

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ЦЕЛЯХ АЛГОРИТМИЗАЦИИ ЗАДАЧИ УПРАВЛЕНИЯ ОБЪЕКТАМИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Т.Н. Караневская, А.Г. Шумихин

Татьяна Николаевна Караневская *, Александр Георгиевич Шумихин

Кафедра «Оборудование и автоматизация химических производств», Пермский национальный исследовательский политехнический университет, ул. Профессора Поздеева 9, корпус Б, г. Пермь, Российская Федерация, 614990

E-mail: bormotova_tn@mail.ru*, atp@pstu.ru

В настоящей статье приведены математические модели и расчеты балансов технологических процессов, используемые для целей проектирования и синтеза алгоритмов управления процессами в установках промышленной подготовки нефти. Представление процесса в виде характеристического потокового графа и матрицы смежности позволяет наглядно показать и упростить расчет материального и теплового балансов многостадийного технологического процесса. На примере установки предварительного сброса пластовой воды приведено сравнение результатов расчета материального баланса, полученных с использованием специализированной моделирующей системы, и уравнений основных процессов подготовки нефти, с экспериментальными данными действующей установки. Основной причиной высокой погрешности результатов является отсутствие в моделях расчета показателей расхода и эффективности деэмульгатора. Разработана математическая модель расчета функции обводненности на выходе с установки как основного показателя качества подготовки нефти. Функция обводненности аппроксимирована уравнением второго порядка и зависит от варьируемых управляющих переменных – температуры, нормы деэмульгатора и времени пребывания жидкости в аппарате. Расход жидкости и ее обводненность определяются промыслом и не относятся к варьируемым управляющим переменным. По разработанной математической модели построены графики зависимости обводненности от нормы деэмульгатора, времени пребывания жидкости в аппарате и температуры. Сравнение результатов показало адекватную степень сопоставимости режимных параметров, полученных по модели, с экспериментальными данными действующей установки. Практическая значимость работы заключается в подготовке рекомендаций по параметрам технологического процесса, передаваемых в качестве исходных данных для проектирования и в систему управления в качестве заданий операторам и автоматическим регуляторам.

Ключевые слова: нефтедобыча, промышленная подготовка нефти, обводненность, технологический процесс, материальный баланс, моделирование

MODELING OF TECHNOLOGICAL PROCESSES FOR ALGORITHMIZATION OF PROBLEM OF MANAGEMENT OF OIL FIELD TREATMENT FACILITIES

T.N. Karanevskaya, A.G. Shumikhin

Tatiana N. Karanevskaya*, Alexander G. Shumikhin

Department of Equipment and Automation of Chemical Production, Perm National Research Polytechnic University, Professor Pozdeev st., 9, bld. B, Perm, 614990, Russia

E-mail: bormotova_tn@mail.ru*, atp@pstu.ru

This article presents mathematical models and calculations of balances of technological processes used for the purposes of design and synthesis of process control algorithms in installations of oil field preparation. Representation of the process in the form of characteristic flow graph and adjacency matrix allows to demonstrate and simplify the calculation of material and thermal balances of multistage technological process. The comparison of the results of calculation of material balance obtained using a specialized modeling system and the equations of the main processes of oil preparation with the experimental data of the current installation is given on the example of the installation of preliminary discharge of formation water. The main reason for the high error of the results is the lack of flow and efficiency of the demulsifier in the models of calculation. The mathematical model of calculation of function of water cut at an exit from installation as the main indicator of quality of preparation of oil is developed. A function of water content was approximated by a second order equation and dependent variable controlling variables – the temperature, rate of the demulsifier and the residence time of the liquid in the apparatus. The flow rate and water content of the liquid is determined by the oil field and does not apply to variable control variables. According to the developed mathematical model, graphs of the dependence of water content on the norm of the demulsifier, the residence time of the liquid in the apparatus and temperature are constructed. The comparison of the results showed an adequate degree of comparability of the regime parameters obtained by the model with the experimental data of the current installation. The practical significance of the work lies in the preparation of recommendations on the parameters of the process, transmitted as input data for design and control system as tasks to operators and automatic controllers.

