



university

Тюменский
Индустриальный
университет



**ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И ПОВЫШЕНИЕ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ
В ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ
КОМПЛЕКСЕ**

Оглавление

1. Основы энергосбережения	2
2. Управление энергетическими затратами	20
3. Энергосберегающие технологии	40
3.1. Снижение нерациональных затрат при производстве электрической (тепловой) энергии	40
3.2. Снижение нерациональных затрат при передаче электрической (тепловой) энергии	46
4. Энергосбережение и энергоэффективность технологических процессов подготовки и переработки нефти и газа	54
4.1. Общая характеристика процессов промышленной подготовки нефти и газа	54
4.2. Процессы и оборудование подготовки углеводородных газов	67
5. Анализ работы насосов на промыслах в системах ППД и промышленного сбора	97
5.1. Анализ работы насосов систем ППД на промыслах	97
5.2. Тенденции развития оборудования для систем ППД за рубежом	104
6. Выбор центробежных насосов при эксплуатации в системах сбора, подготовки транспорта нефти на промыслах	116
6.1. Область применения насосов в технологических схемах сбора, подготовки и транспорта нефти	116
6.2. Расчет необходимого давления на входе в центробежный насос при перекачке газонасыщенных жидкостей	117

1. Основы энергосбережения

Терминология

ВВП — рыночная стоимость всех конечных товаров и услуг (то есть предназначенных для непосредственного употребления), произведённых за год во всех отраслях экономики на территории государства для потребления, экспорта и накопления, вне зависимости от национальной принадлежности использованных факторов производства.

Энергоёмкость — величина потребления энергии и (или) топлива на основные и вспомогательные технологические процессы изготовления продукции, выполнение работ, оказание услуг на базе заданной технологической системы.

Состояние энергосистемы РФ

Динамика потребления энергии и ВВП в 1986-2008 гг. представлена в таблице 1.1. Производство и потребление первичной энергии в 2007 г. представлено в таблице 1.2.

Таблица 1.1 - Динамика потребления энергии и ВВП (среднегодовые темпы прироста, в %)

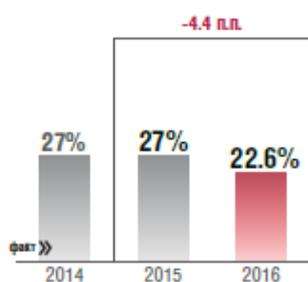
	ВВП		Потребление первичной энергии		Потребление нефти	
	1986-2002	2003-2008	1986-2002	2003-2008	1986-2002	2003-2008
Мир	2,9	3,5	1,7	2,9	1,6	1,4
США	3,0	2,5	1,5	0,1	1,4	- 0,3
ЕС	2,4	2,3	0,4	0,1	0,7	0,0
Япония	2,2	1,7	1,9	0,1	1,1	- 1,6
Бразилия	2,3	4,0	3,1	3,7	2,9	2,5
Россия	- 2,5	7,0	- 1,4	1,3	- 3,8	1,2
Индия	5,5	8,7	5,1	5,9	5,9	3,3
Китай	9,5	10,7	4,1	11,2	6,5	7,1
Средняя цена на нефть, \$ 2008 г.					28,7	63,2

Таблица 1.2 - Производство и потребление первичной энергии в 2007 г. (% от мирового)

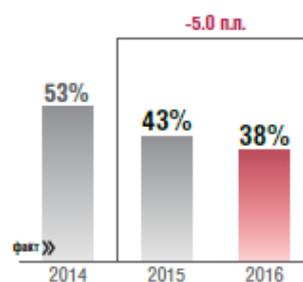
Страна	Производство	Потребление
США	13,9	19,5
ЕС	7,2	14,6
Япония	0,8	4,3
Россия	10,3	5,6
Китай	15,2	16,4

Значительный вклад в ВВП России вносит ТЭК (рисунок 1.1). Доля России по добыче и производству основных энергоресурсов представлена на рисунке 1.2. Основные показатели электроэнергетики за 5 лет представлены на рисунке 1.3. После введения в действие федерального закона №261-ФЗ наблюдается снижение удельного расхода удельного топлива на отпуск электрической энергии (рисунок 1.4).

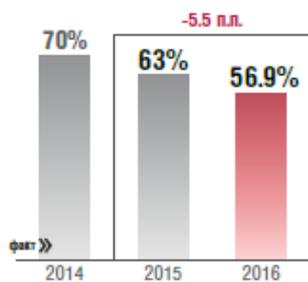
Доля ТЭК в ВВП



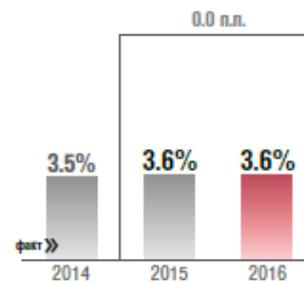
Доля нефтегазовых доходов в федеральном бюджете



Доля ТЭК в экспорте



Доля занятых в ТЭК от общей численности занятых



По данным Минэнерго России, Минэкономразвития России, Минфина России, ФТС России

Рисунок 1.1 – Роль ТЭК в экономике

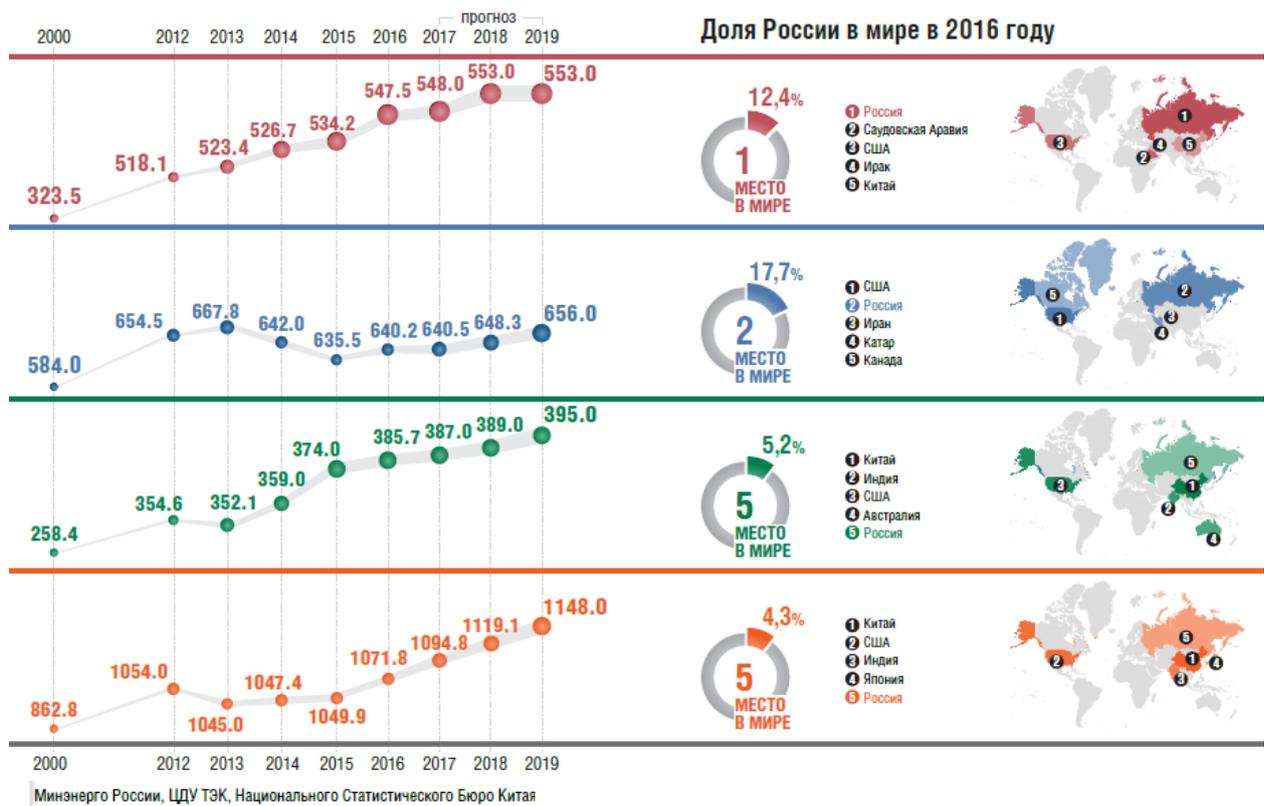


Рисунок 1.2 – Динамика добычи и производства энергоресурсов

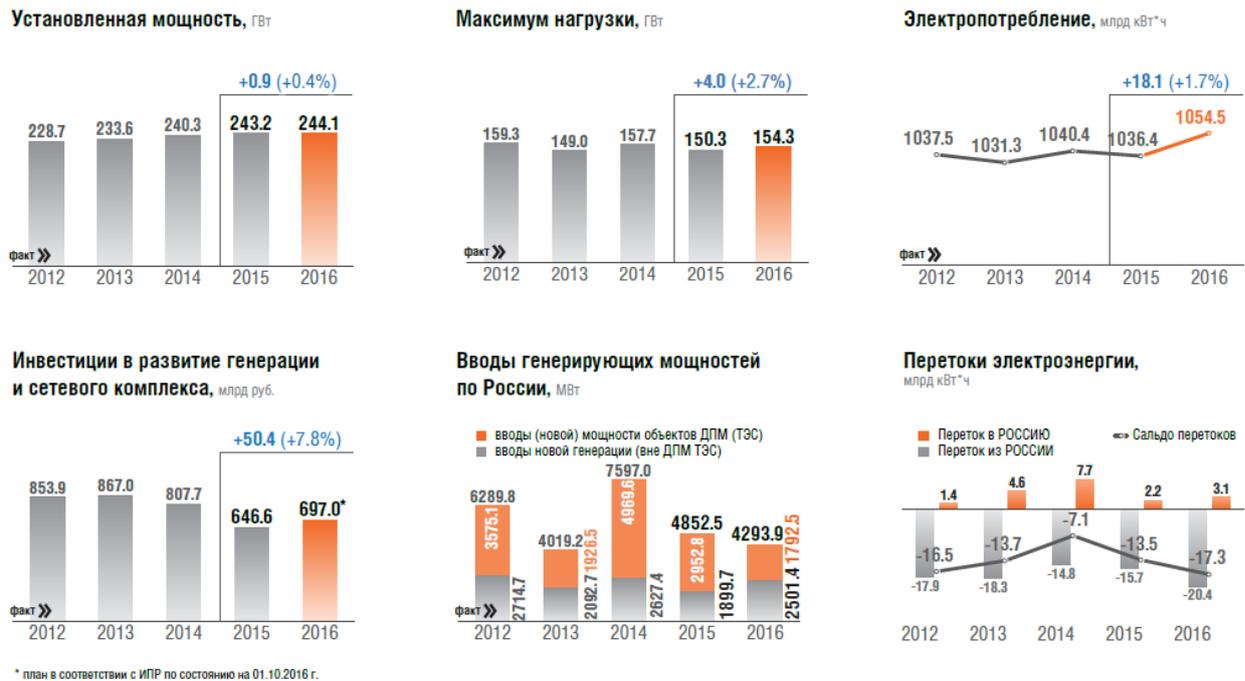
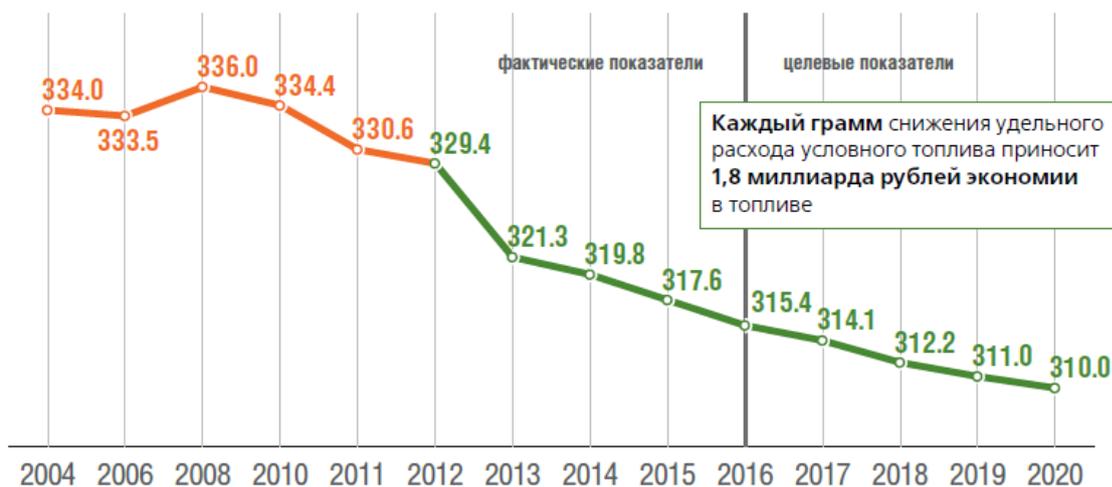


Рисунок 1.3 – Основные показатели электроэнергетики

**Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
(пропорциональный метод), грамм/киловатт-час**



По итогам 2016 года **ФАКТИЧЕСКИЙ УДЕЛЬНЫЙ РАСХОД УСЛОВНОГО ТОПЛИВА НА ОТПУСК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ СОСТАВИЛ 315,4 г/кВт-ч.**

От уровня 2010 года **ЭКОНОМИЯ ТОПЛИВА** составила 19 г/кВт-ч или 34,2 миллиарда рублей за 6 лет.

Цель – достигнуть уровня 308–310 г/кВт-ч

Рисунок 1.4 – Динамика изменения удельного расхода удельного топлива на отпуск электрической энергии

Причины нерационального энергопотребления

В соответствии с [Основы энергосбережения: учебник / Н.И. Данилов, Я.М. Щелоков; под ред. Н.И. Данилова. Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2006. 564 с.] причины нерационального потребления энергии можно выделить следующим образом:

По режиму работы оборудования

1. Несоответствие мощности установленного энергетического оборудования (паровых котлов, трансформаторов, воздухоподогревателей и водоохладительных установок, электроприводных устройств) изменившимся условиям, когда предприятие по причине спада производства работает с низкой загрузкой оборудования.

1.1. На ряде обследованных предприятий в летний период имеет место сброс части пара в атмосферу из-за несоответствия минимальных

паровых нагрузок котлоагрегатов, установленных заводами - изготовителями, фактическим паровым нагрузкам.

1.2. Завышенные мощности установленных трансформаторов на понижающих подстанциях.

1.3. Сохранение в работе излишнего числа трансформаторов в нерабочее время, загруженных на 10 - 15 % номинальной мощности. Не-достаточное резервирование питания цеховых потребителей.

2. Отсутствие режимных карт и регламентов на энергопотребляющем

оборудовании или их эксплуатация с просроченными сроками.

3. Эксплуатация пароиспользующего оборудования в нерабочие часы суток.

4. Использование в дневное время электроосвещения из-за загрязненности световых проемов.

5. Неполная загрузка электропечей. Эксплуатация печей сопротивления при открытых загрузочных отверстиях, открытых шторках и т. д., неэффективная тепловая изоляция, отсутствие автоматического регулирования температуры.

6. Нарушение режима работы устройств по компенсации реактивной мощности или их использование с заниженными параметрами.

7. Отсутствие надлежащего контроля режима работы охладительных устройств (насосов циркуляции, осевых вентиляторов на градирнях), за расходом и температурами воды после оборудования, чистотой циркулирующей в охладительных системах воды.

По использованию топлива

1. Значительные присосы и избытки воздуха за котлами, сжигающими природный газ и мазут.

2. Неполное использование теплоутилизаторов в котельных, использующих в качестве топлива природный газ.

3. Завышенные расходы тепла на собственные нужды, особенно на слив и подогрев мазута в баках. Отсутствие надежных схем разогрева мазута в резервных емкостях при «холодном» хранении, что вынуждает предприятия из-за ограничений в подаче газа сохранять в разогретом виде весь хранящийся запас.

4. Потери тепла с продувочной водой и с выпаром из деаэраторов из-за несвоевременного ремонта утилизационных теплообменников.

5. Повышенные теплотери в обмуровке котлов и теплопроводах из-за недостаточной эффективности используемой теплоизоляции.

6. Отсутствие достоверного учета отпускаемого котельными тепла и фактических значений удельного расхода топлива на отпущенную тепло - энергию.

7. Отсутствие оптимального использования тепла пролетного пара и пара вторичного вскипания в конденсатных баках.

При использовании тепловой энергии

1. Отсутствие или неудовлетворительная работа конденсатоотводчиков паропотребляющего оборудования, что вызывает значительные пролеты пара и его потери.

2. Отсутствие сбора пароконденсатной смеси из-за неудовлетворительной работы системы сбора и возврата конденсата или выхода из строя конденсатопроводов.

3. Неотключение оборудования в конце рабочей смены.

4. Неудовлетворительное состояние теплоизоляции на пароиспользующем оборудовании, теплопроводах, холодильных камерах, запорной арматуре.

5. Отсутствие систем автоматического регулирования температурных параметров.

6. Значительные потери тепла при транспорте, наличие утечек пара и горячей воды из-за нарушения герметичности в сетях и арматуре. Наличие

транспорта насыщенного пара на значительные расстояния из-за отсутствия пароперегревателей на котлах, потери тепла и теплоносителя на протяженных паропроводах.

7. Подтопление теплотрасс из-за неудовлетворительной работы попутных дренажных систем.

8. Многочисленные замечания по приборам, учитывающим отпуск и потребление тепла, а также полное отсутствие паспортов на измерительные узлы.

9. Значительные потери тепла в зданиях и сооружениях из-за больших стекольных проемов, большой теплопроводности ограждающих конструкций, отсутствия тамбуров на выездных воротах, бездействия тепловых завес, а также эксплуатации части промышленных зданий, выполненных в «южном исполнении».

10. Низкая эффективность использования тепла вторичных энергоресурсов после утилизаторов газотурбинных двигателей на газопереклюкающих станциях Газпрома (10 - 15 %). Вторичное тепло используется лишь для нужд отопления и горячего водоснабжения собственно производственной площадки газокompрессорной станции.

11. Использование пара, а не перегретой (сетевой) воды для покрытия отопительно-вентиляционных нагрузок.

При использовании электроэнергии

1. Неполная загрузка оборудования. Завышенная мощность электродвигателей.

2. Применение в холодильных установках винтовых компрессоров, удельный расход которых на выработку холода в три раза выше, чем у поршневых компрессоров. Неудовлетворительное состояние изоляции холодильных камер.

3. Значительные резервы экономии электроэнергии при производстве и использовании сжатого воздуха: редуцирование части сжатого воздуха

арматурой из-за снабжения потребителей воздуха с различными параметрами из одной распределительной сети, значительные утечки воздуха из-за нарушения герметичности сетей, соединительной и запорной арматуры, отсутствие учета выработки и потребления сжатого воздуха. Использование компрессоров устаревшей конструкции, отсутствие систем осушки сжато-го воздуха.

4. Необходимость замены пневмоинструмента электрическим.

5. Нерациональное использование электроосвещения в светлое время суток из-за загрязнения световых проемов, отсутствие группового управления светильниками, применение светильников устаревших конструкций.

6. Завышенные удельные расходы электроэнергии по выработке и отпуску тепла, так как установленное ранее электрооборудование (питательные и сетевые насосы, дымососы и вентиляторы) рассчитано на номинальные нагрузки, которые имели место при стабильной работе производства, когда не возникала потребность в системах автоматического регулирования привода. На настоящий момент решение вопросов оперативной адаптации к колебаниям производственной загрузки предприятий весьма актуально.

7. Повышенные расходы электроэнергии на вентиляционные установки из-за несвоевременного их отключения в момент останова производственных агрегатов, несвоевременного перекрытия шиберов на отсосах загрязненного воздуха при отключении отдельных агрегатов, неудовлетворительного технического состояния самих вентиляторов и вытяжной сети, находящейся под вакуумом, нарушения работы систем автоматического отключения вентиляторов тепловых завес, установленных на воротах производственных корпусов.

8. Повышенные потери в электрических сетях из-за неудовлетворительного состояния компенсирующих устройств, несоблюдение оптимального режима их работы.

9. Слабое внедрение частотного управления электроприводом крупных насосов.

Российское законодательство в области энергосбережения и повышения энергоэффективности

Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» регулирует отношения по энергосбережению и повышению энергетической эффективности [1]. Целью Федерального закона является создание правовых, экономических и организационных основ стимулирования энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Энергетический ресурс - носитель энергии, энергия которого используется или может быть использована при осуществлении хозяйственной и иной деятельности, а также вид энергии (атомная, тепловая, электрическая, электромагнитная энергия или другой вид энергии).

Вторичный энергетический ресурс - энергетический ресурс, полученный в виде отходов производства и потребления или побочных продуктов в результате осуществления технологического процесса или использования оборудования, функциональное назначение которого не связано с производством соответствующего вида энергетического ресурса.

Энергосбережение - реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования (в

том числе объема произведенной продукции, выполненных работ, оказанных услуг).

Энергетическая эффективность - характеристики, отражающие отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затратам энергетических ресурсов, произведенным в целях получения такого эффекта, применительно к продукции, технологическому процессу, юридическому лицу, индивидуальному предпринимателю.

Класс энергетической эффективности - характеристика продукции, отражающая ее энергетическую эффективность.

Бытовое энергопотребляющее устройство - продукция, функциональное назначение которой предполагает использование энергетических ресурсов, потребляемая мощность которой не превышает для электрической энергии двадцать один киловатт, для тепловой энергии сто киловатт и использование которой может предназначаться для личных, семейных, домашних и подобных нужд.

Энергетическое обследование - сбор и обработка информации об использовании энергетических ресурсов в целях получения достоверной информации об объеме используемых энергетических ресурсов, о показателях энергетической эффективности, выявления возможностей энергосбережения и повышения энергетической эффективности с отражением полученных результатов в энергетическом паспорте.

Энергосервисный договор (контракт) - договор (контракт), предметом которого является осуществление исполнителем действий, направленных на энергосбережение и повышение энергетической эффективности использования энергетических ресурсов заказчиком.

Организации с участием государства или муниципального образования - юридические лица, в уставных капиталах которых доля (вклад) Российской Федерации, субъекта Российской Федерации, муниципального образования составляет более чем пятьдесят процентов и

(или) в отношении которых Российская Федерация, субъект Российской Федерации, муниципальное образование имеют право прямо или косвенно распоряжаться более чем пятьюдесятью процентами общего количества голосов, приходящихся на голосующие акции (доли), составляющие уставные капиталы таких юридических лиц, государственные или муниципальные унитарные предприятия, государственные или муниципальные учреждения, государственные компании, государственные корпорации, а также юридические лица, имущество которых либо более чем пятьдесят процентов акций или долей в уставном капитале которых принадлежат государственным корпорациям.

Регулируемые виды деятельности - виды деятельности, осуществляемые субъектами естественных монополий, организациями коммунального комплекса, в отношении которых в соответствии с законодательством Российской Федерации осуществляется регулирование цен (тарифов).

Правовое регулирование в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности основывается на следующих принципах [1]:

1. эффективное и рациональное использование энергетических ресурсов;
2. поддержка и стимулирование энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
3. системность и комплексность проведения мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности;
4. планирование энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

5. использование энергетических ресурсов с учетом ресурсных, производственно-технологических, экологических и социальных условий.

Региональные, муниципальные программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности должны содержать [1]:

1. значения целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых обеспечивается в результате реализации соответствующей программы;
2. перечень мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности с указанием ожидаемых результатов в натуральном и стоимостном выражении, в том числе экономического эффекта от реализации соответствующей программы, сроки проведения указанных мероприятий;
3. информацию об источниках финансирования мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности с указанием отдельно бюджетных (при их наличии) и внебюджетных (при их наличии) источников финансирования указанных мероприятий.

Значения целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности должны отражать [1]:

1. повышение эффективности использования энергетических ресурсов в жилищном фонде;
2. повышение эффективности использования энергетических ресурсов в системах коммунальной инфраструктуры;
3. сокращение потерь энергетических ресурсов при их передаче, в том числе в системах коммунальной инфраструктуры;

4. повышение уровня оснащенности приборами учета используемых энергетических ресурсов;
5. увеличение количества случаев использования объектов, имеющих высокую энергетическую эффективность, объектов, относящихся к объектам, имеющим высокий класс энергетической эффективности, и (или) объектов, использующих в качестве источников энергии вторичные энергетические ресурсы и (или) возобновляемые источники энергии;
6. увеличение количества высокоэкономичных в части использования моторного топлива транспортных средств, транспортных средств, относящихся к объектам, имеющим высокий класс энергетической эффективности, а также увеличение количества транспортных средств, в отношении которых проведены мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, в том числе по замещению бензина, используемого транспортными средствами в качестве моторного топлива, природным газом с учетом доступности использования природного газа, близости расположения к источникам природного газа и экономической целесообразности такого замещения;
7. сокращение расходов бюджетов на обеспечение энергетическими ресурсами государственных учреждений, муниципальных учреждений, органов государственной власти, органов местного самоуправления, а также расходов бюджетов на предоставление субсидий организациям коммунального комплекса на приобретение топлива, субсидий гражданам на внесение платы за коммунальные услуги с учетом изменений

объема использования энергетических ресурсов в указанных сферах;

- увеличение объема внебюджетных средств, используемых на финансирование мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Энергетическое обследование может проводиться в отношении продукции, технологического процесса, а также юридического лица, индивидуального предпринимателя [1].

Основными целями энергетического обследования являются:

- получение объективных данных об объеме используемых энергетических ресурсов;
- определение показателей энергетической эффективности;
- определение потенциала энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- разработка перечня типовых, общедоступных мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности и проведение их стоимостной оценки.

Энергетический паспорт, составленный по результатам энергетического обследования, должен содержать информацию:

- об оснащении приборами учета используемых энергетических ресурсов;
- об объеме используемых энергетических ресурсов и о его изменении;
- о показателях энергетической эффективности;
- о величине потерь переданных энергетических ресурсов (для организаций, осуществляющих передачу энергетических ресурсов);

5. о потенциале энергосбережения, в том числе об оценке возможной экономии энергетических ресурсов в натуральном выражении;
6. о перечне типовых мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Предметом энергосервисного договора (контракта) является осуществление исполнителем действий, направленных на энергосбережение и повышение энергетической эффективности использования энергетических ресурсов заказчиком [1].

Энергосервисный договор (контракт) должен содержать:

1. условие о величине экономии энергетических ресурсов, которая должна быть обеспечена исполнителем в результате исполнения энергосервисного договора (контракта);
2. условие о сроке действия энергосервисного договора (контракта), который должен быть не менее чем срок, необходимый для достижения установленной энергосервисным договором (контрактом) величины экономии энергетических ресурсов;
3. иные обязательные условия энергосервисных договоров (контрактов), установленные законодательством Российской Федерации.

Энергосервисный договор (контракт) может содержать:

1. условие об обязанности исполнителя обеспечивать при исполнении энергосервисного договора (контракта) согласованные сторонами режимы, условия использования энергетических ресурсов (включая температурный режим, уровень освещенности, другие характеристики, соответствующие требованиям в области организации труда, содержания зданий, строений, сооружений) и иные

согласованные при заключении энергосервисного договора (контракта) условия;

2. условие об обязанности исполнителя по установке и вводу в эксплуатацию приборов учета используемых энергетических ресурсов;
3. условие об определении цены в энергосервисном договоре (контракте) исходя из показателей, достигнутых или планируемых для достижения в результате реализации энергосервисного договора (контракта), в том числе исходя из стоимости сэкономленных энергетических ресурсов;
4. иные определенные соглашением сторон условия.

Организации с участием государства или муниципального образования и организации, осуществляющие регулируемые виды деятельности, должны утверждать и реализовывать программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, содержащие [1]:

1. целевые показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых должно быть обеспечено в результате реализации этих программ, и их значения;
2. мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, ожидаемые результаты (в натуральном и стоимостном выражении), включая экономический эффект от проведения этих мероприятий.

Требования к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, должны включать в себя:

1. целевые показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых должно

быть обеспечено в результате реализации этих программ (без указания их значений);

2. перечень обязательных мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности и сроки их проведения;
3. показатели энергетической эффективности объектов, создание или модернизация которых планируется производственными или инвестиционными программами организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности.

Показатели энергоэффективности

В Государственной программе энергосбережения и повышения энергетической эффективности на период до 2020 года определены различные индикаторы энергоэффективности, некоторые из них приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Целевые показатели энергоэффективности

Индикаторы энергоэффективности	Единица измерения	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020
Коэффициент полезного использования топлива в электроэнергетике	%	56	56	58	58	58	58	60
КПД новых электростанций на природном газе	%	≥55	≥55	≥55	≥55	≥55	≥55	≥60
КПД новых электростанций на угле	%	≥43	≥43	≥43	≥43	≥43	≥43	≥48
Доля потерь в электрических сетях	%	10,4	10,3	10,1	9,9	9,7	9,2	8,3
Доля утилизации вторичного тепла	%	60	61	62	63	64	64	68
Энергоемкость промышленного производства по первичной энергии	2007=100%	89,4	88,1	85,9	84,1	82,1	79,4	68,7
Энергоемкость добычи нефти	кг/т	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	19,9
Доля технологических потерь нефти	%	0,90	0,80	0,75	0,70	0,65	0,60	0,40

2. Управление энергетическими затратами

Обзор стандарта ГОСТ ИСО P50001-2012

Стандарт устанавливает требования для разработки, внедрения, поддержания в рабочем состоянии и улучшения системы энергетического менеджмента, целью которой является предоставление организации возможности для реализации систематического подхода в достижении постоянного улучшения энергетической результативности, включая энергетическую продуктивность (кпд по энергии), использование и потребление энергии [2].

Стандарт устанавливает требования, применимые к режиму использования и потребления энергии, включая измерение, документацию и отчетность, проектирование и практические методики, касающиеся обеспечения производственной деятельности организации необходимым оборудованием, системами, процессами и персоналом, которые вносят свой вклад в результативность деятельности организации в области энергетики.

Термины и определения

Границы – физические границы или границы места производственной деятельности и/или границы организации согласно тому, как это определено организацией.

Постоянное улучшение – повторяющийся процесс, приводящий к улучшению энергетической результативности и системы энергетического менеджмента.

Коррекция – действие, предпринятое для устранения обнаруженного несоответствия.

Корректирующее действие – действие, предпринятое для устранения причины обнаруженного несоответствия.

Энергия – электричество, топливо, пар, тепло, сжатый воздух и другие подобные среды.

Энергетический базис – ориентир(ы), выраженный в количественном исчислении, дающий основу для сравнения энергетической результативности.

Потребление энергии – количество использованной энергии.

Энергетическая эффективность – отношение или другая количественная взаимосвязь между полученным результатом (выходом), относящимся к выполнению работы, услуге, товарам или энергии, и энергией, поступившей на вход.

Система энергетического менеджмента – набор взаимосвязанных или взаимодействующих элементов, используемых для разработки и внедрения энергетической политики и энергетических целей, а также процессов и процедур для достижения этих целей.

Группа по энергетическому менеджменту – лицо (лица), ответственное за эффективное внедрение мероприятий в рамках системы энергетического менеджмента и осуществление улучшений энергетической результативности.

Энергетическая цель – определенный результат или достижение, установленное для реализации энергетической политики организации в отношении улучшения энергетической результативности.

Энергетическая результативность – измеряемые результаты, относящиеся к энергетической эффективности, использованию энергии и потреблению энергии.

Показатель энергетической результативности – количественное значение или измерение энергетической результативности согласно тому, как это определено организацией.

Энергетическая политика – официальное заявление высшего руководства организации об основных намерениях и направлениях деятельности в отношении энергетической результативности.

Энергетический анализ – определение энергетической результативности организации, основанное на данных и другой информации, что позволяет идентифицировать возможности для улучшения деятельности.

Энергетические услуги – виды деятельности и их результаты, относящиеся к обеспечению поступления и/или использованию энергии.

Энергетическая задача – детализированное требование к энергетической результативности, которое может быть выражено количественно, применимое к организации или её частям, вытекающее из поставленной энергетической цели, которое следует установить и выполнить для достижения этой цели.

Использование энергии – способ или вид применения энергии.

