

УДК 658.26:665.63:338.45

Товажнянский Л.Л., Ульев Л.М., Мельниковская Л.А., Зулин Б.Д.

## ЭКСТРАКЦИЯ ДАННЫХ ДЛЯ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ИНТЕГРИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА ПЕРВИЧНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ НА УСТАНОВКЕ АВТ А12/2

**Введение.** Сокращение потребления топливно-энергетических ресурсов в промышленности сопряжено с широкомасштабной реализацией современных энергосберегающих технологий, созданием высокоэффективных энерготехнологических комплексов. Хотя этот вопрос далеко не нов для нефтехимической промышленности, в последнее десятилетие добавились два фактора, которые придали особое значение экономии энергии в странах СНГ и вынуждают расширять диапазон используемых для этой цели методов и средств [1].

Во-первых, рост цен на энергию побуждает более экономно использовать энергоресурсы с тем, чтобы уменьшить общие затраты. Более того, все предприятия, спроектированные и построенные во времена низких цен на энергоносители, в настоящее время работают далеко не в оптимальном режиме с точки зрения потребления энергии.

Во-вторых, значительно уменьшились темпы роста производства, а это означает, что уменьшились возможности введения в строй новых заводов и освоения новых технологических процессов, и внимание направляется все больше в сторону повышения эффективности использования существующего оборудования.

Выпуск разнообразной продукции на нефтепереработки зависит во многом от качества сырья – нефти. Но немалую роль в качестве получаемых продуктов играет как выбор технологических процессов переработки, так и качество проведения каждого процесса.

Установки первичной переработки нефти составляют основу всех нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ). На них вырабатываются практически все компоненты моторных топлив, смазочных масел, сырья для вторичных процессов и для нефтехимических производств. От работы АВТ (атмосферно-вакуумная трубчатка) зависят выход и качество компонентов топлив и смазочных масел и технико-экономический показатель последующих процессов переработки нефтяного сырья. Проблемам повышения эффективности работы и интенсификации установок АВТ всегда уделялось и уделяется серьезное внимание.

Нефтепереработка и нефтехимия являются энергоемкими производствами, и уровень энергозатрат в значительной степени влияет на себестоимость готовой продукции. В зависимости от глубины переработки нефти, ее состава, ассортимента и качества целевых продуктов, технического уровня оборудования и других факторов расход энергии на собственные нужды нефтеперерабатывающих заводов эквивалентен 6–10 % перерабатываемой нефти [2]. Из общего количества потребляемой энергии 55–65 % приходится на долю технологического топлива, 30–35% – на тепловую и 8–12 % – на электрическую энергию.

Наиболее энергоемкими являются процессы гидрокрекинга, каталитического крекинга и риформинга, коксования, производства масел. Процессы первичной переработки нефти менее энергоемкие, но атмосферно-вакуумной перегонке подвергается вся поступающая на нефтеперерабатывающий завод нефть, и расходуется здесь около 50 % суммарных энергозатрат [3]. Следовательно, снижение расхода энергии в равной

степени важно для всех процессов нефтепереработки. Из нефтехимических производств наиболее энергоемкими являются производства низших олефинов, метанола, водорода, ароматических углеводородов.

На современных зарубежных нефтеперерабатывающих заводах энергетические затраты составляют 3000–3500 МДж или 100–114 кг условного топлива на 1 т перерабатываемой нефти. Приблизительно такие же затраты топлива и на НПЗ стран СНГ, но при значительно меньшей глубине переработки нефти [4]. С увеличением глубины переработки и расширением нефтехимических производств энергетические затраты возрастают, и экономия энергоресурсов приобретает все большее значение. Основными путями повышения конкурентоспособности отечественной нефтепереработки и нефтехимии являются увеличение глубины переработки нефти и существенное снижение энергоемкости всех процессов [5].

Снижение удельного энергопотребления достигается путем модернизации отдельных систем производства, установок и заводов в целом, рационализации и совершенствования производственных операций [6].

Деятельность специалистов нефте- и газодобывающей, а также перерабатывающей промышленности направлена на усовершенствование технологического процесса и получение достоверных предсказаний параметров. Перед инженерами стоит задача нахождения оптимального способа осуществления технологического процесса в сжатые сроки и с минимальной вероятностью допущения ошибок [7]. Кроме того, решения, принимаемые технологами, должны соответствовать поставленным бизнес-целям и в тоже время обеспечивать эффективность, безопасность и рентабельность работы предприятия [8].

В данной работе рассматривается процесс первичной переработки нефти на установке АВТ А12/2 в режиме без использования вакуумного блока установки. На сегодняшний день данная установка является наиболее используемой в современной промышленности [9]. Установка АВТ А12/2 включает в себя стадии обессоливания, обезвоживания, отбензинивания нефти, разделения нефтегазовых смесей на отдельные фракции (рис. 1) [10].

Для экстракции данных технологических потоков в исследуемом процессе, т.е. таких, как расходы, температуры потоков, их теплофизические параметры использовались: регламент установки, данные центральной заводской лаборатории, прямые измерения параметров, а где такие измерения были недоступны – данные использовались данные режимных листов.

