

ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ ПЕРВИЧНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ В РЕКТИФИКАЦИОННОЙ КОЛОННЕ

OPTIMIZATION OF THE CONTROL SYSTEM FOR THE PROCESS OF PRIMARY OIL REFINING IN THE DISTILLATION COLUMN

**Yu. Podkamenniy
Yu. Bebikhov
A. Semenov
I. Yakushev**

Summary. In order to optimize the control system and reduce the impact on the environment, an automated control system for the technological process of primary oil refining in the distillation column has been developed. The tasks of installing process control tools, improving the reliability of the emergency protection system, expanding the functions of automatic and automated control and management, improving the quality of process control, and improving the quality of the analysis of the facility's operation were solved. Brief theoretical information about the process of atmospheric distillation of oil with its single evaporation using a distillation column is given. An analysis of the thermal and material balance of the mass transfer process in the distillation column was made. Equations of dynamics and statics are obtained, which determine a number of features for the heat balance in the vapor phase. The technological mode of parameters of the mass transfer process has been developed. The composition and necessary information support of the oil refining control system have been determined. The processes of collecting and transmitting information from the flow, pressure and temperature transducers installed on the measuring lines of the metering units of the production site are described. Based on the optimization carried out, a SCADA system and a mnemonic diagram for controlling a distillation column in the Trace Mode 6 package were developed, which provides information output to the operator's automated workplace.

Keywords: optimization of the control system, automation of technological processes, primary oil refining, distillation column, control and protection, reliability.

Подкаменный Юрий Александрович

*К.т.н., Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова
mirniy.yuriy@mail.ru*

Бebихов Юрий Владимирович

*К.ф.-м.н., Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова
bebikhov.yura@mail.ru*

Семёнов Александр Сергеевич

*К.ф.-м.н., доцент, директор МПТИ, Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова
sash-alex@yandex.ru*

Якушев Илья Анатольевич

*К.ф.-м.н., доцент, МПТИ, Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова
yakushevilya@mail.ru*

Аннотация. С целью оптимизации системы управления и снижения воздействия на окружающую среду разработана автоматизированная система управления технологическим процессом первичной переработки нефти в ректификационной колонне. Решены задачи по установке средств контроля технологического процесса, повышению надежности системы противоаварийной защиты, расширению функций автоматического и автоматизированного контроля и управления, повышению качества управления технологическим процессом, повышению качества анализа работы объекта. Дана краткая теоретическая информация о процессе атмосферной перегонки нефти с однократным её испарением при помощи ректификационной колонны. Произведен анализ теплового и материального баланса процесса массопередачи в ректификационной колонне. Получены уравнения динамики и статики, определяющие ряд особенностей для теплового баланса по паровой фазе. Разработан технологический режим параметров процесса массопередачи. Определен состав и необходимое информационное обеспечение системы управления переработки нефти. Описаны процессы сбора и передачи информации с преобразователей расхода, давления и температуры, установленных на измерительных линиях узлов учета производственной площадки. На основе проведенной оптимизации разработана SCADA-система и мнемосхема управления ректификационной колонной в пакете Trace Mode 6, обеспечивающая вывод информации на автоматизированное рабочее место оператора.

Ключевые слова: оптимизация системы управления, автоматизация технологических процессов, первичная переработка нефти, ректификационная колонна, контроль и защита, надежность.

Введение

Нефтяная промышленность сегодня — это крупный народнохозяйственный комплекс, который живет и развивается по своим закономерностям [1]. Нефть применяют в качестве сырья для нефтехимии в производстве синтетического каучука, спиртов, полиэтилена, полипропилена, широкой гаммы различных пластмасс и готовых изделий из них, искусственных тканей. Нефть является источником для выработки моторных топлив (бензина, керосина, дизельного и реактивных топлив), масел и смазок, а также котельно-печного топлива (мазут), строительных материалов (битумы, гудрон, асфальт). Помимо всего прочего, нефть — это сырье для получения ряда белковых препаратов, используемых в качестве добавок в корм скоту для стимуляции его роста. Для удовлетворения возрастающей потребности в нефтепродуктах необходимо будет ежегодно вводить в действие новые установки первичной перегонки нефти большой мощности [2]. Кроме того, мощность действующих установок должна возрасти за счет интенсификации процессов путем усовершенствования их технологий, внедрения новейшего высокоэффективного оборудования и автоматизации [3–5].

Установки первичной перегонки нефти играют на нефтеперерабатывающих заводах большую роль [6]. От показателей их работы зависит эффективность последующих процессов — очистки, газоразделения, каталитического крекинга, коксования и др. [7, 8].

Цель и задачи исследования

Целью исследования является повышение производительности процесса первичной переработки нефти в ректификационной колонне, повышение качества работы процесса и безотказности его функционирования, путем проектирования (разработки) и внедрения АСУ ТП, применение резервов оборудования.

Задачами исследования является установка средств управления технологическим процессом, повышение надежности функционирования системы противоаварийной защиты, расширение функций автоматического и автоматизированного контроля и управления, повышение качества управления технологическим процессом, повышение качества анализа функционирования объекта (накопление информации, расчет экономических показателей и анализ работы оперативного персонала в статистическом, переходном и аварийном режимах процесса).

Как объект управления взят контур ректификационной колонны, где происходит первичная переработка нефти после очистки.

Краткая теоретическая часть

Обессоленная нефть с электрообессоливающей установкой (ЭЛОУ) поступает на установку атмосферно-вакуумной перегонки нефти, которая на российских НПЗ обозначается аббревиатурой АВТ (атмосферно-вакуумная трубчатка). Такое название обусловлено тем, что, нагрев сырья перед разделением его на фракции, осуществляется в змеевиках трубчатых печей за счет тепла сжигания топлива и тепла дымовых газов. АВТ разделена на два блока — атмосферной и вакуумной перегонки [9].

Атмосферная перегонка предназначена для отбора светлых нефтяных фракций — бензиновой, керосиновой и дизельных, выкипающих до 360 °С, потенциальный выход которых составляет 45–60% на нефть. Остаток атмосферной перегонки — мазут. Процесс заключается в разделении нагретой в печи нефти на отдельные фракции в ректификационной колонне — цилиндрическом вертикальном аппарате, внутри которого расположены контактные устройства (тарелки), через которые пары движутся вверх, а жидкость — вниз. Ректификационные колонны различных размеров и конфигураций применяются практически на всех установках нефтеперерабатывающего производства, количество тарелок в них варьируется от 20 до 60. Предусматривается подвод тепла в нижнюю часть колонны и отвод тепла с верхней части колонны, поэтому температура в аппарате постепенно снижается от низа к верху. В результате сверху колонны отводится бензиновая фракция в виде паров, а пары керосиновой и дизельных фракций конденсируются в соответствующих частях колонны и выводятся, мазут остается жидким и откачивается с низа колонны [10].

