УДК 665.622.43:681.5

Калинин Александр Вячеславович, аспирант
(Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург)
Белоглазов Илья Ильич, доцент кафедры АТПП, канд. техн. наук
(Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург)
Aleksandr V. Kalinin, postgraduate student
(Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg)
Ilya I. Beloglazov, Associate Professor of the Department of ATPP, PhD in Engineering
(Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg)

АНАЛИЗ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ ЭЛЕКТРООБЕССОЛИВАНИЯ НЕФТИ И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ПОСТРОЕНИЯ КОМПЛЕКСНОЙ ПРОГНОЗНОЙ МОДЕЛИ

ANALYSIS OF CRUDE OIL ELECTROSTATIC DESALTING CONTROL SYSTEMS AND PROBLEM STATEMENT FOR BUILDING A COMPLEX PREDICTIVE MODEL

Проанализированы системы управления ЭЛОУ и модели стадий электрообессоливания нефти. Предложена структура комплексной прогнозной модели электродегидратора, поставлена задача многосвязного управления. Расчетом показано влияние эффективности смешения на остаточное содержание солей.

Desalting unit control systems and models of crude oil desalting stages are analyzed. A complex predictive model structure of an electrostatic desalter is proposed and a multivariable control problem is stated. Calculations show the effect of mixing efficiency on residual salt.

Введение

Электрообессоливающие установки (ЭЛОУ) стоят в начале технологической цепочки нефтеперерабатывающего завода, и от качества их работы зависит надежность всех последующих процессов. Хлориды магния и кальция, оставшиеся в нефти после обессоливания, при нагреве в печах атмосферной перегонки гидролизуются с образованием хлороводорода, вызывающего коррозию конденсационно-холодильного оборудования. Соли и механические примеси, кроме того, способствуют образованию отложений в теплообменниках и снижают активность катализаторов вторичных процессов [1].

Содержание хлористых солей в обессоленной нефти определяется лабораторными методами по ГОСТ 21534-2021 [2], и результаты анализа поступают к технологическому персоналу с интервалом в несколько часов. В течение этого времени режим установки поддерживается по регламентным значениям, не учитывающим текущих изменений состава сырья. Чтобы гарантировать требуемое качество при неблагоприятном сочетании условий, расход деэмульгатора и промывной воды на практике задают с запасом, что приводит к перерасходу реагентов и увеличению объема солесодержащих стоков.

Целью работы является анализ существующих подходов к управлению процессом электрообессоливания и постановка задачи построения комплексной прогнозной модели электродегидратора, пригодной для использования в системе многосвязного управления.

Процесс электрообессоливания нефти как объект управления

На современных ЭЛОУ обессоливание проводится, как правило, в две ступени. Перед каждой ступенью в нефть подают промывную воду и деэмульгатор, после чего смесь проходит через смесительный клапан, где промывная вода диспергируется и вступает в контакт с каплями пластовой воды, содержащими соли. В электродегидраторе под действием электрического поля капли воды сближаются и сливаются, укрупнившиеся капли оседают, а отделенная вода с растворенными солями дренируется из нижней части аппарата [1, 3]. Эффективность разрушения эмульсии и удельный расход реагента зависят от свойств нефти и типа деэмульгатора, что подтверждается лабораторными исследованиями реагентов различного состава [4].

Стадии процесса тесно связаны, и изменение любого параметра режима сказывается сразу на нескольких из них: так, увеличение перепада давления на смесительном клапане улучшает контакт промывной воды с пластовой, однако одновременно уменьшает размер капель, что затрудняет их последующее отделение. Повышение температуры снижает вязкость нефти и ускоряет осаждение капель, но увеличивает энергозатраты и электропроводность эмульсии. Рост напряженности электрического поля интенсифицирует коалесценцию, хотя при высокой обводненности повышает риск пробоя межэлектродного пространства [5]. По данным численного моделирования [6], эффективность отмывки солей в статическом смесителе возрастает при увеличении доли промывной воды от 3 до 12 %, однако прирост эффективности по мере роста этой доли уменьшается, а повышение вязкости нефти ухудшает смешение. Переменные процесса, учитываемые далее при построении модели, приведены в таблице 1.

