

DOI: 10.15593/2224-9400/2020.4.14

УДК 665.6/.7; 66.011

Т.Н. Караневская, А.Г. ШумихинПермский национальный исследовательский
политехнический университет, Пермь, Россия**ОПТИМИЗАЦИЯ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ
И УПРАВЛЕНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССОМ
ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ**

Рассматривается задача оптимизации технологического процесса промышленной подготовки нефти с целью получения соответствующей требованиям ГОСТ Р 51858–2002 товарной нефти и улучшения технико-экономических показателей при проектировании и эксплуатации установок подготовки нефти (УПН).

Разработан критерий оптимальности в виде показателя приведенных затрат в задаче проектирования и чистой прибыли в задаче управления действующей УПН. Сформулирована задача оптимизации многостадийного процесса с критерием, представляющим собой аддитивную функцию критериев оптимальности каждой из стадий подготовки нефти. Предложена структурная схема совместного проектирования и управления технологическим процессом подготовки для получения требуемой по качеству и объему товарной нефти.

При формулировании критерия оптимальности разработаны модели, связывающие показатель приведенных затрат для задачи проектирования или чистой прибыли для задачи эксплуатации (управления в реальном времени) с режимными параметрами и суточной производительностью по стадиям технологического процесса подготовки нефти.

На основе анализа собранных с промысла экспериментальных материалов разработана нейросетевая модель, обученная на расширенном объеме данных лабораторных исследований и связывающая показатель качества (степень обезвоживания) с режимными параметрами процесса (температурой, расходом деэмульгатора, временем пребывания в аппарате).

Исходя из расчета материально-теплого баланса основных процессов подготовки нефти, представленных в виде системы дифференциальных уравнений, и статистической обработки результатов по стадиям технологического процесса, получены выражения зависимости выходов целевых продуктов от суточных производительностей.

Ключевые слова: промышленная подготовка нефти, технологический процесс, задачи проектирования и управления, экспериментально-статистические модели, оптимизация.

T.N. Karanevskaja, A.G. Shumikhin

Perm National Research Polytechnic University,
Perm, Russian Federation

OPTIMIZATION IN THE DESIGN AND MANAGEMENT OF THE TECHNOLOGICAL PROCESS OF FIELD OIL TREATMENT

The problem of optimizing the technological process of field oil treatment in order to obtain commercial oil that meets the requirements of GOST R 51858-2002 and to improve technical and economic indicators in the design and operation of oil treatment plants (UPN) is considered.

An optimality criterion is developed in the form of an indicator of reduced costs in the design problem and net profit in the management problem of the current UPN. The problem of optimizing a multi-stage process with a criterion that is an additive function of the optimality criteria for each of the stages of oil preparation is formulated. A structural scheme of joint design and control of the technological process of preparation for obtaining the required quality and volume of commercial oil is proposed.

When formulating the optimality criterion, models have been developed that link the indicator of reduced costs for the design task or net profit for the operation task (real-time management) with operating parameters and daily productivity at the stages of the technological process of oil preparation.

Based on the analysis of experimental materials collected from the field, a neural network model has been developed that is trained on an expanded volume of laboratory research data and connects the quality indicator (degree of dehydration) with the operating parameters of the process (temperature, demulsifier consumption, time spent in the apparatus).

Based on the calculation of material and heat balance of the main processes of oil treatment, presented in the form of a system of differential equations, and statistical processing results of the stages of the process, expressions of the dependence outputs of target products from daily productivity are obtained.

Keywords: *oil field preparation, technological process, design and management tasks, experimental and statistical models, optimization.*

Введение. Технологический процесс промышленной подготовки нефти является многостадийным и представляет собой совокупность последовательных операций по обработке продукции скважин для достижения конечного результата – получения товарной нефти, утилизации попутно добываемого газа и воды.

Основной задачей при проектировании новой установки промышленной подготовки нефти или модернизации существующей является получение продукции заданного качества в требуемом объеме наиболее экономически целесообразным способом. При эксплуатации суще-

ствующей УПН необходимо таким образом управлять производством, чтобы при высокой производительности и низких капитальных и текущих затратах обеспечить получение нефти товарного качества. Кроме того, при эксплуатации УПН необходимо учитывать изменения параметров сырья, требования к конечной продукции, а также непрерывное изменение параметров работы оборудования вследствие непрерывного расходования его ресурсов, возможных аварий, пусков, остановок и т.д.

В связи с этим возникает необходимость проведения исследований, направленных на эффективное решение задач оптимизации многостадийных процессов с помощью математических методов и компьютерной технологии.

