

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ РАЗРУШЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ ДЛЯ КРУПНОТОННАЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Ким С.Ф., Ушева Н.В., Самборская М.А., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А.
*ФГБОУ ВПО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»,
Томск, e-mail: kimstas88@gmail.com*

На основе модульного принципа сформирована математическая модель трехфазного сепаратора, составляющими которой являются модели процессов сепарации, каплеобразования и отстаивания. Адекватность модели оценивалась по средним значениям обводненности нефти на выходе из аппарата за определенный период работы промышленной установки. С применением математической модели исследовано влияние технологических параметров на процессы разделения водонефтяных эмульсий в трехфазных сепараторах на примере крупнотоннажной установки подготовки нефти Верхнечонского месторождения. Выявлены зависимости изменения остаточной обводненности нефти и параметров процесса коалесценции от расхода, температуры и физико-химических свойств водонефтяной эмульсии. Показано, например, что увеличение температуры до 35°C при расходе 182 т/ч приводит к снижению обводненности на выходе аппарата до 1,5 масс %. Сформулированы рекомендации по выбору наиболее эффективных режимов работы трехфазного сепаратора.

Ключевые слова: математическое моделирование, промысловая подготовка нефти, обезвоживание нефти

MODELLING OF OIL-WATER EMULSION DESTRUCTION PROCESS FOR LARGE-CAPACITY OIL TREATMENT TECHNOLOGIES

Kim S.F., Usheva N.V., Samborskaya M.A., Moyzes O.E., Kuzmenko E.A.
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, e-mail: kimstas88@gmail.com

Three-phase separator mathematical model was realized on basis of module principles. This model consists of separation, formation of drops and gravitation sedimentation modules. Model adequacy was estimated by average values of water cut in oil at vessel output over particular period of industrial installation work. Using a mathematical model the influence of technological parameters on emulsion separation process in three-phase separators was examined in case of large-capacity oil treatment plant of Verkhnechonsk field. Dependence of oil residual water content and coalescence process parameters on flow, temperature, and water-in-oil emulsion physicochemical properties was revealed. For example, increase of temperature to 35°C at flow equal to 182 t/h leads to decrease of water cut at vessel output to 1,5 weight %. Recommendations for choosing the most effective modes of three phase separator working were formulated.

Keywords: mathematical modelling, oil treatment, dehydration of oil

При промысловой подготовке нефти технологические параметры процессов сепарации, обезвоживания и обессоливания обеспечивают необходимое качество нефти, поступающей на дальнейшую переработку. Оптимальные технологические параметры можно определить с применением компьютерных моделирующих систем (МС). Нами разработана МС промысловой подготовки нефти [6], основанная на иерархическом подходе к построению математических моделей, который предполагает декомпозицию сложного процесса на элементарные составляющие. Элементами данной сложной системы являются процессы отделения газа и разрушения водонефтяных эмульсий. Объектом настоящего исследования являются процессы подготовки нефти крупнотоннажной установки Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения (УПН ВЧНГКМ).

Цель работы – выявление зависимостей изменения остаточной обводненности нефти и параметров процесса коалесцен-

ции от расхода, температуры и физико-химических свойств водонефтяной эмульсии методом математического моделирования.

Материал и методы исследования

Для исследования процессов промысловой подготовки нефти был применен метод математического моделирования. Расчеты выполнены с использованием моделирующей системы, разработанной на кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики Томского политехнического университета, на примере процессов разделения водонефтяных эмульсий в трехфазном сепараторе УПН ВЧНГКМ (рис. 1).

Результаты исследования и их обсуждение

На основе модульного принципа была сформирована математическая модель трехфазного сепаратора (ТФС) как одного из ключевых аппаратов технологической схемы, составляющими которой являются математические модели процессов сепарации, каплеобразования и отстаивания.

Математическое описание процесса сепарации основано на уравнениях, характеризующих фазовое равновесие в системах газ-жидкость [4, 7].

