

УДК 544.473

ИССЛЕДОВАНИЕ И КОРРЕКТИРОВКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ПРОЦЕССОВ ПОДГОТОВКИ НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ

Джалилова С.Н., Ушева Н.В., Ерофеев В.И.

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск,
e-mail: erofeevvi@mail.ru, dzhalilovasn@mail.ru*

Основывается химическая технология нефти и газа на процессах физического разделения компонентов нефти и газа, их химических превращениях. В работе рассмотрены современные технологии процесса промышленной подготовки нефти и методы расчета остаточной обводненности нефти. На основе анализа действующих технологий промышленной подготовки нефти и проведенных исследований по разработке математической модели процесса обезвоживания и обессоливания нефти, учитывающей конструктивные особенности аппарата и время осаждения капель нефти, предложена методика и формула расчета скорости стесненного осаждения капель нефти. На основании анализа литературных данных были рассмотрены различные методики расчета стесненного осаждения капель и расчета остаточной обводненности нефти. Результаты исследований показали, что наименьшее расхождение расчетных и экспериментальных данных по значениям остаточной обводненности нефти на выходе из аппаратов, были получены по формуле расчета скорости стесненного осаждения капель, учитывающей конструктивные особенности аппарата и время осаждения капель. Данная методика была рекомендована для разработки математической модели процесса обезвоживания и обессоливания.

Ключевые слова: промышленная подготовка нефти, процессы отстаивания, водонефтяные эмульсии, математическое моделирование, модель, методы расчета

RESEARCH AND CORRECTION OF THE TECHNOLOGICAL MODES OF PROCESSES OF PREPARATION OF OIL RAW MATERIALS

Dzhalilova S.N., Usheva N.V., Erofeev V.I.

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, e-mail: erofeevvi@mail.ru, dzhalilovasn@mail.ru

The chemical technology of oil and gas is based on processes of physical division of components of oil and gas, their chemical transformations. In work modern technologies of process of trade preparation of oil and methods of calculation of residual water content of oil are considered. On the basis of the analysis of the acting technologies of trade preparation of oil and the conducted researches on development of mathematical model of process of dehydration and an desalination of the oil considering design features of the device and time of sedimentation of drops of oil the technique and a formula of calculation of speed of the constrained sedimentation of drops of oil is offered. On the basis of the analysis of literary data various method of calculation of the constrained sedimentation of drops and calculation of residual water content of oil have been considered. Results of researches have shown that the smallest divergence of settlement and experimental data on values of residual water content of oil at the exit from devices, have been received on a formula of calculation of speed of the constrained sedimentation of drops, considering design features of the device and time of sedimentation of drops. This technique has been recommended for development of mathematical model of process of dehydration and an desalination.

Keywords: field oil treatment, sedimentation processes, water-oil emulsions, mathematical modeling, model, methods of calculation

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, поступающих от заводов на заводскую переработку, а также в товарные парки. Наличие мощной сырьевой базы, дефицит нефтепродуктов и развитие рыночных отношений создают объективные предпосылки для расширения масштабов использования различных природных углеводородов, совершенствования технологических схем подготовки и переработки нефти на промыслах и мо-

дернизации используемого оборудования [3]. На небольших и удаленных месторождениях, которые по экономическим соображениям не могут быть связаны между собой транспортными трубопроводами, используют комплексную систему подготовки жидких углеводородов с конечной целью получения некоторых продуктов переработки, таких как бензин, дизельное топливо и печной мазут. На нефтепромыслах эксплуатируются различные системы сбора и подготовки нефти, применяются различные экологически безопасные герметизированные системы сбора, очистки и хранения углеводородного сырья. В настоящее время процесс подготовки нефти на промыслах должен обеспечивать одно-

временное выполнение следующих основных требований:

- эффективное извлечение и отделение жидких углеводородов от пластовой воды;
- увеличение производительности и степени использования технологического оборудования;
- соответствие товарной продукции ГОСТ Р 51858-2002.