Key words: oil production, oil field preparation, water cut, technological process, material balance, modeling

Для цитирования:

Караневская Т.Н., Шумихин А.Г. Моделирование технологических процессов в целях алгоритмизации задачи управления объектами промышленной подготовки нефти. *Изв. вузов. Химия и хим. технология*. 2020. Т. 63. Вып. 2. С. 84–90

For citation:

Karanevskaya T.N., Shumikhin A.G. Modeling of technological processes for algorithmization of problem of management of oil field treatment facilities. *Izv. Vyssh. Uchebn. Zaved. Khim. Khim. Tekhnol.* [Russ. J. Chem. & Chem. Tech.]. 2020. V. 63. N 2. P. 84–90

ВВЕДЕНИЕ

Технологический процесс сбора, подготовки и транспорта нефти, газа и воды представляет собой совокупность последовательных действий по обработке продукции скважин для достижения конечного результата – получения товарной нефти, утилизации попутно-добываемого газа и воды.

Особенностью технологических систем промышленного обустройства является их сложность, проявляющаяся в большом числе и многообразии компоновочных решений, аппаратного оформления и режимов работы технологического оборудования [1]. В связи с этим, для анализа химико-технологической системы (ХТС) технологических процессов промышленной подготовки нефти наиболее удобным является построение топологической модели установки в виде характеристического потокового графа. Топологический метод анализа позволяет установить формальную функциональную связь между технологической топологией и количественными характеристиками функ-

ционирования системы в виде материальных, тепловых нагрузок на элементы ХТС [2].

На рис. 1 изображен характеристический потоковый граф, изоморфный расчетной схеме подготовки нефти. Вершины характеристического потокового графа соответствуют элементам схемы, которые изменяют конкретную характеристику потоков, а также внешним и внутренним источникам и стокам. Дуги характеристического графа отвечают потокам данной конкретной характеристики.

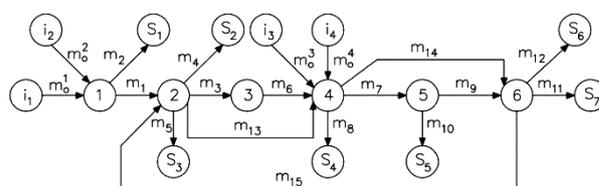


Рис. 1. Характеристический потоковый граф
Fig. 1. Characteristic flow graph

Соответствие вершин и дуг характеристического потокового графа элементам и потокам

расчетной схемы подготовки нефти: 1 – нефтегазовый сепаратор 1-й ступени сепарации; 2 – трехфазный сепаратор стадии предварительного сброса пластовой воды; 3 – печь/подогреватель нефтяной эмульсии; 4 – отстойник воды стадии глубокого обезвоживания; 5 – электродегидратор стадии обессоливания; 6 – конечная сепарационная установка; i_1 – вход сырой нефти; i_2, i_3 – вход реагента-деэмульгатора; i_4 – вход пресной воды; S_1, S_2, S_6 – выход газа; S_3, S_4, S_5 – выход пластовой воды; S_7 – выход подготовленной нефти; m_0^1 – поток сырой нефти; m_0^2, m_0^3 – подача реагента-деэмульгатора; m_0^4 – подача пресной воды; m_2, m_4, m_{12} – газовая фаза после 1-й ступени сепарации, стадии предварительного обезвоживания и конечной ступени сепарации соответственно; m_5, m_8, m_{10} – поток пластовой воды после стадий предварительного, глубокого обезвоживания и обессоливания соответственно; m_3 – поток водонефтяной эмульсии после удаления из него основного балласта пластовой воды; m_6 – поток водонефтяной эмульсии после нагрева; m_7 – нефтяной поток после ступени глубокого обезвоживания; m_9 – нефтяной поток после ступени обессоливания; m_{11} – поток подготовленной товарной нефти после ступени конечной сепарации; m_{13} – поток водонефтяной эмульсии, подаваемый на стадию глубокого обезвоживания после сброса основного балласта пластовой воды (без нагрева); m_{14} – поток обезвоженной нефти, подаваемый на конечную ступень сепарации (без обессоливания в электродегидраторе); m_{15} – поток не доведенной до товарной кондиции нефти (рецикл).

Для анализа расчетной системы подготовки нефти используется потоковая матрица смежности (табл. 1). В ней по вертикали показаны элементы, из которых потоки выходят, а по горизонтали – элементы, в которые потоки входят. Связь между элементами схемы в матрице показана номером связующего элемента потока [3].

