УДК 665.753.4

# УВЕЛИЧЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ В ПРОЦЕССЕ АТМОСФЕРНОЙ ПЕРЕГОНКИ НЕФТИ

**Бабкин Виктор Александрович**,
начальник установки утилизации сероводородсодержащего газа
и производства гранулированной серы ОАО «АНПЗ ВНК»,
Россия, 662110, Красноярский край, Большеулуйский район, промзона.
E-mail: BabkinVA@anpz.rosneft.ru

**Бурюкин Фёдор Анатольевич**,
канд. хим. наук, доцент каф. химии и технологии природных
энергоносителей и углеродных материалов ФГАОУ ВПО «Сибирский
федеральный университет», Институт нефти и газа, Россия, 660041,
г. Красноярск, пр. Свободный, 79. E-mail: FBuryukin@sfu-kras.ru

**Киселёва Алёна Сергеевна**,
магистрант каф. химии и технологии природных энергоносителей
и углеродных материалов ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный
университет», Институт нефти и газа,
Россия, 660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 79. E-mail: inig@oil-sfu.ru

**Григорьев Александр Валерьевич**,
магистрант каф. химии и технологии природных энергоносителей
и углеродных материалов ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный
университет», Институт нефти и газа,
Россия, 660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 79. E-mail: inig@oil-sfu.ru

**Косицына Светлана Сергеевна**,
аспирант каф. химии и технологии природных энергоносителей
и углеродных материалов ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный
университет», Институт нефти и газа, Россия, 660041, г. Красноярск,
пр. Свободный, 79. E-mail: kositcyna_ss@mail.ru

*Актуальность работы обусловлена необходимостью снижения затрат энергии и ресурсов. Обострение этой проблемы неразрывно связано с постоянным увеличением стоимости энергоносителей: природного газа, электроэнергии и т. д. Создание правовых, экономических и организационных основ стимулирования энергосбережения и повышения энергетической эффективности основывается на Федеральном законе Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».*

***Цель исследования:*** *разработка комплекса технических мероприятий по увеличению энергоэффективности установки атмосферной перегонки нефти ОАО «АНПЗ ВНК», позволяющего увеличить температуру сырья колонны предварительного отбензинивания нефти при одновременном уменьшении расхода технологического топлива в печи и снижении расхода электроэнергии в аппаратах воздушного охлаждения.*

***Методы исследования:*** *выполнен анализ технологических потоков блока атмосферной перегонки нефти. Выявлено, что мазут и дизельная фракция обладают резервом по рекуперации тепла, который не используется для нагрева сырьевых потоков установки. Произведен анализ эффективности и подбор современного теплообменного оборудования, выполнен его тепловой расчет. В работе определены технико-экономические показатели проекта реконструкции установки атмосферной перегонки нефти.*

***Результаты:*** *разработан вариант трехпоточной технологической схемы нагрева нефти с заменой кожухотрубного теплообменного оборудования на аппараты спирального типа для более полной рекуперации тепла горячих продуктовых потоков, выводимых с атмосферной колонны и отпарной колонны комбинированной установки перегонки нефти. На основании тепловых и технико-экономических расчетов доказано, что предлагаемая схема способствует сокращению потребления электроэнергии аппаратами воздушного охлаждения за счёт снижения температур поступающих технологических потоков.*

***Ключевые слова:***
*Энергоэффективность, энергоемкость, атмосферная перегонка нефти, модернизация, спиральный теплообменник.*

**Введение**

В настоящее время вопрос повышения энергоэффективности и рационального использования ресурсов в условиях промышленного производства признан одним из приоритетных направлений развития науки, технологий и техники в Российской Федерации. Энергосбережение – реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энерге-

тических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования (в том числе объема произведенной продукции, выполненных работ, оказанных услуг). По некоторым данным, энергоемкость экономики России в 3 раза выше энергоемкости мировой экономики, в 7 раз больше, чем в Японии, в 4,5 раза больше, чем в США. В то же время именно промышленные предприятия потребляют около 40–45 % топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), вырабатываемых в России, что во многом определяет потенциал для их экономики в масштабах страны [1, 2].

В современных условиях экономический успех предприятия, рентабельность и конкурентоспособность зависит от того, насколько эффективно реализуется цепочка энергоемкость → энергоэффективность → техническое развитие → модернизация предприятия [2, 3].

Нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ), в производственную задачу которых входит обеспечение углеводородным топливом различных сфер экономики, являются потребителями значительного количества топливно-энергетических ресурсов для собственных нужд. В типичных процессах нефтепереработки сырьевые потоки подогреваются, как правило, для осуществления физического разделения (ректификация) либо для реализации эндотермических реакций (например, каталитического риформинга). Несмотря на то, что для подогрева сырья установок широко используется теплообмен между потоками, как правило, требуется дополнительное тепло [4].