Процессы разделения водонефтяных эмульсий являются важным этапом подготовки сырой нефти к переработке. Теоретическим и экспериментальным исследованиям механизма образования, стабилизации и разрушения водонефтяных эмульсий как гетерогенных систем посвящено значительное количество работ [1, 2, 5, 8]. 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 допустимое содержание воды в товарной нефти не должно превышать 0,5% мас. Содержание большого количества ионов хлора в товарной нефти недопустимо, концентрация хлористых солей не должна превышать 100 мг/л. Технологические особенности сепарации нефти и попутной воды, часто, не позволяют полностью разделить нефть и воду, поэтому товарная нефть поступает на нефтеперерабатывающие заводы с остаточным содержанием воды. Повышенное

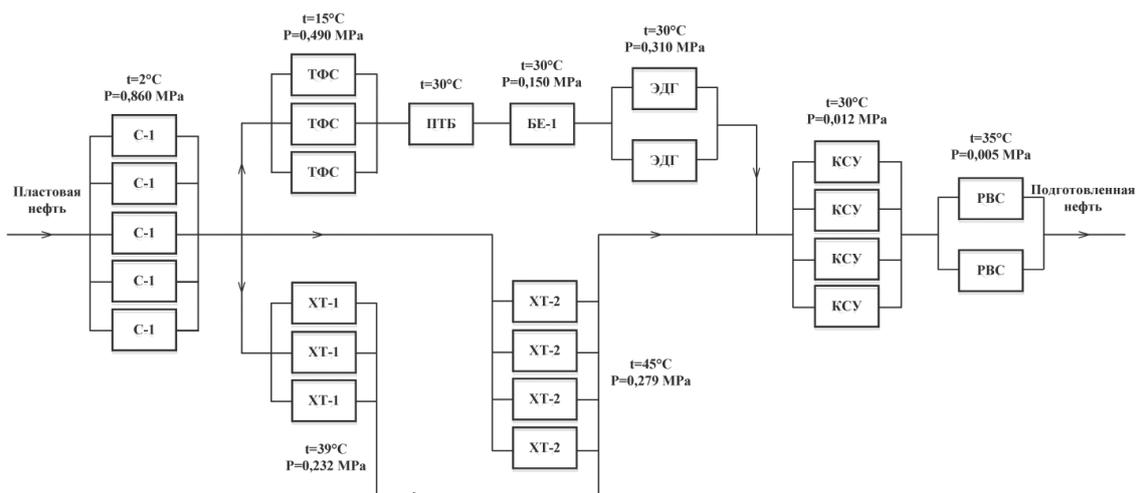
содержание воды в нефти приводит к увеличению расходов на ее транспортирование в магистральных трубопроводах, вызывает образование стойких водонефтяных эмульсий, а содержание растворов солей вызывает коррозию трубопроводов и другого оборудования, что обуславливает необходимость удаления их из нефти непосредственно на промыслах [8]. В связи с этим требуется постоянная адаптация технологических режимов работы существующего оборудования с целью обеспечения эффективности проведения процессов обезвоживания и обессоливания [8].

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.

Материалы и методы исследования

Технологическая схема

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 [8].



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-Тритер» I типа; ХТ (II) – аппарат «Хитер-Тритер» II типа; КСУ – сепаратор конечной ступени; РВС – резервуар вертикальный стальной, t – температура, °C; p – давление, МПа [8]

Таблица 1

Компонентный состав пластовой нефти

Компонентный состав	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	и-C ₄ H ₁₀	н-C ₄ H ₁₀	и-C ₅ H ₁₂	н-C ₅ H ₁₂	C ₄ H ₁₀₊	N ₂
Содержание, % мол.	43,97	8,81	5,74	1,16	2,79	1,43	1,63	33,61	0,86

Таблица 2

Физико-химические свойства нефти и технологические параметры фундаментального варианта расчета

Физико-химические свойства нефти и технологические параметры	Значения
Плотность, кг/м ³	864,10
Вязкость при 20 °С, мм ² /с	29,54
Молекулярная масса, г/моль	292
Обводненность, % мас.	20,93
Производительность, т/год	8,4 · 10 ⁶
Соотношение потоков между технологическими линиями	0,6 : 0,4
Критерий Рейнольдса (Re)	22802,13

Таблица 3

Усредненные технологические параметры и обводненность нефти на входе и выходе аппаратов