Таблица 1. Переменные процесса электрообессоливания нефти (составлено авторами)

Группа переменных	Переменные
Управляющие воздействия	расход деэмульгатора qд; расход промывной воды qпв; перепад давления на смесительном клапане ΔPсм; температура нефти T; напряжение на электродах U
Возмущения	обводненность W0 и солесодержание c0 сырой нефти; плотность и вязкость нефти; изменение состава смеси перерабатываемых нефтей
Выходные переменные	остаточное содержание солей Sвых и воды Wвых в нефти; уровень раздела фаз; содержание нефтепродуктов в дренажной воде

Существующие подходы к управлению процессом

Типовая система автоматизации ЭЛОУ включает локальные контуры стабилизации расхода нефти, уровня раздела фаз, температуры и перепада давления на смесителе, реализованные в распределенной системе управления (РСУ) на основе ПИД-регуляторов. Задания этим контурам, как правило, устанавливаются технологическим регламентом и корректируются оператором по результатам лабораторных анализов. Подобная структура обеспечивает устойчивость режима, но не связывает управляющие воздействия с качеством обессоленной нефти, поэтому оптимальное сочетание расходов реагентов и параметров режима остается недостижимым.

Для повышения информированности персонала в нефтепереработке применяются виртуальные анализаторы, оценивающие показатели качества по текущим технологическим параметрам; обзор методов их построения и применения для мониторинга, управления и оптимизации приведен в работе [7]. В работе [8] предложен адаптивный виртуальный анализатор с прогнозирующим фильтром для нестационарного процесса, с обновлением модели при выявлении ее неадекватности. Статистические модели такого рода отражают зависимости, характерные для обучающей выборки, и хуже работают в режимах, где сырье и условия заметно отличаются от исторических.

Физические модели процесса обессоливания в последние годы получили заметное развитие: в работе [3] построены модели промышленного смесительного клапана и электрокоалесцера, в работе [9] эффективность электродегидратора оценена методами вычислительной гидродинамики совместно с уравнениями баланса популяций капель, а в работах [10, 11] моделируются распределение капель по размерам и процесс обессоливания с учетом времени столкновения капель. Эти модели подробно описывают отдельные стадии процесса, однако требуют

больших вычислительных затрат, не адаптируются к текущим данным установки и для управления непосредственно не используются.

В связи с этим целесообразен подход, при котором модели отдельных стадий в упрощенной форме объединяются в комплексную прогнозную модель агрегата, а на ее основе строится система управления. Возможности совместного использования моделей, основанных на физических закономерностях, и моделей, построенных по данным, рассмотрены в обзоре [12]. Такой подход был применен в работах Горного университета для процесса противоточной промывки красного шлама [13] и процесса спекания шихты во вращающихся печах [14], где прогнозные модели и виртуальные датчики позволили повысить качество управления технологическим процессом.

Постановка задачи построения комплексной прогнозной модели

Предлагаемая структура комплексной прогнозной модели электродегидратора и системы управления на ее основе показана на рисунке 1. Модель состоит из четырех связанных подмоделей, первая из которых, подмодель смешения М1, оценивает размер капель промывной воды и эффективность их контакта с пластовой водой в зависимости от перепада давления на смесительном клапане, расхода промывной воды и деэмульгатора. Подмодель нагрева М2 определяет вязкость нефти при текущей температуре. Подмодель электрокоалесценции М3 описывает укрупнение капель в электрическом поле, а подмодель осаждения М4 рассчитывает долю капель, успевающих осесть за время пребывания нефти в аппарате.