В частности, наиболее затратными, с точки зрения использования энергии в виде топлива, пара или электрической энергии, процессами на НПЗ являются:

- нагрев сырой нефти или сырья для технологических установок;
- получение пара для механического привода турбин для питания основных компрессоров и некоторых крупных насосов, процессов нагревания и питания пароструйных вакуумных эжекторов;
- нагрев ребойлеров и др. [4].

Актуальность внедрения системы ресурсосбережения и энергоэффективности на предприятиях нефтепереработки подтверждается тем, что в настоящее время на многих предприятиях данной отрасли, отнесенных к категории стратегических для экономики России, вводятся стандарты в области энергосбережения и пр. [5–8].

Регулирование энергопотребления должно стать неотъемлемой частью управления технологическим процессом и заводом в целом для достижения оптимального уровня энергопотребления при выполнении поставленных задач по объемам выпускаемых нефтепродуктов. На основе долговременного подхода к внедрению средств повышения энергоэффективности, предусматривающего использование комплексных мероприятий и новейших программных продуктов для оптимизации технологического процесса переработки нефти, компании получают возможность контролировать и существенно снижать энергозатраты. Эффективная экономия во всех подразделениях нефтеперерабатывающего предприятия положительно повлияет на общую рентабельность завода [9].

В целом рациональное использование ресурсов и энергии в процессах переработки нефти во многом определяется эффективностью работы технологического оборудования завода. Например, около 36 % энергии, поступающей на завод, уходит с охлаждающей водой или воздухом, до 16 % вместе с дымовыми газами технологических печей выделяется в атмосферу, 12–14 % энергии рассеивается в окружающую среду в виде тепла, отдаваемого горячими поверхностями оборудования. [10]. Снижение указанных потерь возможно за счет рекуперации тепла посредством извлечения и использования тепла от продуктов сгорания, теряемого через стенки технологической аппаратуры, посредством теплообмена между потоками продукции и использования низкопотенциального отходящего тепла [11].

Следовательно, потребление топлива, тепловой и электрической энергии может быть значительно снижено за счет использования современного оборудования, в том числе: печей, насосов, компрессоров, теплообменников, реакционных и контактных устройств, утилизаторов и др., а также при максимально рациональном использовании избыточной теплоты отходящих нефтяных фракций.

#### Методы и методики исследований

Получение товарных нефтепродуктов из подготовленной к переработке нефти начинается с установки атмосферно-вакуумной перегонки, которая на российских НПЗ обозначается аббревиатурой АВТ – атмосферно-вакуумная трубчатка, на которую нефть поступает после электрообессоливающей установки (ЭЛОУ).

Именно полученные на АВТ фракции служат сырьём для вторичной переработки или являются компонентами товарной продукции. Из них вырабатываются практически все компоненты моторных топлив, смазочных масел, сырье для вторичных процессов и для нефтехимических производств [12]. От работы комбинированных установок ЭЛОУ-АВТ или ЭЛОУ-АТ зависит не только выход и качество получаемых нефтяных фракций, но и технико-экономические показатели всего процесса переработки нефти на НПЗ.

Отечественные установки АТ, АВТ характеризуются большим разнообразием схем перегонки и широким ассортиментом получаемых фракций, в зависимости от времени постройки, выбранной технологии, проводившихся модернизаций.

В общем виде принципиальная схема блока атмосферной перегонки нефти представлена на рис. 1.

Нефть после ЭЛОУ дополнительно подогревается в теплообменнике и поступает на разделение в колонну предварительного отбензинивания – 1.

Уходящие в верха этой колонны углеводородный газ и легкий бензин конденсируются и охлаждаются в аппаратах воздушного и водяного охлаждения и поступают в емкость орошения. Часть конденсата возвращается наверх колонны – 1 в качестве острого орошения. Отбензиненная нефть с низа колонны – 1 подается в печь – 4, где нагревается до требуемой температуры и поступает в атмосферную колонну – 2. Часть отбензиненной нефти из печи – 4 возвращается в низ колонны – 1 в качестве горячей струи. С верха колонны – 2 отбирается тяжелый бензин, а сбоку через отпарные колонны – 3 выводятся топливные фракции, ассортимент которых может различаться на различных НПЗ в зависимости от реализуемых на предприятии процессов. Обычно это фракции 180–220 (230), 220 (230)–280 и 280–350 °С. Атмосферная колонна кроме острого орошения имеет два циркуляционных орошения, которыми отводится тепло ниже тарелок отбора фракций 180–220 (230), 220 (230)–280 °С. В нижние части атмосферной колонны и отпарной колонны подается перегретый водяной пар для отпарки легкокипящих фракций. С низа атмосферной колонны выводится мазут, который направляется на блок вакуумной перегонки [13].