Постановка задачи оптимизации. Форма представления критерия оптимальности в рассматриваемом комплексе оптимизационных задач может быть различна в зависимости от организационно-технических решений и затрат, с которыми сопряжена их реализация. В задаче проектирования критерием оптимальности выступают приведенные затраты, выраженные через величины капитальных и текущих затрат. Задача оптимизации производительности предусматривает их минимизацию по сравниваемым вариантам для тождественных по объему и структуре хозрасчетных результатов. В задаче управления критерием оптимальности является показатель чистой прибыли, и сама постановка задачи оптимизации предполагает поиск оптимальной производительности установки подготовки нефти по критерию чистой прибыли, чувствительной не только к объему подготовленной товарной нефти, но и уровню цен на нее, к норме налогообложения.

В общем виде целевая функция модели оптимизации производительности технологической установки выражается следующим образом [1]:

$$F = (\Pi - S - \Pi_c - d) Q (1 - n) T \Rightarrow \max, \quad (1)$$

где F – чистая прибыль от реализации годового объема товарной нефти, руб.; Π – средняя цена 1 т товарной нефти, руб.; S – текущие затраты на подготовку 1 т сырой нефти, руб.; Π_c – цена 1 т сырой нефти, руб.; d – условно-постоянные расходы в расчете на 1 сут, руб.; Q – суточная производительность установки подготовки нефти, т/сут; n – норматив налогообложения прибыли, доли ед.; T – число суток работы установки в году, сут.

В результате решения задачи оптимизации по критерию чистой прибыли находится оптимальная суточная производительность установки $Q_{\text{опт}}$.

Процесс промысловой подготовки нефти многостадийный, и вопрос реализации оптимального решения относится к сложной области сопряжения оптимальных суточных производительностей технологически взаимосвязанных модулей (ступеней) подготовки нефти. Так, например, реализация $Q_{\text{опт}}$ стадии предварительного обезвоживания может быть блокирована несогласованными с ней локально-оптимальными производительностями других стадий. Расчет материального баланса и оптимальных параметров ведения технологических процессов промысловой подготовки нефти осуществляется методом динамического программирования, реализующим принцип оптимальности Беллмана для многостадийных процессов [2]. Оптимизация технологического процесса промысловой подготовки нефти учитывает весь комплекс технико-экономических зависимостей в пределах всех ступеней подготовки и заключается в обеспечении оптимальности режима работы последующих стадий процесса по отношению к предыдущей.

Сформулированная задача оптимизации с аддитивной функцией критериев оптимальности стадий всего процесса, с учетом ограничений на значения управляющих параметров и выходных переменных по стадиям [3] запишется следующим образом:

$$\left\{ R(\bar{X}^0, \bar{U}) = \sum_{i=1}^n r_i(\bar{X}^{i-1}, \bar{U}^i) \rightarrow \frac{\min}{\max} \mid \bar{U} = \bigcup_i \bar{U}^i, i = \overline{1, n}; \bar{U} \in \bar{U}_{\text{доп}}; \bar{X} \in \bar{X}_{\text{доп}}, \bar{X} = \bigcup_i \bar{X}^i \right\} \rightarrow \bar{U}_{\text{опт}}, i = \overline{1, n}, \quad (2)$$

где R – критерий оптимальности всего процесса подготовки нефти (минимум для показателя приведенных затрат / максимум для показателя чистой прибыли); r_i – критерий оптимальности i -й стадии технологического процесса; n – число стадий процесса; $\bar{X}^i = (X_1^i, X_2^i, \dots, X_m^i)$ – вектор состояния на i -й стадии (вектор выходных переменных на i -й стадии); $\bar{U}^i = (U_1^i, U_2^i, \dots, U_r^i)$ – вектор управлений на i -й стадии; i – стадия технологического процесса.

Задача оптимизации решается по критерию чистой прибыли с нахождением оптимальной суточной производительности по стадиям

подготовки нефти с учетом ограничений на значения управляющих параметров и переменных состояния. Например, на стадиях предварительного и глубокого обезвоживания оптимизируемыми управляющими параметрами выступают температура в аппарате, норма деэмульгатора и время пребывания жидкости в аппарате.

Модель оценки степени обезвоживания нефти. На основании технологических и лабораторных журналов производится анализ данных, характеризующих связь показателя обводненности товарной нефти с показателем обводненности эмульсии и технологическими режимами, формирование и параметризация формальной модели для оценки влагосодержания.