Для разделения нефти на ряд компонентов требуется выполнить несколько основных условий: необходимо нефть нагреть до температуры, обеспечивающей не только нагрев, но и испарение части нефти, т.е. произвести ее однократное испарение, утилизировать тепло выработанных продуктов, нагревая ими сырую нефть [11]. С этой целью используются: трубчатые нагревательные печи, теплообменные аппараты и ректификационные колонны.

Перегонку нефти на атмосферных установках можно осуществлять несколькими способами [12]:

1. Однократным испарением в трубчатой печи и разделением отгона в одной ректификационной колонне. Такая технологическая схема перегонки нефти, как правило, применима для нефти с низким содержанием светлых нефтепродуктов и незначительным содержанием растворенного углеводородного газа, а также сероводорода.
2. Двукратным испарением и разделением в двух ректификационных колонах — в колонне пред-

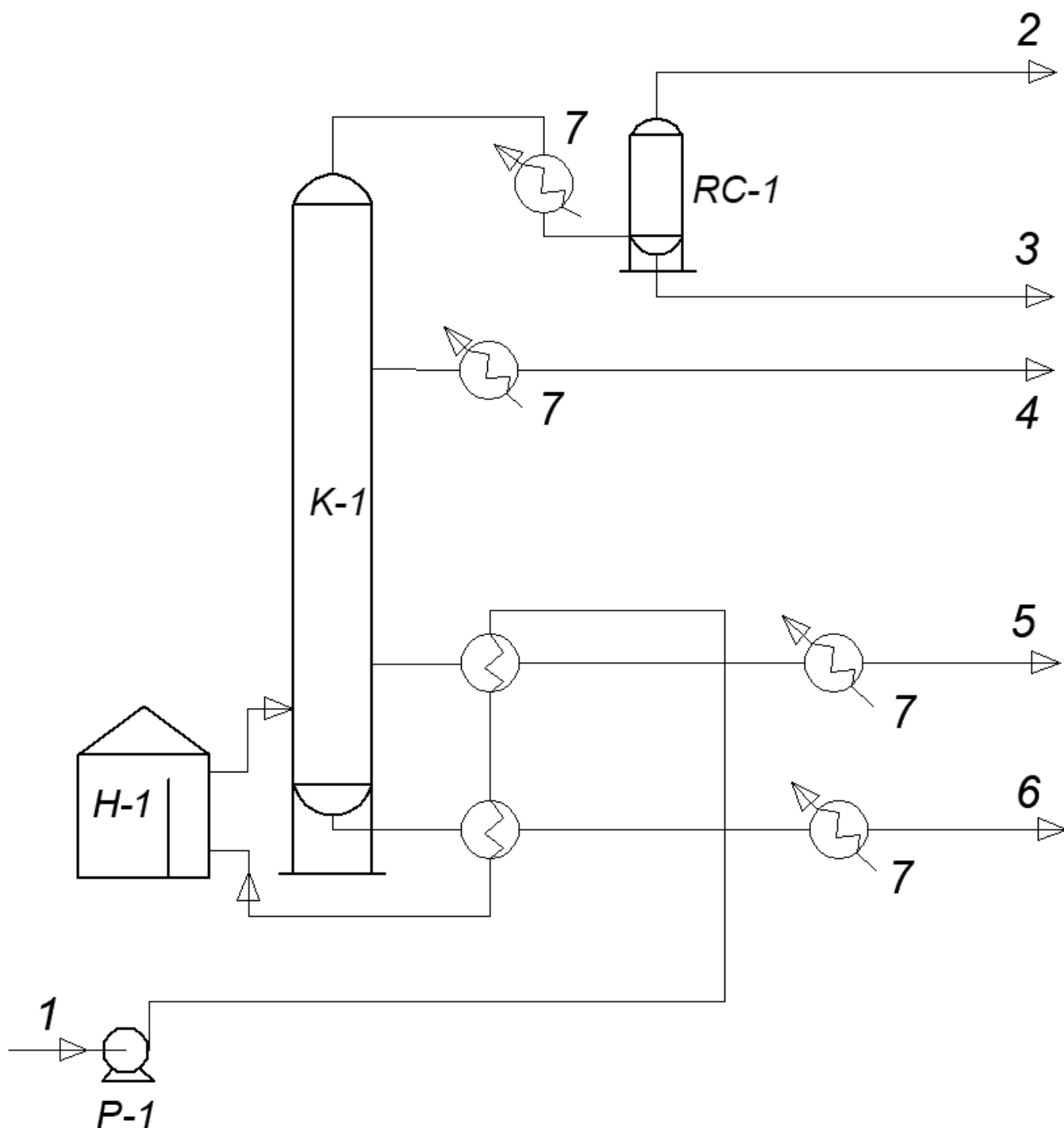


Рис. 1. Схема атмосферной перегонки с однократным испарением нефти, где: 1 — нефть; 2 — газ; 3 — бензин; 4 — керосин; 5 — дизельная фракция; 6 — мазут; 7 — вода; P-1 — насос; H-1 — печь; K-1 — ректификационная колонна; RC-1 — конденсатор

варительного испарения с отделением легких бензиновых фракций и в основной колонне. При этом понижается общее давление в системе и давление в основной ректификационной колонне, в результате чего происходит более полное отделение светлых нефтепродуктов из нефти и более четкое разделение их в колонне.

При работе по второй схеме требуется более высокая температура нагрева в печи по сравнению со схемой однократного испарения вследствие раздельного испарения легкокипящих и более тяжелых фракций. Все современные атмосферные установки в основном работают по схеме двукратного испарения.

