



## КОМПЛЕКСНАЯ СИСТЕМА УСОВЕРШЕНСТВОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ ОБЪЕКТАМИ ГАЗОВОЙ СЕПАРАЦИИ, ОБЕЗВОЖИВАНИЯ И ПОДОГРЕВА НЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

С. Д. Фарунцев (ФГБОУ ВО «Омский государственный технический университет»)

В условиях интенсивного действия возмущений на объекты установки подготовки нефти (УПН) локальные системы регулирования, даже усовершенствованные, часто не в состоянии обеспечить достаточно точную стабилизацию температуры подогрева нефтяной эмульсии в силу специфики системы управления и динамических особенностей центрального объекта регулирования - подогревателя. При этом главные возмущения поступают по каналу «входной тепловой поток нефтяной эмульсии - температура эмульсии на выходе подогревателя». Предложено стабилизировать влагосодержание, а следовательно, и теплоемкость потока эмульсии на входе подогревателя воздействием на межфазовый уровень входных сепараторов, так как от величины межфазового уровня сепаратора зависят время пребывания нефтяной эмульсии в сепараторах и основные параметры эмульсии. Одновременно предлагается регулировать соотношение расчетного значения теплового потока эмульсии, нагретой до заданного значения, к тепловому потоку сгорания топливного газа с коррекцией по температуре эмульсии на выходе подогревателя. Для реализации схемы разработаны виртуальные анализаторы соответствующих качественных показателей эмульсии нефти и топливного газа с использованием методологии искусственных нейронных сетей. Проведено моделирование работы комплексной системы усовершенствованного управления объектами отделения предварительного обезвоживания УПН, включающего модели трехфазного сепаратора и подогревателя ПТБ-10Э.

Ключевые слова: трехфазный сепаратор, подогреватель нефтяной эмульсии, возмущающие факторы, виртуальные анализаторы, искусственные нейронные сети, система усовершенствованного управления.

### Введение

Одним из главных условий стабильности и эффективности работы установки подготовки нефти (УПН) современных нефтегазовых месторождений является качество стабилизации температуры нефтяной эмульсии в подогревателях. При значительных колебаниях температуры ухудшается качество товарной нефти на выходе УПН, влагосодержание которой, согласно ГОСТ 31378-2009<sup>1</sup>, не должно превышать заданного значения. При нестабильном регулировании температуры эмульсии также возможно повышение содержания широких фракций легких углеводородов в отходящем топливном газе, что отрицательно сказывается на фракционном составе товарной нефти, технико-экономических показателях работы УПН, а также на экологических факторах (в случае сжигания избытка газа на факеле). Улучшению качества стабилизации подогрева нефтяной эмульсии в УПН посвящено большое число работ [1-4]. При этом большинство исследователей предлагают решения, касающиеся управления отдельными аппаратами — нефтеводогазоразделителями [1, 3] или подогревателями [4]. Однако в условиях интенсивного действия возмущений на объекты

подготовки нефти локальные системы регулирования подогревателей, даже усовершенствованные, часто не в состоянии обеспечить достаточно точную стабилизацию температуры в силу специфики системы управления. Проблема связана с наличием единственной возможности регулирующего воздействия через канал расхода топливного газа и динамических особенностей данного канала, обладающего существенным запаздыванием, соизмеримого с запаздыванием по каналам возмущений.

В настоящей работе предложено расширить управляющие возможности систем стабилизации температуры эмульсии путем подключения к объекту управления аппаратов, предшествующих по технологической цепочке подогревателям, то есть входных трехфазных сепараторов (ТФС). Главные возмущения поступают в подогреватель по каналу «входной тепловой поток нефтяной эмульсии - температура эмульсии на выходе подогревателя». Во входных сепараторах имеется возможность стабилизировать влагосодержание эмульсии воздействием на межфазовый уровень, от величины которого зависит время пребывания нефтяной эмульсии в сепараторах, а следовательно, и главные параметры,

<sup>1</sup> ГОСТ 31378-2009. Межгосударственный стандарт нефть. Общие технические условия // Межгосударственный совет стандартизации, метрологии и сертификации. М.: Стандартинформ, 2019.

формирующие тепловой поток нефтяной эмульсии – расход, влагосодержание и теплоемкость. Одновременно предлагается регулировать соотношение расчетного значения теплового потока эмульсии, нагретой до заданного значения, к тепловому потоку сгорания топливного газа с коррекцией по температуре эмульсии на выходе подогревателя.

Для реализации данной схемы разработаны виртуальные анализаторы (ВА) соответствующих качественных показателей эмульсии нефти и топливного газа. При формировании ВА использована методология искусственных нейронных сетей. С использованием средств MATLAB Simulink проведен сравнительный эксперимент функционирования систем локального и усовершенствованного управления объектами отделения предварительного обезвоживания УПН. Сравнительный эксперимент, в рамках которого исследовались модели ТФС и подогревателя ПТБ-10Э, продемонстрировал повышение точности регулирования температуры на выходе сепаратора с помощью системы усовершенствованного управления, то есть подтвердил состоятельность предлагаемых решений.

#### Разработка виртуальных анализаторов

##### ВА теплового потока топливного газа

Исходными данными для расчета теплового потока, формируемого в результате сгорания топливного газа в камере горения подогревателя, являются следующие параметры: компонентный состав эмульсии нефти, поступающей с промысла (задается периодически вручную на основании данных лабораторного анализа или технологического регламента УПН), давление в сепараторе, температура в сепараторе (автоматические датчики), объемный расход топливного газа в подогреватель (автоматический датчик).

Общая последовательность расчета указанного теплового потока топливного газа имеет следующий вид. Первоначально, согласно методике Д.Л. Каца [5-7], рассчитывается компонентный состав газовой (1) и жидкостной (2) фракций, разделяющихся в камере сепарации газа трехфазного сепаратора:

$$y_i = f(Z, T_{em}, P_{gas}), \quad i = \overline{1, n}, \quad (1)$$

$$x_i = f(Z, T_{em}, P_{gas}), \quad i = \overline{1, n}, \quad (2)$$

где  $Z$  - компонентный состав эмульсии нефти, поступающей с промысла, мол. отн. ед.;  $y_i$  - компонентный состав газовой фракции, мол. отн. ед.;  $x_i$  - компонентный состав жидкостной фракции, мол. отн. ед.;  $P_{gas}$  - давление в сепараторе, МПа;  $T_{em}$  - температура в сепараторе, К. Полагается, что при этом в камере сепарации газа соблюдаются условия равновесия [5, 6]. Величины давлений насыщения

компонентов (упругости), необходимые для расчета констант равновесия, или сами константы равновесия выбираются из массивов, составленных по данным справочных пособий [7] в зависимости от текущих значений давления и температуры в сепараторе.

По окончании расчета составов жидкой и газообразной фаз нефти производится расчет плотности жидкой фазы на выходе камеры сепарации ТФС и газа, уходящего из сепаратора, путем последовательного вычисления по уравнениям (3)-(6) [8]:

$$x_i^{mass} = \frac{x_i \cdot M_i}{\sum_{i=1}^n (x_i \cdot M_i)}, \quad i = \overline{1, n}, \quad (3)$$

$$x_i^{ob} = \frac{x_i^{mass}}{\rho_i \cdot \sum_{i=1}^n \left( \frac{x_i^{mass}}{\rho_i} \right)}, \quad i = \overline{1, n}, \quad (4)$$

$$\rho_L = \sum_{i=1}^n (x_i^{ob} \cdot \rho_i), \quad (5)$$

$$\rho_{gas} = \frac{\sum_{i=1}^n y_i \cdot M_i}{22,414}, \quad (6)$$

где  $\rho_L$  - плотность жидкой фазы нефти после сепарации, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_i$  - плотность  $i$ -го компонента нефти, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{gas}$  - плотность газовой фазы нефти после сепарации в нормальных условиях ( $T = 273,15$  К,  $P = 101325$  Па), кг/м<sup>3</sup>;  $M_i$  - молярная масса  $i$ -го компонента газовой фазы нефти, кг/кмоль,  $n$  - число компонентов фракций, принятых при расчете.