При разработке системы управления процессом разделения водонефтяной эмульсии была построена искусственная нейронная сеть (ИНС), обученная на экспериментальных данных, взятых из отчета о НИР по разработке технико-технологических рекомендаций по подготовке нефти на УПСВ «Чашкино», выполненного специалистами филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг «ПермНИПИнефть» в г. Перми. В качестве основных исходных данных были использованы результаты тепломеханического обезвоживания нефти, поступающей на УПСВ «Чашкино» при температуре 20, 30, 40 °С, времени отстаивания 5, 10, 15, 20, 25, 30 мин и расходе реагента 0, 30, 50 г/т нефти для наиболее эффективного по результатам исследований деэмульгатора Интекс-720.

Для экспериментальных данных (табл. 1) с использованием функции `pchipinterp` из пакета `Curve Fitting Toolbox` программного комплекса `MATLAB` для каждого из трех параметров (температура, расход деэмульгатора, время отстаивания) в отдельности при фиксированных значениях двух других параметров были получены аппроксимирующие зависимости для доли отделившейся воды от значения соответствующего параметра [4]. Эти зависимости позволили расширить число комбинаций обучающей последовательности до 36 072 представителей.

Данные итогового массива поступают на обучение нейронной сети, выполняемое с помощью модуля `Neural Network Toolbox` в программном комплексе `MATLAB`. Входами обучающей выборки являются режимные параметры процесса обезвоживания (температура, расход деэмульгатора и время отстаивания), а выходом – относительный параметр эффективности разделения эмульсии (доля отделившейся воды).

Таблица 1

Результаты теплхимического обезвоживания нефти

Наименование реагента	Температура, °С	Расход реагента, г/т нефти	Доля отделившейся воды, %, за время отстаивания, мин						Содержание воды в нефти, %
			5	10	15	20	25	30	
Без реагента	20	0	36,8	42,6	47,5	48,7	49,0	49,0	12,0
	30	0	37,0	41,8	45,2	47,6	48,2	49,5	10,5
	40	0	65,4	68,7	69,3	70,5	71,1	72,3	9,0
Интекс-720	20	30	36,0	42,4	49,1	58,4	71,0	78,0	6,5
		50	78,6	79,6	79,6	79,6	79,6	81,4	7,5
	30	30	60,5	71,3	79,5	82,4	83,5	84,2	5,5
		50	82,4	84,3	84,3	84,3	84,7	85,2	6,0
	40	30	75,6	79,2	81,6	83,3	84,8	86,1	3,5
		50	82,8	85,6	82,1	85,6	87,3	89,1	2,5

При создании нейросетевой модели были исследованы различные методы обучения нейронной сети с разными числом нейронов в скрытом слое и активационными функциями [5, 6]. Функции активации логистическая и гиперболический тангенс показали сравнимые по порядку точности результаты. Метод Левенберга–Марквардта занимает в несколько раз меньше времени для обучения нейронной сети и с увеличением числа нейронов в скрытом слое дает на несколько порядков лучшие показатели качества модели по сравнению с методом градиентного спуска. Сравнение влияния выбранных активационных функций на значение среднеквадратической ошибки ИНС, обученной методом Левенберга–Марквардта, представлено в табл. 2.

Таблица 2

Результаты обучения ИНС методом Левенберга–Марквардта

Количество нейронов	Значение ошибки у активационных функций	
	логистическая	гиперболический тангенс
1	0,00169	0,0017551
10	0,000065077	0,000047128
20	$6,7042 \cdot 10^{-6}$	$4,4445 \cdot 10^{-6}$
30	$1,373 \cdot 10^{-6}$	$8,1324 \cdot 10^{-7}$
50	$3,196 \cdot 10^{-7}$	$2,3457 \cdot 10^{-8}$
100	$5,1283 \cdot 10^{-9}$	$4,9855 \cdot 10^{-9}$
160	$6,2289 \cdot 10^{-10}$	$1,1089 \cdot 10^{-9}$
200	$1,7656 \cdot 10^{-10}$	$5,1189 \cdot 10^{-10}$

Нейросетевая модель адекватно описывает процесс обезвоживания нефти. Среднеквадратическая ошибка у модели с 10 нейронами не превышает порядок 10^{-5} , что с учетом размерности выходного параметра модели (доли отделившейся воды) составляет ошибку 0,1 %.

Как альтернатива ИНС, проведено сравнение возможности аппроксимации экспериментальных данных методом полиномов [7]. Показатель средней относительной ошибки аппроксимации уравнения регрессии 2-го порядка составляет 0,111 (11,1 %), значение среднеквадратической ошибки аппроксимации – 0,0147, что на порядок превосходит показатели аппроксимации моделью ИНС с 1 нейроном в скрытом слое.

Построенная модель показателя качества обезвоживания используется для прогнозирования обводненности товарной нефти и представления этого прогноза оператору / технологу для корректировки параметров технологического процесса по стадиям подготовки нефти.

