

УДК 681.518:622.276

А. П. ВЕРЕВКИН, И. Д. ЕЛЬЦОВ, О. В. КИРЮШИН

К РЕШЕНИЮ ЗАДАЧИ ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССАМИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Рассматривается специфика задачи оперативного управления процессами подготовки нефти по технико-экономическим показателям (ТЭП), связанная с необходимостью разработки методов и моделей расчета ТЭП, а также методов оперативной оптимизации режимов установок подготовки нефти. *Оперативное управление; подготовка; нефть; технико-экономические показатели; оптимизация*

В настоящее время наблюдается изменение экономических условий разработки месторождений нефти, что связано с такими явлениями, как истощение месторождений и повышение обводненности нефтяной продукции, повышение себестоимости добычи из-за транспортных издержек, повышения стоимости электроэнергии, затрат на экологию.

Анализ литературы показывает [1, 2], что большие резервы повышения экономической эффективности производств добычи, транспорта и переработки нефти и газа связаны с решением «продвинутых» задач (задач усовершенствованного управления), в первую очередь — задач оперативного управления по технико-экономическим показателям (ТЭП).

1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ПО ТЭП

На содержательном уровне задача разработки системы оперативного управления по ТЭП формулируется следующим образом: требуется разработать автоматическую систему управления технологическим режимом установки подготовки нефти, которая обеспечивает оптимальность выбранного технико-экономического критерия в режиме реального времени при условии выполнения ограниченной на качество подготовки нефти при текущей нагрузке установки.

Формально задача расчета оптимальных управлений U^* осуществляется на основе решения задачи оптимизации

$$\begin{aligned} \omega &: X \times U \rightarrow Y; \\ \varphi &: Y \rightarrow Z; \quad \psi: Y \rightarrow G; \\ K(Z) &\xrightarrow{U \subseteq U^{\text{доп}}} \text{opt}, \end{aligned} \quad (1)$$

при ограничениях $Y \subseteq Y^{\text{доп}}, G \subseteq G^{\text{доп}}, U \subseteq U^{\text{доп}}$, где X — множество возмущений; U, Y, G, Z — подмножества управлений, технологических параметров, показателей качества (ПК) подготовки нефти и ТЭП соответственно; ω, φ, ψ — отображения (модели) связи входов с технологическими параметрами, технологических параметров (технологической ситуации или режима) в множества ПК и ТЭП соответственно; K — интегральный технико-экономический критерий, который в общем случае является эффективной сверткой оперативных ТЭП; индекс «доп» — означает «допустимые множества».

Очевидно, что задача управления достаточно сложна как с точки зрения размерности, так и в связи с необходимостью решать обратные задачи вида

$$Y^* = \psi^{-1}\{G^*\}, \quad (2)$$

где символ «*» означает соответствие оптимальному решению.

Задача оперативного управления по ТЭП имеет ряд особенностей:

1. Структура системы управления, которая решает задачу, имеет иерархический вид [3]; уровни иерархии соответствуют трем подзадачам управления (поддержание технологических параметров, показателей качества и оптимизация ТЭП), решение которых различается методами получения информации, методами формирования управляющих устройств и временем принятия решений на управление.

2. Задача автоматического поддержания заданных значений технологических пара-

метров является традиционной и для ее решения используются автоматические системы регулирования (АСР) с типовыми регуляторами; информация о параметрах собирается с измерительных преобразователей.

3. Задача расчета и поддержания показателей качества продуктов решается на основе использования обратных, в общем случае — динамических моделей (аппроксиматоров). Информация о показателях качества должна быть получена в режиме «on line», т.е. за время, сопоставимое с постоянными времени объекта управления. Управляющее устройство, как правило, реализует один из вариантов ситуационного управления.

4. Особенность задачи оптимизации технологических режимов по ТЭП определяется тем, что такие показатели, например, как прибыль и рентабельность принято рассчитывать для уровня предприятия в целом и за достаточно большой период времени. Поэтому возникает необходимость во введении в рассмотрение оперативных аналогов данных показателей, расчет которых проводится по моделям без учета некоторых условно-постоянных факторов.

2. РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ ОПТИМИЗАЦИИ В ОПЕРАТИВНОМ РЕЖИМЕ

Спецификой задач оперативного управления по ТЭП является принципиальная необходимость широкого использования, в общем случае, динамических моделей процессов различного назначения и вида как для расчета ПК и ТЭП, так и для оптимизации качества процессов управления.

С учетом размерности, наличия многочисленных и разнообразных ограничений решение задачи управления можно обеспечить только на основе декомпозиции задачи, дискретизации состояний и подзадач, с обязательной координацией решений подзадач для выполнения системных ограничений на технологические параметры и ПК.