Основными фракциями, выделяемыми при первичной перегонке нефти, являются [13]:

1. Бензиновая фракция — нефтяной погон с температурой кипения от начала кипения (индивидуального для каждой нефти) до 150–2050С (в зависимости от технологической цели получения авто-, авиа-, или другого специального бензина). Эта фракция представляет собой смесь алканов, нафтенных и ароматических углеводородов. Во всех этих углеводородах содержится от 5 до 10 атомов С.
2. Керосиновая фракция — нефтяной погон с температурой кипения от 150–1800С до 270–2800С. В этой фракции содержатся углеводороды С10–С15. Используется в качестве моторного топлива (тракторный керосин, компонент дизельного топлива), для бытовых нужд (осветительный керосин) и др.
3. Газойлевая фракция — температура кипения от 270–2800С до 320–3500С. В этой фракции содержатся углеводороды С14–С20. Используется в качестве дизельного топлива.
4. Мазут — остаток после отгона выше перечисленных фракций с температурой кипения выше 320–3500С. Мазут может использоваться как котельное топливо, или подвергаться дальнейшей переработке — либо перегонке при пониженном давлении (в вакууме) с отбором масляных фракций или широкой фракции вакуумного газойля (в свою очередь, служащего сырьем для каталитического крекинга с целью получения высокооктанового компонента бензина), либо крекингу.
5. Гудрон — почти твердый остаток после отгона от мазута масляных фракций. Из него получают так называемые остаточные масла и битум, из которого путем окисления получают асфальт, используемый при строительстве дорог и т.п. Из гудрона и других остатков вторичного происхождения может быть получен путем коксования кокс, применяемый в металлургической промышленности.

Схема одноклонной атмосферной установки приведена на рисунке 1. Нефть из установки ЭЛОУ забирается сырьевым насосом и пропускается через теплообменники и трубчатую печь в ректификационную колонну. В зоне ввода сырья в колонну происходит однократное испарение нефти. Пары нефти затем разделяют ректификацией на целевые фракции, а из жидкости также с применением процесса ректификации удаляют легкокипящие фракции.

Продуктами такой установки являются:

- а) углеводородные газы С1–С4, содержащие сероводород, направляются на очистку и разделение;
- б) широкая бензиновая фракция НК-150 °С, направляется на гидроочистку и разделение на узкие фракции для дальнейшей переработки;
- в) керосиновая фракция 150–250 °С, направляется в узел смешения;
- г) дизельная фракция 250–360 °С, направляется на гидроочистку;
- д) мазут (остаток >360 °С), направляется на вакуумную перегонку или на вторичные процессы.

Результаты исследования

Решаемые задачи процесса. При автоматизации процессов атмосферной перегонки необходимо решать следующие задачи:

1. Автоматический контроль состояния оборудования [14]: а) температуры, расхода, давления; б) параметров их системы; в) состояния узлов; г) длительность работы и простоя технологических механизмов.
2. Автоматическое управление [15]: а) стабилизация технологических параметров; б) оптимизацией работы.

Для успешного выполнения задач автоматизации процессом необходима специальная подготовка оборудования [16].

Для анализа выбран один из основных объектов технологического процесса стадии первичной переработки нефти — ректификационная колонна К-1 (рисунок 2). До поступления в первую ректификационную колонну, называемую также испарительной колонной, нефть нагревается только в теплообменниках, проходя в них одним, двумя или несколькими параллельными потоками. Верхним продуктом первой колонны являются легкая бензиновая фракция и небольшое количество газа. Остальные дистилляты, выводимые с установки, а также мазут получают во второй колонне. Технологическим регламентом в колонне предусмотрено: регулирование расхода пара; регулирование расхода нефти; регулирование температуры; контроль давления; регулирование уровня.

