

УДК 681.5

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ КОМПЛЕКСНЫХ МОДЕЛЕЙ УПРАВЛЕНИЯ ОБЪЕКТАМИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Фарунцев Сергей Дмитриевич,
sdfar52@gmail.com

Омский государственный технический университет,
Россия, 644050, г. Омск, пр. Мира, 11.

Актуальность исследования обусловлена существенно возросшими требованиями, предъявляемыми к системам управления наземными объектами нефтегазовых месторождений. Системы управления и регулирования должны обеспечивать безопасное ведение процессов при поддержании заданного качества товарной нефти в условиях действия интенсивного фона возмущений, способность длительного автономного функционирования при минимальном воздействии со стороны оперативно-го персонала, минимизацию рисков отрицательного воздействия производственных факторов на окружающую среду и др. Обязательным условием выполнения перечисленных требований и способом повышения уровня интеллектуализации систем управления объектов подготовки нефти и газа является разработка систем усовершенствованного управления с применением методов математического моделирования, теории автоматического управления и информационных технологий.

Цель: разработка комплексной математической модели для построения системы интеллектуального управления процессами, протекающими в одном из основных аппаратов установки подготовки нефти – трехфазном сепараторе.

Объектом исследования является трехфазный сепаратор, включающий секции дегазирования, обезвоживания и выгрузки нефтяной эмульсии.

Методы: методика Каца расчета компонентного состава газовой и жидкостной фаз разделяющейся эмульсии нефти, материальный и молярный балансы, методы численного решения систем нелинейных уравнений, конфигурирование и обучение искусственных нейронных сетей MATLAB (NFTool, NNTool), принципы ячеечного моделирования, блочное моделирование программными средствами MATLAB Simulink.

Результаты. Разработана комплексная математическая модель управления, описывающая статику и динамику процессов, протекающих в каждой секции трехфазного сепаратора. Для целей идентификации реального процесса обезвоживания эмульсии предложена функция интенсивности, являющаяся аналогом лабораторной кривой отстаивания. Структура ячеечной модели сепаратора параметрически связана с функцией интенсивности. Для решения в едином цикле общей задачи динамики, включающей несколько систем нелинейных уравнений, из цикла исключены локальные итерационные процедуры. Добавлены блоки искусственных нейронных сетей, обученных безитерационному решению локальных нелинейных систем. Проведена конфигурация модели программными средствами MATLAB Simulink. Получено решение, проиллюстрированное графиками статических зависимостей и переходных характеристик трехфазного сепаратора по его основным входным параметрам.

Вывод. Полученные итоги математического моделирования трехфазного сепаратора, так же как и ранее опубликованные автором результаты моделирования подогревателя эмульсии нефти, позволяют рассматривать разработанные модели в качестве основы для построения усовершенствованной системы управления объектами установки подготовки нефти в составе интеллектуального нефтегазового месторождения.

Ключевые слова:

Интеллектуальное нефтегазовое месторождение, установка подготовки нефти, комплексная математическая модель статики и динамики, система усовершенствованного управления, трехфазный сепаратор, искусственная нейронная сеть, MATLAB Simulink.

Введение

Решение задач повышения эффективности процессов добычи и подготовки нефти и газа в настоящее время уже невозможно рассматривать вне парадигмы интеллектуального (цифрового) нефтегазового месторождения [1, 2]. В свою очередь, концепция интеллектуального месторождения является частью глобальной тенденции промышленной автоматизации Industry 4.0, предлагающей решения для отрасли, которые обеспечивают увеличение прибыли и снижение затрат путем использования методов математического моделирования и искусственного интеллекта на всех этапах, начиная с разведки, анализа состояния пластов и управления скважинной добычей [3–6] и заканчивая процессами автоматизации объектов подготовки, транспортировки и переработки [7].

Одними из главных наземных объектов современного интеллектуального месторождения нефти являются установки подготовки нефти (УПН), в которых осуществляются процессы подготовки нефтяной эмульсии, поступающей от скважин (дегазация, обезвоживание, обессоливание), к дальнейшей транспортировке до предприятий нефтепереработки. Существующими нормами жестко регламентируется максимальное содержание в товарной нефти на выходе УПН воды, хлористых солей, механических примесей, сернистых и иных соединений.

Исторически в российской нефтегазовой отрасли сложилась ситуация, что системы управления и автоматизации объектов добычи и подготовки нефти в части интеллектуализации отстают от таковых для процессов нефтепереработки и нефтехимии [8], снижая общий уровень готовности нефтегазовой отрасли к

«цифровизации» [9]. Это объясняется спецификой большинства российских нефтяных месторождений, состоящей в территориальной разбросанности технологических объектов, их удаленности от крупных промышленных центров, суровых климатических условиях. Между тем указанные особенности предъявляют повышенные требования к системам автоматизации и управления объектами УПН, среди которых обеспечение безопасного ведения процессов, поддержание заданного качества товарной нефти в условиях действия интенсивного фона возмущений, способность длительного автономного функционирования при минимальном воздействии со стороны оперативного персонала, сокращение рисков отрицательного воздействия производственных факторов на окружающую среду и др.

Важным условием выполнения перечисленных требований и способом повышения уровня интеллектуализации систем управления объектов подготовки нефти и газа является разработка систем усовершенствованного управления с применением методов математического моделирования, теории автоматического управления и информационных технологий [8]. Среди известных методов синтеза математических моделей для объектов технологии [10] указывается, в частности, на преимущества построения для целей управления ячеечных моделей [11, 12]. В работах [13, 14], являющихся логическим началом настоящей публикации, описываются постановка и решение задач разработки математической модели и систем усовершенствованного управления для одного из центральных объектов подготовки нефти – печи подогрева нефтяной эмульсии на примере трубчатого подогревателя ПТБ-10. Задачи решались с использованием принципов ячеечного моделирования, искусственных нейронных сетей (ИНС) и программных средств MATLAB Simulink.

В настоящей работе описывается процедура разработки статических и динамических моделей управления технологическими процессами сепарации газа и осаждения воды из нефтяной эмульсии, осуществляющимися в трехфазных сепараторах (ТФС), составляющих совместно с подогревателями основу современных установок подготовки нефти. Цель математического моделирования для решения задач управления – рассчитать не только статику, но и динамику изменения во времени режимных параметров существующих аппаратов при их известных размерах, при заданных технологических и многих изменяющихся параметрах – возмущениях. Модели должны быть корректными, т. е. адекватно отображающими поведение реальных объектов, и одновременно достаточно простыми, доступными для реализации в условиях реального производства

При построении статической модели сепарации газа использована аналитическая методология Каца [15–17]. Для решения нелинейной системы уравнений, включающей уравнения баланса и равновесия, предложен оригинальный алгоритм, описанный в работе.

При разработке математического описания процесса обезвоживания принят гибридный вариант мо-

делирования, использующий как аналитические методы, так и принципы экспериментально-статистического уточнения коэффициентов аналитических уравнений в условиях реальной эксплуатации. Эмпирические методы экспериментально-статистического исследования рассматриваемого процесса не могут быть рекомендованы ввиду необходимости постановки изучаемого эксперимента при всяком изменении технологической ситуации на объекте управления – изменении условий эксплуатации, состава сырья и др. Чисто аналитический подход к построению модели управления процесса отстаивания в промышленных условиях оказывается трудно реализуем ввиду его достаточной сложности и невозможности априори учесть все факторы, воздействующие на процесс. В качестве основы для разработки модели обезвоживания в настоящей работе принята идея наличия некоей интегральной функции эффективности обезвоживания, распределенной по длине сепаратора и рассчитываемой как отношение расхода воды, выделившейся из эмульсии в отдельных участках, к расходу воды, поступившей в сепаратор в составе эмульсии. Общий вид и параметры данной функции должны быть приняты на основе предварительного лабораторного анализа эмульсии и уточняющего эксперимента на реальном оборудовании.

Как и в предыдущих работах [13, 14], при разработке моделей ТФС активно используется методология ячеечного моделирования, дополненная методами построения ИНС, находящимися в арсенале программных средств MATLAB Simulink. Разработанные модели предназначены для построения систем усовершенствованного (интеллектуального) управления объектами УПН.

Модель статики процесса сепарации газа

Нефтяная эмульсия поступает от скважин к установкам подготовки нефти в виде смеси жидкой углеводородной составляющей, газовой составляющей и пластовой воды, содержащей различные соли. Процессы сепарации газа в составе УПН могут осуществляться как в автономных аппаратах – газовых сепараторах горизонтального и вертикального типа, так и в отдельных секциях отстойников нефти или трехфазных сепараторов [18]. Система уравнений описания процесса газовой сепарации, использующая в своей постановке методику Каца, представлена ниже в виде равенств (1)–(10)

$$G+L+G^{yn}=1, \quad (1)$$

$$\eta = \frac{G}{G+G^{yn}}, \quad (2)$$

$$L = 1 - \frac{G}{\eta}, \quad (3)$$

$$z_i = (G+G^{yn}) \cdot y_i + L \cdot x_i \quad i = \overline{1, n}, \quad (4)$$

$$y_i = K_i \cdot x_i, \quad (5)$$

$$K_i = \frac{P_i^0}{P}, \quad (6)$$

$$x_i = \frac{z_i}{1 + \frac{G}{\eta}(K_i - 1)}, i = \overline{1, n}, \quad (7)$$

$$\sum_{i=1}^n x_i = 1; 0 \leq x_i \leq 1, i = \overline{1, n}, \quad (8)$$

$$\sum_{i=1}^n y_i = 1; 0 \leq y_i \leq 1, i = \overline{1, n}, \quad (9)$$

$$0 \leq G \leq 1, 0 \leq L \leq 1. \quad (10)$$

где G, L, G^{yh} – мольные доли разделения 1-го моля нефти на газовую, жидкую фазу и на долю унесенного газа потоком жидкости, соответственно; η – отношение количества газа на выходе сепаратора к теоретически возможному количеству газа, которое может быть получено в процессе по условиям равновесия (коэффициент полезного действия сепаратора); z_i, x_i, y_i – объемные (мольные) доли i -го компонента в исходном продукте и выделившихся жидкой и газовой фазах, соответственно; K_i – константа фазового равновесия i -го компонента; P_i^0 – давление насыщенных паров i -го вещества (упругость, т. е. давление при котором происходит процесс конденсации паровой фазы), Па; P – давление в сепараторе, Па.