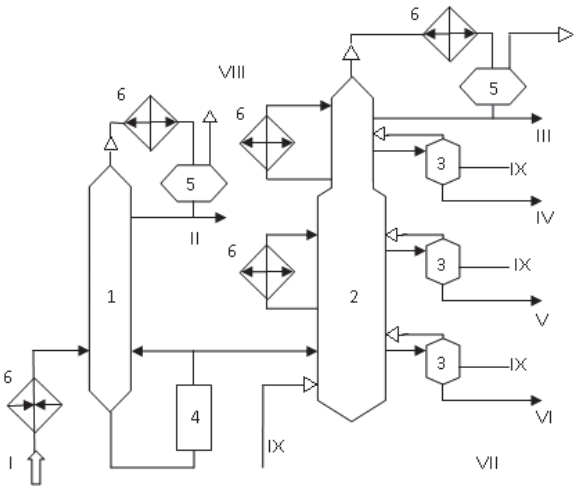


***Рис. 1.*** *Принципиальная схема блока атмосферной перегонки нефти: 1 – отбензинивающая колонна, 2 – атмосферная колонна, 3 – отпарные колонны, 4 – печь, 5 – сборники, 6 – теплообменники; I – нефть с ЭЛОУ, II – легкий бензин, III – тяжелый бензин, IV – фракция 180–220 (230) °С, V – фракция 220 (230)–280 °С, VI – фракция 280–350 °С, VII – мазут, VIII – газ, IX – водяной пар*

***Fig. 1.*** *Functional diagram of the block for crude oil atmospheric distillation: 1 – preflash column, 2 – crude distillation unit, 3 – flash tower, 4 – furnace, 5 – collectors, 6 – heat exchangers; I – oil from electric desalting plant (ELOU), II – light gasoline, III – heavy patrol, IV – 180–220 (230) °C fraction, V – 220 (230)–280 °C fraction, VI – 280–350 °C fraction, VII – residual oil, VIII – gas, IX – vapor*

Ввиду того, что процесс разделения нефти на фракции сопряжен с весьма значительными затратами тепловой и электроэнергии, именно блоки ЭЛОУ-АТ и ЭЛОУ-АВТ часто подвергаются технологическому переоснащению.

Например, для повышения эффективности процесса разделения нефти на фракции, достижения энергосбережения предлагается технология отбензинивания нефти, которая отличается тем, что часть поступающей в ректификационную колонну исходной обессоленной нефти нагревается в конвекционной камере печи (атмосферной или вакуумной) до 180 °С (вместо 205 °С по традиционно используемой технологии предварительного отбензинивания нефти) и подается вторым потоком в секцию питания, а в низ ректификационной колонны в качестве испаряющего агента подается водяной пар [13].

Предлагается также схема, при которой наряду с традиционными кожухотрубчатыми теплообменниками предлагается использование термосифонных теплообменников, коэффициент теплопередачи которых сравнительно выше, благодаря чему достигается снижение давления в колоннах, в том числе уменьшение потерь рабочего давления в технологической линии, осуществляется утилизация низкопотенциального тепла [14].

Некоторые варианты снижения энергетических затрат установки АТ предполагают оформление систем охлаждения аппаратов фракционирования и системы подогрева в виде замкнутых контуров [15], использование в качестве отпаривающего агента паров бензиновой фракции, полученных после нагрева и испарения флегмы [16] или паров нефтепродуктов, получаемых в газосепараторе, в который подают часть нагретой в печи нефти [17] и пр.

С целью разработки комплекса технических мероприятий по увеличению энергоэффективности комбинированной установки ЭЛОУ-АТ Ачинского НПЗ, позволяющего увеличить температуру сырья колонны предварительного отбензинивания нефти при одновременном уменьшении расхода технологического топлива в печи и снижении расхода электроэнергии в АВО, произведен анализ эффективности и подбор современного теплообменного оборудования и выполнен его тепловой расчет. В работе определены технико-экономические показатели проекта реконструкции установки ЭЛОУ-АТ.

#### Результаты исследований

Результаты обследования установки ЭЛОУ-АТ Ачинского НПЗ, показали, что горячие продуктовые потоки нефтяных фракций атмосферной колонны К-102 и отпарной колонны К-103 обладают большим запасом тепловой энергии. При этом эффективное использование в технологии тепла отходящих с установки фракций в полной мере не удаётся осуществить при распределении потоков через кожухотрубные теплообменные аппараты (рис. 2).