Модели оценки выхода целевых продуктов по стадиям. На основании анализа процессов промысловой подготовки нефти разработаны сигнальные графы для сепаратора, отстойника и подогревателя нефти, разработаны системы дифференциальных уравнений расчета основных процессов подготовки нефти – сепарации, обезвоживания, нагрева [8–10], при решении которых сформирован массив из 101 значения производительности для каждой из стадий подготовки нефти. После статистической обработки входных и выходных данных производительностей получены зависимости выходов целевых продуктов b_i от суточных производительностей q_i по стадиям технологического процесса [11].

Выход целевого продукта конечной ступени сепарации не зависит от суточной производительности и лежит в интервале $b_5 = 0,82...0,98$, среднее значение $b_5 = 0,925$.

Аналитическую зависимость b_i от q_i для других стадий технологического процесса гораздо точнее описывает уравнение параболы.

Выход целевого продукта первой ступени сепарации связан с суточной производительностью соотношением

$$b_1 = 0,89 + 8,123 \cdot 10^{-6} q_1 - 3,431 \cdot 10^{-10} q_1^2, \quad (3)$$

где b_1 – выход целевого продукта первой ступени сепарации, доля ед.; q_1 – производительность первой ступени сепарации, т/сут.

При нелинейной форме корреляционной связи показателем ее тесноты является корреляционное отношение

$$\eta_i = \sqrt{1 - \frac{\sum (b_i^3 - b_i^p)^2}{\sum (b_i^3 - \overline{b_i^3})^2}}, \quad (4)$$

где η_i – корреляционное отношение; b_i^3 – экспериментальное значение выхода целевого продукта; b_i^p – значение выхода целевого продукта, рассчитанное по уравнению корреляции; $\overline{b_i^3}$ – среднее экспериментальное значение выхода целевого продукта; i – стадия технологического процесса.

Значение корреляционного отношения для уравнения (3) первой степени сепарации составляет $\eta_1 = 0,78$.

Уравнение связи выхода целевого продукта с суточной производительностью для стадии предварительного сброса пластовой воды:

$$b_2 = 0,59 - 5,863 \cdot 10^{-5} q_2 + 2,658 \cdot 10^{-9} q_2^2, \quad (5)$$

где b_2 – выход целевого продукта стадии предварительного сброса пластовой воды, доля ед.; q_2 – производительность стадии предварительного сброса пластовой воды, т/сут.

Корреляционное отношение $\eta_2 = 0,75$ достаточно велико, что позволяет вести оптимизационные расчеты стадии предварительного обезвоживания на основе уравнения (5).

Выход целевого продукта стадии глубокого обезвоживания связан с суточной производительностью параболическим уравнением

$$b_4 = 0,831 + 1,662 \cdot 10^{-5} q_4 - 7,768 \cdot 10^{-10} q_4^2, \quad (6)$$

где b_4 – выход целевого продукта стадии глубокого обезвоживания, доля ед.; q_4 – производительность стадии глубокого обезвоживания, т/сут.

Значение корреляционного отношения для уравнения (6) стадии глубокого обезвоживания составляет $\eta_4 = 0,62$.

Выражения (3), (5), (6) зависимости выходов целевых продуктов от суточных производительностей стадий используются для проектирования технологического процесса промышленной подготовки нефти и автоматизированного подбора основного состава технологического

оборудования (сепараторов, отстойников, печей, насосов и др.) на уровне проектной предельно допустимой суточной производительности и из условия критерия минимума капитальных вложений [12].

Концептуальная схема проектирования и управления технологическим процессом промышленной подготовки нефти. Задачи проектирования и эксплуатации технологической установки технически и экономически согласованы, если максимальную чистую прибыль обеспечивает работа установки на уровне предельно допустимой суточной производительности оборудования [13]. Структурная схема проектирования и управления технологией промышленной подготовки нефти представлена на рисунке.