В результате многократного решения нелинейной системы уравнений (1)-(6), выполняемого численными итерационными методами, производится набор данных для формирования и обучения искусственной нейронной сети (7), предназначенной для последующего безитеративного расчета плотностей газа и нефти виртуальным анализатором в зависимости от входных параметров – температуры эмульсии  $T_{em}$  и давления  $P_{gas}$  в камере сепарации ТФС:

$$[\rho_{gas}, \rho_L] = NN(T_{em}, P_{gas}). \quad (7)$$

Рассчитанное значение плотности газа служит основанием для вычисления теплотворной способности топливного газа  $Q_{cal}$ , согласно стандартной методике, изложенной в ГОСТ 3169-2008<sup>2</sup> по уравнению:

$$Q_{cal} = \gamma \cdot \sqrt{d}, \quad (8)$$

где  $Q_{cal}$  - удельная теплотворная способность топливного газа, МДж/м<sup>3</sup>;  $\gamma$  - показатель Воббе,

<sup>2</sup> ГОСТ 3169-2008. Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава // Межгосударственный совет стандартизации, метрологии и сертификации. Москва: Стандартинформ. 2009.

рассчитываемый согласно данным, приведенным ГОСТ 3169-2008;  $d$  - относительная плотность газа по отношению к плотности воздуха.

Целевое значение теплового потока, поступающего в подогреватель нефтяной эмульсии, рассчитывается, как произведение удельной теплотворной способности топливного газа и измеренного значения его объемного расхода:

$$E_{gas} = Q_{cal} \cdot v_{gas}, \quad (9)$$

где  $E_{gas}$  - значение теплового потока горения топливного газа, МДж/с;  $v_{gas}$  - объемный расход топливного газа, м<sup>3</sup>/с.

Вычисления (1)-(6) производятся в режиме off-line на стадии предварительного исследования либо после выполнения лабораторного анализа компонентного состава нефтяной эмульсии. Собственно виртуальный анализатор теплового потока  $E_{gas}$  горения топливного газа производит вычисления в режиме реального времени по формулам (7)-(9).

*ВА влагосодержания эмульсии нефти на выходе сепаратора*

Исходными данными для расчета влагосодержания эмульсии нефти на выходе входного трехфазного сепаратора являются следующие параметры:

- расход и влагосодержание эмульсии нефти на входе в сепаратор (из системы балансовых расчетов УПН, в настоящей работе не рассматривается);
- расход воды из сепаратора (автоматический датчик);
- температура эмульсии на входе в сепаратор (автоматический датчик);
- плотность жидкой углеводородной фазы на выходе камеры сепарации (из расчета по (7));
- межфазовый уровень в сепараторе между водой и нефтью (автоматический датчик);
- конструктивные параметры ТФС - диаметр, длина камеры осаждения, высота непроницаемой

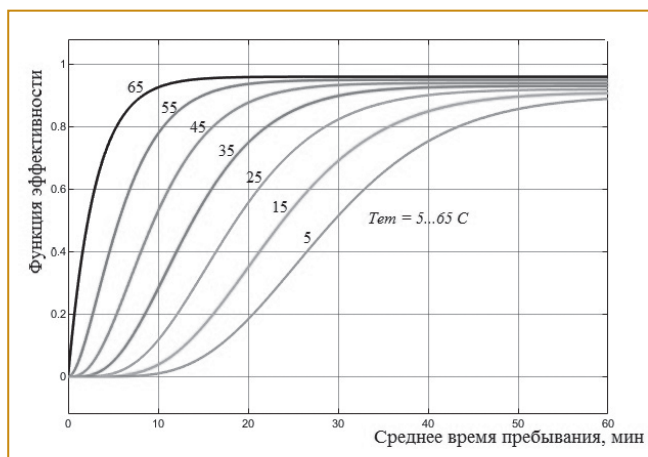


Рис. 1. Примерный вид семейства кривых функции эффективности  $\Psi_{эф}$  в зависимости от температуры эмульсии  $T_{em}$  и среднего времени пребывания эмульсии в камере осаждения сепаратора  $\tau_{np}$

перегородки между камерами осаждения и выгрузки (согласно проектной документации производителя).

Расчеты ВА ведутся на основании модели статики камеры осаждения трехфазного сепаратора, описанной ниже. В качестве основы для разработки модели процессов обезвоживания в камере осаждения принята идея наличия некоей *функции эффективности* отстаивания:

$$\Psi_{эф} = \frac{G_g^{ввлх}}{G_g^{ex}}, \quad (10)$$

где  $G_g^{ввлх} = G_{ex} \cdot w_{ex}$ ,  $G_g^{ввлх}$  - расход воды на выходе сепаратора, кг/с;  $G_g^{ex}$  - расход воды, поступающей в сепаратор в смеси с эмульсией, кг/с;  $G_{ex}$  - расход эмульсии на входе, кг/с;  $w_{ex}$  - влагосодержание эмульсии на входе, отн. масс. ед.

Функция эффективности  $\Psi_{эф}$  первоначально определяется в результате выполнения так называемого «бутылочного теста» [9], обычно применяемого для исследования активности *деэмульгаторов* - реагентов, способствующих интенсификации процессов обезвоживания, с последующим уточнением вида функции в процессе эксплуатации реального оборудования. На рис. 1 изображен примерный вид семейства кривых зависимости функции эффективности  $\Psi_{эф}$  от среднего времени пребывания и температуры эмульсии, рассчитанных с учетом анализов гипотетического бутылочно-го теста при известном оптимальном значении концентрации деэмульгатора и скорректированных по экспериментальным данным на действующем оборудовании

$$\Psi_{эф} = \Psi(T_{em}, \tau_{np}). \quad (11)$$

Для последующего практического использования функции (11) для целей моделирования скорректированные данные бутылочного теста используются для формирования и обучения искусственной нейронной сети, реализующей вычислительную операцию вида:

$$\Psi_{эф} = NN(T_{em}, \tau_{np}). \quad (12)$$

Расчет влагосодержания эмульсии нефти на выходе из сепаратора выполняется на основе ячеечной модели камеры осаждения (рис. 1).

Методология ячеечного моделирования для объектов нефтедобычи в целом изложена в работах [4,10]. Основная особенность рассматриваемой ячеечной модели ТФС состоит в том, что длина каждой  $i$ -й ячейки, а следовательно, и ее объем являются переменной величиной, зависящей от расхода воды  $G_{oi}$ , исходящей из  $i$ -й ячейки через межфазовую поверхность.

Объемные расходы эмульсии  $v_{i-1}$  и  $v_i$  на входе/выходе из ячейки вычисляются по формулам:

$$v_{i-1} = \frac{G_{i-1}}{\rho_{i-1}}, v_i = \frac{G_i}{\rho_i}, \quad (13)$$

где  $G_{i-1}, G_i$  – массовый расход эмульсии на входе в  $i-1$  и  $i$ -ю ячейки соответственно, кг/с;  $\rho_{i-1}$  и  $\rho_i$  – плотность эмульсии на входе/выходе из  $i$ -й ячейки соответственно, кг/м<sup>3</sup>,  $v_{i-1}, v_i$  – объемный расход эмульсии на входе в  $i-1$  и  $i$ -ю ячейки соответственно, м<sup>3</sup>/с.

