

При обогащении рядового угля пластов $B_1, B_{2+4}, B_{2+4 \text{ верх}}$ качественно-количественные показатели реального концентрата находятся на уровне предъявляемых коксохимиками к шихте по золе. Существенно худшие показатели имеет концентрат из рядового угля пластов B_5, B_6, B_7 , отсюда и реальная ценность в сравнении с концентратами углей пластов $B_1, B_{2+4}, B_{2+4 \text{ верх}}$. Так же можно отметить повышенную засоренность концентрата посторонними фракциями плотностью более 1500 кг/м^3 в машинный класса пластов B_5, B_6, B_7 .

СРАВНЕНИЕ МЕТОДОВ РАСЧЕТА ОСТАТОЧНОЙ ОБВОДНЕННОСТИ ПРИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ

С.Н. Джалилова

Научный руководитель: д.т.н., профессор В.И.Ерофеев

Национальный исследовательский Томский Политехнический Университет, Томск, Россия

В последние годы в связи с введением в 2008 г. нового Технического регламента в нефтяной и газовой промышленности установлены высокие технические и экологические показатели, предъявляемые к объему добычи и качеству углеводородного сырья и различных получаемых нефтепродуктов, поступающего от промыслов на заводскую переработку, а также в товарные парки. Теоретическим и экспериментальным исследованиям механизма образования, стабилизации и разрушения нефтяных эмульсий как гетерогенных систем посвящено значительное количество работ [5,6]. 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 [3].

В настоящей работе приведены результаты сравнительного анализа методов расчета остаточной обводненности нефти при сложном осуществлении промышленного процесса, сравнение различных математических моделей процесса обезвоживания и обессоливания нефти, учитывающих конструктивные особенности аппарата и время осаждения капли, для повышения эффективности процессов обезвоживания и обессоливания нефти.

Обводненность нефти после процесса отстаивания в области ламинарного режима осаждения можно определить по следующей формуле [2]:

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

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 [1]. При исследовании данных методов, 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.

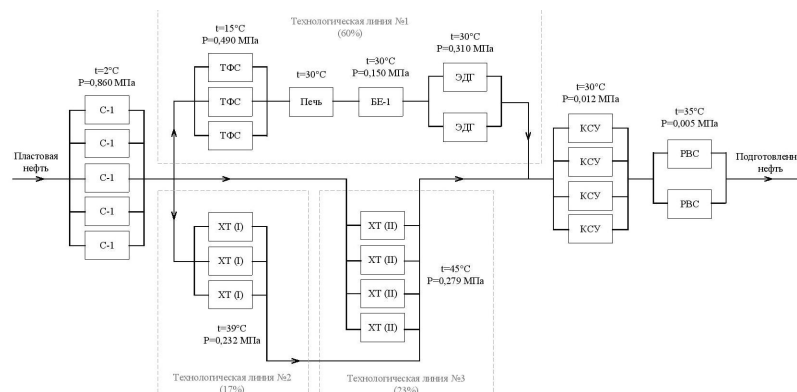


Рис.1. Принципиальная технологическая схема установки подготовки нефти [7]:

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

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 [4]. 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	$\omega_{\text{стесн}} = \omega_{\text{своб}} \cdot \frac{(2 - 3 \cdot W_{\text{вк}})^2}{4 + 3 \cdot W_{\text{вк}} + 3 \cdot \sqrt{8 \cdot W_{\text{вк}} - W_{\text{вк}}^2}}$	13,73	11,28	3,58
3	$\omega_{\text{стесн}} = \omega_{\text{своб}} \cdot (1 - W_{\text{вк}})^{4,8}$	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	$W_{\text{вк}}, \% \text{ масс.}$		
	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.