Решаться система нелинейных уравнений (1)–(10) должна численными методами. Величины P_i^0 давлений насыщения компонентов (упругости), необходимые для расчета констант равновесия, или сами константы равновесия могут быть выбраны из справочных пособий [16–18] по давлению и температуре для условий задачи.

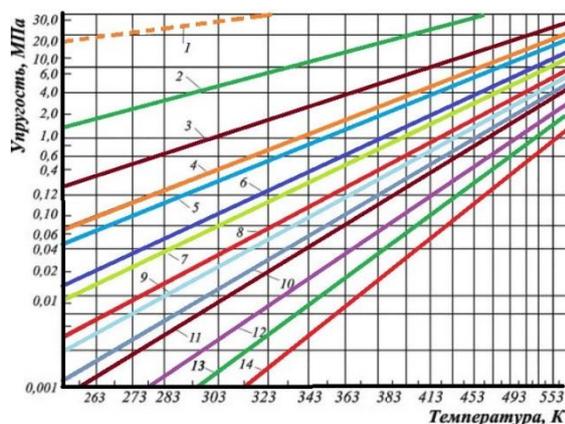


Рис. 1. Зависимость упругости чистых углеводородов от температуры [18]

Fig. 1. Dependence of pure hydrocarbons elasticity on temperature [18]

Рис. 1 иллюстрирует в логарифмическом масштабе графики зависимостей упругости некоторых чистых углеводородов от температуры. На рисунке цифрами обозначены следующие виды углеводородов: 1 – метан, 2 – этан, 3 – пропан, 4 – *i*-бутан, 5 – *n*-бутан, 6 – *i*-пентан, 7 – *n*-пентан, 8 – *i*-гексан, 9 – *n*-гексан, 10 – *i*-гептан, 11 – гептан, 12 – октан, 13 – нонан, 14 – декан. Существуют также многочисленные расчетные способы вычисления констант равновесия –

Антуана, Ашворта и др. В рассматриваемом случае расчет констант фазового равновесия углеводородов от метана до гексана был произведен путем линейной аппроксимации графиков зависимости давления насыщенных паров чистых углеводородов от температуры, а затем по уравнению (6) были рассчитаны $K_i, i = \overline{1, n}$.

Аппроксимация производилась в пространстве логарифмических координат с последующим переходом в пространство с равномерными координатами. Расчет констант фазового равновесия неуглеводородных компонентов (CO_2 и N_2) выполнен по

модели Ашворта. Принятый алгоритм решения нелинейной системы уравнений (1)–(10) состоит в следующем.

Преобразуем систему уравнений, имеющую $2n+2$ уравнений и содержащую столько же неизвестных $x_i, y_i, i = \overline{1, n}, L$ и G (полагаем коэффициент полезного действия сепаратора η постоянным и заданным), следующим образом. Выразим в каждом из $2n+2$ уравнений одну из вычисляемых переменных в функции от остальных, т. е. получим следующую систему уравнений

$$G = \text{varie}, \quad (11)$$

$$L = 1 - G/\eta, \quad (12)$$

$$x_i = \frac{z_i}{1 + \frac{G}{\eta}(K_i - 1)}, \dots, x_n = \frac{z_n}{1 + \frac{G}{\eta}(K_n - 1)}, \quad (13)$$

$$y_i = x_i \cdot K_i, \dots, y_n = x_n \cdot K_n, \quad (14)$$

где G – варьируемый параметр в пределах от 0 до 1. В таком виде систему удобно решать блочным методом средствами MATLAB Simulink, начиная от самого первого уравнения, двигаясь сверху вниз и слева направо. В системе (11)–(14) не учтены ограничения (8) и (9) на значения величин переменных $x_i, y_i, i = \overline{1, n}$, контроль которых будет осуществляться следующим образом. Сформируем критерий Φ в виде уравнения (15) суммы квадратов отклонений расчетных значений x_i, y_i от единицы и будем в каждом цикле увеличения G от нуля на некоторую малую величину сравнивать значение Φ с заданным значением ε ($\varepsilon = 0,00001$). Как только выполнится условие $\Phi < \varepsilon$, вычисления прекратятся.

$$\Phi = (1 - \sum_{i=1}^n x_i)^2 + (1 - \sum_{i=1}^n y_i)^2. \quad (15)$$

По окончании расчета составов жидкой и газообразной фаз нефти $x_i, y_i, i = \overline{1, n}$ производится расчет параметров (16)–(24), необходимых для последующего моделирования процессов обезвоживания

$$\rho_L = \sum_{i=1}^n (x_i^{ob} \cdot \rho_i), \quad (16)$$

$$x_i^{ob} = \frac{x_i^{mcc}}{\rho_i \cdot \sum_{i=1}^n \left(\frac{x_i^{mcc}}{\rho_i} \right)}, \quad (17)$$

$$x_i^{mass} = \frac{x_i \cdot M_i}{\sum_{i=1}^n (x_i \cdot M_i)}, \quad (18)$$

$$\rho_G^{NC} = \frac{\sum_{i=1}^n y_i \cdot M_i}{22.414}, \quad (19)$$

$$\rho_G^{WC} = \frac{\rho_G^{NC} \cdot 273.16 \cdot P}{(273.15 + T_{em}) \cdot 0.1013}, \quad (20)$$

$$M^L = \sum_{i=1}^n x_i \cdot M_i, \quad (21)$$

$$M^G = \sum_{i=1}^n y_i \cdot M_i, \quad (22)$$

$$e_{mass} = \frac{M^G \cdot G}{M^G \cdot G + M^L \cdot L}, \quad (23)$$

$$\begin{aligned} G_{Oil_{out}} &= G_{em_{in}} \cdot (1 - e_{mass}), \\ G_{Gas_{out}} &= G_{em_{in}} \cdot e_{mass}, \end{aligned} \quad (24)$$

где ρ_L – плотности жидкой фазы нефти после сепарации, кг/м³; ρ_i – плотность i -го компонента нефти, кг/м³; ρ_G^{NC} – плотность газовой фазы нефти после сепарации в нормальных условиях ($T=273,15$ К, $P=101325$ Па), кг/м³; M_i – молярная масса i -го компонента газовой фазы нефти, кг/кмоль; ρ_G^{WC} – плотность газовой фазы нефти после сепарации в рабочих условиях, кг/м³; P – давление в зоне сепарации, МПа; T_{em} – температура в зоне сепарации, С; M^L – молярная масса жидкой фазы нефти, кг/кмоль; M^G – молярная масса газовой фазы нефти, кг/кмоль; e_{mass} – массовая доля отгона газа, отн. ед.; G, L – мольные доли разделения нефти на газовую и жидкую фазу, соответственно,

отн. ед.; $G_{Oil_{out}}, G_{Gas_{out}}$ – массовый расход жидкой и газовой фаз нефти после сепарации, соответственно.

В результате многократного решения системы уравнений (1)–(24) должен быть собран набор данных для формирования и обучения статической нейронной сети (25), предназначенной для расчета выходных параметров камеры сепарации газа – величин массового отгона газа e_{mass} , плотностей газа $Dens_{Gas_{out}}$ и нефти $Dens_{Oil_{out}}$, в зависимости от входных параметров – температуры эмульсии $T_{em_{in}}$ и давления в камере сепарации ТФС P_{Separ} , необходимых для последующего безитерационного решения уравнений динамики камеры осаждения

$$[e_{mass}; Dens_{Gas_{out}}; Dens_{Oil_{out}}] = NN(T_{em_{in}}, P_{Separ}). \quad (25)$$

Моделирование процесса обезвоживания нефтяной эмульсии

Процесс обезвоживания нефтяной эмульсии, при котором происходит процесс разрушения агрегатов эмульсии с выделением из них водной фазы, является, наряду с рассмотренной газовой сепарацией, одним из основных процессов обработки скважинной продукции, добываемой на месторождениях нефти и газа, подготовки её к транспортировке для переработки на нефтеперерабатывающих заводах [17, 18].

Процессы обезвоживания и отстаивания проводятся в аппаратах различного типа, среди которых отстойники – горизонтальные и вертикальные, отстойники-сепараторы, трехфазные сепараторы и нефтеводогазоразделители [19]. Схема трехфазного сепаратора, модель которого рассматривается в настоящей работе, показана на рис. 2.



Рис. 2. Внешний вид и схема трехфазного сепаратора [19]
 Fig. 2. Appearance and diagram of a three-phase separator [19]

Трехфазный сепаратор состоит из трех камер. Первая (левая на рис. 2) – сепарационная камера, куда поступает нефтяная эмульсия. Из сепарационной камеры нефтяная эмульсия поступает через проницаемую перегородку в камеру отстаивания (осаждения, обезвоживания, коалесценции – иные возможные названия этой камеры), занимающую основной объем горизонтального трехфазного сепаратора. В крайней правой части ТФС расположена камера выгрузки, отделенная от камеры отстаивания непроницаемой перегородкой фиксированной высоты, через которую переливается отстаивающаяся нефть.

При аналитическом математическом описании процессов отстаивания и обезвоживания, используемом, как правило, при проектировании конструкции аппаратов, обычно рассматриваются явления стесненного осаждения капель воды под действием силы тяжести с учетом физико-химических свойств среды и влияния технологических параметров процесса [16, 17]. Однако ранее было отмечено, что чисто аналитические методы описания трудно реализуемы для построения моделей управления.

Представляется более рациональным решением принять гибридный вариант разработки модели, ис-

пользующий как аналитические методы, так и принципы экспериментально-статистического уточнения аналитических уравнений в условиях реальной эксплуатации. В качестве основы для разработки модели обезвоживания в настоящей работе принята идея наличия некоей функции эффективности отстаивания Ψ_{eff}

$$\Psi_{eff} = \frac{G_w^{out}}{G_w^{in}}, \quad (26)$$

где $G_w^{in} = G_{in} \cdot w_{in}$; G_w^{out} – расход воды на выходе аппарата-отстойника, кг/с; G_w^{in} – расход воды, поступающей в отстойник в смеси с эмульсией, кг/с; G_{in} – расход эмульсии на входе, кг/с; w_{in} – влагосодержание эмульсии на входе, отн. ед.