Для выполнения материальных балансов установки и уточнения измеренных потоковых данных было выполнено моделирование работы установки АВТ А12/2 в программе HYSYS, которая представляет собой пакет математического обеспечения, предназначенный для моделирования в стационарном режиме, проектирования химико-технологических производств, контроля производительности оборудования, оптимизации и бизнес-планирования в области добычи и переработки углеводородов и нефтехимии [11].

Программный пакет HYSYS построен на основе надёжных и проверенных методов расчёта технологических процессов. Уже более 25 лет HYSYS применяется для моделирования процессов добычи нефти и газа, нефте- и газопереработки. Программа с одинаковым успехом работает в проектных и инжиниринговых фирмах, в проектно-конструкторских отделах заводов, в научно-исследовательских институтах и на заводских установках.

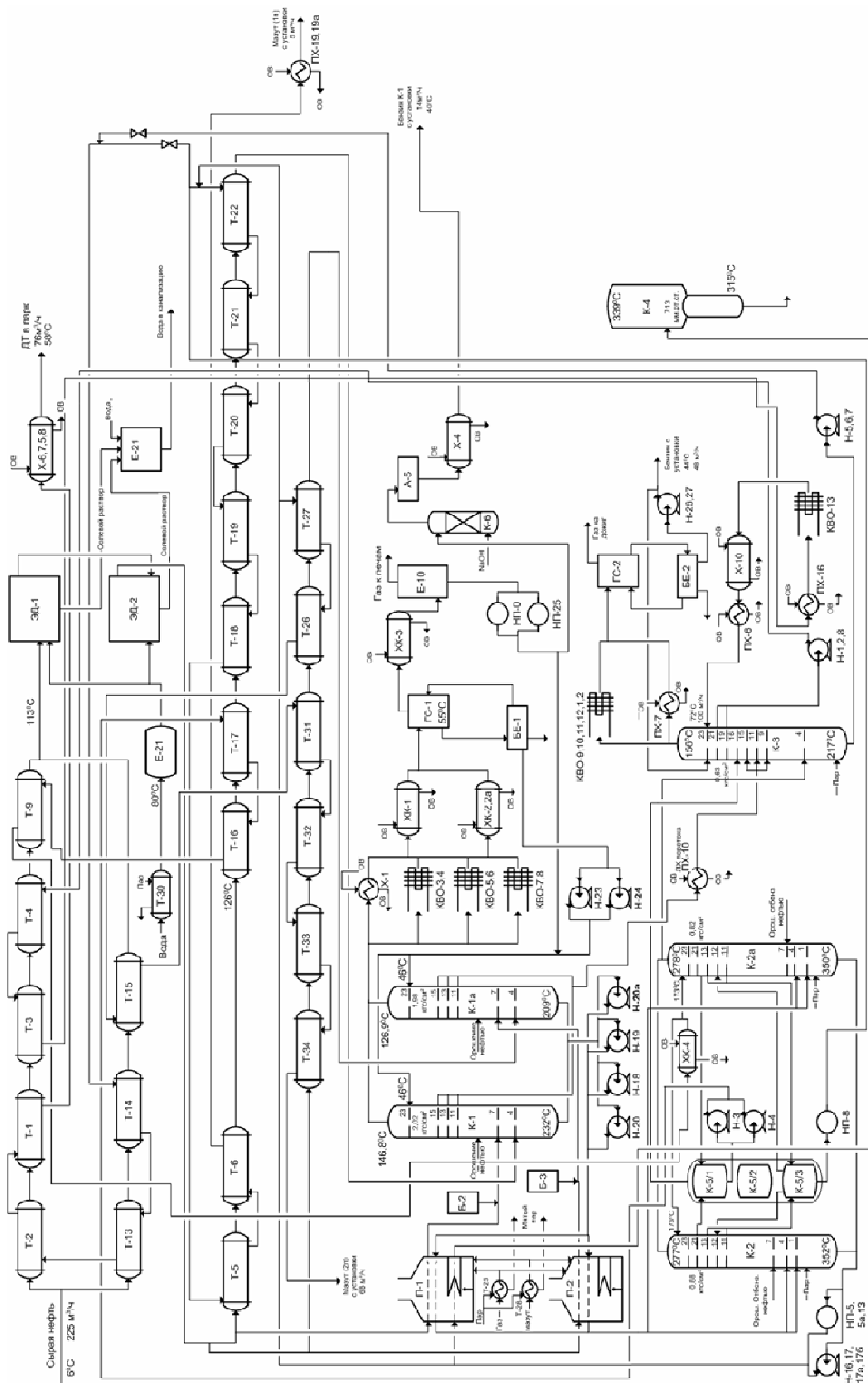


Рисунок 1 – Существующая схема установки переработки нефти АВТ А12/2 без вакуумного блока. БУ, БЕ, Е – емкости; БК – барометрический конденсатор; К1, К1а – атмосферные ректификационные колонны; К2, К2а – ректификационные колонны разгона отбензиновой нефти; К3 – ректификационная колонна для получения дизельного топлива; К4 – вакуумная колонна; К5 – отпарная колонна; КВО – конденсатор воздушного охлаждения; Н, НП – насосы; П – трубчатая печь; Т – теплообменные аппараты; Х, ПХ – холодильники; ХК – конденсаторы; ЭД – электродвигатель; ОВ – охлаждающая вода

