

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫНЫҢ БІЛІМ ЖӘНЕ  
ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ  
Л.Н. ГУМИЛЕВ АТЫНДАҒЫ ЕУРАЗИЯ ҰЛТТЫҚ УНИВЕРСИТЕТІ

КӨЛІК – ЭНЕРГЕТИКА ФАКУЛЬТЕТІ



*«КӨЛІК ЖӘНЕ ЭНЕРГЕТИКАНЫҢ ӨЗЕКТІ МӘСЕЛЕЛЕРІ:  
ИННОВАЦИЯЛЫҚ ШЕШУ ТӘСІЛДЕРІ» ІХ ХАЛЫҚАРАЛЫҚ  
ҒЫЛЫМИ-ТӘЖІРИБЕЛІК КОНФЕРЕНЦИЯСЫНЫҢ БАЯНДАМАЛАР  
ЖИНАҒЫ*

**СБОРНИК МАТЕРИАЛОВ  
ІХ МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО – ПРАКТИЧЕСКОЙ  
КОНФЕРЕНЦИИ: «АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ТРАНСПОРТА И  
ЭНЕРГЕТИКИ: ПУТИ ИХ ИННОВАЦИОННОГО РЕШЕНИЯ»**

**PROCEEDINGS OF THE IX INTERNATIONAL SCIENTIFIC-PRACTICE  
CONFERENCE «ACTUAL PROBLEMS OF TRANSPORT AND ENERGY:  
THE WAYS OF ITS INNOVATIVE SOLUTIONS»**



Нұр-Сұлтан, 2021

**УДК 656**  
**ББК 39.1**  
**А 43**

**Редакционная коллегия:**

Председатель – Мерзадинова Г.Т., проректор по науке и инновациям ЕНУ им. Л.Н. Гумилева, д.т.н., профессор; Заместитель председателя – Султанов Т.Т., заместитель декана по научной работе, к.т.н., доцент; Сулейменов Т.Б. – декан транспортно-энергетического факультета ЕНУ им. Л.Н.Гумилева, д.т.н., профессор; Председатель «Әдеп» – Ахмедьянов А.У., к.т.н., доцент; Арпабеков М.И. – заведующий кафедрой «Организация перевозок, движения и эксплуатация транспорта», д.т.н. профессор; Тогизбаева Б.Б. – заведующий кафедрой «Транспорт, транспортная техника и технологии», д.т.н. профессор; Байхожаева Б.У. – заведующий кафедрой «Стандартизация, сертификация и метрология», д.т.н. профессор; Глазырин С.А. – заведующий кафедрой «Теплоэнергетика», к.т.н., доцент.

**А 43 Актуальные проблемы транспорта и энергетики:** пути их инновационного решения: IX Международная научно – практическая конференция, Нур-Султан, 19 марта 2021 /Подгот. Г.Т. Мерзадинова, Т.Б. Сулейменов, Т.Т. Султанов – Нур-Султан, 2021. – 600с.

**ISBN 978-601-337-515-1**

В сборник включены материалы IX Международной научно – практической конференции на тему: «Актуальные проблемы транспорта и энергетики: пути их инновационного решения», проходившей в г. Нур-Султан 19 марта 2021 года.

Тематика статей и докладов участников конференции посвящена актуальным вопросам организации перевозок, движения и эксплуатации транспорта, стандартизации, метрологии и сертификации, транспорту, транспортной техники и технологии, теплоэнергетики и электроэнергетики.

Материалы конференции дают отражение научной деятельности ведущих ученых дальнего, ближнего зарубежья, Республики Казахстан и могут быть полезными для докторантов, магистрантов и студентов.

**УДК 656**  
**ББК 39.1**

**ISBN 978-601-337-515-1**

6. Твердохлебов В.А. Снегоплавильная установка // Современная наука: актуальные проблемы и пути их решения: материалы 4-й Междунар. дистанцион. науч. конф. - Липецк, 2013. - С. 62-67.