Таблица 1

Матрица смежности
Table 1. Adjacency matrix

из/в	0	1	2	3	4	5	6
0		$0^1/0^2$			$0^3/0^4$		
1	2		1				
2	4/5			3	13		
3					6		
4	8					7	14
5	10						9
6	11/12		15				

Построение топологической модели установки подготовки нефти в виде потокового графа и

матрицы смежности позволяет упростить расчет материального и теплового балансов многостадийного технологического процесса [4].

В настоящее время для расчета процессов промышленной подготовки нефти, исследования и прогнозирования оптимальных технологических режимов получения товарной нефти достаточно широко используются различные моделирующие системы (МС), которые являются универсальными и применяются в большинстве проектных расчетов (HYSYS, UniSim Design). Построение потокового графа и матрицы смежности применяется при составлении модели технологического процесса и выполнении расчета балансов в таких МС. В специализированных моделирующих системах реализован модульный принцип формирования моделей аппаратов технологической схемы. Каждый модуль описывает отдельные процессы промышленной подготовки нефти: каплеобразование в подводящем трубопроводе, сепарацию газа от нефти, обезвоживание водонефтяной эмульсии. Процессы отделения воды от нефти сопровождаются процессами обессоливания. В технологический модуль заложен расчет основополагающих процессов. В таких моделирующих системах аппарат является «черным ящиком» и пользователь не знает, какая методика заложена в математической модели расчета основополагающих процессов подготовки нефти [5-7].

При алгоритмизации задач оптимизации и управления действующими объектами промышленной подготовки нефти следует отдавать предпочтение аналитическим моделям в сочетании с эмпирическими методами, позволяющими дополнить аналитические уравнения значениями параметров, определенными по экспериментальным данным, полученным на объекте. Поэтому представление моделей процессов подготовки нефти в виде аналитических уравнений расчета процессов сепарации, каплеобразования, обезвоживания и обессоливания позволяет минимизировать расхождение расчетных и экспериментальных данных, и тем самым прогнозировать режимы работы действующей установки, используя ее уточненную математическую модель [8].

МЕТОДИКА МОДЕЛИРОВАНИЯ

Основные уравнения расчета сепарации многокомпонентной смеси [9]:

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

$$\sum_{i=1}^m y_i = \sum_{i=1}^m \frac{K_i c_i}{1 + e^{(K_i - 1)}}, \tag{2}$$

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; m – количество компонентов в смеси; K_i – константа фазового равновесия i -го компонента [10].

Из решения системы уравнений (1)-(2) методом последовательных приближений получаем составы газовой и жидкой фаз, материальный баланс.

При первичной подготовке нефти одним из основных этапов является процесс обезвоживания, включающий стадии каплеобразования и отстаивания.

Выходные характеристики расчета процесса каплеобразования, основным из которых является максимальный диаметр капель (d_{max} , см), служат исходными данными для расчета процесса отстаивания [11-13]:

$$d_{max} = 43,3 \cdot \frac{\sigma^{1,5} + 0,7 \mu_B (u_0 \cdot 100)^{0,7} \sigma^{0,8}}{(u_0 \cdot 100)^{2,4} \text{Re}^{0,1} (v_{\Sigma} \cdot 10000)^{0,1} (\rho_H / 1000) \mu_H^{0,5}} \quad (3)$$

где σ – поверхностное натяжение, дин/см; μ_B, μ_H – динамическая вязкость воды и нефти, пуаз; u_0 – линейная скорость потока, м/с; v_{Σ} – кинематическая вязкость эмульсии, м²/с; ρ_H – плотность нефти, кг/м³.

В результате проведенного расчета по уравнению (3) получаем диаметр капель, линейную скорость.

Относительную обводненность эмульсии после процесса отстаивания можно определить из условия [9, 12, 13]:

$$\frac{\omega_{0oi}}{\omega_{oi}} = \frac{18 \omega_{0oi} \mu_H (1-B)^2}{d_{max}^2 (\rho_B - \rho_H) g \left[(1-B)^2 - \left(1 - \frac{B}{B_0}\right)^2 \right]} = (1-B)^{4,7} \quad (4)$$

где $\omega_{0oi}, \omega_{oi}$ – скорости стесненного и свободного осаждения капли размером d_i , м/с; B_0, B – обводненность нефти на входе и выходе из аппарата, масс. доли; ρ_B, ρ_H – плотность воды и нефти, кг/м³; μ_H – вязкость нефти, мПа·с; g – ускорение свободного падения, м²/с.