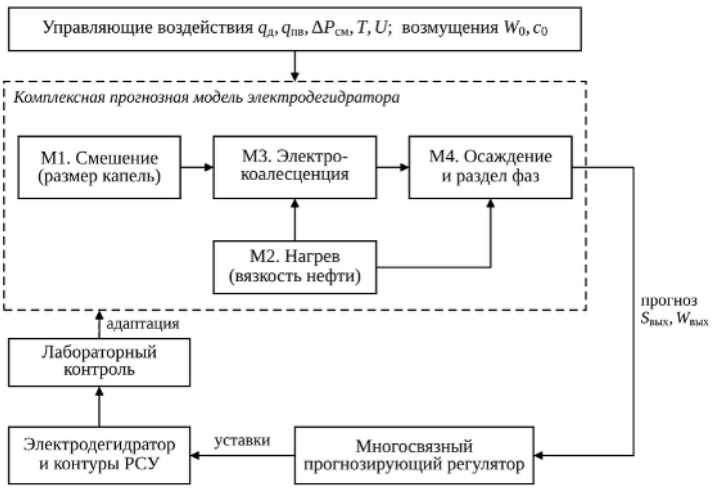

Рисунок 1. Структура комплексной прогнозной модели электродегидратора и системы управления на ее основе (составлено авторами)

Подмодели М2 и М4 связаны через скорость осаждения капли в нефти, которая в первом приближении описывается законом Стокса:

$$v = \frac{g d^2 (\rho_в - \rho_н)}{18 \mu_н(T)}, \quad (1)$$

где d обозначает диаметр капли после коалесценции, рассчитанный подмоделью М3, $\rho_в$ и $\rho_н$ соответственно плотности воды и нефти, $\mu_н(T)$ вязкость нефти, полученную подмоделью М2, а g ускорение свободного падения.

Остаточное содержание солей в нефти определяется долей неотделенной воды и концентрацией солей в ней. При неполном смешении часть пластовой воды не вступает в контакт с промывной, поэтому концентрацию солей в остаточной воде можно оценить выражением

$$c_{ост} = \eta \frac{W_0 c_0 + q_{пв} c_{пв}}{W_0 + q_{пв}} + (1 - \eta) c_0, \quad (2)$$

в котором η означает эффективность смешения, рассчитанную подмоделью М1, W_0 и c_0 обводненность сырой нефти и концентрацию солей в пластовой воде, $q_{пв}$ и $c_{пв}$ относительный расход и солесодержание промывной воды. Тогда остаточное содержание солей в обессоленной нефти составит

$$S_{вых} = W_{вых} c_{ост}, \quad (3)$$

где остаточная обводненность $W_{вых}$ определяется подмоделью М4.

Для оценки чувствительности остаточного содержания солей к условиям смешения по выражениям (2) и (3) выполнен расчет для одной ступени обессоливания. Обводненность сырой нефти W_0 принята равной 0,5 %, концентрация солей в пластовой воде c_0 = 150 г/дм³, что соответствует содержанию хлористых солей в нефти около 750 мг/дм³ и не выходит за пределы норм для нефти третьей группы по ГОСТ Р 51858-2020 (массовая доля воды не более 1,0 %, хлористых солей не более 900 мг/дм³) [15]. Солесодержание промывной воды $c_{пв}$ = 30 мг/дм³ принято по верхней границе диапазона, рассмотренного в работе [6]. Остаточная обводненность $W_{вых}$ = 0,2 % является допущением расчета; поскольку согласно выражению (3) содержание солей пропорционально $W_{вых}$, это значение влияет на абсолютные величины, но не на соотношение влияния эффективности смешения и расхода промывной воды. Результаты расчета для трех значений эффективности смешения приведены на рисунке 2.

При низкой эффективности смешения увеличение расхода промывной воды мало влияет на результат: при η = 0,6 повышение расхода с 4 до 8 % снижает остаточное содержание солей лишь со 140 до 131 мг/дм³, поскольку определяющим становится слагаемое $(1 - \eta)c_0$ в выражении (2), соответствующее пластовой воде, не вступившей в контакт с промывной. Повышение эффективности смешения с 0,6 до 0,8 при