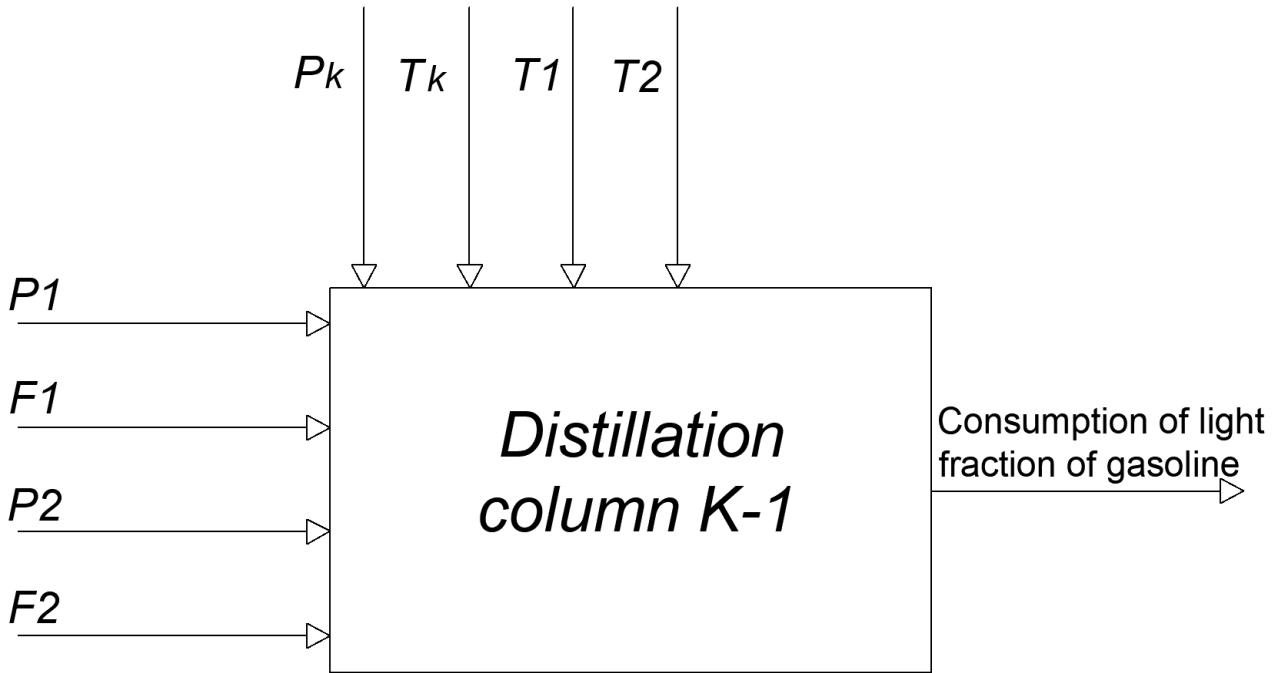


Рис. 2. Анализ объекта регулирования

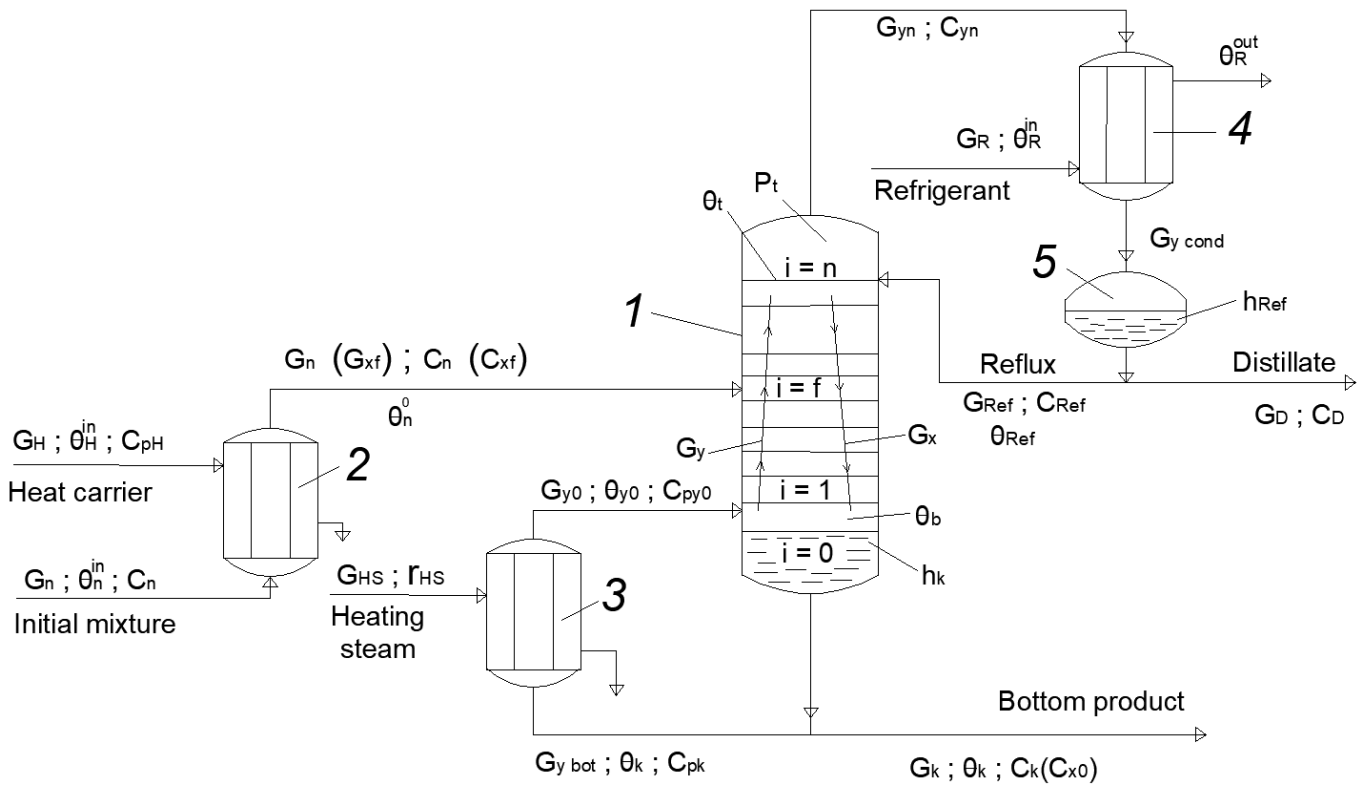


Рис. 3. Схема ректификационной установки, где: 1 — ректификационная колонна; 2 — подогреватель потока питания; 3 — кипятильник; 4 — конденсатор (дефлегматор); 5 — флегмовая емкость

Проанализировав колонну, как объекта управления, можно выделить основные возмущения, возможные регулирующие воздействия и выходные координаты. Поскольку исходный продукт поступает в колонну из предыдущих аппаратов технологической линии, колебания расхода, состава и температуры сырьевых веществ, а также давление и температура в колонне являются основными возмущениями в процессе переработки нефти. К возможным источникам неконтролируемых возмущений следует отнести потери тепла в окружающую среду и прочие. К регулирующим воздействиям можно отнести расход и давление нефти, расход и давление пара, поступающих в ректификационную колонну. За основные возмущающие воздействия принимаем давление в колонне (P_k), температура в колонне (T_k), температуры сырья, входящего в колонну (T_1, T_2), давления сырья (P_1, P_2), а также их объёмный расходы (F_1, F_2), то есть те параметры, которые оказывают значительное влияние на объект управления. В качестве основного регулируемого параметра в данном случае используем расход подачи пара в колонну К-1.

Для расчёта системы автоматического регулирования выбран контур стабилизации расхода подачи пара в колонну.

Таким образом, задача управления процессом первичной переработки нефти в ректификационной колонне К-1 в общем виде формулируется вектором управляющих воздействий, компенсирующих возмущения на входе агрегата, вектором режимных показателей, получение на выходе агрегата планового (или максимального) количества готового продукта.

Анализ теплового и материального баланса. Схема ректификационной установки показана на рисунке 3.

Процесс массопередачи происходит на тарелках укрепляющей (верхней) и исчерпывающей (нижней) частей колонны в результате взаимодействия жидкой и паровой фаз, движущихся в колонне противотоком. Исходная смесь $G_n(G_{xf})$ нагревается в подогревателе потока питания 2 до температуры кипения θ_n^0 и подается в колонну 1 на тарелку питания ($i=f$). Исходная смесь стекает по тарелкам нижней части колонны в виде жидкостного потока G_x в куб колонны, участвуя в массообменном процессе с паровым потоком G_y . Из куба колонны выводится кубовый продукт G_{bol} . Часть кубового продукта подается в кипятильник 3, где испаряется с образованием парового потока G_{y0} , который подается вниз колонны. Паровой поток поднимается вверх колонны, контактируя с жидким потоком и обогащаясь целевым компонентом. Обогащенный целевым компонентом паровой поток G_{yn} выводится из верха колонны и подается в дефлегматор 4, где конденсируется. Кон-

денсат собирается во флегмовой емкости 5. Из сборника флегмы отбирается два потока: поток дистиллята G_D — целевой продукт; поток флегмы G_{Ref} — жидкая фаза, используемая для орошения верха колонны. Показателем эффективности процесса является C_D — концентрация дистиллята. Целью управления процессом является обеспечение $C_D=C_D^{in}$.

Определяем материальный баланс по всему веществу.