Из решения уравнения (4) методом половинного деления получаем составы газовой и жидкой фаз, материальный баланс по потокам, обводненность на выходе из аппарата [14-16].

В настоящей работе приведены результаты сравнительного анализа расчета материального баланса и остаточной обводненности действующей установки предварительного сброса пластовой воды (УПСВ), полученные с использованием специализированной моделирующей системы и уравнений расчета основных процессов подготовки нефти.

В табл. 2 приведены экспериментальные данные с установки УПСВ, в табл. 3 – сравнительный анализ материального баланса с расчетными данными, полученными при использовании специализированной моделирующей системы и уравнений основных процессов подготовки нефти (1)-(4).

Таблица 2
Экспериментальные данные с установки УПСВ
Table 2. Experimental data with the installation of the UPSV

Наименование	Единица измерения	
	% масс.	т/год
Газ	15,41	349916,34
Нефть с 5% обводн.	49,86	1132260,76
Подтоварная вода на МОВ	34,73	788785,90
Всего:		
С установки	100	2270963,00

Таблица 3
Сравнительный анализ материального баланса с расчетными данными по моделям (1)-(4) и МС
Table 3. Comparative analysis of material balance with calculated data on models (1)-(4) and MS

Расчетные данные при использовании уравнений расчета процессов (1)-(4)		
Наименование	Ед.изм., т/год	Относит. погрешн., %
Газ	384687,62	9,94
Нефть с 5% обводн.	1029319,45	9,09
Подтоварная вода на МОВ	856955,93	8,64
Всего:		
С установки	2270963,00	
Расчетные данные при использовании моделирующей системы		
Наименование	Ед.изм., т/год	Относит. погрешн., %
Газ	297316,95	15,03
Нефть с 5% обводн.	1110223,05	1,95
Подтоварная вода на МОВ	863423,00	9,46
Всего:		
С установки	2270963,00	

Адекватность моделей оценивалась по значениям среднегодовых расходов продуктов с УПСВ при остаточной обводненности нефти на выходе с установки 5% масс. Средняя относительная погрешность результатов расчета, полученных при использовании специализированной моделирующей системы, в данном случае достигла 15%, что связано с первоначальной настройкой модели, которая весьма трудоемка и требует качественных

исходных данных. Средняя относительная погрешность при использовании уравнений расчета процессов не превышает 10%, что свидетельствует об удовлетворительном соответствии расчетных и экспериментальных данных. Недостатком применения аналитических уравнений является трудоемкость вычислений при варьировании технологических параметров.

Кроме того, в таких МС, а также в аналитических уравнениях расчета основных процессов подготовки нефти, отсутствуют модели, которые позволяют учитывать показатели расхода и эффективности деэмульгатора, что в конечном итоге оказывает влияние на показатели технико-экономической эффективности работы объекта подготовки нефти.

Для определения оптимальных условий проведения процесса подготовки нефти, обеспечивающих требуемое значение обводненности нефти на выходе с установки, составлена математическая модель расчета обводненности. Математическое описание работы объекта промышленной подготовки нефти получено с помощью статистической обработки имеющегося набора экспериментальных данных [17, 18].

Для упрощения расчета при условии сохранения достаточной степени адекватности функция обводненности аппроксимирована уравнением второго порядка вида:

$$\eta_H = K_0 + K_1\eta_{Ж} + K_2t_{ан} + K_3t_{ан}^2 + K_4g_{дэ} + K_5g_{дэ}^2 + K_6g_{дэ}t_{ан} + K_7\tau_{пр} + K_8\tau_{пр}^2 + K_9\tau_{пр}t_{ан} + K_{10}\tau_{пр}g_{дэ} + K_{11}Q_{Ж} \quad (5)$$

где η_H – обводненность нефти, %; $\eta_{Ж}$ – обводненность жидкости (водонефтяной эмульсии) на входе, %; $t_{ан}$ – температура в аппарате, °С; $g_{дэ}$ – расход деэмульгатора, г/т; $\tau_{пр}$ – время пребывания жидкости в аппарате, мин; $Q_{Ж}$ – расход жидкости, т/месяц; K_i – коэффициенты.