неизменном расходе воды 4 % уменьшает содержание солей со 140 до 87 мг/дм³, а при η = 0,95 оно составляет 47 мг/дм³, что ниже значения, получаемого при η = 0,8 и расходе воды 10 % (72 мг/дм³). Для поддержания остаточного содержания солей на уровне 80 мг/дм³, выбранном для сравнения, при η = 0,8 требуется около 5,6 % промывной воды, тогда как при η = 0,9 и η = 0,95 достаточно соответственно 2,3 и 1,7 %, то есть в 2,4 и 3,3 раза меньше. Полученный результат согласуется с данными численного моделирования [6], согласно которым интенсивность смешения влияет на отмывку солей сильнее, чем расход промывной воды. Следовательно, оценка эффективности смешения в текущем режиме позволяет снижать расход промывной воды без ухудшения качества нефти. Поскольку эта величина непосредственно не измеряется и меняется вместе со свойствами сырья, ее определение должно опираться на подмодель М1, адаптируемую по данным лабораторного контроля.

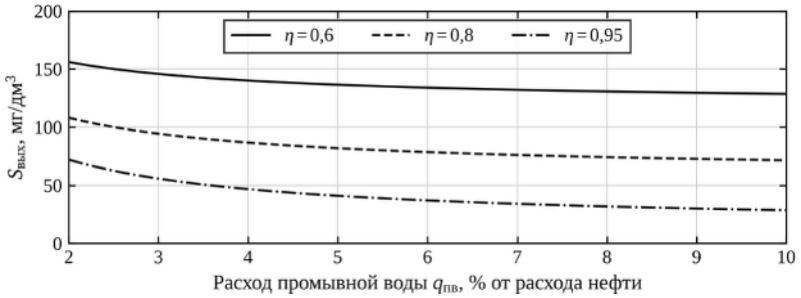

Рисунок 2. Зависимость остаточного содержания солей от расхода промывной воды при различной эффективности смешения (составлено авторами)

Параметры подмоделей, в том числе эффективность смешения, константы скорости коалесценции и эффективная вязкость, предлагается уточнять по результатам лабораторных анализов. Это позволит учитывать изменения состава сырья и состояния оборудования без повторной настройки модели вручную. Прогноз остаточного содержания солей используется многосвязным прогнозирующим регулятором, который на горизонте прогнозирования из N шагов выбирает управляющие воздействия из условия минимума критерия (4) при ограничении (5):

$$J = \sum_{k=1}^{N} (a_д q_д(k) + a_{пв} q_{пв}(k) + a_э P(k)) \to min, \quad (4)$$

$$S_{вых}(k) \le S_{доп},\ k = 1, \dots, N, \quad (5)$$

где $a_д$, $a_{пв}$ и $a_э$ обозначают удельные стоимости деэмульгатора, промывной воды и электроэнергии, $P(k)$ мощность, затрачиваемую на нагрев нефти и поддержание электрического поля, а $S_{доп}$ допустимое содержание солей в обессоленной нефти. Найденные значения передаются в виде заданий локальным контурам РСУ, благодаря чему система встраивается в

существующую структуру управления установкой без замены оборудования.

Заключение

1. Процесс электрообессоливания нефти является многосвязным объектом управления, в котором стадии смешения, нагрева, электрокоалесценции и осаждения взаимно влияют друг на друга, а показатель качества продукции измеряется периодически и с запаздыванием.

2. Существующие системы управления ЭЛОУ стабилизируют отдельные параметры режима, но не связывают их с качеством обессоленной нефти, тогда как известные физические модели описывают отдельные стадии процесса и для управления в реальном времени не применяются.

3. Предложена структура комплексной прогнозной модели электродегидратора, объединяющей подмодели четырех стадий процесса и адаптируемой по данным лабораторного контроля, и сформулирована задача многосвязного прогнозирующего управления по критерию минимальных затрат при ограничении на остаточное содержание солей.

4. Расчет показал, что повышение эффективности смешения с 0,6 до 0,95 снижает остаточное содержание солей примерно в три раза, тогда как увеличение расхода промывной воды при низкой эффективности смешения малорезультативно; при повышении эффективности смешения расход промывной воды, необходимый для достижения заданного содержания солей, сокращается в 2,4...3,3 раза.