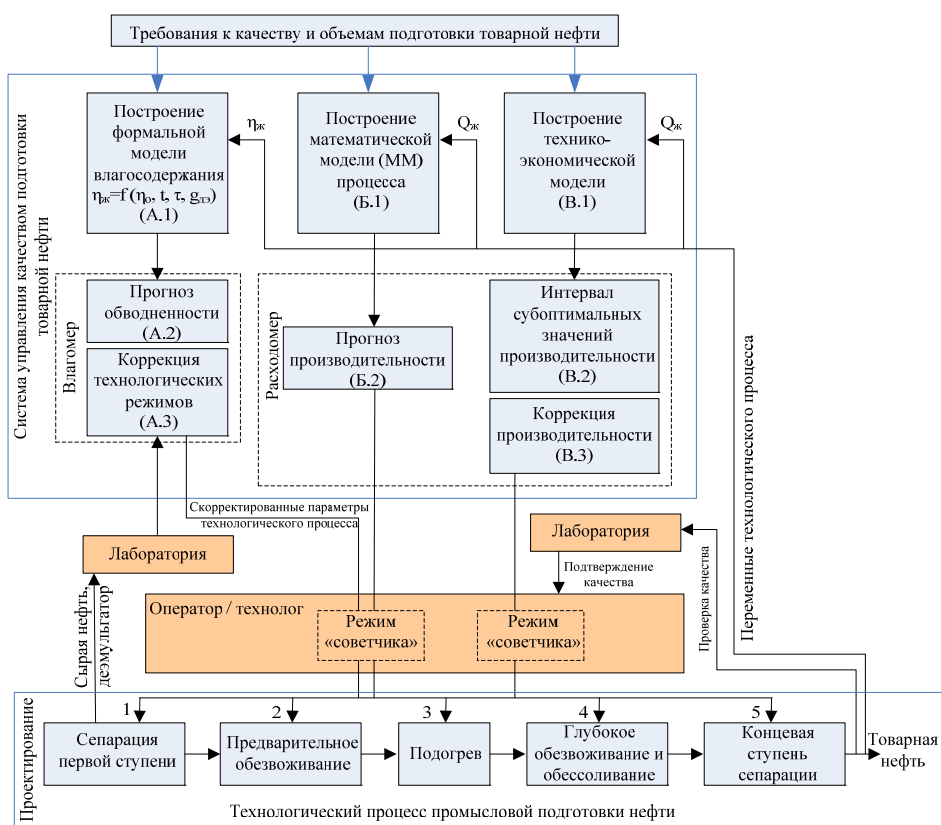


Рис. Структурная схема проектирования и управления технологией промышленной подготовки нефти

Для нахождения критерия оптимальности, представляющего собой показатель приведенных затрат в задаче проектирования или чистой прибыли в задаче эксплуатации (управления в реальном времени),

разработана модель, связывающая показатель качества (степень обезвоживания) с режимными параметрами (блок А.1), и модель материального баланса, представленная в виде системы дифференциальных уравнений (блок Б.1).

Согласно выражению (1) набор корреляционных зависимостей и параметров для формирования критериальной функции модели оптимизации суточной производительности установки (блок В.1) включает в себя [14, 15]:

- уравнения связи текущих затрат на подготовку 1 т нефти S_i с суточной производительностью q_i по стадиям подготовки нефти;
- уравнения зависимости выходов целевых продуктов b_i от q_i по стадиям подготовки нефти;
- цены 1 т целевого и попутных продуктов, сырья, деэмульгатора; условно-постоянные расходы на 1 сутки работы установки – d , ставку налога на прибыль – n .

Затраты на подготовку 1 т нефти S_i от суточной производительности q_i по стадиям подготовки нефти аналитически представлены зависимостями $S_i = f(q_i)$ на основании данных операционных затрат по технологической подготовке нефти, полученных из таблиц ТЭП паспортов инвестиционных проектов месторождений, и представляют собой сумму затрат на электроэнергию, топливо, деэмульгатор и постоянных затрат d . Затраты на электроэнергию, топливо и деэмульгатор зависят от режимных параметров технологического процесса подготовки нефти (температуры в аппарате, нормы деэмульгатора и времени пребывания жидкости в аппарате), вычисленных по модели показателя качества обезвоживания, исходя из обеспечения требуемой обводненности товарной нефти.

Функция затрат на электроэнергию ($S_{эл}$, руб./месяц) имеет следующий вид:

$$S_{эл} = C_{эл} \cdot (0,0061642 Q_v + 0,0221 Q_n + 0,0018511 \tau_{пр}), \quad (7)$$

где $C_{эл}$ – цена за 1 кВт электроэнергии, руб./кВт; Q_v , Q_n – количество перекачиваемой воды и нефти соответственно, т/месяц; $\tau_{пр}$ – время пребывания жидкости в аппарате, мин/месяц; $a_1 = 0,0061642$, $b_1 = 0,0221$, $c_1 = 0,0018511$ – коэффициенты аппроксимации функции затрат на электроэнергию.

Функция затрат на топливо (S_t , руб./месяц) имеет следующий вид:

$$S_T = \Pi_T \cdot (0,00382 Q_{\text{ж}} + 30,58 t_{\text{ап}} + 0,59113 t_{\text{ап}}^2), \quad (8)$$

где Π_T – цена за 1000 м³ топлива (газа), руб./1000 м³; $Q_{\text{ж}}$ – количество перекачиваемой жидкости, т/месяц; $t_{\text{ап}}$ – температура в аппарате, °C; $a_2 = 0,00382$, $b_2 = -30,58$, $c_2 = 0,59113$ – коэффициенты аппроксимации функции затрат на топливо.