В процессе каплеобразования формируются капли воды определенного размера. На данный момент известно достаточно много формул для расчета размера капель [3, 5]. Диаметр капель рассчитывался по методике Тронова В.П. [6]:

$$d_{\max} = 43,3 \cdot \frac{\sigma^{1,5} + 0,7 \cdot \mu_{\text{в}} \cdot u^{0,7} \cdot \sigma^{0,8}}{u^{2,4} \cdot \text{Re}^{0,1} \cdot v_{\text{см}}^{0,1} \cdot \rho_{\text{н}} \cdot \mu_{\text{н}}^{0,5}},$$

где $d_{\max}$ – максимальный размер устойчивых капель; σ – поверхностное натяжение; $\mu_{\text{в}}$, $\mu_{\text{н}}$ – динамическая вязкость воды и нефти соответственно; u – средняя линейная скорость потока; $v_{\text{см}}$ – кинематическая вязкость смеси; $\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти.

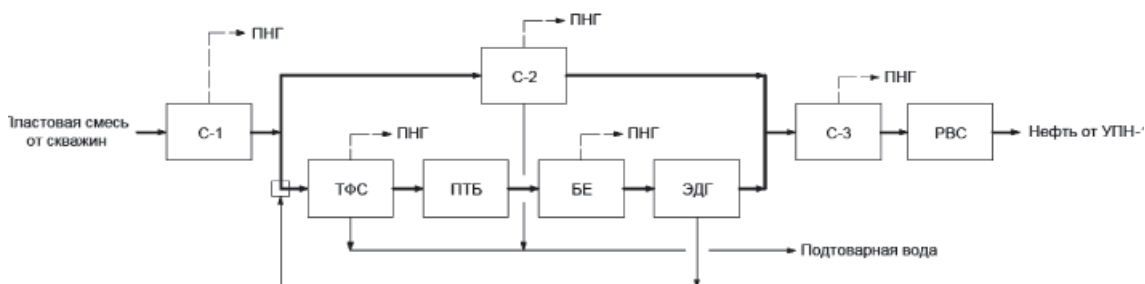


Рис. 1. Блок-схема установки подготовки нефти УПН ВЧНГКМ:
С-1 – сепараторы первой ступени; С-2 – аппараты «Хитер-Тритер» I и II типа;
ТФС – трехфазные сепараторы; ПТБ – печи трубчатые блочные; БЭ – буферная емкость;
ЭДГ – электродегидраторы; С-3 – концевые сепараторы;
РВС – резервуарный парк товарной нефти; ПНГ – попутный нефтяной газ

Расчет процесса отстаивания основывается на законах осаждения капель воды под действием силы тяжести, с учетом скорости стесненного осаждения, а также эмпирических и полуэмпирических уравнениях, описывающих физи-

ко-химические свойства материальных потоков как функции технологических параметров процесса обезвоживания нефти [1, 2, 5].

Обводненность нефти на выходе из аппарата (W) определяется из тождества [1]:

$$\frac{\omega_{\text{оди}} \cdot 18 \cdot \mu_{\text{н}} \cdot (1 - W_i)^2}{d_{\max}^2 \cdot (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}) \cdot g \cdot \left((1 - W_i)^2 - \left(1 - \frac{W_i}{W} \right)^2 \right)} = (1 - W)^{4,7},$$

где $d_{\max}$ – максимальный размер устойчивых капель; W – обводненность нефти на входе в аппарат; $\omega_{\text{оди}}$ – скорость стесненного осаждения капли размером d_i ; $\mu_{\text{н}}$ – динамическая вязкость нефти; $\rho_{\text{в}}$ – плотность воды; $\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти; g – ускорение свободного падения.

Определение конечной обводненности осуществляется методом последовательных приближений. При выполнении условия, что разность правой и левой частей меньше заданной погрешности, расчёт конечной обводненности W_i считается законченным.

В качестве исходных данных при проведении расчетов использована информация о расходах потоков, усредненных значениях основных параметров работы аппаратов, составе и характеристиках нефти и газа однократного разгазирования установкой подготовки нефти УПН ВЧНГКМ. Нагрузка установки по сырью (пластовой нефти)

равна 1000 т/ч при средней обводненности 20,9 масс %.

В результате расчета процессов в сепараторах С-1 были получены состав и расход суммарного потока нефтяной эмульсии на вход последующих аппаратов технологической схемы (рис. 1). После сепараторов первой ступени поток нефтяной эмульсии распределяется между аппаратами «Хитер-Тритер» и ТФС в соотношении 4:6. ТФС представлены тремя параллельно работающими аппаратами объемом 200 м³. Рабочие условия в ТФС: давление 0,49 МПа, температура 15 °С и расход 182 т/ч.

