

**СРАВНЕНИЕ МЕТОДОВ РАСЧЕТА ОСТАТОЧНОЙ ОБВОДНЕННОСТИ ПРИ
 ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ**

С.Ф.Ким, С.Н. Гизатуллина

Научный руководитель: доцент Н.В. Ушева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процессы разделения водонефтяных эмульсий являются важным этапом подготовки сырой нефти к транспортировке и последующей переработке. Теоретическим и экспериментальным исследованиям механизма образования, стабилизации и разрушения нефтяных эмульсий как гетерогенных систем посвящено значительное количество работ [1-3]. Однако, многие проблемы, связанные с явлениями, протекающими на границе раздела нефть-вода, с коалесценцией и дроблением капель воды, расслоением и осаждением до сих пор не решены [4]. В соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858-2002 в товарной нефти I группы допустимое содержание воды не должно превышать 0,5% масс., а концентрация хлористых солей не должна превышать 100 мг/л [5]. Технологические особенности разделения водонефтяных эмульсий часто не позволяют полностью отделить нефть от воды, поэтому товарная нефть поступает на нефтеперерабатывающие заводы с остаточной обводненностью. Содержание в нефти воды приводит к увеличению расходов на ее транспортирование в магистральных трубопроводах, вызывает образование стойких нефтяных эмульсий, а содержание растворов солей вызывает коррозию трубопроводов и другого оборудования, что обуславливает необходимость удаления их из нефти непосредственно на промыслах [6]. В связи с этим требуется постоянная адаптация технологических режимов работы существующего оборудования с целью обеспечения эффективности проведения процессов обезвоживания и обессоливания [7,8].

Целью данной работы является сравнительный анализ методов расчета остаточной обводненности нефти и рекомендация методики расчета для построения математической модели.

Математическое описание процесса отстаивания основывается на законах осаждения капель воды под действием силы тяжести с учетом скорости стесненного осаждения, а также эмпирических и полуэмпирических уравнениях, описывающих физико-химические свойства материальных потоков как функции технологических параметров процесса обезвоживания нефти [7,8]. Обводненность нефти после процесса отстаивания в области ламинарного режима осаждения можно определить по следующей формуле [7,9]:

$$\frac{\omega_{\text{стесн}}}{\omega_{\text{своб}}} = \frac{\left[(1 - W_{\text{вых}})^2 - \left(1 - \frac{W_{\text{вых}}}{W_{\text{вх}}} \right)^2 \right] (1 - W_{\text{вых}})^{4,7}}{(1 - W_{\text{вых}})^2} \quad (1)$$

где $\omega_{\text{стесн}}$, $\omega_{\text{своб}}$ – скорости стесненного и свободного осаждения капли соответственно, м/с; $W_{\text{вх}}$, $W_{\text{вых}}$ – обводненность нефти на входе и выходе из аппарата соответственно, масс. доли.

Для проведения расчетов по формуле (1) необходимо определить скорость стесненного осаждения капли. В настоящее время предложены различные методы для расчета скорости стесненного осаждения [10]. При исследовании данных методов, нами был разработан алгоритм, позволяющий рассчитывать остаточную обводненность нефти по вычисленным значениям скоростей стесненного и свободного осаждения капель.

В качестве исходных данных использованы технологические параметры, физико-химические свойства и составы пластовой нефти с установки подготовки нефти месторождения Восточной Сибири. Принципиальная технологическая схема установки приведена на рисунке 1.

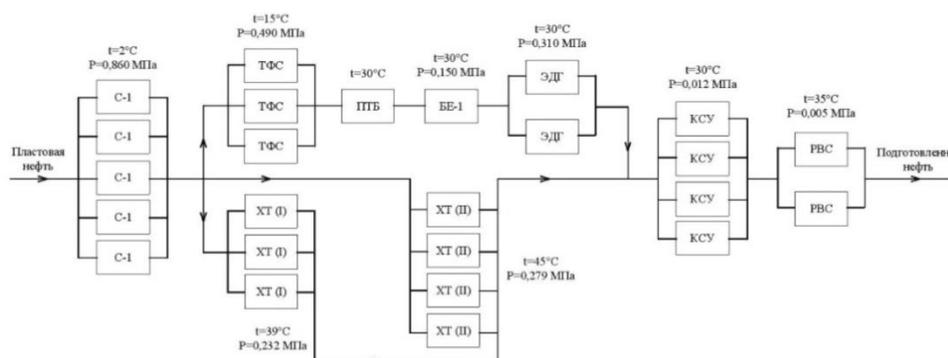


Рис. Принципиальная технологическая схема установки подготовки нефти:

С-1 – сепаратор первой ступени; ТФС – трехфазный сепаратор; ПТБ – печь трубчатая блочная; БЕ-1 – буферная емкость; ЭДГ – электродегидратор; ХТ (I) – аппарат «Хитер-Тригер» Итипа; ХТ (II) – аппарат «Хитер-Тригер» Итипа; КСУ – сепаратор концевой ступени; РВС – резервуар вертикальный стальной.