Заинтересованная сторона – лицо или группа лиц, заинтересованных в энергетической результативности, или на которых может влиять энергетическая результативность организации.

Внутренний аудит – систематический, независимый и документированный процесс получения свидетельств аудита и их объективной оценки для определения степени выполнения установленных требований.

Несоответствие – невыполнение требования.

Организация – компания, корпорация, фирма, предприятие, орган власти или учреждение либо их часть, либо комбинация частей, официально учрежденные или нет, государственные или частные, выполняющие собственные функции и имеющие свой административный аппарат, и в обязанности которых входит обеспечение контроля и управления своим использованием и потреблением энергии.

Предупреждающее действие – действие, предпринятое для устранения причины потенциального несоответствия.

Процедура – установленный способ осуществления деятельности или процесса.

Запись – документ, содержащий достигнутые результаты или свидетельства осуществленной деятельности.

Область применения – объем действий, механизмов принятия мер и решений, реализуемых организацией в рамках системы энергетического менеджмента, которая может включать несколько границ.

Режим значительного использования энергии – использование энергии, вызываемое существенным потреблением энергии и/или предложением возможности для существенного улучшения энергетической результативности.

Высшее руководство – лицо или группа работников, осуществляющих руководство на высшем уровне.

Стандарт ISO 50001 как инструмент внедрения системы энергоменеджмента

Стандарт устанавливает требования к системе энергетического менеджмента, на основе которых организация может разработать и внедрить энергетическую политику, осуществить постановку целей, задач и разработку планов мероприятий с учетом законодательных требований и информации, относящейся к аспектам, связанным со значительным использованием энергии.

Система энергетического менеджмента позволяет организации выполнять принятые обязательства, сформулированные в политике, принимать меры, необходимые для улучшения энергетической

результативности, и демонстрировать соответствие своей системы требованиям настоящего стандарта.

Стандарт ИСО 50001 применяется к тем видам деятельности, которые находятся под контролем и управлением организации, и применение настоящего стандарта можно осуществить таким образом, чтобы оно согласовывалось с требованиями организации, учитывающими ее специфику, включая особенности ее системы, степень управления документацией и ресурсы.

Стандарт основывается на методологии, известной как цикл по постоянному улучшению «Plan – Do – Check - Act» (PDCA), и он включает аспекты энергетического менеджмента в состав ежедневных организационных практик, как показано на рисунке 2.1 [2].



Рисунок 2.1 - Модель системы энергетического менеджмента

Применительно к энергетическому менеджменту методология на основе цикла PDCA может быть описана следующим образом:

– планирование (plan) – проведение энергетического анализа и определение базовых критериев, показателей энергетической результативности, постановка целей, задач и разработка планов мероприятий, необходимых для достижения результатов, которые улучшат энергетическую результативность в соответствии с энергетической политикой организации;

– осуществление (do) – внедрение планов мероприятий в области энергетического менеджмента;

– проверка (check) – мониторинг и измерение процессов и ключевых характеристик операций, определяющих энергетическую результативность, в отношении реализации энергетической политики и достижения целей в области энергетики, и сообщение о результатах;

– действие (act) – принятие действий по постоянному улучшению результативности деятельности в области энергетики и системы энергетического менеджмента.

В различных компаниях реализуются различные модели по повышению энергетической эффективности (рисунки 2.2-2.3).



Рисунок 2.2 - Модель BAYER



Рисунок 2.3 - Модель ExxonMobil

Энергополитика

Энергетическая политика должна содержать заявление об обязательствах организации по достижению улучшения энергетической результативности. Высшее руководство должно сформулировать энергетическую политику и обеспечить, чтобы она [2]:

- соответствовала характеру и масштабу использования и потребления энергии организацией;
- включала обязательства по постоянному улучшению энергетической результативности;
- включала обязательства по обеспечению наличия информации и необходимых ресурсов для достижения поставленных целей и задач;
- включала обязательство, касающееся соответствия организации применимым к ее деятельности законодательным требованиям и другим требованиям, которые организация обязалась

выполнять в отношении использования, потребления и обеспечения продуктивности энергии (кпд по энергии);

- создавала основы для постановки и анализа целей и задач в области энергетики;

- содействовала осуществлению закупок энергетически эффективной продукции и услуг и разработке проектов, направленных на улучшение энергетической результативности;

- была оформлена отдельным документом и доведена до сведения персонала на всех уровнях организации;

- анализировалась на регулярной основе и при необходимости актуализировалась.

Энергоаудит

Проведение энергетического обследования (энергоаудита) регламентируется главой 4 Федерального закона №261 ФЗ. Также существуют европейский стандарт EN 16247-1:2012 «Аудит энергии. Часть 1. Общие требования» и международный стандарт ISO 19011:2011 «Руководящие указания по аудиту систем менеджмента», который возможно применять ко всем аудитам независимо от объекта.

Стандарт EN 16247-1:2012

Энергоаудит является важным шагом для организации, независимо от её размера или типа, желающей улучшить энергоэффективность, сократить потребление энергии и тем самым уменьшить вредное воздействие на окружающую среду [3].

Стандарт определяет атрибуты энергоаудита хорошего качества, и содержит требования к энергетическим аудитам и соответствующим процедурам в процессе энергоаудита. Процесс энергоаудита представлен как простой последовательный алгоритм, но это не исключает повторных

итераций определенных шагов. Стандарт охватывает энергоаудит коммерческих, промышленных, бюджетных организаций и жилых домов, за исключением индивидуальных частных домов.

Стандарт не рассматривает программу энергоаудита, программу администрирования, обучение энергоаудиторов, вопросы контроля качества, требования к инструментальному оборудованию энергоаудиторов.

В стандарте энергоаудит определяется, как систематическая проверка и анализ использования и потребления энергии на участке, в здании, в системе, или как выявление потоков энергии, потенциала энергоэффективности, способов повышения энергоэффективности и информировании о них. Энергоаудитором является человек, группа людей или организация, осуществляющие проведение энергоаудита.

Энергоаудит должен быть:

- согласованным относительно объема, целей и тщательностью обследования;
- завершенным относительно обследованных объекта и организации;
- представительным относительно надежности и актуальности данных;
- прозрачным относительно возможности проследить происхождение и обработку данных;
- применяемым относительно анализа экономической эффективности и возможности энергосбережения;
- проверяемым относительно возможности контроля за достижением целей реализации потенциала повышения энергетической эффективности.

Стандарт ISO 19011:2011

В стандарте дается 6 базовых принципов аудита [4]:

соблюдение этических норм – аудиторы и лицо, которое руководит программой аудита должны выполнять свою работу честно, старательно и ответственно, знать и соблюдать любые правовые требования, демонстрировать свою компетентность во время выполнения своей работы, выполнять свою работу беспристрастно, то есть оставаться справедливыми и беспристрастными во всех своих делах, быть способными противостоять любому давлению, которое могло бы повлиять на их суждения при проведении аудита;

честность в представлении результатов – обязательство правдиво и точно отчитываться, надо, чтобы данные аудита, выводы аудита и отчеты об аудите правдиво и точно отражали аудиторскую деятельность, в отчетах следует приводить существенные препятствия, которые имели место во время аудита, а также несогласованности в мнениях между группой аудита и проверяемой стороной, надо, чтобы представление информации было правдивым, точным, объективным, своевременным, четким и исчерпывающим;

надлежащая профессиональная тщательность – проявление усердия и рассудительности в осуществлении аудита, аудиторы должны проявлять должное усердие согласно важности выполняемого задания и доверия к ним со стороны заказчика и других заинтересованных сторон, важной особенностью в исполнении их работы с должным профессиональным усердием есть способность выражать мотивированные суждения во всех ситуациях, связанных с аудитом;

конфиденциальность – защищенность информации, аудиторы должны проявлять осторожность в использовании и защите информации, получаемой во время выполнения своих обязанностей, аудитор или заказчик аудита не должен использовать информацию для собственной

выгоды или способом, который наносит ущерб законным интересам объекта аудита, это касается также надлежащего обращения с особо важной или конфиденциальной информацией;

независимость – основа беспристрастности и объективности заключений аудита, аудиторы, насколько это возможно, должны быть независимыми от деятельности, аудит которой проводят и во всех случаях действовать так, чтобы избегать предвзятости и конфликта интересов, в случае внутренних аудитов, аудиторы должны быть независимыми от руководителей работ, аудит которых осуществляют, аудиторы должны поддерживать объективность на протяжении всего процесса аудита для обеспечения того, чтобы данные и выводы аудита базировались лишь на доказательстве аудита, в малых организациях внутренние аудиторы не всегда могут быть полностью независимыми от деятельности, аудит которой проводят, но надо прилагать все усилия, чтобы предотвратить предвзятости и способствовать объективности;

подход, основанный на доказательстве – рациональный метод формирования надежных и воспроизводимых заключений аудита в процессе аудита, надо, чтобы доказательство аудита можно было проверить, вообще оно будет базироваться на выборках существующей информации, поскольку аудит проводят в течение ограниченного промежутка времени и ограниченных ресурсов, надо обеспечивать надлежащее использование выборки, поскольку это тесно связано с доверием, на которое могут заслуживать выводы аудита.

Организация должна разработать, осуществлять на постоянной основе и вести записи, касающиеся энергетического анализа. Методология и критерии, используемые для разработки энергетического анализа, должны быть задокументированы [2].

Энергоанализ

Для разработки энергетического анализа организация должна [2]:

- анализировать использование и потребление энергии, основанные на измерениях и других данных:
- идентифицировать имеющиеся источники энергии;
- проводить оценку использования и потребления энергии в настоящий момент и за прошедшие периоды времени;
- на основе анализа использования и потребления энергии идентифицировать области значительного использования энергии:
- идентифицировать здания, оборудование, системы, процессы и персонал, работающий для организации или по ее поручению, которые существенно влияют на использование и потребление энергии;
- идентифицировать другие параметры, влияющие на режимы значительного использования энергии;
- определять текущую энергетическую результативность функционирования зданий, оборудования, систем и процессов, связанных с идентифицированными режимами значительного использования энергии;
- оценивать будущее использование и потребление энергии;
- идентифицировать, определять приоритеты и регистрировать возможности для улучшения энергетической результативности:
- возможности могут иметь отношение к потенциальным источникам энергии, использованию возобновляемых источников энергии и другим альтернативным источникам энергии, таким как вторичные энергоресурсы.

Энергетический анализ должен осуществляться через определенные интервалы времени в целях обеспечения своевременной актуализации, а также в случае существенных изменений, касающихся зданий, оборудования, систем или процессов.

Организация должна установить энергетический базис, используя информацию в ходе первоначального энергетического анализа, рассмотрев данные за период, который будет подходящим для использования и потребления энергии организацией. Изменения, касающиеся энергетической результативности, должны быть измерены по отношению к энергетическому базису.

Применительно к базису должны быть сделаны соответствующие корректировки в случае одного или нескольких из приведенных ниже событий:

- если показатели энергетической результативности больше не отражают режимы использования и потребления энергии организацией, или
- если произошли значительные изменения, относящиеся к процессам, рабочими схемам или энергетическими системам, или
- согласно методу, предопределяющему дальнейшее направление действий.

Энергетический базис должен поддерживаться в актуальном состоянии и регистрироваться в виде соответствующих записей.

Энергоэффективность

Организация должна установить, внедрить и поддерживать документально оформленные энергетические цели и задачи для соответствующих функций и уровней управления, процессов, оборудования или средств обслуживания в рамках организации. Для достижения поставленных целей и задач должны быть установлены конкретные сроки [2].

Поставленные цели и задачи должны быть согласуемыми с энергетической политикой. Задачи должны быть согласуемыми с целями.

Для повышения энергоэффективности должны быть установлены целевые показатели энергоэффективности, требования к целевым показателям региональных и муниципальных программ повышения энергоэффективности определены в приложении 1 **постановления Правительства РФ от 31 декабря 2009 г. N 1225 "О требованиях к региональным и муниципальным программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности"** [10]. Методика расчета целевых показателей утверждена **приказом Министерства регионального развития РФ от 7 июня 2010 г. N 273** [11].

Целевые показатели региональных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности:

- энергоемкость валового регионального продукта субъекта Российской Федерации (для фактических и сопоставимых условий);
- отношение расходов на приобретение энергетических ресурсов к объему валового регионального продукта субъекта Российской Федерации;
- доля объема электрической энергии, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета, в общем объеме электрической энергии, потребляемой (используемой) на территории субъекта Российской Федерации;
- доля объема тепловой энергии, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета, в общем объеме тепловой энергии, потребляемой (используемой) на территории субъекта Российской Федерации;
- доля объема холодной воды, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета, в общем объеме воды, потребляемой (используемой) на территории субъекта Российской Федерации;

– доля объема горячей воды, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета, в общем объеме воды, потребляемой (используемой) на территории субъекта Российской Федерации;

– доля объема природного газа, расчеты за который осуществляются с использованием приборов учета, в общем объеме природного газа, потребляемого (используемого) на территории субъекта Российской Федерации;

– доля объема энергетических ресурсов, производимых с использованием возобновляемых источников энергии и (или) вторичных энергетических ресурсов, в общем объеме энергетических ресурсов, производимых на территории субъекта Российской Федерации;

– доля объема производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии, в совокупном объеме производства электрической энергии на территории субъекта Российской Федерации (без учета гидроэлектростанций установленной мощностью свыше 25 МВт);

– ввод мощностей генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, на территории субъекта Российской Федерации (без учета гидроэлектростанций установленной мощностью свыше 25 МВт);

– удельный расход электрической энергии на снабжение органов государственной власти субъекта Российской Федерации и государственных учреждений субъекта Российской Федерации (в расчете на 1 кв. метр общей площади);

– удельный расход тепловой энергии на снабжение органов государственной власти субъекта Российской Федерации и

государственных учреждений субъекта Российской Федерации (в расчете на 1 кв. метр общей площади);

– удельный расход холодной воды на снабжение органов государственной власти субъекта Российской Федерации и государственных учреждений субъекта Российской Федерации (в расчете на 1 человека);

– удельный расход горячей воды на снабжение органов государственной власти субъекта Российской Федерации и государственных учреждений субъекта Российской Федерации (в расчете на 1 человека);

– удельный расход природного газа на снабжение органов государственной власти субъекта Российской Федерации и государственных учреждений субъекта Российской Федерации (в расчете на 1 человека);

– отношение экономии энергетических ресурсов и воды в стоимостном выражении, достижение которой планируется в результате реализации энергосервисных договоров (контрактов), заключенных органами государственной власти субъекта Российской Федерации и государственными учреждениями субъекта Российской Федерации, к общему объему финансирования региональной программы;

– количество энергосервисных договоров (контрактов), заключенных органами государственной власти субъекта Российской Федерации и государственными учреждениями субъекта Российской Федерации;

– удельный расход тепловой энергии в многоквартирных домах (в расчете на 1 кв. метр общей площади);

– удельный расход холодной воды в многоквартирных домах (в расчете на 1 жителя);

- удельный расход горячей воды в многоквартирных домах (в расчете на 1 жителя);
- удельный расход электрической энергии в многоквартирных домах (в расчете на 1 кв. метр общей площади);
- удельный расход природного газа в многоквартирных домах с индивидуальными системами газового отопления (в расчете на 1 кв. метр общей площади);
- удельный расход природного газа в многоквартирных домах с иными системами теплоснабжения (в расчете на 1 жителя);
- удельный суммарный расход энергетических ресурсов в многоквартирных домах.
- энергоемкость промышленного производства для производства 3 видов продукции, работ (услуг), составляющих основную долю потребления энергетических ресурсов на территории субъекта Российской Федерации в сфере промышленного производства;
- удельный расход топлива на выработку электрической энергии тепловыми электростанциями;
- удельный расход топлива на выработку тепловой энергии тепловыми электростанциями;
- доля потерь электрической энергии при ее передаче по распределительным сетям в общем объеме переданной электрической энергии;
- удельный расход электрической энергии, используемой при передаче тепловой энергии в системах теплоснабжения;
- доля потерь тепловой энергии при ее передаче в общем объеме переданной тепловой энергии;
- доля потерь воды при ее передаче в общем объеме переданной воды;

– удельный расход электрической энергии, используемой для передачи (транспортировки) воды в системах водоснабжения (на 1 куб. метр);

– удельный расход электрической энергии, используемой в системах водоотведения (на 1 куб. метр);

– удельный расход электрической энергии в системах уличного освещения (на 1 кв. метр освещаемой площади с уровнем освещенности, соответствующим установленным нормативам);

– количество высокоэкономичных по использованию моторного топлива и электрической энергии (в том числе относящихся к объектам с высоким классом энергетической эффективности) транспортных средств, относящихся к общественному транспорту, регулирование тарифов на услуги по перевозке на котором осуществляется субъектом Российской Федерации;

– количество транспортных средств, относящихся к общественному транспорту, регулирование тарифов на услуги по перевозке на котором осуществляется субъектом Российской Федерации, в отношении которых проведены мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, в том числе по замещению бензина и дизельного топлива, используемых транспортными средствами в качестве моторного топлива, природным газом, газовыми смесями, сжиженным углеводородным газом, используемыми в качестве моторного топлива, и электрической энергией;

– количество транспортных средств, использующих природный газ, газовые смеси, сжиженный углеводородный газ в качестве моторного топлива, регулирование тарифов на услуги по перевозке на которых осуществляется субъектом Российской Федерации;

– количество транспортных средств с автономным источником электрического питания, относящихся к общественному транспорту,

регулирование тарифов на услуги по перевозке на котором осуществляется субъектом Российской Федерации;

– количество транспортных средств, используемых органами государственной власти субъекта Российской Федерации, государственными учреждениями и государственными унитарными предприятиями субъекта Российской Федерации, в отношении которых проведены мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, в том числе по замещению бензина и дизельного топлива, используемых транспортными средствами в качестве моторного топлива, природным газом, газовыми смесями и сжиженным углеводородным газом, используемыми в качестве моторного топлива;

– количество транспортных средств с автономным источником электрического питания, используемых органами государственной власти субъекта Российской Федерации, государственными учреждениями и государственными унитарными предприятиями субъекта Российской Федерации;

– количество транспортных средств, использующих природный газ, газовые смеси, сжиженный углеводородный газ в качестве моторного топлива, зарегистрированных на территории субъекта Российской Федерации;

– количество электромобилей легковых с автономным источником электрического питания, зарегистрированных на территории субъекта Российской Федерации.

В соответствии с Федеральным законом №261 ФЗ всё товары на территории РФ должны быть маркированы классом энергоэффективности (рисунок 2.4), также класс энергоэффективности должен быть присвоен зданиям (рисунок 2.5).



Рисунок 2.4 – Классы энергетической эффективности

Классы энергоэффективности зданий		Энергопотребление для класса
		% от нормативного энергопотребления
A	Очень высокий	$\geq -51\%$
B	Высокий	$-10 \div -50\%$
C	Нормальный	$+5 \div -9\%$
D	Низкий	$+6 \div +75\%$
E	Очень низкий	$\geq +76\%$

Рисунок 2.5 – Классы энергоэффективности зданий

3. Энергосберегающие технологии

Электро(тепло)энергетическая система — совокупность источников, систем распределения, передачи и потребителей электрической (тепловой) энергии, объединённых общностью режима.

Из определения становится ясно, что добиться существенной экономии можно лишь снижением нерациональных затрат и расходов в системе в целом.

3.1. Снижение нерациональных затрат при производстве электрической (тепловой) энергии

Парогазовые установки

Парогазовая установка (ПГУ) — электрогенерирующая станция, служащая для производства электроэнергии.

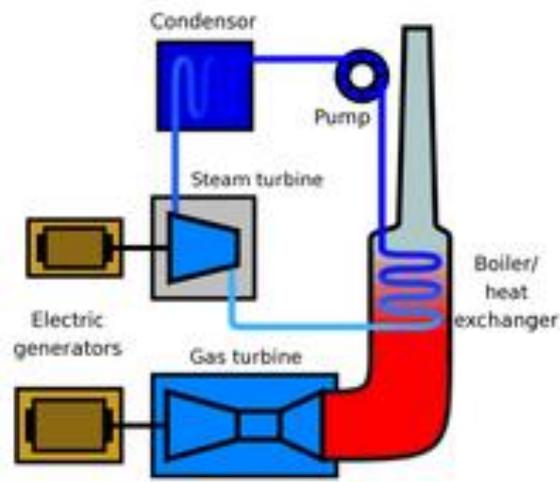


Рис. 3.1.

Парогазовая установка содержит два отдельных двигателя: паросиловой и газотурбинный. В газотурбинной установке турбину вращают газообразные продукты сгорания топлива. Топливом может служить как природный газ, так и продукты нефтяной промышленности (дизельное топливо). На одном валу с турбиной находится генератор, который за счет вращения ротора вырабатывает электрический ток. Проходя через газовую турбину, продукты сгорания отдают лишь часть

своей энергии и на выходе из неё, когда их давление уже близко к наружному и работа не может быть ими совершена, все ещё имеют высокую температуру. С выхода газовой турбины продукты сгорания попадают в паросиловую установку, в котел-утилизатор, где нагревают воду и образующийся водяной пар. Температура продуктов сгорания достаточна для того, чтобы довести пар до состояния, необходимого для использования в паровой турбине (температура дымовых газов около 500 °С позволяет получать перегретый пар при давлении около 100 атмосфер). Паровая турбина приводит в действие второй электрогенератор (схема multi-shaft).

Широко распространены парогазовые установки, у которых паровая и газовая турбины находятся на одном валу, в этом случае используется только один, чаще всего двухприводный генератор (схема single-shaft). Такая установка может работать как в комбинированном, так и в простом газовом цикле с остановленной паровой турбиной. Также часто пар с двух блоков ГТУ—котёл-утилизатор направляется в одну общую паросиловую установку.

Иногда парогазовые установки создают на базе существующих старых паросиловых установок (схема topping). В этом случае уходящие газы из новой газовой турбины сбрасываются в существующий паровой котел, который соответствующим образом модернизируется. КПД таких установок, как правило, ниже, чем у новых парогазовых установок, спроектированных и построенных «с нуля».

На установках небольшой мощности поршневая паровая машина обычно эффективнее, чем лопаточная радиальная или осевая паровая турбина, и есть предложение применять современные паровые машины в составе ПГУ[1].

Преимущества:

- Парогазовые установки позволяют достичь электрического КПД более 60 %. Для сравнения, у работающих отдельно паросиловых установок КПД обычно находится в пределах 33-45 %, для газотурбинных установок — в диапазоне 28-42 %
- Низкая стоимость единицы установленной мощности
- Парогазовые установки потребляют существенно меньше воды на единицу вырабатываемой электроэнергии по сравнению с паросиловыми установками
- Короткие сроки возведения (9-12 мес.)
- Нет необходимости в постоянном подвозе топлива ж/д или морским транспортом
- Компактные размеры позволяют возводить непосредственно у потребителя (завода или внутри города), что сокращает затраты на ЛЭП и транспортировку эл. энергии
- Более экологически чистые в сравнении с паротурбинными установками

Недостатки:

- Необходимость осуществлять фильтрацию воздуха, используемого для сжигания топлива.
- Ограничения на типы используемого топлива. Как правило в качестве основного топлива используется природный газ, а резервного — дизельное топливо. Применения угля в качестве топлива возможно только в установках с внутрицикловой газификацией угля, что сильно удорожает строительство таких электростанций. Отсюда вытекает необходимость строительства недешевых коммуникаций транспортировки топлива — трубопроводов.

- Сезонные ограничения мощности. Максимальная производительность в зимнее время.

Когенерация

Когенерация (название образовано от слов Комбинированная генерация электроэнергии и тепла) — процесс совместной выработки электрической и тепловой энергии.

В советской технической литературе распространён термин теплофикация — централизованное теплоснабжение на базе комбинированного производства электроэнергии и тепла низкого (температура теплоносителя до 150 градусов) и среднего (температура теплоносителя от 150 до 350 градусов) потенциалов на теплоэлектроцентралях. Отличием от теплофикации является утилизация тепла после получения электроэнергии (фактически использование вторичного энергоресурса - тепла после отработки в установках по производству электроэнергии). При теплофикации процесс выработки электроэнергии и тепла идет параллельно. Когенерация широко используется в энергетике, например на ТЭЦ (теплоэлектроцентралях), где рабочее тепло после использования в выработке электроэнергии применяется для нужд теплоснабжения. Тем самым значительно повышается КИТТ — до 90 % и даже выше.

Смысл когенерации в том, что при прямой выработке электрической энергии создаётся возможность утилизировать попутное тепло. Дальнейшим развитием когенерации является тригенерация, в которой тепло также используется для создания холода, например для использования в системах кондиционирования воздуха.

Когенерационные установки (когенераторы) широко используются в малой энергетике (мини-ТЭЦ, MicroCHP). И для этого есть следующие предпосылки:

- Тепло используется непосредственно в месте получения, что обходится дешевле, чем строительство и эксплуатация многокилометровых теплотрасс;
- Потребитель приобретает энергетическую независимость от сбоев в электроснабжении и аварий в системах теплоснабжения.
- Использование когенерации наиболее выгодно для потребителей с постоянным потреблением электроэнергии и тепла. Для потребителей, у которых имеются ярко выраженные «пиковые нагрузки» (например, жилое хозяйство, ЖКХ), когенерация мало выгодна вследствие большой разницы между установленной и среднесуточной мощностями - окупаемость проекта значительно затягивается.

Тригенерация

Тригенерация (Trigeneration, ССНР - combined cooling, heat and power) — это процесс совместной выработки электричества, тепла и холода. Комбинированное производство тепловой и электрической энергий называется когенерацией.

Тригенерация является более выгодной по сравнению с когенерацией, поскольку даёт возможность эффективно использовать утилизированное тепло не только зимой для отопления, но и летом для кондиционирования помещений или для технологических нужд. Для этого используются абсорбционные бромистолитиевые холодильные установки. Такой подход позволяет использовать генерирующую установку круглый год, тем самым не снижая высокий КПД энергетической установки в летний период, когда потребность в вырабатываемом тепле снижается.

Оптимизация загрузки электростанций

На рисунке 3.2. представлен суточный график электрических нагрузок промышленного энергетического узла. Как видно из графика, ночное потребление существенно отличается от дневного. Запуск мощных агрегатов значительно сокращает их ресурс, поэтому в ночное время все агрегаты продолжают работать при пониженной нагрузке, что негативно сказывается на КПД объектов генерации.

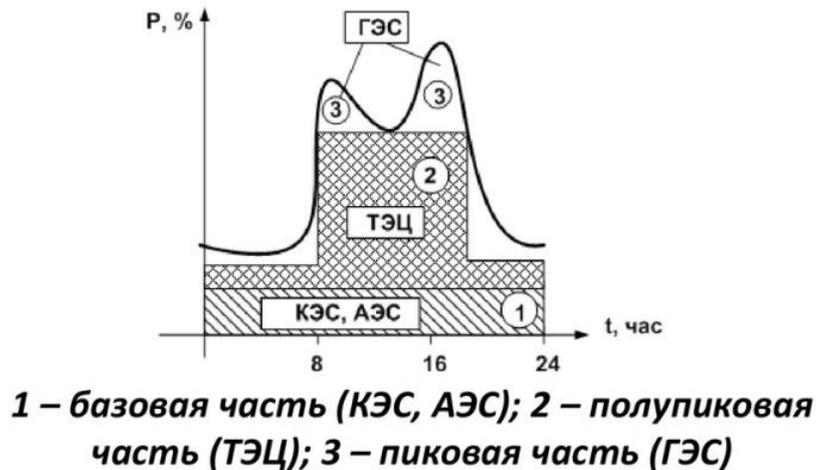


Рис. 3.2. Суточный график электрических нагрузок промышленных энергоузлов

Решением проблемы может стать внедрение солнечных электростанций на базе фотоэлектрических модулей. СЭС этого типа в настоящее время очень распространены, так как в общем случае СЭС состоит из большого числа отдельных модулей (фотобатарей) различной мощности и выходных параметров. Данные СЭС широко применяются для энергообеспечения как малых, так и крупных объектов (частные коттеджи, пансионаты, санатории, промышленные здания и т. д.). Устанавливаться фотобатареи могут практически везде, начиная от кровли и фасада здания и заканчивая специально выделенными территориями. Установленные

мощности тоже колеблются в широком диапазоне, начиная от снабжения отдельных насосов, заканчивая электроснабжением городов.



Рис. 3.3. Фотоэлектрические модули

Поскольку пик энергопотребления приходится на день, как и пик солнечной активности, это позволяет компенсировать часть нагрузки за счет чистой солнечной энергии, при этом сократив долю агрегатов других типов и повысив КПД объектов генерации.

3.2. Снижение нерациональных затрат при передаче электрической (тепловой) энергии

Распределенная энергетика

Распределённая энергетика — (Малая энергетика, малая распределённая энергетика) концепция развития энергетики, подразумевающая строительство потребителями электрической энергии источников энергии компактных размеров или мобильной конструкции и распределительных сетей, производящих тепловую и электрическую энергию для собственных нужд, а также направляющих излишки в общую сеть (электрическую или тепловую).

Данная концепция подразумевает строительство дополнительных источников электроэнергии в непосредственной близости от потребителей.

Мощность таких источников выбирается, исходя из ожидаемой мощности потребителя с учётом имеющихся ограничений (технологических, правовых, экологических и т. д.) и может варьироваться в широких пределах (от двух-трех до сотен киловатт). При этом потребитель не отключается от общей сети электроснабжения.

Можно выделить следующие технологии распределённой малой энергетики:

- Газопоршневые электростанции
- Газотурбинные электростанции
- Микротурбинные электростанции
- Тепловые насосы
- Паровые котлы
- Возобновляемая энергетика (солнечные батареи, ветровые генераторы)
- Топливные элементы
- Когенерационные установки (КГУ).

При этом в системе «потребитель — местный источник энергии» регулярно возникают дисбалансы между производством и потреблением энергии или между потребностью в её видах, например:

- Мощность солнечных батарей и ветрогенераторов изменяется в зависимости от погодных условий, а потребление электроэнергии от погоды может не зависеть или изменяться в противоположную сторону.
- В зимнее время потребление тепловой энергии остается постоянно высоким, а потребление электроэнергии изменяется по времени суток.

Наличие подключения к общей электрической сети позволяет компенсировать недостаток электроэнергии за счет её потребления от

общей сети, а в случае избыточного производства электроэнергии собственным источником — выдавать её в сеть, с получением соответствующего дохода. Такой подход позволяет:

- снизить потери электроэнергии при транспортировке из-за максимального приближения электрогенераторов к потребителям электричества, вплоть до расположения их в одном здании,
- уменьшить число, протяжённость и необходимую пропускную способность магистральных линий электропередачи,
- смягчить последствия аварий на центральных электростанциях и главных линиях электропередачи за счет наличия собственных источников энергии,
- обеспечить взаимное многократное резервирование электрогенерирующих мощностей (частично),
- снизить воздействие на окружающую среду за счет применения средств альтернативной энергетики, более полного использования потенциальной энергии ископаемого топлива,
- принимать участие в управлении спросом на электроэнергию.

Полный отказ от мощных центральных электростанций и окончательная децентрализация электрогенерации в настоящее время невозможна как по экономическим соображениям, так и в связи со сложностью управления множеством объектов и их технического обслуживания, необходимостью постоянного поддержания баланса генерации и потребления, необходимостью наличия резервных мощностей.

Сверхпроводящие линии электропередач

Явление сверхпроводимости, то есть свойство некоторых материалов приобретать при сверхнизких температурах нулевое электрическое

сопротивление, было открыто почти сто лет назад. Но понадобилось много десятилетий, чтобы этот эффект смог стать основой начинающейся революции в электроэнергетике. Работы по созданию сверхпроводящих линий электропередач ведутся и в России.