Параметризованная по экспериментальным данным [19, 20] функция обводненности имеет следующий вид:

$$\eta_H = -6,187 + 1,115\eta_{Ж} - 0,15t_{ан} - 5 \cdot 10^{-3} \cdot t_{ан}^2 - 0,312g_{дэ} + 4,833 \cdot 10^{-3} \cdot g_{дэ}^2 - 4 \cdot 10^{-3} \cdot g_{дэ}t_{ан} - 8,889 \cdot 10^{-3} \cdot \tau_{пр}^2 + 0,013\tau_{пр}t_{ан} + 2 \cdot 10^{-3} \cdot \tau_{пр}g_{дэ} - 1,26 \cdot 10^{-4} \cdot Q_{Ж} \quad (6)$$

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

На исследуемой УПСВ в процессе нормальной эксплуатации поддерживались значения технологических параметров: $t_{ан} = 40$ °С, $g_{дэ} = 30$ г/т и $\tau_{пр} = 30$ мин при среднем $Q_{Ж} = 201676$ т/мес и $\eta_{Ж} = 43,6\%$, что позволяло достигать обводненности нефти $\eta_H = 3\%$.

На рис. 2 показана зависимость обводненности на выходе η_H от нормы деэмульгатора $g_{дэ}$ по модели при температурах в аппарате УПСВ 20 °С, 30 °С и 40 °С. Видно, что с увеличением расхода деэмульгатора до значения примерно 30 г/т обводненность нефти снижается до менее 5% масс., но эффективность деэмульгатора падает. Дальнейшее увеличение расхода деэмульгатора с 40 г/т приводит к обратному эффекту, т.е. увеличению обводненности.

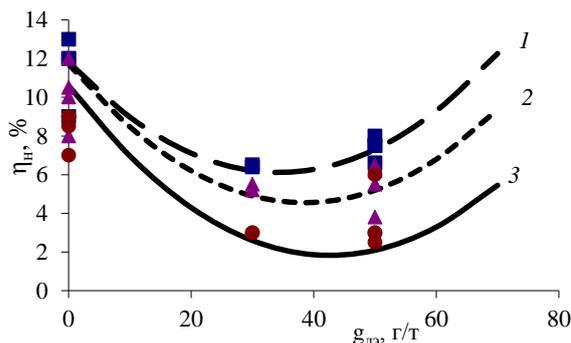


Рис. 2. Зависимость обводненности на выходе от нормы деэмульгатора 1 – при 20 °С; 2 – при 30 °С; 3 – при 40 °С
Fig. 2. The dependence of the water content at the outlet from the norm of demulsifier 1 – at 20 °С; 2 – at 30 °С; 3 – at 40 °С

На рис. 3 показана зависимость обводненности на выходе η_H от времени пребывания жидкости $\tau_{пр}$ в аппарате УПСВ по модели при температурах 20 °С, 30 °С и 40 °С и норме расхода деэмульгатора 30 г/т. Обводненность на выходе, приближенная к допустимым 5% масс., достигается при времени пребывания жидкости в аппарате УПСВ примерно 30 мин для нормы расхода деэмульгатора 30 г/т нефти при температуре 30 °С.

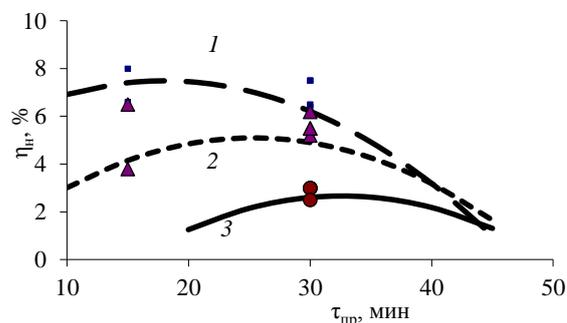


Рис. 3. Зависимость обводненности на выходе от времени пребывания жидкости в аппарате 1 – при 20 °С; 2 – при 30 °С; 3 – при 40 °С

Fig. 3. The dependence of the water content at the outlet from the time the liquid stays in the apparatus 1 – at 20 °С; 2 – at 30 °С; 3 – at 40 °С