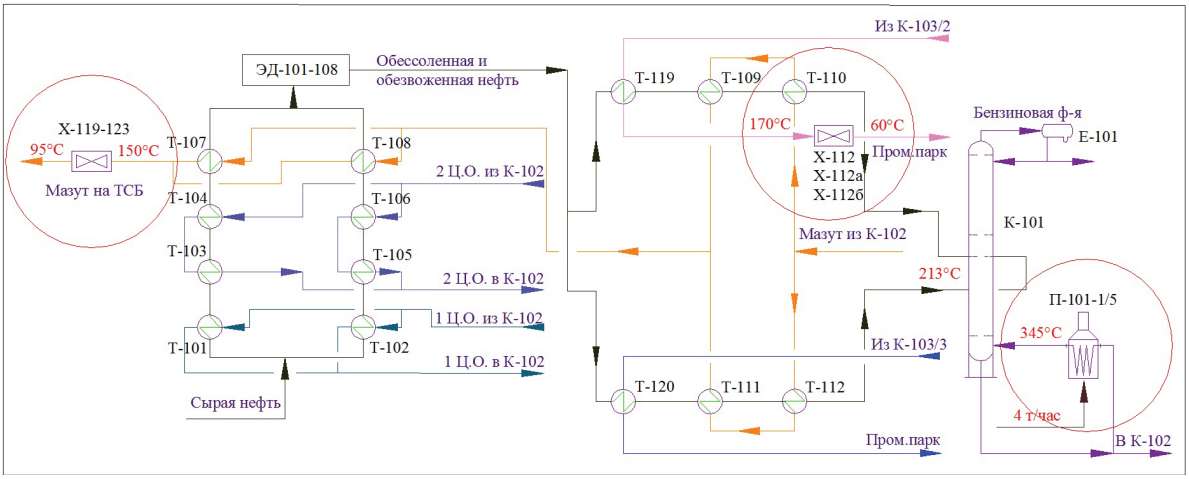


***Рис. 2.*** *Энергоёмкие участки установки ЭЛОУ-АТ, где: К – ректификационная колонна; П – трубчатая печь; Т – кожухотрубный теплообменник; Х – аппарат воздушного охлаждения (АВО); ЦО – циркуляционное орошение; ЭД – электродегидратор. Указанные технологические режимы соответствуют параметрам IV квартал 2012г. – I квартал 2013 г.*

***Fig. 2.*** *Energy intensive areas of ELOU-AT, where K – refraction column; П – tube furnace; T – tube-shell heat exchanger; X – air-cooling unit (AVO); ЦО – circulation flash; ЭД – electrical dehydrator. The given process conditions match the parameters of the IV quarter 2012 – I quarter 2013*

Из рис. 2 видно, что нефть двумя параллельными потоками прокачивается по трубному пространству через теплообменники Т-101 и Т-102, где нагревается потоком 1-го ЦО колонны К-102. Далее нагрев осуществляется в трубном пространстве теплообменников Т-103, Т-104, Т-105, Т-106, в которых теплоносителем является 2-ое ЦО колонны К-102, а также в межтрубном пространстве теплообменников Т-107, Т-108, в которых нефть нагревается потоком мазута.

После теплообменников потоки нефти объединяются и направляются в электродегидраторы первой и второй ступени. Обессоленная и обезвоженная нефть с блока ЭЛОУ двумя параллельными потоками направляется в теплообменники. Первый поток направляется в трубное пространство теплообменника Т-120 и межтрубное пространство теплообменников Т-111, Т-112, где нагревается за счет тепла фракции 230–360 °С и мазута. Второй поток нефти направляется в трубное пространство теплообменника Т-119 и межтрубное пространство теплообменников Т-109, Т-110, где нагревается за счет тепла фракции 180–320 °С и мазута. Объединенные потоки нефти в дальнейшем направляются в отбензинивающую колонну К-101.

Из анализа технологических потоков видно, что температура мазута, поступающего на доохлаждение в АВО Х-119–123, составляет 150 °С, а температура дизельной фракции перед Х-112–112б составляет 170 °С. Температура указанных фракций при выводе с ЭЛОУ-АТ по нормам технологического регламента составляет 95 и 60 °С соответственно для мазута и дизельной фракции. Следовательно, до поступления в АВО мазут и дизельная фракция обладают резервом по рекуперации тепла, который не используется для нагрева сырьевых потоков установки.

Следует отметить, что по технологической схеме, представленной на рис. 2, через отбензинивающую колонну К-101 за сутки проходит более 22 000 тонн обессоленной нефти.

Изменение технологического режима отбензинивающей колонны К-101 способно изменить не только материальные и тепловые потоки колоны, но и влиять на интенсивность кипения сырья – полуотбензиненной смеси, поступающей на переработку в атмосферную колонну. В дальнейшем это может повлечь уменьшение давления насыщенных паров более тяжелых углеводородов, что ухудшает условия разделения и перераспределяет балансовые количества продуктов атмосферной колонны.

По нормам технологического режима колонны К-101 температура сырья составляет 210–215 °С, температура кубовой части – 253 °С. Для поддержания температурного режима и обеспечения режима ректификации в кубовую часть колонны К-101 подается «горячая струя». Нагрев «горячей струи» проводится в секциях печи П-101, что требует сжигания жидкого и газообразного топлива.

После рассмотрения возможных вариантов по повышению эффективности использования ТЭР на ЭЛОУ-АТ и выполнения тепловых расчетов, предложен вариант трехпоточной схемы нагрева нефти с заменой кожухотрубного теплообменного оборудования для более полной рекуперации тепла горячих продуктовых потоков, выводимых с колонн К-102 и К-103 (рис. 3).