Параметр, единица измерения	Аппарат			
	ТФС	ЭДГ	ХТ (I)	ХТ (II)
Давление, кгс/см ²	4,90	3,10	2,32	2,79
Температура, °С	15	30	39	45
Расход, т/час	183,30	217,76	52,37	52,37
Обводненность на входе, % мас.	20,93	2,22	20,93	20,93
Обводненность на выходе, % мас.	2,22	1,19	4,97	1,27

На представленной установке подготовки нефти месторождения Восточной Сибири, с высокой производительностью, используется разнообразное оборудование, в котором происходят процессы сепарации и разделения водонефтяной эмульсии. Компонентный состав пластовой нефти приведен в табл. 1. Физико-химические свойства нефти и технологические параметры приведены в табл. 2. Технологические параметры и обводненность нефти на входе и выходе аппаратов приведены в табл. 3.

Сырьем УПН является нефть с содержанием пластовой воды и свободного нефтяного газа, подача нефти предусматривается с площадок кустов скважин.

Сырая нефть из пласта поступает в сепаратор первой ступени С-1, давление в сепараторе поддерживается на уровне 0,8 МПа, где выделяется газ первой ступени сепарации. Далее из сепаратора первой ступени нефть разделяется на три потока. Первый поток подается в трехфазный сепаратор ТФС, где за счет дальнейшего снижения давления выделяется оставшийся газ и отделяется пластовая вода. Давление в трехфазном сепараторе 0,5 МПа. Далее водонефтяная эмульсия подается на печь ПТЬ, где подогревается до 30 °С. Затем поток водонефтяной эмульсии после печи смешивается с пресной водой и поступает в два параллельно работающих электродегидрататора ЭДГ для обессоливания и дальнейшего обезвоживания. Процесс обессоливания нефти рекомендуется проводить в одну ступень с глубоким обезвоживанием. Второй поток водонефтяной эмульсии поступает

в аппарат Хитер-Тритер I ступени, а третий поток поступает в аппарат Хитер-Тритер II ступени, где при давлении 0,279 МПа происходит отделение оставшегося газа и предварительное обезвоживание. Далее обезвоженная нефть смешивается с первым потоком, поступает на концевую сепарационную установку (КСУ), где при давлении 0,012 МПа и температуре 30 °С происходит окончательная дегазация. Из КСУ нефть самотеком перетекает в товарный резервуар (РВС) и далее насосом откачивается в нефтепровод.

На основании представленных моделей были проведены расчеты процесса сепарации, каплеобразования, обезвоживания и обессоливания, установки первичной подготовки нефти.

Модель процесса сепарации

Основные уравнения расчета сепарации многокомпонентной смеси [7]:

$$\sum_{i=1}^m x_i = \sum_{i=1}^m \frac{c_i}{1 + e(K_i - 1)},$$

$$\sum_{i=1}^m y_i = \sum_{i=1}^m \frac{K_i c_i}{1 + e(K_i - 1)},$$

где e – молярная доля пара (доля отгона) в конце процесса однократного испарения; c_i , x_i , y_i – мольные доли i -го компонента в исходном сырье и полученных жидкой и паровой фазах соответственно; K_i – константа фазового равновесия i -го компонента.

В результате проведенного расчета на математической модели получаем: физико-химические свойства потоков; составы газовой и жидкой фаз; материальный баланс.

Модель процесса каплеобразования

Уравнение расчета диаметра капель воды в потоке эмульсии [7]:

$$d_{\max} = 43,3 \frac{\sigma^{1,5} + 0,7\mu_b u}{u^{2,4} \text{Re}^{0,1} v_3^{0,1} \rho_n \mu_n^{0,5}},$$

где σ – поверхностное натяжение; μ_b, μ_n – динамическая вязкость воды и нефти; u_0 – линейная скорость потока; v_3 – кинематическая вязкость эмульсии; ρ_n – плотность нефти; Re – критерий Рейнольдса.

В результате проведенного расчета на математической модели получаем: диаметр капель; линейную скорость.

Модель процесса отстаивания

Основное уравнение расчета относительной обводненности нефти процесса отстаивания [7]:

$$\frac{\omega_{\text{ст}} 18\mu_{\text{гк}} (1 - W_{\text{вых}})^2}{d^2 (\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{гк}}) g \left[(1 - W_{\text{вых}})^2 - \left(1 - \frac{W_{\text{вых}}}{W_{\text{вх}}}\right)^2 \right]} = (1 - W_{\text{вых}})^{4,7},$$

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

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, мас. доли.