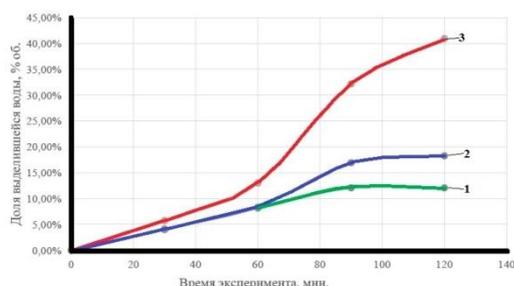
Функция эффективности Ψ_{eff} , согласно предлагаемому методу, первоначально оценивается по результатам выполнения так называемого «бутылочного теста» (от англ. *Bottle Test*) [20, 21], обычно применяемого для исследования активности деэмульгаторов – реагентов, способствующих интенсификации

процессов обезвоживания, с последующим уточнением вида функции в процессе эксплуатации реального оборудования.

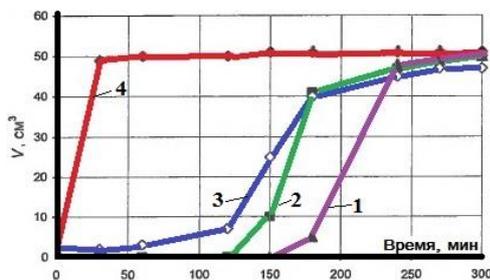
Функция эффективности (26) зависит от времени и при повышении среднего времени пребывания эмульсии в отстойнике увеличивает своё значение от нуля до единицы (в предельном идеальном случае). По форме Ψ_{eff} соответствует виду кривых отстаивания, примеры которых изображены на рис. 3. Параметр среднего времени пребывания нефтяной эмульсии в аппарате-отстойнике τ_{res} является аналогом времени отстаивания бутылочного теста и рассчитывается в виде (27)

$$\tau_{res} = \frac{V}{v_{em}^{out}} = \frac{V \cdot \rho_{em}}{G_{em}^{out}}, \quad (27)$$

где V – рабочий объем отстойника, м³; v_{em}^{out} – объемный расход эмульсии на выходе, м³/с; G_{em}^{out} – массовый расход эмульсии на выходе, кг/с; ρ_{em} – плотность эмульсии, кг/м³.



А



В

Рис. 3. Образцы кривых отстаивания нефтяных эмульсий для различных условий – температуры эмульсии и концентрации деэмульгатора: А) расход деэмульгатора «Demulex» при 20 °С 20 г/т (1), 40 г/т (2), 60 г/т (3) [20]; В) расход реагента СНПКХ 9633 0,25 % (1), 0,5 % (2), 2 % (3), без реагента (4) [21]

Fig. 3. Samples of oil emulsions sedimentation curves for various conditions – emulsion temperature and demulsifier concentration: А) consumption of demulsifier «Demulex» at 20 °С 20 g/t (1), 40 g/t (2), 60 g/t (3) [20]; В) consumption of reagent SNPKh 9633 0,25 % (1), 0,5 % (2), 2 % (3), without reagent (4) [21]

Под рабочим объемом отстойника понимается объем зоны, внутри которой происходит процесс движения эмульсии и отделения от воды. Например, для ТФС рабочим объемом будет считаться объем камеры осаждения, нижнюю поверхность которого составляет межфазовая поверхность воды и нефти, верхнюю – поверхность раздела нефтяной эмульсии с газовой фазой, а боковыми поверхностями – левая и правая стенки камеры осаждения. При этом Ψ_{eff} является собирательной (интегральной) функцией, реагирующей на действие многих факторов, и в связи с этим может служить отправным элементом при разработке математической модели управления аппаратом-отстойником непрерывного действия, аккумулируя и отображая совокупность действующих возмущений.

На рис. 4 изображен примерный вид семейства кривых зависимости функции эффективности Ψ_{eff} от среднего времени пребывания и температуры эмульсии T_{em} , рассчитанных с учетом анализов гипотетиче-

ского бутылочного теста при известном оптимальном значении концентрации деэмульгатора и скорректированных по экспериментальным данным на действующем оборудовании.

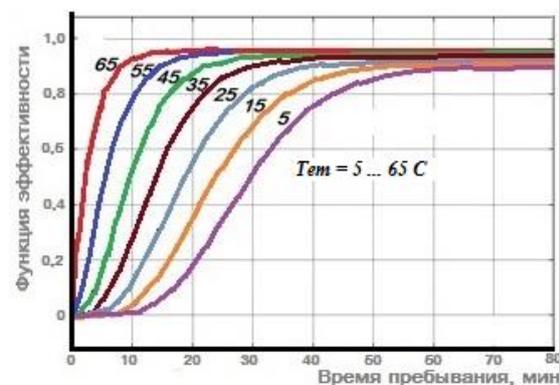


Рис. 4. Вид семейства кривых функции эффективности Ψ_{eff}

Fig. 4. Family of efficiency function curves Ψ_{eff}

$$\Psi_{eff} = \Psi(T_{em}, \tau_{res}). \quad (28)$$

Для последующего практического применения функции (28) для целей моделирования полезно скорректированные данные бутылочного теста использовать для формирования и обучения нейронной сети, реализующей вычислительную операцию вида (29)

$$\Psi_{eff} = NN(T_{em}, \tau_{res}), \quad (29)$$

что может быть выполнено с помощью одного из приложений *MATLAB* (*NFTool*, *NNTool*) [22].

Особенности моделирования процесса отстаивания воды в горизонтальном аппарате непрерывного типа с использованием ячеечной модели

Принимая факт зависимости количества воды, выделившийся из эмульсии, от длины аппарата и времени, в соответствии с рис. 3, 4, следует для математического описания процессов обезвоживания обра-

таться к аппарату дифференциальных уравнений в частных производных, имеющих в качестве аргументов параметры времени и координаты расстояния. В теории и практике численного решения дифференциальных уравнений в частных производных одним из эффективных способов является применение механизма ячеечных моделей [11, 12], что будет проиллюстрировано в настоящей работе при математическом описании камеры осаждения (обезвоживания) трехфазного сепаратора.

Схема ячеечной модели обезвоживания в приложении к ТФС изображена на рис. 5. Основная особенность рассматриваемой ячеечной модели состоит в том, что длина каждой i -й ячейки l_i , а следовательно, и её объем V_i являются переменными величинами, зависящими от расхода воды G_{wi} , исходящей из ячейки через межфазовую поверхность в рассматриваемый момент времени.

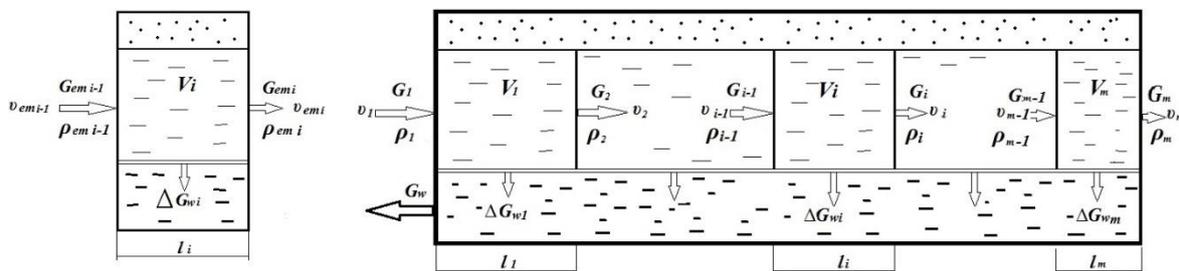


Рис. 5. Схема отдельной ячейки камеры осаждения трехфазного сепаратора (слева) и схема движения частиц эмульсии и воды в ячеечной модели (справа)

Fig. 5. Diagram of a separate cell of the sedimentation chamber of a three-phase separator (left) and a diagram of the movement of emulsion and water particles in the cell model (right)

Материальный баланс i -й ячейки, полагая, что процесс выделения газа завершился в камере сепарации, запишется в виде уравнения

$$G_{i-1} = G_i + \Delta G_{wi}, \quad (30)$$

где G_{i-1} и G_i – массовый расход эмульсии на входе и выходе из ячейки, кг/с; ΔG_{wi} – массовый расход воды из ячейки, кг/с.

Объемные расходы эмульсии v_{i-1} и v_i на входе и выходе из ячейки вычисляются в виде

$$v_{i-1} = \frac{G_{i-1}}{\rho_{i-1}}; \quad v_i = \frac{G_i}{\rho_i}, \quad (31)$$

где ρ_{i-1} и ρ_i – плотность эмульсии на входе и выходе из ячейки, соответственно, кг/м³.

При этом величины среднего времени пребывания частиц эмульсии в каждой из i -х ячеек τ_{resi} являются постоянными и рассчитываются как

$$\tau_{resi} = \frac{V_i}{v_i}, \quad i = \overline{1, m}, \quad (32)$$

$$\tau_{res1} = \dots = \tau_{resi} = \dots = \tau_{resm}. \quad (33)$$

Общее среднее время пребывания вычисляется в виде суммы

$$\tau_{res} = \sum_{i=1}^m \tau_{resi} = \tau_{resi} \cdot m. \quad (34)$$

Для выполнения условий (32), (33) длина и объем каждой i -й ячейки должны изменяться, т. е. должно выполняться условие

$$V_i = v_i \cdot \tau_{resi} = v_i \cdot \frac{\tau_{res}}{m}, \quad i = \overline{1, m}. \quad (35)$$

В равенствах (30)–(35) принято τ_{res} – общее среднее время пребывания частиц эмульсии в камере осаждения, с; τ_{resi} – среднее время пребывания частиц эмульсии в i -й ячейке, с; V_i – объем i -й ячейки, м³; v_i – объемный расход эмульсии в i -й ячейке и на её выходе, м³/с.