При этом среднее время пребывания частиц эмульсии в каждой  $i$ -й ячейке является величиной постоянной и рассчитывается по формуле:

$$\tau_{npi} = \frac{V_i}{v_i}, i = \overline{1, m}, \quad (14)$$

$$\tau_{np1} = \dots = \tau_{npi} = \dots = \tau_{npm}. \quad (15)$$

Общее время пребывания вычисляется в виде суммы значений времени пребывания в каждой ячейке

$$\tau_{np} = \sum_{i=1}^m \tau_{npi} = \tau_{npi} \cdot m. \quad (16)$$

Для выполнения условий (14)-(16) длина и объем каждой  $i$ -й ячейки должны изменяться, то есть должны соблюдаться требования:

$$V_i = v_i \cdot \tau_{npi} = v_i \cdot \frac{\tau_{np}}{m}, i = \overline{1, m} \quad (17)$$

В формулах (13)-(17) принято:  $\tau_{np}$  – общее среднее время пребывания частиц эмульсии в камере осаждения, с;  $\tau_{npi}$  – среднее время пребывания частиц эмульсии в  $i$ -й ячейке, с;  $V_i$  – объем  $i$ -й ячейки, м<sup>3</sup>;  $v_i$  – объемный расход эмульсии в  $i$ -й ячейке и на ее выходе, м<sup>3</sup>/с.

Система уравнений (12)-(17) для каждой из  $m$  ячеек дополняется уравнениями (18) и (19) мате-

риального баланса, связывающими параметры ячеек, приведенные на рис. 2, с численными значениями изменения функции эффективности в соседних ячейках  $\Delta\Psi_{\text{эфи}}$  и изменением расхода воды, отходящей из соседних ячеек:

$$\Delta\Psi_{\text{эфи}} = \Psi_{\text{эфи}} - \Psi_{\text{эфи-1}} = \frac{G_{\text{эи}}}{G_0^{\text{ТФС}}} - \frac{G_{\text{эи-1}}}{G_0^{\text{ТФС}}} = \frac{\Delta G_{\text{эи}}}{G_0^{\text{ТФС}}}, \quad (18)$$

$$\Delta G_{\text{эи}} = \Delta\Psi_{\text{эфи}} \cdot G_0^{\text{ТФС}}, i = \overline{1, m}. \quad (19)$$

Система уравнений материального баланса камеры осаждения дополняется уравнениями:

$$\tau_{np}^{\text{OC}} = \sum_{i=1}^m \tau_{npi}, \quad (20)$$

$$V^{\text{OC}} = S^{\text{OC}} \cdot L^{\text{OC}}, \quad (21)$$

$$S^{\text{OC}} = f(r^{\text{OC}}, h_{\text{МФ}}, H_{\text{П}}), \quad (22)$$

где  $V^{\text{OC}}$  – общий объем камеры осаждения, м<sup>3</sup>;  $S^{\text{OC}}$  – площадь сечения камеры осаждения (вычисляется по тригонометрическим формулам площади сегмента кругового сечения в зависимости от высоты перегородки  $H_{\text{П}}$ , межфазового уровня  $h_{\text{МФ}}$  и радиуса ТФС  $r^{\text{OC}}$ ), м<sup>2</sup>;  $L^{\text{OC}}$  – длина камеры осаждения, м.

Плотность  $\rho_{\text{эми}}$  и влагосодержание  $w_{\text{эми}}$  эмульсии нефти на выходе  $i$ -й ячейки вычисляются, как

$$\rho_{\text{эми}} = \frac{1}{\frac{w_{\text{эми}}}{\rho_e} + \frac{(1-w_{\text{эми}})}{\rho_n}}, i = \overline{1, m} \quad (23)$$

$$w_{\text{эми}} = \frac{G_i^{\text{BH}}}{G_i}, i = \overline{1, m} \quad (24)$$

где  $G_i^{\text{BH}}$  – расход воды, содержащейся в эмульсии на выходе  $i$ -й ячейки, кг/с.

Значение влагосодержания  $w_{\text{эми}}^{\text{выхТФС}}$  эмульсии нефти на выходе камеры осаждения и ТФС в целом принимается равной влагосодержанию на выходе последней ячейки камеры осаждения:

$$w_{\text{эми}}^{\text{выхТФС}} = w_m. \quad (25)$$

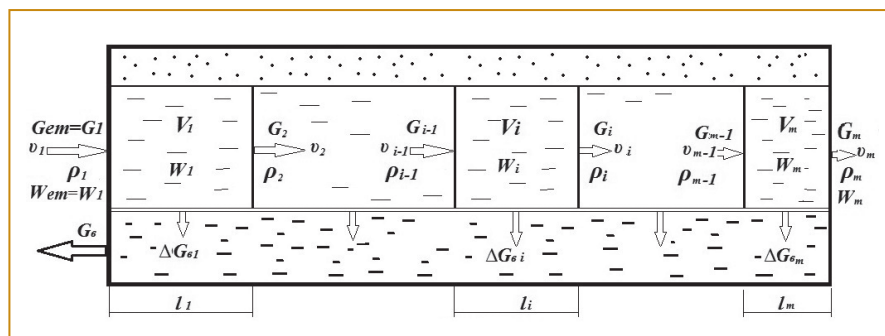


Рис. 2. Схема ячейечной модели камеры осаждения трехфазного сепаратора, где  $G_{em}$  – массовый расход эмульсии на входе в камеру осаждения;  $m$  – число ячеек, принятых при расчете;  $v_1, v_i, v_m$  – объемный расход эмульсии на входе в камеру осаждения и в первую,  $i$ -ю и  $m$ -ю ячейки соответственно;  $\rho_1, \rho_i, \rho_m$  – плотность эмульсии на входе в камеру осаждения и в первую,  $i$ -ю и  $m$ -ю ячейки соответственно;  $W_1, W_i, W_m$  – влагосодержание эмульсии на входе в камеру осаждения и в первую,  $i$ -ю и  $m$ -ю ячейки соответственно;  $\Delta G_{\text{э1}}, \Delta G_{\text{эi}}, \Delta G_{\text{эм}}$  – массовый расход воды через межфазовый слой из первой,  $i$ -й и  $m$ -й ячейки соответственно;  $V_1, V_i, V_m$  – объем первой,  $i$ -й и  $m$ -й ячейки соответственно;  $l_1, l_i, l_m$  – длина первой,  $i$ -й и  $m$ -й ячейки соответственно

Система уравнений материального баланса камеры осаждения совместно с уравнениями (12)-(25) является нелинейной и решается принятым численным методом с использованием программных средств MATLAB Simulink. В результате многократного решения данной системы уравнений собирается набор статистических данных

для формирования зависимости влагосодержания эмульсии нефти на выходе ТФС от входных параметров в виде искусственной нейронной сети (26), необходимой для безитеративного вычисления  $W_{em}^{выхТФС}$  виртуальным анализатором, согласно уравнению:

$$W_{em}^{выхТФС} = NN(G_{em}, W_{em}, T_{em}, h_{МФ}), \quad (26)$$

где  $G_{em}$ ,  $W_{em}$ ,  $T_{em}$  – величины массового расхода, кг/с; влагосодержания, масс.%; температуры эмульсии на входе в сепаратор, К;  $h_{МФ}$  – значение межфазового уровня в ТФС, м.