Уравнения динамики и статики будут иметь вид, соответственно:

$$\rho_k \cdot S_k \cdot \frac{dh_k}{dt} = G_{x1} - G_k - G_{y0}, \quad (1)$$

$$G_{x1} = G_k + G_{y0}, \quad (2)$$

где ρ_k — плотность кубовой жидкости, кг/м³; S_k — сечение куба колонны, м²; h_k — уровень кубовой жидкости, м; G_{x1}, G_k, G_{y0} — массовые расходы потоков в кубе колонны.

На основании формул (1) и (2) можно считать:

$$h_k = f(G_k, G_{y0}). \quad (3)$$

Тогда предпочтительным управляющим воздействием будет G_k .

Тепловой баланс верха колонны будет определяться равенством $\theta_t = \theta_b$.

Уравнения динамики и статики будут иметь вид, соответственно:

$$M_{xn} \cdot C_{pxn} \cdot \frac{d\theta_t}{dt} = G_{yn-1} \cdot C_{py-1} \cdot \theta_{yn-1} - G_{yn} \cdot C_{py} \cdot \theta_t + G_{Ref} \cdot C_{pRef} \cdot \theta_{Ref} - G_{xn} \cdot C_{pxn} \cdot \theta_t, \quad (4)$$

$$G_{yn-1} \cdot C_{py-1} \cdot \theta_{yn-1} + G_{Ref} \cdot C_{pRef} \cdot \theta_{Ref} = G_{yn} \cdot C_{py} \cdot \theta_t + G_{xn} \cdot C_{pxn} \cdot \theta_t, \quad (5)$$

где M_{xn} — масса паровой фазы наверху колонны; $C_{py}, C_{py-1}, C_{pRef}, C_{pxn}$ — удельные теплоемкости паровой и жидкой фазы на n -ой тарелке; G_{yn-1}, G_{yn}, G_{xn} — расходы паровой и жидкой фазы на n -ой тарелке.

На основании формул (4) и (5) можно считать:

$$\theta_t = f(G_{Ref}, G_{yn}, G_{yn-1}, G_{xn}). \quad (6)$$

В этом случае предпочтительным управляющим воздействием будет G_{Ref} .

Таблица 1. Технологический режим параметров процесса массопередачи.

Параметр	Величина
Температура подогрева нефти в теплообменниках	200–230 °С
Температура подогрева отбензиненной нефти в змеевиках трубчатой печи	330–360 °С
Температура паров, уходящих из отбензинивающей колонны	120–140 °С
Температура внизу отбензинивающей колонны	240–260 °С
Давление в отбензинивающей колонне	0,4–0,5 МПа

Уравнения динамики и статики для теплового баланса по паровой фазе будут иметь вид, соответственно:

$$\frac{V \cdot M_t}{R \cdot \theta_t} \cdot \frac{dP_t}{dt} = G_{yn}(P_t) - G_{yk}(G_R), \quad (7)$$

$$G_{yk}(G_R) = G_{yn}(P_t), \quad (8)$$

Для теплового баланса по паровой фазе имеется ряд особенностей:

1. Решение уравнения динамики для P_t дает выражение для интегрального звена.
2. Если учесть выражение $G_{yn}=f(P_t)$, то звено получается аperiодическим 1 порядка.
3. Если учесть выражение $G_{yk}=f(G_R)$, можно получить на основании теплового баланса конденсатора: $G_{yk} \cdot r_{yk} = G_R \cdot C_{pR} \cdot \Delta\theta_R$.

На основании формул (7) и (8) можно принять:

$$P_t = f(G_R). \quad (9)$$

Обессоленная нефть, нагнетаемая насосом, проходит двумя параллельными потоками группу теплообменников и нагретая до температуры 200–220 °С поступает в среднюю часть колонны. Ректификационная колонна работает при избыточном давлении, достигающем на некоторых установках 0,45 МПа. Пары легкого бензина (конец кипения этой фракции в одних случаях равен 85 °С, а в других — 140 или 160 °С) по выходе из колонны конденсируются в аппарате воздушного охлаждения. Далее конденсат и сопутствующие газы, охлажденные в водяном холодильнике, разделяются в газосепараторе. Отсюда легкий бензин насосом направляется в секцию (блок) стабилизации и вторичной перегонки. Часть легкого бензина возвращается как орошение в колонну. Из колонны снизу частично отбензиненная нефть забирается насосом и подается в змеевик трубчатой печи. Нагретая в змеевиках печи нефть поступает в парожидком состоянии в основную ректификационную колонну. Часть же нефти после печи возвращается как рециркулят, или «горячая струя», на одну из нижних тарелок колонны. Под нижние тарелки отпарных колонн вводится перегретый водяной пар.

Технологический режим параметров процесса представлен в таблице 1.

Состав и организация информационного обеспечения. Система обработки информации (СОИ) является составной частью системы управления переработки нефти и предназначена для автоматизированного вычисления расхода и определения показателей нефти и её компонентов. Основой информационного обеспечения СОИ служит распределенная база данных. БД содержит данные, описывающие технологический объект. Технологические объекты узлов учета описываются в БД как совокупность элементов контроля и управления. Каждый элемент контроля и управления описывается определенной структурой данных. Элементами контроля и управления являются: аналоговые и дискретные входы и выходы [17].

Структура БД СОИ определена программным обеспечением вычислителя расхода Daniel FloBoss S600 фирмы «Emerson Process Management» (США), «SIMATIC S7 400» и АРМ оператора со SCADA-системой PCS фирмы «Siemens» (Германия). В состав распределенной базы данных СОИ входят: БД вычислителя расхода «Daniel FloBoss S600»; БД контроллера «SIMATIC S7 400»; БД АРМ оператора PCS. База данных вычислителя «Daniel FloBoss S600» содержит: конфигурацию вычислителя, алгоритмы расчета расхода нефти и обработки данных компонентного состава нефти, расчет физико-химических показателей в соответствии с действующими нормативными документами, мгновенные значения параметров. База данных АРМ оператора PCS содержит: конфигурацию АРМ оператора и алгоритмы обработки данных; значения параметров, считываемые из вычислителя; архивные данные технологических параметров, событий и тревог [18].

База данных СОИ строится на основе следующих принципов: однократность ввода информации при многократном ее использовании; обеспечение защиты данных от несанкционированного доступа; представление данных пользователю в форме, удобной для решения поставленных перед ним задач. Типы носителей данных информационного обеспечения и распределение информации по ним определяются составом программно-технических средств используемого контроллера. Информационное обеспечение СОИ распределено на следующих носителях: накопители на жестких маг-

Таблица 2. Идентификация состояния элементов контроля.