Предлагается вместо задачи (1) итеративно решать последовательность задач

$$U_i = \{u | G(u) \subseteq G^{\text{доп}}, u \subseteq U^{\text{доп}}\},$$

$$Z^* = \arg \left\{ K(Z) \xrightarrow{U_i} \text{opt} \right\}, \quad i = 1, 2, \dots \quad (3)$$

с остановом процесса оптимизации по заданной точности управлений.

Оперативный расчет качества подготовки нефти при оптимизации процесса подготовки нефти на блочных аппаратах подготовки неф-

ти типа «Малони» [3] проводился по аппроксимационной модели вида:

$$\eta_n = K_0 + K_1 \cdot \eta_{жк} + K_2 \cdot t_{ап} + K_3 \cdot t_{ап}^2 + K_4 \cdot g_{дэ} + K_5 \cdot g_{дэ}^2 + K_6 \cdot g_{дэ} \cdot t_{ап} + K_7 \cdot Q_{жк},$$

где η_n — обводненность нефти, %; $t_{ап}$ — температура в аппарате, °С; $g_{дэ}$ — расход деэмульгатора, т/т; $Q_{жк}$ — расход жидкости (водо-нефтяной эмульсии) в ЛМ, т/месяц; $K_i (i = 1, \dots, 7)$ — коэффициенты.

Динамика учитывалась путем последовательного включения динамических элементов в виде инерционных звеньев с запаздываниями для каждого параметра, входящего в аппроксимационную модель.

В качестве оперативных ТЭП приняты такие показатели, как технологическая выручка (ТВ), затраты (З) и технологическая прибыль (ТП) за расчетный период [4].

Технологическая выручка определяется исходя из рыночной цены на нефть:

$$ТВ = Q_n \cdot \Pi_n,$$

где Π_n — цена на нефть, которая является функцией обводненности нефти:

$$\Pi_n = \left(\frac{\eta_{эт}}{\eta_n} \right)^k \cdot \Pi_{н.эт},$$

где $\eta_{эт}$ — обводненность эталонной нефти, %; $\Pi_{н.эт}$ — цена эталонной нефти, руб/т; k — коэффициент, рассчитываемый по данным о рыночной стоимости нефтей разной обводненности.

Затраты на добычу нефти

$$З_{доб} = C_{жк} \cdot Q_{жк},$$

где $C_{жк}$ — стоимость добычи жидкости на месторождении.

Затраты на деэмульгатор

$$З_{дэ} = C_{дэ} \cdot Q_{дэ},$$

где $C_{дэ}$ — стоимость деэмульгатора; $Q_{дэ}$ — расход деэмульгатора:

$$Q_{дэ} = g_{дэ} \cdot Q_n.$$

Затраты на топливо зависят кроме стоимости топлива также от расхода жидкости в аппарате «Малони» (АМ) и поддерживаемой в АМ температуры. Функция затрат принята в виде

$$З_T = C_T \cdot (K_8 \cdot Q_{жк} + K_9 \cdot t_{ап} + K_{10} \cdot t_{ап}^2),$$

где C_T — стоимость топлива; K_8, K_9, K_{10} — коэффициенты, определяемые по данным о расходах топлива и жидкости.

Затраты на электроэнергию, расходуемую на перекачку отсепарированной нефти и воды:

$$Q_{эл} = C_{эл} \cdot (K_{11} \cdot Q_v + K_{12} \cdot Q_n),$$

где $C_{эл}$ — стоимость электроэнергии; K_{11}, K_{12} — коэффициенты, определяющие затраты электроэнергии на перекачку воды и товарной нефти соответственно.

Тогда суммарные затраты составляют:

$$З = З_{пост} + З_{доб} + З_{дэ} + З_T + З_{эл}.$$

Расход товарной нефти из АМ может быть рассчитан по соотношению

$$Q_n = Q_{ж} \frac{100 - \eta_{ж}}{100 - \eta_n} (1 - t_{ап} \cdot 10^{-3}),$$

где $\eta_{ж}$ — обводненность поступающей в АМ жидкости, %.

Здесь последний множитель учитывает потери нефти при нагреве. Исходя из кривой истинных температур кипения (ИТК) принято, что при увеличении температуры нефти на 100°C потери нефти в виде летучих фракций составляют примерно 10 %.

Выход воды из АМ может быть определен по формуле

$$Q_v = Q_{ж} \cdot \eta_{ж} - Q_n \cdot \eta_n.$$

Технологическая прибыль определяется как

$$ТП = ТВ - З.$$

Решение задачи (3), т. е. определение оптимального значения K можно получить пошаговой оптимизацией в пространстве варьируемых параметров: температуры в АМ и нормы деэмульгатора. Расход жидкости и ее обводненность относятся к возмущающим параметрам, так как определяются работой промыслов.