На сьогоднішній день інженери і технологи використовують HYSYS як средство построения стационарных моделей при проектировании технологических процессов, для мониторинга состояния оборудования и выявления неисправностей, для оптимизации технологических режимов, бизнес – планирования и управления активами. Кроме того, использование программы HYSYS даёт значительный экономический эффект: повышается производительность и прибыльность установок [12]. Экономический эффект от использования программы HYSYS достигается за счёт оптимизации проектирования – возможности в сжатые сроки оценить рентабельность, безопасность и надёжность установки, мониторинга состояния оборудования – уверенности в том, что оборудование работает в оптимальном режиме, уменьшения затрат на реализацию проекта – возможности свести к минимуму количество ошибок и сделать проект менее трудоёмким. В работах [12–14] продемонстрировано успешное применение программного пакета HYSYS в проектах модернизации румынских нефтеперерабатывающих заводов.

**Экстракция данных.** Сбор данных, необходимых для расчета материального и теплового балансов, осуществляется путем прямых измерений температур и расходов потоков на оборудовании с помощью расходомеров, стационарных и переносных термометров. В ходе такого обследования установки были получены данные, приведенные ниже.

Сырая нефть. Направляется из сырьевых резервуаров через группу теплообменников на обессоливание.  $t_{нач} = 10\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $t_{кон} = 118\text{ }^{\circ}\text{C}$ , расход – 251 т/ч.

Обессоленная нефть. Направляется из электродегидраторов через группу теплообменников и печи в колонны К-1, К-1а.  $t_{нач} = 112\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $t_{кон} = 214\text{ }^{\circ}\text{C}$ , расход – 248 т/ч.

Переток. Боковой отбор фракций К-1, 1а направляется через холодильник перетока в колонну К-3.  $t_{нач} = 173\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $t_{кон} = 54\text{ }^{\circ}\text{C}$ , расход – 8,2 т/ч.

Бензин К-1,1а. Отбирается с верха колонн К-1, 1а, конденсируется и направляется в парк. Часть бензина идет на орошение колонн К-1, 1а.  $t_{нач} = 145\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $t_{кон} = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$ , расход – 29,69 т/ч.

Газ К-1, 1а. Отделяется от бензина К-1, 1а в газосепараторе, охлаждается в газовом холодильнике.  $t_{нач} = 145\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $t_{кон} = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$ , расход – 3 т/ч.

Отбензиненная нефть. Выходит с низа колонн К-1, 1а, нагревается в печах и поступает в колонны К-2, 2а.  $t_{нач} = 214\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $t_{кон} = 370\text{ }^{\circ}\text{C}$ , расход – 210 т/ч.

Горячая струя К-1, 1а. Выходит с низа колонн К-1, 1а, нагревается в печи и поступает в колонны К-1, 1а.  $t_{нач} = 112\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $t_{кон} = 350\text{ }^{\circ}\text{C}$ , расход – 80 м<sup>3</sup>/ч.

Пары К-2, 2а. Выходят с верха колонн К-2, 2а и направляются в колонну К-3.  $t = 287\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Циркуляционное орошение К-2, 2а. Боковой отбор колонн К-2, 2а охлаждается в теплообменниках и направляется в качестве орошения в К-2, 2а.  $t_{нач} = 295\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $t_{кон} = 144\text{ }^{\circ}\text{C}$ , расход – 31 т/ч.

Мазут. Выходит с низа колонн К-2, 2а, К5/3. Часть мазут охлаждается в теплообменниках и направляется в парк. Другая часть нагревается в печи и подается в колонну К-4. Мазут через теплообменники:  $t_{нач} = 360\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $t_{кон} = 90\text{ }^{\circ}\text{C}$ , расход – 80 т/ч. Мазут в К-4:  $t_{нач} = 360\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $t_{кон} = 407\text{ }^{\circ}\text{C}$ , расход – 73 м<sup>3</sup>/ч.

Бензин К-3. Отбирается с верха колонны К-3, конденсируется и направляется в парк. Часть бензина идет на орошение колонны К-3.  $t_{нач} = 157\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $t_{кон} = 46\text{ }^{\circ}\text{C}$ , расход – 17,4 т/ч.

Циркуляционное орошение К-3. Боковой отбор колонны К-3, охлаждается в теплообменниках и подается как орошение в К-3.  $t_{нач} = 165\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $t_{кон} = 74\text{ }^{\circ}\text{C}$ , расход – 76 т/ч.

Дизельное топливо. Отбирается с низа колонны К-3, охлаждается в теплообменниках и направляется в парк.  $t_{нач} = 229\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $t_{кон} = 74\text{ }^{\circ}\text{C}$ , расход – 71 т/ч.

Жидкое топливо. Часть мазута подогревается и используется в качестве жидкого топлива печи.  $t_{нач} = 49\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $t_{кон} = 80\text{ }^{\circ}\text{C}$ , расход – 3,8 т/ч.

Газообразное топливо. Газ колонн К-1, 1а подогревается и направляется в печь в качестве топлива.  $t_{нач} = 10\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $t_{кон} = 80\text{ }^{\circ}\text{C}$ , расход – 3 т/ч.

Солевой раствор после ЭЛОУ уходит с установки с температурой  $t_{нач} = 115\text{ }^{\circ}\text{C}$ . расход данного потока составляет величину 15.05 т/ч.