7. Перчаткин Ю.В., Твердохлебов В.А., Щурин К.В. Снегоплавильный комплекс на базе коммунальных машин // Прогрессивные технологии в транспортных системах: материалы 11-й Науч.-практ. конф. – Оренбург, 2013. – С. 409-410.

8. Лагунов А.Я. Снеготаялки: московский опыт эксплуатации // Строительные и дорожные машины. – 2010. – № 2. – С. 56–61.

**УДК 621.92**

## **ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ АО «ПАВЛОДАРСКИЙ НЕФТЕХИМИЧЕСКИЙ ЗАВОД»**

**Ахметов Аянбек**  
[ayanbek\\_96\\_a@mail.ru](mailto:ayanbek_96_a@mail.ru)

магистрант 2 курса Транспортно-энергетического факультета, кафедры «Теплоэнергетика», ЕНУ им. Л.Н.Гумилева, г. Нур-Султан, Казахстан

Основные тенденции развития казахстанских нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) – это углубление переработки нефти и освоение производства новых современных видов нефтепродуктов, в первую очередь моторных топлив, соответствующих современным стандартам РК и Евросоюза.

При реконструкции НПЗ резко возрастает потребление всех видов энергоносителей: электричества, воды, водяного пара, топлива.

В статье проведен анализ причин увеличения энергопотребления и предложены основные пути снижения потребления всех видов энергии как в основных технологических процессах, так и на объектах общезаводского хозяйства нефтеперерабатывающего предприятия.

Динамика энергопотребления на НПЗ

Как правило, становление нефтеперерабатывающего завода в XX веке происходило на базе установок первичной перегонки нефти с целью получения прямогонного бензина, керосина, дизельного топлива, котельных топлив (мазуты 40, 100, ИФО-180, ИФО-380 и т.п.) [1].

Для такой переработки 1 т сырой нефти требовалось:

- 0,05...0,07 Гкал водяного пара;
- 5...7 кВт·ч электроэнергии;
- 2...6 м<sup>3</sup> оборотной воды;
- 25...35 кг углеводородного топлива.

Развитие завода с целью освоения производства современных моторных топлив (дизельное топливо, бензин) при одновременном углублении переработки нефти от 55% до 75–85% обуславливает рост потребления энергоносителей (на 1 т сырой нефти):

- 0,2...0,3 Гкал водяного пара;
- 80...110 кВт·ч электроэнергии;
- 18...22 м<sup>3</sup> оборотной воды;
- 55...65 кг топлива.

Дальнейшее углубление переработки нефти до 90–95% и освоение производства продуктов нефтехимии (ароматические углеводороды, оксигенаты – высокооктановые компоненты автобензинов, полимеры, синтетические каучуки и т.д.) сопряжено с многократным повышением уровня потребления энергоносителей.

Это в свою очередь может крайне негативно отразиться на экологии населенных пунктов, расположенных на смежных с НПЗ территориях.

Как правило, российские нефтяные компании (НК) проводят реконструкцию НПЗ следующим образом [4]:

- выбранная на основе тендера консалтинговая компания разрабатывает мастер-план развития предприятия, при этом основное внимание уделяется освоению планируемого ассортимента продукции и технологической блок-схеме НПЗ. В соответствии с технологической блоксхемой завода рассчитывается мощность следующих объектов общезаводского хозяйства (ОЗХ):

- товарно-сырьевые парки;
- насосные станции;
- приемо-сдаточные пункты нефти;
- сливноналивные железнодорожные и автомобильные эстакады;
- резервуары и насосные пожаротушения;
- очистные сооружения;
- административно-бытовые корпуса;
- противорадиационные укрытия и др.

Потребности перерабатывающих установок в энергоносителях закладываются по данным фирм – лицензиаров технологий.

Мощность объектов обеспечения водой, водяным паром, топливом и электричеством рассчитывается путем сложения потребностей технологических установок и объектов ОЗХ.

