

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОТСТАИВАНИЯ ПРИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ

А.А. Арменинова

Научный руководитель – доцент Н.В. Ушева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В современном производстве проблема подготовки нефти на промыслах является важной технологической задачей. При разработке и эксплуатации нефтяных месторождений происходит изменение состава и расхода пластовой смеси, возрастает содержание воды в нефти, что требует корректировки технологических режимов для обеспечения эффективности проведения процессов обезвоживания и обессоливания. Для решения таких задач широко применяется математическое моделирование, разрабатываются математические модели и моделирующие системы, что позволяет производить оценку эффективности проведения процесса обезвоживания при изменяющихся свойствах и составах исходного сырья, а также производить оперативный поиск оптимальных технологических параметров проведения процесса [1, 3,9].

В основе технологии обезвоживания нефти лежит процесс разрушения водонефтяных эмульсий, заключающийся в превращении их из агрегативно-устойчивого мелкодисперсного состояния в кинетически неустойчивые, крупнодисперсные, легко расслаивающиеся системы. По условной классификации способов деэмульгирования нефтей процесс отстаивания является механическим.

Существует несколько стадий процесса разрушения водонефтяных эмульсий-разрушение бронирующих оболочек; коалесценция капель; разделение фаз.

Необходимо рассчитать несколько этапов рассматриваемого процесса:

каплеобразование (распределение водонефтяной эмульсии в водной фазе). В слой воды производится ввод водонефтяной эмульсии; обнаружение на поверхности крупных капель эмульсии в водной фазе; переход капель нефти через границу раздела нефть – вода; прохождение струек сырья через промежуточный слой эмульсии, т.е. над границей нефть – вода имеется промежуточный слой; протекание через кипящий слой, состоящий из взвешенных глобул воды, выше промежуточного слоя. [8].

Целью данной работы является расчет остаточной обводненности нефти с учетом дисперсного состава водонефтяной эмульсии при варьировании технологических параметров.

При создании моделирующей системы процесса отстаивания, за основу берутся законы осаждения капель воды под действием силы тяжести, с учетом скорости стесненного осаждения и уравнения, описывающих основные свойства потоков как функции технологических режимов при процессе отделения воды от нефти [2, 3, 7, 9].

Для введения новых идей и решений по разрушению стойких водонефтяных эмульсий необходимо разработать научно-обоснованный подход, основанный на огромном знании механизмов формирования и разрушения эмульсий, позволяющего предсказать состояние эмульсий при их добыче и транспортировке. [5].

При моделировании процесса обезвоживания нефти большое влияние на точность расчётов оказывает учёт распределения капель эмульсии по размерам. Разрабатывая программу расчёта, за основу была принята методика вычисления остаточной обводнённости, изложенная в работах Лутошкина Г.С., Дунюшкина И.И. [4].

В этой методике показано, что распределение капель по размерам может подчиняться различным видам распределений таким как нормальное и логнормальное. Данные уравнения с использованием логнормального и нормального распределений имеют следующий вид:

Нормальное:

$$C_i = \frac{1}{\delta\sqrt{2\pi}} e^{-(D_i - D_{cp})^2 / 2\delta^2} \quad (1)$$

δ – параметр распределения;

D_{cp} – средний диаметр капли;

D_i – диаметр капель i -размера;

C_i – концентрация капель i -размера.

Логнормальное:

$$C_i = \frac{1}{\delta D_i \sqrt{2\pi}} e^{-\ln^2(D_i - D_{cp})^2 / 2\delta^2} \quad (2)$$

Для составления математической модели нам необходимо учесть скорость стеснённого осаждения капли, которая рассчитывается с учётом диаметра отстойного аппарата, высоты водяной подушки и времени осаждения. Время осаждения рассчитывается исходя из конструкционных данных аппарата (длина, площадь поперечного сечения, занятая нефтью, нагрузка на отстойник).

Капли могут формироваться в различных потоках (турбулентный, ламинарный), а на размер формирующихся капель влияют скорость потока, поверхностное натяжение на границе раздела фаз нефть–вода, режима движения потока. [4].

Расчет максимального диаметра капли, устойчивой к дроблению в данных гидродинамических условиях проводится по следующему соотношению [2,7]:

$$D_{max} = 6,45 \cdot d_{mp} \cdot Re^{0,6} / W_e^{1,4} \quad (3)$$

где d_{mp} – диаметр трубопровода.