Литература

1. 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.
2. Дунюшкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений. М.: ФГУП «Нефть и Газ, 2006. - 320с.
3. 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.
4. 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.
5. Персиянцев М.Н. Совершенствование процессов сепарации нефти и газов в промысловых условиях. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 283с.
 6. Тронов В.П. Разрушение эмульсий при добычи нефти. – ФЭН.: Казань, 2000. – 416с.
 7. Ушева Н.В., Мойзес О.Е., Ким С.Ф., Гизатуллина С.Н. Влияние технологических параметров на процессы обезвоживания и обессоливания нефти // Известия ВУЗов. Химия и химическая технология. – 2014. – Т.57. Вып.11. – с.101-103.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА РАЗДЕЛЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА С ПОМОЩЬЮ МЕТОДА МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

И.М. Долганов, Е.Н. Сизова, М.О. Писарев, И.О. Долганова

Научный руководитель доцент, к.т.н. Долганов И.М.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Газопереработка - одна из самых молодых отраслей промышленности, бурное развитие которой началось во второй половине XX-ого столетия. В настоящий момент зарекомендовал себя процесс низкотемпературной сепарации в технологии промышленной подготовки природного газа.

На основе математической модели процесса низкотемпературной сепарации используют компьютерный тренажер, который может отображать реальные процессы, протекающие в аппаратах в динамическом режиме.

Достоинством данного тренажера является то, что он устанавливается непосредственно в пункте управления процессом и оператор может реагировать в реальном времени на все реальные ситуации [2].

Процесс низкотемпературной сепарации используется для повышения качества подготовки газа к транспорту, для обеспечения эффективной и надежной работы установок подготовки и переработки газа, поэтому рассматриваемая тема – является актуальной.

Целью данной работы являлось разработка имитационной динамической модели процесса низкотемпературной сепарации газа и дальнейшее усовершенствование показателей продукта.

Основное назначение технологии низкотемпературной сепарации является осушка природного газа перед подачей в магистральный газопровод. Процесс сепарации основан на явлении конденсации жидкости в токе сырья из газовой фазы в сепараторах с последующим разделением жидких и газовых потоков, и направлением на дальнейшую переработку. Процесс осаждения осуществляется в сепараторах в несколько ступеней.

Для описания процесса НТС необходимо учесть следующие процессы:

1. Сепарация
2. Теплообменное оборудование
3. Дросселирование

Динамическая модель описывается дифференциальными уравнениями материального и теплового балансов.

С использованием имитационной динамической модели было выполнено моделирование процесса низкотемпературной сепарации в условиях динамического режима.

Основными регулирующими параметрами в процессе низкотемпературной сепарации газа в имитационной динамической модели были:

1. Точка росы
2. Расход
3. Давление
4. Температура

Основным показателем осушенного газа на выходе является точка росы. При анализе точки росы следует учитывать давление газа. Точка росы по влаге — наиболее широко используемый параметр качества газа, который используется в контрактах на поставку, которые заключаются между добывающими компаниями и конечными потребителями.

Значение влажности находилось в диапазоне от 0 – 100 мг/м³.

Поэтому в работе был выполнен расчет точки росы по воде с использованием [1].

Где значение точки росы t_x в зависимости от значения влажности β_g в диапазоне абсолютных давлений P от 0,1 до 1,99 МПа вычисляются по формуле (1):

$$t_x = \frac{1}{-0,000161 \ln(\beta_g) - 0,000165153 \ln(P) + 0,004648} - 273,15 \quad (1)$$

Где t_x – точка росы, °C; β_g – влажность, мг/м³; P – давление, МПа;

Так же был выполнен расчет точки росы t_x в зависимости от значения влажности β_g в диапазоне абсолютных давлений P от 2,0 до 10,0 МПа, который вычисляются по формуле (2):

$$t_x = \frac{1}{-0,00019561 \ln(P) + 0,004647} + (-0,1495P + 6,938) \ln(\beta_g) + 0,4316P^{0,28} (\ln(\beta_g))^2 - 273,15 \quad (2)$$

Где t_x – точка росы, °C; β_g – влажность, мг/м³; P – давление, МПа;

Значение влажности находилось в диапазоне от 0 – 100 мг/м³.

Также товарный газ должен соответствовать требованиям согласно [3]. Где температура точки росы по воде при абсолютном давлении 3,92 МПа (40,0 кгс/см²), °C, не выше, для макроклиматических умеренных и холодных районов в зимний период должна составлять минус 10°C и минус 20°C и в летний период минус 20°C и минус 14°C соответственно.

Как известно, что существует зависимость $t_x = f(P, \beta_g)$, на основе этого был построен график зависимости точки росы от давления и влажности с помощью программы Origin.