ВА соотношения тепловой энергии нефтяной эмульсии, необходимой для подогрева эмульсии до заданного значения, к тепловому потоку топливного газа

Исходные данные для расчета соотношения тепловой энергии нефтяной эмульсии, необходимой для подогрева эмульсии до заданного значения, к тепловому потоку топливного газа следующие:

- влагосодержание эмульсии нефти на выходе ТФС (согласно (26));
- температура эмульсии на входе в сепаратор (автоматический датчик);
- расход эмульсии нефти на входе в подогреватель (автоматический датчик);
- заданное значение подогрева эмульсии;
- значения теплоемкости нефти и воды при средней температуре процесса (справочные данные).

Первоначально вычисляется теплоемкость эмульсии на входе в подогреватель как средневзвешенная величина между значениями теплоемкостей нефти и воды, где в качестве коэффициента взвешивания выступает значение влагосодержания нефтяной эмульсии:

$$C_{em} = 0,01 \cdot [C_n \cdot (1 - W_{em}^{выхТФС}) + C_v \cdot W_{em}^{выхТФС}], \quad (27)$$

где  $C_{em}$ , теплоемкость эмульсии нефти на входе в подогреватель, МДж/(кг·град);  $W_{em}^{выхТФС}$  – влагосодержание эмульсии нефти на выходе сепаратора, масс.%;  $C_n$ ,  $C_v$  – теплоемкости нефти и воды, МДж/(кг·град).

Искомое выражение для ВА, вычисляющего соотношение тепловой энергии нефтяной эмульсии, необходимой для подогрева эмульсии до заданного значения, к тепловому потоку топливного газа:

$$E_{em}^{вых} / E_{gas} = C_{em} \cdot (T_{em}^{вых} - T_{em}) \cdot F_{em} / E_{gas}, \quad (28)$$

где  $E_{em}^{вых}$  – значение теплового потока эмульсии, нагретой до заданного значения, МДж/с;  $T_{em}^{вых}$  – заданное значение температуры подогрева эмульсии, °С;  $T_{em}$  – значение температуры эмульсии на входе в подогреватель, °С;  $F_{em}$  – расход эмульсии в подогреватель, кг/с;  $E_{gas}$  – значение теплового потока, поступающего в подогреватель нефтяной эмульсии, рассчитанное согласно уравнению (9), МДж/с.

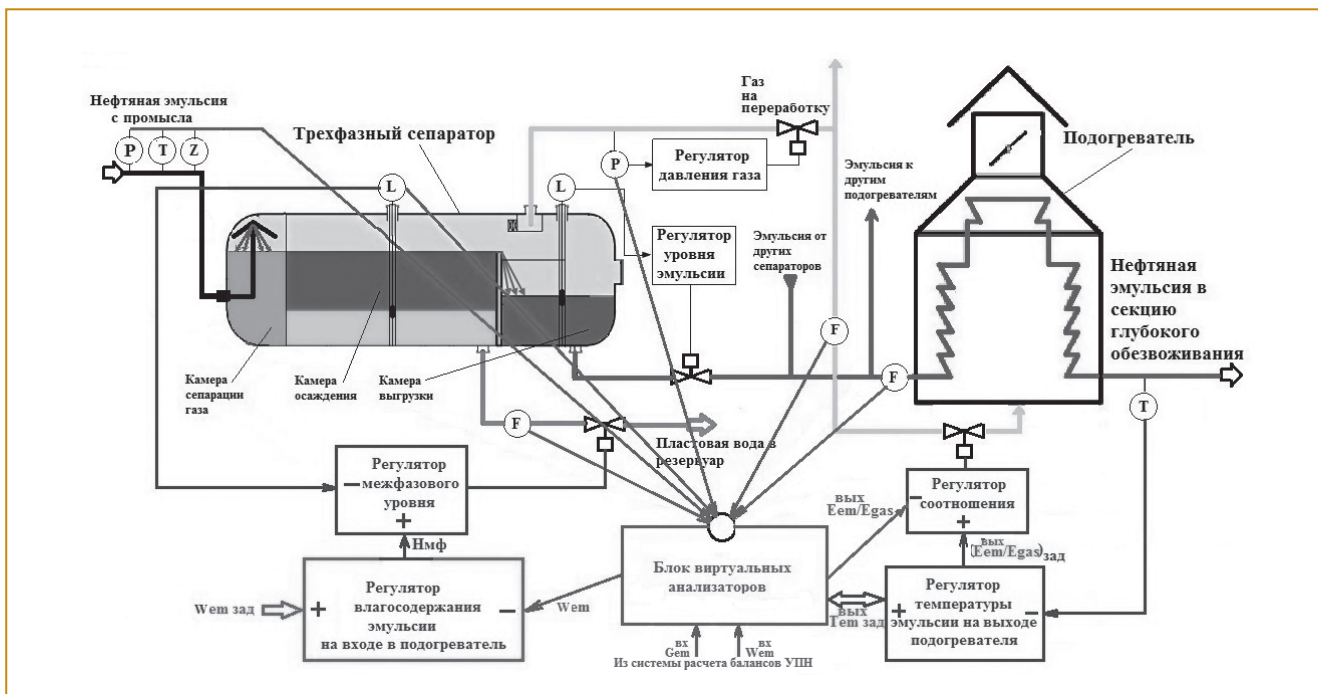


Рис. 3. Схема системы усовершенствованного управления аппаратами сепарации газа, обезвоживания и подогрева нефтяной эмульсии секции предварительного обезвоживания установки подготовки нефти, где P, T, F, L – давление, температура, расход и уровень соответственно; Z – анализатор состава нефтяной эмульсии;  $W_{em}$  – влагосодержание нефтяной эмульсии на выходе ТФС;  $E_{gas}$  – тепловая энергия газа;  $W_{em}^{зад}$  – заданное значение влагосодержания эмульсии на выходе сепаратора;  $E_{em}^{вых}$  – величина тепловой энергии нефтяной эмульсии при  $T_{em}^{вых}$  – заданном значении температуры эмульсии на выходе;  $G_{em}^{вх}$ ,  $W_{em}^{вх}$  – расход и влагосодержание эмульсии нефти на входе в сепаратор.

**Описание комплексной системы  
усовершенствованного управления объектами  
секции предварительного обезвоживания  
установки подготовки нефти**

Схема усовершенствованного управления объектами секции предварительного обезвоживания установки подготовки нефти изображена на рис. 3. Технологическая схема секции предварительного обезвоживания в общем случае представлена группой входных трехфазных сепараторов (на рисунке изображен только один из них) и подогревателей эмульсии нефти (также изображен один подогреватель).

Нефтяная эмульсия поступает на УПН с промысла через входной манифольд (не показан) и распределяется по входным сепараторам. Частично дегазированная и обезвоженная эмульсия из отдельных ТФС собирается в коллекторе, откуда поступает к подогревателям. В каждом из входных трехфазных сепараторов (предполагается, что данные аппараты однотипны) технологический процесс протекает единообразно. Эмульсия поступает в камеру сепарации газа ТФС, где осуществляется отделение газа, а затем через полупроницаемую перегородку перетекает в камеру осаждения, где происходит процесс ее разделения на нефтяную и водную фазы. Частично обезвоженная в камере осаждения эмульсия нефти через непроницаемую перегородку перетекает в камеру выгрузки, а затем и на выход ТФС. Вода, отделившаяся от нефти, попадает через межфазовый слой в нижнюю часть ТФС, откуда она подается по трубопроводу в резервуар пластовой воды.