Вода на ЭЛОУ.  $t_{нач} = 49\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $t_{кон} = 80\text{ }^{\circ}\text{C}$ , расход – 12.54 т/ч.

Промышленная вода. Используется для охлаждения продуктов.  $t_{нач} = 24\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $t_{кон} = 46\text{ }^{\circ}\text{C}$ , расход – 18 т/ч.

Оборотная вода. Используется для конденсации и охлаждения продуктов.  $t_{нач} = 18\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $t_{кон} = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$ , расход – 246 т/ч.

Острый пар. Пар с котельной поступает на перегрев в печь и подается в колонны К-2, 2а, К-3.  $t_{нач} = 35\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $t_{кон} = 450\text{ }^{\circ}\text{C}$ , расход – 1,05 т/ч.

Пар. Используется для нагрева топлива печи и воды, поступающей на ЭЛОУ.  $t = 135\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $p = 4\text{ атм}$ .

Заметим, что не все потоки, которые включаются в расчет материального баланса установки, могут быть использованы для выполнения теплоэнергетической интеграции процесса. Последние четыре потока из приведенного списка являются утилитными потоками, и после выполнения проекта интеграции их характеристики, наверняка будут изменены в сторону удешевления использующихся утилит. Значения параметров технологических определяются исследуемым процессом и являются строго заданными.

**Моделирование процесса.** Отбензиненая нефть с низа К-1, 1а с температурой 200–250 °С подается в змеевики печей П-1, 2. С верха колонны К-2, 2а по трубам выводится хвостовая фракция бензина и дизельного топлива в паровой фазе и поступает в колонну К-3 в качестве перетока, как потока питания. Фракция дистиллятного бензина К-2а и дизельного топлива поступает в верхнюю секцию отпарной колонны К-5/1, откуда через теплообменники возвращается в К-2, К-2а. Пары из стриппинга К-5/1 поступают в К-3 на 16 тарелку. С 11, 13 тарелок К-2 и 9, 11, 13 тарелок К-2а может выводиться атмосферный газойль, который поступает в стриппинг отпарной колонны К-5/3, откуда забирается паровым насосом и откачивается к потоку дизельного топлива или мазута для орошения теплообменников. Пары из стриппинга К-5/3 поступают в К-2, 2а. Сверху К-3 отгоняется хвостовая часть бензина. Пары бензина по шлемовым трубам поступают в конденсаторы, где происходит охлаждение и конденсация, газосепаратор, в котором производится очистка бензина от примесей и воды, а затем направляется в буферную емкость. Дизельное топливо с низа К-3 прокачивается через теплообменники и направляется в парк. Мазут с низа колонн К-2, 2а и К-5/1, 2, 3 используется для оро-

шення теплообменников, необхідних для підогрева вихідної суміші, а також підвищення температури обессоленої та обезвоженої нафти перед подачею в якості потоку живлення в ректифікаційні колонни К-1 та К-1а.

Для уточнення даних про температури та витрати потоків, отриманих шляхом прямих вимірювань, проведено моделювання існуючого процесу переробки нафти на установці АВТ А12/2 за допомогою програми HYSYS. Це дозволить отримати максимально точні дані про складі потоків, мольних та масових витратах, температурах. Крім того, моделювання процесу в HYSYS значно спростить складання матеріального та теплового балансу, а також надасть більш точні дані про кількість необхідних гарячих та холодних утиліт.

В даному випадку буде розглядатися процес переробки нафти після обессолювання та обезвожування сирової нафти в електродегідраторах, після попереднього підогреву в мережі теплообмінників.

Першим етапом стало задання матеріального потоку обессоленої та обезвоженої нафти з детальною характеристикою нафтяної суміші, її газової частини, кривих розгонки, молекулярних мас, щільності, в'язкості та розбивки на псевдокомпоненти. Матеріальні потоки, необхідні для розрахунку матеріального балансу установки, позначені темними стрілками. Світлими стрілками представлені енергетичні потоки, за допомогою яких можливо отримати детальну інформацію про кількість гарячих та холодних утиліт, необхідних для виконання процесу переробки нафти. Значення енергетичних потоків дозволяють більш точно скласти тепловий баланс установки. Далі, відповідно до встановленої при дослідженні енерготехнологічної схеми установки АВТ А12/2, було встановлено відповідне обладнання, як показано на малюнку 2. Печі тут представлені у вигляді нагрівачів з відповідною навантаженням для кожного потоку.

**Матеріальний баланс.** Для того щоб правильно врахувати при тепловій інтеграції процесу внутрішні технологічні потоки, тобто ті потоки, які не покидають установку, необхідно розглянути матеріальні баланси ректифікаційних колонн. Розрахунок балансу колонн, отриманий за допомогою програми HYSYS, наведено в таблицях 1 та 2.