Расход воды, вытекающей из каждой i -й ячейки, подчиняется закону, заданному уравнениями (26)–(35). Рис. 6 иллюстрирует закономерности процессов обезвоживания в камере осаждения ТФС. Верхний экран показывает примерный график изменения кривой функции эффективности обезвоживания на протяжении камеры осаждения, разделенной на m ячеек, по которой слева направо протекает поток нефтяной эмульсии. График представлен в аналоговом и дискретном виде, во втором случае – в виде ступенек, постоянных по длине отдельной ячейки и равных значениям функции эффективности на выходе i -й ячейки. Количество ячеек по длине камеры осаждения сепаратора для данного примера принято $m=10$.

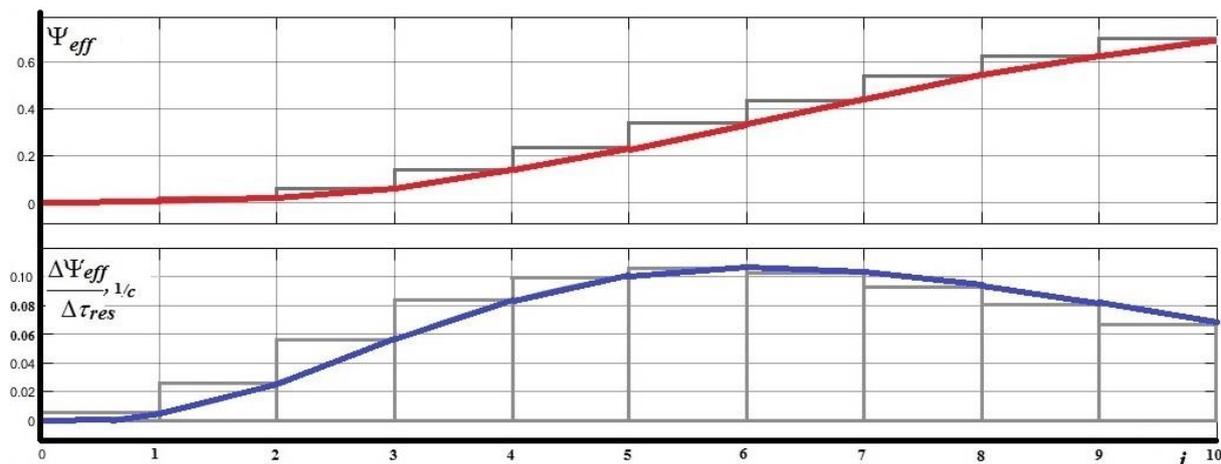


Рис. 6. Закономерности процессов обезвоживания в камере осаждения трехфазного сепаратора

Fig. 6. Regularities of dehydration processes in the three-phase separator sedimentation chamber

Выражения для разницы значений функции эффективности (26) для соседних $(i-1)$ -й и i -й ячеек можно записать в виде

$$\Delta\Psi_{eff\ i} = \Psi_{eff\ i} - \Psi_{eff\ i-1} = \frac{G_{wi}}{G_w^{TPS}} - \frac{G_{w\ i-1}}{G_w^{TPS}} = \frac{\Delta G_{wi}}{G_w^{TPS}},$$

$$\Delta G_{wi} = \Delta\Psi_{eff\ i} \cdot G_w^{TPS} \quad i = \overline{1, m}. \quad (36)$$

где G_w^{TPS} – влагосодержание эмульсии на входе в трехфазный сепаратор, отн. ед. Нижний экран рис. 6 иллюстрирует также в аналоговом и дискретном виде график скорости изменения функции эффективности по длине сепаратора и от ячейки к ячейке. Расход воды, осаждающейся из нефтяной эмульсии из i -й ячейки, может быть вычислен, согласно данному графику, в виде равенств

$$\Delta G_{wi} = G_w^{TPS} \cdot \frac{\Delta\Psi_{eff}}{\Delta\tau_{res}} \cdot \tau_{resi}, \quad i = \overline{1, m}, \quad (37)$$

где ΔG_{wi} – расход воды, осаждающейся из i -й ячейки за время τ_{resi} и проходящей через межфазовую поверхность в i -й ячейке, кг/с.

Очевидно, суммарный расход осадившейся воды равняется

$$G_w = \sum_{i=1}^m \Delta G_{wi}. \quad (38)$$

Для практических целей может быть использован как верхний график рис. 6 с уравнением (36), так и нижний график с уравнением (37) (в рассматриваемом случае использовался первый метод).

Постановка задачи расчета статического режима процесса отстаивания

Заданы входные параметры процесса: G_{em}^{SC} – расход эмульсии на входе в камеру осаждения, кг/с; W_{em}^{SC} – влагосодержание эмульсии на входе в камеру осаждения, отн. ед.; T_{em}^{SC} – температура эмульсии на входе в камеру осаждения, С.

Известны следующие конструктивные характеристики трехфазного сепаратора и параметры входных

компонентов: L^{SC} – общая длина камеры осаждения, м; r^{SC} – радиус цилиндрической части камеры осаждения, м; H – высота перегородки, отделяющей камеру осаждения от зоны выгрузки, м; ρ_{oil}^{SC} , ρ_w^{SC} – плотность нефти и воды на входе в камеру осаждения, соответственно, кг/м³.

Требуется рассчитать значения следующих параметров процесса: G_{em}^{outSC} – расход эмульсии на выходе камеры осаждения, кг/с; w_{em}^{outSC} – влагосодержание эмульсии на выходе камеры осаждения, масс. отн. ед.; G_{oil}^{outSC} – расход нефти на выходе камеры осаждения, кг/с; G_w^{outSC} – расход воды на выходе камеры осаждения, кг/с. Для решения задачи требуется задаться данными: h – величина межфазового уровня, м; m – количество ячеек модели. Полагаем при этом, что предварительно рассчитана и получена зависимость (29) в виде обученной нейронной сети.

Запишем систему уравнений для i ячеек $i = \overline{1, m}$, камеры осаждения ТФС в виде системы (39)–(45), в которых принято обозначение: G_i^{WOil} – расход воды, находящейся в эмульсии нефти на выходе из i -й ячейки, кг/с; τ_{res}^{SC} – общее среднее время пребывания частиц эмульсии в зоне осаждения, с

$$\Psi_{eff\ i} = NN(T_{em}^{SC}, \tau_{resi}), \quad (39)$$

$$\Delta G_{wi} = \Delta\Psi_{eff\ i} \cdot G_w^{SC}, \quad (40)$$

$$G_{emi} = G_{emi-1} - \Delta G_{wi}, \quad (41)$$

$$G_i^{WOil} = G_{emi-1} \cdot W_{emi-1} - \Delta G_{wi}, \quad (42)$$

$$\rho_{emi} = \frac{1}{\frac{w_{emi}}{\rho_w} + \frac{(1-w_{emi})}{\rho_{oil}}}, \quad (43)$$

$$w_{emi} = \frac{G_i^{WOil}}{G_{emi}}, \quad (44)$$

$$V_i = v_i \cdot \tau_{res\ i} = v_i \cdot \frac{\tau_{res}^{SC}}{m}. \quad (45)$$

Следующая система уравнений (46)–(48) служит для описания камеры осаждения в целом

$$\tau_{res}^{SC} = \sum_{i=1}^m \tau_{resi}^{SC}, \quad (46)$$

$$V^{SC} = \sum_{i=1}^m V_i^{SC}, \quad V^{SC} = S^{SC} \cdot L^{SC}, \quad (47)$$

$$S^{SC} = f(r^{SC}, h, H), \quad (48)$$

где V^{SC} – общий объем камеры осаждения, m^3 ; S^{SC} – площадь сечения камеры осаждения, m^2 (вычисляется по тригонометрическим формулам площади сегмента кругового сечения в зависимости от высоты перегородки H , межфазового уровня h и радиуса ТФС r^{SC}); L^{SC} – длина камеры осаждения, м.

Граничные условия формируют уравнения (49)–(57).

$$G_w^{SC} = G_{em}^{SC} \cdot w_{em}^{SC}, \quad (49)$$

$$G_{w1}^{in} = G_w^{SC}, \quad (50)$$

$$G_1 = G^{SC}, \quad (51)$$

$$w_1 = w_{em}^{SC}, \quad (52)$$

$$G_w^{outSC} = \sum_{i=1}^m \Delta G_{wi}, \quad (53)$$

$$\rho_{em}^{TPS} = \frac{1}{\frac{w_{em}^{SC}}{\rho_w} + \frac{(1-w_{em}^{SC})}{\rho_{oil}}}, \quad (54)$$

$$G_{oil}^{outSC} = G_{em}^{SC} \cdot (1-w_{em}^{SC}), \quad (55)$$

$$G_{em}^{outSC} = G_m, \quad (56)$$

$$w_{em}^{outSC} = w_m. \quad (57)$$

Система уравнений (39)–(57) является нелинейной и решается принятым численным методом с использованием программных средств MATLAB Simulink. В результате многократного решения данной системы должен быть собран набор статистических данных для формирования зависимости общего среднего времени пребывания эмульсии в камере осаждения от входных параметров в виде искусственной нейронной сети (58), необходимой для безитеративного решения системы уравнений динамики камеры осаждения.

$$\tau_{res}^{SC} = NN(G_{em}^{SC}, w_{em}^{SC}, T_{em}^{SC}, h). \quad (58)$$

Постановка задачи расчета динамики процесса отстаивания

Система уравнений динамики для расчета процессов, протекающих в камере обезвоживания трехфазного сепаратора по координатам времени и пространства, включает системы равенств (59)–(70). Уравнения (59) общего материального баланса для каждой из i ячеек с учетом соотношений $M_i = V_i \cdot \rho_i$ и $G_i = v_i \cdot \rho_i$ запишутся в виде системы (60).

$$\frac{dM_i}{dt} = G_{i-1} - G_i - \Delta G_{wi}, \quad i = \overline{1, m}, \quad (59)$$

$$\frac{d\rho_i}{dt} = \frac{1}{V_i} (G_{emi} - v_{emi} \rho_{emi} - \Delta G_{wi}), \quad i = \overline{1, m}. \quad (60)$$

Численные значения отдельных параметров системы (60) вычисляются в виде системы равенств (61)–(67).