Современные линии электропередач обладают хорошим КПД (порядка 97–98%), но потери в виде 2–3% все же отнимают определенное количество сгенерированной энергии. Часть ее уходит на «корону», часть теряется из-за эффекта переманчивания в проводах или в трансформаторах. Шансом снизить потери казался эффект сверхпроводимости, но для поддержания проводника при сверхнизкой температуре в 23 К требовался гелий — вещество с очень низкой точкой кипения (4,215 К, или $-268,94^{\circ}\text{C}$). Хладагент с более высокой, чем 27 К, точкой кипения невозможно было бы удерживать в жидком агрегатном состоянии. Однако гелий дорог, а криогенное оборудование, охлаждавшее газ до температур, близких к абсолютному нулю, не только дорого, но и слишком энергозатратно. Было очевидно, что экономически оправданную промышленную технологию в этих условиях не создать.



Рис. 3.4. Фрагмент ЛЭП на основе сверхпроводников

Однако в конце 1986 года исследователями корпорации IBM швейцарцем Карлом Мюллером и немцем Георгом Беднорцем был открыт эффект высокотемпературной сверхпроводимости, возникающий при 35 К в композитном керамическом материале под названием барий-лантан-медный оксид. «Высокая температура» там была весьма относительна, ведь 35 К — это -238°C . Однако труд Мюллера и Беднорца, отмеченный Нобелевской премией, задал научное направление, в рамках которого создавались проводники, где наблюдалась сверхпроводимость при все более и более высоких температурах. В какой-то момент количество перешло в качество, и для охлаждения проводника стало возможным использовать хладагент в виде жидкого азота с температурой кипения 77,4 К. Это уже было совсем другое дело! Для поддержания азота в жидкой фазе требовалось куда меньше энергии, а сам азот намного дешевле гелия, благо это главный компонент земной атмосферы. С этого момента в разных странах мира начались практические работы по созданию линий электропередач и электротехнических объектов на основе высокотемпературной сверхпроводимости (ВТСП).

Передаваемая по проводам мощность есть произведение силы тока на напряжение. То есть если повысить ток, ту же мощность можно передать с меньшим напряжением, и наоборот. Энергетики, передавая электроэнергию на большие расстояния, вынуждены идти по второму пути, то есть поднимать напряжение до сотен киловольт (кВ). Дело в том, что при заданном сопротивлении рост силы тока ведет к большим потерям мощности. Но если сопротивление исключить, то появляется возможность повысить плотность тока в сечении проводника (например, с 8 А на 1 мм² до 250–700 А), а напряжение в ЛЭП понизить (например, с 750 до 20 кВ). А в чем польза снижения напряжения?

Дело в том, что генераторное напряжение ТЭЦ или АЭС имеет значения порядка 15–20 кВ. Для передачи мощности через воздушные или

подземные линии необходимо повысить напряжение, скажем, до 750 кВ. Поэтому, прежде чем электроэнергия дойдет до нашей розетки (где, как мы помним, всего 220 В), ей предстоит преодолеть целый каскад понижающих подстанций, причем в начале этого каскада подстанции колоссального размера со сложным и дорогостоящим электротехническим оборудованием. Если же заменить ЛЭП, идущую от электростанции к мегаполису, сверхпроводящей линией, то ту же мощность можно передавать с генераторным напряжением — на 15 кВ, что значительно уменьшило бы количество понижающих ступеней на пути к потребителю и сделало бы ненужными гигантские трансформаторы. Но где же они, сверхпроводящие ЛЭП, соединяющие, например, Москву с Калининской АЭС? К сожалению, об этом пока можно только мечтать. Чтобы понять почему, стоит бросить взгляд на конструкцию линии электропередач на основе ВТСП.

ВТСП-кабель выглядит как труба сечением примерно 300 мм. Вдоль ее оси проложен формер — медный металлический каркас, по всей его длине наматывается ВТСП-лента (металлическая полоска с напылением оксидов), которая является проводником. На ленту накладывается специальная, выравнивающая электрическое поле бумага, потом еще каркасная медная лента для создания проводящего канала, в котором мог бы циркулировать жидкий азот. Вокруг — несколько слоев изоляции. Вся эта конструкция помещается в криостат — металлическую оболочку, куда закачивается хладагент. Кабель подсоединяется к стоящему на питающей станции криорефрижератору, или попросту холодильнику. Максимальная эффективная длина кабеля, обслуживаемая одной криомашиной, — всего 3,5 км. Если нужно передать мощность на большее расстояние, потребуются подпитывающие пункты, то есть дополнительные мощности криообеспечения. Нетрудно догадаться, что подобная система довольно дорога и к тому же энергозатратна. Все-таки 77 К — это -196°C , и для

поддержания такого глубокого холода требуется работа мощных компрессоров, а КПД холодильных машин невысок.

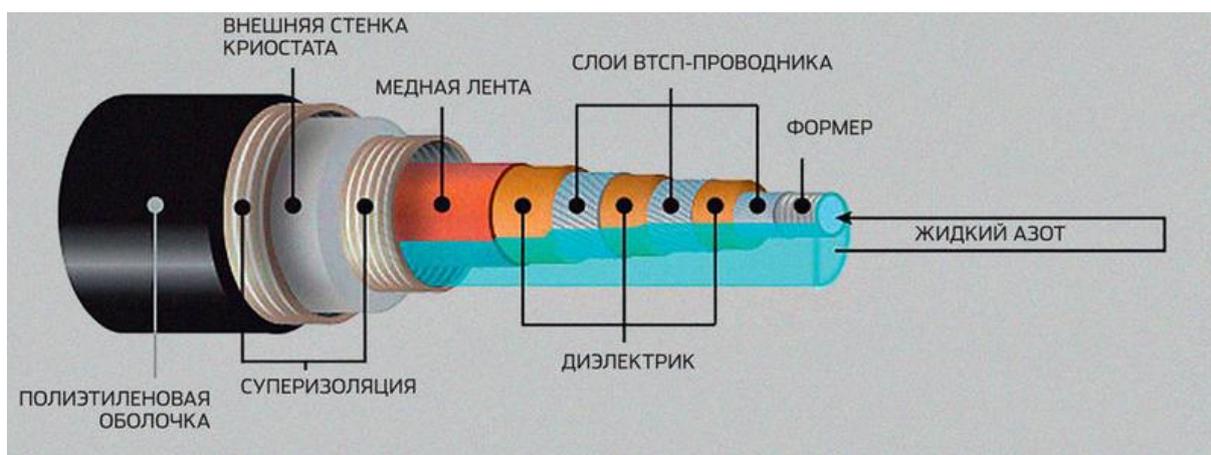


Рис. 3.5. Разрез ВТСП-Кабеля

Поэтому на сегодня все действующие в мире ВТСП-линии электропередач имеют очень малую протяженность, как правило, порядка нескольких сотен метров, и обладают ограниченной сферой применения. В основном это доставка мощности городскому потребителю с близстоящих электростанций и объединение энергосистем. С объединением энергосистем связаны первые опыты промышленного применения ВТСП-линий, например, в Дании. В настоящее время существует североамериканский проект *Tres Amigas* («Три подруги»), предусматривающий объединение энергосистем Канады, США и Мексики с помощью ВТСП-линий с номинальным рабочим напряжением 200 кВ, по которым будет передаваться 5 ГВт мощности. При использовании обычных технологий понадобились бы две линии постоянного тока напряжением 1600 кВ. Проект, правда, находится на стадии дополнительного технико-экономического обоснования, но все «железо» для *Tres Amigas* уже произведено и проходит ресурсные испытания.

Что касается передачи мощности от генерации к потребителю, то несколько ВТСП-линий уже действуют в США, Германии, Южной Корее, Японии. Например, в городе Олбани усилиями американских и японских специалистов создана линия, рассчитанная на напряжение 34,5 кВ при рабочем токе 800 А. При этом длина кабеля — всего 350 м.

В России ВТСП-технологий — одно из направлений инновационного развития, в стране уже существуют опытные образцы, проходящие испытания под нагрузкой с 2012 года. Первый образец на напряжении 20-80 кВ с 2012 года эксплуатируется на подстанции «Динамо» (г. Москва).

4. Энергосбережение и энергоэффективность технологических процессов подготовки и переработки нефти и газа

4.1. Общая характеристика процессов промышленной подготовки нефти и газа

Добываемое углеводородное сырье (нефть, природный газ, газовый конденсат) представляют собой неоднородные (дисперсные) системы, в составе которых помимо добываемого целевого ресурса присутствуют примеси: твердые механические частицы; пластовые/подтоварные воды; растворенные в нефти углеводородные газы; прочие газы в составе природных добываемых. Поэтому перед транспортировкой и переработкой углеводородного сырья необходима его подготовка, осуществляемая на промысле с целью удаления механических примесей, воды с растворенными в ней солями, осушки и очистки углеводородных газов.

В основе процессов промышленной подготовки *нефти* лежат процессы сепарации нефти от газа (разгазирования) и разделения водонефтяных смесей (эмульсий).

Выделение попутного нефтяного газа (ПНГ) из состава добываемой сырой нефти осуществляется ступенчато (2-3 ступени) при постепенном снижении давления.

Отделение воды от целевого продукта (нефти) осуществляют также обычно в две стадии – предварительный сброс и глубокое обезвоживание, сочетаемое с обессоливанием. Учитывая образование стойких водонефтяных эмульсий, для облегчения процесса их разрушения используют введение в систему реагентов – деэмульгаторов и повышение температуры разделения для снижения вязкости эмульсии.

При подготовке нефти применимы процессы разделения неоднородных систем, к которым относятся:

-процессы отстаивания или осаждения, реализуемые под действием гравитационных или центробежных сил и основанные на разности плотностей составляющих неоднородной системы;

-процессы сепарация (разгазирования), используемые для извлечения растворенных в жидкости газов, или наоборот – отделения частиц жидкости от газового потока.

Процессы подготовки нефти осложняются в связи с образованием стойких эмульсий типа «нефть-вода», в связи с присутствием в составе нефти природных эмульгаторов – асфальто-смолистых веществ (АСВ), нафтеновых кислот и др., что затрудняет процесс разделения водонефтяных смесей. Для интенсификации процесса помимо традиционных методов отстаивания используют также:

-дополнительный подогрев эмульсии с целью снижения ее вязкости

(термический метод);

-введение специальных реагентов–деэмульгаторов, способствующих разрушению образовавшихся эмульсий (химический метод);

-использование электрических полей, что приводит к поляризации молекул воды с последующим слиянием частиц воды под действием электростатических сил и коагуляцией, что обеспечивает удаление мельчайших частиц воды из нефти.

Таким образом, в основе процессов подготовки нефти к последующей транспортировке и переработке лежат процессы извлечения растворенных в нефти газов (сепарация) и процессы разделения водонефтяных эмульсий на основе методов отстаивания (осаждения) с дополнительным использованием термоэлектрохимических методов.

Природные горючие *газы*, добываемые при разработке газовых месторождений, также как и нефть, содержат нежелательные примеси: механические примеси (частицы породы), воду и кислые газы (диоксид углерода, сероводород). При этом газы можно рассматривать как неоднородные газовые системы, содержащие посторонние включения, а также как смесь газов, часть из которых следует удалить на стадии подготовки. В этом случае применимы как методы разделения неоднородных систем, например методы разделения систем типа «газ-жидкость», «газ-твердое тело», так и методы извлечения компонентов газовой смеси, основанные на использовании массообменных процессов.

Содержащаяся в газе влага может вызвать коррозию оборудования, а также привести к образованию твердых кристаллогидратов (газовые гидраты), что существенно осложняет работу промышленного оборудования и процессы транспортировки углеводородных газов. Поэтому ключевыми процессами на стадии подготовки газов к транспорту и переработке являются процессы осушки газов. Для удаления влаги (до требуемых показателей по точке росы по влаге) используют массообменные процессы – абсорбцию или адсорбцию с использованием соответственно жидких или твердых сорбентов.

Для попутных нефтяных газов, помимо осушки следует осуществить удаление из их состава жидких углеводородов (углеводородного конденсата), что контролируется по показателю точки росы по углеводородам.

Кислые компоненты природных газов (сероводород, углекислый газ) во влажной среде приводят к коррозии труб и оборудования, а также ухудшают качество газа. Для извлечения нежелательных кислых компонентов используют различные методы их очистки – абсорбционные, адсорбционные методы и процессы окисления для химического превращения сернистых соединений.

Таким образом, при подготовке нефти и углеводородных газов применяют: методы разделения неоднородных систем (отстаивание,

сепарацию, фильтрование), методы осушки газов и методы очистки от кислых газов, основанные, главным образом, на использовании сорбционных процессов.

Основные процессы и оборудование подготовки углеводородного сырья приведены на рис. 4.1, 4.2.

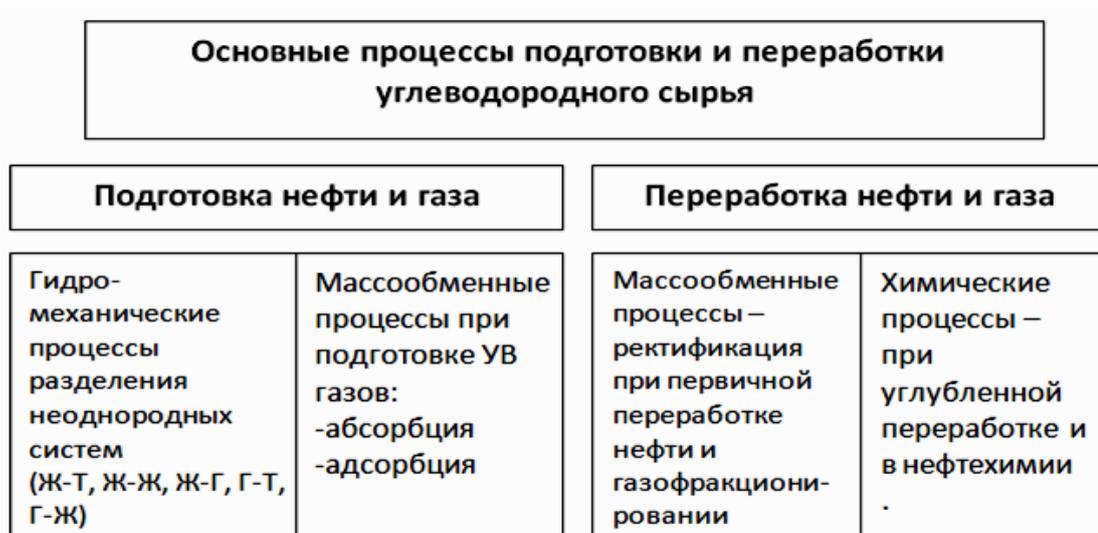


Рис 4.1 Основные процессы подготовки и переработки нефти и газа

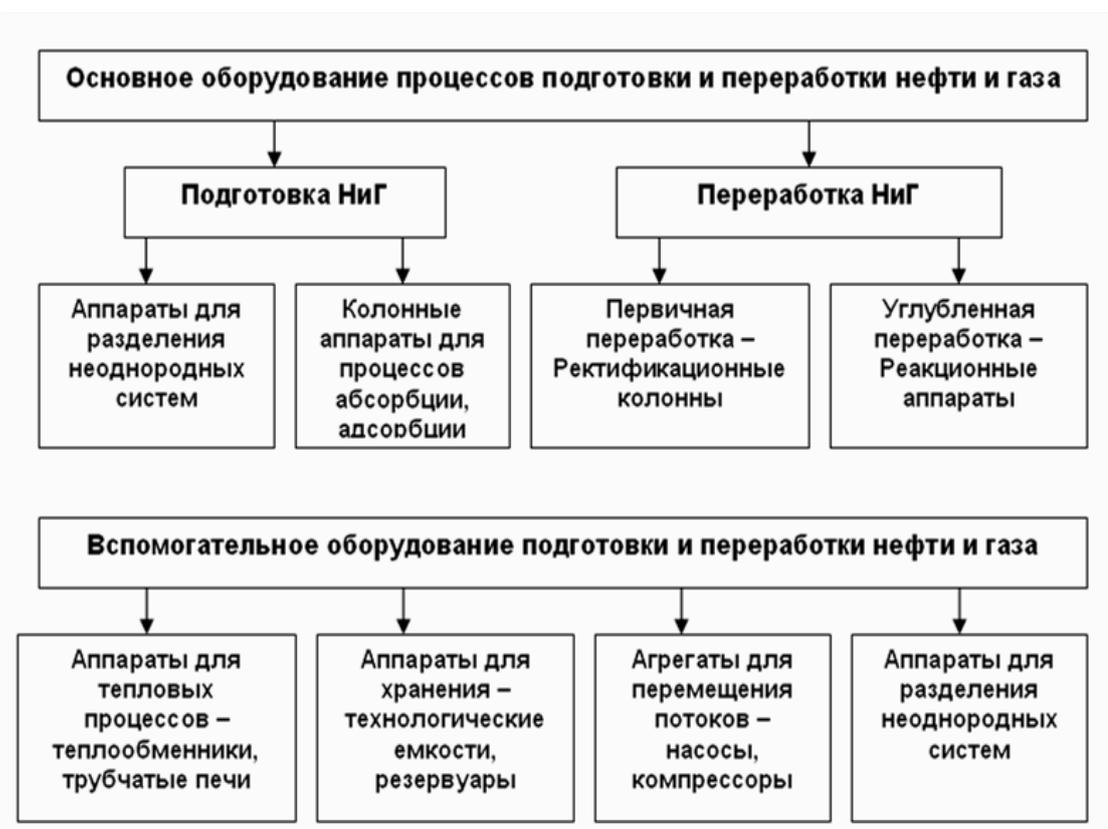


Рис. 4.2. Общая классификация аппаратов подготовки и переработки нефти и газа (НиГ)

4.2 Технологическое и аппаратное оформление объектов промысловой подготовки нефти и газа

4.2.1 Технологии процессов подготовки нефти

Промысловая подготовка нефти должна обеспечить необходимую степень ее подготовки для дальнейшей транспортировки потребителям. Требования к качеству нефти определены ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» (табл. 4.1.).

Таблица 4.1

Требования к подготовленной нефти по ГОСТ Р 51858-2002

Наименование показателя	Норма для нефти		
	1 группа	2 группа	3 группа
содержание воды, %, не более	0,5	0,5	1
солей, мг/дм ³ , не более	100	300	900
мех. примесей, %, не более	0,05	0,05	0,05
давление насыщенных паров, КПа, не более	66,7	66,7	66,7
Содержание хлорорганических соединений, млн. ⁻¹ (ppm)	Не нормируется. Определение обязательно		

Добываемая нефть представляет собой смесь, содержащую помимо основного продукта механические примеси (частицы породы, продукты коррозии и т.п.), растворенные газы и пластовую воду, количество которой с увеличением степени разработанности месторождений растет за счет использования систем поддержания пластового давления (ППД).

Учитывая сложный состав добываемого флюида, подготовка нефти осуществляется в несколько стадий, включающих разгазирование нефти и удаление механических примесей и пластовой воды с растворенными в ней солями. В структуру систем промыслового сбора и подготовки нефти входят различные технологические установки, связанные воедино разветвленной сетью трубопроводов (рис. 4.3):

- Автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ);
- Дожимные насосные станции (ДНС);
- Установки предварительного сброса воды (УПСВ или ДНС с УПСВ);
- Центральный пункт подготовки нефти (ЦППН) или центральный пункт сбора (ЦПС); основным узлом ЦППН являются установки

подготовки нефти (УПН).

В структуру систем промышленного сбора и подготовки нефти также входят:

- Блоки реагентного хозяйства (БРХ);
- Установки подготовки воды (УПВ);
- Кустовые насосные станции (КНС);
- Установки подготовки газа (УПГ);
- Товарный (резервуарный) парк (РВС).

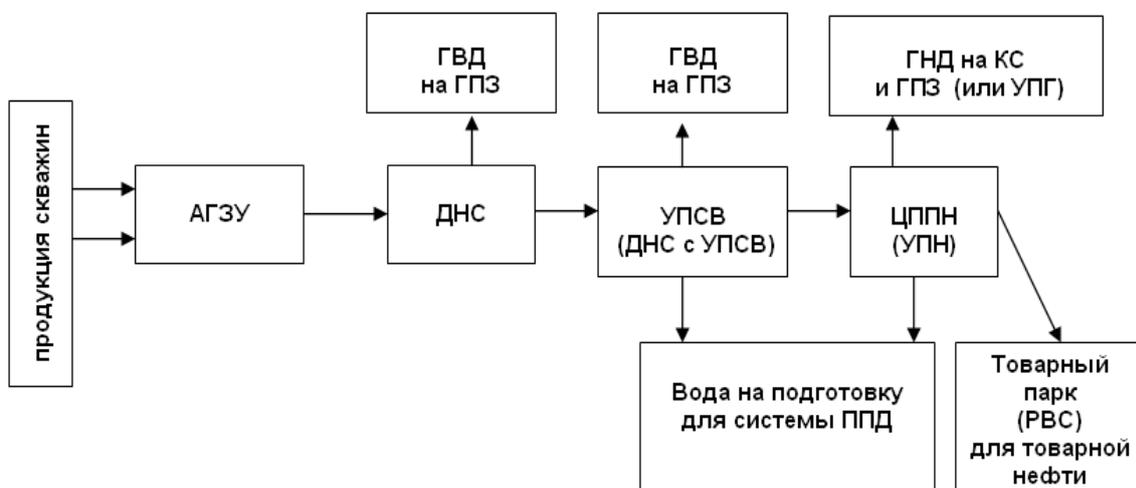


Рис. 4.3. Общая схема системы промышленного сбора и подготовки нефти:

АГЗУ – автоматизированные групповые замерные установки; ДНС – дожимные насосные станции; УПСВ – установки предварительного сброса воды; ЦППН – центральный пункт подготовки нефти; УПН – установки подготовки нефти; КС – компрессорная станция; ГНЗ – газоперерабатывающий завод; УПГ – установка подготовки газа; ГВД – газ высокого давления; ГНД – газ низкого давления; РВС – резервуар вертикальный стальной

Дожимные насосные станции – ДНС (рис. 4.4) предназначены для разгазирования нефти перед ее транспортировкой для дальнейшей подготовки и используются в случае удаленности месторождений от установок подготовки нефти. Основным оборудованием ДНС являются нефтегазовые сепараторы – НГС (буферные емкости), где реализуется первая ступень сепарации нефти от газа при давлении порядка 0,6 МПа. В состав ДНС входят также газовые сепараторы (ГС), насосный блок, блок сбора и откачки утечек нефти, свеча аварийного сброса газа. Разгазированная нефть (в виде водонефтяной эмульсии – ВНЭ) откачивается насосами для дальнейшей ее подготовки; отделившийся

попутный нефтяной газ (ПНГ) транспортируется на установки его подготовки или используется для местных нужд.

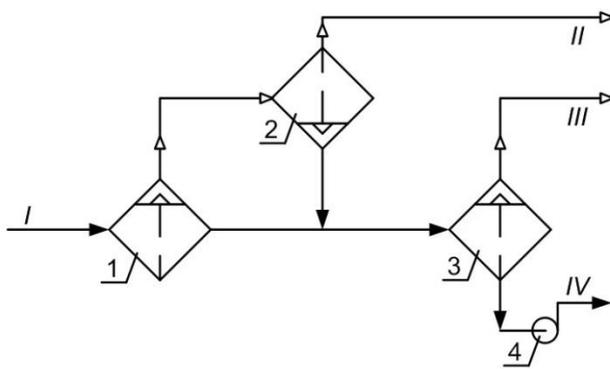


Рис. 4.4. Принципиальная схема ДНС:

1; 3 – нефтегазосепараторы (НГС), 2 – газосепаратор (ГС); 4 – центробежный насос.

Потоки: I – сырая нефть, II – газ высокого давления, III – газ низкого давления, IV – разгазированная нефть

Установки предварительного сброса воды – УПСВ (рис.4.5) применяют при обводненности пластового флюида более 15-20%. Они предназначены для предварительного сброса пластовой (подтоварной) воды до остаточного ее содержания в нефти не более 5-10%.

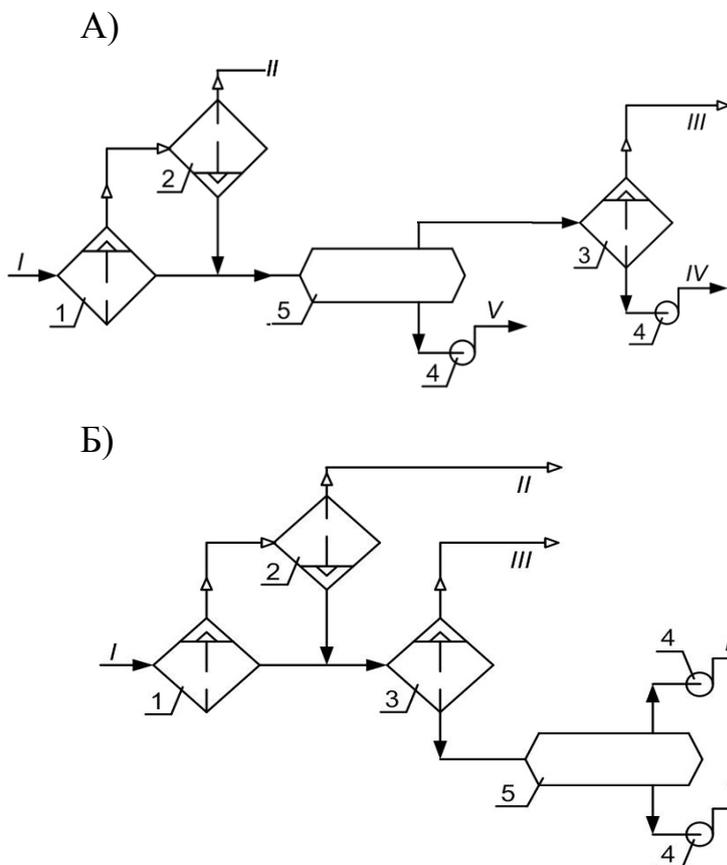


Рис. 4.5. Принципиальные схемы УПСВ (а) и ДНС с УПСВ (б):

1; 3 – нефтегазосепараторы, 2 – газосепаратор; 4 – центробежные насосы; 5 – отстойник горизонтальный;

Потоки: I – сырая нефть, II – газ высокого давления, III – газ низкого давления, IV – разгазированная и частично обезвоженная нефть, V – вода

Процесс осуществляется в присутствии деэмульгаторов – поверхностно-активных веществ, способствующих разрушению водонефтяных эмульсий, сформировавшихся под действием содержащихся в составе нефти природных эмульгаторов. Подача реагента-деэмульгатора

осуществляется перед первой ступенью сепарации. Частично обезвоженная и отсепарированная нефть поступает далее на установки подготовки нефти, газ – на подготовку и последующую переработку, а подтоварная вода – на установки подготовки воды перед закачкой ее в пласт.

Основным оборудованием УПСВ являются остойники (параллельно работающие), где происходит разделение эмульсии без подогрева (холодный отстой) за счет разности плотностей нефти и воды. На установках используют и совмещенные аппараты – нефтегазоводопазделители с прямым подогревом типа «Хитер-Тритер» с системой коалесцеров. В состав УПСВ входят также блоки сепараторов – нефтегазовых и газовых, блоки реагентного хозяйства, насосные.

Установки предварительного сброса воды можно совмещать с дожимными насосными станциями в рамках установок ДНС с УПСВ (рис.4.5).

Установки подготовки нефти – УПН (рис. 4.6) предназначены для подготовки нефти до товарного качества в соответствии с требованиями стандарта (ГОСТ Р 51858-2002).

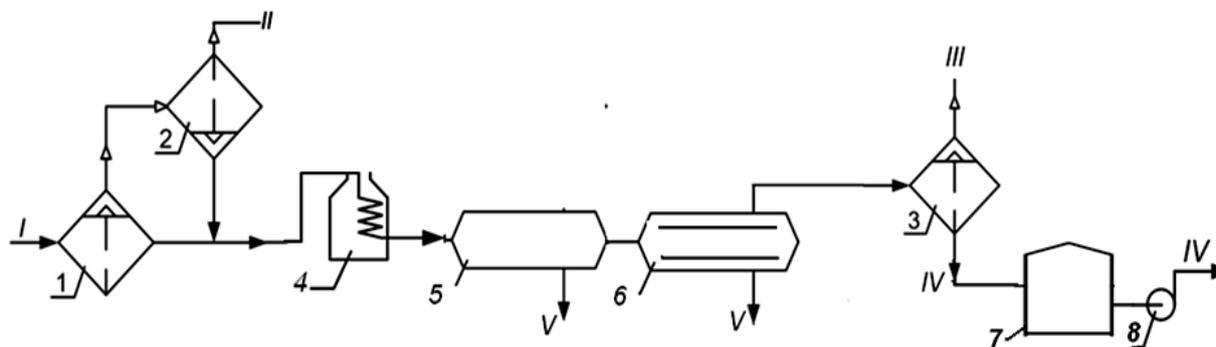


Рис. 4.6. Принципиальная схема установки подготовки нефти (УПН):
 1 – нефтегазосепараторы, 2 – газосепаратор; 3 – концевая сепарационная установка (КСУ); 4 – трубчатая печь (ПТБ); 5 – отстойник горизонтальный; 6 – электродегидратор (ЭДГ); 7 – резервуар (РВС) товарной нефти; 8 – насос

Потоки: I – нефть с ДНС и УПСВ, II – газ высокого давления, III – газ низкого давления, IV – товарная нефть, V – подтоварная вода на установки подготовки воды

На УПН происходит глубокое обезвоживание и обессоливание нефти с использованием электрических полей на завершающей стадии и с подачей пресной воды для отмывки от солей. Процесс осуществляется в присутствии деэмульгаторов при температуре порядка 50⁰С с предварительным подогревом частично обезвоженной нефти в печах. Возможно также и другое технологическое оформление УПН с

использованием многофункциональных аппаратов типа «Хитер-Тритер».

На установках происходит также окончательное разгазирование в концевых сепарационных установках (КСУ) при давлениях, близких к атмосферному для удовлетворения требований к товарной нефти по давлению насыщенных паров. Товарная нефть поступает в резервуарный парк, подтоварная вода – на установки подготовки воды перед закачкой ее в пласт, а попутный нефтяной газ – на установки подготовки газа после компримирования газа с КСУ.

К основному оборудованию УПН, отличающимися их от предыдущих установок, относятся электродегидраторы, где происходит окончательное обезвоживание и обессоливания нефти, трубчатые печи и КСУ. Взамен печей и электродегидраторов, как уже было отмечено, можно использовать нефтегазоводоразделители с прямым подогревом типа «Хитер-Тритер», оснащенных системой электродов. В состав УПН входят также блоки сепараторов, отстойников, блоки реагентного хозяйства, резервуарный парк; в состав установок могут входить также компрессорные станции.

4.2.2 Оборудование промышленной подготовки нефти

На разных стадиях промышленной подготовки нефти используют различное стандартизованное оборудование для разделения жидких или газовых неоднородных систем. Аппараты характеризуются определенной пропускной способностью и для обеспечения заданной мощности установки они соединены в блоки параллельно работающих аппаратов.

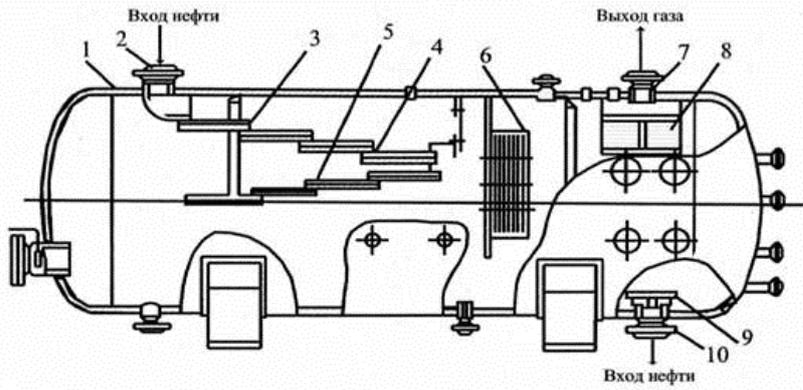
В состав установок входят: нефтегазовые и газовые сепараторы; трехфазные нефтегазоводоразделители (НГВР), в т.ч. и с прямым подогревом – НГВРП (аппараты типа «Хитер-Тритер»); отстойники; трубчатые печи; электродегидраторы.

