

Математическое моделирование процесса сепарации обводнённой нефтесодержащей смеси

В.А. Зеленский^а, А.А. Сушин^а, А.И. Щдро^а

^а Самарский национальный исследовательский университет имени академика С.П.Королёва, 443086, Московское шоссе, 34, Самара, Россия

Аннотация

Предложено математическое описание процесса сепарации обводнённой нефтесодержащей смеси. В основе математической модели лежит определение скорости движения глобул нефти в условиях стеснённого потока. Формулы для определения скорости движения глобул получены на основе теоретических положений и экспериментальных данных. Ключевым вопросом моделирования является определение оптимального времени сепарации. Этот параметр исчисляется с момента поступления в первую камеру сепаратора порции нефтесодержащей смеси до момента образования на поверхности сплошного фазового слоя заданной толщины. Математическая модель позволяет с учётом геометрических параметров сепаратора определить оптимальное время сепарации при высоких показателях обводнённости. Тем самым решается актуальная задача повышения производительности устройства сепарации при сохранении качества товарной нефти.

Ключевые слова: устройство сепарации; обводнённая нефтесодержащая смесь; глобулы нефти; стеснённый поток; оптимальное время сепарации

1. Введение

Сепарация нефтесодержащей смеси является одним из основных технологических процессов в системе управления подготовкой нефти (СУПН). Для эффективного функционирования СУПН необходимо определить оптимальное время сепарации. Решение данной задачи непосредственно связано с повышением производительности устройства сепарации и СУПН в целом при сохранении качества товарной нефти [1]. Кроме того, время сепарации является важнейшим параметром для управления технологическим процессом в автоматизированном режиме [2]. Как правило, требования производительности и качества нефти находятся во взаимном противоречии. Длительное выдерживание смеси в сепараторах снижает производительность СУПН. С другой стороны, уменьшая время сепарации, необходимо следить за качеством товарной нефти. Один из важнейших показателей качества нефти – это остаточное содержание в ней воды. Измерение содержания воды в нефти производится по ГОСТ Р 51858 – 2002. Норма остаточного содержания воды для нефти третьей группы составляет не более 1%. Более строгие требования предъявляются к нефти 1 и 2 групп. Остаточное содержание воды в этих группах должно быть не более 0,5 %. Процентное содержание воды в нефтесодержащей смеси на выходе из скважины обычно называют обводнённостью. Нефтегазовая отрасль во многих регионах России (Татарстан, Башкортостан, Самарская, Оренбургская области) эксплуатирует скважины с обводнённостью от 70% до 90%. Рентабельность таких скважин может быть достигнута только в результате модернизации оборудования, применения современных технических средств и информационных технологий. Этому должен предшествовать анализ происходящих в СУПН процессов на основе их математических моделей. В связи с этим, моделирование процесса сепарации нефтесодержащей смеси представляется актуальной научной задачей.

2. Физическое описание процесса сепарации

Процесс сепарации нефтесодержащей смеси происходит в устройстве сепарации, называемом также нефтегазосепаратором или просто сепаратором [2]. Фрагмент сепаратора (первая камера), показан на рисунке 1. Цифрами на рисунке 1 обозначены: 1 – датчик давления газа, 2 – датчик уровня жидкости, 3 – разделительная перегородка между камерами сепаратора высотой $h_{пер}$, 4 – устройство управления, 5 – датчик температуры, 6 – датчик гидростатического давления жидкости, 7 – вентиль сброса воды, 8 – входной вентиль нефтесодержащей смеси.

Из нефтяной скважины через входной вентиль 8 в камеру сепаратора поступает сложная смесь, содержащая попутный нефтяной газ, воду, нефть, соли металлов и другие примеси. Скорость отделения газовой фазы происходит значительно быстрее деэмульгирования жидкости, поэтому влиянием газового фактора можно пренебречь. После наполнения камеры до высоты $h_{жс}$ происходит гравитационный отстой нефтесодержащей смеси. В результате более лёгкие глобулы нефти всплывают на поверхность. Относительно тяжёлые глобулы воды осаждаются на дне камеры и через вентиль 7 поступают в устройство подготовки воды и далее обратно в скважину. Процесс сепарации начинается с разрушения бронирующих оболочек глобул, что приводит к их слипанию. Далее происходит укрупнение глобул в результате коагуляции. И, наконец, слияние глобул в результате коалесценции приводит к образованию сплошных фаз воды и нефти. Показания датчиков 1, 2, 5, 6 используются для формирования управляющих сигналов в устройстве управления 4. При этом путём косвенного измерения плотности происходит определение величины обводнённости смеси [3]. Данная информация используется для определения времени сепарации [4]. Можно выделить три подхода к определению этого параметра.