Выделившийся в камере сепарации нефтяной газ, большую часть которого составляет метан, через систему трубопроводов и дополнительных аппаратов и устройств отправляется на газоперерабатывающий завод. Часть газа используется для внутренних нужд УПН, в частности, как показано на рис. 3, подается в подогреватель для нагрева эмульсии. Подогретая нефтяная эмульсия затем поступает в секцию глубокого обезвоживания, где параметры эмульсии доводятся до товарной кондиции.

Традиционная схема автоматизации объектов секции предварительного обезвоживания УПН включает контроль температуры и давления эмульсии на входе в ТФС, контроль давления газа и расхода воды на выходе ТФС, а также контроль межфазового уровня в камере осаждения и уровня эмульсии нефти в камере выгрузки ТФС. Давление газа, параметры межфазового уровня и уровня в камере выгрузки ТФС автоматически регулируются.

В подогревателе контролируются расход газа, расход эмульсии на входе и температура подогрева. Температура подогрева эмульсии нефти автоматически регулируется изменением расхода газа с помощью регулятора. Локальные схемы регулирования часто не справляются с задачей стабилизации температуры подогрева, вследствие действия возмущений,

главные из которых – это колебания температуры, расхода и влагосодержания эмульсии нефти на входе в подогреватель, а также неконтролируемые изменения теплотворной способности топливного газа.

Предлагаемая комплексная система усовершенствованного управления объектами секции предварительного обезвоживания УПН включает блок виртуальных анализаторов и две подсистемы автоматического регулирования. Обе подсистемы двухуровневые, каждая включает главный регулятор (верхнего уровня, согласно иерархии управления) и ведомый (нижнего уровня).

Первая подсистема автоматического регулирования поддерживает заданное значение влагосодержания на выходе ТФС путем регулирования его межфазового уровня. Текущее значение влагосодержания формируется виртуальным анализатором и поступает в качестве переменной на вход главного регулятора, который при отклонении влагосодержания от заданного значения изменяет задание ведомому регулятору межфазового уровня. В результате функционирования данной подсистемы в значительной мере стабилизируется важнейший качественный параметр теплового потока эмульсии на входе в подогреватель – его теплоемкость.

Ведомый регулятор второй подсистемы автоматического регулирования представлен регулятором, поддерживающим соотношение тепловой энергии нефтяной эмульсии, необходимой для подогрева эмульсии до заданного значения, к тепловому потоку сгорания топливного газа. Текущее значение соотношения тепловых потоков формируется с помощью виртуального анализатора и поступает на вход ведомого регулятора в качестве переменной. Схема соотношения тепловых потоков является разомкнутой, то есть не имеет обратной связи по управляемой переменной. Обратную связь во второй подсистеме формирует главный регулятор, на вход которого поступает измеренное значение температуры эмульсии на выходе подогревателя. При отклонении измеренного значения температуры эмульсии от задания главный регулятор корректирует заданное значение соотношения тепловых потоков, поддерживаемое ведомым регулятором.

Таким образом, обе подсистемы путем совместного функционирования оказываются в состоянии компенсировать действие возмущений, во-первых, в режиме разомкнутого управления, а во-вторых, осуществлять автоматическое регулирование заданной температуры эмульсии по схеме с отрицательной обратной связью. Предполагается, что путем разомкнутого управления компенсируются основные возмущения, поступающие по каналам тепловой энергии эмульсии и газа, а схема замкнутого регулирования осуществляет «чистовую доводку», то есть компенсацию воздействия на объекты различных неучтенных факторов и неизбежных погрешностей виртуальных анализаторов.

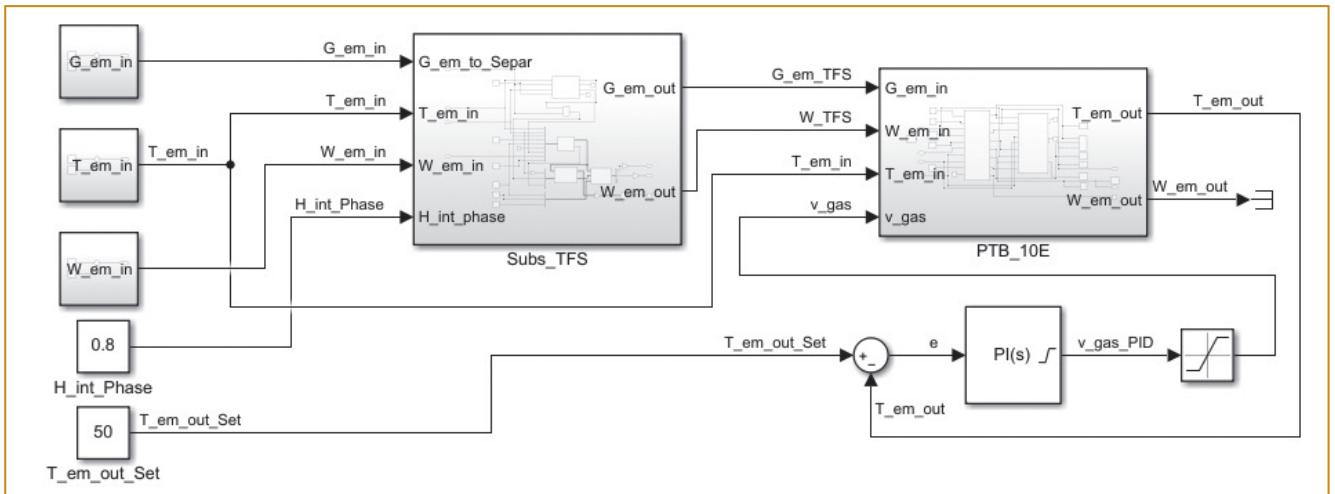


Рис. 4. Традиционная (локальная) схема регулирования параметров аппаратов ТФС и подогревателя, где  $G_{em\_in}$ ,  $T_{em\_in}$ ,  $W_{em\_in}$  – блоки, формирующие действие входных возмущений со стороны расхода, температуры и влагосодержания эмульсии на входе в ТФС,  $H_{int\_Phase}$  – межфазовый уровень в ТФС,  $T_{em\_out\_Set}$  – заданное значение температуры эмульсии на выходе из подогревателя,  $Subs\_TFS$  – подсистема модели ТФС,  $PTB\_10E$  – подсистема модели подогревателя ПТБ-10Э,  $PI(s)$  – ПИ-регулятор температуры эмульсии на выходе подогревателя.