При расчете процессов в ТФС задействованы три модуля моделирующей системы: каплеобразование в подводящем трубопроводе, сепарация газа и обезвоживание (обессоливание) нефти в аппарате. Адекватность модели оценивалась по средним значениям обводненности

нефти на выходе из аппарата за определенный период работы промышленной установки. Средняя относительная погрешность не превышает 10%, что свидетельствует об удовлетворительном соответствии расчетных и экспериментальных данных и позволяет анализировать про-

цессы в ТФС, варьируя технологические параметры.

Проведено исследование влияния расхода входного потока ТФС, температуры в аппарате и обводненности на процесс обезвоживания нефти. Результаты исследований приведены в таблице и на рис. 2, 3.

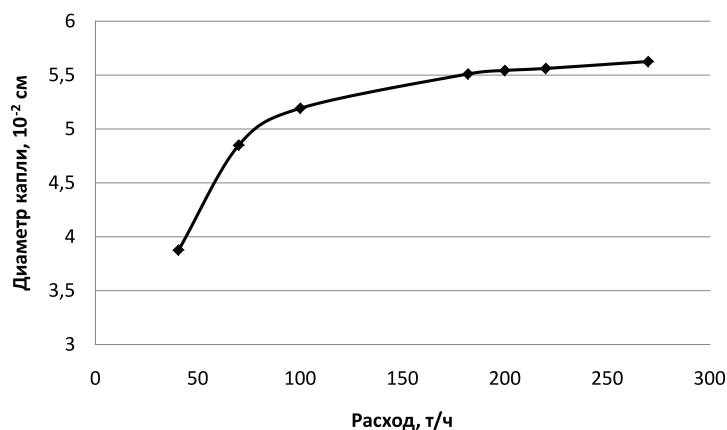


Рис. 2. Зависимость диаметра капель воды от расхода водонефтяной эмульсии

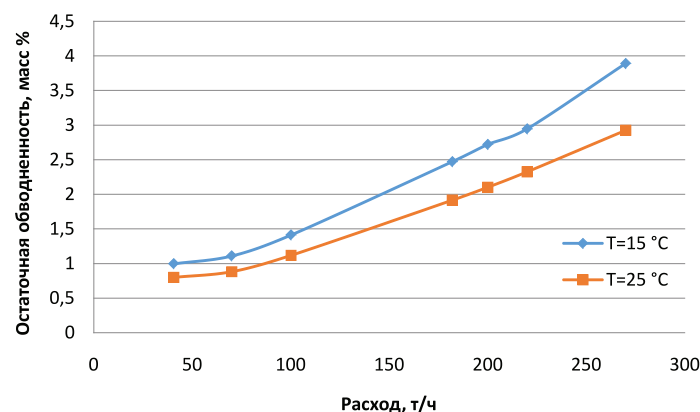


Рис. 3. Зависимость остаточной обводненности от расхода водонефтяной эмульсии

Исследование влияния температуры в интервале 5–35 °C (таблица) показало, что с ростом температуры наблюдается значительное снижение вязкости эмульсии и остаточной обводненности, при этом размеры капель изменяются незначительно.

На рис. 2, 3 приведены зависимости максимального диаметра капель воды и остаточной обводненности нефти от расхода водонефтяной эмульсии.

Показано, что при увеличении расхода нефти до 96 т/ч наблюдается значительный рост диаметра капель. Дальнейшее увеличение расхода нефти приводит к стабилизации размера капель, что, по-видимому, можно объяснить усилением процессов дробления капель.

С ростом расхода на входе в ТФС (рис. 3) остаточная обводненность воз-

растает до 4 масс %, при этом увеличение температуры в аппарате способствует повышению эффективности процесса разделения водонефтяной эмульсии. На основании анализа полученных результатов по остаточной обводненности можно в зависимости от нагрузки определять оптимальное количество параллельно работающих аппаратов, остальные ТФС могут находиться в резерве.

Заключение

Применение разработанной моделирующей системы позволило установить особенности процессов, протекающих в ТФС, и оценить влияние технологических параметров, таких как расход нефти, содержание воды на входе в аппарат и температуры потоков на остаточную обводненность неф-

ти. Использование МС позволяет повысить эффективность установки за счет оптимиза-

ции технологических параметров и распределения потоков.