При этом сепараторы используют на всех стадиях подготовки нефти – на ДНС, УПСВ и УПН. Оборудование для разделения водонефтяных эмульсий с использованием методов отстаивания (нефтегазоводоразделители, отстойники) применяют на стадии предварительного сброса воды на УПСВ и УПН. Аппараты с использованием электрических полей (электродегидраторы и НГВРП с системой электродов) и трубчатые печи – только на завершающей стадии подготовки с получением товарной нефти (на УПН).

Некоторые разновидности аппаратов промышленной подготовки нефти приведены на рис. 4.7 -4.10.

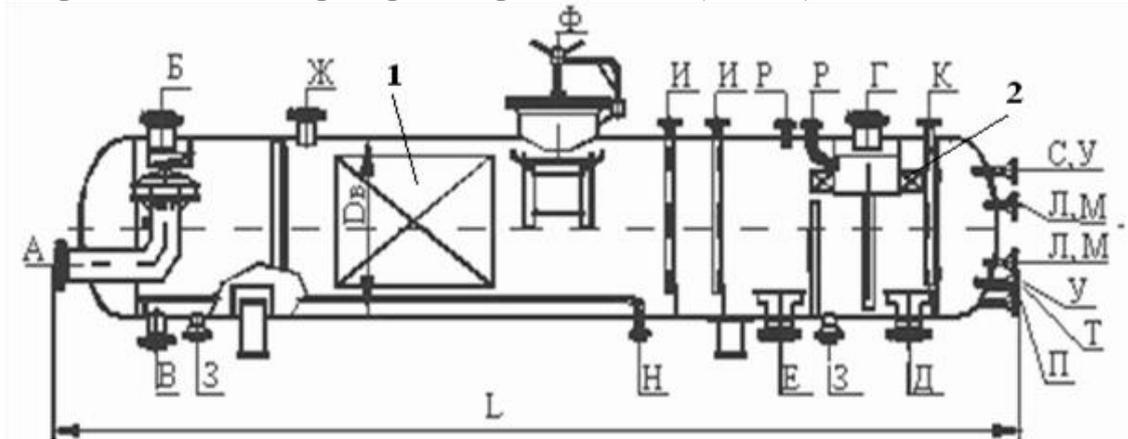
Аппараты для разгазирования и разделения водонефтяных систем, это, как правило горизонтальные цилиндрические аппараты определенной вместимости ($50-200\text{м}^3$), внутренние устройства которых обеспечивают проведение целевого процесса.

А) нефтегазовый сепаратор типа НГС

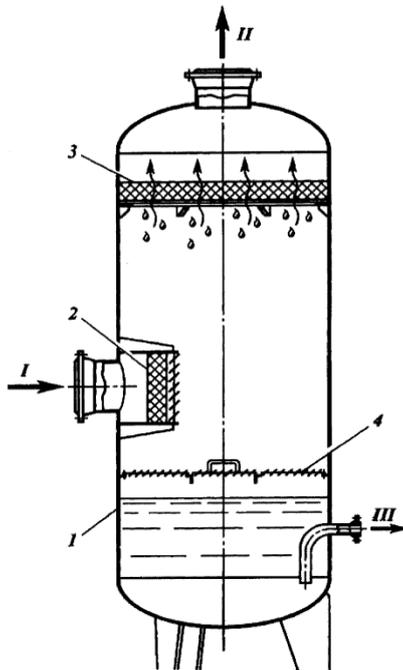


1-корпус; 2 –штуцер ввода нефти; 3 – распределительное устройство; 4,5 – наклонные лотки; 6 – пеногаситель; 7 –штуцер выхода газа; 8 – каплеуловитель; 9 – отбойный диск (воронкогаситель); 10 –штуцер для выхода нефти

Б) нефтегазовый сепаратор со сбросом воды (НГСВ)



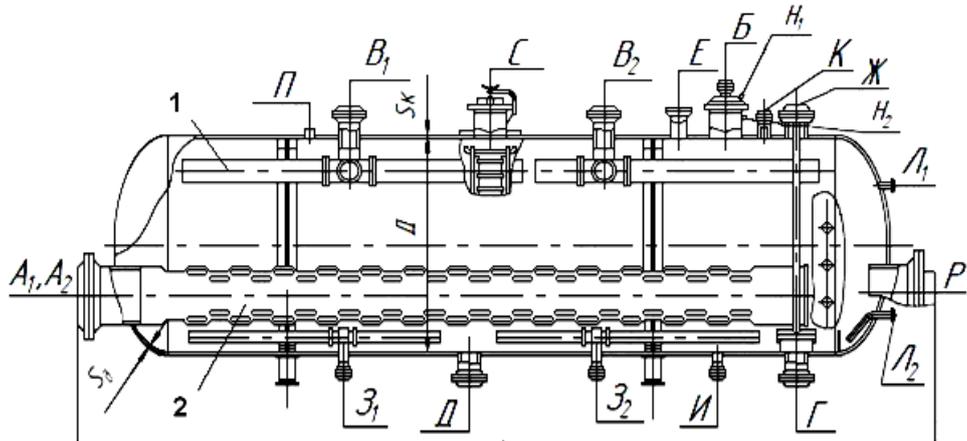
В) сетчатый газовый сепаратор (ГС)



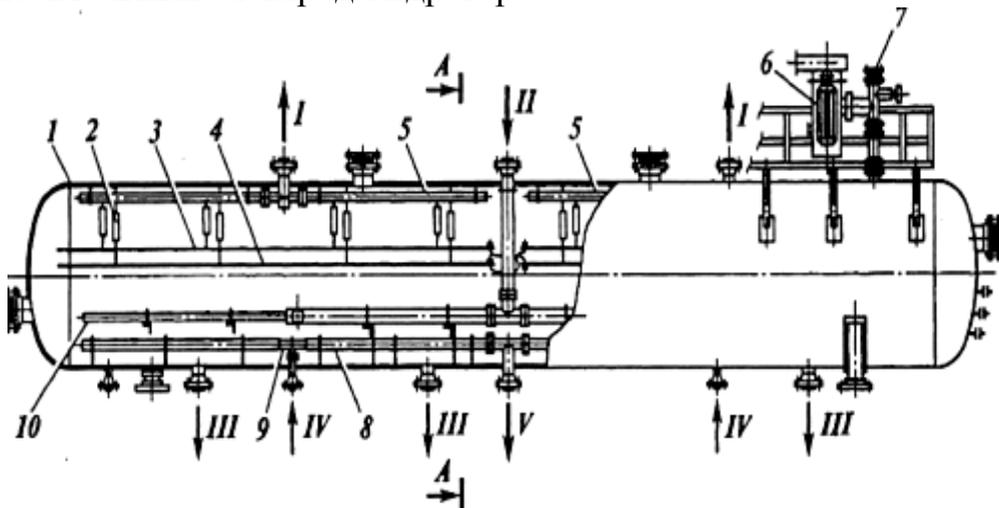
Б): 1 – пеногаситель, 2 –каплеуловитель;
 Штуцера: А, Б – вход нефтегазовой смеси (газа); Г – выход газа (ПНГ); Д – выход нефти; Е – выход воды; Ж – для предохранительного клапана; З – дренаж; И – для датчиков уровня; Н – пропарка; Ф – люк-лаз;
 В): 1 - корпус; 2 - сетчатый коагулятор;
 3 - сетчатый отбойник (демистер);
 4 - успокоительная решетка.
 Потoki: I - исходный газ;
 II - очищенный газ; III - жидкость

Рис. 4.7. Примеры сепараторов установок подготовки нефти

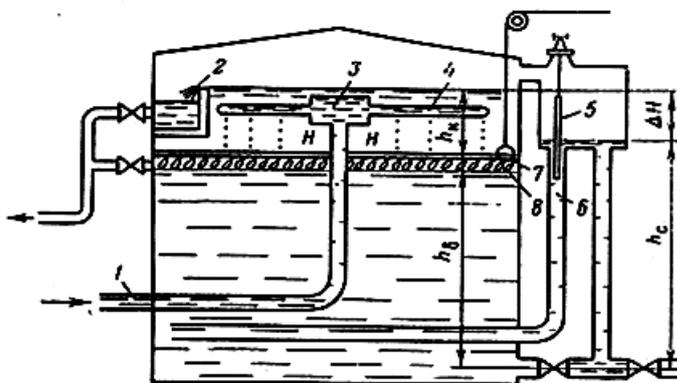
А) горизонтальный отстойник



Б) горизонтальный электродегидратор



В) резервуар-отстойник



- 1-подача ВНЭ;
- 2-сборник нефти;
- 3,4-сборник и распределитель ВНЭ;
- 5-гидрозатвор;
- 6-водосборная труба;
- 7-регулятор уровня

Рис. 4.8. Аппараты для разделения водонефтяных эмульсий:
 А): 1 – сборник нефти; 2 – маточник (перфорированный коллектор) для ввода ВНЭ;

Б): 1 - корпус; 2 – изолятор; 3,4 – электроды; 5 –сборник нефти; 6 – трансформатор; 7 - ввод высокого напряжения; 8 - сборник соленой воды; 9 - промывочный коллектор; 10 - распределитель нефти

Для нефтегазовых сепараторов (НГС) к основным элементам относятся сепарационные устройства различных типов и каплеотбойники, установленные на выходе ПНГ. При использовании аппаратов для реализации двух процессов – сепарации и разделения водонефтяной эмульсии (тип НГСВ), дополнительно организуют пространство для разделения жидкой смеси и раздельного вывода частично обезвоженной нефти и воды

Газовые сепараторы – как правило, вертикальные аппараты с сепарационными устройствами различных типов (инерционные, сетчатые отбойники, центробежные элементы и др.) и организацией отвода отделившейся жидкости с возвратом в поток эмульсии.

В аппаратах для разделения водонефтяных эмульсий (отстойники, электродегидраторы) процесс разделения должен осуществляться в ламинарном режиме осаждения, для обеспечения которого в конструкции аппаратов предусмотрены коллекторные распределительные системы и сборники отделившихся продуктов. В электродегидраторах помимо этого размещены системы электродов для обработки эмульсии в электрическом поле для отделения мельчайших частиц воды.

А) общий вид



Б) эскиз

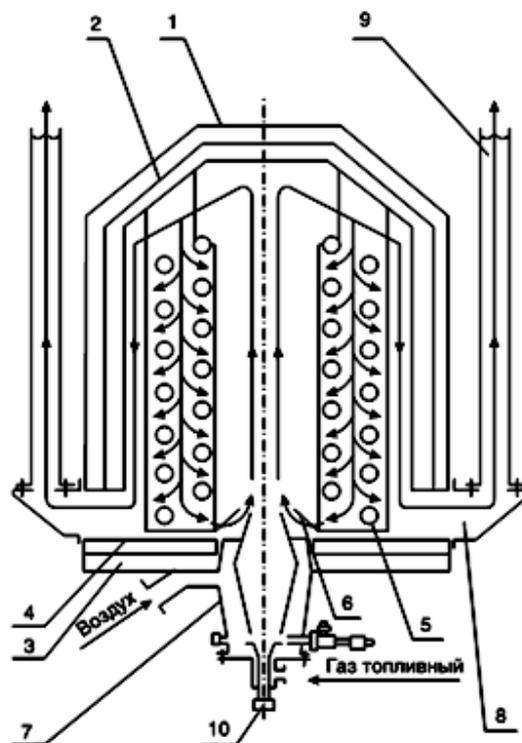
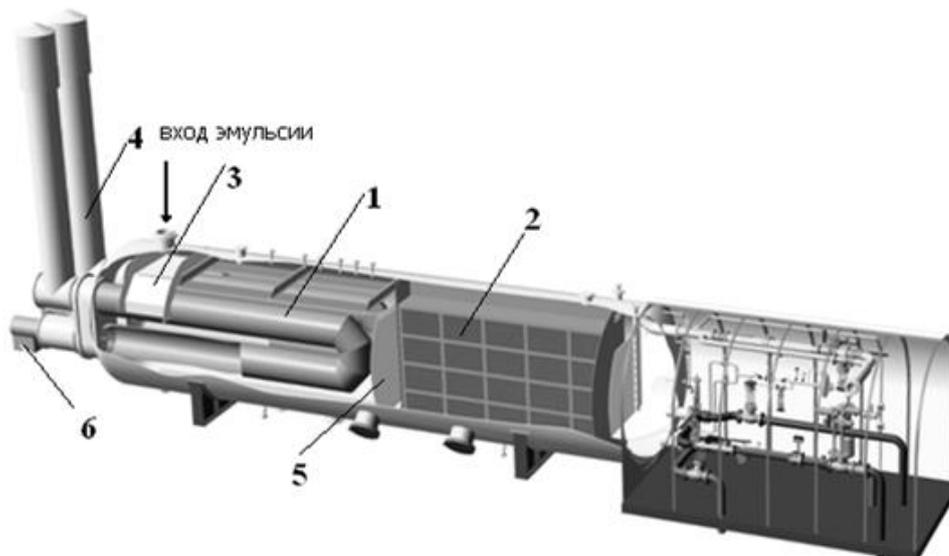


Рис. 4.9. Печь трубчатая блочная – ПТБ-10:

Б): 1 – каркас; 2 – обшивка; 3 – тепловая изоляция; 4 – обшивка внутренняя;

5 – змеевик; 6 – направляющая дефлектора; 7 – камера сгорания; 8 – блок взрывных клапанов; 9 – дымовая труба; 10 – устройство контроля пламени

А) нефтегазоводоразделитель с прямым подогревом для сброса воды



Б) нефтегазоводоразделитель с системой электродов

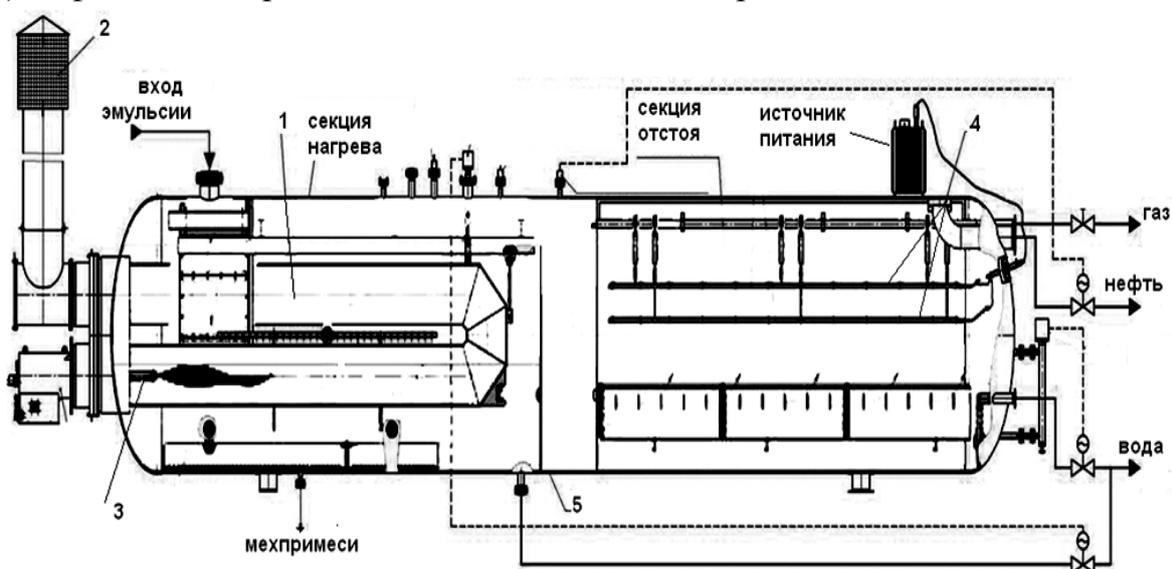


Рис. 4.10. Примеры нефтегазоводоразделителей (НГВРП) с прямым подогревом:
 А): 1 - жаровые трубы, 2 – секция коалесцеров, 3 - распределительная пластина, 4- дымовые трубы, 5 – поперечная перегородка, 6 –горелка;
 Б): 1 – жаровая труба, 2 – дымовая труба, 3 – горелка, 4 – электроды, 5 – поперечная перегородка

Для проведения операций «горячего» отстоя и глубокого обезвоживания и обессоливания необходим подогрев эмульсии до температур порядка 40-50⁰С. Для этого в составе установок предусматривают трубчатые печи простейших конструкций (типа ПТБ-10) или совмещенные аппараты типа Хитер-тритер (или НГВРП с прямым подогревом) с размещением жаровых труб внутри аппарата для подогрева эмульсии. В зависимости от их использования на стадии предварительного сброса воды или глубокого обезвоживания и обессоливания в

разделительной части аппарата размещают соответственно системы коалесцеров или системы электродов.

Общая краткая характеристика оборудования стадий подготовки нефти приведена в табл. 4.2.

Таблица 4.2

Технологические процессы и оборудование подготовки нефти

Установка	Основные процессы	Оборудование
ДНС	Сепарация (разгазирование) «сырой» нефти с выделением ПНГ (первая ступень); Сепарация ПНГ с отделением частиц жидкости (ВНЭ)	Нефтегазовые сепараторы (НГС); Газовые сепараторы (ГС)
УПСВ	Разделение сырой нефти – ВНЭ со сбросом излишков воды с реализацией процесса без подогрева или с нагревом; Вспомогательные процессы: сепарация (вторая ступень), подогрев в случае применения аппаратов с подогревом	горизонтальные гравитационные отстойники; резервуары-отстойники, многофункциональные аппараты – нефтегазоводоразделители с подогревом
ДНС с УПСВ	Процессы аналогичны рассмотренным выше – сепарация и сброс воды. Особенность: дополнительная возможность совмещения процессов разгазирования и сброса воды в аппарате	НГС, ГС, отстойники; аппараты типа НГСВ – нефтегазовый сепаратор со сбросом воды
УПН	Основные процессы: -глубокое обезвоживание и обессоливание в соответствии с требованиями к товарной нефти -окончательная сепарация (последняя ступень сепарации); Вспомогательные процессы: -подогрев предварительно обезвоженной нефти; -смешение с пресной водой для «отмывки» солей	Основные аппараты: -электродегидратор или многофункциональные аппараты с подогревом и системой электродов; -концевой сепаратор – КСУ (типа НГС); Вспомогательные аппараты: трубчатые печи типа ПТБ или иные подогреватели

Выбор аппаратурного оформления процессов промышленной подготовки нефти определяется особенностями систем сбора и подготовки нефти на месторождении и удаленностью объектов добычи от объектов подготовки нефти; составом сырой нефти (в первую очередь, степенью обводненности и газосодержанием); и свойствами нефти (плотность, вязкость, содержание отдельных компонентов); требованиями к товарной нефти в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002.

4.2. Процессы и оборудование подготовки углеводородных газов

Промысловая подготовка *углеводородных газов* включает их очистку от механических примесей, жидких включений и кислых соединений (сероводород, диоксид углерода) и осушку (удаление влаги) перед транспортировкой и переработкой газов.

Требования к качеству подготовки газов приведены в табл.4.3. При этом нормируется концентрация механических примесей и S-содержащих соединений (г/м^3); для оценки влагосодержания и количества жидких углеводородов используют понятие «точки росы» по влаге и по углеводородам. Точка росы – это температура, ниже которой происходит конденсация водяного пара или легких углеводородов, входящих в состав газа.

Таблица 4.3

Требования к качеству природных горючих газов,
подаваемых в магистральные газопроводы (ОСТ 51.40.-83)

Показатель	Климатический район			
	умеренный		холодный	
	I*	II*	I	II
Точка росы газа ($^{\circ}\text{C}$), не выше				
-по влаге	0	-5	-10	-20
-по углеводородам	0	0	-5	-10
Содержание (г/м^3), не более				
-механических примесей	0,003	0,003	0,003	0,003
-сероводорода	0,02	0,02	0,02	0,02
-тиоловой серы	0,036	0,036	0,036	0,036
Объемная доля кислорода (%), не более	1	1	1	1

*I – с 01.05. по 30.09; II – с 01.10 по 30.04.

Для очистки от твердых частиц используют методы пылеочистки – мокрую или сухую очистку; для предварительной очистки от жидких частиц применяют сепарацию. Для очистки от кислых компонентов и осушки газов используют сорбционные процессы – абсорбцию, адсорбцию, являющиеся ключевыми на стадии промышленной подготовки.

Процесс абсорбции основан на извлечении компонентов газовой смеси с помощью избирательных поглотителей – абсорбентов. В процессах осушки газов в качестве абсорбентов используют преимущественно концентрированные растворы гликолей – ди- или триэтиленгликоли (ДЭГ или ТЭГ); в процессах очистки от кислых компонентов – моно- или диэтанолламины (МЭА или ДЭА).

При этом осушка газа основана на процессе физической сорбции, а этаноламиновая очистка – на хемосорбции, когда происходит химическое взаимодействие сорбента с извлекаемыми компонентами. Выделение извлеченных из газа компонентов (влаги или кислых соединений) – регенерация абсорбента, осуществляется с использованием обратного абсорбции процесса – десорбции.

Следует учитывать, что для процесса абсорбции (так же как и для адсорбции) благоприятны низкие температуры и повышенные давления, для десорбции – наоборот повышенные температуры и низкие давления. Так, в процессах осушки газов абсорбция проводится при температуре порядка 20⁰С и давлении 2-6МПа, десорбция – при температуре 160-190⁰С и пониженном давлении; процесс абсорбционной очистки от кислых компонентов протекает при температуре 25-40⁰С и давлении порядка 1,5МПа, а регенерация абсорбента – при температуре порядка 130⁰С и давлении 0,15-0,2 МПа. Поддержание температурного режима обеспечивается использованием теплообменных аппаратов: на линии абсорбента перед подачей в абсорбер применяют холодильники; на линии насыщенного абсорбента перед десорбером – холодильники.

Процесс адсорбции основан на поглощении компонентов газовой смеси при помощи твердых поглотителей – сорбентов, к числу которых относятся активированные угли, алюмосиликаты, цеолиты. Особенностью этого метода в отличие от абсорбции является то, что процессы адсорбции и десорбции последовательно протекают в одном аппарате, т.е. аппарат работает периодически, и для обеспечения непрерывности работы установки в целом в ее состав включены несколько параллельно работающих в разных режимах адсорберов.

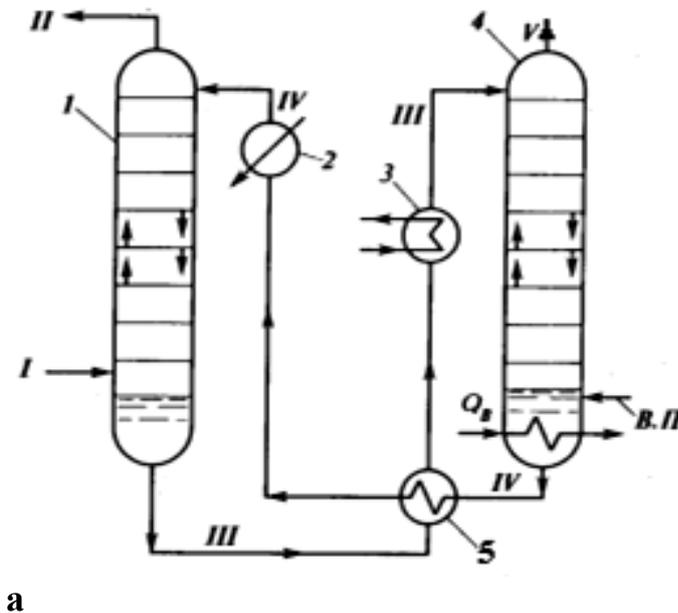
Схемы узлов абсорбции-десорбции и абсорбционной установки с двумя адсорберами приведены на рис.4.11, где представлены:

- принципиальные схемы обвязки аппаратов – абсорбер и десорбер с использованием теплообменных аппаратов для создания температурных режимов на каждой стадии;

- схемы обвязки параллельно работающих адсорберов по потокам,

используемым на каждой стадии процесса.

Различные температурные параметры проведения различных стадий сорбционных процессов дают возможность реализации принципов энергосбережения на установках осушки углеводородных газов – использование тепла горячих потоков для нагрева холодных потоков и наоборот.



а

Рис. 4.11. Схемы узлов абсорбционно-десорбционной (а) и адсорбционной (б) установок:

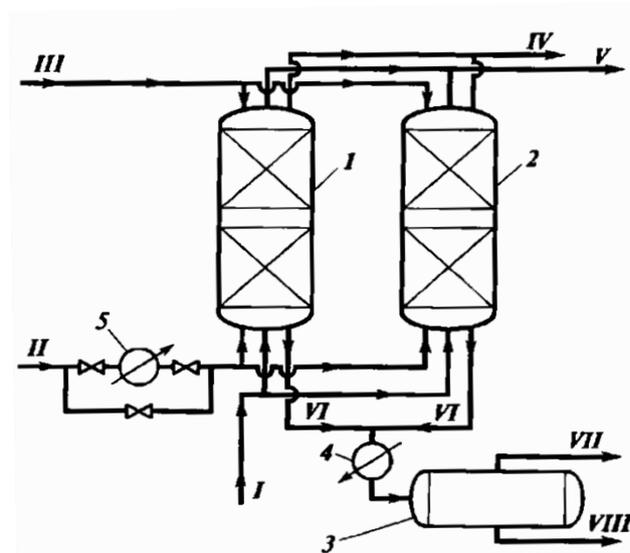
а):

- 1 – абсорбер,
- 2 – холодильник,
- 3 – нагреватель,
- 4 – десорбер;
- 5 – теплообменник

Потоки:

- I - сырой газ;
- II - сухой газ;
- III - насыщенный абсорбент;
- IV – абсорбент;
- V – извлеченные

компоненты



б

б):

- 1, 2 – адсорбер;
- 3 - водоотделитель;
- 4 - холодильник; 5 - нагреватель.

Потоки:

- I - исходный газ;
- II - воздух на сушку и охлаждение;
- III - водяной пар на десорбцию;
- IV - воздух из десорберов;
- V - сухой газ;
- VI - смесь паров воды и адсорбата;
- VII - адсорбат;
- VIII – вода.

Рассмотрим типовую схему *абсорбционной* осушки газа (рис.4.12). Сырой газ поступает во входной (первичный) сепаратор, где происходит отделение капельной жидкости (влаги и жидких углеводородов), а затем – в абсорбер, где происходит его осушка при контакте с раствором

абсорбента. Осушенный газ, пройдя фильтр для улавливания мелкодисперсного гликоля, поступает далее в магистральный газопровод или потребителю. Насыщенный абсорбент поступает на регенерацию в десорбер, и после извлечения из него уловленной влаги, возвращается в абсорбер. Для создания необходимого температурного режима в аппаратах в состав установки входит вспомогательное теплообменное оборудование (нагреватели, холодильники, теплообменники).

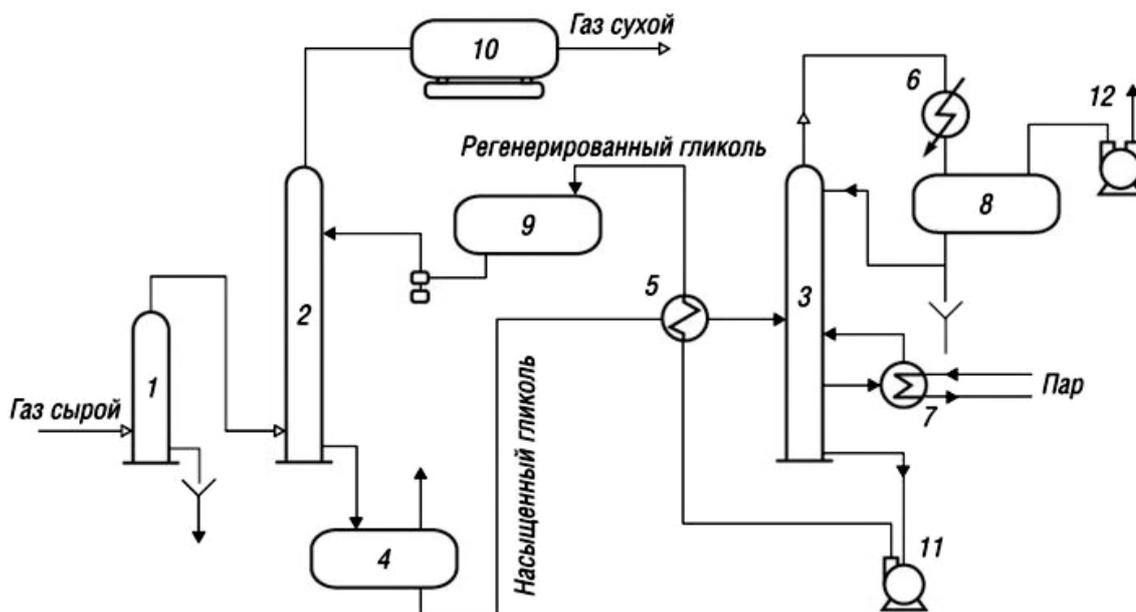


Рис.4.12. Принципиальная схема установки абсорбционной осушки газов:

1-первичный сепаратор, 2-абсорбер, 3-десорбер, 4,8,9-емкости, 5,6,7-теплообменники, 10-фильтр, 11,12-насосы

При *адсорбционной* осушке (рис.4.13) сырой газ поступает во входной (первичный) сепаратор, где от него отделяется жидкая фаза, и далее – в первый адсорбер на осушку. Процесс протекает в течение определенного времени до насыщения адсорбента (порядка 12-16 час.). Затем первый адсорбер переключают в режим десорбции для регенерации поглотителя, что требует повышения температуры до значений порядка 180-200⁰С за счет подогревателя (печи). При этом на стадии осушки задействуется второй адсорбер. Процесс регенерации продолжается 6-7 час., после чего аппарат остывает (порядка 8 час.) для подготовки к новому циклу адсорбции. Осушенный газ, проходит фильтр для улавливания частичек адсорбента, уносимых газовым потоком, и поступает в магистральный газопровод или потребителю. Выделившаяся из газа влага, конденсируется в емкости, а газ возвращается на повторную осушку.

Таким образом, при подготовке углеводородных газов к транспорту и переработке используют колонное массообменное оборудование для

процессов аб- или адсорбции и десорбции; оборудование для разделения газовых неоднородных систем: сепараторы, фильтры (фильтры-сепараторы) и теплообменные аппараты для поддержания необходимого температурного режима на различных стадиях процесса.

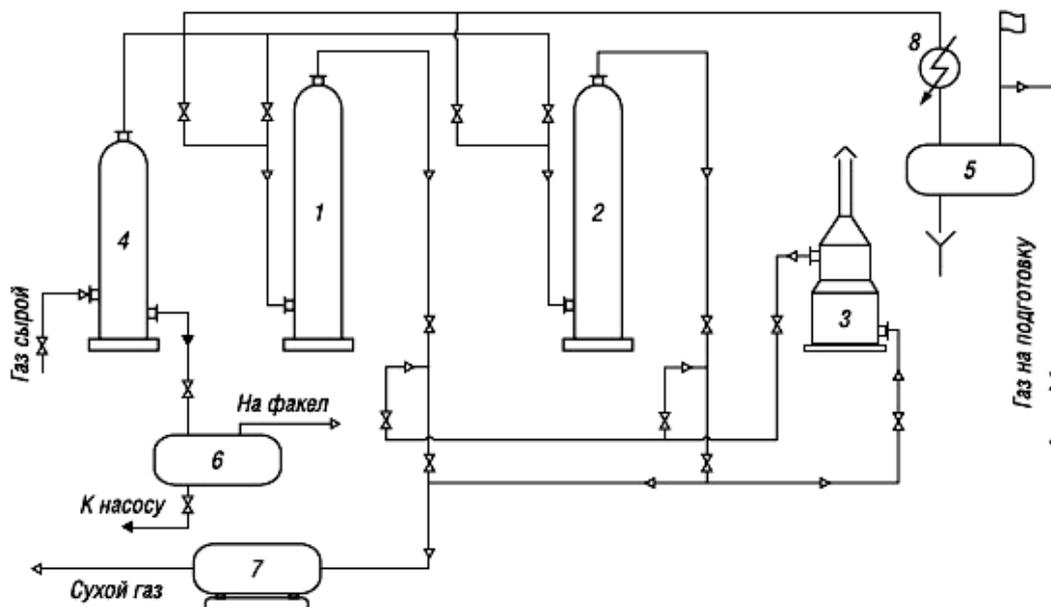


Рис.4.13. Принципиальная схема установки адсорбционной осушки газов:

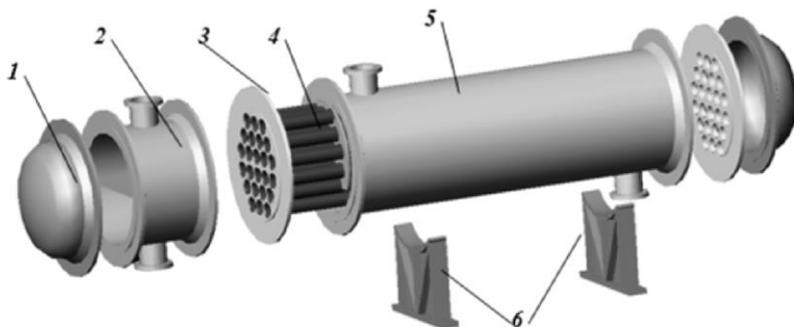
1,2-адсорберы, 3-подогреватель (печь), 4-первичный сепаратор, 5,6-емкости, 7-фильтр, 8-холодильник

К основному оборудованию процессов подготовки углеводородных газов относятся: аппараты для разделения газовых неоднородных систем (сепараторы, фильтры и т.п.); абсорберы или адсорберы в зависимости от реализуемых методов осушки и очистки.