Таблиця 1 – Потоки живлення колонн установки АВТ А12/2

Колонна	Поток живлення	Кількість, кг/ч	Температура, °С
Колонна К-1, 1а	Обессол. нафта	250850	214
Колонна К-2, 2а	Отбенз. нафта	210000	214
	Пар	600	450
Колонна К-3	Пари верху К-2, 2а	81310	287
	Переток	8200	54
	Пар	450	450

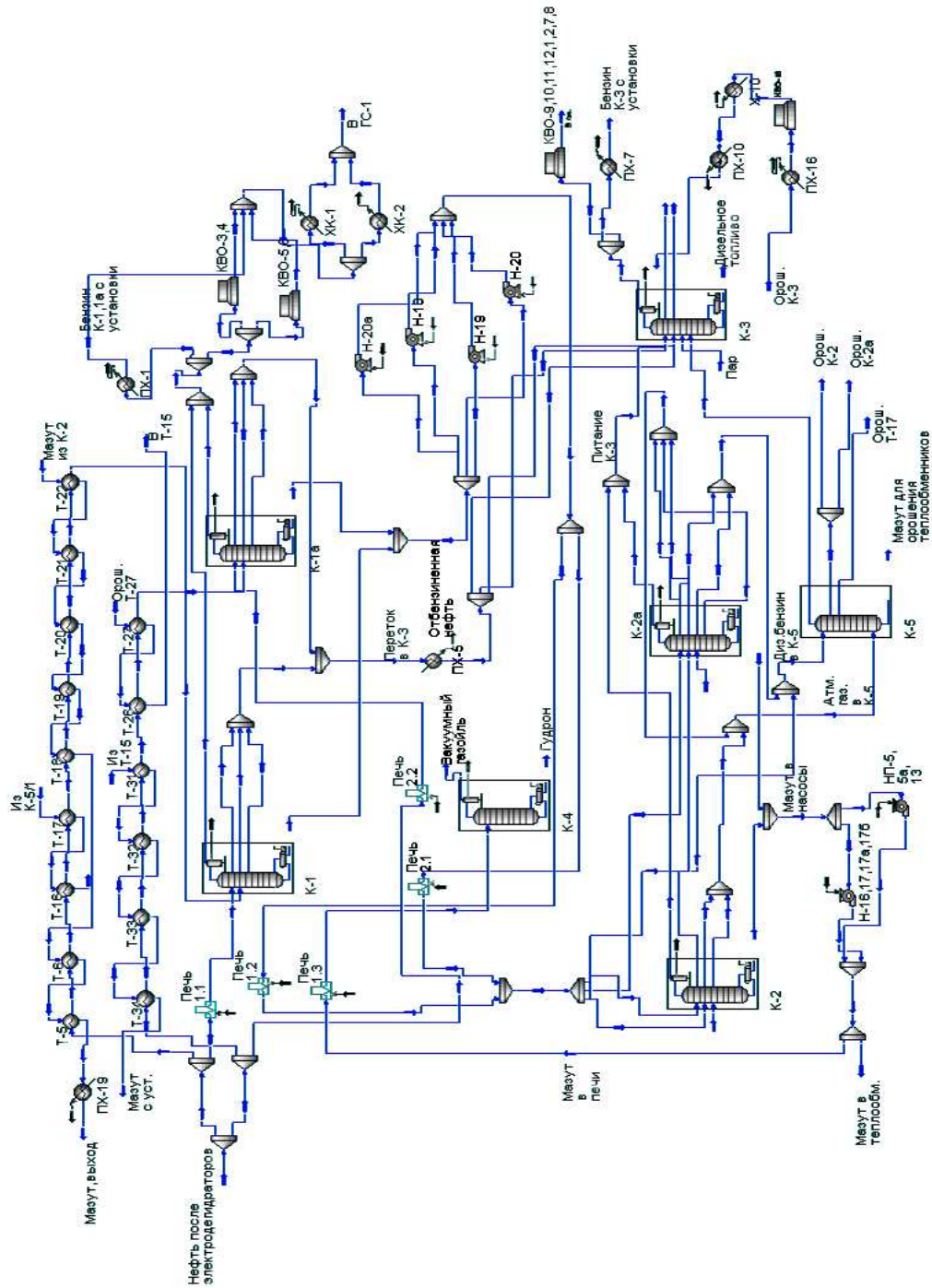


Рисунок 2 – Существующая схема установки АВТ А12/2, смоделированная в HYSYS. K-1, K-1a – атмосферные ректификационные колонны; K-2, K-2a – ректификационные колонны разгона отбензиновой нефти; K-3 – ректификационная колонна для получения дизельного топлива; K-4 – вакуумная колонна; K-5 – отпарная колонна; T – теплообменный аппарат; X – холодильник; H, HP – насосы; КВО – конденсаторы воздушного охлаждения

Таблица 2 – Продуктовые потоки установки АВТ А12/2

Колонна	Продуктовый поток	Количество, кг/ч	Температура, °С
Колонна К-1, 1а	Бензин К-1, 1а	29700	145
	Газ К-1, 1а	2780	145
	Переток	8200	173
	Отбенз. нефть	210000	214
Колонна К-2, 2а	Пары верха К-2, 2а	81310	287
	Мазут	129290	360
Колонна К-3	Бензин К-3	17800	157
	Водяные пары	1049	157
	Дизельное топливо	71110	229

На основании расчета технологических потоков колонн составлен общий материальный баланс колонн (табл. 3).

Таблица 3 – Материальный баланс ректификационных колонн установки АВТ А12/2

Ректификационная колонна	Приход, кг/час	Расход, кг/час
К-1, 1а	250850	250850
К-2, 2а	210620	210620
К-3	89960	89959

**Тепловой баланс.** При расчете теплового баланса установки мы использовали результаты измерения параметров технологических потоков процесса, данные обследования систем холодных и горячих утилит, т.е. системы водоснабжения, системы паровых магистралей установки и ее печей.