После завершения разработки мастер-плана НК проводит тендеры и определяет зачастую несколько десятков проектных организаций, которые разрабатывают проектную и рабочую документацию отдельных блоков технологических установок и объектов ОЗХ. Каждый проектировщик отвечает за свое пятно застройки. В таких условиях крайне сложно получить оптимальную схему энергетических потоков как внутри технологических блоков, так и в рамках предприятия в целом, не говоря уже о возможности полезного использования «бросовой» теплоты для нужд предприятий и поселков, расположенных на смежных территориях.

В результате такого организационного подхода к процессу предпроектной проработки и проектирования среднестатистической НПЗ переплачивает миллиарды тг. при реконструкции предприятия, а также теряет сотни миллионов ежегодно в процессе эксплуатации [4].

Принцип «дробления» проектных работ с целью сэкономить посредством тендеров десятков миллионов тенге на проектировании оборачивается впоследствии потерями миллиардов.

Генеральный проектировщик, имеющий соответствующий опыт работы, должен играть решающую роль в подготовке технических заданий на разработку мастерплана, проектов технологических установок и объектов ОЗХ, работать в составе тендерных комитетов, курировать и принимать проекты на всех этапах.

**Основные источники энергоносителей на НПЗ**

**Топливо.** В качестве топлива на НПЗ применяют:

- углеводородный газ собственного производства;
- природный газ, приобретаемый со стороны;
- тяжелые остатки переработки нефти – мазут, гудрон, кокс.

Чем ниже уровень рекуперации (утилизации) теплоты на технологических установках и объектах ОЗХ, тем больше потребность в топливе.

Ограниченные возможности в приобретении дополнительных объемов природного газа обуславливают необходимость увеличения объемов сжигания высокомолекулярных углеводородов, что в свою очередь отрицательно сказывается на экономике завода (1 т у.т. мазута стоит дороже 1 т у.т. природного газа), а также наносит дополнительный ущерб окружающей среде. Вода. Потребности большинства НПЗ в воде сегодня удовлетворяются

посредством забора из открытых водоемов и артезианских скважин. При этом далеко не везде организованы сбор и очистка ливневых вод для использования их в технологических процессах и на подпитку объектов ОЗХ.

Сотни тысяч кубометров воды безвозвратно теряются на градирнях.

Предписания надзорных органов обязывают НПЗ старой постройки вкладывать значительные денежные средства в модернизацию систем водоснабжения и канализации (ВИК), в результате которой могут производиться значительные объемы условно-чистой воды, пригодной для замещения свежей.

Комплексный подход к решению проблемы приведения к нормам систем ВИК может позволить свести к минимуму неизбежные затраты, а также снизить текущие эксплуатационные затраты предприятия.

**Водяной пар и теплофикационная вода** производятся в основном в заводских котельных, а также частично в котлах-утилизаторах отдельных технологических установок. При реконструкции НПЗ потребность в тепловой энергии возрастает в 5–10 раз. Экономически (и экологически) целесообразно покрывать большую часть прироста потребностей в тепловой энергии в первую очередь за счет утилизации «бросовой» теплоты процессов переработки нефти.

**Электрическая энергия.** Для обеспечения прироста потребления нефтеперерабатывающим предприятием электроэнергии на 70...100 МВт зачастую необходимо строительство не только новой главной понизительной подстанции (ГПП) и высоковольтных линий электропередач, но и согласовывать возможность подключения к сетям поставщика электроэнергии. В последние 10 лет в Казахстане рост объемов потребления электроэнергии во много раз превышал рост объемов производства, поэтому в подавляющем большинстве регионов России в настоящее время остро ощущается ее дефицит [2].

Одним из вариантов обеспечения электрической энергией НПЗ является строительство заводских электростанций, работающих на углеводородном топливе.

Однако такое решение НК принимает в крайнем случае, так как стоимость 1 кВт\*ч электроэнергии собственного производства, как правило, выше, чем приобретаемого у энергосбытовых компаний. Использование «даровой» низкопотенциальной теплоты для производства электроэнергии может быть экономически (и особенно экологически) оправданной альтернативой традиционным дизель и турбогенераторам [1].