Цвет индикации	Состояние, нарушение
Зеленый	Нормальное значение параметра
Желтый	Нарушение предупредительных границ параметров, срабатывание предупредительной сигнализации
Красный	Нарушение аварийных границ параметров, срабатывание аварийной сигнализации
Малиновый	Недостовверное значение параметров, неисправность

нитных дисках; оптические накопители (ОН); оперативно-запоминающее устройство (ОЗУ); программируемое постоянное запоминающее устройство (ППЗУ).

Для вычислителя «Daniel FloBoss S600» на НЖМД хранятся: файлы откомпилированных С-программ и программ релейной логики с именами *.abs, *.lad. Для АРМ оператора хранятся: файлы базы данных проекта в каталоге C:\Program Files\Siemens\PCS\; файлы лицензий в каталоге C:\Program Files\Siemens\License с именами *.lic; файлы журнала сообщений в каталоге C:\Program Files\Siemens\Common с именами *.AEN. ОН используются для хранения копий конфигураций программ. Задачи реального времени, функционирующие в жестком временном режиме, для хранения данных используют ОЗУ: вычислитель «Daniel FloBoss S600» имеет ОЗУ емкостью 4 Мб; контроллер «SIMATIC S7 400» имеет ОЗУ емкостью 4 Мб; АРМ оператора имеет ОЗУ емкостью 1 Гб; ППЗУ (флэш-память) обеспечивает надежное хранение статической информации. Данный вид носителя информации используется для размещения в нем данных, не изменяющихся в процессе функционирования системы. Во флэш-памяти хранится резидентное программное обеспечение, программы пользователя, константы и коэффициенты, приборные и системные параметры контроллеров.

Организация сбора и передачи информации. Информация с преобразователей расхода, давления, температуры, установленных на измерительных линиях узлов учета площадки, поступает на вход вычислителей расхода «Daniel FloBoss S600» по токовым каналам (4–20 мА), цифровым каналам на основе стандартного протокола HART, а также цифровым каналам на основе не стандартных протоколов [19]. Обработка информации вычислителем «Daniel FloBoss S600» осуществляется согласно сконфигурированным функциям обработки данных и по алгоритмам, реализованным программным обеспечением вычислителя. Данные с вычислителя «Daniel FloBoss S600» передаются на АРМ оператора площадки по последовательному интерфейсу RS485, используя протокол Modbus RTU. Обеспечивается возможность передачи данных с вычислителей «Daniel FloBoss S600» по сети Ethernet (протокол Modbus TCP) в вышестоящие системы АСУ ТП месторождений посредством маршрутизаторов, размещенных в щитах контроля [20].

Состояние элементов контроля идентифицируется цветом элемента отображения. Идентификация состояния элементов контроля описана в таблице 2.

Предупредительная и аварийная сигнализация привлекает внимание оператора не только цветом и звуком, но и пульсирующей яркостью.

СОИ организуется в виде двухуровневой функционально распределенной иерархической структуры, в которой выделены два уровня контроля и управления: нижний и верхний. Нижний уровень обеспечивает автоматическое (и покомандное с верхнего уровня) управление оборудованием, а именно: автоматическое измерение, расчет и выдача информации о (расходе и параметрах рабочей среды) на базе контроллеров расхода FloBoss S600; автоматический контроль и управление на базе контроллера Simatic, интегрированного в систему АСУТП. Верхний уровень обеспечивает сбор данных о состоянии оборудования путем опроса нижнего уровня, контролирует диапазон измеряемых величин, осуществляет дистанционное управление оборудованием, визуализацию состояния оборудования, формирование и печать отчетных документов.

На нижнем уровне управления осуществляется сбор, обработка, накопление информации и управление технологическим процессом и его автоматическая защита. Верхний уровень АСУТП реализуется на базе серверов, операторских (рабочих) и инженерных станций, а также задачи автоматического управления и регулирования, пуска и останова оборудования, логико-командного управления, аварийных отключений и защит.

Верхний уровень основной системы обеспечивает взаимодействие операторов-технологов и инженерного персонала с управляемым технологическим оборудованием, организует работу системы и подготовку массивов информации для использования её неоперативным административно-техническим персоналом. Кроме того, верхний уровень обеспечивает взаимодействие инженера АСУТП с обслуживаемым ПТК. Верхний уровень представлен компьютерами АРМ оператора-технолога, инженера АСУТП (АРМ обслуживания системы).