$$V_i = v_{emi} \tau_{resi} = v_{emi} \cdot \frac{\tau_{res}^{SC}}{m}, \quad v_{emi} = \frac{G_{emi}}{\rho_{emi}}, \quad (61)$$

$$G_{emi} = G_{emi-1} - \Delta G_{wi}, \quad (62)$$

$$\tau_{res}^{SC} = NN(G_{em}^{SC}, w_{em}^{SC}, T_{em}^{SC}, h), \quad (63)$$

$$\Delta G_{wi} = \Delta \Psi_{eff i} \cdot G_w^{SC}, \quad (64)$$

$$G_i^{W Oil} = G_{emi-1} \cdot w_{emi-1} - \Delta G_{wi}, \quad (65)$$

$$w_i = \frac{G_i^{W Oil}}{G_{emi}}, \quad (66)$$

$$\rho_{emi} = \frac{1}{\frac{w_{emi}}{\rho_w} + \frac{(1-w_{emi})}{\rho_{oil}}}, \quad i = \overline{1, m}. \quad (67)$$

Уравнения материального баланса по воде для i -х ячеек запишутся в виде системы уравнений

$$\frac{dM_{wi}}{dt} = G_{emi-1} \cdot w_{emi-1} - G_{emi} \cdot w_{emi} - \Delta G_{wi}, \quad i = \overline{1, m}. \quad (68)$$

где M_{wi} – масса воды, содержащейся в i -й ячейке, кг. С учетом соотношения $M_{wi} = V_{emi} \cdot \rho_{emi} \cdot w_{emi}$ последняя система уравнений запишется в виде

$$V_i \cdot \rho_{emi} \cdot \frac{dw_{emi}}{dt} + V_i \cdot w_{emi} \cdot \frac{d\rho_{emi}}{dt} = G_{emi-1} \cdot w_{emi-1} - G_{emi} \cdot w_{emi} - \Delta G_{wi}, \quad i = \overline{1, m}. \quad (69)$$

Из уравнения материального баланса по нефтяной фракции, расход которой не меняется по отдельным ячейкам, следуют равенства

$$G_{emi} = \frac{G_{emi-1} \cdot (1-w_{emi-1})}{(1-w_{emi})}, \quad i = \overline{1, m}. \quad (70)$$

Граничные условия рассматриваемой постановки соответствуют уравнениям (49)–(57), принятым при расчете статики. Система нелинейных дифференциальных и алгебраических уравнений (59)–(70) также может быть решена одним из численных методов с использованием программных средств MATLAB Simulink.

Постановка задачи расчета динамики процессов камеры выгрузки ТФС

Согласно конструкции ТФС и выбранной концепции моделирования, в камере выгрузки не происходят процессы, приводящие к изменению статического состояния данного объекта (плотности, влагосодержания, компонентного состава). Однако при изменении данных параметров во входном потоке в камере выгрузки также наблюдаются динамические процессы, которые и являются целью моделирования.

Отличие модели камеры выгрузки от ячеечной модели камеры осаждения состоит в том, что, поскольку в камере отсутствует обезвоживание, из модели исключаются члены, связанные с расходом воды из ячеек ΔG_{wi} . Второе отличие – модель камеры выгрузки состоит из одной единственной ячейки. Система уравнений динамики камеры выгрузки (71)–(74) имеет следующий вид. Уравнение общего материального баланса:

$$\frac{d\rho}{dt} = \frac{v_{em}}{V_{unl}} (\rho_{in} - \rho), \quad (71)$$

где $V_{unl} = v_{em} \cdot \tau_{unl}$, $v_{em} = \frac{G_{em}}{\rho}$, G_{em} – массовый расход

эмульсии через камеру выгрузки, кг/с; V_{unl} – объем камеры выгрузки, м³; τ_{unl} – среднее время пребывания в камере выгрузки, с; ρ_{in} , ρ – плотность эмульсии на входе в камеру выгрузки и выходе из неё, соответственно, кг/м³.

Уравнение материального баланса по воде записывается в виде

$$V_{unl} \cdot \rho \cdot \frac{dw}{dt} + V_{unl} \cdot w \cdot \frac{d\rho_{em}}{dt} = G_{em\ in} \cdot w_{em\ in} - G_{em} \cdot w, \quad (72)$$

где $w_{em\ in}$, w – влагосодержание эмульсии на входе в камеру выгрузки и выходе из неё, соответственно, отн. ед.

Из уравнения статики баланса по нефти вычисляется значение расхода эмульсии (73) для подстановки в (72).

$$G_{em} = \frac{G_{em\ in} \cdot (1 - w_{em\ in})}{(1 - w)} \quad (73)$$

Объем камеры выгрузки вычисляется в соответствии с зависимостью

$$V_{unl} = S_{unl} \cdot L_{unl}, \quad (74)$$

где S_{unl} – площадь поперечного сечения камеры выгрузки, заполненной эмульсией, м², вычисляется с использованием тригонометрических уравнений в зависимости от уровня в камере выгрузки h_{unl} и радиуса камеры, численно равного r^{SC} ; L_{unl} – длина камеры выгрузки, м.

Результаты моделирование ТФС средствами MATLAB Simulink

Модель ТФС включает три составляющие, соответствующие конструкции ТФС и сущности протекающих в нем процессов. В качестве математической модели камеры сепарации приняты уравнения статики газовой сепарации. Вторая составляющая – модели статики и динамики камеры осаждения (обезвоживания) дегазированной эмульсии, и третья составляющая – динамическая модель камеры выгрузки нефтяной эмульсии.

Номинальные технологические параметры приняты соответствующими процессам секции предварительного обезвоживания эмульсии УПН и включают: расход эмульсии на входе в ТФС $G_{em\ in}^{TPS} = 200$ т³/ч; влагосодержание водонефтяной эмульсии на входе в ТФС $w_{em\ in} = 60$ % мас.; температура эмульсии $T_{em} = 20$ °С; давление в камере сепарации избыточное $P = 0,65$ МПа; плотность воды при 20 °С $\rho_w^{20} = 998,2$ кг/м³. Приняты также следующие конструктивные характеристики трехфазного сепаратора: общая длина камеры осаждения $L^{SC} = 20$ м; длина камеры выгрузки $L^{unl} = 2$ м; радиус цилиндрической части ТФС $r^{TRs} = 1,7$ м; высота перегородки, отделяющей камеру осаждения от зоны выгрузки, $H = 2,3$ м. Для решения задачи также заданы следующие характеристики: величина

межфазового уровня $h = 1$ м; величина уровня эмульсии нефти в камере выгрузки $h_{unl} = 1,5$ м; количество ячеек модели камеры осаждения $m = 21$.

Средствами MATLAB Simulink сконфигурирована модельная ячеечная схема, способная рассчитывать составы ($y_i, x_i, i = \overline{1, n}$) и параметры газовой и жидкой фаз разделения исходной нефтегазовой эмульсии нефти в камере сепарации ТФС, вычислять расходы воды на выходе из ячеек и суммарные значения расходов воды, эмульсии и влагосодержания эмульсии на выходе камер осаждения и выгрузки в зависимости от изменяющихся входных параметров процесса в статическом и динамическом режимах.

Поскольку была поставлена задача построения общей динамической модели, способной осуществлять в едином цикле решение систем нескольких уравнений, из цикла исключены итерационные процедуры решения систем нелинейных уравнений камеры сепарации газа и уравнений статики обезвоживания. Указанные процедуры заменены на блоки безитерационных вычислений, реализуемых искусственными нейронными сетями (25) и (58), обученными на статистике, собранной в процессе предварительного автономного решения соответствующих систем уравнений. Также для удобства вычислений была построена статическая нейронная сеть (29) для расчета численных значений функции эффективности обезвоживания. Системы дифференциальных уравнений динамики ячеечной модели камеры обезвоживания решались в соответствии с внутренними итерационными алгоритмами, заложенными в программах MATLAB Simulink.

Возможности разработанной модели продемонстрируем путем задания численных значений входным переменным процесса с регистрацией выходных параметров, рассчитанных по модели. Первая серия испытаний, иллюстрируемая табл. 1–3 и рис. 7–10, касается статических исследований объекта моделирования. На рис. 7, 8 представлены графики зависимости выходных параметров ТФС в функции от изменения расхода эмульсии на входе ТФС.

Получены следующие расчетные параметры ТФС: $G_{em\ out} = 97,27$ т/ч; $w_{em\ out} = 20,1\%$; $G_{w\ out} = 97,02$ т/ч; $G_{oil\ out} = 74,3$ т/ч; $G_{gas\ out} = 5,702$ т/ч.

Согласно графику рис. 7, отражающему количество воды, осаждаемой в каждой ячейке камеры обезвоживания ТФС, эффективность работы отдельных ячеек зависит, в первую очередь, от положения ячейки по длине аппарата. Количество осаждаемой воды по ячейкам также зависит от формы функции эффективности обезвоживания. С максимальной отдачей функционируют ячейки в центральной области камеры осаждения. Это связано с принятым распределением значений функции эффективности обезвоживания по длине камеры осаждения и в каждой ячейке (рис. 4 при температуре эмульсии, равной 20 °С). При увеличении расхода эмульсии на входе ТФС точка максимального роста смещается к концу камеры осаждения, и концевые ячейки начинают функционировать с большей отдачей. Обратная зависимость также имеет место – при уменьшении расхода эмульсии с большей эффективностью функционируют начальные ячейки.