К вспомогательным аппаратам относятся: теплообменники и трубчатые печи для создания требуемых температурных параметров проведения процессов; компрессорное оборудование для создания необходимого давления для перемещения газа и проведения технологических процессов; блоки аппаратов для регенерации абсорбентов, работа которых основана на использовании принципа ректификации для разделения компонентов с разными температурами кипения.

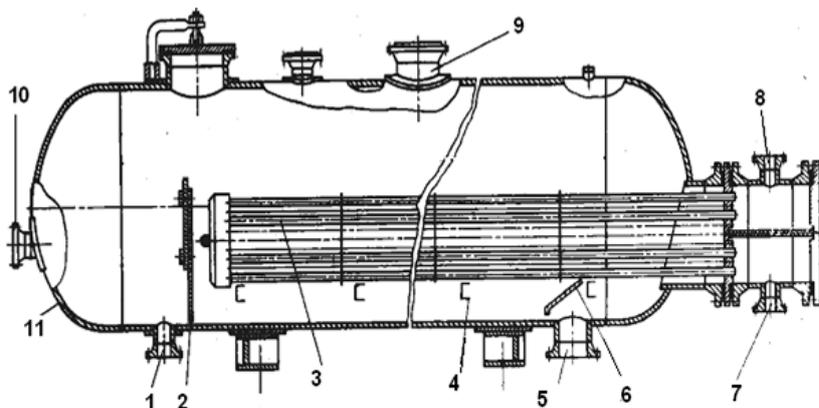
Эскизы аппаратов для сорбционных процессов и теплообменников приведены на рис. 4,14 и 4.15, 4.16; принципиальное устройство сепараторов рассмотрено выше. Общая характеристика процессов и аппаратов подготовки углеводородных газов приведена в табл. 4.4.

А) элементы кожухотрубчатого теплообменника типа Н



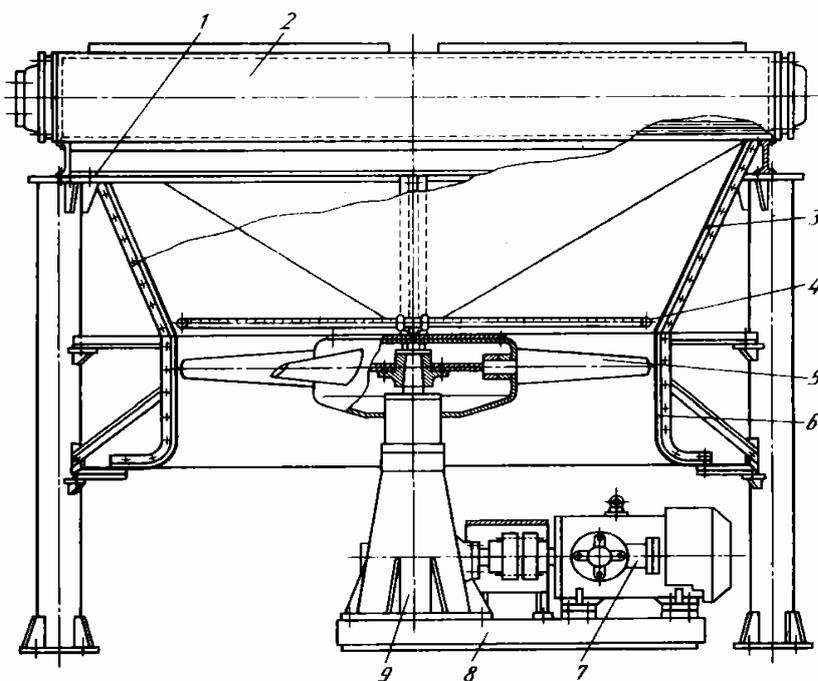
- 1 – крышки; 2 – распределительная камера;
- 3 – трубные решетки;
- 4 – пучок труб;
- 5 – кожух;
- 6 – опоры

Б) испаритель с паровым пространством



- 1- выход неиспарившейся жидкости, 2 – регулировка уровня жидкости,
- 3 – трубный пучок, 4 – опоры для труб, 5 – ввод жидкости,
- 6 – отбойник, 7, 8 – ввод-вывод теплоносителя,
- 9 – выход паров, 10 – монтажный штуцер, 11 – корпус

В) аппарат воздушного охлаждения (АВО)

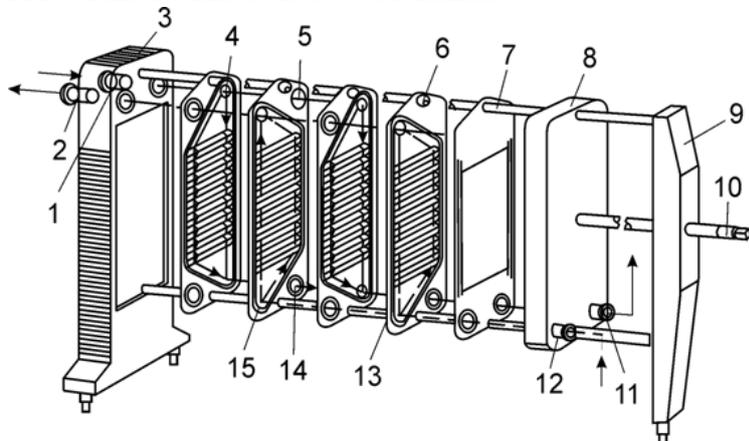


- 1- опора (рама),
- 2 - теплообменная секция,
- 3 – диффузор,
- 4 – водяные форсунки,
- 5 – вентилятор,
- 6 – коллектор,
- 7-9 – двигатель с редуктором

Рис. 4.15. Эскизы теплообменников с поверхностью теплообмена, выполненной из труб

Теплообменные аппараты значительно различаются по конструкции и выбор их типов определяется назначением их в технологическом процессе, параметрами проведения процесса (температуры, давления) и характеристиками потоков. Различные типы аппаратов характеризуются также разной эффективностью протекания теплового процесса, что оказывает влияние на их выбор с позиций энерго- и ресурсосбережения.

Пластинчатый теплообменник



1,2, 11, 12 – вход-выход потоков; 3,8 – неподвижная и нажимная плита; 4 – прокладка; 5,14 – отверстия для прохода потоков; 7 – горизонтальная штанга; 9 – стойка; 10 – винт (зажим); 13,15 – пластины

Общий вид спирального теплообменника



Схемы движения потоков:

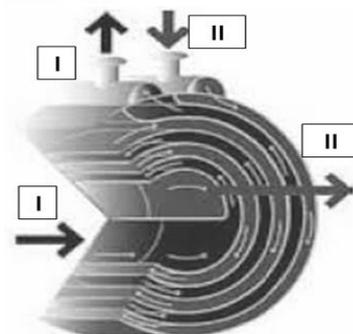


Рис. 4.16. Пластинчатые и спиральные теплообменники

4.3 Процессы и оборудование переработки нефти и газа

Первичная переработки нефти и переработки углеводородных газов основана на реализации процесса **ректификации** как метода разделения сложных смесей на основе разницы температур кипения входящих в них компонентов. Но учитывая разницу в составе сырья (нефть или газ) этот процесс имеет свои особенности.

Разделение смеси **УВ газов** – более простой процесс, учитывая небольшое количество компонентов в составе исходной смеси. Процессы разделения ПНГ (состава C_2-C_{5+}) и газофракционирования основаны на выделение индивидуальных углеводородов из смеси газов.

Таблица 4.4

Процессы и оборудование осушки и очистки углеводородных газов

Установка	Основные процессы	Оборудование
Абсорбционная осушка	Основной процесс: Абсорбция-десорбция; Вспомогательные: -очистка газа от твердых частиц; -очистка газа от капельной влаги и жидких УВ; -нагрев/охлаждение потоков абсорбента соответственно на стадиях десорбции и абсорбции; -регенерация абсорбента;	Основные аппараты: абсорберы / десорберы – тарельчатые (насадочные) колонны. Вспомогательные: фильтры, входные (первичные) ГС; нагреватели (в частности с огневым подогревом), холодильники, теплообменники, емкости-разделители, совмещенные аппараты (колонны с огневым испарителем блока регенерации).
Адсорбционная осушка	Основной процесс: Адсорбция-десорбция; Вспомогательные: -очистка газа от твердых частиц; от капельной влаги и жидких УВ; -нагрев/охлаждение при переключении аппарата в режимы регенерации сорбента или адсорбции соответственно; -регенерация твердого сорбента	Основные аппараты: Блок параллельно работающих адсорберов с переключением в разные режимы работы – абсорбция и регенерация сорбента; Вспомогательные: фильтры, входные сепараторы; трубчатые печи (нагрев на стадии регенерации), теплообменники, емкости-разделители потоков (Ж-Г),
Очистка от кислых газов	Основной процесс: Абсорбция/адсорбция (хемосорбция)	Основные аппараты – Аппараты аналогичны предыдущим

На первом этапе на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ) из состава «жирных» газов удаляют метан, этан (процессы деметанизации, деэтанализации) на установках низкотемпературной конденсации (НТК), ректификации (НТР) и других аналогичного назначения; при переработке «жирных» газов с высоким содержанием тяжелых углеводородов используют маслоабсорбционные установки (МАУ). Реализация процессов

требует создание соответствующих температурных режимов. При этом температуры в зависимости от типа и назначения процесса изменяются в широком диапазоне – от низких отрицательных (например, в процессах деметанизации – порядка минус 80°C) до высоких положительных температур (например, в процессах десорбции на МАУ). Это, в свою очередь, требует использования соответствующего оборудования для создания температурного режима.

Разделение оставшейся смеси (широкая фракция легких углеводородов – ШФЛУ) осуществляют на газофракционирующих установках (ГФУ), где смесь последовательно делится на более узкие смеси и затем – на индивидуальные компоненты, являющиеся основой для нефтехимического синтеза.

Установки разделения ПНГ и газофракционирования представлены набором последовательно соединенных простых ректификационных колонн (рис.4.17), где смесь газов делится на два продукта:

-верхний продукт (дистиллят, ректификат) состоит в основном из низкокипящего компонента (НКК) и уходит из колонны сверху в виде паровой фазы;

А) – простая колонна Б) – последовательное соединение простых колонн Б)- сложная колонна со стриппингами

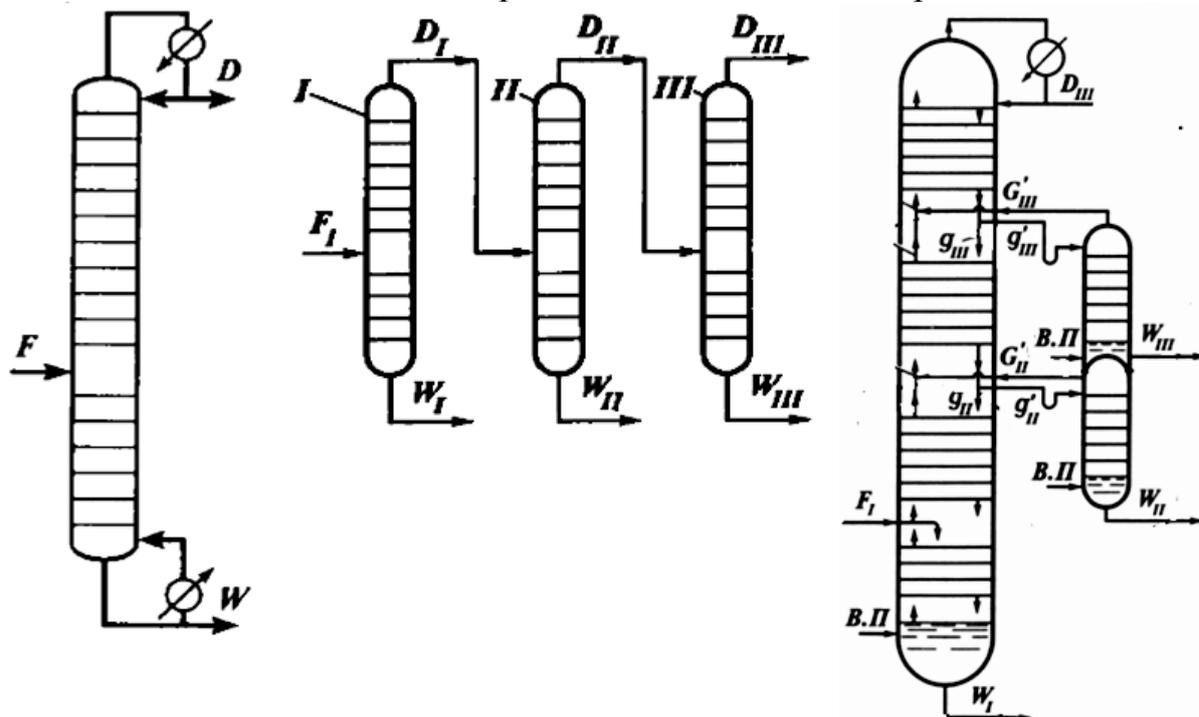


Рис. 4.17. Схемы ректификационных колонн и варианта их соединений:
Потоки: F – сырье, D – дистиллят, W – кубовый остаток

-нижний продукт – кубовый остаток состоит в основном из

высококипящего компонента (ВКК) и уходит из колонны в виде жидкой фазы.

Особенностью реализации процесса ректификации является необходимость поддержания температурного режима по высоте колонны – охлаждение верхней и нагрев нижней части колонны. Это обеспечивается использованием в узле ректификации теплообменных аппаратов различного назначения (нагревателей сырья, конденсаторов-холодильников на линии выхода пара, испарителей для подогрева куба колонны).

Первичная переработка *нефти* – более сложный по сравнению с разделением УВ газов процесс, что связано с чрезвычайно сложным составом нефти. В этой связи деление нефти на компоненты невозможно и при переработке нефти используют ее фракционирование – деление на фракции, характеризующиеся определенными пределами выкипания.

На основе знания фракционного состава определяет вариант предпочтительного направления переработки нефти по топливному, топливно-масляному или комплексному вариантам. В зависимости от направления переработки определяются и технологические параметры проведения процессов.

Использование ректификации в нефтепереработке позволяет в зависимости от выбранного направления переработки нефти:

- выделять из нефти светлые топливные фракции – при атмосферной перегонке нефти на установках АТ (рис. 4.18):

- выделять масляные фракции путем дальнейшей перегонки мазута (остатка предыдущего процесса) – при вакуумной перегонке на установках ВТ.

Основой аппаратного оформления установок перегонки нефти являются сложные ректификационные колонны (см. рис. 4.17), работающие совместно со стриппингами (отпарными колоннами). Отличием их от простых колонн является получение нескольких продуктов (фракций): помимо верхнего (наиболее низкокипящего продукта) и кубового остаточного продукта отбирают также ряд боковых фракций (погонов) по высоте колонны, поступающих далее в отпарные колонны. Назначение стриппингов – поддержание температурного режима в местах отбора фракций и отпарка из них наиболее легких компонентов с получением целевых продуктовых фракций.

Процессы перегонки нефти требуют создания высоких температур (порядка 300⁰С и выше); для этих целей на установках атмосферной и вакуумной перегонки нефти (АТ, АВТ) применяются трубчатые печи. Учитывая наличие на установках ряда потоков с различной температурой, в качестве вспомогательных аппаратов применяют также разнообразные теплообменные аппараты, организуя, в первую очередь использование тепла горячих продуктов для нагрева сырьевых потоков (см. рис. 4.18).

При реализации процессов перегонки с водяным паром требуется также использование сепараторов, а для процессов вакуумной ректификации – также оборудование для создания вакуума.

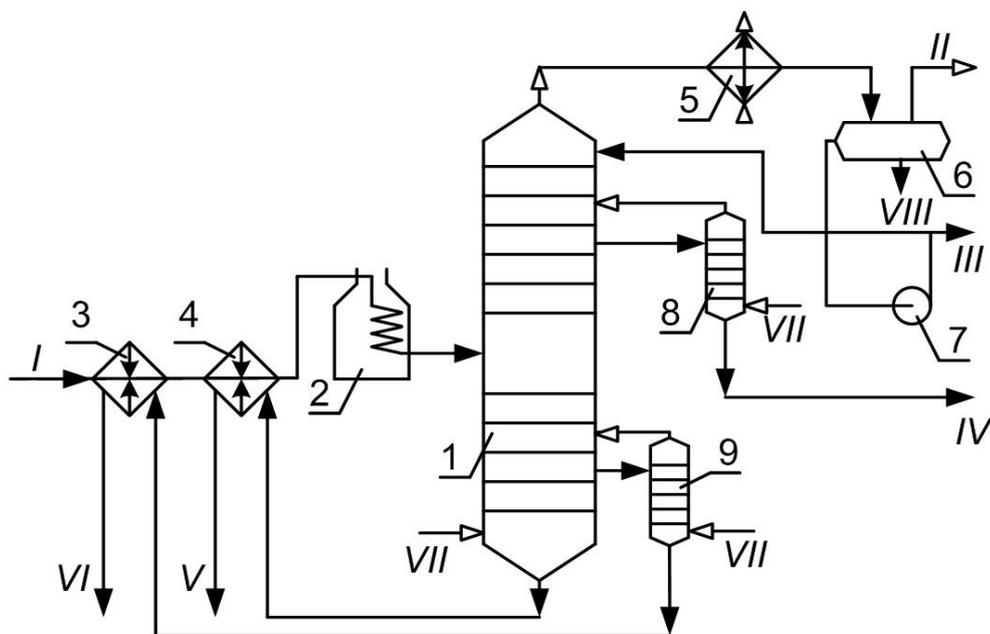


Рис. 4.18. Технологическая схема атмосферной трубчатой установки – АТ

(с однократным испарением)

1 – атмосферная колонна; 2 – трубчатая печь; 3, 4 – теплообменники; 5 – аппарат воздушного охлаждения; 6 – буферная емкость (сепаратор); 7 – насос; 8, 9 – отпарные колонны (стриппинг-секции);

Потоки: I – нефть (после ЭЛОУ); II – газ; III – бензин; IV – керосин; V – мазут; VI – дизельная фракция; VII – водяной пар; VIII – вода.

Таким образом, технологические процессы перегонки нефти и разделения смеси УВ газов основаны на реализации процессов ректификации различной степени сложности и протекающих при различных параметрах их проведения.

Реализация процессов требует поддержание температурного режима с использованием теплообменников и трубчатых печей, а также специальных методов и оборудования для создания низких температур при переработке углеводородных газов.

Наличие на установках переработки углеводородного сырья потоков, температуры которых меняются в широком диапазоне, обеспечивает возможности рационального использования тепла имеющихся на установках потоков и необходимость выбора соответствующего оборудования с позиций энергосбережения и повышения энергоэффективности технологических объектов.

4.4 Методы оценки энергоэффективности для объектов подготовки и переработки нефти и газа

Для оценки энергоэффективности и её повышения на предприятиях подготовки и переработки нефти и газа используют ряд методов и методик, позволяющих достичь целевых значений оптимального потребления энергоресурсов. К ним относятся: пинч-анализ; система «Solomon»; методология бенчмаркинга энергоэффективности; оптимизация гиперструктуры (построение минимальной структуры и построение гипотетической гиперструктуры, допускающей сокращения); стохастическая оптимизация (класс алгоритмов оптимизации, использующих случайность в процессе поиска оптимума).

Метод оптимизации гиперструктуры представляет собой сложную математическую оптимизационную задачу. Сложность ее решения связана с нелинейным характером уравнений и трудностями получения надежных практических решений для больших задач.

Метод стохастической оптимизации позволяет генерировать оптимальные решения независимо от начальных приближений и позволяет исключить попадание в локальные оптимумы, что является его преимуществом. Но реализация метода осуществляется медленнее по сравнению с детерминированными методами.

Наибольшее применение применительно к производствам отрасли находят методики пинч-анализа и система «Solomon»; рассмотрим их более подробно.

Методика сравнительного анализа «Solomon» для оценки энергоэффективности нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ). К основным ее чертами относятся:

- возможность объективного сравнительного анализа энергоэффективности данного НПЗ в сравнении с другими аналогичными предприятиями;
- возможность мониторинга и прогнозирования тенденций энергоэффективности в течение многолетних периодов;
- возможность выражения ценности повышения энергоэффективности в денежном эквиваленте.

Показатели эффективности «Solomon» позволяют оценить эффективность работы изучаемого предприятия по сравнению со стандартными заводом такой же производительности аналогичной конфигурации и условиями эксплуатации.

Основополагающим параметром данной методики является Индекс энергоёмкости (ЕИ), показывающий отношение фактического потребления энергии НПЗ к величине стандартного потребления. Индекс ЕИ разработан для возможности сравнения потребления электроэнергии нефтеперерабатывающим производством; при этом для каждого процесса

существует стандартное потребление энергии на единицу используемой мощности, т.е. стандартный коэффициент энергоемкости для каждой технологической установки.

Система сравнительного анализа «Solomon» используется на многих предприятиях и, в частности, включена в программу стратегического развития НПЗ Группы «ЛУКОЙЛ» на 2011-2020 гг. для оценки путей сокращения отставания НПЗ от конкурентов.

Пинч-анализ как методология минимизации энергопотребления процесса предусматривает расчет термодинамически обоснованных объемов энергопотребления и приближения к ним с помощью оптимизации процессов теплопередачи, методов энергоснабжения и характеристик технологических процессов. Пинч-анализ находит применение в различных отраслях, в частности в нефте- и газопереработке, нефтехимии и химической промышленности и может использоваться как при проектировании новых технологических объектов, так и при решении задач оптимизации работы действующих производств с учетом принципов энергосбережения.

Пинч-анализ включает инструменты, позволяющие исследовать потоки энергии в процессе теплопередачи и выявлять наиболее экономичные способы повышения рекуперации тепла и минимизации энергопотребления из внешних энергосистем. Использование пинч-технологии позволяет определять целевые показатели энергосбережения на основе составления уравнений балансов химико-технологической системы до начала проектирования сети теплообменников и выявлять изменения в условиях проведения процессов, влияющих на энергосбережение.

Применение пинч-метода позволяет добиться экономии за счёт минимизации использования внешних энергоносителей путем максимального применения рекуперации тепла в рамках рассматриваемой системы, что позволяет минимизировать поверхность теплообмена и количество теплообменных аппаратов.

Пинч-метод может использоваться как при проектировании новых технологических объектов различного технологического назначения с реализацией разных типов процессов, так и для оптимизации работы уже действующих производств.

При модернизации существующих производств пинч-технологии позволяют максимально использовать уже установленное оборудование при эффективном использовании тепла потоков энергоносителей на установке. По оценкам специалистов для действующих предприятий отрасли, работающих с 60-70 годов XX века, применение пинч-метода позволит достичь снижения энергетического ресурсопотребления и, соответственно, затрат на проведение процессов на 30 - 50 %, а для отдельных установок - до 70 %.

Пинч-анализ как метод оценки, прогнозирования и стратегического развития энергоэффективности предприятия активно используется такими компаниями, как ОАО «Газпром Нефть», ОАО "Славнефть ЯНОС" и др.

Метод основывается на расчете термодинамических свойств рабочих потоков, каждый из которых рассматривается как условно «горячий» – отдающий тепло или «холодный» – принимающий тепло, что позволяет сформировать и проанализировать имеющиеся на установке совокупные горячие и холодные потоки. Метод можно использовать для производственных объектов различных уровней иерархии, дополнив его методами системного анализа.

Реализация пинч-анализа предусматривает выполнение следующих этапов:

- Составление потоковой схемы технологического процесса по материальным и энергетическим потокам на основе анализа технологических схем; на этой стадии целесообразно упрощать схемы с использованием инструментария системного подхода и составлением структурных, функциональных или операторных схем;

- Выявление и анализ использования на технологической установке «горячих» и «холодных» потоков с последующим формированием объединенных потоков;

- Определение теплофизических свойств энергетических потоков и энергетической характеристики системы (энтальпии);

- Построение составных кривых всех «горячих» и «холодных» потоков – составных частей тепловой кривой; составные кривые показывают суммарное энтальпийное изменение в системе потоков во всех интервалах изменения температур на основе данных, описывающих материальный и энергетический баланс процесса;

- Построение результирующих тепловых кривых с объединением горячей и холодной ее составляющих на температурно-энтальпийной диаграмме в координатах «температура-энтальпия»;

- Последующий графический анализ с целью определения зоны «пинч» с анализом возможностей рекуперации тепла в пределах установки и определения потребности во внешних теплоносителях.

При этом область (пространство) между кривыми отображает зону возможной утилизации тепла; область наибольшего сближения кривых называется «пинчем». В зоне пинча расстояние между составными кривыми вдоль температурной оси минимально, что отвечает минимальной разности температур (ΔT) между горячим и холодным потоком в теплообменной сети.

При поступлении от горячих энергоносителей тепла в количестве большем, чем могут принять технологические потоки выше «пинча», образуется излишек теплоты, который должен быть передан через «пинч». Аналогичные рекомендации можно выдать и при увеличенном

потреблении холодных энергоносителей.

При применении пинч-анализа следует придерживаться следующих правил:

- передача тепла через пинч не должна осуществляться;
- для области, находящейся выше пинча, не должно быть внешнего охлаждения системы;
- для области ниже пинча не должно быть подвода тепла к системе из внешних источников.

Реализация первого этапа – упрощения и анализа технологических схем на примере установки по подготовке нефти приведена на рис. 4.19.

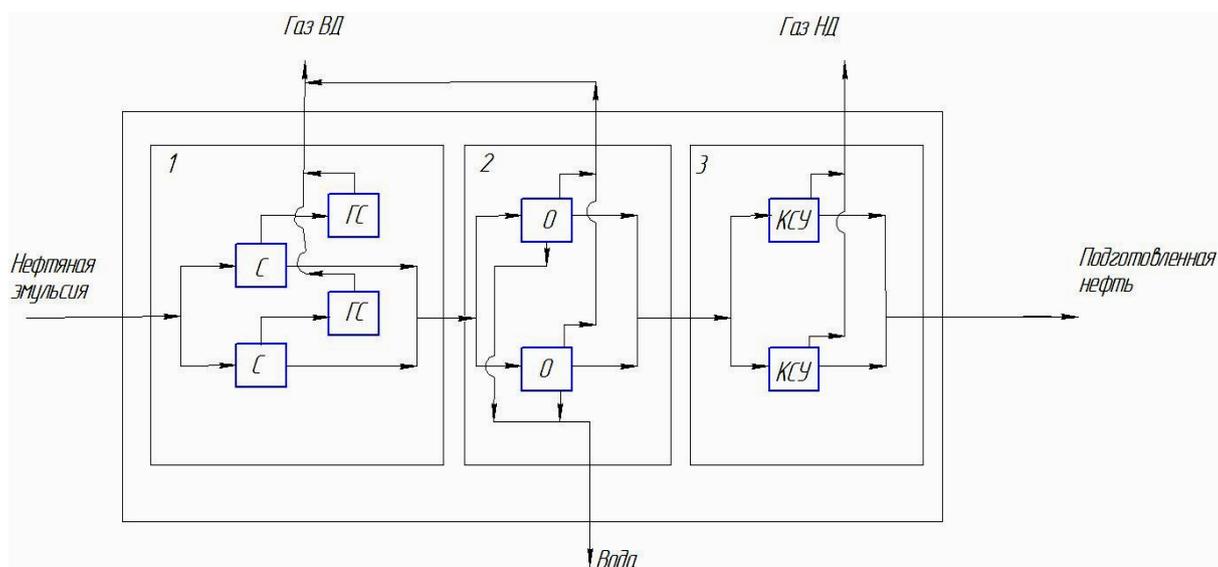
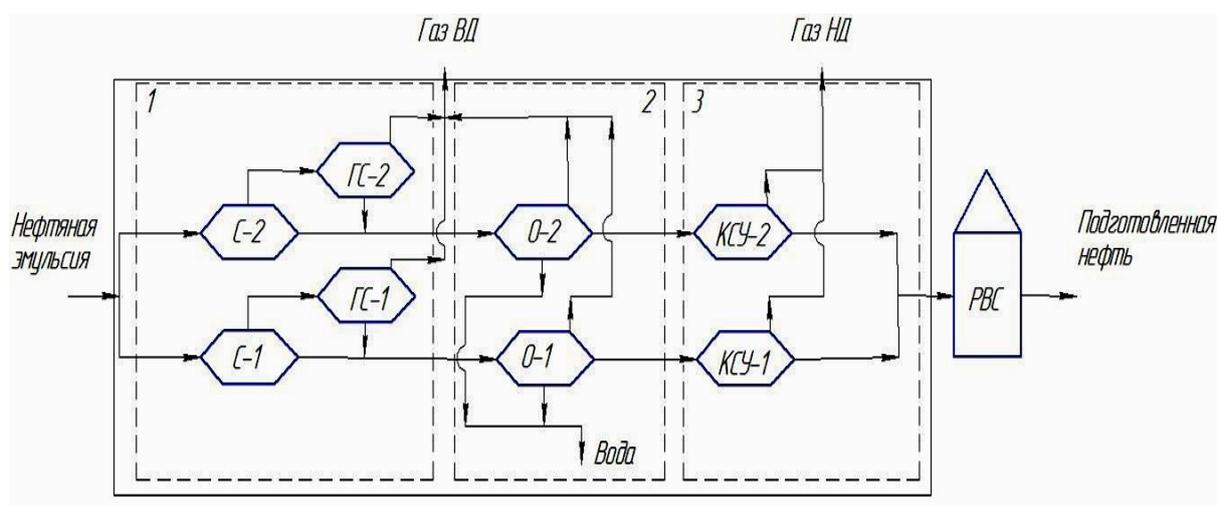


Рис. 4.19. Варианты представления схемы установки

При этом технологический объект рассматривается как система с выделением структурных единиц (подсистем и входящих в них элементов)

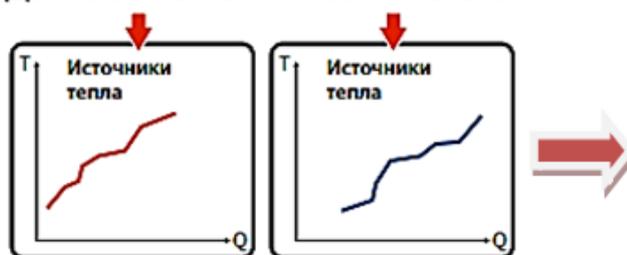
и установлением взаимосвязей между ними (последовательное, параллельное, с обратной связью). Для приведенного примера, в частности, характерно наличие ряда параллельно работающих однопоточных аппаратов – сепараторов, отстойников, электродегидраторов; в тоже время стадии целевого процесса осуществляются последовательно.

При анализе схем следует определить все потоки вещества и энергии – внутренние (в пределах системы) и внешние (потоки, уходящие за пределы системы и поступающие из внешних по отношению к изучаемой систем) с последующим определением энергетических характеристик внутренних и внешних потоков. Для этого выполняют материальные расчеты и, на базе знания температурных параметров проведения процессов, определяют энтальпии потоков с выделением горячих и холодных потоков; результаты расчетов целесообразно свести в таблицу.