Расчет материального и теплового балансов необходимо выполнять для проверки адекватности данных технологических потоков включенных в тепловую интеграцию. Утилитная система установки АВТ 12/2 состоит из двух трубчатых печей. Полезная тепловая нагрузка определялась по данным измерений продуктовых потоков в трубчатых печах установки (табл. 4, табл. 5).

Общая полезная нагрузка первой печи 20875 кВт. Общая полезная нагрузка второй печи 29116 кВт. Следовательно, общая полезная нагрузка печей, т.е. тепловая энергия, которая в печи потребляется нагреваемыми потоками, равна ~50 МВт.

Измерение параметров отходящих газов и тепловых потерь через поверхности печей дало значение мощности общих тепловых потерь в печах установки, которое составляет величину ~ 30 МВт. Это значит, что общая мощность, выделяемая при сгорании топлива в печи, равна ~80 МВт.



Таблица 4 – Определение полезной нагрузки первой печи

Поток	$t_s$ , °C	$t_r$ , °C	м <sup>3</sup> /ч	кг/м <sup>3</sup>	кг/с	Тепло- ем. на входе	Тепло- ем. на выходе	Нагруз- ка
Атмосферный змеевик атмо- сферной части печи	214	371	73	724	14,6 8	2,611	3,187	9155,5
Верхний подог- реватель	214	353	35	724	7,04	2,611	2,984	3481,4
Атмосферный змеевик вакуум- ной части печи	214	310	34	724	6,88	2,611	2,833	2184,5
Нижний подог- реватель	112	203	35	795	7,72	2,237	2,57	2095,9
Вакуумный змеевик вакуум- ной части печи	360	407	73	742	15,0	3,008	3,173	3137,6
Пар	135	450			0,29	568	3379	819,9

Таблица 5 – Определение полезной нагрузки второй печи

Поток	$t_s$ , °C	$t_r$ , °C	м <sup>3</sup> /ч	кг/м <sup>3</sup>	кг/с	Теплоем. на входе	Теплоем. на выходе	Нагрузка кВт
Правый	214	370	90	724	18,1	2,611	3,183	11203,1
Левый	214	370	88	724	17,69	2,611	3,183	10954,2
Верхний по- догреватель	214	351	45	724	9,05	2,611	2,833	3942,4
Нижний по- догреватель	112	207	48	795	10,6	2,237	2,585	3016,2

В дальнейшем при выполнении теплоэнергетической интеграции нас в основном будет интересовать значение полезной нагрузки печей, и только для анализа пинч-проекта реконструкции системы рекуперации тепловой энергии, нам понадобится общая мощность печей установки.

Был также проверен общий материальный баланс между потоками, входящими на установку и выходящими из нее.

На основе данных, полученных с помощью измерений, и уточненных с помощью моделирования процесса переработки нефти на установке АВТ А12/2 в программе HYSYS, составлена потоковая таблица для исследуемого технологического процесса (табл. 6).

Потоковая таблица данных является цифровым образом процесса и служит основой для проведения пинч-анализа и теплоэнергетической интеграции процесса [15].

Таблиця 6 – Поточкові дані технологічних потоків, включених в інтеграцію для режиму роботи АВТ А12/2 без вакуумного блоку в зимнє время