Затраты на деэмульгатор ($S_{\text{дэ}}$, руб./месяц)

$$S_{\text{дэ}} = \Pi_{\text{дэ}} \cdot g_{\text{дэ}}, \quad (9)$$

где $\Pi_{\text{дэ}}$ – цена за 1 т деэмульгатора, руб.; $g_{\text{дэ}}$ – расход деэмульгатора, т.

Далее строится модель взаимосвязанной оптимизации производительностей всех стадий технологического процесса подготовки нефти. После подстановки уравнений (3), (5) и (6) в выражения выхода целевых продуктов по стадиям вычисляются значения предельно допустимой суточной производительности оборудования стадий и заданных на входе первой стадии (сепарации первой ступени) расхода и обводненности, которые могут варьироваться в диапазоне 15–20 % (норм технологического режима УПН).

Для практического применения результатов расчета по целевой функции (1) вычисляется значение объема чистой прибыли всего процесса как сумма значений локальных объемов чистой прибыли каждой из стадий подготовки при различных допустимых значениях суточной производительности и определяется интервал субоптимальных значений q (q_1 , q_2 , q_4 и т.д.), в котором можно совершать по необходимости технологический маневр, не уменьшая существенно объем чистой прибыли.

Пример оптимизации процесса. Приведены результаты оптимизации по критерию суммарной чистой прибыли по стадиям технологического процесса УПСВ «Чашкино». Решение задачи условной оптимизации выполнено с помощью пакета Optimization Toolbox в программном комплексе MATLAB. Оптимизация выполнена, начиная с конца процесса, с нахождением оптимальной суточной производительности по стадиям подготовки нефти и учетом ограничений на значения режимных параметров:

1) стадия глубокого обезвоживания (стадия 4): $q_4 \in [400; 5000]$ (т/сут), $\tau_{\text{пр}4} \in [15; 45]$ (мин), $t_{\text{ап}4} \in [20; 50]$ (°C), $g_{\text{дэ}4} \in [0; 00005]$ (т/т нефти), $\omega_4 \in [0; 0,002]$ (доля ед.);

2) стадия предварительного обезвоживания (стадия 2):
 $q_2 \in [1200; 13000]$ (т/сут), $\tau_{\text{пр}2} \in [15; 45]$ (мин), $t_{\text{ан}2} \in [25; 55]$ (°C),
 $g_{\text{д}2} \in [0; 00005]$ (т/т нефти), $\omega_2 \in [0,002; 0,05]$ (доля ед.);

3) сепарация первой ступени (стадия 1): $q_1 \in [1300; 19000]$ (т/сут),
 $\tau_{\text{пр}1} \in [5; 10]$ (мин), $\omega_1 \in [0,05; 0,5]$ (доля ед.).

Выражения (3), (5), (6) зависимости выходов целевых продуктов от суточных производительностей стадий и цены на целевые продукты, сырье, деэмульгатор, топливо и электроэнергию использованы для расчета показателей чистой прибыли. Выходы целевых продуктов и соответственно прирост чистой прибыли конечной ступени сепарации и стадии нагрева для упрощения расчетов не учитываются, поскольку не зависят от суточной производительности и составляют в среднем $b_5 = 0,925$ и $b_3 \approx 1,0$. На промысле в данное время в исследуемых аппаратах УПСВ поддерживается обводненность не более 5 % мас. при значениях технологических параметров: $t_{\text{ан}2} = 40$ °C, $g_{\text{д}2} = 30$ г/т и $\tau_{\text{пр}2} = 30$ мин. При реализации оптимального режима работы установки со значениями режимных параметров $t_{\text{ан}2} = 40$ °C, $g_{\text{д}2} = 20$ г/т и $\tau_{\text{пр}2} = 30$ мин прирост чистой прибыли составляет 120 208 руб./месяц или 1 442 496 руб./год при вычисленных на входе производительности $q_1 = 6725$ т/сут и обводненности $\omega_1 = 43,6$ %, которые находятся в диапазоне допустимых значений норм технологического режима УПСВ.