На представленной установке подготовки нефти используется разнообразное оборудование, в котором происходят процессы сепарации и разделения водонефтяной эмульсии. Технологические параметры и обводненность нефти на входе и выходе аппаратов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Усредненные технологические параметры и обводненность нефти на входе и выходе аппаратов

Параметр, единица измерения	Аппарат		
	ТФС	ЭДГ	ХТ (I)
Давление, кгс/см ²	4,9	3,1	2,3
Температура, °С	15	30	39
Расход, т/час	183,3	217,8	52,4
Обводненность на входе, % масс.	20,9	2,2	20,9
Обводненность на выходе, % масс.	2,2	1,2	5,0

На кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики НИ ТПУ была разработана моделирующая система, позволяющая рассчитывать процессы промышленной подготовки нефти. В данной моделирующей системе реализован модульный принцип формирования моделей аппаратов технологической схемы. Каждый модуль описывает отдельные процессы промышленной подготовки нефти: каплеобразование в подводящем трубопроводе, сепарацию газа от нефти, отстаивание водонефтяной эмульсии [7,8]. С помощью данной моделирующей системы вычислены физико-химические свойства и параметры водонефтяной эмульсии в аппаратах, необходимые для определения скоростей стесненного осаждения и последующего расчета остаточной обводненности нефти. Результаты расчета скоростей стесненного осаждения приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчета скоростей стесненного осаждения

№ варианта	Формула для вычисления $\omega_{\text{стесн}}$	Значения $\omega_{\text{стесн}}$ по аппаратам, $\cdot 10^{-4}$ м/с		
		ТФС	ЭДГ	ХТ (I)
1	$\omega_{\text{стесн}} = \frac{2 \cdot R - H}{t_{\text{ос}}}$	9,12	11,85	4,75
2	$\omega_{\text{стесн}} = \omega_{\text{своб}} \cdot \frac{(2 - 3 \cdot W_{\text{вх}})^2}{4 + 3 \cdot W_{\text{вх}} + 3 \cdot \sqrt{8 \cdot W_{\text{вх}} - W_{\text{вх}}^2}}$	13,73	11,28	3,58
3	$\omega_{\text{стесн}} = \omega_{\text{своб}} \cdot (1 - W_{\text{вх}})^{4,8}$	20,56	14,48	5,36

В варианте №1: R – радиус аппарата, м; H – высота водяной подушки, м; $t_{\text{ос}}$ – время осаждения капли, с

Результаты, представленные в таблице 2 показывают, что значения скоростей стесненного осаждения рассчитанные по различным зависимостям имеют существенные отличия, что по-видимому объясняется влиянием физико-химических свойств водонефтяной эмульсии и размеров формирующихся капель воды, на скорость свободного осаждения.

По формуле (1) с использованием полученных скоростей стесненного осаждения капли рассчитана остаточная обводненность нефти на выходе каждого аппарата (таблица 3).

Таблица 3 – Результаты расчета остаточной обводненности нефти

№ варианта	$W_{\text{вых}}$, % масс.		
	ТФС	ЭДГ	ХТ (I)
1	2,3	1,1	5,4
2	6,6	3,9	6,5
3	3,7	3,1	3,6

Результаты исследований показали, что наименьшее расхождение расчетных и экспериментальных данных по значениям остаточной обводненности нефти на выходе из аппаратов, было получено при расчете по варианту 1.

Таким образом, формула расчета скорости стесненного осаждения капли, учитывающая конструктивные особенности аппарата и время осаждения капель, может быть рекомендована для разработки математической модели процесса обезвоживания и обессоливания при промышленной подготовке нефти.

Список литературы

1. Тронов В.П. Разрушение эмульсий при добычи нефти. – ФЭН.: Казань, 2000. – 416с.
2. Персиянцев М.Н. Совершенствование процессов сепарации нефти и газов в промышленных условиях. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 283с.
3. Sjoblom J., Urdahl O., Hoiland H. et al. – Progress in Colloid and Polymer Science. – 1990. – V. 82. – P. 131-139.
4. Келбалиев Г.И. Сафаров Ф.Ф. Исследование утончения межфазной пленки в процессах разделения нефтяных эмульсий // Химия и технология топлив и масел. – 2011. – №14. – С. 18 – 23.
5. Нефть. Общие технические условия. ГОСТ Р 51858-2002. Издание официальное. Госстандарт России. Москва, 2002. 8с
6. Ишмурзин А.А. Нефтегазопромысловое оборудование. Уфа: УГНТУ, 2008. 565с.