Необходимо отметить, что капиталовложения в объекты обеспечения энергоносителями НПЗ при реконструкции составляют до 20–40% общих затрат.

Затраты на энергетические потоки как в рамках технологических установок, так и между производственными и вспомогательными объектами завода могут достигать нескольких миллиардов тенге в год.

В процессе переработки нефти огромные объемы теплоты «развеиваются по ветру» воздушными градирнями, для привода вентиляторов и циркуляционных насосов которых тратятся МегаВатты электроэнергии.

Поиск резервов всех видов энергоресурсов и поэтапная реализация организационно-технических мероприятий по сокращению их расходов на НПЗ в целом позволит сохранить миллиарды рублей в рамках реконструкции старых и строительства новых технологических установок и объектов ОЗХ, а также ежегодно экономить сотни миллионов рублей при эксплуатации производственных мощностей [4].

Возможности снижения потребления энергии технологическими установками

Наиболее энергоемкими объектами НПЗ являются технологические установки.

Основными известными направлениями снижения потребления электроэнергии на установках являются:

- применение частотных регуляторов для электроприводов насосов, вентиляторов воздушных холодильников и т.п.;
- применение экономичных электроосветительных приборов;

- разумное ограничение применения электричества для обогрева помещений (производственных и бытовых), полов в насосных, технологических трубопроводах и аппаратов, получения горячей воды и т.п. (для этих целей экономически целесообразно применение «бросовой теплоты», образующейся при переработке нефти).

Основным источником тепловой энергии для технологических установок являются печи, в которых осуществляется нагрев сырья и технологических потоков.

Сегодня на казахстанских НПЗ нередко работают старые печи с КПД всего 65–67%. После реконструкции КПД печей повышается до 90–92%. Эффект достигается посредством предварительного нагрева топлива и воздуха, а также применением котлов-утилизаторов.

Значительный экономический и экологический эффект может быть достигнут при оптимизации рекуперации потоков теплоты в технологических аппаратах нефтеперерабатывающих установок.

В качестве примера можно рассмотреть оптимизацию теплообмена на эксплуатируемой установке атмосферной перегонки (ЭЛОУ-АТ) мощностью 2,5 млн. т нефти в год одного из нефтеперерабатывающих заводов запада Казахстана. Рассматриваются три варианта [3]:

- вариант 1 – существующая схема теплообмена;
- вариант 2 – оптимизированная схема теплообмена;
- вариант 3 – оптимизированная схема теплообмена с получением горячей и теплофикационной воды.

Таблица 1 - Суммарные основные потоки теплоты на рассматриваемой технологической установке (Гкал/ч)

Вариант	1	2	3
Печь	27,02	22,62	22,62
Рекуперация теплоты в теплообменниках	40,36	48,45	48,45
Охлаждение потоков воздухом	21,58	20,31	15,11
Охлаждение потоков оборотной водой	2,42	–	–
Получение горячей воды	–	–	5,2

Оптимизация схемы теплообмена достигается переориентацией тепловых потоков таким образом, чтобы обеспечить повышение температуры:

- на входе в ЭЛОУ – от 90...100 °С до 120...130 °С;
- на входе в отбензинивающую колонну – от 180...210 °С до 230...250 °С;
- на входе в нагревательную печь – от 200...220 °С до 250 °С и выше.