Заключение. Предложена методология совместного проектирования и управления технологическим процессом промысловой подготовки нефти. Разработана модель для показателя качества обезвоживания в виде ИНС с целью прогнозирования обводненности товарной нефти и расчета режимных параметров технологического процесса. Модель обучена на расширенном массиве экспериментальных данных лабораторных исследований, и по критерию среднеквадратической ошибки для прогнозируемых ИНС данных и данных обучающей выборки показала лучшие результаты. Для решения задачи оптимизации разработаны модели зависимости выхода целевых продуктов по стадиям технологического процесса, представленные регрессионными уравнениями. Разработанные модели использованы при построении модели оптимизации и связывают показатель приведенных затрат для задачи проектирования или чистой прибыли для задачи эксплуатации (управления в реальном времени) с режимными параметрами и суточной

производительностью по стадиям технологического процесса подготовки нефти. Работа модели оптимизации была проверена и сопоставлена с фактическими режимами работы действующей установки промысловой подготовки нефти.

Список литературы

1. Технология, экономика и автоматизация процессов переработки нефти и газа: учеб. пособие / С.А. Ахметов, М.Х. Ишмияров, А.П. Веревкин, Е.С. Докучаев, Ю.М. Малышев; под ред. С.А. Ахметова. – М.: Химия, 2005. – 736 с.
2. Бояринов А.И., Кафаров В.В. Методы оптимизации в химической технологии. – М.: Химия, 1975. – 576 с.
3. Караневская Т.Н., Шумихин А.Г. Оптимизация технологических режимов при управлении процессами промысловой подготовки нефти [Электронный ресурс] // Инженерный вестник Дона. – 2019. – № 4. – URL: http://www.ivdon.ru/uploads/article/pdf/IVD_67_Karanevskaya_Shumikhin_1.pdf_f3d4311164.pdf (дата обращения: 23.10.2020).
4. Grzymala-Busse J.W., Mroczek T. Definability in Mining Incomplete Data // Procedia Computer Science. – 2016. – Vol. 96. – P. 179–186.
5. Круглов В.В., Борисов В.В. Искусственные нейронные сети. Теория и практика. – 2-е изд., стер. – М.: Горячая линия – Телеком, 2002. – 382 с.
6. Шумихин А.Г., Бояршинова А.С. Алгоритм выбора структурных параметров искусственной нейронной сети и объема обучающей выборки при аппроксимации поведения динамического объекта // Компьютерные исследования и моделирование. – 2015. – Т. 7, № 2. – С. 243–251.
7. Karanevskaya T.N., Shumikhin A.G. Modeling of technological processes for algorithmization of problem of management of oil field treatment facilities // Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Khimiya i Khimicheskaya Tekhnologiya. – 2020. – Vol. 63, iss. 2. – P. 84–90.
8. Гартман Т.Н., Клушин Д.В. Основы компьютерного моделирования химико-технологических процессов: учеб. пособие. – М.: Академкнига, 2006. – 416 с.
9. Системный анализ химико-технологических процессов / А.В. Кравцов, Э.Д. Иванчина, Е.Н. Ивашкина, Е.С. Шарова. – Томск: Изд-во Том. политехн. ун-та, 2008. – 96 с.
10. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. – Казань: ФЭН, 2000. – 416 с.
11. Прикладной статистический анализ: учеб. пособие для вузов / С.В. Алексахин, А.В. Балдин, А.Б. Николаев, В.Ю. Строганов. – М.: Приор, 2001. – 221 с.
12. Караневская Т.Н., Попова А.В. Автоматизированный выбор технологических систем сбора и промысловой подготовки нефти на основе модульного подхода к их представлению // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 5 (186). – С. 20–23.

13. Хачатрян С.С., Арунянц Г.Г. Автоматизация проектирования химических производств. – М.: Химия, 1984. – 208 с.

14. Веревкин А.П., Ельцов И.Д., Кирюшин О.В. К решению задачи оперативного управления процессами подготовки нефти // Территория Нефтегаз. – 2007. – № 2. – С. 13–15.

15. Лутошкин Г.С., Дунюшкин М.И. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах: учеб. пособие. – М.: Альянс, 2007. – 135 с.

References

1. Tehnologija, jekonomika i avtomatizacija processov pererabotki nefti i gaza / S.A. Ahmetov, M.H. Ishmijarov, A.P. Verevkin, E.S. Dokuchaev, Ju.M. Malyshev; Pod red. S.A. Ahmetova [Technology, Economics and automation of oil and gas refining processes]. Moscow, 2005, 736 p.

2. Bojarinov A.I., Kafarov V.V. Metody optimizacii v himicheskoj tehnologii [Optimization methods in chemical technology]. Moscow, 1975, 576 p.