Таблица 1. Компонентный состав входной нефтегазовой смеси, отн. мол. доли

Table 1. Component composition of the input oil and gas mixture, rel. mole fractions

N ₂	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	iC ₅ H ₁₂	n C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	C ₇₊
0,01154	0,00656	0,44431	0,01572	0,03548	0,00960	0,02212	0,00766	0,01010	0,01216	0,42477

Таблица 2. Компонентный состав жидкой фазы на выходе трехфазного сепаратора, отн. мол. доли

Table 2. Component composition of the liquid phase at the three-phase separator outlet, rel. mole fractions

N ₂	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	iC ₅ H ₁₂	n C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	C ₇₊
0,00125	0,0038	0,02467	0,00583	0,03071	0,01463	0,0369	0,01404	0,01871	0,0232	0,8255

Таблица 3. Компонентный состав газовой фазы на выходе трехфазного сепаратора, отн. мол. доли

Table 3. Component composition of the gas phase at the three-phase separator outlet, rel. mole fractions

N ₂	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	iC ₅ H ₁₂	n C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	C ₇₊
0,02233	0,00926	0,8844	0,02609	0,04048	0,00432	0,00662	0,00097	0,00107	0,0005	0,00452

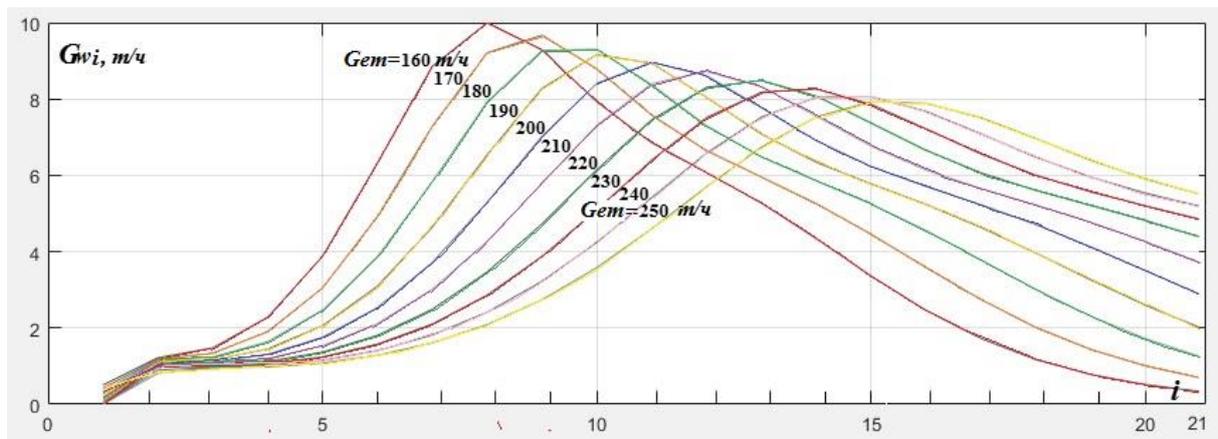


Рис. 7. Зависимости расхода воды на выходе ячеек от расхода эмульсии на входе в трехфазный сепаратор (160...250 м³/ч)

Fig. 7. Dependences of the water flow rate at the outlet of the cells on the emulsion flow rate at the inlet to the three-phase separator (160...250 t/h)

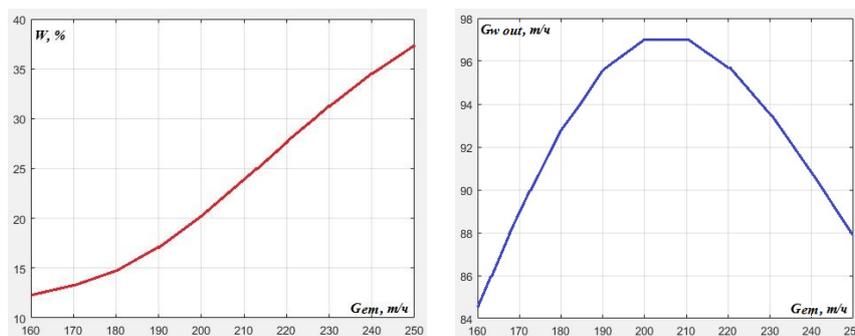


Рис. 8. Зависимости влагосодержания эмульсии нефти (слева) и расхода воды на выходе трехфазного сепаратора (справа) от расхода эмульсии на входе в трехфазный сепаратор (160...250 м³/ч)

Fig. 8. Dependences of the moisture content of the oil emulsion (left) and water flow rate at the three-phase separator outlet (right) on emulsion flow rate at the three-phase separator inlet (160...250 t/h)

Особый интерес представляет собой правый график рис. 8, иллюстрирующий зависимость общего расхода воды, выделившейся из ТФС, от входного расхода эмульсии, имеющий четкий максимум, наличие которого также имеет ясное логическое обоснование. При увеличении расхода эмульсии увеличивается и количество поступающей в ТФС воды, осаждаемой в ТФС, график стремится вверх. Но при этом среднее время

пребывания эмульсии в аппарате сокращается, частицы воды не успевают достичь нижней границы камеры осаждения (межфазового уровня), и скорость роста графика общего количества воды на выходе ТФС начинает уменьшаться. При значении расхода эмульсии на входе ТФС, равном 200–210 т/ч, скорость роста обращается в нуль, график приходит к максимуму, а при дальнейшем увеличении расхода эмульсии начи-

нает демонстрировать крутое падение, свидетельствующее о том, что при данных нагрузках эмульсия нефти в ТФС не успевает разделиться. О том же свидетельствует и левый график рис. 8 – влагосодержание эмульсии на выходе ТФС существенно увеличивается при больших нагрузках.

Рис. 9, 10 демонстрируют зависимости выходных параметров ТФС в функции от межфазового уровня, $h=0,8...1,25$ м. При уменьшении межфазового уровня общая эффективность процессов обезвоживания уве-

личивается, т.к. при этом увеличивается рабочий объем камеры обезвоживания, а, следовательно, и среднее время пребывания в ней частиц эмульсии нефти.

Принятая модель также позволяет рассчитать статические режимы распределения значений выходных параметров ТФС по длине камеры осаждения от иных входных параметров и возмущающих факторов ТФС – от влагосодержания эмульсии нефти, от температуры эмульсии и давления в камере сепарации газа ТФС (графики не приводятся).

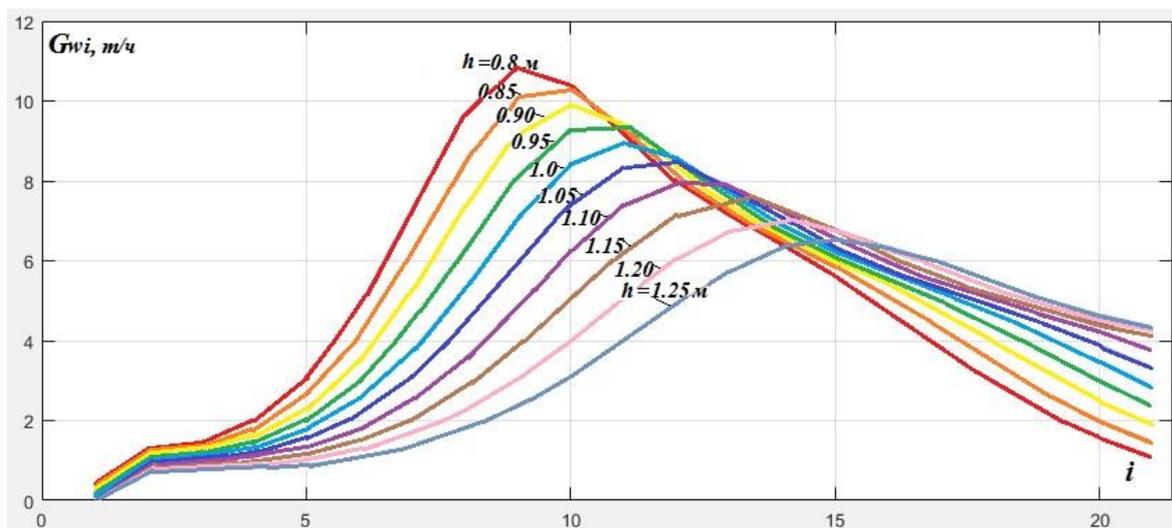


Рис. 9. Зависимости расхода воды на выходе ячеек от межфазового уровня трехфазного сепаратора (0,8...1,25 м)

Fig. 9. Dependences of the water flow rate at the cells outlet on the three-phase separator interphase level (0,8...1,25 m)

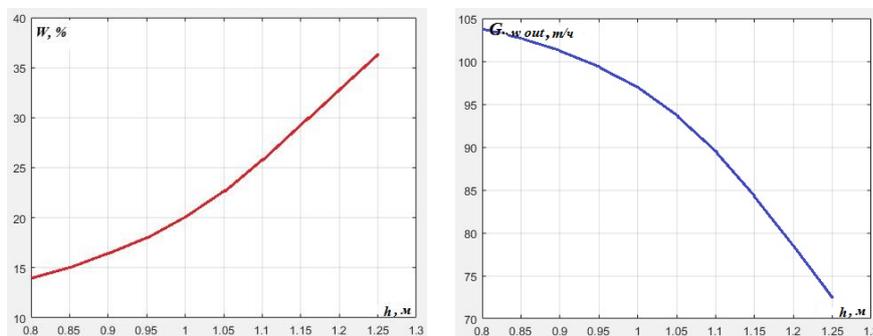


Рис. 10. Зависимости влагосодержания эмульсии (слева) и расхода воды (справа) на выходе трехфазного сепаратора от межфазового уровня (0,8...1,25 м)

Fig. 10. Dependences of the moisture content of the emulsion (left) and water flow (right) at the three-phase separator outlet on the interphase level (0,8...1,25 m)

Следующая серия графиков демонстрирует возможности модели по реализации динамических расчетов, т. е. расчета и построения зависимостей изменения выходных параметров процесса во времени в функции от возмущений, нанесенных по каналам входных переменных. Рис. 11 иллюстрирует вид графиков изменения выходных параметров процесса при ступенчатом изменении нагрузки по расходу эмульсии на входе в ТФС при значениях нагрузки $G_{em\ in}=200\pm 30$ т/ч (слева) и $G_{em\ in}=250\pm 30$ т/ч (справа). Отмечающаяся колебательность переходных характеристик (левые графики рис. 11) объясняется нелинейным характером принятой модели и наличием экстремума графика статиче-

ской характеристики (рис. 8) в зоне $G_{em\ in}=215\pm 15$ т/ч. При удалении динамических характеристик от этой области в линейную зону более высоких нагрузок ($G_{em\ in}=265\pm 15$ т/ч, правые графики рис. 11) эффект колебательности исчезает. На рис. 12 показаны переходные характеристики выходных параметров процесса при ступенчатом изменении межфазового уровня в ТФС при различных номинальных значениях нагрузки. На рис. 12 также отмечается колебательность переходных характеристик, более отчетливая в зоне нелинейности статических характеристик ТФС и исчезающая при смещении режима в зону линейности при повышенных нагрузках.