Для выбора оптимального типа теплообменного аппарата произведён анализ эффективности современного оборудования [18–20].

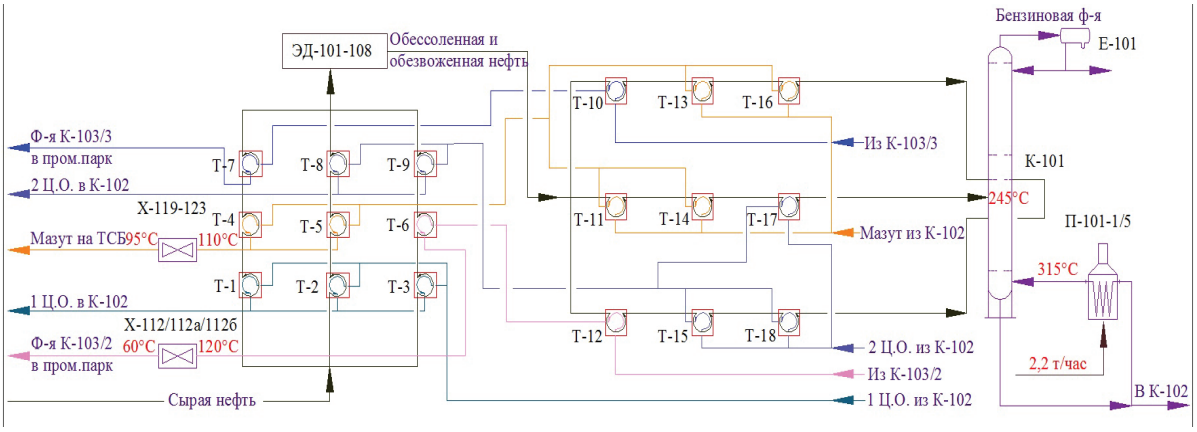


***Рис. 3.*** *Схема по увеличению энергоэффективности ЭЛОУ-АТ, где: К – ректификационная колонна; П – трубчатая печь; Т – кожухотрубный теплообменник; Х – аппарат воздушного охлаждения; ЦО – циркуляционное орошение; ЭД – электродегидратор*

***Fig. 3.*** *Diagram of increasing energy efficiency of ELOU-AT, where К – refraction column; П – tube furnace; Т – tube-shell heat exchanger; Х – air-cooling unit; ЦО – circulation flash; ЭД – electrical dehydrator*

**Обсуждение результатов**

На наш взгляд, наиболее приемлемым теплообменным оборудованием для модернизации технологический схемы ЭЛОУ-АТ применительно к технологической схеме завода являются спиральные теплообменники, характеризующиеся легкостью создания высоких скоростей движения теплообменивающихся сред и, как следствие, более высокими тепловыми показателями (коэффициент теплопередачи, тепловая напряженность).

Спиральные теплообменные аппараты работают как под вакуумом, так и при давлении до 1 МПа при температуре рабочей среды от –20 до +200 °С. При соответствующем подборе конструкционных материалов и прокладок допустимые значения давлений и температур могут быть доведены до 2,5 МПа и 500 °С соответственно.

В спиральных аппаратах может осуществляться теплообмен между рабочими средами жидкость–жидкость, газ–газ и газ–жидкость, а также возможна конденсация паров и парогазовых смесей. Гидравлическое сопротивление таких аппаратов относительно невелико и меньше, чем у кожухотрубных при одинаковой скорости движения рабочих сред.

Важной особенностью конструкции является использование непрерывных (цельных) металлических листов, что позволяет практически полностью исключить сварные швы в труднодоступных местах теплообменника.

В связи с тем, что площадь поперечного сечения каналов по всей длине остается неизменной, загрязнения на стенках в работающем аппарате лучше смываются потоком рабочей среды и теплообменник может продолжительное время работать без чистки.

Тепловые расчеты показали, что после замены теплообменного оборудования на спиральные аппараты температура мазута на входе в Х-119–123 уменьшилась на 40 °С, а температура дизельной фракции перед Х-112–112б – на 50 °С.

Оптимальная рекуперация тепла позволила обеспечить среднюю температуру трех потоков нефти на входе в колонну К-101 на уровне 245 °С.

Тепловой расчет колонны К-101 выполнен в соответствии с формулами (1)–(4):

$$\sum Q_{\text{ВХ}} = \sum Q_{\text{ВЫХ}}; \quad (1)$$

$$\sum Q_{\text{ВХ}} = Q_{\text{НЕФТЬ}} + Q_{\text{ГОР.СТ}}; \quad (2)$$

$$\sum Q_{\text{ВЫХ}} = Q_{\text{БЕНЗ}} + Q_{\text{ОТБЕНЗ.НЕФТЬ}}; \quad (3)$$

$$Q = G \cdot I, \quad (4)$$

где $G$ – соответствующий массовый расход, кг/ч; $I$ – соответствующая энтальпия, кДж/кг.