Вклад авторов. Калинин А.В.: обзор литературы, разработка структуры модели, выполнение расчетов, подготовка текста; Белоглазов И.И.: постановка задачи, научное руководство, редактирование текста.

Список литературы

1. ИТС 30-2021. Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям. Переработка нефти. М.: Бюро НДТ, 2021.

2. ГОСТ 21534-2021. Нефть. Методы определения содержания хлористых солей. М., 2021.

3. Shooshtari M. Modeling of an industrial mixing valve and electrostatic coalescer for crude oil dehydration and desalination / M. Shooshtari, M. Karimi, M. Panahi // Separation Science and Technology. 2023. Vol. 58, № 7. P. 1306-1318. DOI: 10.1080/01496395.2023.2189052.

4. Газизов Н.Р. Исследование деэмульгаторов с целью повышения эффективности добычи нефти в карбонатных коллекторах / Н.Р. Газизов // Нефтяная провинция. 2024. № 4 (40). С. 273-282. DOI: 10.25689/NP.2024.4.273-282.

5. Horst D.J. Critical review of electro-coalescence for the separation of water/oil emulsions / D.J. Horst, C.A. Duvoisin, A. Pscheidt [et al.] // Processes. 2026. Vol. 14, № 5. Art. 785. DOI: 10.3390/pr14050785.

6. Liu Y. Numerical simulation of the mixing and salt washing effects of a static mixer in an electric desalination process / Y. Liu, M. Gao, Z. Huang [et al.] // Processes. 2024. Vol. 12, № 5. Art. 883. DOI: 10.3390/pr12050883.

7. Jiang Y. A review on soft sensors for monitoring, control, and optimization of industrial processes / Y. Jiang, S. Yin, J. Dong, O. Kaynak // IEEE Sensors Journal. 2021. Vol. 21, № 11. P. 12868-12881. DOI: 10.1109/JSEN.2020.3033153.

8. Климченко В.В. Разработка адаптивного виртуального анализатора с использованием прогнозирующего фильтра для нестационарного технологического процесса / В.В. Климченко, О.Ю. Снегирев, С.А. Шевлягина, А.Ю. Торгашов // Автоматика и телемеханика. 2022. № 12. С. 141-155. DOI: 10.31857/S0005231022120108.

9. Rahmani M. Modeling and performance analysis of electrostatic desalter using combined CFD-PBM method / M. Rahmani, N. Tahouni, M. Abbasi, M.H. Panjeshahi // Chemical Engineering Research and Design. 2023. Vol. 194. P. 121-135. DOI: 10.1016/j.cherd.2023.04.033.

10. Kooti G. Modelling droplet size distribution in inline electrostatic coalescers for improved crude oil processing / G. Kooti, B. Dabir, R. Taherdangkoo, C. Butscher // Scientific Reports. 2023. Vol. 13. DOI: 10.1038/s41598-023-46251-4.

11. Ramirez-Argaez M.A. Numerical study of electrostatic desalting process based on droplet collision time / M.A. Ramirez-Argaez, D. Abreú-López, J. Gracia-Fadrique, A. Dutta // Processes. 2021. Vol. 9, № 7. Art. 1226. DOI: 10.3390/pr9071226.

12. Bradley W. Perspectives on the integration between first-principles and data-driven modeling / W. Bradley, J. Kim, Z. Kilwein [et al.] // Computers and Chemical Engineering. 2022. Vol. 166. Art. 107898. DOI: 10.1016/j.compchemeng.2022.107898.

13. Пупышева Е.А. Система усовершенствованного управления процессом противоточной промывки красного шлама глиноземного производства: автореф. дис. … канд. техн. наук: 2.3.3 / Е.А. Пупышева. СПб., 2025.

14. Моргунов В.В. Система управления процессом спекания шихты в трубчатых вращающихся печах на основе прогнозной модели и экспертной базы правил: автореф. дис. … канд. техн. наук: 2.3.3 / В.В. Моргунов. СПб., 2026.

15. ГОСТ Р 51858-2020. Нефть. Общие технические условия. М., 2020.