При этом рассчитывается критерий Рейнольдса и Вебера с применением линейной скорости потока, вязкости и плотности сплошной фазы.

В соответствии с данными литературы [2,4,7], при деэмульгировании нефтей, распределение капель воды по размерам чаще всего логнормальное.

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

С использованием распределения капель по размерам и сравнении времени, при котором оседают капли со временем пребывания их в разделителе, определяется концентрация ($C_{н.к.}$) капель воды, что не осели, тогда:

$$W_{ост} = C_{н.к.} W \quad (4)$$

где W – начальная обводненность нефти, % мас.

С использованием разработанной математической модели были проведены расчеты при следующих исходных данных:

Свойства нефти месторождения Западной Сибири характеризуются следующими значениями: плотность сепарированной нефти 862 кг/м³; кинематическая вязкость нефти при 20°C равна 5,95 мм²/с [6].

Температура в аппарате 20°C; объем аппарата 200 м³; давление 0,3 МПа, обводненность на входе 20%; высота водяной подушки 0,8 м; диаметр аппарата 3,4 м. Результаты расчетов при варьировании технологических параметров приведены в таблицах 1,2.

Таблица 1

Влияние температуры на остаточную обводненность нефти

Диаметр патрубка, м	Расход, т/час	Линейная скорость, м/с	Температура, °С	Диаметр капли, мкм	Остаточная обводненность, % мас.
0,24	180	1,087	20	287	6,4
			30	305	5,4
			40	323	4,4
			50	343	3,6

При увеличении температуры (табл. 1) наблюдался рост максимального диаметра капли, а остаточная обводненность уменьшалась.

Таблица 2

Влияние содержания воды на входе в аппарат на остаточную обводненность нефти

Диаметр патрубка, м	Расход, т/ч	Линейная скорость, м/с	Обводненность на входе, % масс	Диаметр капли, мкм	Остаточная обводненность, % масс.
0,24	180	1,087	10	354	0.8
			15	319	2.8
			20	287	6.4
			25	258	12.9

Как следует из результатов, представленных в таблице 2, при увеличении обводненности водонефтяной эмульсии на входе в аппарат, диаметр капель уменьшается, а остаточная обводненность значительно возрастает.

В итоге можно сделать вывод, что данную математическую модель можно применять для расчёта остаточной обводненности нефтяных эмульсий, с учётом влияния технологических режимов, особенностей гидродинамики и конструкции аппарата.

Литература

1. Волков А.А., Балашова В.Д., Коновальчук О.Ю. К вопросу разрушения стабильных водонефтяных эмульсий // Нефтепромысловое дело. – 2013. – №5. – С. 40 – 42.
2. Дунюшкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений. М.: ФГУП «Нефть и Газ, 2006. 320 с.
3. Ким С.Ф., Ушева Н.В., Самборская М.А., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А. Модульный принцип построения математических моделей аппаратов и технологических схем промысловой подготовки нефти // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2013. – №10. – С.41 – 44.
4. Лутошкин Г.С., Дунюшкин М.И. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах. Учебное пособие для вузов. – 3-е изд., стереотипное. – М.: ООО ИД «Альянс», 2007. – 135 с.
5. Небогина Н. А., Прозорова И. В., Юдина Н. В. Влияние степени обводненности нефти и минерализации водной фазы водонефтяных эмульсий на структуру природных нефтяных эмульгаторов // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2016. – № 12. – С. 10-15.
6. Сорокин А.В., Сорокин В.Д. Диапазон значений физико-химических свойств проб нефти по залежи на месторождениях Западной Сибири [Электронный ресурс] // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа электрон. научн. журн. 2008. № 19 URL: <http://www.oilnews.ru/19-19/diapazon-znachenij-fiziko-khimicheskix-svoystv-prob-nefti-po-zalezhi-na-mestorozhdeniyax-zapadnoj-sibiri>
7. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. Казань: ФЭН. 2000. - 416с.
8. Ушева Н.В., Бешагина Е.В., Мойзес О.Е. Технологические основы и моделирование процессов промысловой подготовки нефти и газа: учебное пособие Томский политехнический университет. – 2-е изд. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 128 с.
9. Ушева Н.В., Кравцов А.В., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А. Моделирование технологии промысловой подготовки нефти // Известия Томского политехнического университета. – 2005. – Т.308 - №4. – с. 127-130.