№	Назва потоку	Тип	$t_s, ^\circ\text{C}$	$t_T, ^\circ\text{C}$	G, т/ч	$c, \text{кДж}/(\text{кг}\cdot\text{K})$	$r, \text{кДж}/\text{кг}$	CP, кВт/К	$\Delta H, \text{кВт}$	$\alpha, \text{кВт}/(\text{м}^2\cdot\text{K})$
1	Переток К-1,1а в К-3	гор	173	54	8,20	2,11		4,81	571,93	0,4
2,1	Охлаждение паров бензина К-1, 1а	гор	145	50	29,69	2,52		20,78	1974,36	0,1
2,2	Охлаждение газа из К-1, 1а	гор	145	40	2,78	2,52		1,95	204,33	0,1
2,3	Конденсация паров бензина К-1, 1а	гор	50	50	29,69		75		618,53	1
2,4	Охлаждение бензина К-1, 1а	гор	50	40	29,69	2,11		17,40	174,01	0,4
3,1	Охлаждение паров бензина К-3	гор	157	46	17,40	2,52		12,18	1351,98	0,1
3,2	Конденсация паров бензина К-3	гор	46	46	17,40		75		362,50	1
3,3	Охлаждение водяных паров К-3	гор	157	100	1,05	2,00		0,58	32,96	0,12
3,4	Конденсация водяных паров К-3	гор	100	100	1,05		2256		658,00	2
3,5	Охлаждение воды К-3	гор	100	46	1,05	4,19		1,22	65,99	0,8
4	Дизельное топливо	гор	229	200	71,11	2,70		68,29	1980,27	0,2
		гор	200	100	71,11	2,42		58,81	5880,67	0,2
		гор	100	58	71,11	2,10		51,76	2174,05	0,2
5	Циркуляционное орошение К-3	гор	165	74	75,79	2,11		55,87	5083,79	0,15
6	Циркуляционное орошение К-2,2а	гор	295	144	30,73	2,11		29,85	4507,90	0,15
7	Мазут	гор	360	300	133,08	2,90		150,01	9000,85	0,15
		гор	300	250	133,1	2,71		135,78	6789,08	0,15
		гор	250	200	133,1	2,54		122,99	6149,54	0,15
		гор	200	150	133,1	2,36		109,87	5493,37	0,15
		гор	150	90	133,1	2,17		95,69	5741,42	0,15
8	Солевой р-р с ЭЛОУ	гор	115	40	15,05	4,21		17,14	1285,61	0,8
9	Сырая нефть	хол	10	50	250,85	1,95		142,55	5701,96	0,1
		хол	50	118	250,85	2,10		170,22	11574,78	0,1
10	Обессоленная нефть	хол	112	150	248,34	2,28		192,17	7302,34	0,15
		хол	150	200	248,34	2,47		214,40	10720,07	0,15
		хол	200	214	248,34	2,65		231,36	3239,06	0,15
11	Отбензиненная нефть в АЗАЧП П-1	хол	214	250	56,00	2,75		54,87	1975,49	0,15
		хол	250	300	56,00	2,84		59,75	2987,44	
		хол	300	371	56,00	3,18		66,73	4737,86	
	Отбензиненная нефть в АЗВЧП П-1	хол	214	250	26,00	2,75		25,48	917,19	0,15
		хол	250	300	26,00	2,84		27,74	1387,03	
		хол	300	310	26,00	2,97		29,42	294,16	
12	Отбензиненная нефть в ЛЗ П-2	хол	214	250	64,00	2,75		62,71	2257,71	0,15
		хол	250	300	64,00	2,84		68,28	3414,22	
		хол	300	370	64,00	3,18		76,17	5331,73	
	Отбензиненная нефть в ПЗ П-2	хол	214	250	64,00	2,75		62,71	2257,71	0,15
		хол	250	300	64,00	2,84		68,28	3414,22	
		хол	300	370	64,00	3,18		76,17	5331,73	
13	Мазут через ВЗВЧП П-1	хол	360	407	53,29	2,90		65,68	3086,84	0,15
14	Вода на ЭЛОУ	хол	10	80	12,54	4,20		14,60	1021,87	0,8
15	Перегрев пара в П-1	хол	135	450	1,05	2,69		2,60	819,88	0,6
16	Газ к печам	хол	31	80	3,00	2,52		2,10	102,90	0,1
17	Мазут в печи	хол	49	80	3,79	2,05		2,32	71,80	0,1

**Выводы.** Моделирование процесса первичной переработки нефти на установке АВТ А12/2 с помощью программного продукта HYSYS позволило уточнить измеренные потоковые данные и получить недостающие. Наглядно представлена энерготехнологическая схема процесса, а использование термодинамических моделей HYSYS позволило рассчитать физические свойства, транспортные свойства, фазовое равновесие материальных потоков с высокой точностью. Это дало возможность составить таблицу потоковых данных, которая является цифровым образом процесса и в дальнейшем будет служить основой для интеграции существующего процесса переработки нефти, построения составных кривых и расчета энергоэффективности установки. Кроме того, наличие энергетических потоков позволило точно составить тепловой баланс установки и наглядно представило количество потребляемых горячих и холодных утилит.

**Обозначения.**  $c$  – удельная теплоемкость, Дж/(кг·°C);  $CP$  – потоковая теплоемкость (водный эквивалент), Вт/°C;  $G$  – массовый расход, кг/с;  $H$  – потоковое теплосодержание, Вт;  $r$  – скрытая теплота фазового перехода Дж/кг;  $t$  – температура, °C;  $t_{нач}$  – температура начальная, °C;  $t_{кон}$  – температура конечная, °C;  $t_S$  – температура снабжения, °C;  $t_T$  – целевая температура, °C;  $\alpha$  – характерный коэффициент теплоотдачи, Вт/(м<sup>2</sup>·°C); АВТ – атмосферно-вакуумная трубчатка (установка первичной переработки нефти); АЗАЧП – атмосферный змеевик атмосферной части печи; АЗВЧП – атмосферный змеевик вакуумной части печи; ВЗВЧП – вакуумный змеевик вакуумной части печи; ГС – газосепаратор; ДТ – дизельное топливо; ЛЗ – левый змеевик; ПЗ – правый змеевик; К-1, К-1а – атмосферные ректификационные колонны; К-2, К-2а – ректификационные колонны разгонки отбензиненной нефти; К-3 – ректификационная колонна получения дизельного топлива; К-4 – вакуумная колонна; К-5 – отпарная колонна; ВО – конденсатор воздушного охлаждения; Н – насос; НП – паровой насос; ОВ – охлаждающая вода; П – трубчатая печь; Т-1–Т-34 – теплообменные аппараты; ПХ – погружной холодильник; Х – холодильник; ХК – холодильник-конденсатор; ЭД – электродегидратор; ЭЛОУ – электрообессоливающая установка.