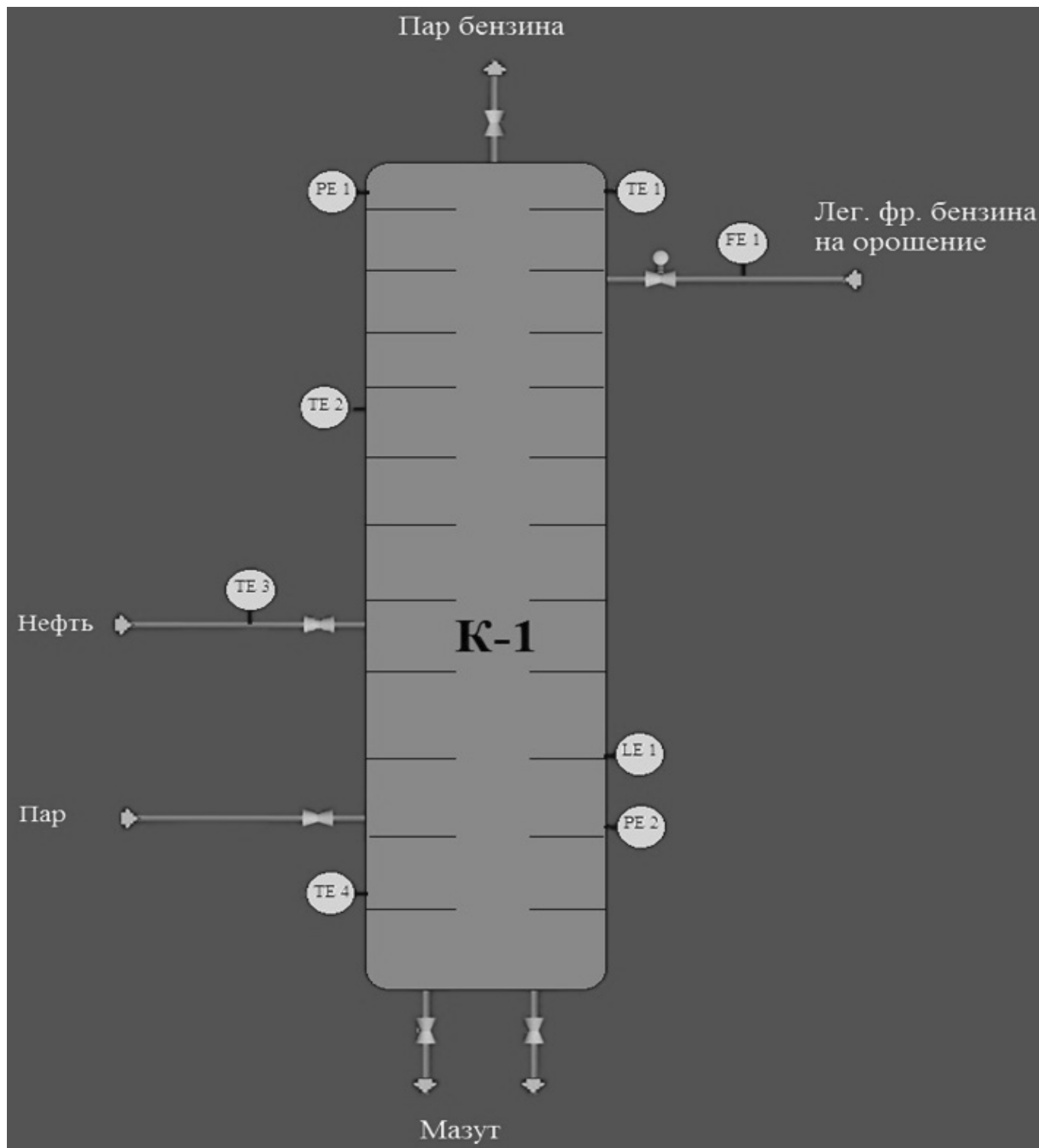


Рис. 4. Мнемосхема управления ректификационной колонны

Разработка SCADA-системы. При работе ректификационных колонн необходимо строго выдерживать технологический режим и не допускать их переполнения и чрезмерного понижения уровня. Слишком низкий уровень может привести к сбросу насосов, откачиваю-

щих мазут. Недостаточный подогрев перерабатываемой нефти приводит к снижению выхода светлых нефтепродуктов, а также к снижению качества боковых погонов и мазута. При повышении давления в колоннах снижается выход более легких фракций. При снижении давления

получаемые фракции утяжеляются. Аппараты под давлением должны постоянно контролироваться технологическим персоналом [21].

Операторский уровень управления комплексом выполнен с использованием SCADA-системы Trace Mode с выводом информации на АРМ оператора. АСУ ТП предусматривает круглосуточную, непрерывную работу управления. Функционирование системы происходит в трёх режимах: автоматизированном, дистанционном и местном. Автоматизированный режим является основным режимом управления системы. В этом режиме управление всеми исполнительными механизмами происходит автоматически, в соответствии с введёнными уставками, по заложенным в систему программам и алгоритмам. При этом различные параметры автоматического управления корректируются главным диспетчером с клавиатуры АРМ главного диспетчера или операторской панели технологического участка. Использование операторских панелей управления позволяет применять упрощённый режим автоматизированного управления, когда с клавиатуры панели имеется возможность изменения только основных параметров регулирования. Этот режим должен обеспечивать возможность оператору, находясь в технологической зоне, в режиме автоматизированного управления контролировать и изменять параметры управления. Операторские панели управления обеспечивают: изменение уставок контуров регулирования; принудительное завершение основных фаз программно-логического управления; контроль значений регулируемых параметров, уставок, предельных значений и текущего состояния объекта управления; переключение режимов. В дистанционном режиме блокируется управление исполнительными механизмами из АСУТП. Система отображения функционирует. Автоматические контура управления работают с установками, заданными в фазе автоматизированного управления до тех пор, пока не будут скорректированы вручную. Режим используется для отладки и ремонтных работ. Местный режим управления является вспомогательным, так как необходим для отладки каждого исполнительного механизма в отдельности. Управление механизмами осуществляется с местных постов управления (операторских панелей).

Для того чтобы работа ректификационной колонны максимально имитировала работу реальной установки, а также соответствовала современным методам обработки данных, был разработан проект для SCADA. Данный проект обладает следующими параметрами: стабильно запускается без ошибок; производит опрос датчиков в системе с оптимальным периодом; осуществляет преобразования сигналов от датчиков с необходимой дискретностью; отображает технологический процесс в понятном для оператора виде; осуществляет

сигнализацию режимов работы технологического процесса и оборудования; производит эффективное управление исполнительными устройствами; имеет возможность изменять задание на регулирование.

Усложнение технологических процессов и производств, ставит задачи создания распределённых иерархических систем и их сквозного программирования, что объясняет появление новых компьютерных технологий для интегрированных систем, объединяющих все уровни производства.

В качестве основы быть взята SCADA-система, предназначенная для проектирования и эксплуатации распределённых автоматизированных систем управления, которая, обычно, предназначается для диспетчерского управления и сбора данных. Однако в последних версиях её предназначение значительно расширилось. В частности, отечественная фирма-изготовитель AdAstra Research Group, LTD выпустила 6-ю версию SCADA-системы Trace Mode, которая имеет мощные средства для создания распределённых иерархических АСУТП, включающих в себя до трех уровней иерархии: уровень контроллеров — нижний уровень; уровень операторских станций — верхний уровень; административный уровень.

Внешний вид управления ректификационной колонны представлен в виде визуализации на рисунке 4.

Посредством разработанной мнемосхемы осуществляется контроль и диспетчеризация процесса управления ректификационной колонны. Настроенная цветовая индикация позволяет в короткий период времени увидеть и устранить сбои и ошибки в технологическом процессе. В случае необходимости имеется возможность перевести системы с автоматического управления на дистанционное или ручное, а также при необходимости откорректировать работу нужного узла технологического процесса.