Описанный алгоритм исследовался применительно к технико-экономическим критериям частного вида:

- 1) $K(Z) \equiv ТВ$,

- 2) $K(Z) \equiv ТП$.

На рис. 1 и 2 показаны результаты моделирования и оптимизации режимов по двум управляющим параметрам: температуре эмульсии и расходу деэмульгатора.

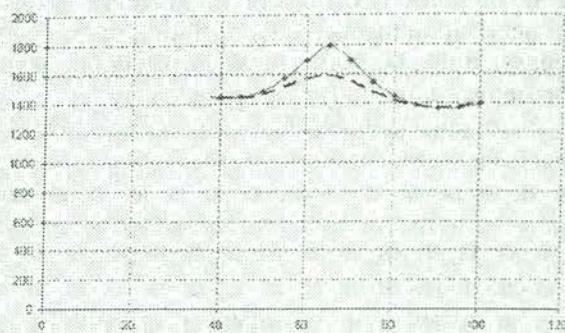


Рис. 1. Зависимость технологической выручки (млн руб.) от температуры ($^\circ\text{C}$); верхний график получен при норме деэмульгатора 35 г/т, нижний — при 23 г/т

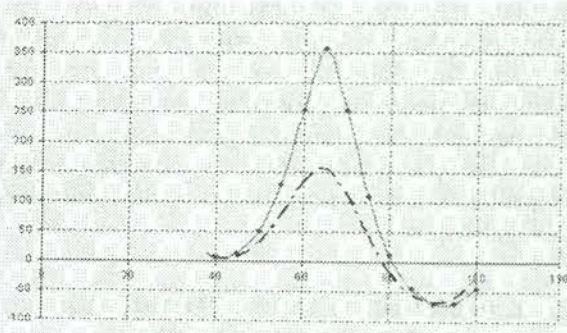


Рис. 2. Зависимость технологической прибыли (млн руб.) от температуры ($^\circ\text{C}$); верхний график получен при норме деэмульгатора 35 г/т, нижний — при 23 г/т

В зависимости от стоимости деэмульгатора на основе оптимизации упомянутых параметров может быть выбран технологический режим, доставляющий оптимум интегрированному технико-экономическому критерию, так как по обоим ТЭП имеются ярко выраженные экстремумы.

3. ПРИЛОЖЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

Описанный выше алгоритм применен для оптимизации процесса подготовки нефти на одном из месторождений Западной Сибири. Опытнo-промышленная эксплуатация системы подтвердила правильность полученных результатов.

Проверка расчетов и отладка алгоритмов проводились на базе разработанной имитационной модели автоматизированного технологического комплекса, включающего четыре аппарата типа «Maloney» и соответствующую систему управления нижнего уровня.

ВЫВОДЫ

Результаты машинных экспериментов по моделированию и оптимизации управления процессом позволили сделать ряд выводов:

1. Оптимальные режимы при выборе различных интегральных ТЭП не совпадают, а значения ТЭП для этих режимов могут различаться на значения до 10–15 %.

2. Реализация оперативного управления по выбранному ТЭП должна проводиться в классе адаптивных систем, так как параметры моделей и оптимальные решения зависят от возмущений.

3. Построение и использование автоматических систем управления по оперативным (технологическим) ТЭП целесообразно, так как позволяет существенно улучшить значения ТЭП.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **АСУТП**. Справочник современных АСУТП // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1987. № 3. С. 87–125.
2. **Ахметов, С. А.** Технология, экономика и автоматизация процессов переработки нефти и газа: учеб. пособие / С. А. Ахметов, М. Х. Ишмияров, А. П. Веревкин [и др.] ; под ред. С. А. Ахметова. М.: Химия, 2005. 736 с.
3. **Веревкин, А. П.** Оперативное управление технологическими процессами подготовки нефти по технико-экономическим показателям / А. П. Веревкин, И. Д. Ельцов, Ю. И. Зозуля, О. В. Кирюшин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2006. № 3. С. 48–53.
4. **Веревкин, И. А.** Организационно-экономическое обеспечение разработки систем

оперативного управления нефтеперерабатывающими производствами: дис. ... канд. экон. наук / И. А. Веревкин. Уфа: УГНТУ, 2000.

ОБ АВТОРАХ



Веревкин Александр Павлович, проф., зав. каф. автоматизации химико-технол. процессов Уфим. гос. нефт. техн. ун-та.



Ельцов Игорь Дмитриевич, генер. дир. ЗАО «ЛУКОЙЛ ЭПУ Сервис», г. Когалым.



Кирюшин Олег Валерьевич, доц. каф. автоматизации химико-технол. процессов Уфим. гос. нефт. техн. ун-та.