7. Ким С.Ф., Ушева Н.В., Самборская М.А., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А. Модульный принцип построения математических моделей аппаратов и технологических схем промышленной подготовки нефти//Нефтепереработка и нефтехимия. – 2013. – №10. – С.41 – 44.
8. Kim S.F., Usheva N.V., Moyzes O.E., Kuzmenko E. A., Samborskaya M. A., Novoseltseva E.A. Modelling of dewatering and desalting processes for large-capacity oil treatment technology//Procedia Chemistry. – 2014 – Vol. 10. – p. 448-453.
9. Дуношкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений. М.: ФГУП «Нефть и Газ, 2006. 320с.
10. Алиев Т.А., Гулуев Г.А., Рзаев А.Г., Юсифов И.Б. Математическое моделирование нанотехнологических процессов в подготовки нефти// Нефтепереработка и нефтехимия. – 2010. - №4. – С.26-29.

ЭТАПЫ ПОСТРОЕНИЯ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА

С.В. Киселёва, В.И. Стебенева, Г.Ю. Назарова

Научный руководитель – профессор Е.Н. Ивашкина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Каталитический крекинг имеет большое значение для глубокой переработки нефти, т.к. он позволяет из разнообразного трудно утилизируемого нефтяного сырья получать широкий спектр продуктов, таких как высокооктановая бензиновая фракция — компонент высококачественного бензина, сырье для нефтехимии, производством технического углерода и кокса.

Разработка математической модели процесса нефтепереработки включает в себя несколько этапов реализации. Начальным этапом построения математического описания процесса является изучение теоретических и экспериментальных закономерностей процесса, выявление основных проблем и особенностей эксплуатации промышленной установки, а также проведение необходимых лабораторных исследований для определения группового состава сырьевых потоков и продуктов установки. Далее необходимо выполнить термодинамический анализ предполагаемых реакции процесса каталитического крекинга, по результатам которого можно будет сделать вывод о вероятности протекания той или иной реакции и составить формализованную (групповую) схему превращений углеводородов.

Целью данной работы является определение термодинамических закономерностей процесса каталитического крекинга нефтяного сырья – первого этапа построения математического описания процесса каталитического крекинга.

Поскольку процесс каталитического крекинга является процессом углубленной переработки нефтяного сырья, термодинамические параметры по высокомолекулярным углеводородным соединениям в справочнике не найдены. Для решения этой задачи был использован программный продукт Gaussian, реализующий квантово-химические методы расчета предполагаемых реакций в ходе процесса каталитического крекинга. Модели веществ, участвующих в реакциях, были построены в программе GaussView. В качестве метода расчета выбран неэмпирический метод DFT – теория функционала плотности. Теоретическим приближением являлась модель B3LYP (теория функционала плотности Беке (B3), использующая электронную корреляцию Ли Янга и Пара (LYP)), базис 3-21G [1].

Проведено сравнение результатов расчета термодинамических параметров для низкомолекулярных углеводородов неэмпирическим методом DFT с табличными значениями [2,3].

После сравнения значений термодинамических параметров, полученных неэмпирическим методом DFT со справочными, сделан вывод, что значения, рассчитанные методом DFT, являются достоверными.

Термодинамическая вероятность протекания реакций при средней температуре в реакционной зоне (температура 504 °С и давление 0,108 МПа) была оценена по значению изменения энергии Гиббса в ходе реакции ΔG .

В ходе проведенных исследований были рассчитаны термодинамические параметры реакций крекинга n-парафиновых углеводородов с образованием олефинов (табл.1).

Таблица 1
 Зависимость изменения термодинамических параметров от положения двойной связи в молекуле олефина и длины углеводородной цепи

Реакции	Положение двойной связи			
	У первого атома углерода		По центру цепи	
	ΔH , кДж/моль	ΔG , кДж/моль	ΔH , кДж/моль	ΔG , кДж/моль
$C_{14}H_{30} \rightarrow C_7H_{16} + C_7H_{14}$	81,85	-46,84	70,80	-60,53
$C_{15}H_{32} \rightarrow C_7H_{16} + C_8H_{16}$	81,18	-55,15	69,60	-71,51
$C_{16}H_{34} \rightarrow C_8H_{18} + C_8H_{16}$	80,96	-58,47	69,38	-74,86
$C_{17}H_{36} \rightarrow C_9H_{20} + C_8H_{16}$	80,84	-59,50	69,33	-75,60
$C_{30}H_{62} \rightarrow C_{15}H_{30} + C_{15}H_{32}$	81,3	-63,46	69,38	-78,35

Результаты расчетов демонстрируют, что реакции крекинга n-парафиновых углеводородов обладают эндотермическим эффектом и при увеличении молекулярной массы, реакционная способность n-парафинов в реакциях крекинга возрастает, причем, при технологических условиях процесса, наиболее вероятно образование непредельного углеводорода с положением двойной связи посередине.