Графический этап пинч-анализа приведен на рис. 4.20, где отображены этапы построения составных и результирующих кривых, полученные для горячих и холодных потоков на температурно-энтальпийной диаграмме.

Построение совокупных кривых «горячих» и «холодных» потоков:

Данные о технологических потоках



Построение результирующих кривых:



Рис.4.20. Реализация пинч-анализа:

а), б) – потребность во внешних потоках хладагента и теплоносителя,

Совместное отображение составных тепловых кривых позволяет определить зону рекуперации тепла (окрашенная область) и область потребности во внешних теплоносителях для изучаемой системы.

Используя пинч-анализ для систем более высокого порядка, т.е. перейдя от анализа технологических установок к их взаимосвязи в пределах производственного объекта, можно определить пути рационального использования энергоресурсов предприятия. Например, внешние горячие или холодные потоки одной технологической установки использовать в качестве энергоносителей для другой установки производственного объекта с достижением оптимального потребления энергоресурсов на предприятии.

Для анализа сложных технологических объектов с целью решения задач энергосбережения используют системный подход и методы системного анализа.

Системный подход – инструмент для энергоэффективного проектирования производственных объектов отрасли (сложных химико-технологических систем - ХТС) разного уровня иерархии

Реализация системного подхода включает:

-определение границ и структуры системы (выделение функциональных подсистем – узлов/блоков и их элементов – аппаратов) с последующим установлением характера взаимосвязей между структурными единицами системы - подсистемами, элементами (последовательное параллельное, с обратной связью);

-определением внутренних и внешних материальных и энергетических потоков

-анализ потоков с целью повышения эффективности использования тепла в пределах объекта и минимизации использования тепла внешних потоков.

Примеры анализа структуры внутренних и внешних энергетических потоков с оценкой возможности системы по использованию собственных энергетических потоков (внутри системы); возможностей рекуперации/регенерации и снижения потерь тепла с уходящими из системы потоками приведены на рис. 4.21.

4.5 Пути энергосбережения и повышения энергоэффективности на объектах промышленной подготовки и переработки углеводородного сырья

Процессы подготовки и переработки нефтяного и газового сырья характеризуются высокой энергоемкостью технологических процессов, требующих создания соответствующих **температурных режимов** и затрат на **перекачку** сырьевых и продуктовых потоков; при этом энергозатраты составляют наибольшую долю затрат в структуре общих

затрат перерабатывающих предприятий. Поэтому вопросы ресурсо- и энергосбережения и повышения энергоэффективности в настоящее время становятся все более актуальными для отечественных предприятий нефте- и газопереработки.

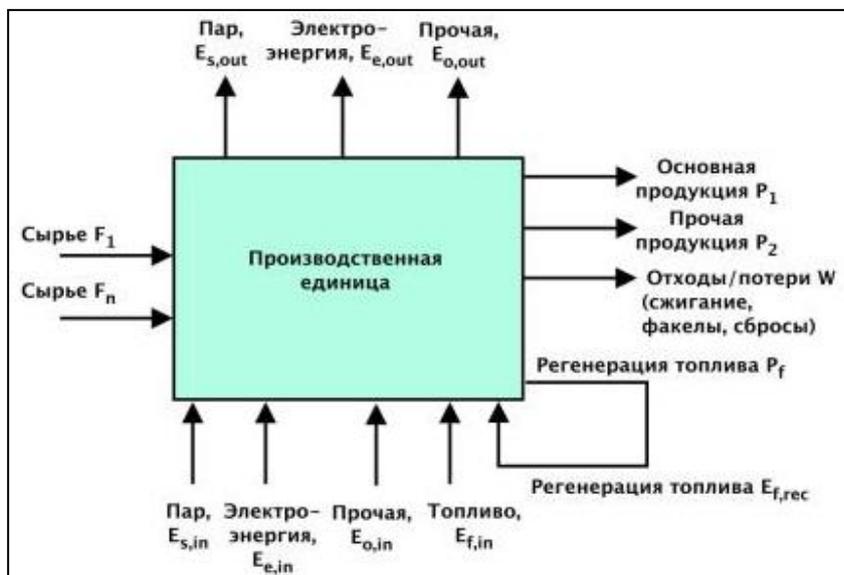
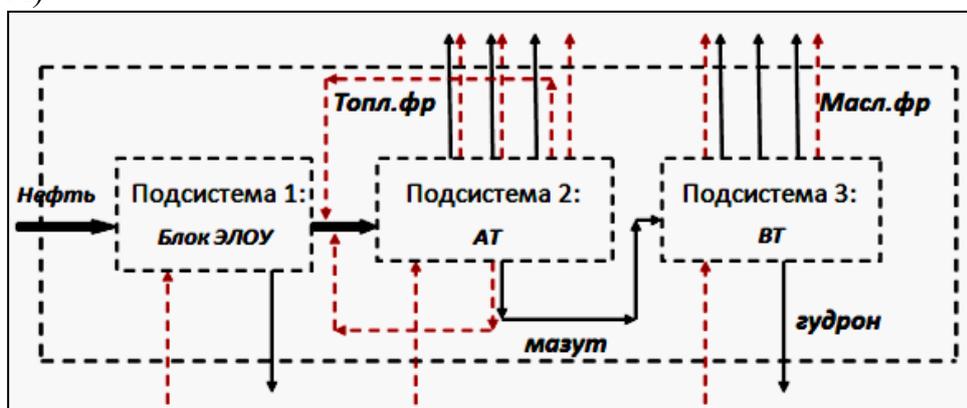


Рис.4.21. Примеры реализации системного анализа:

А) определение структуры потоков;
 Б) анализ использования тепла внутренних потоков (на примере установки АВТ)

А)



Б)

Исследователи проблемы отмечают недостаточно эффективное использование энергоресурсов на предприятиях отрасли, низкий уровень рекуперации тепла и высокий уровень потерь тепла. В частности: эффективность использования тепловой энергии оценивается на уровне 30-35%, потери тепла с хладагентами составляют порядка 36%; с дымовыми газами технологических печей – до 16%; потери в окружающую среду от горячих поверхностей оборудования – на уровне 12-14%. При этом потенциал энергосбережения в нефте- и газопереработке по различным оценкам составляет порядка 10-20%.

Для создания энергоэффективных производств нефтегазоподготовки и переработки необходимы комплексные подходы, включающие технологические, технические и организационно-управленческие решения

с их реализацией как на этапе проектирования технологических объектов, так и при модернизации/ реконструкции действующих установок.

К числу наиболее **приоритетных** направлений, способствующих решению задач энергосбережения и повышения эффективности производств по переработке углеводородного сырья, являются: оптимизация системы теплообмена и использование высокоэффективных теплообменных аппаратов; вовлечение в рекуперацию максимального количества основных технологических и вспомогательных потоков; увеличение использования вторичных топливно-энергетических ресурсов.

Для повышения энергоэффективности предприятий отрасли в основном решаются следующие задачи: анализ структуры энергопотребления; разработка направлений и методик рационального использования энергоресурсов и методов оценки энергоэффективности; оценка возможности минимизации энергозатрат с оптимизацией процессов теплопередачи; организации систем рекуперации тепла и др.

Перечень конкретных мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности определяется с учетом специфики технологического объекта, но к числу общих подходов при реализации концепции минимизации энергетических и тепловых затрат на объектах нефтегазоподготовки и переработки можно отнести регенерацию тепла и энергии и утилизацию тепла.

Регенерации тепла предусматривает организацию теплообмена между имеющимися на установках «горячими» и «холодными» потоками. Это, в частности, было рассмотрено на примере организации теплообмена в узлах абсорбции-десорбции (см. рис. 4.11) или использования тепла горячих продуктовых потоков для нагрева сырья в процессах переработки нефти (см. рис. 4.18).

Регенерация энергии используется в процессах, реализуемых при высоких давлениях, что характерно для работы с углеводородными газами. В частности, энергия сжатых газов может быть использована для организации работы турбины, приводящей в действие генератор, или же для работы компрессора.

Утилизации тепла при проведении высокотемпературных процессов предполагает использование тепла потоков (например, дымовых газов трубчатых печей) для выработки пара в котле-утилизаторе, используемого в технологическом процессе или для иных нужд предприятия. Следует отметить резерв энергосбережения при реализации мероприятий данного направления и недостаточный уровень использования тепла дымовых газов печей, которые применяются на всех технологических объектах подготовки и переработки углеводородного сырья.

Для минимизации потерь тепла с хладагентами (воздухом, водой и др.) необходимо проанализировать возможность использования тепла охлаждаемых потоков для организации теплообмена на анализируемой

установке или выявление возможности его использования на других технологических объектах предприятия, путем анализа структуры потоков с использованием элементов системного анализа и пинч-анализа. Потери тепла при применении воздуха в качестве хладагента (в аппаратах воздушного охлаждения) связаны с рассеиванием тепла в атмосферу. Доля использования АВО высока на различных стадиях процессов подготовки и переработки углеводородного сырья (за исключением подготовки нефти), в частности, для конденсации и охлаждения паров в процессах ректификации (переработка УВ сырья); для охлаждения сжимаемого газа после ступеней компримирования (подготовка и транспорт газа); охлаждения различных технологических потоков. Поэтому весьма актуальным является поиск путей снижения потерь тепла в этих процессах.

Мероприятия технологического плана применительно к тепловым процессам, используемым для создания необходимого *температурного режима* работы на установке, дополняются технической составляющей, связанной с конструктивным и материальным исполнением аппаратов для их реализации – теплообменников и трубчатых печей.

В плане энергосбережения и минимизации потерь тепла в целом для аппаратов можно выделить следующие общие моменты:

-для повышения эффективности тепловых процессов: выбор разновидности аппарата с учетом параметров работы и свойств сред; интенсификация теплообмена (использование оребренных труб, турбулизирующих вставок, витых труб и др.) с оптимизацией режимов движения; уменьшение образования отложений на поверхностях теплообмена; выбор материалов с учетом их теплопроводности;

-для снижения потерь тепла: наружная теплоизоляция аппаратов, а для высокотемпературных процессов (например, в печах) и внутренняя облицовка (футеровка).

Для отдельных разновидностей оборудования можно отметить ряд конкретизирующих моментов.

Теплообменные аппараты. В отрасли наибольшее применение находят различные разновидности кожухотрубчатых теплообменников, аппаратов воздушного охлаждения и, в последнее время, пластинчатые и спиральные теплообменники (см. рис. 4.15, 4.16).

По эффективности теплообмена можно выделить пластинчатые и спиральные аппараты, коэффициент теплопередачи для которых в 1,5-2 раза выше по сравнению с кожухотрубчатыми. Эти аппараты отличаются также компактностью по сравнению с другими теплообменниками, но они имеют ограничение по параметрам работы (P и t). Аппараты этих типов в последнее время находят все большее применение в нефте- и газопереработке.

Кожухотрубчатые теплообменники простейших конструкций (тип Н) имеют эксплуатационные ограничения по разности температур между

потоками, при превышении которых рекомендуются другие разновидности аппаратов этого типа. При использовании ряда сред процесс осложняется образованием *отложений* на поверхностях труб и кожуха, что снижает эффективность его протекания за счет уменьшения коэффициента теплопередачи.

В аппаратах воздушного охлаждения эффективность теплообмена невысока в связи с *низкими* теплофизическими характеристиками воздуха, но использование АВО оправдано в связи с доступностью хладагента и его эксплуатационными преимуществами (отсутствие загрязнений и подготовки). Повышение эффективности процесса достигается за счет использования ребренных труб, выполненных из алюминия (и его сплавов), теплопроводность которого значительно выше по сравнению со сталью.

Работа АВО связана с энергозатратами на нагнетание воздуха к поверхности теплообменной секции при помощи вентиляторов. Резерв энергосбережения, помимо отмеченных выше моментов, заключается в организации работы вентилятора с учетом температур окружающего воздуха (возможность регулировки частоты вращения) и выбором типа привода.

Трубчатые печи. Печи для проведения высокотемпературных процессов в отличие от простейшей конструкции (см. рис. 4.9) состоят из двух камер – радиантной (топки) и конвекционной, через которые проходит змеевик труб. Конструктивное оформление печей разнообразно с учетом формы печи; вариантов расположения камер печи и размещения труб в камерах радиации и конвекции (вертикальное или горизонтальное); типа (горелки различных разновидностей или форсунки) и размещения (боковое или подовое) топливного оборудования и др. Примеры конструктивного оформления печей приведены на рис.4.22).

К особенностям печей и другого оборудования с реализацией процессов горения относятся: высокие температуры в зоне сжигания топлива (радиантная камера или топка; жаровые трубы); недостаточная эффективность использования тепла и потери тепла с дымовыми газами.

В конструкции печей для высокотемпературных процессов, используемых в нефтегазопереработке, для повышения эффективности использования тепла и КПД печи целесообразно:

- предусмотреть возможность дополнительного использования тепла дымовых газов за счет размещения в дымоходах теплообменных элементов для нагрева вспомогательных потоков (воздуха, пара и т.п.) или же использовать тепло отходящих газов для нужд технологического процесса (для выработки пара в котлах-утилизаторах); возможна также организация рециркуляции дымовых газов;

- оптимизировать процесс горения (параметры и полнота сгорания топлива) и работу топливного оборудования с рациональным выбором

типа горелок и способа сжигания топлива;

-оптимизировать процесс теплопередачи и режимы движения потока в змеевиках печи, не допуская превышение теплонапряженности труб (за счет образования стойких отложений на поверхности труб и несовершенстве режимов движения);

-снижать потери тепла за счет внутренней футеровки печей и наружной теплоизоляции.

Рассмотрим некоторые аспекты повышения энергоэффективности трубчатых печей.

-Температура дымовых газов (Д.Г.): чем ниже температура Д.Г., тем выше уровень энергоэффективности; но при этом нельзя допускать ее снижение ниже **точки росы** (110– 170 °С с учетом содержания S в топливе). Снижение температуры дымовых газов **достигается** за счет:

- обеспечения уровня производства тепла в соответствии с потребностями;
- подбора оптимальных размеров и характеристик оборудования;
- повышения эффективности теплообмена и интенсификации теплопередачи (снижение отложений, гидравлический режим в змеевике);
- рекуперативного использования тепла дымовых газов с использованием дополнительного технологического оборудования: встроенные теплообменные элементы – подогреватели воздуха (газовоздушные теплообменники с использованием тепла дымовых газов), экономайзеры для производства пара и др.;
- очистки поверхностей теплообмена.

- Предварительный **подогрев** воздуха (атмосферного) способствует улучшению условий горения, снижению температуры дымовых газов, т.е. потерь тепла с ними, что в итоге приводит к повышению общего КПД системы сжигания. В среднем, снижение температуры Д.Г. на каждые **20 °С** приводит к повышению КПД на **1%**.

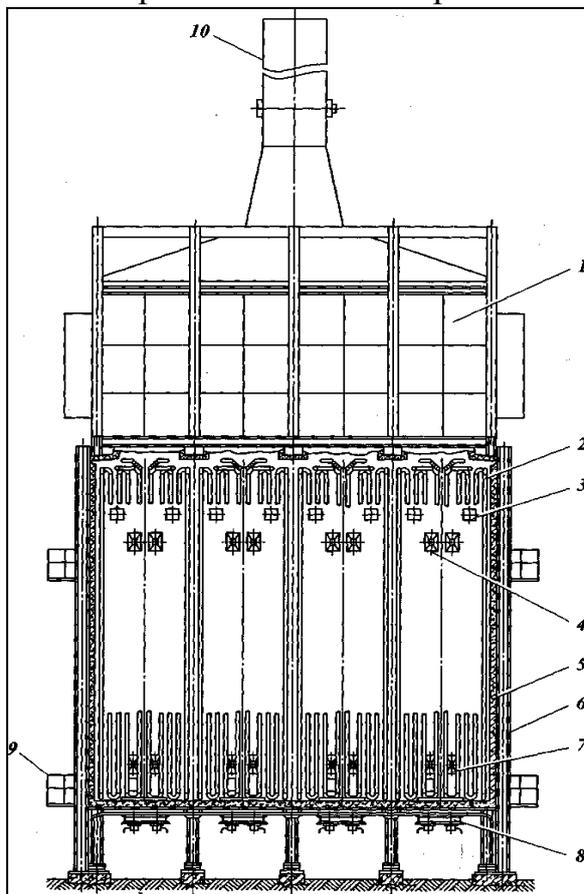
-Организация процесса горения и выбор **типа** горелок. Использование тепла дымовых газов для подогрева воздуха обеспечивается применением рекуперативных и регенеративных горелок (беспламенные горелки).

Рекуператор – теплообменник для подогрева воздуха горения (до температуры н/б 550-600 °С.) за счет тепловой энергии отходящих газов (экономия энергии – до 30%). Рекуперативные горелки могут использоваться в процессах с температурой порядка 700–1100 °С.

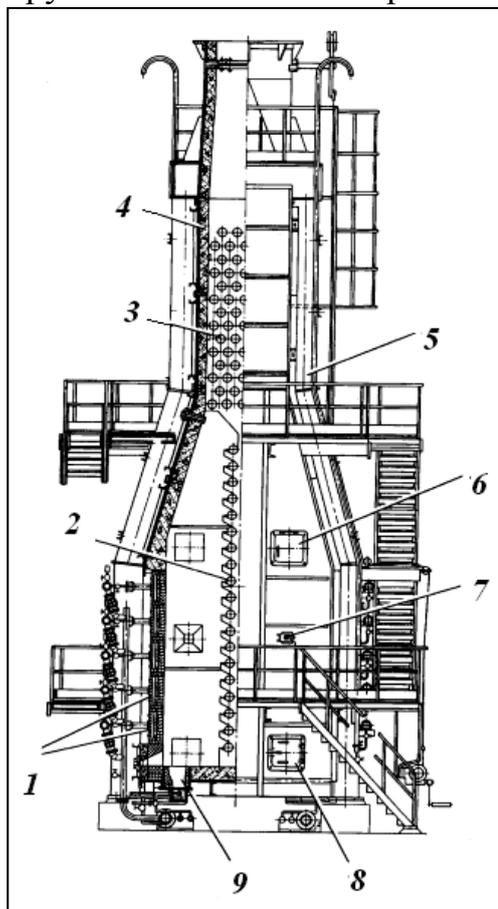
Регенеративные горелки (рис. 4.22) работают в паре по принципу краткосрочной аккумуляции энергии дымовых газов в керамических регенераторах тепла (утилизация тепла отходящих газов - **85–90%** с подогревом воздуха горения до температур на 100–150°С ниже

температуры в печи). Диапазон рабочих температур горелок - 800–1500 °С. Снижение потребления топлива – до 60%.

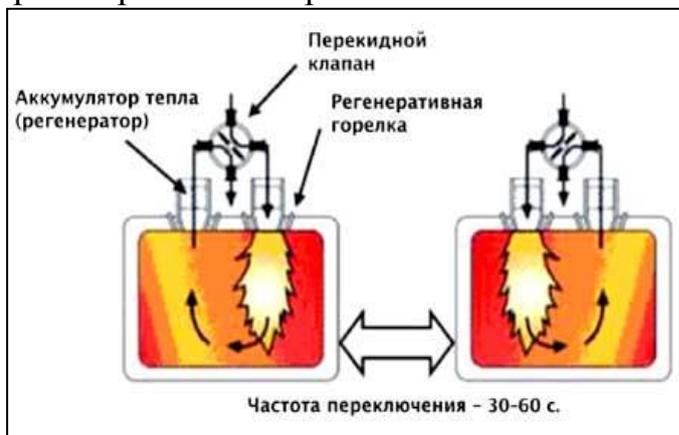
Печь с вертикальными трубами и нижним расположением горелок



Печь с горизонтальными трубами и боковыми горелками



регенеративная горелка



беспламенная горелка

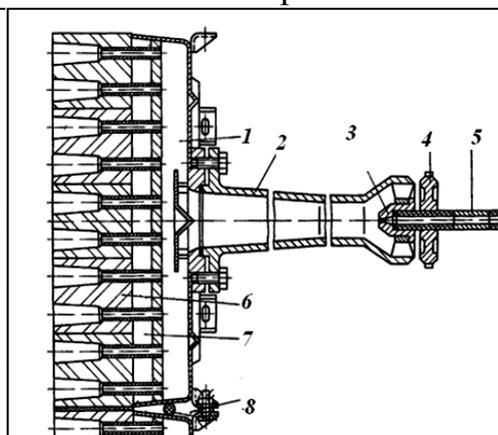


Рис. 4.22. Разновидности трубчатых печей и горелок

- Снижение *избытка* воздуха. Для обеспечения нормального режима горения (предотвращения затуханию пламени и обратных ударов пламени

с повреждением оборудования) необходим некоторый *избыток* воздуха (1 – 2% для газообразного топлива и 10% для жидкого). Для минимизации расхода воздуха необходимо отрегулировать его в соответствии с расходом *топлива* (в ручном или автоматизированном режиме). Целесообразно использовать систему автоматизированного измерения содержания *кислорода* в дымовых газах. Возможности для снижения избытка воздуха горения *ограничены* в связи с повышением температуры таза в топке (что может привести к повреждению всей системы) и по экологическим соображениям (за счет снижения полноты сгорания топлива).

-Использование *рециркуляции* дымовых газов. При этом предусматривается возврат части дымовых газов в камеру сгорания. Принцип рециркуляции реализуется, в частности, в печах, используемых при подготовке нефти – печи типа ППН-3 (рис. 4.23), обеспечивающих высокоэффективный «мягкий» режим нагрева нефтей за счет выравнивания значений теплонапряженности поверхности нагрева (снижение теплового потока на поверхности нагрева до 50 КВт/м²). Кроме того в печах используются оребренные трубы, что позволяет увеличить удельную площадь поверхности нагрева змеевика более чем в 4 раза. В целом конструкция печи позволяет обеспечить снижение температуры факела и высокую интенсивность процесса теплопередачи; при этом обеспечиваются условия нагрева, при которых температура стенки змеевика превышает температуру нагреваемого продукта не более чем 100–120°С.

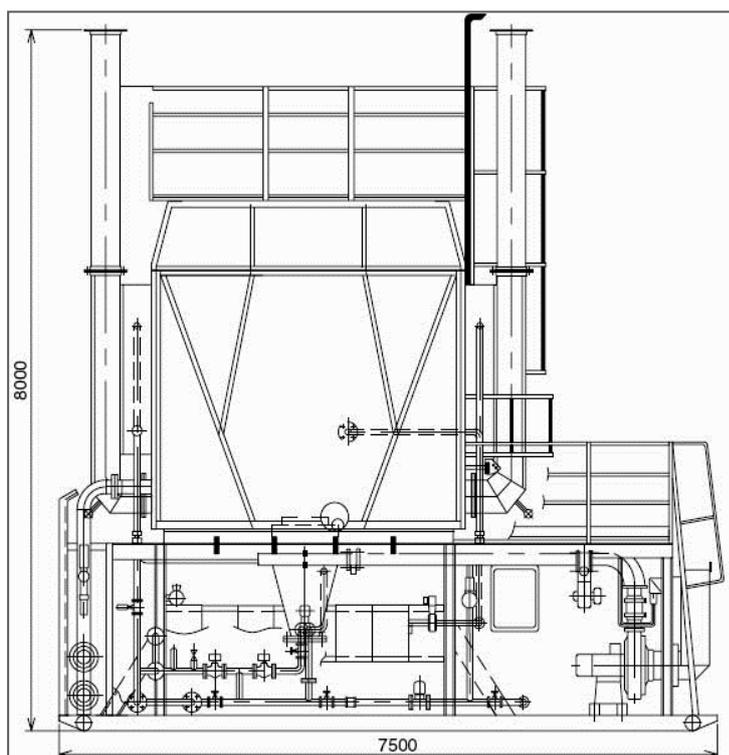


Рис.4.23. Печь типа ППН-3

Помимо затрат на поддержание температурных режимов проведения процессов, большая доля энергозатрат в нефтегазоподготовке и переработки связана с необходимостью *перемещения* технологических потоков в пределах технологических установок и между ними при непрерывном протекании процесса. Учитывая особенности непрерывной технологии (большое количество взаимосвязанных аппаратов, расположенных на значительной территории), и крупнотоннажность объектов отрасли, доля этих затрат весьма значительна.

Для отрасли характерно наличие развитой системы технологических трубопроводов и сложной трубопроводной обвязки, что определяет возникновение гидравлических сопротивлений при перекачке потоков и, как следствие, необходимость повышения мощности насосов и компрессоров.

При рассмотрении гидродинамических процессов с позиций энергосбережения и энергоэффективности необходимо учитывать следующие моменты:

- взаимосвязь режимов движения, геометрии трубопровода и гидравлических сопротивлений;

- влияние состояния поверхности трубопроводов и элементов аппаратов на гидравлические сопротивления и протекающие в аппаратах процессы;

- влияние режимов движения на эффективность протекающих в аппаратах целевых процессов;

- выбор типа агрегатов и режима их работы для снижения избыточного энергопотребления;

- выбор методов и приемов интенсификации режимов движения и минимизации гидравлических сопротивлений.

При совместном рассмотрении режимов движения (критерий Рейнольдса – Re), гидравлических сопротивлений (ΔP), проходных сечений и эффективности протекающих процессов следует заметить:

- интенсификация (турбулизация) потока повышает эффективность протекания ряда процессов, но при этом возрастают гидравлические сопротивления, т.е. необходимо обеспечить *оптимальный* режим с минимизацией возникающих сопротивлений; для этого требуется совместное рассмотрение характера изменения режима движения (критерия Рейнольдса) и значений (ΔP) в зависимости от диаметра или скорости потока (рис.4.24);

- режимы движения и суммарные сопротивления (ΔP) определяются размерами проходных сечений (диаметром) и скоростью движения, которые взаимосвязаны между собой; задача оптимизации гидродинамических процессов связана с определением диаметра из условий оптимизации режима и минимизации ΔP (на стадии проектирования) или определение максимальной пропускной способности

для имеющейся трубопроводной сети и аппаратного оформления (на стадии реконструкции/модернизации).

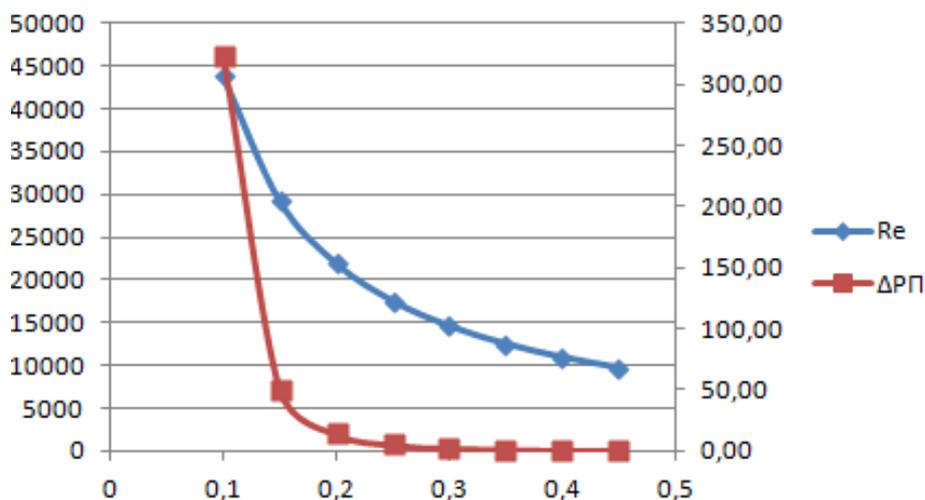


Рис. 4.24. Графическое изображение зависимости Re и ΔP от диаметра
(оптимальные значения диаметра $0,2 < d < 0,4$)

Гидравлические сопротивления определяются также *состоянием* поверхности труб (шероховатостью), влияющей на сопротивления трения (особенно для трубопроводов небольшого диаметра), а также *геометрией* трубопровода (различные варианты местных сопротивлений, распараллеливание потоков и т.п.), влияющей на местные сопротивления. Для их снижения, помимо оптимизации режимов движения, можно рекомендовать: использование труб с внутренним защитным покрытием (помимо защиты от коррозии обеспечивает снижения шероховатости); очистку труб от отложений и загрязнений; использование плавных переходов при изменении направления трубопровода (например, отводы вместо колен); применение противотурбулентных присадок и др.

Для *очистки* поверхности труб от загрязнений и отложений (для нефтяных потоков: прежде всего от АСПО – от асфальто-смоло-парафиновых отложений) используют следующие методы:

- Гидромеханические или гидрохимические методы (промывка с использованием реагенты)
- Механические методы (использование скребков различных конструкций)
- Тепловые методы (прогрев насосно-компрессорных труб паром или горячей жидкостью; прогрев с помощью нагревательного кабеля).
- Поршевание (перспективный – гелевый поршень)
- Использование растворителей

- Волновое воздействие (акустические ультразвуковые волны); использование магнитных полей

В качестве профилактических меры: использование внутренних покрытий; ингибиторов отложений парафина; обеспечение устойчивого режима движения.

Использование *противотурбулентных* присадок (ПТП) – высокомолекулярных полимерных соединений (или присадок на основе ПАВ), позволяет уменьшить коэффициент гидравлического сопротивления перекачиваемой при турбулентном режиме жидкости.

Эффективность присадок определяется их природой, молекулярной массой, концентрацией, а также эксплуатационными параметрами работы трубопровода (скоростью потока, диаметром трубопровода, температурой перекачки и вязкостью нефти и др.). Концентрация присадок в зависимости от типа может быть в пределах 1,5-2,5% (или 5-20 г/т).

При перекачке нефти для снижения значений ΔP при турбулентном движении потока нефти используются два типа товарных форм ПТП – гелеобразные и дисперсионные.

Гелеобразные ПТП представляют собой раствор высокомолекулярного полимера в углеводородном растворителе. Это Примеры присадок, как CDR-102, Виол, FLO (Бейкер Пайплайн Продактс) и Necadd-547 (АО «Фортум Ойл энд Гэз»).

В дисперсионных гидравлически активная часть находится в виде суспензии на водной или УВ основе (содержание полимера до 25 %); в состав также входят стабилизаторы и другие химические добавки (10–15 %). Примеры присадок данного типа: Liquid Power (Коноко Специалити Продактс Инк.), M-FLOWTREAT (ООО «Миррико Сервис»), FLO XL (Бейкер Пайплайн Продактс) и Necadd-447 (АО «Фортум Ойл энд Гэз»).

В качестве присадок применяют карбоцепные полимеры (например, полиметилметакрилаты, полиметакрилаты, полибутADIены, поли- α -олефины, полистиролы) молекулярной массой более 10^6 .

Самая простая добавка – раствор карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ); возможное снижение гидравлического сопротивления на 15-29%, По данным исследователей при использовании полимерных ПТП возможно увеличение производительности трубопровода до 70% с сокращением энергозатрат на транспортировку.

Гидравлические сопротивления *аппаратов* технологических установок, помимо гидродинамических режимов, определяются сопротивлением используемых *внутренних* устройств, что следует учитывать при выборе типа устройств на стадии проектирования или при их замене на стадии реконструкции. Например, при сравнении контактных устройств ректификационных колонн или абсорберов, следует отметить более низкое сопротивление насадок (особенно регулярных) по сравнению

с тарелками.

Помимо рассмотренных выше моментов, касающихся технологических и технических аспектов энергосбережения для объектов отрасли, следует учитывать особенности реализации процессов для конкретных объектов подготовки или переработки нефти и газа,

При промышленной **подготовке нефти** следует учитывать:

-удаленность установок по подготовке от объектов добычи и высокую долю затрат на перекачку потоков (сырой нефти и продуктов ее разделения) в структуре общих энергозатрат;

-наличие большого количества параллельно работающих аппаратов;

-использование трубчатых печей и аппаратов с жаровыми трубами для создания температурного режима.