Влияние технологических параметров на процесс разделения водонефтяной эмульсии в ТФС

Параметры	Каплеобразователь		Обводненность на выходе ТФС, масс %
	Диаметр капли, ·10 ⁻² см	Вязкость, МПа·с	
Температура, °С	Расход эмульсии: 182 т/ч. Обводненность на входе в аппарат: 20,9 масс %		
5	5,541	11,75	3,31
15	5,509	9,17	2,47
25	5,479	7,26	1,91
35	5,448	5,82	1,52
Обводненность на входе, масс %	Расход эмульсии: 182 т/ч. Температура: 15°С		
5	5,108	5,94	0,65
10	5,240	6,81	1,22
15	5,374	7,87	1,82
20	5,509	9,17	2,47

Список литературы

1. Лутошкин Г.С., Дуношкин М.И. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах: учебное пособие для вузов. – 3-е изд., стереотип. – М.: ООО ИД «Альянс», 2007. – 135 с.
2. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды: учебник для вузов. – 3-е изд., стер. – М.: Альянс, 2005. – 319 с.
3. Пергушев Л.И., Деникаев Р.Т. Расчет скорости транспортирования высокообводненной эмульсии по трубопроводу без ее расслоения // Нефтепромышленное дело. – 2001. – № 12. – С. 25–28.
4. Рид Р.С., Праусниц Д.М., Шервуд Т.К. Свойства газов и жидкостей. – Л.: Химия, 1982. – 592 с.
5. Тонов В.П. Промысловая подготовка нефти. – Казань: ФЭН, 2000. – 416 с.
6. Ушева Н.В., Кравцов А.В., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А. Моделирование технологии промышленной подготовки нефти // Известия Томского политехнического университета. – 2005. – Т. 308, № 4. – С. 127–130.
7. Шилов В.И., Крикунов В.В. Прогнозирование фазового состояния природных нефтегазовых систем // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 8. – С. 100–103.

References

1. Lutoshkin G.S., Dunyushkin M.I. Sbornik zadach po sboru i podgotovke nefiti, gaza i vody. Uchebnik dlya vuzov [Problem book in collection and treatment of oil, gas and water at oilfield. Study letter for high education institutions]. Moscow: LLC Alyans Publ., 2007. 135 p.
2. Lutoshkin G.S. Sbor i podgotovka nefiti, gaza i vody na promyslakh. Uchebnoe posobie dlya vuzov [Collection and

treatment of oil, gas and water. College textbook]. Moscow: LLC Alyans Publ., 2005. 319 p.

3. Pergushev L.I., Denikaev R.T. Raschet skorosti transportirovaniya vysokoobvodnennoy emulsii po truboprovodu bez rassloeniya [Calculation of highly watered emulsion transportation rate in a pipeline without it's break]. Neftepromyslovoe delo [Oilfield business], 2001, no. 12, pp. 25–28.

4. Rid P.S., Prausnitc D.M., Shervud T.K. Svoystva gazov i zhidkostey [Properties of gases and liquids]. L.: Khimiya [Chemistry], 1982, 592 p.

5. Tronov V.P. Promyslovaya podgotovka nefiti [Field oil treatment]. Kazan.: FEN, 2000, 416 p.

6. Usheva N.V., Kravtsov A.V., Moyzes O.E., Kuzmenko E.A. Modelirovanie tekhnologii promyslovoy podgotovki nefiti [Modelling of field oil treatment technology]. Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta, 2005, vol. 308, no. 4, pp. 127–130.

7. Shilov V.I., Krikunov V.V. Prognozirovaniye fazovogo sostoyaniya prirodnnykh neftegazovykh sistem [Phase state forecasting of natural oil and gas systems] Neftyanoe khozyaystvo [Oil industry], 2002, no. 8, p. 100–103.

Рецензенты:

Смирнов С.В., д.т.н., профессор кафедры физических методов исследования Томского университета систем управления и радиоэлектроники, г. Томск;

Ивашкина Е.Н., д.т.н., доцент кафедры химической технологии топлива Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, г. Томск.

Работа поступила в редакцию 01.07.2013.