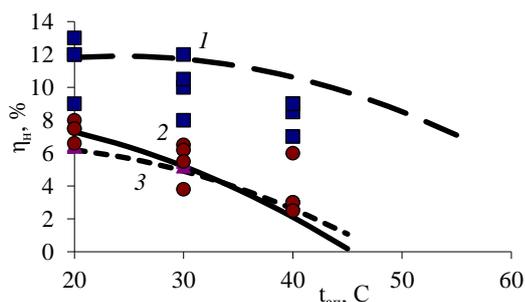


Рис. 4. Зависимость обводненности нефти от температуры 1 – при $g_{дэ}=0$ г/т; 2 – при $g_{дэ}=50$ г/т; 3 – при $g_{дэ}=30$ г/т
 Fig. 4. The dependence of the water content of oil on temperature 1 – at $g_{дэ}=0$ g/t; 2 – at $g_{дэ}=50$ g/t; 3 – при $g_{дэ}=30$ г/т

Зависимость обводненности нефти η_H от температуры $t_{ан}$ по модели при различных нормах расхода деэмульгатора показана на рис. 4. Для указанных 20, 30 и 50 г/т норм расхода деэмульгатора обводненность на выходе с УПСВ менее 5% масс

ЛИТЕРАТУРА

1. Ситенков В.Т. Технологическое проектирование обустройства нефтяных месторождений. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». 2007. 456 с.
2. Кафаров В.В., Мешалкин В.П. Анализ и синтез химико-технологических систем. М.: Химия. 1991. 432 с.
3. Козлуков С.В. Спектр матрицы смежностей почти полного орграфа. *Математ. физика и комп. моделир.* 2017. Т. 20. № 4. С. 18-25. DOI: 10.15688/мпсм.jvolsu.2017.4.2.
4. Дытнерский Ю.И. Процессы и аппараты химической технологии. М.: Химия. 2002. 400 с.
5. Aspen HYSYS. Unit Operations Guide. V. 7.2 – AspenTech. 2010. 1722 p.
6. Будник В.А. Методическое пособие по программе подготовки студентов технологических дисциплин. Работа в среде HYSYS. Салават. 2010. 80 с.
7. Пахомов А.Н., Коновалов В.И., Гатапова Н.Ц., Колиух А.Н. Основы моделирования химико-технологических систем. Тамбов: Изд-во Тамб. гос. техн. ун-та. 2008. 80 с.
8. Afanasieva O.V. Definition and discernment of problem situations at engineering diagnostics of condition of a mechanical system. *Internat. J. Informat. Theor. Appl.* V. VIII. Foicommerce, Sofia. 2000. P. 56-61.
9. Тронов В.П. Разрушение эмульсий при добыче нефти. Казань: ФЭН. 2000. 416 с.
10. Шилов В.И., Крикунов В.В. Прогнозирование фазового состояния природных нефтегазовых систем. *Нефт. хозяйство.* 2002. № 8. С. 102-103.
11. Пергусhev Л.П., Деникаев Р.Т. Расчет скорости транспортирования высокообводненной эмульсии по трубопроводу без ее расслоения. *Нефтепромысл. дело.* 2001. № 12. С. 25-28.
12. Логинов В.И., Лапина Е.Я., Дунюшкин И.И. Расчет процесса обезвоживания нефтей. *Нефт. хозяйство.* 1991. № 7. С. 30-32.

достигается при температурах выше 40 °С, 30 °С и 35 °С соответственно. Точками на рисунках обозначены соответствующие кривым экспериментальные данные.

ВЫВОДЫ

Сравнение результатов расчета режимных параметров процесса подготовки нефти с промышленными условиями проведения процесса на действующей УПСВ показало достаточную степень адекватности уравнения функции обводненности, которое можно использовать для оптимизации технологических режимов и повышения эффективности работы установок.

Зависимости обводненности нефти на выходе с установки от температуры, нормы деэмульгатора и времени пребывания жидкости в аппарате УПСВ не являются монотонными.