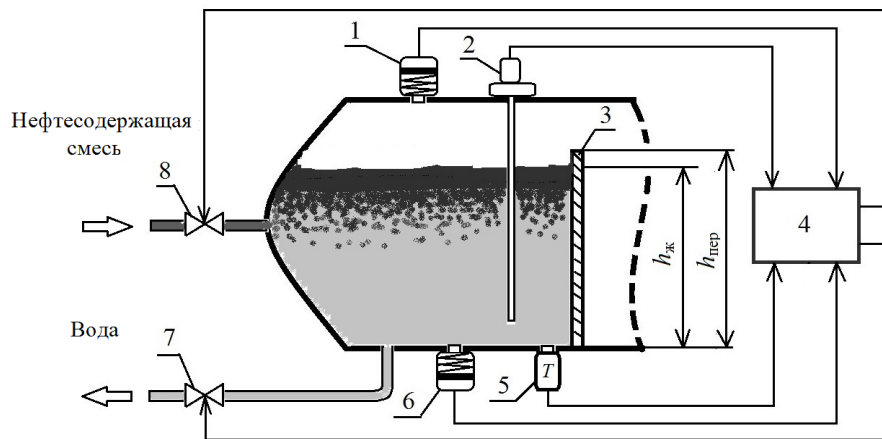


Рис. 1. Первая камера устройства сепарации.

1) Время сепарации – это период времени, исчисляемый с момента наполнения первой камеры сепаратора (до заданного уровня, не превышающего уровень перелива) до момента полного разложения нефтедержащей смеси. Данный подход не нашёл практического применения вследствие длительного времени полной деэмульгации.

2) Время сепарации – это период времени, исчисляемый с момента поступления в первую камеру сепаратора порции нефтедержащей смеси до момента её разложения до состояния, определяемого по ГОСТ Р 51858 – 2002. Данный подход более прогрессивный по сравнению с первым, но не учитывает непрерывный характер работы СУПН.

3) Время сепарации – это период времени, исчисляемый с момента поступления в первую камеру сепаратора порции нефтедержащей смеси до момента образования на поверхности сплошного фазового нефти слоя заданной толщины. Данное определение представляется наиболее предпочтительным для использования в настоящем исследовании, а вычисляемая данным методом величина называется оптимальным временем сепарации.

3. Математическое описание процесса сепарации

Строгое математическое описание процесса расслоения нефтедержащей смеси выполнить невозможно потому, что уравнение Навье-Стокса справедливо только для ламинарного потока и некоторых частных случаев [5]. Однако существует большое количество эмпирических и полуэмпирических соотношений, определяющих характер процессов при расслоении эмульсии, которые можно взять за основу [6, 7]. В сильно обводнённой (70%...90%) нефтедержащей смеси нефть является дисперсной фазой, а вода – дисперсной средой. На всплывающую частицу нефти действует разность силы тяжести и подъёмной силы Архимеда [7]:

$$\Delta F = \frac{\pi g}{6} d^3 \Delta \rho,$$

где $\Delta \rho$ – разность плотностей частиц дисперсной фазы и частиц дисперсной среды, g – ускорение свободного падения, d – диаметр частицы. Сила сопротивления сплошной среды:

$$F_c = \xi_0 \frac{\pi d^2}{4} \frac{\omega_0}{2} \rho_c,$$

где ξ_0 – коэффициент гидравлического сопротивления сплошной среды движению в ней одиночной частицы, ω_0 – скорость движения одиночной частицы относительно среды, ρ_c – плотность сплошной среды. Допустим, что температура во всех точках камеры устройства сепарации одинакова. Тогда тепловые конвекционные токи отсутствуют. При постоянной скорости движения частицы в среде $\Delta F = F_c$. Критерий Рейнольдса определяется соотношением:

$$Re_o = \frac{\omega_0 d \rho_c}{\mu_c},$$

где μ_c – динамическая вязкость сплошной среды. Критерий Архимеда формулируется в виде:

$$Ar = \frac{d^3 g}{\nu_c^2} \frac{\rho_d - \rho_c}{\rho_c},$$

где ν_c – кинематическая вязкость сплошной среды, ρ_d – плотность дисперсной фазы. С учётом данных критериев, можно записать равенство:

$$\xi_o \text{Re}_o^2 = \frac{4}{3} Ar$$

В условиях стеснённого всплытия, которое характеризуется взаимодействием между частицами, имеем равенство:

$$\xi_d \text{Re}_d^2 = \frac{4}{3} Ar$$

где ξ_d – коэффициент гидравлического сопротивления для дисперсной фазы в эмульсии, Re_d - критерий Рейнольдса в условиях стеснённого потока. Исходя из этого, получаем формулу:

$$\xi_d \text{Re}_d^2 = \xi_o \text{Re}_o^2$$

Положим, что

$$\xi_d = f(\varphi) \xi_{od},$$

где ξ_{od} - коэффициент гидравлического сопротивления для сплошной среды для одной частицы в условиях стеснённого потока, φ - объёмная доля дисперсной фазы в системе. Представляется целесообразным определить вид функции $f(\varphi)$ для малых и больших значений критерия Рейнольдса. Экспериментальные исследования показали, что скорости осаждения частиц связаны соотношением:

$$\omega_{od} = \omega_o (1 - \varphi)^n,$$

где ω_{od} - скорость всплытия частицы относительно сплошной среды в условиях стеснённого потока, ω_{od} - скорость свободного всплытия частицы, а показатель n необходимо определить. Если использовать полученный параметр, названный объёмной долей дисперсной фазы, то имеем:

$$\text{Re}_d = (1 - \varphi) \text{Re}_o$$

Экспериментально установлено [7], что при малых значениях критерия Рейнольдса ($\text{Re} < 500$) коэффициент гидравлического сопротивления среды равен:

$$\zeta_d = \frac{24(1 + 0,15 \text{Re}_o^{0,687})}{0,843 \lg(\theta / 0,065) \text{Re}}$$

где θ - коэффициент формы частицы, равный отношению площадей поверхности сферической частицы и реальной частицы одинакового объёма. При малых значениях коэффициента Рейнольдса можно считать, что:

$$f(\varphi) \approx (1 - \varphi)^{-n}$$

Для больших значениях коэффициента Рейнольдса Re справедливо выражение:

$$f(\varphi) \approx (1 - \varphi)^{-2n}$$

Экспериментально установлено [7], что функция $f(\varphi)$ как в случае больших Re , так и в случае малых Re изменяется в пределах от $(1 - \varphi)^{-4,65}$ до $(1 - \varphi)^{-4,78}$. Тогда можно взять среднюю величину показателя степени, округлить её и записать:

$$f(\varphi) = (1 - \varphi)^{-4,7}$$

С учётом полученных выражений получаем, что отношение скорости всплытия частицы относительно сплошной среды в условиях стеснённого потока к скорости свободного всплытия частицы равно:

$$\omega_{od} / \omega_o = (1 - \varphi)^{-4,7}$$

Известны эмпирические формулы для учёта влияния стеснённости [7]. Так, например, при $\varphi < 0,3$, применяется формула:

$$\omega_{od} / \omega_o = (1 - \varphi)^2 10^{-1,8\varphi}$$

При $\varphi > 0,3$ применяется формула:

$$\omega_{od} / \omega_o = \frac{0,123}{\varphi} (1 - \varphi)^3.$$

В таблице 1 приведены сравнительные данные скорости всплытия глобул нефти, рассчитанные для известных соотношений и вычисленные по полученной формуле. Численные значения приведены к скорости свободного всплытия глобул нефти, т.е. являются относительными.

Таблица 1. Результаты расчёта скорости всплытия глобул нефти по известным и полученной формулам

Обводнённость, %	Результаты расчёта по формулам, относительные единицы		
	$\omega_{od} / \omega_o = (1 - \varphi)^{-4,7}$	$\omega_{od} / \omega_o = (1 - \varphi)^2 10^{-1,8\varphi}$	$\omega_{od} / \omega_o = \frac{0,123}{\varphi} (1 - \varphi)^3$
5	0,7558	0,7319	
10	0,6095	0,5327	
20	0,3504	0,2768	
30	0,1871		0,1406
40	0,0906		0,0664
50	0,0385		0,0308
60	0,0135		0,0131
70	0,0035		0,0047

Данные для степени обводнённости от 70% до 90% в источниках не обнаружены. Практический интерес представляют скорости всплытия глобул нефти, распределённых по фракциям. Известные соотношения получены для случая, когда дисперсной фазой является вода. В нашем случае дисперсной фазой является нефть. В работе [7] сделано предположение о том, что распределение капель воды в нефти после заполнения камеры сепаратора является равномерным. Следовательно, обводнённость B одинакова в любом вертикальном сечении. Относительная скорость стесненного всплытия глобул нефти диаметром d_i в таком случае равна:

$$(w_{0d} / w_o)_i = \left[\frac{1 - B}{1 - B \sqrt{1 - (d_i / d_{\max})^2}} \right]^{4,7},$$

