 2,194$	$R_{10}^2 = 0,9972$
Диссолван	$y_{11} = 0,0058x^2 - 0,8632x + 76,046$	$R_{11}^2 = 0,9868$
Диссолван 4411	$y_{12} = 0,0008x^2 - 0,2741x + 31,189$	$R_{12}^2 = 0,9938$
Нефтенол КС	$y_{13} = -29637x^3 + 11961x^2 - 1275x + 63,691$	$R_{13}^2 = 0,8978$

Таблица 2

Значения поверхностного натяжения и диаметра капли при различной концентрации деэмульгатора

c , % масс.	0,0007	0,002	0,0025	0,003	0,0035	0,007	0,015
σ , дин/см	40,67	32,15	29,345	26,802	24,522	18,747	11,538
d_k , м	211,6	149	122	108	99,4	67,1	32,9

Примечания: c – концентрация деэмульгатора, σ – поверхностное натяжение, d_k – диаметр капли.

Таблица 3

Полученные значения диаметра капли и расхода эмульсии

d_k , м	459,1	245,7	149	98,5
G_3 , кг/ч	349911	449911	459911	649911

Примечания: d_k – диаметр капли, G_3 – расход водонефтяной эмульсии.

Таблица 4

Рассчитанные длины массообменной и коалесцирующей секций для разной концентрации деэмульгатора

c , % масс.	0,0007	0,002	0,0025	0,003	0,0035	0,007	0,015
L_m , м	48,19	44,48	43,68	43,03	42,48	39,98	37,15
L_k , м	6,61	5,93	5,77	5,65	5,56	5,40	5,29

Примечания: L_m , L_k – длина массообменной и коалесцирующей части трубопровода соответственно.

С учетом полученных зависимостей был сформирован алгоритм и программный блок учета влияния концентрации деэмульгатора при формировании капель воды и введен в математическую модель и программу

расчета процесса каплеобразования, разработанные на кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики Национального исследовательского Томского политехнического университета [6, 14].

С применением математической модели выполнены исследования влияния концентрации химического реагента и расхода эмульсии на показатели процесса каплеобразования (табл. 2-4): диаметр капель воды, поверхностное натяжение и длину трубопровода, необходимую для формирования капель.

С применением математической модели выполнены исследования, которые показали, что диаметр капель, поверхностное натяжение и длина трубопровода с увеличением концентрации деэмульгатора уменьшаются при прочих равных условиях. Анализ результатов влияния расхода эмульсии на диаметр капли показал, что с увеличением расхода эмульсии диаметр капель уменьшается, а, следовательно, эффективность процесса каплеобразования и в дальнейшем процесса отстаивания воды снизится.

Таким образом, учет в математической модели влияния концентрации деэмульгатора на поверхностное натяжение позволит нам спрогнозировать влияние реагента на эффективность процесса каплеобразования при промысловой подготовке нефти и определить наиболее эффективные режимы процесса разрушения водонефтяной эмульсии.

Литература

1. Афанасьев Е.С., Римаренко Б.И., Ясьян Ю.П., Горлов С.Г. Исследование деэмульгирующей способности лаппролов//Нефтепереработка и нефтехимия., 2/2011. – С.31 – 36.
2. Газизов А.Ш., Газизов А.А., Никифоров А.И., Никифоров Г.А., Муслимов Р.Х., Бахтеев Р.Х. Научно-технические основы создания энергосберегающих технологий для наращивания ресурсной углеводородной базы нефтеотдачи пластов//Нефтепромысловое дело, 4/2010. – С.10 – 20.
3. Глаголева О.Ф., Капустина В.М. Технология переработки нефти. В 2-х частях. Часть первая. Первичная переработка нефти. – М.: Химия, 2007. – С. 275 – 287.
4. Голубев М.В., Халикова А.И. Оптимизация процесса подачи деэмульгатора//Нефтегазовое дело, 2/2004. – С.80 – 83.
5. Игнатов А.Н., Селезнев А.А., Абдуллин Р.М., Кореняко А.В. Физико-химические и фильтрационные исследования гидрофобизирующих реагентов//Нефтепромысловое дело, 1/2013. – С.30-40.
6. Ким С.Ф., Ушева Н.В., Самборская М.А., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А. Моделирование процессов разрушения водонефтяных эмульсий для крупнотоннажных технологий подготовки нефти //Фундаментальные исследования, 8/2013. – С. 626 – 629.
7. Климова Л.З. Получение, исследование свойств и применение новых деэмульгаторов водонефтяных эмульсий: Автореферат. Дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук. – Москва, 2002. – 24 с.
8. Магадова Л.А., Ефимов М.Н., Ефимов Н.Н., Черыгова М.А. Управление технологическими свойствами углеводородных суспензий цемента с помощью композиции ПАВ//Технология нефти и газа, 2/2011. – С.25 – 29.
9. Пат. 2294956 Российская Федерация МПК C10G33/04. Способ подготовки нефти с повышенным содержанием механических примесей / Гумеров А. Г., Карамышев В. Г., Ходжаев В.В.; Патентообладатель: Государственное унитарное предприятие "Институт проблем транспорта энергоресурсов" ГУП "ИПТЭР". – № 2005128013/04; Заявл. 07.09.2005; Оpubл. 10.03.2007, Бюл. № 7. – 6 с.
10. Пат. 2359994 Российская Федерация МПК C10G33/04. Способ деэмульгирования нефти бинарным деэмульгатором / Роголев М. С., Магарил Р. З.; Патентообладатель: Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Тюменский государственный нефтегазовый университет". – № 2008113685/04; Заявл. 07.04.2008; Оpubл. 27.06.2009, Бюл. № 18. – 6 с.
11. Пузин Ю.И. Практикум по химии нефти и газа: учебн. Издание. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004. – 142 с.
12. Тронов В.П. Системы нефтегазосбора и гидродинамика основных технологических процессов. – Казань: Фэн, 2002. – 512 с.
13. Шарифуллин А.В., Шарифуллин В.Н., Хуснуллин Р.Р. Особенности турбулентных течений нефтяных эмульсий в присутствии полимеров и поверхностно-активных веществ//Технологии нефти и газа, 5/2011. – С.12 – 17.

ИЗМЕНЕНИЕ ВЯЗКОСТНО-ТЕМПЕРАТУРНЫХ СВОЙСТВ НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРИСАДОК И НИЗКОЧАСТОТНОГО АКУСТИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

Н.Н. Ядревская¹

Научные руководители доцент Н.В. Ушева¹, старший научный сотрудник Ю.В. Лоскутова²

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Разработка новых высокоэффективных энергосберегающих технологий освоения нефтяных месторождений, добычи и транспорта проблемных нефтей для улучшения их текучести и стабильности при хранении тесно связана с изучением особенностей вязкостно-температурного поведения таких нефтей при воздействии внешних факторов в условиях пониженных температур.

В работе было исследовано влияние депрессорной присадки комплексного действия и низкочастотного акустического воздействия на вязкостно-температурные свойства и состав дисперсной фазы высокопарафинистой высокозастывающей нефти Ондатрового месторождения (Томская область). Нефть при комнатной температуре является легкой, маловязкой с высоким газовым фактором, однако, за счет повышенного содержания парафинов характеризуется высокой температурой застывания (минус 4,4 °С), в ней отсутствуют асфальтены и содержится порядка 5 % мас. смол.

Низкочастотную акустическую обработку (НАО) проводили на лабораторном аналоге промышленно выпускаемого вибратора ВЭМА-0,3 в течение 1 минуты после охлаждения до 0 °С и термостатирования при