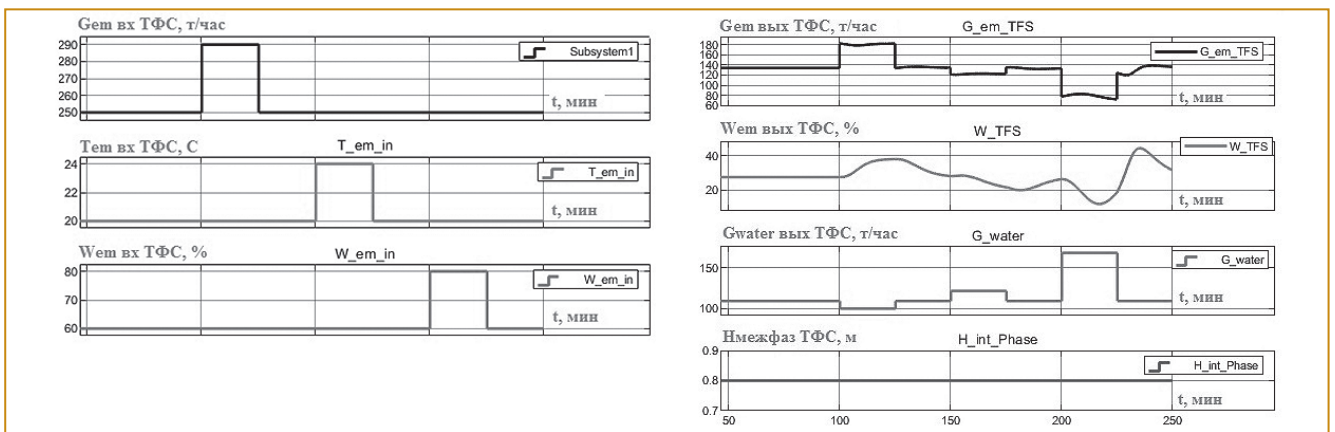


Рис. 5. Графики входных/выходных параметров традиционной (локальной) системы управления ТФС, где  $G_{em\_вх}$  ТФС – расход нефтяной эмульсии на входе в ТФС,  $T_{em\_вх}$  ТФС – температура эмульсии на входе в ТФС,  $W_{em\_вх}$  ТФС – влагосодержание эмульсии на входе в ТФС,  $G_{em\_вых}$  ТФС – расход нефтяной эмульсии на выходе из ТФС,  $W_{em\_вых}$  – влагосодержание эмульсии на выходе из ТФС,  $G_{water}$  вых ТФС – расход воды на выходе из ТФС,  $H_{int\_Phase}$  ТФС – межфазовый уровень в ТФС

### Проверка функционирования системы усовершенствованного управления

Для проверки функционирования предложенной системы усовершенствованного управления трехфазным сепаратором и подогревателем средствами MATLAB Simulink были сконфигурированы две схемы – традиционного (локального) управления и усовершенствованного управления. Обе схемы включают аналогичные модели объектов управления – трехфазного сепаратора и подогревателя. В модели ТФС заложены аналитические уравнения и алгоритмы расчета параметров статики и динамики камер сепарации, осаждения и выгрузки, включающие уравнения (1)-(7) и (10)-(27). Используется модель статики и динамики подогревателя ПТБ-10Э [4]. Схема MATLAB Simulink проверки функционирования традиционной (локальной) схемы регулирования аппаратами ТФС и подогревателем изображена на рис. 4. Схема включает две подсистемы объектов управления  $Subs\_TFS$

и  $PTB\_10E$  и регулятор температуры эмульсии нефти на выходе подогревателя. Предполагается, что регулятор межфазового уровня ТФС (не показан) поддерживает постоянное заданное значение (в рассматриваемом примере 0,8 м).

На вход схемы через определенные промежутки времени, соизмеримые с динамикой реальных объектов, подаются возмущения (момент испытаний, равный 100 мин от начала моделирования, выбран, чтобы устранить влияние динамические процессов, связанных с начальными условиями моделей):

$G_{em\_in} = 250 + 40$  т/ч.....в момент  $t=100$  мин,  
 $G_{em\_in} = 290 - 40$  т/ч.....в момент  $t=125$  мин,  
 $T_{em\_in} = 20 + 4$  °С.....в момент  $t=150$  мин,  
 $T_{em\_in} = 24 - 4$  °С.....в момент  $t=175$  мин,  
 $W_{em\_in} = 60 + 20$  %.....в момент  $t=200$  мин,  
 $W_{em\_in} = 80 - 20$  %.....в момент  $t=225$  мин.

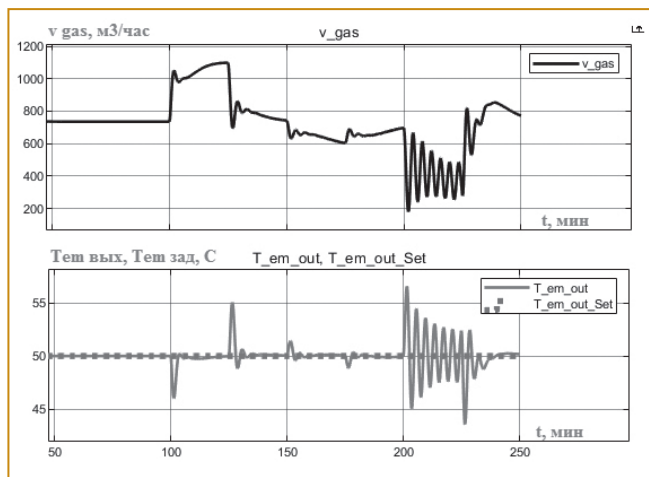


Рис. 6. Графики входных/выходных параметров традиционной (локальной) системы управления подогревателем, где  $v_{gas}$  – расход топливного газа на входе в подогреватель,  $Tem_{вых}$  – температура эмульсии на выходе из подогревателя,  $Tem_{зад}$  – заданное значение температуры эмульсии на выходе из подогревателя.

На рис. 5 показаны графики изменения входных/выходных параметров ТФС, а на рис. 6 – графики изменения входных/выходных параметров подогревателя в процессе эксперимента.

Дисперсия и среднее квадратическое отклонение регулируемого параметра температуры эмульсии

на выходе подогревателя от заданного значения ( $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) составили величины  $\sigma^2 = 1,974$ ,  $\sigma = 1,405\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Таким образом, точность поддержания заданного значения температуры подогрева эмульсии, рассчитываемая, как  $3\sigma$ , в ходе рассмотренного эксперимента составила:

$$3\sigma = 4,215\text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Схема MATLAB Simulink проверки функционирования усовершенствованной схемы регулирования параметров в аппаратах ТФС и подогревателе изображена на рис. 7. Схема включает кроме двух подсистем тех же объектов управления  $Subs\_TFS$  и  $PTB\_10E$  также регулятор влагосодержания эмульсии в трехфазном сепараторе  $PI\_Wem\_TFS$ , регулятор соотношения теплового потока, необходимого для подогрева эмульсии до заданного значения, к тепловому потоку, приносимому газами горения  $PI\_Ratio$ , и регулятор температуры эмульсии на выходе подогревателя  $PI\_Tem\_out$ . Два последних регулятора формируют двухуровневую схему соотношения тепловых потоков с коррекцией по третьему параметру – температуре эмульсии на выходе подогревателя. Значение соотношения тепловых потоков формируется блоком подсистемы  $Subs\_Ratio\_Eem/Egas$ .