где d_{\max} – максимальный размер глобул. В общем виде время сепарации предлагается определить через скорость всплытия глобул нефти и геометрические параметры сепаратора. Скорость стеснённого всплытия глобулы нефти:

$$w_0 = \frac{(p_d - p_c) d^2 g}{18 \mu_c},$$

где p_d , p_c – плотность дисперсионной и сплошной среды, кг/м³; μ_c – вязкость сплошной среды, Па·с; d – диаметр глобулы; g – ускорение свободного падения, м/с². В процессе всплытия глобулы разных размеров движутся с разной скоростью. Предлагается использовать следующее выражение для описания расчета стесненного всплытия глобул:

$$(w_{0d} / w_o)_i = \frac{(p_d - p_c) d^2 g}{18 \mu_c} \left[\frac{1 - B}{1 - B \sqrt{1 - (d_i / d_{\max})^2}} \right]^{4,7},$$

Данное уравнение позволяет получить распределение скоростей стесненного всплытия глобул нефти с учетом степени обводнённости. В таблице 2 представлены данные для значений обводнённости от 70% до 90%. Руководствуясь данными таблицы 2 и геометрическими параметрами устройства сепарации, можно определить оптимальное время сепарации нефтесодержащей смеси с учётом степени её обводнённости.

Таблица 2. Скорость всплытия глобул нефти в камере устройства сепарации

	Обводнённость, %	90	85	80	75	70
Диаметр глобул, мкм	Скорость всплытия глобул нефти, см/с					
50	78,2609	128,35	184,70	240,26	329,47	417,91
60	54,5455	89,45	128,76	167,50	229,70	291,35
80	30,7692	50,46	72,62	94,46	129,54	164,31
100	19,6721	32,26	46,42	60,39	82,81	105,04
150	9,6257	15,79	22,73	29,56	40,54	51,42
200	4,9113	8,05	11,59	15,07	20,67	26,22

4. Заключение

Полученные соотношения позволяют математически описать процесс сепарации нефтесодержащей смеси в случае высокой степени обводнённости, что является признаком научной новизны. Используя данные математической модели и зная геометрические параметры устройства сепарации, можно рассчитать оптимальное время сепарации. Определение оптимального времени сепарации позволяет повысить производительность сепаратора при сохранении качества товарной нефти, что имеет большую практическую значимость.

Благодарности

Авторы выражают благодарность ООО «Координация» (г. Уфа), ООО «ГИРС» и учебному центру «Нефтестрой» (г. Самара) за плодотворное сотрудничество и предоставленные экспериментальные данные.

Литература

- [1] Зеленский, В.А. Повышение эффективности сепарации с помощью контроля дифференциальной плотности нефтегазовой смеси / В.А.Зеленский, А.И.Щодро // Вестник Самарского государственного технического университета. – 2015. – Серия «Технические науки», № 1(45). – С. 178–183.
- [2] Зеленский, В.А. Система автоматизированного управления нефтегазосепаратором с контролем плотности нефтесодержащей смеси / В.А.Зеленский, А.И.Щодро // Вестник Самарского государственного технического университета. – 2016. – Серия «Технические науки», № 1(49). – С. 15–23.
- [3] Зеленский, В.А. Анализ погрешностей измерения плотности нефтесодержащей смеси и их влияния на определение времени сепарации / В.А.Зеленский, А.И.Щодро // Известия Самарского научного центра РАН. – 2016. – Т.18, № 2 (3). – С. 896–901.
- [4] Зеленский, В.А. Способ, математическая модель и алгоритм управления технологическим процессом сепарации нефти / В.А.Зеленский, А.И.Щодро // Вестник Самарского государственного технического университета. – 2016. – Серия «Технические науки», № 3(51). – С. 21–28.
- [5] Кочин, Н.Е. Теоретическая гидромеханика, часть 2. / Н.Е. Кочин, И.А. Кибель, Н.В. Розе. – М.:Физматлит, 1963. - 727 с.
- [6] Пономарёв, С.В. Методы и устройства для измерения эффективных теплофизических характеристик потоков технологических жидкостей / С.В. Пономарёв, С.В. Мищенко. – Тамбов: Изд-во Тамб. гос. техн. ун-та, 1997. - 249 с.
- [7] Астарита, Дж. Основы гидромеханики неньютоновских жидкостей / Дж. Астарита, Дж. Маруччи; пер. с англ. – М. : Мир, 1978. - 312 с.