Для проведения расчетов по формуле (*) необходимо определить скорость стесненного осаждения капли. В настоящее время

где $\mu_{\text{гк}}$ – вязкость входной эмульсии; $\omega_{\text{ст}}$ – скорость стесненного осаждения капли размером d ; $W_{\text{вх}}$ – обводненность жидкой фазы на входе в разделитель жидкости, мас. доли;

$W_{\text{вых}}$ – обводненность жидкости на выходе из разделителя жидкости; g – ускорение свободного падения, мас. доли.

В результате проведенного расчета на математической модели получаем: составы газовой и жидкой фаз; физико-химические свойства потоков; материальный баланс по потокам; обводненность конденсата на выходе из аппарата.

Средняя относительная погрешность по обводненности не превышает 5%.

Результаты исследования и их обсуждение

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

предложены различные методы для расчета скорости стесненного осаждения [1, 5, 7]. При исследовании данных методов нами был разработан алгоритм, позволяющий рассчитывать остаточную обводненность нефти по вычисленным значениям скоростей стесненного и свободного осаждения капель.

Таблица 4

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

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

С использованием данных математических моделей 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 табл. 4.

Таблица 5
Результаты расчета остаточной обводненности нефти

№ варианта	$W_{\text{вых}}, \% \text{ мас.}$			
	ТФС	ЭДГ	ХТ (I)	ХТ (II)
1	2,22	1,17	4,92	1,28
2	6,61	3,87	6,59	1,45
3	3,63	3,14	3,63	0,93

Таблица 6
Сравнение расчетных и экспериментальных данных по значениям остаточной обводненности нефти на выходе из аппаратов, полученных при расчете по варианту 1

Аппарат	Содержание воды в нефти на входе в аппарат ($W_{\text{вх}}$), %	Содержание воды в нефти на выходе из аппарата ($W_{\text{вых}}$), %	
		Эксп.	Расчет (прог)
ТФС	20,93	2,22	2,22
ЭДГ	2,22	1,19	1,17
Х-Т (I тип)	20,93	4,97	4,92
Х-Т (II тип)	20,93	1,27	1,28

Результаты, представленные в табл. 4, показывают, что значения скоростей стесненного осаждения, рассчитанные по различным зависимостям, имеют существенные отличия, что объясняется влиянием физико-химических свойств водонефтяной эмульсии и размером формирующихся капель воды на скорость свободного осаждения.

По формуле (*) с использованием полученных скоростей стесненного осаждения

капли рассчитана остаточная обводненность нефти на выходе каждого аппарата (табл. 5).

Заключение

На основании анализа литературных данных были рассмотрены различные методики расчета стесненного осаждения капель и расчета остаточной обводненности нефти. Результаты исследований показали, что наименьшее расхождение расчетных и экспериментальных данных по значениям остаточной обводненности нефти на выходе из аппаратов было получено по формуле расчета скорости стесненного осаждения капель, учитывающей конструктивные особенности аппарата и время осаждения капель. Данная методика была рекомендована для разработки математической модели процесса обезвоживания и обессоливания.

Список литературы

1. Алиев Т.А., Гулуев Г.А., Рзаев А.Г., Юсифов И.Б. Математическое моделирование нанотехнологических процессов в подготовке нефти // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2010. – № 4. – С. 26–29.
2. Дуношкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений. – М.: ФГУП «Нефть и Газ», 2006. – 320 с.
3. Ерофеев В.И. Проблемы и перспективы развития нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности России. // Проблемы геологии и освоения недр. Труды XVII Межд. симпозиума им. акад. М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 150-летию со дня рождения акад. В.А. Обручева и 130-летию акад. М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск, 2013. – С. 44–47.
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. Кравцов А.В., Ушева Н.В., Бешагина Е.В., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А., Гавриков А.А. Технологические основы и моделирование процессов промышленной подготовки нефти и газа: учеб. пособие. – ТПУ. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 126 с.
6. Персиянцев М.Н. Совершенствование процессов сепарации нефти и газов в промысловых условиях. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 283 с.
7. Тронов В.П. Разрушение эмульсий при добыче нефти. – Казань: ФЭН, 2000. – 416 с.
8. 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.