Возможности снижения потребления энергии объектами ОЗХ

Основными направлениями снижения потребления электроэнергии на объектах ОЗХ являются:

- применение частотных регуляторов на сливноналивных железнодорожных и автомобильных эстакадах;
- применение экономичных электроосветительных приборов по всей территории завода; оптимальные решения по расстановке резервуарных парков, технологических установок, объектов ОЗХ с целью минимизации площади застройки, что, в свою очередь, позволяет снизить расходы на охранные системы и освещение в ночное время; снизить расходы на внутрицеховое перекачивание нефти и нефтепродуктов; снизить затраты на сбор ливневых вод, их перекачивание на очистные сооружения и очистку благодаря уменьшению их объема;

- размещение в возможно меньшем количестве зданий контроллерных, операторных, трансформаторных подстанций, ПРУ, заводских лабораторий, механических мастерских, отапливаемых складов, гаражей, столовых, административно-бытовых корпусов и т.д. Например, в корпусе ПРУ можно разместить операторную, контроллерную, столовую,

актовый зал, кабинеты инженерно-технических работников и т.д. Это позволит сэкономить не только на строительстве и эксплуатационных расходах (в том числе на энергоносителях), но и повысит «живучесть» операторной, так как появляется гарантия чистого воздуха в ПРУ, операторной и других помещениях при задымлении территории завода;

- размещение по возможности оборудования основных и вспомогательных производств вне зданий. Например, традиционно блок пенотушения производительностью 250 м<sup>3</sup>/ч раствора пенообразователя располагается в помещении размером 48 м<sup>2</sup>. Затраты на строительство такого блока – 12...14 млн. тг. На отопление необходимо 18 кВт тепловой энергии и 1...6 кВт электроэнергии (на освещение, вентиляцию, отопление).

Альтернативный вариант ЗАО «ИПН» – размещение оборудования пеноблока вне помещения. Затраты на строительство такого блока в западном крае – 6...7 млн. тг. (нет помещения, нет вентиляции и т.п.). На освещение и электрообогрев оборудования необходимо в течение года всего 4 500... 5 000 кВт · ч электроэнергии.

При наличии должного опыта у генпроектировщика реальное снижение энергозатрат по ОЗХ предприятия может достигать от 15 до 35%.

Сегодня НПЗ Казахстана имеют громадный потенциал снижения энергоемкости производства по всем видам энергоносителей (электроэнергия, тепловая энергия, вода, топливо) [3]. В процессе строительства или реконструкции предприятия крайне необходимо уделить особое внимание комплексному подходу к формированию не только технологической схемы установок, но и наиболее полному применению «бросовой» теплоты технологических процессов для нужд объектов ОЗХ.

Эта задача может быть решена только с участием генерального проектировщика, обладающего опытом в данной области проектирования.

#### **Список использованных источников**

1. Миркин А.З., Яицких Г.С., Краснов А.В., Яицких В.Г. Энергосбережение на НПЗ//Oil@GAS JOURNAL. 2013. №11.
2. Яворский, М. И. Энергосбережение на промышленных предприятиях. – Томск, 2000.
3. Зельвенский Я.Д. Пути энергосбережения при разделении смесей ректификацией // Химическая промышленность. – 2001. – №5. – С. 21–27.
4. Ахметов С.А. и др. Технология переработки нефти, газа и твердых горючих ископаемых. – Спб.: Недра, 2009. – 832 с.

**УДК 628.16**

### **АНАЛИЗ БИОЛОГИЧЕСКОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ ИОННООБМЕННЫХ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК НА ФИЛИАЛЕ АО «ТАТЭНЕРГО» КАЗАНСКАЯ ТЭЦ-1**

**Бабилов Олег Евгеньевич<sup>1</sup>, Власова Алена Юрьевна<sup>2</sup>, Власов Сергей Михайлович<sup>3</sup>**  
*[Olegsey1998@yandex.ru](mailto:Olegsey1998@yandex.ru)*

<sup>1</sup>Магистрант, <sup>2</sup>Научный сотрудник, <sup>3</sup>к.т.н., доцент кафедры «Тепловые электрические станции»

ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет», г. Казань, Россия  
Научный руководитель: С.М. Власов

Производство химически обессоленной воды на ТЭС – это сложный, комплексный процесс, в котором задействовано множество установок по водоочистке. На водоподготовительных установках (ВПУ) ТЭС исходная вода в зависимости от принятой схемы водоподготовки проходит следующие стадии очистки: осветление, механическую