Результаты расчета показали, что при температуре ввода сырья 245 °С удается уменьшить температуру «горячей струи» с 345 до 315 °С, при этом произошло снижение расхода технологического топлива для сжигания в секциях 1 и 5 печи П-101. Снижение расхода топлива на печи П-101/1,5 составляет 45 % (с 4 до 2,2 т/ч). В результате итоговое снижение общего расхода топлива на переработку нефти после модернизации технологической схемы НПЗ составит 5,2 %.

Добавление третьего потока и замена кожухотрубных теплообменников на спиральные аппараты привела к сокращению потребления электроэнергии АВО за счёт снижения температур поступающих технологических потоков. Расчёт показал, что годовая экономия электроэнергии на АВО составляет более 500000 кВт·ч.

Целью технико-экономической оценки является подтверждение экономической целесообразности применения проекта модернизации на практике.

Учитывая единовременные затраты на теплообменное оборудование, транспортные расходы, демонтаж, монтаж оборудования и частотное регулирование АВО, а также принимая во внимание сни-

жение количества используемого топлива на технологию и экономию электроэнергии на АВО используемых для снятия избыточного тепла потоков получаем:

- Срок окупаемости проекта с учётом ставки дисконтирования составит $T_{ок}$=3,29 года;
- Рентабельность проекта R=30 %;
- Чистый дисконтированный доход NPV составил более 70 млн р.;
- Внутренняя норма доходности IRR=34 %.

**Выводы**

Таким образом, предложенный комплекс мероприятий по увеличению энергоэффективности ЭЛОУ-АТ позволил:

- увеличить температуру сырья колонны К-101 до 245 °С при одновременном уменьшении расхода технологического топлива в секциях 1 и 5 печи П-101 на 45 %;
- обеспечить итоговое снижение общего расхода топлива на переработку нефти после модернизации технологической схемы Ачинского НПЗ на уровне 5,2 %;
- снизить расход электроэнергии на АВО более чем на 500000 кВт·ч.

Расчет технико-экономических показателей модернизации завода подтвердил экономическую целесообразность проекта трехпоточной схемы нагрева нефти с заменой кожухотрубного теплообменного оборудования.

Особо следует подчеркнуть, что немаловажным результатом уменьшения расхода технологического топлива на сжигание в печах является сокращение выбросов в атмосферу.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**


1. Лисиенко В.Г., Щелоков Я.М., Ладыгичев М.Г. Хрестоматия энергосбережения: Справочное издание. В 2-х кн. Кн. 1 / под ред. В.Г. Лисиенко. – М.: Теплотехник, 2005. – 688 с.
2. Гнедой Н. Энергоэффективность и определение потенциала энергосбережения в нефтепереработке. – Киев: Наукова думка, 2008. – 182 с.
3. Кузнецов Н.В., Дановская О.А. Энергоэффективность и энергетическое обследование промышленных предприятий // Международный журнал экспериментального образования. – 2012. – № 2. – С. 65–66.
4. Industrial Energy Use. Ch. 5. The Petroleum Refining Industry. URL: http://www.princeton.edu/~ota/disk3/1983/8312/831208.PDF (дата обращения: 20.05.2014).
5. Загидуллина Т.С. Энергоэффективность как фактор конкурентноспособности российских предприятий в условиях вступления в ВТО // Экономика и управление: проблемы, решения. – 2013. – № 5 (17). – С. 50–55.
6. Черный Ю.И. Основные показатели развития мировой нефтеперерабатывающей промышленности в начале XXI века // Труды РГУ Нефти и газа им. Губкина. – 2011. – № 4 (265). – С. 236–244.
7. Нефедов Б.К. Пути развития и модернизации Российских НПЗ // Катализ в промышленности. – 2008. – № 1. – С. 33–40.
8. Русских С.Б. Энергосбережение: от задачи до решения // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – 2013. – № 7. – С. 31–32.
9. Worrell E., Galitsky C. Energy Efficiency Improvement in the Petroleum Refining Industry // Proceedings of the 2005 ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Industry. – West Point, New York, 2005. URL: http://escholarship.org/uc/item/15w780mf (дата обращения: 18.05.2014).
10. Петела Э. Энергоэффективность предприятий нефтепереработки. URL: http://www.energyland.info/news-print-121054 (дата обращения: 24.05.2014).
11. Бурдыгина Е.В. Повышение энергоэффективности теплотехнического оборудования первичной переработки нефти: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2003. – 23 с.
12. Larsen W.G. Heat Recovery and Energy Conservation in Petroleum Refining: Thesis (PH.D.). The University of Michigan, 1990. URL: http://adsabs.harvard.edu/abs/1990PhDT.....59L (дата обращения: 18.05.2014).
13. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа. – СПб.: Недра, 2013. – 544 с.
14. Установка атмосферной перегонки нефти: пат. РФ № 2205055; заявл. 21.01.02; опубл. 27.05.03. Бюл. № 15. – 5 с. URL: http://www.freepatent.ru/patents/2205055 (дата обращения: 20.04.2014).
15. Установка атмосферной перегонки нефти: пат. РФ № 2254897. заявл. 26.02.2004; опубл. 27.06.05. Бюл. № 18. – 8 с. URL: http://www.findpatent.ru/patent/225/2254897.html (дата обращения: 20.04.2014).
16. Способ переработки нефти: пат. РФ № 2264431. заявл. 27.09.2004; опубл. 20.11.05. Бюл. № 32. – 7 с. URL: http://www.findpatent.ru/patent/226/2264431.html (дата обращения: 19.04.2014).
17. Способ перегонки нефти: пат. РФ № 2394064; заявл. 17.03.2008; опубл. 10.07.2010. Бюл. № 19. – 2 с.
18. Энергоэффективность тепловых установок со спиральным теплообменником кипящего типа / В.М. Фокин, П.А. Рощин, В.И. Лепилов, А.В. Ковылин // Вестник ВолгГАСУ. Сер. Стр-во и архит. – 2013. – Вып. 30 (49). – С. 212–215.
19. Справочник по теплообменникам: в 2-х т. Т. 2 / пер. с англ. под ред. О.Г. Мартыненко и др. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 352 с.
20. Буренин В.В. Теплообменные аппараты для нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2006. – № 7. – С. 41–44.