Мероприятия по рациональному использованию энергоресурсов направлены на снижение гидравлических сопротивлений в трубопроводах и аппаратах; подбор насосов и организацию их работы в оптимальном режиме; совмещение процессов разгазирования и сброса воды (в аппаратах типа НГСВ, КДФТ, УПОГ) при высокой степени обводненности нефти; снижение потерь тепла, в первую очередь потерь с дымовыми газами трубчатых печей и аппаратов с прямым подогревом (Хитер-тритер, НГВРП); использование ПНГ для выработки тепла и энергии для собственных нужд и др.

Для установок **подготовки углеводородных газов** необходимо учесть: разнообразие используемых процессов (разделение неоднородных систем типа, процессы массообмена - сорбционные, варьирование температур (в широком диапазоне), необходимость создания давлений;

Мероприятия по повышению энергоэффективности могут быть направлены: на более полное использования тепла потоков установки; применение высокоэффективных теплообменников; утилизацию тепла дымовых газов; минимизация потерь тепла от трубчатых печей, АВО, горячих поверхностей оборудования и технологических трубопроводов; снижение гидравлических сопротивлений аппаратов (за счет выбора внутренних устройств); использование газотурбинных двигателей при компримировании ПНГ и др.

Для установок первичной **переработки нефти**, работа которых связана с реализацией процессов ректификации, основной комплекс мероприятий направлен на оптимизацию работы теплообменных аппаратов с использованием тепла продуктовых и сырьевых потоков и трубчатых печей с выявлением резервов по рекуперации тепла и снижение расхода энергоресурсов (топлива для печей и электроэнергии). При этом следует проанализировать обвязку аппаратов установки и используемого теплообменного оборудования с обоснованием возможности его замены на

более перспективные единицы оборудования. Следует учитывать также возможность снижения гидравлических сопротивлений, особенно для колонных аппаратов (возможность замены контактных устройств).

При *переработке газов* используются разнообразные процессы массообмена (абсорбция, ректификация), разделения неоднородных систем, компримирования и др. особенностью является создание низких температур для реализации процессов, требующих специального оборудования, что расширяет спектр технологических и технических аспектов энергосбережения. В процессах компримирования при многоступенчатой системе сжатия газа с промежуточным охлаждением ресурс энергосбережения связан с минимизацией потребления электрической энергии (в частности, с использованием газотурбинных двигателей и оптимизации работы приводов АВО) и использованием тепла, выделяющегося при сжатии газа с минимизацией потерь тепла.

5. Анализ работы насосов на промыслах в системах ППД и промышленного сбора

5.1. Анализ работы насосов систем ППД на промыслах

Влияние агрессивности среды вытекает из того факта, что **межремонтный период насосов, работающих на пресной воде, увеличивается в несколько раз** по сравнению с периодом работы насосов на минерализованной воде. Например, межремонтный период при работе на пресной воде 17.000-23.000 часов, на сточной 7.000-9.000 часов, а на сточной с содержанием сероводорода ($H_2S = 80-200$ мг/л) межремонтный период составляет 2.000-3.000 часов.

Из рассмотрения отказов, полученных на основании анализа большого числа данных обследований насосов различных марок, все выходящие из строя, в том числе под воздействием агрессивных вод детали можно объединить в следующие группы:

- I группа - рабочие колеса, у которых корродируют и изнашиваются входные кромки и рабочая поверхность лопастей, периферийные зоны дисков, ступица и лабиринт;
- II группа - уплотнительные кольца рабочих колес, втулка гидропят;
- III группа - направляющие аппараты;
- IV группа - детали узла гидроразгрузки - подушка гидропята и разгрузочный диск.

Характерным при этом являются надеры на торцевой поверхности разгрузочного диска, которые могут образоваться либо в результате металлического контакта с подушкой пята из-за ненормальной работы узла гидропята, либо при попадании с перекачиваемой водой в зазор взвешенных частиц. При этом на торцевой поверхности образуются кольцевые канавки различной глубины. При попадании твердых частиц в кольцевой зазор между подушкой и диском получается быстрый абразивный износ их поверхностей и увеличение величины зазора;

- V группа - защитные рубашки вала и сам вал;
- VI группа - крышки всасывания и нагнетания.

Основным фактором, определяющим длительность межремонтного периода эксплуатации (между капитальными ремонтами), является срок службы рабочего колеса, а также - уплотнительных колец рабочих колес.

Такие узлы насоса, как торцевое уплотнение, у которого наработка на отказ равна 2.000-3.000 часов, и узел гидроразгрузки могут быть заменены в условиях промысла, без транспортировки насоса в ЦБПО.

Основные технические характеристики насосов

Марка насоса	Технические характеристики						Тип электродвигателя	Завод-изготовитель насоса
	Подача, м ³ /с (м ³ /ч)	Напор, 1Т-м	Допустимый кавитационный запас, м, па менее	Частота вращения: с ⁻¹ (об/мин)	Мощность кВт	КПД, % не менее		
ЦНС 180-950	0,05(180)	950	7	50(3000)	800	70	СТД 800 ТУ 16-512-167-76	СМПО им. М.В.Фрунзе, г. Сумы
ЦНС 180-1050	0,05(180)	1050	7	50(3000)	800	70	СТД 800 ТУ 16-512-167-76	
ЦНС 180-1422	0,05(180)	1422	7	50(3000)	1250	70	СТД 1250 ТУ 16-512-167-76	
ЦНС 180-1900	0,05(180)	1900	7	50(3000)	1600	70	СТД 1600-2 (РЦВ, ЗЦВ)	

Количество насосов типа ЦНС, установленных в различных НГДУ, подвергнутых наблюдению

Марка насоса	НГДУ Арлан- нефть шт.	НГДУ Сулеев- нефть шт.	НГДУ Альметьевск- нефть, шт.	НГДУ Иркен- нефть, шт.	НГДУ Богатовск- нефть, шт.	НГДУ Первомайс к-нефть, шт.	НГДУ Полазна- нефть, шт.	НГДУ Красноамск- нефть, шт.	НГДУ Южарлан- нефть, шт.	НГДУ Чекмагуш -нефть, шт.	Общее количеств о насосов, шт.
ЦНС 180-950			2		17	24					43
ЦНС 180-1050		2	1		2						5
ЦНС 180-1050 М					1						1
ЦНС 180-1422	83	60	49	64	10	12	2	15	4	2	301
ЦНС 180-1422 М		2			1	1					7
ЦНС 180-1900		6	32				22	174			234

Распределение отказов насосных агрегатов:

- I*—по подшипникам насоса 14,6%;
- II*—из-за расцентровки 13,5%;
- III*—из-за поломки вала 1 %;
- IV*— из-за замены маслонасоса 1 %;
- V*— слабый фундамент 6,1 %;
- VI*—из-за течи масла 2,1 %;
- VII*—по гайке ротора 2,1 %;
- VIII*— по задней рубашке вала 4,2 %;
- IX* — по передней рубашке вала 4,2 %;
- X* — по износу шпилек крепления корпуса 6,7 %;
- XI*— по грундбуксам 1 %;
- XII*— по защитной втулке 3,1 %;
- XIII*— по течи через уплотнения 0,1 %;
- XIV*— рабочих колес 3,1 %;
- XV*— по неисправностям муфты 7,3%;
- XVI*—по обратным клапанам 6,3%;
- XVII*—по задвижкам 3,1%;
- XVIII*—по подшипникам электродвигателя 11,5 %;
- XIX* - износ гидропята 10%.

В системах добычи и ППД эксплуатируются свыше тысячи насосных станций **блочного исполнения (БНС)**. Блочно-комплектный метод строительства имеет ряд преимуществ перед капитальным, в частности, позволяет сократить сроки ввода объектов, снизить материальные и трудовые затраты. Однако опыт эксплуатации БНС также выявил серьезные недостатки - пониженную надежность, частые отказы и аварийные выходы из строя агрегатов, высокие уровни вибрации и шума оборудования.

Анализ данных показал, что средний срок службы насосов и электродвигателей в БНС на 25-80 % ниже нормативных значений и почти вдвое ниже достигаемого на станциях капитального исполнения.

Качество работы подшипников определяется надежностью функционирования маслосистемы. Анализ работы маслосистемы показывает, что с течением времени в масле откладывается шлам и выделяется вода. Образовавшийся шлам откладывается по всей системе обвязки, особенно в тупиковых участках нефтепроводов, ваннах подшипников и других элементах и является причиной абразивного износа в подшипниках. Для этого, чтобы обеспечить надежную и

долговечную работу подшипников скольжения, необходимо периодически удалять из масла шлам и воду, заменять масло при потере качественных характеристик.

При подплавлении или износе баббита увеличивается зазор между валом и баббитным слоем подшипника, вследствие чего происходит проседание ротора насоса или электродвигателя, что вызывает интенсивный износ уплотнений рабочих колес, повышенную вибрацию агрегата, приводящую к преждевременному выходу из строя других узлов НА.

Низок ресурс работы защитных рубашек на агрессивных водах. Применение защитных рубашек из полимерного материала, например, «Капролон» значительно снижает отказы.

Сильной коррозии подвергается вал насоса в районе между гайкой ротора и маслоотражателем обычно валы изготавливают из корродирующего материала, который необходимо заменить на коррозионностойкий.

Направляющие аппараты крепятся в корпусе штифтами, которые выполнены из некоррозионностойкой стали. В результате штифты корродируют, выходят из строя, направляющие аппараты срываются с установленного положения. Необходимо перейти к изготовлению штифтов из коррозионностойкой стали.

Часто выходят из строя лабиринтные и маслоотражательные кольца. В ПО «Куйбышевнефть» их стали изготавливать из капролона В, материала, устойчивого к воздействию углеводородов, масел, эфиров, щелочей и слабых кислот, и тем самым устранили частые отказы лабиринтных и маслоотражательных колец.

При демонтаже насосов и установке вместо них насосов того же типоразмера не совпадают отверстия на входном и выходном патрубке, отверстия лап крепления на плите, т.е. отсутствует взаимозаменяемость, вследствие этого приходится заниматься переврезкой приемного и выходного трубопроводов.

Основное применение в насосах ЦНС системы ППД находит принудительная система маслосмазки подшипников насоса и электродвигателя.

Вследствие попадания по валу насоса из-за несовершенства уплотнений в подшипник и, следовательно, в маслосистему воды и образования хлопьевидной массы, непригодной для смазки, масло приходится часто менять. Расход масла можно значительно сократить, разделив маслосистемы на две: отдельно для подшипников насоса и для подшипников электродвигателя, что и выполнено в некоторых НГДУ.

В отдельных НГДУ осуществлен перевод подшипников на кольцевую смазку, что также позволяет сократить расход масла. Однако необходимо отметить, что в этом случае подшипники работают в более напряженных условиях. В летнее время необходимо охлаждение масляной ванны.

Серьезным недостатком маслосистемы агрегатов ЦНС является применение водных маслоохладителей, рабочим агентом которых является пресная вода, что ставит трудноразрешимые проблемы на многих КНС. Переход к воздушному принудительному охлаждению масла приведет также к значительной экономии электроэнергии, затрачиваемой на подачу пресной воды на КНС, экономии капвложений на трубы.

Одним из путей сокращения расхода масла (т.е. частоты его замены) является внедрение торцовых уплотнений, применение которых приведет к исключению попадания сточной воды в маслосистемы.

Опыт работы насосов ЦНС 180 М в коррозионностойком исполнении с торцовым уплотнением показал довольно высокую их надежность. Однако широкому их внедрению даже в насосах ЦНС 180 М мешает недостаточная квалификация кадров эксплуатационников, боязнь нового, довольно сложного узла, необходимость тщательной установки в насосе, неверие в надежность торцовых уплотнений.

Необходимо отметить и недостатки первых конструкций торцовых уплотнений. При длительной эксплуатации (более 3500 ч) в отдельных случаях из-за отложения солей происходила потеря подвижности аксиально-подвижного элемента, резко возрастало усилие в трущейся паре, которое вызывало усиленный износ и поломку графитовых колец. Материал пружин неработоспособен в сероводородосодержащей среде, пружины подвергались коррозии и охрупчивались. При эксплуатации торцовых уплотнений, например, было выявлено, что пружины в торцовых уплотнениях имеют наработку на отказ 2300-2500 часов и затем корродируют. Резиновые кольца также охрупчиваются в сточной воде и сероводородосодержащей среде и растрескиваются при растягивающем усилии. Для обеспечения работоспособности торцовых уплотнений в сточной, в том числе сероводородосодержащей среде, необходимо производить полную переборку торцового уплотнения через 2000 - 2500 ч. эксплуатации для зачистки деталей торцового уплотнения от отложений солей и возвращения уплотнению его работоспособности.

Большое влияние на надежность и долговечность НА типа ЦНС оказывает давление на входе в насос. В соответствии с техническими условиями на насосы ЦНС давление на входе в насос ЦНС 180 должно быть не менее 0,05 МПа (0,5 кгс/см²), однако на многих КНС насосы ЦНС 180 системы ППД работают по схеме с подключенными резервуарами, т.е. при давлении, меньшем требуемого.

Работа насоса с пониженным давлением на всасывании приводит к кавитационным явлениям, выражающимся в повышении вибрации, шуме, расцентровке насоса с электродвигателем, интенсивном износе подшипников, уплотнительных колец. При длительной работе в условиях кавитации происходит разрушение (питтинг) лопаток рабочих колес. При кавитации снижаются параметры насоса: подача, напор, КПД.

Работа насоса с низкими давлениями на всасывании и колебаниях давления до значений ниже уставки по минимуму приводит к частым остановкам агрегата системой автоматики. Частые остановки и пуски ведут к расцентровке агрегата, снижению надежности агрегата в целом. Об этом свидетельствует опыт эксплуатации насоса ЦНС 180 М в ряде НГДУ : при наработке НА, равной 5930 ч., произошло более 150 остановок из-за падения давления на входе и отсутствия воды. В тоже время такой же агрегат при давлении на входе более 1 МПа (10 кгс/см²) работал значительно надежнее.

При работе насосов с пониженным давлением на входе может происходить прохват воздуха и работа узла гидрозагрузки всухую, что приводит к износу его, а в конечном счете - сдвигу ротора и контакту уплотнительных колец по торцу с рабочими колесами.

Работа НА в режиме кавитации с повышенными уровнями вибрации может привести к отказам элементов системы автоматики и КИП, снижению надежности работы агрегата.

Анализ условий и опыта эксплуатации насосов типа ЦНС в различных НГДУ, характера работы и износа (разрушений) деталей и узлов этих агрегатов выявил необходимость проведения следующих мероприятий для повышения надежности и эффективности эксплуатации НА системы ППД:

1. Все НА для системы ППД должны поставляться с сальниковыми и торцовыми уплотнениями. Сальниковые уплотнения применять на период пуско-наладочных работ. В комплект запасных частей должны быть включены два полных комплекта торцовых уплотнений и наиболее быстро изнашивающиеся детали его - резиновые кольца и пружины. Пружины в торцовых уплотнениях должны быть заменены на коррозионностойкие.
2. Ввиду того, что средняя наработка насосов, работающих в БКНС, из-за вибрации на 25 - 50 % ниже, чем НА, работающих в КНС, при разработке и сооружении БКНС должна быть предусмотрена система виброизоляции, позволяющая значительно снизить вибрацию.
3. В системах ППД следует внедрять мероприятия, способствующие ослаблению коррозионной активности закачиваемых сточных вод, как то: введение ингибитора коррозии, обескислороживание.

4. По требованию заказчика насосы типа ЦНС должны поставляться с воздушной системой маслоохлаждения.
5. С целью снижения расхода масла и снижения отказов маслосистемы целесообразен повсеместный переход на отдельные маслосистемы насоса и электродвигателя.
6. Конструкция подшипникового узла должна быть доработана с целью обеспечения герметизации от попадания перекачиваемой воды в подшипник.
7. Насосы соответствующих типоразмеров должны быть взаимозаменяемыми по присоединительным фланцам, отверстиям лап крепления на плите.
8. НА должны оснащаться датчиками и приборами контроля осевого смещения ротора, контроля вибрации подшипников агрегата.
9. Шпильки крепления корпуса и штифты крепления направляющих аппаратов, болты крепления втулки разгрузки, втулки уплотнения выполнять из коррозионноустойчивых материалов.
10. Линии разгрузки сальников, гидропята, сбора утечек воды и других вспомогательных трубопроводов должны быть выполнены из нержавеющей труб или шлангов высокого давления.
11. Разгрузочное устройство рекомендуется устанавливать в насосы с твердосплавным покрытием рабочих поверхностей для увеличения износостойкости.
12. Защитные рубашки вала, переднюю и заднюю, рекомендуется выполнять из полимерного материала, например, типа «Капролон В».
13. На вал насоса в открытых местах между гайкой ротора и корпусом подшипника рекомендуется нанесение защитного покрытия или борирование. Вал насоса изготавливать из стали, механические и коррозионноустойчивые свойства которой не ниже свойств стали 14X17НГ.
14. Для улучшения демонтажа выполнить грядбуксы разборными и меньшими по длине.

5.2. Тенденции развития оборудования для систем ППД за рубежом.

Для закачки сточных вод различной агрессивности, а также морской воды в нефтяные пласты за рубежом выпускается значительное количество типоразмеров насосов. Фирма "Байрон Джексон" выпускает несколько модификаций центробежных насосов для закачки воды различной агрессивности в пласт.

Фирма "Юнайтед Центрифугал Пампе" выпускает секционные многоступенчатые насосы напором 1120. . . 2200 м с подачей 13. . . 265 м³/ч. Для устойчивости деталей насосов против коррозии и усталостного

разрушения применены металлы монель К400 и К500, титан А-700, колмоной.

Фирма "Weir" (Англия) выпускает ряд модификаций насосов для нефтяной промышленности, в том числе для систем поддержания пластового давления, например, для закачки морской воды на месторождениях в Абу- Даби.

Подача насосов доходит до 3400 м /ч, напор - до 3950 м, частота вращения 3000...7000 об/мин. Конструктивной особенностью многоступенчатых насосов фирмы "Weir" является двухкорпусное исполнение. Преимуществом такой конструкции является возможность быстрой замены внутреннего корпуса. Детали насоса, включая все вращающиеся и изнашивающиеся детали, механические уплотнения корпуса подшипников и полумуфту, размещены во внутреннем корпусе. В этом случае возможен поузловой ремонт без отсоединения насоса от трубопроводов и выполнения дополнительных работ. В качестве коррозионностойких материалов фирма применяет К-монельметалл, Inconel 625, сплав 660 и другие. Характерным для фирмы "Weir" является также применение жесткого вала, что обеспечивает более высокую надежность, исключает возможность контакта между вращающимися и неподвижными элементами внутри корпуса. Критическая частота вращения у роторов фирмы "Weir" всегда выбирается на 20 % выше максимальной рабочей частоты вращения.

Значительна номенклатура насосов, выпускаемых фирмой "Ingersoll Rand" для нефтедобычи. Например, высокоскоростной насос типа CAP для закачки морской воды в пласт рассчитан на давление 34,5 МПа. В качестве привода применена газовая турбина с частотой вращения 11 000 об/мин.

Из приведенного анализа следует, что для создания высокого давления используется высокооборотный привод. За рубежом эта тенденция наблюдается с 60-х годов прошлого в. Основным преимуществом такого решения является уменьшение габаритов центробежных насосных агрегатов с увеличением скорости вращения ротора. Так, насос для закачки CO₂ с подачей 60 м/ч, напором 1000 м (10 Мпа), скоростью вращения ротора 6000 об/мин и насос для закачки ШФЛУ с подачей 60 м напором 4000 м (20 МПа), скоростью вращения ротора 12000 об/мин имеют габариты второго насоса более чем в 2 раза меньше габаритов первого.

На рис.1 представлена наглядная картина изменения габаритов насоса в зависимости от скорости вращения ротора для относительно одинаковых технологических параметров.

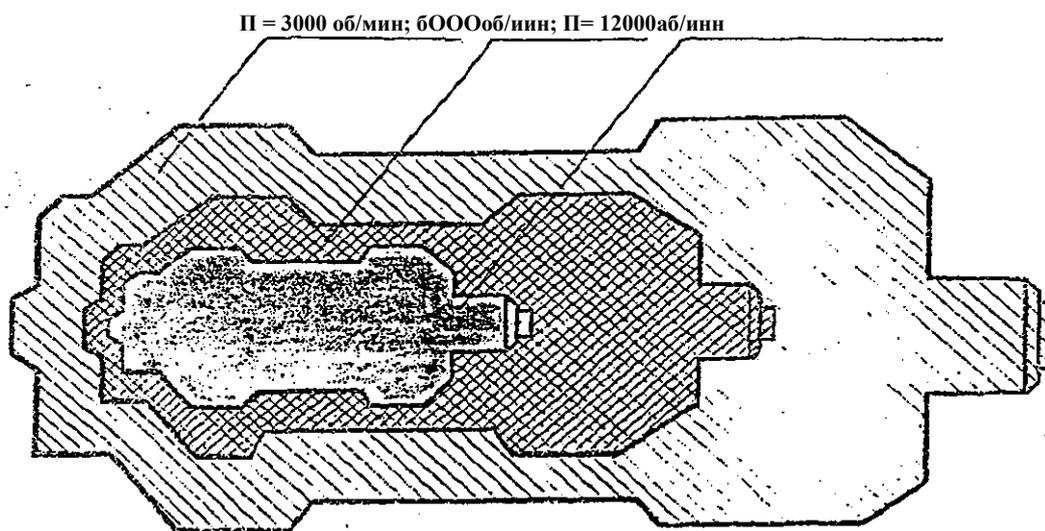


Рис. 1. Сравнительные габариты центробежных насосов

Малые габариты и масса особенно предпочтительны при использовании насосов на морских платформах. Помимо этого высокая частота вращения ротора позволяет эффективно использовать систему виброизоляции, а значит существенно снизить уровень вибрации и шума. К недостаткам высокооборотных насосов можно отнести возрастающую с оборотами величину кавитационного запаса.

Другим техническим решением, которое обеспечивает высокое давление перекачиваемой жидкости, является использование плунжерных насосов.

Анализ работы насосов типа ЦНС в системах промышленного сбора.

Факторы, влияющие на показатели надежности для ремонтпригодного оборудования можно представить в табличной форме.

Факторы	Появление факторов	Показатели оценки факторов за период	
		приработки	нормальной эксплуатации
Совершенство конструкции	Рациональное распределение нагрузок и материала	Вероятность безотказной работы, параметр потока отказов, коэффициент готовности	
Качество изготовления	Технологические процессы обеспечения требуемых свойств, методы обработки, достижения точности и сборки изготовления	Параметр потока отказов, эксплуатационный ресурс	
Качество монтажа	Правильность сборки	Параметр потока отказов	
Совершенство измерительных средств	Своевременное и полное выявление неисправностей предотвращение отказа		
Ремонтопригодность	Приспособленность к обслуживанию и ремонту	Вероятность безотказной работы, параметр отказов	Средняя продолжительность внепланового и планового ремонтов
Уровень обслуживания	Квалификация, исполнительность	Вероятность безотказной работы, параметр потока отказов	
Эффективность системы ППР	Сроки и объем проведения планово-предупредительных ремонтов		Коэффициент готовности, параметр потока отказов
Качество ремонта	Проверка и замена дефектных деталей, технология восстановительных работ, квалификация ремонтного персонала		Показатели технического состояния, коэффициент готовности, параметр потока отказов

Обработка фактических данных работы насосного оборудования на промыслах показывает, что средняя наработка на отказ и средний ресурс до капитального ремонта эксплуатируемых насосов ниже значений, заложенных в технические условия на эти насосы (таблицы).

Место установки	Марка насоса	Время работы между капитальными ремонтами ч	Средняя наработка до кап. ремонта на данном объекте, ч	Средняя наработка до капитального ремонта по ТУ
УПС «Кушкуль»	ЦНС 180-425	1418	9778	8500
	ЦНС 180-340	12660	9778	8500
УПС «Салпар»	ЦНС 180-425	10968		
	ЦНС 180-128			
	ЦНС 180-255 (425)	631	5594	8500
	ЦНС 180-297 (425)	2992		8500
	ЦНС 180-340 (425)	13753		
	ЦНС 180-383	2307		
	ЦНС 180-383	8287	5594	
	ЦНС 300-180	2795		
	ЦНС 300-180	2595		
	ЦНС 300-180	2163	2514	
УПС «Андреевка»	ЦНС 105-441	6349	6349	6300
УПС «Татьяново»	ЦНС 180-425	4804		
УПС "Карача-Елга"	ЦНС 180-425	8796	6800	8500
НПС «Телепаново»	ЦНС 300-180	4009	7243	8500
	ЦНС 300-420	12544		
	ЦНС 300-420	11467		
	ЦНС 300-360	951	7245	8500
	ППН-2		5598	4500
	ДНС-3			

Средняя наработка на отказ насосов ЦНС
300-360

пп	Порядковый номер агрегата на 111Щ-2	Нарработка на отказ, ч	Причина отказа
	Агрегат № 1	676	Отказ подшипников
	Агрегат № 2	216	Замена рубашки вала
	Агрегат № 3	1613	Замена муфты
	Агрегат № 4	1408	Замена диска
	Агрегат № 5	1805	разгрузки
	Агрегат № 6	1664	.. .
	Агрегат № 7	817,5	.. .
	Агрегат № 8	1372	.. .
	Агрегат № 9	1516	.. .
	Агрегат № 10	2408	.. .
	Агрегат № 11	340	.. .
	Агрегат № 12	1585	Замена рубашки вала
	Агрегат № 13	997	Замена диска
	Агрегат № 14	2022	разгрузки

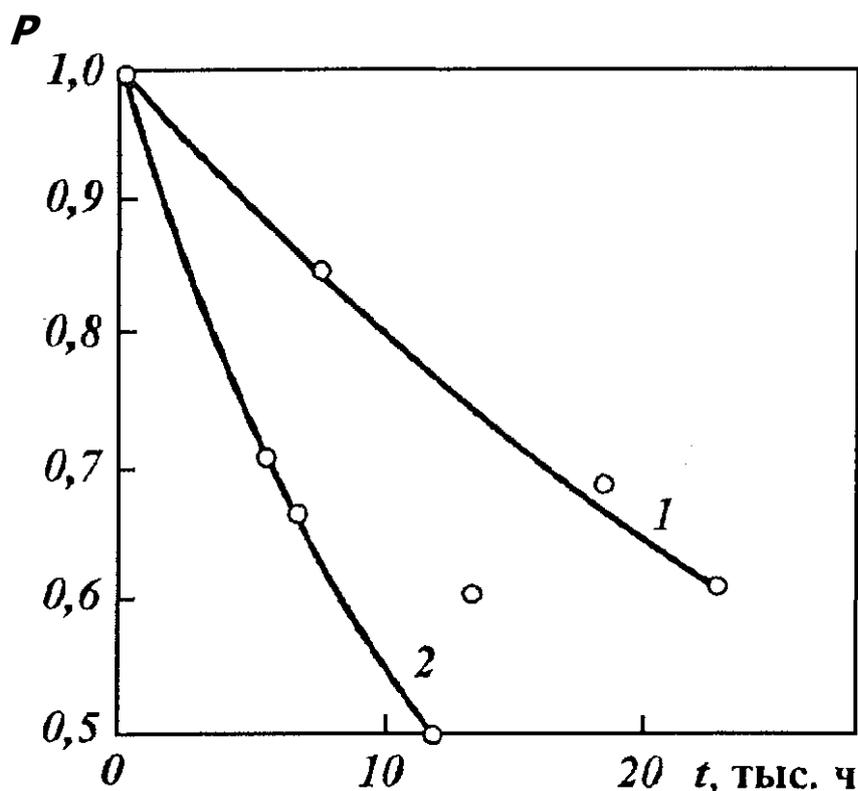


Рис. 2. Зависимость вероятности безотказной работы насосов ЦНС 300x360 от наработки на различных НГДУ: 1 - НГДУ , 2 - НГДУ

Основными элементами, приводящими к выходу из строя насосов, являются: подшипники, гидропята и, как следствие, повышенная вибрация.

Ввиду того, что нарушения центровки, повышенная вибрация и выход из строя подшипников являются одной из основных причин отказов НА, были проведены исследования вибрационного состояния агрегатов, эксплуатирующихся в разных НГДУ. Установлено, что около 30 % НА эксплуатируются с повышенной вибрацией.

Аналогичная картина характерна и для промыслов Башкирии, Татарии и Западной Сибири. Анализ причин показывает, что они заключаются в следующем:

- недостаточная жесткость рам, их многослойность,
- нерасчетные усилия подводящих и отводящих трубопроводов, приводящие к расцентровке агрегатов,
- неоднородность перекачиваемой среды,
- недостаточный уровень ППР,
- отсутствие диагностики.

Модернизация насосов типа ЦНС в системах промышленного сбора

Учитывая потребность производственных объединений в насосах, доработаны насосы ЦНС105-98 - ЦНС 105-490, ЦНС180-85 ч- ЦНС 180-425, ЦНС 300-120 * ЦНС 300-600.

В результате доработки насосов сделаны следующие выводы и предложения.

Испытания агрегатов выявили недостаточную жесткость и прочность плиты агрегата, трудность выполнения центровки валов агрегата. Необходимо изменить и улучшить конструкцию плиты насосного агрегата, обеспечив ей достаточную прочность и жесткость, предусмотреть возможность установки на плите насоса с числом ступеней от минимального до максимального, с электродвигателями различной мощности (от минимальной до максимальной), при этом не изменяя положения оси ротора насоса. На плите должно быть предусмотрено приспособление для перемещения электродвигателей при центровке агрегата. При этом насос и электродвигатель должны быть установлены на верхней поверхности плиты (балок), а не между продольными балками, как на опытной плите. После установки насоса и электродвигателя на плите на заводе должна быть выполнена центровка валов агрегата по полумуфтам.

Для сбора утечек через сальниковые уплотнения вместо двух штуцеров необходимо предусмотреть сбор утечек в одну трубу, чтобы была одна линия слива (со стороны заднего сальникового уплотнения) для подсоединения к системе канализации. Условный диаметр трубы должен быть не менее 50 мм.

В комплект поставки каждого агрегата необходимо включить приспособление для центровки валов по полумуфтам с индикатором часового типа, а также приспособление для набивки мягких колец сальниковых уплотнений.

В паспортах нефтяных модификаций насосов (электронасосных агрегатов) должны быть приведены массы ротора насоса и величины неуравновешенности ротора каждого типоразмера насоса, а также центр масс насоса, электродвигателя и всего насосного агрегата. Эти данные необходимы для разработчиков насосных станций. В техническом описании и инструкции по эксплуатации насосного агрегата должны быть приведены характеристики насоса по каждой ступени отдельно, чертежи быстроизнашивающихся деталей насоса; а также чертеж вала насоса.

Эксплуатация опытных образцов насосов показала, что их валы не обладают достаточной жесткостью. Это является одной из причин повышенной вибрации, неравномерного износа щелевых и сальниковых уплотнений.

Согласно чертежам насосы должны быть укомплектованы механическим устройством контроля смещения ротора, вызываемого износом разгрузочного устройства. Рекомендуется вместо механического применять электромеханическое или электронное устройство во взрывозащищенном исполнении, которое служило бы датчиком смещения ротора (износа разгрузочного устройства) для передачи сигнала в операторную (диспетчерскую).

С целью экономии сальниковой набивки при работе насосов с давлением на входе до 0,2 МПа рекомендуется устанавливать вместо внутреннего (первого) кольца набивки проставку, для чего включать в комплект поставки насоса два комплекта проставочных полуколец.

Одним из недостатков секционных насосов (в частности, насосов ЦНС), вытекающих из конструктивной схемы, при последовательном расположении секций, стягиваемых шпильками, является «гибкость» насоса, т.е. смещение осей корпусов секций и крышки нагнетания относительно оси крышки всасывания. Положение оси собранного насоса изменяется при монтаже на фундаменте, при затяжке фундаментных болтов из-за разности расстояний от оси насоса до опорных поверхностей лап крышек насоса и их наклонного расположения относительно плоскости фундамента. Это приводит к возникновению напряжений в насосе, поэтому при его сборке нужно обеспечить плоскостность опорных лап.

При эксплуатации насоса происходит ослабление затяжки гайки вала ротора, что должно быть устранено.