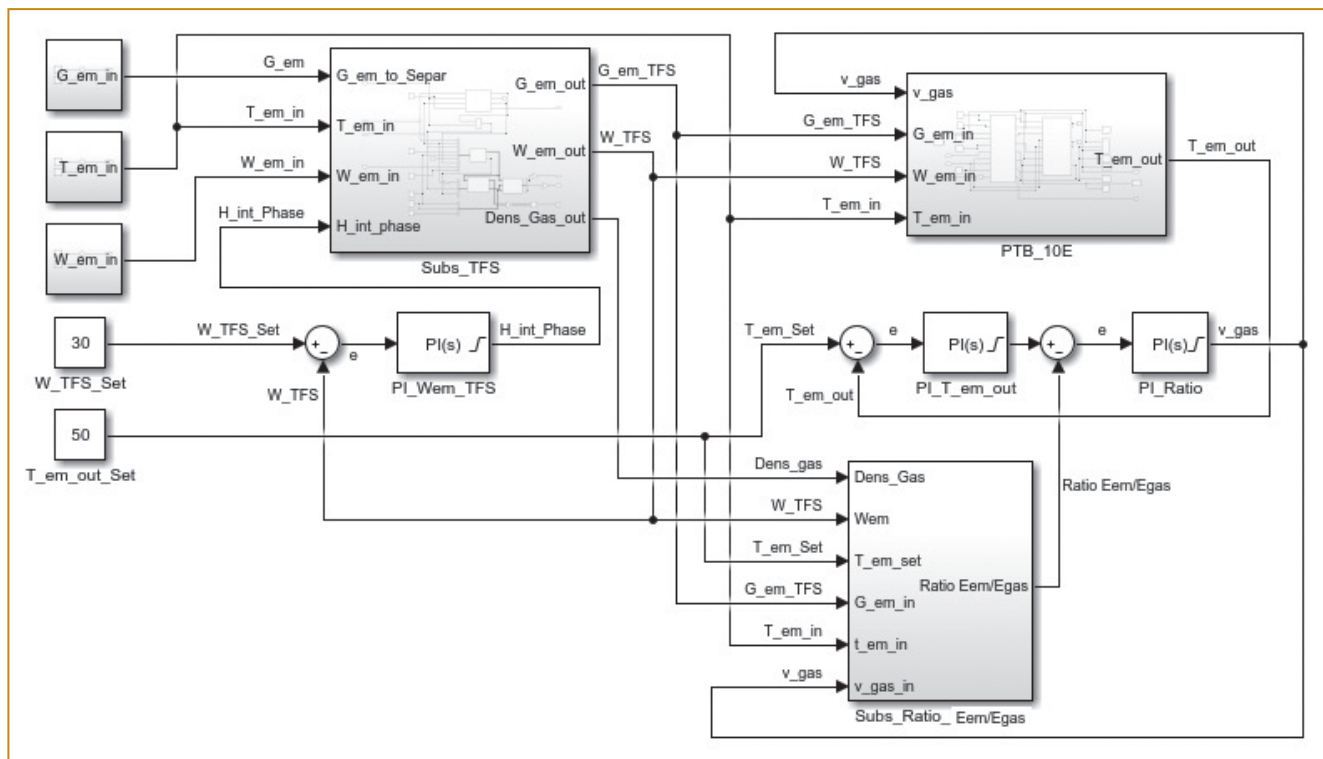


Рис. 7. Усовершенствованная комплексная схема регулирования параметров аппаратов ТФС и подогревателя, где  $G_{em\_in}$ ,  $T_{em\_in}$ ,  $W_{em\_in}$  – блоки, формирующие действие входных возмущений со стороны расхода, температуры и влагосодержания эмульсии на входе в ТФС соответственно,  $W_{TFS\_Set}$  – заданное значение регулятору влагосодержания в ТФС,  $Tem_{out\_Set}$  – заданное значение температуры эмульсии на выходе из подогревателя,  $Subs\_TFS$  – подсистема модели ТФС,  $PTB\_10E$  – подсистема модели подогревателя ПТБ-10Е,  $PI\_Wem\_TFS$  – ПИ-регулятор влагосодержания эмульсии в ТФС,  $PI\_Tem\_out$  – ПИ-регулятор температуры эмульсии на выходе ТФС,  $PI\_Ratio$  – ПИ-регулятор соотношения тепловых потоков,  $Subs\_Ratio\_Eem/Egas$  – подсистема вычисления соотношения тепловых потоков  $Eem/Egas$ .

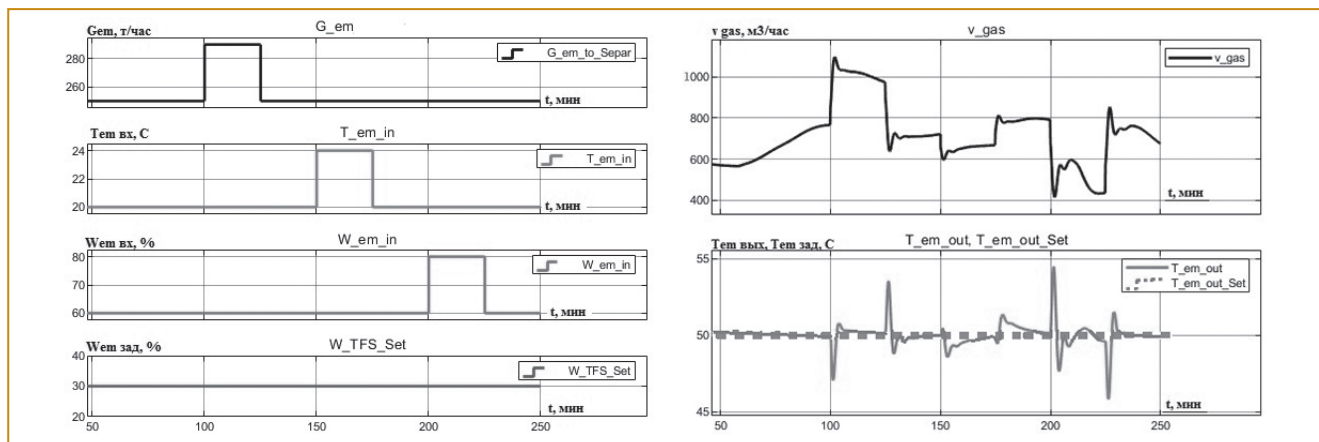


Рис. 8. Графики входных/выходных параметров комплексной системы усовершенствованного управления ТФС и подогревателем, где  $G_{em}$  – расход нефтяной эмульсии на входе в ТФС,  $T_{em\ вх}$  – температура эмульсии на входе в ТФС,  $W_{em\ вх}$  – влагосодержание эмульсии на входе в ТФС,  $W_{em\ зад}$  – заданное значение влагосодержания эмульсии на выходе из ТФС,  $v_{gas}$  – расход топливного газа на входе в подогреватель,  $T_{em\ вых}$  – температура эмульсии на выходе из подогревателя,  $T_{em\ зад}$  – заданное значение температуры эмульсии на выходе из подогревателя.

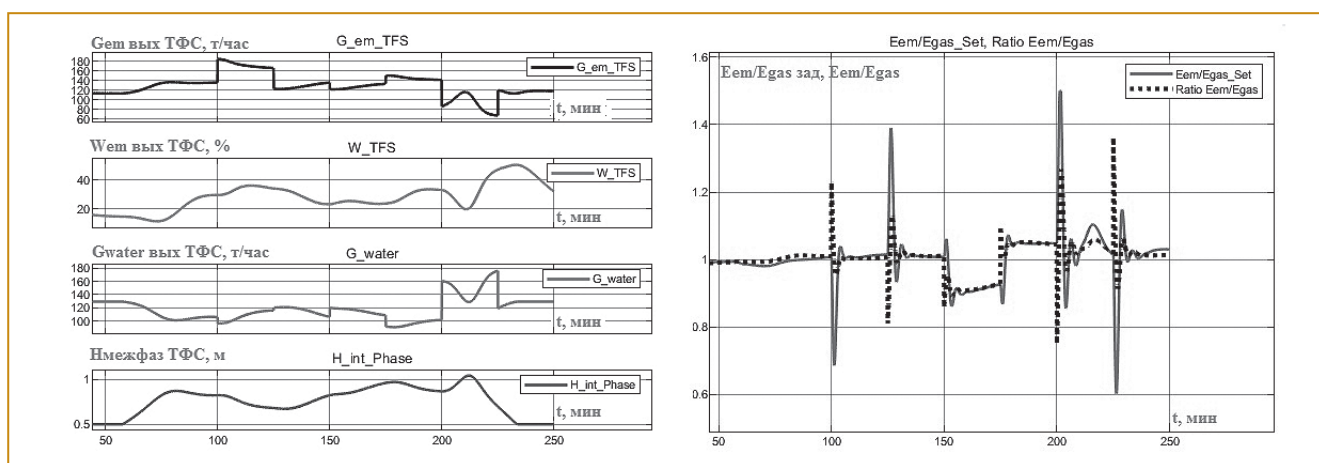


Рис. 9. Графики входных/выходных параметров комплексной системы управления ТФС и подогревателем, где  $G_{em\ вых\ ТФС}$  – расход нефтяной эмульсии на выходе из ТФС,  $W_{em\ вых}$  – влагосодержание эмульсии на выходе из ТФС,  $G_{water\ вых\ ТФС}$  – расход воды на выходе из ТФС,  $H_{инт\ фаз\ ТФС}$  – межфазовый уровень в ТФС,  $E_{em}/E_{gas\ зад}$ ,  $E_{em}/E_{gas}$  – заданное и текущие значения соотношения тепловых потоков эмульсии и газа соответственно.