REFERENCES

1. Sitenkov V.T. Technological design of arrangement of oil fields. M.: OAO "VNIIOENG". 2007. 456 p. (in Russian).
2. Kafarov V.V., Meshalkin V.P. Analysis and synthesis of chemical-technological systems. M.: Khimiya. 1991. 432 p. (in Russian).
3. Kozlukov S.V. The Spectrum of the adjacency matrix almost complete digraph. *Matem Fizik. Comp. Model.* 2017. V. 20. N 4. P. 18-25 (in Russian). DOI: 10.15688/mpcm.jvolsu.2017.4.2.
4. Dytnerski Y.I. Processes and apparatuses of chemical technology. M.: Khimiya. 2002. 400 p. (in Russian)
5. Aspen HYSYS. Unit Operations Guide. V. 7.2 – AspenTech. 2010. 1722 p.
6. Budnik V.A. Methodical manual on the program of preparation of students of technological disciplines. Work in the environment of HYSYS. Salavat. 2010. 80 p. (in Russian).
7. Pakhomov A.N., Konovalov V.I., Gatapova N.Ts., Koliukh A.N. Fundamentals of modeling of chemical-technological systems. Tambov. *Izd. Tamb. State Tech. University.* 2008. 80 p. (in Russian)
8. Afanasieva O.V. Definition and discernment of problem situations at engineering diagnostics of condition of a mechanical system. *Internat. J. Informat. Theor. Appl.* V. VIII. Foicommerce, Sofia. 2000. P. 56-61.
9. Tronov V.P. Destruction of emulsions in oil production. Kazan: FEN. 2000. 416 p. (in Russian).
10. Shilov V.I., Krikunov V.V. Prediction the phase state of natural oil and gas systems. *Neft. Khoz.* 2002. N 8. P. 102-103 (in Russian).
11. Pergushev L.P., Denikaev R.T. Calculate the speed of transportation of highly watered emulsions by pipeline without stratification. *Neft.Delo.* 2001. N 12. P. 25-28 (in Russian).
12. Loginov V.I., Lapina E.Ya., Dunyushkin I.I. Calculation of oil dehydration process. *Neft. Khoz.* 1991. N 7. P. 30-32 (in Russian).

13. **Эмирджанов Р.Т., Лемберанский Р.А.** Основы технологических расчетов в нефтепереработке и нефтехимии. М.: Химия. 1989. 192 с.
14. **Холоднов В.А., Решетиловский В.П., Лебедева М.Ю., Боровинская Е.С.** Системный анализ и принятие решений. Компьютерное моделирование и оптимизация объектов химической технологии в Mathcad и Excel. СПб.:СПбГТИ (ТУ). 2007. 425 с.
15. **Constales D.** Advanced Data Analysis and Modelling in Chemical Engineering. Elsevier. 2003. 414 p.
16. **Ferris M.C.** Linear programming with MATLAB. USA: Society for Industrial Mathematics. 2008. 280 p.
17. **Пинчук С.И.** Организация эксперимента при моделировании и оптимизации технических систем. Днепропетровск: ООО Независ. изд. орг. «Дива». 2008. 248 с.
18. **Гартман Т.Н., Клущин Д.В.** Основы компьютерного моделирования химико-технологических процессов. М.: ИКЦ «Академкнига». 2006. 416 с.
19. **Freund R., Wilson W., Sa Ping.** Regression Analysis. Academic Press. 2006. 480 p.
20. **Meerschaert M.** Mathematical Modeling. Academic Press. 2013. 384 p.
13. **Emirdjanov R.T., Lemberanskiy R.A.** Fundamentals of process calculations in the refining and petrochemical industry. M.: Khimiya. 1989. 192 p. (in Russian).
14. **Kholodnov V.A., Reshetilovskiy V.P., Lebedeva M.Yu., Borovinskaya E.S.** System analysis and decision-making. Computer modeling and optimization of chemical technology objects in Mathcad and Excel. SPb.: Spbsti (TU). 2007. 425 p. (in Russian)
15. **Constales D.** Advanced Data Analysis and Modelling in Chemical Engineering. Elsevier. 2003. 414 p.
16. **Ferris M.C.** Linear programming with MATLAB. USA: Society for Industrial Mathematics. 2008. 280 p.
17. **Pinchuk S.I.** Organization of experiment in modeling and optimization of technical systems. Dnepropetrovsk: LLC Independent publishing organization "Diva". 2008. 248 p. (in Russian).
18. **Gartman T.N., Klushin D.V.** Fundamentals of computer modeling of chemical and technological processes. M.: ICC "Akademkniga". 2006. 416 p. (in Russian)
19. **Freund R., Wilson W., Sa Ping.** Regression Analysis. Academic Press. 2006. 480 p.
20. **Meerschaert M.** Mathematical Modeling. Academic Press. 2013. 384 p.

Поступила в редакцию 28.06.2019

Принята к опубликованию 02.12.2019

Received 28.06.2019

Accepted 02.12.2019