Заключение

Таким образом, проектирование и внедрением АСУТП процесса первичной переработки нефти на установке ГК-3 и, в частности, разработка SCADA-системы управления процессом ректификационной колонны в пакете Trace Mode 6 решили такие задачи, как: установка средств управления технологическим процессом, повышение надежности функционирования системы противоаварийной защиты, расширение функций автоматического и автоматизированного контроля и управления, повышение качества управления технологическим процессом, повышение качества анализа функционирования объекта (накопление информации,

расчет экономических показателей; анализ работы оперативного персонала в статистическом, переходном и аварийном режимах процесса). Авторы добились повышения производительности процесса первичной пе-

реработки нефти на установке, повышение качества работы процесса и безотказности его функционирования, путем проектирования (разработки) и внедрения АСУТП с применением резервов оборудования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Куракин В.И., Абрамчикова Н.В. Анализ особенностей формирования структуры нефтегазовой отрасли в России // *Экономические науки*. — 2021. — № 195. — С. 101–108.
2. Combariza M.Y., Martínez-Ramírez A.P., Blanco-Tirado C. Perspectives in Nanocellulose for Crude Oil Recovery: A Minireview // *Energy and Fuels*. — 2021. — V. 35. — Is. 19. — P. 15381–15397.
3. Бебихов Ю.В., Семёнова М.Н., Голиков В.В., Павлова С.Н. Проектирование и разработка инновационной автоматической системы биологической очистки сточных вод // *Инновации и инвестиции*. — 2021. — № 7. — С. 136–142.
4. Бебихов Ю.В., Матул Г.А., Семёнов А.С. Особенности реализации открытой сетевой архитектуры NET LINX в системе CONTROL LOGIX // *Современная наука: актуальные проблемы теории и практики. Серия: Естественные и технические науки*. — 2020. — № 3–2. — С. 44–52.
5. Подкаменный Ю.А., Бебихов Ю.В., Семёнов А.С., Спиридонов В.М. Анализ процесса рентгенолюминесцентной сепарации алмазосодержащих руд как объекта автоматизации // *Современная наука: актуальные проблемы теории и практики. Серия: Естественные и технические науки*. — 2021. — № 8. — С. 94–103.
6. Lebedev V.A., Yushkova E.A. Exergy pinch analysis of all elements of the boiler unit and the boiler unit as a whole // *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*. — 2020. — V. 331. — Is. 8. — P. 92–98.
7. Иванова М.С., Савицкая Ю.В., Вишнецкая М.В., Томский К.О. Окисление диоксида серы во фторидах натрия и кальция // *Кинетика и катализ*. — 2021. — Т. 62. — № 4. — С. 466–471.
8. Иванова М.С., Вишнецкая М.В., Томский К.О. Очистка газовых выбросов от CO₂ в среде трифторуксусной кислоты при добыче нефти и газа // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. — 2020. — Т. 331. — № 5. — С. 57–63.
9. Sun L. Analysis and Optimization of Long-Term Operation of Heavy Oil Hydrogenation Unit // *Petroleum Processing and Petrochemicals*. — 2021. — V. 52. — Is. 6. — P. 50–56.
10. Kurban S., Kaya G.K., Yaman S. Exergy Analysis of Vacuum Distillation Unit // *Computer Aided Chemical Engineering*. — 2021. — V. 50. — P. 63–68.
11. Загривный Э.А., Коптева А.В., Бельский А.А., Маларев В.И., Войтюк И.Н. Исследование режимов работы электротехнического комплекса для повышения нефтеотдачи нефтяных пластов // *Известия Тульского государственного университета. Технические науки*. — 2020. — № 2. — С. 483–489.
12. Гартман Т.Н., Советин Ф.С., Подсекина Ю.И., Швец В.Ф., Козловский Р.А., Сапунов В.Н. Кинетическое моделирование процесса инициированного крекинга гудрона // *Теоретические основы химической технологии*. — 2018. — Т. 52. — № 1. — С. 60–67.
13. Miranda N.T., Batistella C.B., Bahú J.O., Khouri N.G., Filho R.M., Maciel M.R.W. SimDis-HT analysis of crude oils as a tool to define operating conditions for primary treatment processes // *Chemical Engineering Transactions*. — 2021. — V. 86. — P. 1105–1110.
14. Pupin V., Safonov D., Fedorov O. Modeling and Research of Operating Modes of Oil and Gas Pumping Stations to Determine the Requirements for Automation Devices // *Proceedings — 2020 International Ural Conference on Electrical Power Engineering, UralCon 2020*. — 2020. — P. 372–376.
15. Пупин В.М., Федоров О.В. Опыт работы быстродействующей автоматики ввода резерва на предприятиях ЖКХ // *Вести высших учебных заведений Черноземья*. — 2020. — Т. 1. — № 59. — С. 12–21.
16. Абдуллазянов Э.Ю., Грачева Е.И., Горлов А.Н., Шакурова З.М., Логачева А.Г. Влияние низковольтных электрических аппаратов и параметров электрооборудования на потери электроэнергии в цеховых сетях // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*. — 2021. — Т. 23. — № 3. — С. 3–13.
17. Климов В.А., Пищаев Д.В., Петроченков А.Б., Бочкарев С.В. Об обеспечении рациональной эксплуатации технических средств добычи нефти // *Нефтяное хозяйство*. — 2020. — № 7. — С. 46–49.
18. Dianov A., Anuchin A. Design of constraints for seeking maximum torque per ampere techniques in an interior permanent magnet synchronous motor control // *Mathematics*. — 2021. — V. 9. — Is. 21. — No. 2785.
19. Егоров А.Н., Харитонов Я.С., Шевчук В.А., Семенов А.С. Влияние высших гармоник на работу преобразователя частоты в условиях подземного рудника // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. — 2020. — Т. 331. — № 6. — С. 141–151.
20. Семёнов А.С., Бебихов Ю.В., Васильев П.Ф., Харитонов Я.С. Оценка результатов моделирования различных систем электропривода технологической установки горного предприятия // *Вестник Чувашского университета*. — 2021. — № 3. — С. 113–122.
21. Pinchuk V.A., Kuzmin A.V. Method of approximating experimental data on fuel combustion // *International Journal of Energy for a Clean Environment*. — 2019. — V. 20. — Is. 3. — P. 261–272.

© Подкаменный Юрий Александрович (mirniy.yuriy@mail.ru), Бебихов Юрий Владимирович (bebikhov.yura@mail.ru),

Семёнов Александр Сергеевич (sash-alex@yandex.ru), Якушев Илья Анатольевич (yakushevilya@mail.ru).

Журнал «Современная наука: актуальные проблемы теории и практики»