3. Karanevskaja T.N., Shumihin A.G. Optimizacija tehnologicheskikh rezhimov pri upravlenii processami promyslovoj podgotovki nefti [Optimization of technological modes for managing oil production processes]. *Inženernyj vestnik Dona* [Electronic resource], 2019, no. 4, 12 p. available at: http://www.ivdon.ru/uploads/article/pdf/IVD_67_Karanevskaya_Shumikhin_1.pdf_f3d4311164.pdf (accessed 23 October 2020).

4. Grzymala-Busse J. W., Mroczek T. Definability in Mining Incomplete Data. *Procedia Computer Science*, 2016, vol. 96, pp. 179–186.

5. Kruglov V.V. Iskusstvennye nejronnye seti. Teorija i praktika / Kruglov V.V., Borisov V.V. [Artificial neural network. Theory and practice]. Moscow, 2002, 382 p.

6. Shumihin A.G., Bojarshinova A.S. Algoritm vybora strukturnykh parametrov iskusstvennoj nejronnoj seti i ob#ema obuchajushhej vyborki pri approksimacii povedenija dinamicheskogo ob#ekta [Algorithm for selecting the structural parameters of an artificial neural network and the size of the training sample when approximating the behavior of a dynamic object]. *Komp'juternye issledovaniya i modelirovanie*, 2015, vol. 7, no. 2, pp. 243–251.

7. Karanevskaya T. N., Shumikhin A. G. Modeling of technological processes for algorithmization of problem of management of oil field treatment facilities [Electronic resource]. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii, Seriya Khimiya i Khimicheskaya Tekhnologiya*, 2020, vol. 63, iss. 2, pp. 84–90.

8. Gartman T.N., Klushin D.V. Osnovy komp'juternogo modelirovanija himiko-tehnologicheskikh processov [Fundamentals of computer modeling of chemical and technological processes]. Moscow, 2006, 416 p.

9. Sistemnyj analiz himiko-tehnologicheskikh processov / A.V. Kravcov, Je.D. Ivanchina, E.N. Ivashkina, E.S. Sharova [System analysis of chemical and technological processes]. Tomsk, 2008, 96 p.

10. Tronov V.P. Promyslovaja podgotovka nefti [Oil field preparation]. Kazan, 2000, 416 p.

11. Prikladnoj statisticheskij analiz: ucheb. posobie dlja vuzov / S.V. Aleksahin, A.V. Baldin, A.B. Nikolaev, V.Ju. Stroganov [Applied statistical analysis]. Moscow, 2001, 221 p.

12. Karanevskaja T.N., Popova A.V. Avtomatizirovannyj vybor tehnologicheskikh sistem sbora i promyslovoj podgotovki nefiti na osnove modul'nogo podhoda k ih predstavleniju [Automated selection of technological systems for oil collection and field treatment based on a modular approach to their presentation]. *Neft'. Gaz. Novacii*, 2016, no. 5 (186), pp. 20-23.

13. Hachatrjan S.S., Arunjanc G.G. Avtomatizacija proektirovanija himicheskikh proizvodstv [Automation of chemical production design]. Moscow, 1984, 208 p.

14. Verevkin A.P., El'cov I.D., Kirjushin O.V. K resheniju zadachi operativnogo upravlenija processami podgotovki nefiti [To solve the problem of operational management of oil preparation processes]. *Territorija Neftegaz*, 2007, no. 2, pp. 13-15.

15. Lutoshkin G.S., Dunjushkin M.I. Sbornik zadach po sboru i podgotovke nefiti, gaza i vody na promyslah [Collection of tasks for collecting and preparing oil, gas and water in the fields]. Moscow, 2007, 135 p.

Получено 28.10.2020

Об авторах

Караневская Татьяна Николаевна (Пермь, Россия) – старший преподаватель кафедры оборудования и автоматизации химических производств, Пермский национальный исследовательский политехнический университет (614013, г. Пермь, ул. Профессора Поздеева, 9, корпус Б; e-mail: bormotova_tn@mail.ru).

Шумихин Александр Георгиевич (Пермь, Россия) – доктор технических наук, профессор кафедры оборудования и автоматизации химических производств, Пермский национальный исследовательский политехнический университет (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29, e-mail: atp@pstu.ru).

About the authors

Tatiana N. Karanevskaja (Perm, Russian Federation) – Senior Lecturer, Department of Equipment and Automation of Chemical Production, Perm National Research Polytechnic University (9, Building B, Professor Pozdeyev str., Perm, 614013, e-mail: bormotova_tn@mail.ru).

Alexander G. Shumikhin (Perm, Russian Federation) – Doctor of Technical Sciences, Professor, Department of Equipment and Automation of Chemical Production, Perm National Research Polytechnic University (29, Komsomolsky av., Perm, 614990; e-mail: atp@pstu.ru).