*Поступила 30.05.2014 г.*

UDC 665.753.4

# INCREASE OF ENERGY EFFICIENCY AT CRUDE OIL ATMOSPHERIC DISTILLATION

**Viktor A. Babkin**,
Achinsk Refinery, Achinsk Refinery industrial area, Bolsheuluisky district, 662110, Krasnoyarsk territory, Russia. E-mail: BabkinVA@anpz.rosneft.ru

**Fedor A. Buryukin**,
Cand. Sc., Siberian Federal University, 79, Svobodny pr., 660041, Krasnoyarsk, Russia. E-mail: FBuryukin@sfu-kras.ru

**Alena S. Kiseleva**,
Siberian Federal University, 79, Svobodny pr., 660041, Krasnoyarsk, Russia. E-mail: inig@oil-sfu.ru

**Aleksandr V. Grigoriev**,
Siberian Federal University, 79, Svobodny pr., 660041, Krasnoyarsk, Russia. E-mail: inig@oil-sfu.ru

**Svetlana S. Kositsyna**,
Siberian Federal University, 79, Svobodny pr., 660041, Krasnoyarsk, Russia. E-mail: kositcyna_ss@mail.ru

***Relevance*** *of the work is caused by the need to decrease energy and resource expenditures. The aggravation of this problem is closely related to constant increase in cost of energy resources: natural gas, electric power, etc. Development of legal, economic and organizational bases of stimulating energy saving and increasing power efficiency is based on the Federal law of the Russian Federation of November 23, 2009 no. 261-FZ «On energy saving and power efficiency increase and on modification of separate acts of the Russian Federation».*

***The aim of the research*** *is to develop a complex of technical actions to increase energy efficiency of oil atmospheric distillation installation «Achinsk Refinery», which allows increasing temperature of raw materials of a column at simultaneous reduction of technological fuel consumption in the furnace and decrease of electric power expenditure in air cooling devices.*

***Research methods:*** *the analysis of technological flows of atmospheric distillation unit. It was ascertained that fuel oil and diesel fraction have a reserve for heat recovery, which is not used for heating feed streams. The authors have selected modern heat-exchange equipment, analyzed its efficiency and made its thermal design. The paper identifies technical and economic indices of the installation reconstruction project.*

***Results:*** *The authors developed a version of three-furnace technological scheme for oil heating with replacement of shell-and-tube heat-exchange equipment by spiral heat exchanger for more complete heat recovery of hot product flows removed from atmospheric column and Stripping column of the oil distillation complex installation. Based on thermal and technical and economic calculations it was proved that the scheme proposed promote reduce of power consumption by air cooling devices decreasing the temperature of incoming technological flows.*

***Key words:***
*Energy efficiency, energy intensity, atmospheric distillation of crude oil, modernization, spiral heat exchanger.*