Также в схеме присутствуют блоки  $G_{em\ вх}$ ,  $T_{em\ вх}$ ,  $W_{em\ вх}$ , аналогичные ранее рассмотренному примеру, формирующие действие входных возмущений со стороны расхода, температуры и влагосодержания эмульсии на входе в ТФС. Блоки  $W_{TFS\_Set}$  и  $T_{em\ out\_Set}$  выполняют функции задатчиков соответствующих регуляторов.

В данном эксперименте на вход схемы подаются возмущения, аналогичные предыдущему примеру. На рис. 8 и 9 показаны графики изменения входных/выходных параметров ТФС и подогревателя в процессе регулирования.

Дисперсия и среднеквадратическое отклонение регулируемого параметра температуры эмульсии на выходе подогревателя от заданного значения ( $50^{\circ}C$ ) во втором эксперименте составили:  $\sigma^2 = 0,7107$  и  $\sigma = 0,843^{\circ}C$ .

При этом величина отклонения температуры подогрева эмульсии от заданного значения ( $3\sigma$ ) в ходе рассмотренного эксперимента составила

$3\sigma = 2,529^{\circ}C$ , которая существенно меньше, чем в предыдущем эксперименте ( $4,215^{\circ}C$ ), что подтверждает эффективность предлагаемой схемы усовершенствованного управления объектами отделения предварительного обезвоживания УПН, включающего трехфазные сепараторы и подогреватели.

### Закключение

1. Указано, что при значительных колебаниях температуры подогрева нефтяной эмульсии установки подготовки нефти ухудшается качество товарной нефти, при этом возможно повышение содержания широких фракций легких углеводородов в отходящем топливном газе, что отрицательно сказывается на фракционном составе товарной нефти, технико-экономических показателях работы УПН и на экологических факторах. Локальные системы регулирования подогревателей, даже усовершенствованные, часто оказываются не в состоянии обеспечить достаточно точной стабилизации температуры.

2. Предложено расширить управляющие возможности системы стабилизации температуры эмульсии путем подключения к объекту управления аппаратов, предшествующих по технологической цепочке подогревателям, то есть входных сепараторов. Во входных сепараторах имеется возможность регулировать среднее время пребывания частиц эмульсии в сепараторе воздействием на межфазовый уровень, от величины которого зависят параметры, формирующие тепловой поток нефтяной эмульсии на входе в подогреватели. Одновременно предлагается корректировать соотношение расчетного значения теплового потока эмульсии, нагретой до заданного значения, к тепловому потоку газов сгорания топливного газа воздействием на задание регулятору температуры эмульсии на выходе подогревателя.

3. Для реализации предлагаемой схемы разработаны виртуальные анализаторы соответствующих качественных показателей эмульсии нефти и топливного газа, при формировании которых использованы аналитические модели процессов, протекающих в объектах управления, с применением методологии искусственных нейронных сетей. Приведены описания расчетов, заложенных в алгоритмы виртуальных анализаторов.

4. Для обоснования предлагаемых решений средствами MATLAB Simulink были сконфигурированы две схемы – традиционного (локального) регулирования и усовершенствованного управления трехфазным сепаратором и подогревателем. Схемы включают аналитические модели статики и динамики трехфазного сепаратора и подогревателя ПТБ-10Э, блоки виртуальных анализаторов и автоматические регуляторы.

5. С использованием указанных схем проведен сравнительный эксперимент эффективности традиционной локальной и усовершенствованной систем автоматического регулирования температуры подогрева нефтяной эмульсии в условиях действия возмущений. Эксперимент подтвердил преимущества усовершенствованной схемы регулирования.

Выполненная работа в целом подтверждает достоверность исследований в области математического моделирования и разработки схем усовершенствованного и интеллектуального управления для объектов подготовки нефти современных нефтегазовых месторождений.

#### Список литературы

1. *Веревкин А.П.* Задачи усовершенствованного управления в технологических процессах добычи и транспорта нефти / А.П. Веревкин, И.Д. Ельцов, О.В. Кирюшин // Территория Нефтегаз. 2007. №5. С. 14-17.
2. *Веревкин А.П.* Методы решения «продвинутых» задач управления и обеспечения безопасности для объектов нефтегазового комплекса // Тр. всероссийской науч-но-технич. конф. «Проблемы управления и автоматизации технологических процессов и производств». Уфа. 2010. С. 8 – 23.
3. *Фарунцев С.Д.* Система усовершенствованного управления нефтегазоводоразделительным аппаратом установки подготовки нефти / С.Д. Фарунцев, Е.С. Гебель // Автоматизация в промышленности. – 2019. – №3. – С. 45-51.
4. *Фарунцев С.Д.* Разработка комплекса систем управления подогревателями нефтяной эмульсии на основе референсной модели и искусственной нейронной сети / С.Д. Фарунцев // Автоматизация в промышленности. – 2021. – №3. – С. 12-22
5. *Денисламов И.З.* 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.
6. *Кравцов А.В.* Технологические основы и моделирование процессов промышленной подготовки нефти и газа: учебное пособие / А.В. Кравцов, Н.В. Ушева, Е.В. Бешагина, О.Е. Мойзес, Е.А. Кузьменко, А.А. Гавриков // Томск: Изд. Томского политехнического университета, 2012. – 128 с.
7. *Сваровская Н.А.* Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2004. – 268 с.
8. *Моисеев А. В.* Расчетные методы определения физико-химических свойств углеводородных систем, нефтей и нефтепродуктов: Примеры и задачи : уч. пособие / А.В. Моисеев. – Комсомольск-на-Амуре: ГОУВПО «КНГУ-ТУ». 2010. – 179 с.
9. *Грохотова Е.В.* Исследование способов обезвоживания нефти Калининградской области / Е.В. Грохотова, Н.М. Мухина, Г.М. Сидоров // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». – 2019. – №3. – С. 251-267.
10. *Фарунцев С.Д.* Метод создания ячеечных моделей как универсальное средство разработки математических моделей динамики для интеллектуального управления технологическими объектами нефтедобычи / С.Д. Фарунцев // IV International scientific conference "Mechanical Science and Technology Update. 2020. Изд. ОмГТУ. – С. 395-406.

*Фарунцев Сергей Дмитриевич – канд. техн. наук, доцент кафедры «Автоматизация и робототехника», ФГБОУ ВО «Омский государственный технический университет».*  
E-mail: sdfar52@gmail.com

**Оформить подписку на журнал "Автоматизация в промышленности" вы можете:**

по электронному каталогу "Почта России" ФГУП Почта России - подписной индекс **П7753**

• сайт журнала <http://www.avtprom.ru> • Редакцию

**Адрес редакции:**

117997, Москва, ул. Профсоюзная, д. 65, офис 360 Тел.: (926)212-60-97. E-mail: info@avtprom.ru