Модель динамики ТФС позволяет также рассчитывать переходные процессы при ступенчатом изменении влагосодержания, температуры эмульсии на входе в ТФС и давления в камере сепарации газа (проведены вычисления, но результаты не показаны), что дает основание рассматривать модель в качестве ос-

новы для построения интеллектуальной системы управления, стабилизирующей влагосодержание эмульсии на выходе ТФС воздействием на межфазовый уровень при действии возмущений по нагрузке и качеству входной эмульсии нефти либо иным способом управления.

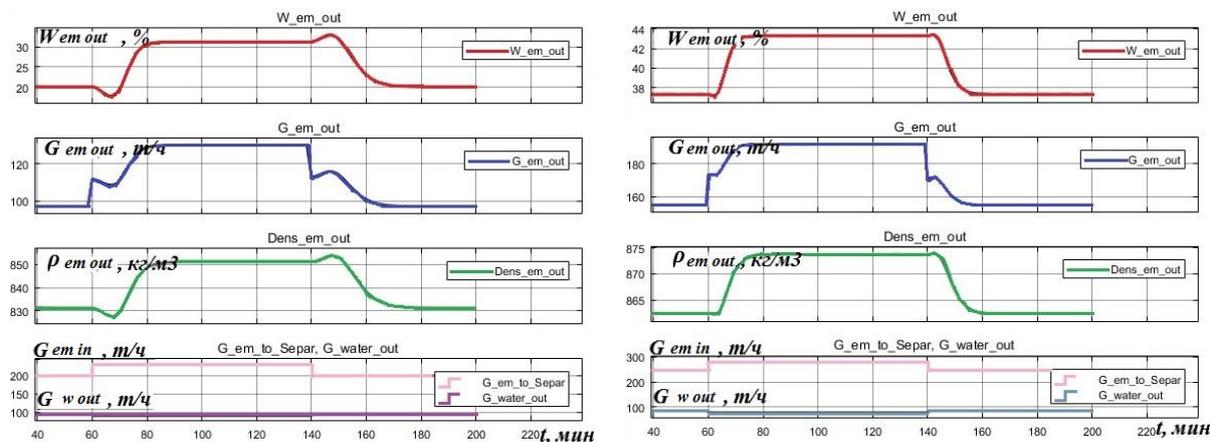


Рис. 11. Зависимости выходных параметров трехфазного сепаратора при ступенчатом изменении расхода эмульсии при различных значениях нагрузки 215 ± 15 м³/ч (слева) и 265 ± 15 м³/ч (справа)

Fig. 11. Dependences of the three-phase separator output parameters for a stepwise change in the emulsion flow rate at various load values 215 ± 15 t/h (left) and 265 ± 15 t/h (right)

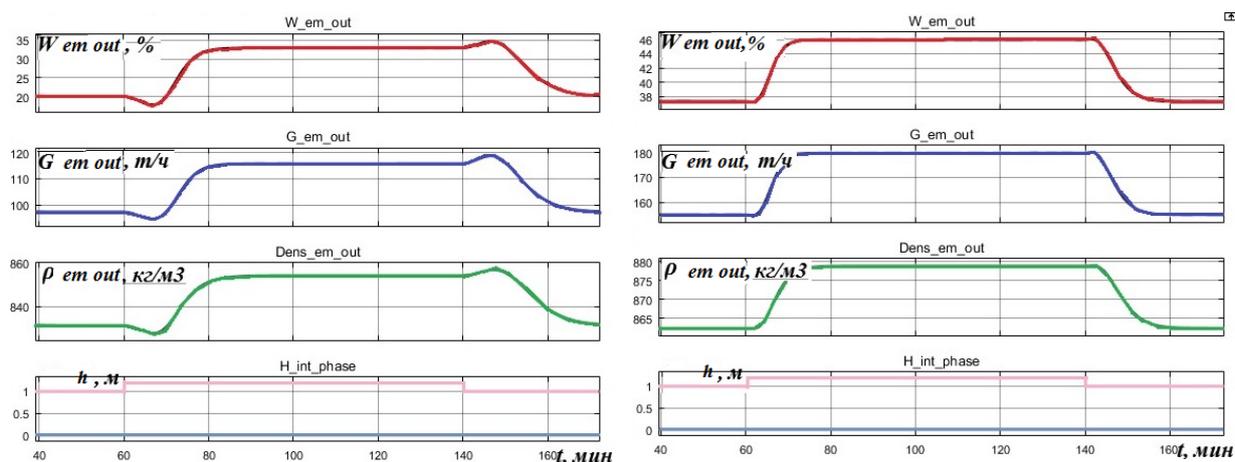


Рис. 12. Зависимости выходных параметров трехфазного сепаратора при ступенчатом изменении межфазового уровня $1,1 \pm 0,1$ м при значениях нагрузки 200 т/ч (слева) и 250 т/ч (справа)

Fig. 12. Dependences of the three-phase separator output parameters at a stepwise change in the interphase level of $1,1 \pm 0,1$ m at load values 200 t/h (left) and 250 t/h (right)

Заключение

В результате проведенных исследований:

1. Разработана комплексная модель трехфазного сепаратора, включающая три составляющие, соответствующие конструкции трехфазного сепаратора и сущности протекающих в нем процессов – модель статики камеры сепарации газа, модель статики и динамики секции обезвоживания и модель динамики секции выгрузки нефтяной эмульсии.
2. Сформулировано математическое описание процессов, присущих каждой секции трехфазного се-

паратора. Для решения в едином цикле общей задачи динамики трехфазного сепаратора, включающей несколько систем нелинейных алгебраических и дифференциальных уравнений, из цикла исключены локальные итерационные процедуры, свойственные численным методам решения систем нелинейных уравнений, и добавлены блоки искусственных нейронных сетей, обученных безитерационному решению нелинейных систем уравнений сепарации газа и обезвоживания нефтяной эмульсии. Произведена конфигурация модельных соотношений программными средствами MATLAB Simulink.

3. Получено решение задач статики и динамики трехфазного сепаратора для исходных данных, соответствующих режиму нормальной эксплуатации и конструкции промышленного трехфазного сепаратора отделения предварительного обезвоживания установки подготовки нефти. Решение проиллюстрировано графиками статических зависимостей выходных параметров трехфазного сепаратора – влагосодержания, расхода нефтяной эмульсии, от входных переменных – влагосодержания, расхода, температуры нефтяной эмуль-

сии – и от управляющей переменной – межфазового уровня, а также графиками переходных характеристик трехфазного сепаратора.

Полученные итоги математического моделирования трехфазного сепаратора, так же как ранее опубликованные автором результаты моделирования подогревателя эмульсии, позволяют рассматривать разработанные модели в качестве основы для построения усовершенствованной системы управления объектами установки подготовки нефти в составе интеллектуального нефтегазового месторождения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Redutskiy Yu. Conceptualization of smart solutions in oil and gas industry // *Procedia. Computer Science.* – 2017. – V. 109. – P. 745–753.
2. HaeOk Choi. «Oil is the new data»: energy technology innovation in digital oil fields // *Energies.* – 2020. – P. 1–13.
3. Hankins D., Salehi S., Fatemeh Karbalaei S. An integrated approach for drilling optimization using advanced drilling optimizer // *Journal of Petroleum Engineering.* – 2015. – V. 2015. – P. 1–12.
4. Analytical solution and simulation of oil deliverability analysis for reorientation hydraulic fracture in low-permeability reservoirs / Xinyu Qiu, Botao Kang, Pengcheng Liu, Shengye Hao, Yanglei Zhou, Ce Shan, Houfeng He, Liang Xu // *Hindawi Geofluids.* – 2021. – V. 2021. – P. 1–11.
5. Dynamic optimization of a continuous gas lift process using a mesh refining sequential method / L.S. Santos, K.M. Ferreira de Souza, M.R. Bandeira, V.R.R. Ahon, F.C. Peuxoto, D.M. Prata // *Journal of Petroleum Science and Engineering.* – 2018. – V. 165. – P. 161–170.
6. Optimization of smart wells in the St. Joseph Field / G.M. Van Essen, J.D. Jansen, D.R. Brouwer, S.G. Douma, M.J. Zandvliet, K.I. Rollett, D.P. Harris // *SPE Reservoir Evaluation and Engineering.* – 2010. – V. 13 (04). – P. 588–595.
7. Веревкин А.П., Муртазин Т.М., Насибуллин Ф.Г. Модернизация систем управления и обеспечения безопасности как инструмент повышения эффективности процессов переработки нефти и газа // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2019. – № 10. – С. 12–17.
8. Развитие перспективной автоматизации в нефтегазовой отрасли / Е.И. Громаков, Т.Е. Мамонова, А.В. Лиепиниш, А.В. Рымшин // *Нефтяное хозяйство.* – 2019. – № 10. – С. 98–102.
9. The implementation of industry 4.0 in oil and gas // January 13, 2021. URL: <https://www.gep.com/blog/mind/the-implementation-of-industry-4-0-in-oil-and-gas> (дата обращения 05.08.2021).
10. Бэккер В.Ф. Моделирование химико-технологических объектов управления. 2-е изд. перераб. и доп. – М.: РИОР: ИНФРА-М, 2014. – 142 с.
11. Levenspiel O. *Chemical Reaction engineering.* 3rd redaction. – Corvallis: Department of Chemical Engineering Oregon State University, 1999. – 665 p.
12. Faruntsev S. Method for creation of cell models as a universal tool for the development of mathematical models of dynamics used to perform smart control of oil production facilities // *IOP Conf. Series: Journal of Physics.* – 2020. – V. 1546. – P. 1–13.
13. Фарунцев С.Д. Разработка и режимная настройка референсной модели подогревателя нефтяной эмульсии для построения системы интеллектуального управления // *Техника и технология нефтехимического и нефтегазового производства: Материалы 11-й Международной научно-технической конференции.* – Омск: Омский государственный технический университет, 2021. – С. 203–205.
14. Фарунцев С.Д. Разработка комплекса систем управления подогревателями нефтяной эмульсии на основе референсной модели и искусственной нейронной сети // *Автоматизация в промышленности.* – 2021. – № 3. – С. 12–22.
15. Метод Д.Л. Каца в решении нефтепромысловых задач / И.З. Денисламов, Ш.А. Гафаров, К.И. Идрисов, А.И. Денисламова // *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов.* – 2020. – № 1. – С. 55–71.
16. Технологические основы и моделирование процессов промысловой подготовки нефти и газа / А.В. Кравцов, Н.В. Ушева, Е.В. Бешагина, О.Е. Мойзес, Е.А. Кузьменко, А.А. Гавриков. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 128 с.
17. Математическое моделирование химико-технологических процессов / Н.В. Ушева, О.Е. Мойзес, О.Е. Митянина, Е.А. Кузьменко. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 135 с.
18. Сваровская Н.А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2004. – 268 с.
19. Каталог продукции АО САРПЗ. URL: https://sartz.ru/produkcija/separatory_otstojniki/gazovye_separatory.html (дата обращения 05.08.2021).
20. Грохотова Е.В., Мухина Н.М., Сидоров Г.М. Исследование способов обезвоживания нефти Калининградской области // *Сетевое издание «Нефтегазовое дело».* – 2019. – № 3. – С. 251–267.
21. Особенности формирования и разрушения водонефтяных эмульсий на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / Р.З. Сахабутдинов, Ф.Р. Губайдулин, И.Х. Исмагилов, Т.Ф. Космачева. – М.: ОАО ВНИИЦЭНГ, 2005. – 324 с.
22. Beale M.H., Hagan M.T., Demuth H.B. *MatLab Neural Network Toolbox: User's Guide.* R2018a. – Natick, MathWorks Inc. Publ., 2018. – 558 p.