## REFERENCES

1. Lisienko V.G., Shchelokov Ya.M., Ladygichev M.G. *Khrestomatiya energosberezheniya: spravochnoe izdanie* [Readings of energy saving: Reference book]. Ed. by V.G. Lisienko. Moscow, Teplotekhnik Publ., 2005. B. 2, 688 p.
2. Gnedoy N. *Energoeffektivnost i opredelenie potentsiala energosberezheniya v neftepererabotke* [Energy efficiency and definition of energy saving potential in refining]. Kiev, Naukova dumka Publ., 2008. 182 p.
3. Kuznetsov N.V., Danovskaya O.A. Energoeffektivnost i energeticheskoe obsledovanie promyshlennykh predpriyatiy [Energy efficiency and energy audit of industrial enterprises]. *Mezhdunarodny zhurnal eksperimentalnogo obrazovaniya*, 2012, no. 2, pp. 65–66.
4. Zagidullina T.S. Energoeffektivnost kak faktor konkurentnosposobnosti rossiyskikh predpriyatiy v usloviyakh vstupleniya v VTO [Energy efficiency as a factor in competitiveness of Russian enterprises in WTO accession]. *Ekonomika i upravlenie: problemy, resheniya*, 2013, no. 5 (17), pp. 50–55.
5. *Industrial Energy Use. Ch. 5. The Petroleum Refining Industry*. Available at: http://www.princeton.edu/~ota/disk3/1983/8312/831208.PDF (accessed 20 May 2014).
6. Cherny Yu.I. Osnovnye pokazateli razvitiya mirovoy neftepererabatyvayushchey promyshlennosti v nachale XXI veka [Key indicators of development of the global refining industry at the beginning of the XXI century]. *Trudy RGU Nefti i gaza im. Gubkina*, 2011, no. 4 (265), pp. 236–244.
7. Nefedov B.K. Puti razvitiya i modernizatsii Rossiyskikh NPZ [Ways of development and modernization of Russian refineries]. *Kataliz v promyshlennosti*, 2008, no. 1, pp. 33–40.
8. Russkikh S.B. Energosberezhenie: ot zadachi do resheniya [Energy saving: from problem to solution]. *Mir nefteproduktov. Vestnik neftyanykh kompaniy*, 2013, no. 7, pp. 31–32.
9. Worrell E., Galitsky C. Energy Efficiency Improvement in the Petroleum Refining Industry. *Proceedings of the 2005 ACEEE*

*Summer Study on Energy Efficiency in Industry*. West Point, New York, 2005. Available at: http://escholarship.org/uc/item/15w780mf (accessed 18 May 2014).
10. Petela E. *Energoeffektivnost predpriyatiy neftepererabotki* [Energy efficiency of oil refining]. Available at: http://www.energyland.info/news-print-121054/ (accessed 24 May 2014).
11. Burdygina E.V. *Povyshenie energoeffektivnosti teplotekhnicheskogo oborudovaniya pervichnoy pererabotki nefti. Avtoref. Dis. Kand. nauk* [Improving the energy efficiency of heating equipment of primary oil refining. Cand. Sc. abstract]. Ufa, 2003. 23 p.
12. Larsen W.G. Heat Recovery and Energy Conservation in Petroleum Refining: Thesis (PH.D.). The University of Michigan, 1990. Available at: http://adsabs.harvard.edu/abs/1990PhDT.....59L (accessed 18 May 2014).
13. Akhmetov S.A. *Tehnologiya glubokoy pererabotki nefti i gaza* [Oil and gas deep refining technology]. Saint-Petersburg, Nedra Publ., 2013. 544 p.
14. Evtyukhin N.A., Bakiev T.A., Bakiev A.V., Selskiy B.E. *Ustanovka atmosfernoy peregonki nefti* [Crude oil atmospheric distillation]. Patent RF, no. 2205055, 2003. Available at: http://www.freepatent.ru/patents/2205055 (accessed 20 April 2014).
15. Koksharov V.A., Koksharov P.A., Izosimov A.V. *Ustanovka atmosfernoy peregonki nefti* [Unit for crude oil atmospheric distillation]. Patent RF, no. 2254897, 2005. Available at: http://www.findpatent.ru/patent/225/2254897.html (accessed 20 April 2014).
16. Ishakov A.F., Zagidullin R.M., Demenkov V.N., Hayrudinov I.R., Telyashev E.G. *Sposob pererabotki nefti* [A method of refining]. Patent RF, no. 2264431, 2005. Available at: http://www.findpatent.ru/patent/226/2264431.html (accessed 19 April 2014).
17. Nasibullin R.I. *Sposob peregonki nefti* [Petroleum refining echnique]. Patent RF, no. 2394064, 2010.
18. Fokin V.M., Roshchin P.A., Lepilov V.I., Kovylin A.V. Energoeffektivnost teplovykh ustanovok so spiralnym teploobmennikom kipyashchego tipa [Energy efficiency of thermal plants with a spiral heat exchanger of boiling type]. *Vestnik VolgGASU. Ser. Str-vo i arhit*., 2013, vol. 30 (49), pp. 212–215.
19. *Spravochnik po teploobmennikam* [Handbook of heat exchangers]. Translated from English, ed. by O.G. Martynenko. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1987. Vol. 2, 352 p.
20. Burenin V.V. Teploobmennye apparaty dlya neftepererabatyvayushchikh i neftekhimicheskikh proizvodstv [Heat exchangers for refining and petrochemical industries]. *Neftepererabotka i neftekhimiya. Nauchno-tehnicheskie dostizheniya i peredovoy opyt*, 2006, no. 7, pp. 41–44.

*Received: 30 May 2014.*