#### Литература

1. Степанов А.В. Рациональное использование сырьевых и энергетических ресурсов при переработке углеводородов / А.В. Степанов, Н.И. Сульжик, В.С. Горюнов. – Киев: Техника. 1989. – 170 с.
2. Клименко В.Л. Энергоресурсы нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности / В.Л. Клименко, Ю.В. Костерин. Л.: Химия. 1985. – 256 с.
3. Гуревич И.Л. Технология переработки нефти и газа. Общие свойства и первичные методы переработки нефти и газа / И.Л. Гуревич. М.: Химия. 1972. – 460 с.
4. Уильям Д. Леффлер. Переработка нефти / Уильям Д. Леффлер. М.: ЗАО «Олимп-Бизнес». 2004. – 223 с.
5. Рудин М.Г. Карманный справочник нефтепереработчика / М.Г. Рудин. Л.: Химия. 1989. – 464 с.
6. Дец М.М. Заходи щодо підвищення ефективності і конкурентоздатності української нафтопереробки / М.М. Дец // Нафтова і газова промисловість. – 1997. – №5. – С.42–44.
7. Скляр В.Т. Необходимость и условия развития нефтеперерабатывающей промышленности Украины / В.Т. Скляр, А.В. Степанов, П.И. Ковальчак // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 1996. – №3. – С. 65–69.

8. Т. Нацуо. Многоотраслевой комплекс объединяет нефтепереработку с энергетической и строительной промышленностью / Т. Нацуо, Т. Яаги // Нефтегазовые технологии. – 2004. – №3. – С. 79–82.
9. Багиров И.Т. Современные установки первичной переработки нефти / И.Т. Багиров. М.: Химия. 1974. – 240 с.
10. Эмирджанов Р.Т. Основы технологических расчетов в нефтепереработке и нефтехимии / Р.Т. Эмирджанов, Р.А. Лемберанский. – М.: Химия, 1989. – 191 с.
11. Левченко Д.Н. Технология обессоливания нефтей на нефтеперерабатывающих предприятиях / Д.Н. Левченко. – М.: Химия, 1985. – 186 с.
12. Plesu V. Retrofit solutions in crude distillation plant using process simulation and process integration / Plesu V., Bumbac G., Tacu-Marcov C., Ivanescu I., Popescu D.C.// Chemical engineering transactions, 2005. Vol. 7. P. 169–174.
13. Plesu V. HEN retrofit for a crude distillation unit-part 1 / Plesu V., Bumbac G., Nan O.// Chemical engineering transactions, 2001. Vol. 2. P. 95–98.
14. Plesu V. Catalytic, reforming plant simulation for energy saving and rational use of hydrogen / Plesu V., Baetens D., Bumbac G.// Chemical engineering transactions, 2001. Vol. 2. P. 489–492.
15. Смит Р. Основы интеграции тепловых процессов / Р. Смит, Й. Клемеш, Л.Л. Товажнянский, П.А. Капустенко, Л.М. Ульев – Харьков: Издательский центр НТУ «ХПИ», 2000. – 457 с.

Bibliography (transliterated)

1. Stepanov A.V. Racional'noe ispol'zovanie syr'evykh i jenergeticheskikh resursov pri pererabotke uglevodorodov A.V. Stepanov, N.I. Sul'zhik, V.S. Gorjunov. – Kiev: Tehnika. 1989. – 170 p.
2. Klimenko V.L. Jenergoresursy neftepererabatyvajushhej i neftehimicheskoj promyshlennosti V.L. Klimenko, Ju.V. Kosterin. L.: Himija. 1985. – 256 p.
3. Gurevich I.L. Tehnologija pererabotki nefiti i gaza. Obshhie svojstva i per-vichnye metody pererabotki nefiti i gaza I.L. Gurevich. M.: Himija. 1972. – 460 p.
4. Uil'jam D. Leffler. Pererabotka nefiti Uil'jam D. Leffler. M.: ZAO «Olimp-Biznes». 2004. – 223 p.
5. Rudin M.G. Karmannyj spravocnik neftepererabotchika M.G. Rudin. L.: Himija. 1989. – 464 p.
6. Dec M.M. Zahodi shhodo pidvishhennja efektyvnosti i konkurentozdatnosti ukraïns'koï naftopererobki M.M. Dec Naftova i gazova promislovist'. – 1997. – #5. – p.42–44.
7. Skljar V.T. Neobhodimost' i uslovija razvitija neftepererabatyvajushhej promyshlennosti Ukrainy V.T. Skljar, A.V. Stepanov, P.I. Koval'chak Jekotehnologii i resur-soberezenie. – 1996. – #3. – p. 65–69.
8. Т. Nacuo. Mnogootraslevoj kompleks ob"edinjaet neftepererabotku s jenergeticheskoj i stroitel'noj promyshlennost'ju T. Nacuo, T. Jagi Neftgazovye tehnologii. – 2004. – #3. – p. 79–82.
9. Bagirov I.T. Sovremennye ustanovki pervichnoj pererabotki nefiti I.T. Bagirov. M.: Himija. 1974. – 240 p.
10. Jemirdzhanov R.T. Osnovy tehnologicheskikh raschetov v neftepererabotke i neftehimii R.T. Jemirdzhanov, R.A. Lemberanskij. – М.: Himija, 1989. – 191 p.
11. Levchenko D.N. Tehnologija obessolivaniya neftej na neftepererabatyvaju-shhikh predpriyatijah D.N. Levchenko. – М.: Himija, 1985. – 186 p.