Поступила 13.10.2021 г.

Информация об авторах

Фарунцев С.Д., кандидат технических наук, доцент, Омский государственный технический университет.

UDC 681.5

EXPERIENCE IN APPLICATION OF MATHEMATICAL MODELING METHODS FOR ELABORATION OF INTEGRATED CONTROL MODELS OF FIELD TREATMENT FACILITIES

Sergey D. Faruntsev,
sdfar52@gmail.com

Omsk State Technical University,
11, Mira avenue, Omsk, 644050, Russia.

The relevance of the study is caused by the significantly increased requirements for control systems for surface facilities of oil and gas fields. The control systems should ensure the safe conduct of processes while maintaining the specified quality of commercial oil in the presence of an intense background of disturbances, the ability of long-term autonomous functioning with minimal impact from operating personnel, minimization of the risks of negative impact of production factors on the environment, etc. A prerequisite for meeting the above requirements and a way to increase the level of intellectualization of control systems for oil and gas treatment facilities is the development of improved control systems using methods of mathematical modeling, automatic control theory and information technologies.

The goal of the research is to develop an integrated mathematical model for building an intelligent control system for processes occurring in one of the main devices of an oil treatment plant – a three-phase separator.

The object of the research is a three-phase separator, which includes sections for degassing, dehydration and unloading of oil emulsion.

Methods: Katz's method for calculating the component composition of the gas and liquid phases of a separating oil emulsion, material and molar balances, methods for the numerical solution of nonlinear equation systems, configuration and training of artificial neural networks MATLAB (NFTool, NNTool), principles of cell modeling, block modeling using MATLAB Simulink software.

Results. The author has developed a complex mathematical control model that describes the statics and dynamics of processes occurring in each section of a three-phase separator. To identify the real process of emulsion dehydration, the intensity function – the analogue of the laboratory sedimentation curve, was proposed. The structure of the separator cell model is parametrically related to the intensity function. To solve a general problem of dynamics in a single cycle, which includes several systems of nonlinear equations, local iterative procedures are excluded from the cycle. Blocks of artificial neural networks trained for iterative solution of local nonlinear systems are added. The model was configured using the MATLAB Simulink software. A solution is obtained, illustrated by graphs of static dependencies and transient characteristics of a three-phase separator in terms of its main input parameters.

Conclusion. The obtained results of mathematical modeling of a three-phase separator, as well as the results of modeling an oil emulsion heater previously published by the author, allow us to consider the developed models as a basis for building an improved control system for oil treatment facilities in an intelligent oil and gas field.

Key words:

Intelligent oil and gas field, oil treatment plant, complex mathematical model of statics and dynamics, advanced control system, three-phase separator, artificial neural network, MATLAB Simulink.

REFERENCES

- Redutskiy Yu. Conceptualization of smart solutions in oil and gas industry. *Procedia. Computer Science*, 2017, vol. 109, pp. 745–753.
- Haeok Choi. «Oil is the new data»: energy technology innovation in digital oil fields. *Energies*, 2020, pp. 1–13.
- Hankins D., Salehi S., Fatemeh Karbalaei S. An integrated approach for drilling optimization using advanced drilling optimizer. *Journal of Petroleum Engineering*, 2015, vol. 2015, pp. 1–12.
- Xinyu Qiu, Botao Kang, Pengcheng Liu, Shengye Hao, Yanglei Zhou, Ce Shan, Houfeng He, Liang Xu. Analytical solution and simulation of oil deliverability analysis for reorientation hydraulic fracture in low-permeability reservoirs. *Hindawi Geofluids*, 2021, vol. 2021, pp. 1–11.
- Santos L.S., Ferreira de Souza K.M., Bandeira M.R., Ahon V.R.R., Peyxoto F.C., Prata D.M. Dynamic optimization of a continuous gas lift process using a mesh refining sequential method. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 165, pp. 161–170.
- Van Essen G.M., Jansen J.D., Brouwer D.R., Douma S.G., Zandvliet M.J., Rollett K.I., Harris D.P. Optimization of smart wells in the St. Joseph Field. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 2010, vol. 13 (04), pp. 588–595.
- Verevkin A.P., Murtazin T.M., Nasibullin F.G. Modernizatsiya system upravleniya i obespecheniya bezopasnosti kak instrument povysheniya effektivnosti protsessov pererabotki nefiti i gaza [Modernization of control and safety systems as a tool to increase the efficiency of oil and gas refining processes]. *Territirya «NEFTEGAZ»*, 2019, no. 10, pp. 12–17.
- Gromakov E.I., Mamonova T.E., Liepinish A.V., Rimshin A.V. Razvitie perspektivnoy avtomatizatsii v neftegazovoy otrasli [Development of promising automation in the oil and gas industry]. *Neftyanoe hozhaystvo*, 2019, no. 10, pp. 98–102.
- The implementation of industry 4.0 in oil and gas. January 13, 2021. Available at: <https://www.gep.com/blog/mind/the-implementation-of-industry-4-0-in-oil-and-gas> (accessed 05 August 2021).
- Bekker V.F. *Modelirovanie khimiko-tekhnologicheskikh obektov upravleniya* [Modeling of chemical-technological control objects]. 2nd ed. revised and add. Moscow, RIOR: INFRA-M Publ., 2014. 142 p.
- Levenspiel O. *Chemical reaction engineering*. 3rd redaction. Corvallis, Department of Chemical Engineering Oregon State University, 1999. 665 p.
- Faruntsev S. Method for creation of cell models as a universal tool for the development of mathematical models of dynamics used to perform smart control of oil production facilities. *IOP Conf. Series: Journal of Physics*, 2020, vol. 1546, pp. 1–13.
- Faruntsev S.D. Razrabotka i rezhimnaya nastroyka referensnoy modeli podogrevatelya neftyanoy emulsii dlya postroeniya sistemi intellektualnogo upravleniya [Development and adjustment of a reference model of an oil emulsion heater for building an intelligent control system]. *Tekhnika i tekhnologiya neftekhimicheskogo i neftegazovogo proizvodstva. Materialy 11-y Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii* [Technique and technology of petrochemical and oil and gas production. Materials of the 11th International Scientific and Technical Conference]. Omsk, Omsk State Technical University Publ., 2021. pp. 203–205.

14. Faruntsev S.D. Razrabotka kompleksa sistem upravleniya podogrevatelya neftyanoy emulsii na osnove referentsnoy modeli i iskusstvennoy neyronnoy seti [Development of a complex of control systems for oil emulsion heaters based on a reference model and an artificial neural network]. *Avtomatizatsiya v promishlennosti*, 2021, no. 3, pp. 12–22.
15. Denislamov I.Z., Gafarov Sh.A., Idrisov K.I., Denislamova A.I. Metod D.L. Katza v reshenii neftepromislovykh zadach [D.L. Katz method in solving oilfield problems]. *Problemy sbora, pogotovki i transporta nefi i nefteproduktov*, 2020, no. 1, pp. 55–71.
16. Kravtsov A.V., Usheva N.V., Beshagina E.V., Moyzes O.E., Kuzmenko E.A., Gavrikov A.A. *Tekhnologicheskie osnovy i modelirovanie protsessov promislovy podgotovki nefi i gaza* [Technological foundations and modeling of oil and gas field treatment processes]. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., 2012. 128 p.
17. Usheva N.V., Moyzes O.E., Mityanina O.E., Kuzmenko E.A. *Matematicheskoe modelirovanie khimiko-tehnologicheskikh protsessov* [Mathematical modeling of chemical technological processes]. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., 2014. 135 p.
18. Svarovskaya N.A. *Podgotovka, transport i khranenie skvazhinnoy produktii* [Preparation, transportation and storage of well products]. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., 2004. 268 p.
19. *Product catalog of JSC SARRZ*. Available at: https://sarrz.ru/produkcija/separatory_otstojniki/gazovye_separatory.html (accessed 05 August 2021).
20. Grokhotova E.V., Mukhina N.M., Sidorov G.M. Research of oil dehydration methods in the Kaliningrad region. *Network publication «Oil and Gas Business»* 2019, no. 3, pp. 251–267. In Rus.
21. Sakhabutdinov R.Z., Gubaydulin F.R., Ismagilov I.H., Kosmacheva T.F. *Osobennosti formirovaniya i razrusheniya vodoneftyanykh emusiy na pozdney stadii razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy* [Features of the formation and destruction of oil-water emulsions at the late stage of oil field development]. Moscow, OJSC VNIISHCHENG Publ., 2005. 324 p.
22. Beale M.H., Hagan M.T., Demuth H.B. *MatLab Neural Network Toolbox. User's Guide*. R2018a. Natick, MathWorks Inc. Publ., 2018. 558 p.

Received: 13 October 2021.

Information about the authors

Sergey D. Faruntsev, Cand. Sc., associate professor, Omsk State Technical University.