Корпус насоса подлежит заземлению. Заземляющие элементы со шпилькой или болтом рекомендуется устанавливать на крышке всасывания. Болты для элементов заземления должны быть изготовлены из стали или латуни. Между заземляющим проводником и болтом следует устанавливать пружинные шайбы.

По результатам обследования отмечается следующее:

- имеют место случаи кавитационного разрушения деталей проточной части первой и второй ступеней насоса;
- недостаточна прочность деталей, приводящая к разрушению (смятию) резьбы гайки вала ротора и резьбы на конце вала, резьбовых соединений шпилек кронштейнов и сальниковых уплотнений, отказам подшипников, смятию резьбы на стяжных шпильках, прогибу вала;
- низкая износостойкость деталей, приводящая к износу рубашки и гайки вала (ротора), манжетных уплотнений, посадочных мест подшипников в кронштейнах, рабочих поверхностях диска и кольца гидравлической пяты (колец разгрузки), втулок дистанционной разгрузки и уплотняющих колец, поясов рабочих колес;
- снижение ремонтпригодности, заключающееся в том, что

- передний подшипник, рабочие колеса, рубашка вала, дистанционная втулка, втулка подшипника в период работы прочно «сцепляются» с валом. Заклиненные детали ротора снять с вала без приспособлений не удастся;
- для замены рабочего колеса первой ступени и рубашки вала необходимо выполнить разборку всего насоса. Разборка насоса со стороны крышки всасывания невозможна, так как рубашка вала упирается в буртик, наружный диаметр которого больше, чем внутренний диаметр ступицы рабочего колеса;
- корпуса направляющих аппаратов не имеют упорных уступов, разборка насоса затруднена;
- низкое (не более 0,3 и модернизированных насосов 0,6 МПа) давление на входе в насос, что ограничивает их применение;
- уплотнения вала имеют большие зазоры, приводящие к увеличению потерь нефти и загазованности окружающей среды, что в свою очередь повышает опасность возникновения взрывов и пожаров;
- низкая надежность разгрузочного устройства при перекачивании газожидкостной смеси;
- исполнение материала деталей проточной части из чугуна, что ограничивает применение насосов газодонефтяных смесей;
- насосный агрегат не комплектуется системой контроля, защиты и автоматического управления агрегатом.

Насосы ЦНС 105-441-2 больше эксплуатировались в режиме, когда подача насосов была выше номинальной, т.е. в правой половине рабочей части характеристик, а насосы ЦНС 180-383-2 - в левой части. Эксплуатация показала, что показатели надежности насосов ЦНС 105-441-2 ниже, чем показатели надежности насосов ЦНС 180-383-2. По результатам испытаний рекомендуется:

- в качестве уплотнений валов серийные насосы применять торцовые уплотнения до давления 1,6 МПа. Для торцового уплотнения при отказе должен быть исключен выброс жидкости и газа и тем самым предотвращено создание условий для возникновения взрыва, пожара и разлива жидкости в помещении;
- в корпусах подшипников, сальниковых уплотнений и разгрузочного устройства должны быть выполнены гнезда под термопреобразователи сопротивления для измерения температуры;
- в местах уплотнений деталей насосов должны применяться кольца из маслобензостойкого резинового шнура круглого сечения;
- насосы должны комплектоваться взрывозащитными электродвигателями, мощности которых должны выбираться с учетом увеличения потребляемой

мощности на 25 % по отношению к мощности, потребляемой насосами при работе на воде;

- исполнение насоса и насосного агрегата должно обеспечивать применение в производствах класса взрыво- и пожароопасности В-1а по ПУЭ;
- на местах эксплуатации должны быть предусмотрены системы вентиляции помещений насосных агрегатов, исключаяющие условия образования взрывоопасных концентраций газов, система контроля, сигнализации, защиты и блокировки.

В зависимости от вязкости перекачиваемой среды осуществлять расточку втулки гидроразгрузки.

При доработке насоса предусмотреть:

- установку постоянно действующего прибора для контроля расхода жидкости через разгрузочное устройство;
- устройства для контроля разбега ротора с датчиком;
- площадок на кронштейнах насосов и на фундаментной плите для измерения вибрации;
- приспособления для центровки насоса и электродвигателя по полумуфтам.

Анализ и выбор перспективных направлений повышения надежности.

Анализ результатов обследования насосного оборудования на производстве (нефтепромыслы, магистральные нефтепроводы, НПЗ) показал их недостаточную надежность ввиду существенного влияния ряда дестабилизирующих внутренних и внешних факторов, а также параметрических свойств перекачиваемой среды. Существует 3 направления, способных повысить надежность:

- уменьшить вредное влияние перекачиваемой среды путем воздействия на нее различными методами;
- создавать специальные насосы, способные эффективно перекачивать среду с изменяющимися при перекачке параметрами.
- совершенствовать старое и создавать новое оборудование таким, чтобы при его эксплуатации максимально уменьшить недостатки, влияющие на надежность при проектировании, изготовлении, монтаже и эксплуатации.

Рассмотрим последние два аспекта. Если за рубежом для каждого типа перекачиваемой среды подбирается наиболее эффективный насос, то в России одним и тем же насосом типа ЦНС, перекачивается весь спектр однородных и многокомпонентных сред. Использование специальных насосов могло бы существенно повысить надежность и эффективность их эксплуатации.

Отсутствие необходимых типоразмеров насосного оборудования приводит к тому, что на практике используются насосы, не соответствующие по своим параметрам требуемым. Это вызывает неоправданно большие затраты электроэнергии, повышенную вибрации и низкую надежность.

В настоящее время совершенно необходимо создание насосов на малые подачи до $10 \text{ м}^3/\text{ч}$ для систем сбора и подготовки нефти, до 22-40 м³/ч для систем ППД.

Серийное и вновь создаваемое НЭО должно оснащаться системой виброизоляции и компенсирующими элементами.

Рассмотрим, почему это направление в вопросах повышение надежности следует считать первоочередным.

1. Если надежность оборудования формируется на стадиях проектирования, изготовления, монтажа и эксплуатации, то применение системы ВКС охватывает стадии как монтажа и эксплуатации, так и нейтрализует отрицательные моменты проектирования и изготовления.

2. ВКС позволяет увеличить эффективность как уже эксплуатируемого оборудования, так и вновь создаваемого НЭО.

3. Позволяет в наиболее короткие сроки и с наименьшими затратами достичь практических результатов.

4. Позволяет улучшить условия труда и повысить общий уровень технической культуры при эксплуатации НЭО.

5. Уменьшает вредное воздействие НЭО на окружающую среду

6. Выбор центробежных насосов при эксплуатации в системах сбора, подготовки транспорта нефти на промыслах

6.1. Область применения насосов в технологических схемах сбора, подготовки и транспорта нефти

Параметры основных типов насосов, применяемых в системах сбора, подготовки и транспорта нефти приведены на воде и охватывают весь диапазон подач, необходимый для выполнения задачи сбора, подготовки и транспорта нефти.

Насосы могут применяться:

- в комплексе сооружений на месторождении, в технологических процессах сбора, транспорта и предварительного разделения продукции нефтяных скважин, для транспорта (перекачки) газонасыщенной нефти после первой или второй ступени сепарации на центральный пункт сбора (ЦПС) или установку подготовки нефти (УПН);

- в комплексе сооружений на ЦПС или УПН, в технологических процессах предварительного разделения и подготовки продукции нефтяных скважин, а также приема, учета и сдачи товарной нефти для подачи нефти из сепараторов, отстойников или сырьевых резервуаров на блоки нагрева, для подачи товарной нефти после горячей ступени сепарации непосредственно на узел приема и учета товарной нефти или через блок регенерации тепла; для подачи некондиционной нефти из узла приема и учета товарной нефти или из резервуара некондиционной нефти на повторную подготовку; для откачки товарной нефти из резервуаров товарной нефти или непосредственно после конечной ступени сепарации на головные сооружения магистральных нефтепроводов с последующим транспортом нефти по магистральным нефтепроводам.

Согласно структурным схемам (см. рис 1.) выбор центробежного насоса должен быть осуществлен с учетом следующих данных:

- условия работы насоса в конкретной технологической схеме (характеристика $Q - H$, режимы совместной работы с аппаратом, откуда осуществляется откачка, условия всасывания и др.);

- физико-химические свойства перекачиваемой нефти, их влияние на характеристики насоса;

- климатические условия;

- конструктивные особенности насоса;

- расстояние между пунктами перекачки и допустимое давление в выходном патрубке насоса.

При работе центробежного насоса совместно с сепарационной установкой и безнапорным резервуаром (рис. схемы II, III, VII) рекомендуется:

- обеспечивать необходимое давление на входе в насос;

- прокладывать приемный коллектор от сепаратора с уклоном в сторону всасывающего патрубка насоса, избегая подъемов трубопровода в вертикальной плоскости;

- поддерживать в сепараторе необходимый уровень или предусматривать специальное устройство, обеспечивающее предотвращение попадания свободного газа во всасывающий патрубок насоса;

- предусматривать между сепараторами и насосами общий коллектор с подводящими и отводящими трубопроводами равных гидравлических сопротивлений, обеспечивающих равномерную загрузку насосов, для того, чтобы давления на входе двух или более параллельно работающих насосов от группы параллельно подключенных сепараторов были одинаковыми; возможна «сблокированная» компоновка сепараторов с насосом, т. е. каждый насос ведет откачку с отдельного сепаратора;

- регулировать подачу двух или более параллельно работающих насосов от группы параллельно подключенных сепараторов можно одним насосом; при этом группу сепараторов следует соединять по схеме сообщающихся сосудов; при совместной работе центробежного насоса с безнапорным резервуаром или отстойником (см. рис. схемы IV, V, VI) кавитационный запас в подводящие нефтепроводы насосов рассчитывается по методике ВНИИСПТнефти .

При перекачке обводненных нефтей в технологических процессах предварительного разделения продукции нефтяных скважин целесообразно применять насосы со скоростью вращения ротора не более 1500 об/мин. Для откачки нефти из безнапорных резервуаров следует применять насосы с горизонтальным расположением всасывающего патрубка.

6.2. Расчет необходимого давления на входе в центробежный насос при перекачке газонасыщенных жидкостей

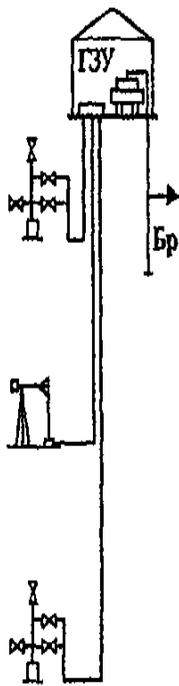
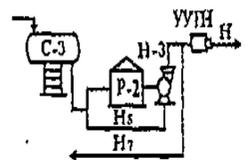
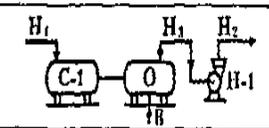
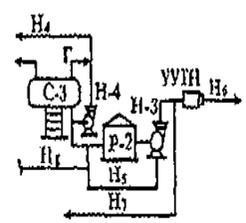
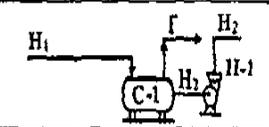
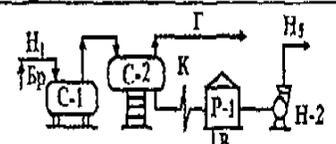
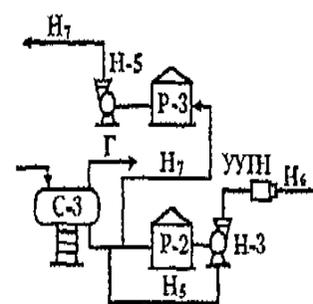
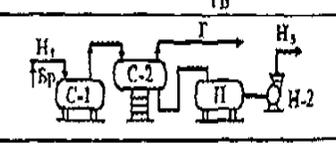
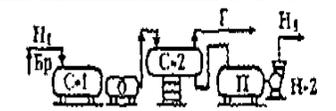
Согласно технологическим схемам (см. рис1.) все возможные варианты, когда необходимо определять давление на входе в насос, сводятся к двум схемам, представленным

I - схема откачки товарной нефти или нефтепродукта из безнапорного резервуара,

II - схема откачки газонасыщенной жидкости из сепаратора.

Для нормальной работы насосов в первом случае нужно определить значение заглубления насоса, а во втором случае - высоту поднятия сепаратора.

Кавитационный запас показывает, какой минимальный напор надо добавить к энергии насыщенных паров перекачиваемой жидкости, чтобы обеспечить бескавитадионную работу насоса. При работе на нефтях и нефтепродуктах меняются давление насыщенных паров, а также значение кавитационного запаса.

Номер схемы сбора п/п	В комплексе сооружений на месторождениях		В комплексе, сооружений, расположенных на ЦПС		Объекты магистрального транспорта нефти
	Объекты сбора	Объекты предварительного раз- деления и транспорта	Объекты предварительного раз- деления и подготовки	Объекты подготовки, приема, уче- та и транспорта нефти	
I					
II					
III					
IV					
V					
VI					

Структурные технологические схемы применения насосов в системах сбора, транспорта и подготовки нефти: Н) - нефте-газовая смесь после замерной установки; На - нефть после I ступени сепарации; Н_р - нефть после II ступени сепарации; Н₂ - подогретая нефть после II ступени сепарации; Нз - нефть после отстойника или буферной емкости; Н₃ - нефть из блока приема и откачки уловленной нефти; НЦ - нефть обезвоженная или обессоленная и обессоленная; Н₅ - товарная нефть после ступени горячей сепарации; Нб - товарная нефть на головные сооружения магистральных нефтепроводов; Н₇ - некондиционная нефть на повторную подготовку; Нз - нефть после ступени горячей сепарации на теплообменник; Бр - место подачи реагента; В - сброс воды; Н-1 - насос для транспорта газонасыщенной нефти с месторождения на ЦНС; Н-2 - насос для подачи сырой нефти на установку подготовки; Н-3 - насос для откачки товарной нефти на головные сооружения магистральных нефтепроводов; Н-4 - насос для подачи товарной нефти после ступени горячей сепарации на теплообменник; Н-5 - насос для подачи некондиционной нефти на повторную подготовку; Н-6 - насосы МН; ГЗУ - групповая замерная установка; С-1, С-2, С-3 - сепараторы I, II и горячей ступени сепарации; О - отстойник; П- подогреватель; Р-1 - резервуар-отстойник, Р-2, Р-3 - резервуары товарной и некондиционной нефти, К - каплеобразователь; УУТН - узел учета товарной нефти; Г - газ; Н - нефть

**Рекомендуемые параметры работы насоса в зависимости от использования в технологических схемах
и перекачиваемой продукции**

Номер схемы сбора (см. рис. 1)	Условные обозначения насоса	Рекомендуемые параметры работы насосов			Физико-химические свойства перекачиваемой продукции					
		Подача Q, м ³ /ч	Напор Н, м	Давление рв аппарате перед насосом, МПа (кгс/см ²), не более	Плотность ρ, кг/м ³	Температура Т, К (°С)	Остаточный растворенный газ на выходе из сепаратора, м ³ /Мпа (кгс/см ²) Не более	Содержание воды, %	Давление насыщенных паров при температуре перекачки, Па (мм рт. ст.), не более	Верхние пределы кинематической вязкости при температуре перекачки в зависимости от подачи насоса, м ³ /с (сСт)
I	Н-3	80-600	500	0,106 (1,05)	800-900	313-333 (40-60)		1	66650 (500)	(1,90-4,10)10 ⁴ (190-410)
II	Н-1	35-600	250-	0,700 (7,0)	800-1000	303 (30) 313-333	10 (1,0)	30		(0,66-4,10)10 ⁴ (66-410)
	Н-3	80-600	700 500	0,105 (1,06)	800-900	(40-60) 313-333		1	66650(500)	(1,90-4,10)10 ⁴ (190-410)
	Н-4	50-600	50	0,105 (1,05)	800-900	(40-60)		1	66650 (500)	(0,68-3,76)10 ⁴ (68-376)
III	Н-1	36-200	250-	0,700 (7,00)	800-1000	303 (30)	10 (1,0)	Не ограничено		(0,66-1,90)10 ⁴ (66-190)
	Н-3	80-600	700 500	0,105 (1,06)	800-900	313-333 (40-60)		1	66650 (500)	(1,90-4,10)10 ⁴ (190-410)
	Н-4	50-600	50	0,105 (1,06)	800-900	313-333 (40-60)		1	66650 (500)	(0,68-3,76)10 ⁴ (68-376)
	Н-2	35-600	180	0,100 (1,00)	800-1000	303 (30)		15		(0,68-3,50)10 ⁴ (68-350)
IV	Н-3	80-600	500	0,105 (1,05)	800-900	313-333 (40-60)	10(1,0)	1	66650 (500)	(1,90-4,10)10 ⁴ (190-410)
	Н-5	60-200	50	0,100 (1,00)	800-900	313 (40)		1	66650 (500)	(0,82-1,93)10 ⁴ (82-193)
	Н-2	35-600	150	0,105 (1,05)	800-1000	303(30)		15		(0,66-3,50)10 ⁴ (66-350)
	Н-3	80-600	500	0,100 (1,00)	800-900	313-333 (40-60)		1	66650 (500)	(1,90-4,10)10 ⁴ (190-410)
V	Н-5	60-200	50	0,100 (1,00)	800-900	313 (40)	10(1,0)	1	66650 (500)	(0,82-1,93)10 ⁴ (82-193)
	Н-2	35-600	180	0,100 (1,00)	800-1000	303 (30)		15		(0,66-3,50)10 ⁴ (66-350)
VI	Н-3	80-600	500	0,105 (1,05)	800-900 800-	313-333 (40-60)		1	66650 (500)	(1,90-4,10)10 ⁴ (190-41 0)
	Н-5	60-200	50	0,100 (1,00)	900	313 (40)		1	66650 (500)	(0,82-1,93)10 ⁴ (82-193)
VII	Н-6	500-5000	30-120	0,01-0,15 (0,1-1,5) 0,2-	800-900	278-380 (5-50)	1	1	66650 (500)	(0,60-4,10)10 ⁴ (60-410)
	Н-7	500-10000	190-710	1,0 (2-10)	800-900					

Пример расчета необходимого давления на входе в центробежный насос .

Техническая характеристика насосного оборудования:

марка насоса - 20НДсН;

подача $2700 \text{ м}^3/\text{ч}=0,75 \text{ м}^3/\text{с}$;

допустимая вакуумметрическая высота всасывания 4,8 м;

диаметр входного патрубка 0,6 м;

количество - один работающий, один резервный.

Резервуарное оборудование - резервуар РВС-10000.

Свойства и показатели перекачиваемой жидкости:

перекачиваемый продукт - смесь нефтей ;

минимальная температура перекачки $T_1=279^\circ \text{ К}$;

максимальная $T_2=292^\circ \text{ К}$;

плотность $\rho_{T1}=868,8 \text{ кг/м}^3$; $\rho_{T2}=859,7 \text{ кг/м}^3$;

давление насыщенных паров смеси $h_1=5,4 \text{ м ст. ж.}$; $h_2=6,5 \text{ м ст. ж.}$;

заглубление подпорных насосов $Z=3,04 \text{ м}$.

Определим минимально допустимое давление на входе в насос.

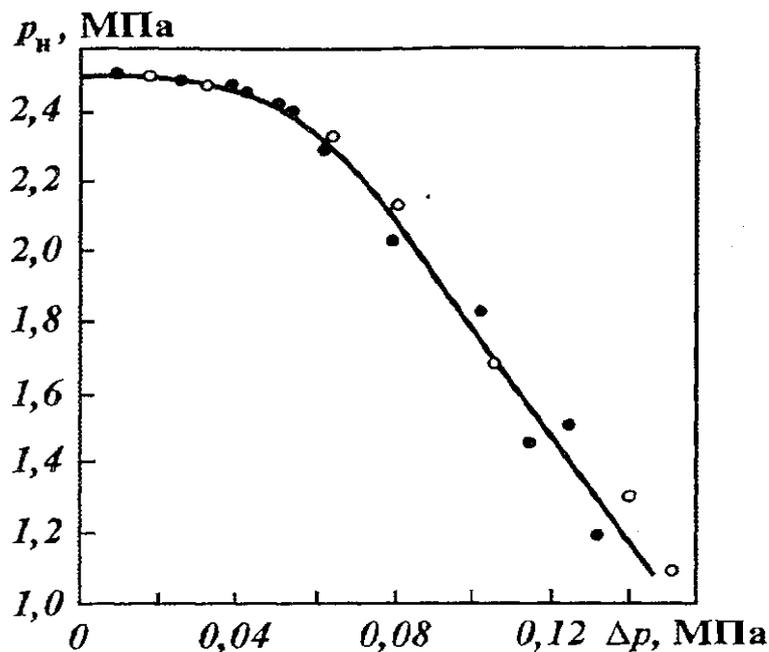
Такие же расчеты сделаны для подач насоса 0,75 , 0,67, 0,556, 0,445 $\text{ м}^3/\text{с}$. Полученные результаты сведены в таблице.

Производительность перекачки Q , $\text{ м}^3/\text{с}$	Температура перекачиваемой нефти T , К	Минимальный напор на входе в насос, м ст. ж.
0,75	279	9,32
0,75	292	10,55
0,67	279	9,36
0,67	292	10,58
0,556	279	9,33
0,556	292	10,57
0,445	279	9,33
0,445	292	10,56

Рассмотрим величину необходимого подпора для насосов, откачивающих жидкость, насыщенную газом при избыточном давлении (сепаратор).

Большинство центробежных насосов, работающих в системе промышленного сбора нефти и газа, перекачивают газонасыщенные водонефтяные смеси, находящиеся под избыточным давлением в сепараторах первой ступени. При понижении давления из таких жидкостей может выделиться свободный газ. В связи с этим представляет практический интерес определение минимально допустимого давления на входе в насос, не снижающего его характеристик и обеспечивающего надежную работу агрегата на газонасыщенной жидкости.

Рассмотрим зависимости, позволяющие установить влияние различных параметров на необходимое значение давления на входе в насос. Чтобы при перекачке из газонасыщенной жидкости не выделялся свободный газ, необходимо превышение удельной энергии жидкости на входе в насос над энергией давления в сепараторе на значение кавитационного запаса.



Зависимость давления, развиваемого насосом, от степени снижения давления на входе в насос относительно давления сепарации

Для большинства центробежных насосов значение кавитационного запаса равно 3-6 м, а потери в трубопроводе составляют 1-2 м, тогда высота установки сепарационной емкости 4-8 м. В этом случае насос будет работать на капельной жидкости.

При работе насосов на промыслах установлено, что они эксплуатируются при давлении на входе, близком к давлению сепарации. Это подтверждается анализом результатов исследования

эксплуатационных характеристик насосного оборудования дожимных насосных станций (ДНС) и сепарационных установок с насосной откачкой (СУН) в различных НГДУ.

Значение давления сепарации для исследованных ДНС и СУН изменяется в пределах 0,01-0,5 МПа. При этом возможно снижение характеристик насоса под действием выделившегося свободного газа. На ДНС НГДУ были исследованы характеристики пяти установок с насосами ЦНС 180-425, эксплуатируемых при давлении сепарации на входе. Выбранные насосы перекачивали газонасыщенную водонефтяную смесь с объемным содержанием воды 20, 30, 56, 80, 98 %. Установлено, что насосы не испытывают вредного влияния свободного газа, который мог бы выделиться в результате снижения давления на входе в насос, равного $\Delta h_{кр} \rho g$

Таким образом, результаты исследований и анализ работы насосов на промыслах показывают, что достаточно принять высоту установки сепарационной емкости относительно оси насоса $h_{сеп}$, равной потерям в трубопроводе, соединяющем сепаратор с насосом, т. е. $h_{сеп} = h_{п}$

Рассмотрим темп снижения развиваемого насосом давления из-за влияния свободного газа.

Исследование характеристик центробежного насоса при давлениях на входе, меньших давления сепарации, проводили на специальной опытно- промышленной насосной установке с модифицированным насосом НК200/120-210 МО, смонтированной на ДНС-4 НГДУ «Сургутнефть». Схема подключения насосной установки к действующей ДНС показана на рис.

Свойства перекачиваемой газонасыщенной водонефтяной смеси после первой ступени сепарации на установку подготовки нефти приведены ниже:

Температура, °С	30
Плотность, кг/м ³	949
Содержание воды, %	30
Газовый фактор, м ³ /м ³	15

Снижение давления на входе в насос и поддержание постоянной подачи $Q=200$ м³/ч осуществляли с помощью задвижек на входе и выходе насоса. Эксперимент проводили при значениях давления сепарации 0,17 и 0,28 МПа. Из рис. следует, что снижение напора на 2% соответствует уменьшению давления на входе относительно давления сепарации на 0,04 МПа.

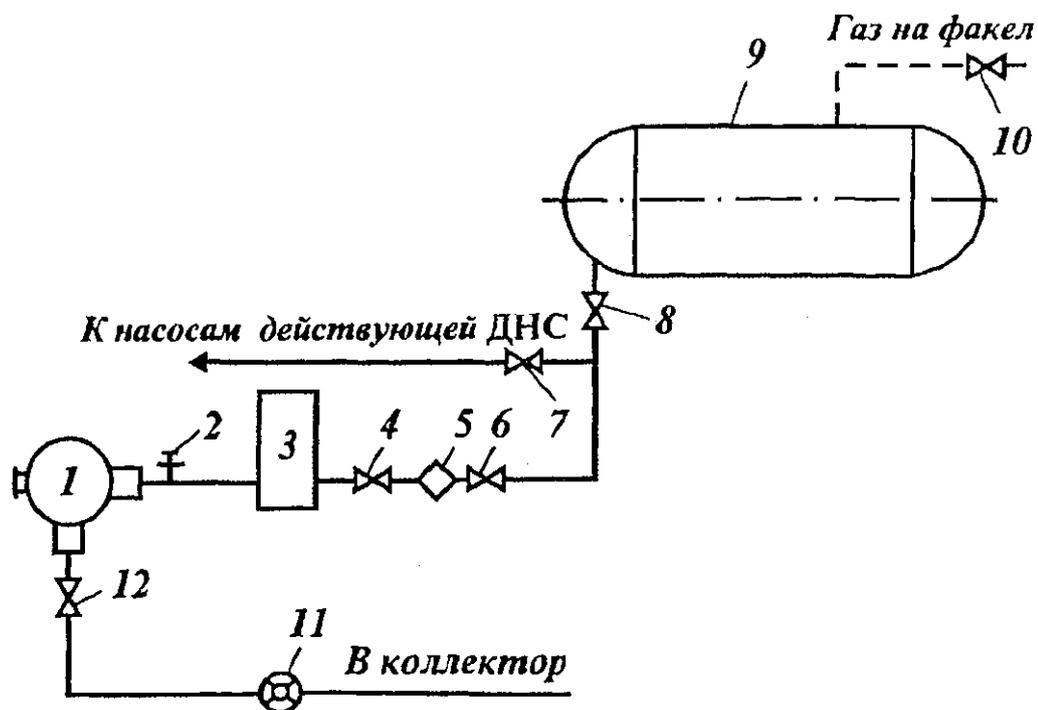


Схема экспериментального насоса НК200/120-210 МО:

1 - насос; 2 - пробоотборник; 3 - кавитационный бак; 4, 6, 7, 8, 10, 12 - задвижки;
5 - фильтр; 9 - сепаратор; 11 - счетчик

Заметное снижение параметров насоса наблюдается лишь при давлении на входе $p_{вх} < p_{сеп. на} - 0,05$ МПа. В зависимости от свойств перекачиваемой среды и конструктивных особенностей насосов падение напора будет меняться. Обширный эксперимент в условиях промысла показывает, что полученный результат справедлив как для насосов с лопаточным направляющим аппаратом типа ЦНС, так и для насосов со спиральным направляющим аппаратом типа НК.

Рекомендации по выбору центробежного насоса в системе сбора, подготовки и магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов

Воспользуемся изложенным материалом для выбора центробежного насоса в следующем порядке:

- 1) по технологическим данным определим необходимое значение подачи и напора насоса;
- 2) по подаче и напору на воде выберем типоразмер насоса;
- 3) подберем материал проточной части насоса, учитывая агрессивность перекачиваемой среды;
- 4) пересчитаем характеристики насоса (подача, напор, к.п.д. и мощность, потребляемая насосом) с воды на перекачиваемую вязкую жидкость;
- 5) растачиваем втулку гидропяты под заданную вязкость жидкости;

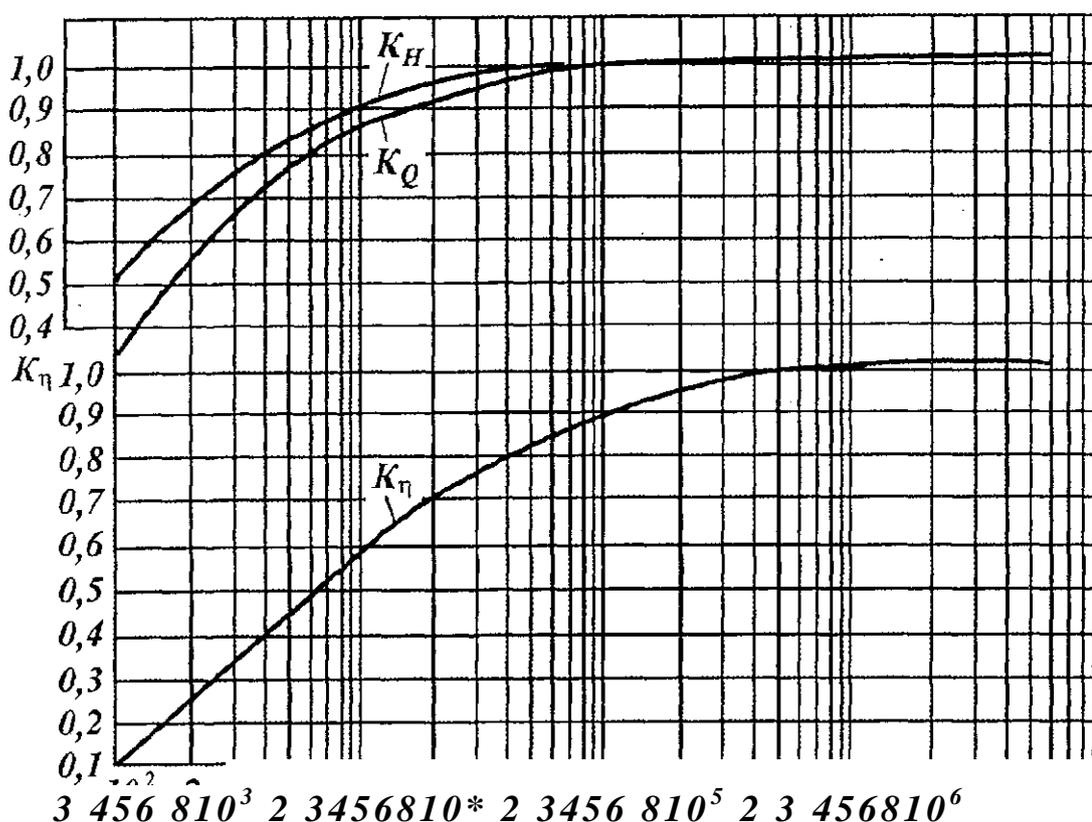
6) рассчитаем и определим типоразмер электродвигателя для привода насоса;

7) рассчитаем необходимое давление на входе в насос, учитывая место установки насоса;

8) рассчитаем характеристики трубопровода;

9) по совместной характеристике трубопровода и насоса, в случае необходимости, принимают решение об изменении характеристики насоса за счет числа ступеней, подрезки или установки сменного ротора.

По числу Рейнольдса на рис. определяются пересчетные коэффициенты подачи K_d , напора K_H и к.п.д. K_η .



Коэффициенты пересчета характеристик с воды на вязкие жидкости

По характеристике на воде для подач: 0,8; 1,0; 1,2 от оптимальной определяются напор и к.п.д. Далее рассчитываются подача, напор и к.п.д. насоса на вязкой перекачиваемой жидкости для всех значений выбранных подач:

Потребляемая насосом мощность при перекачке вязкой среды

$$N = H \cdot Q \cdot \gamma / \eta$$

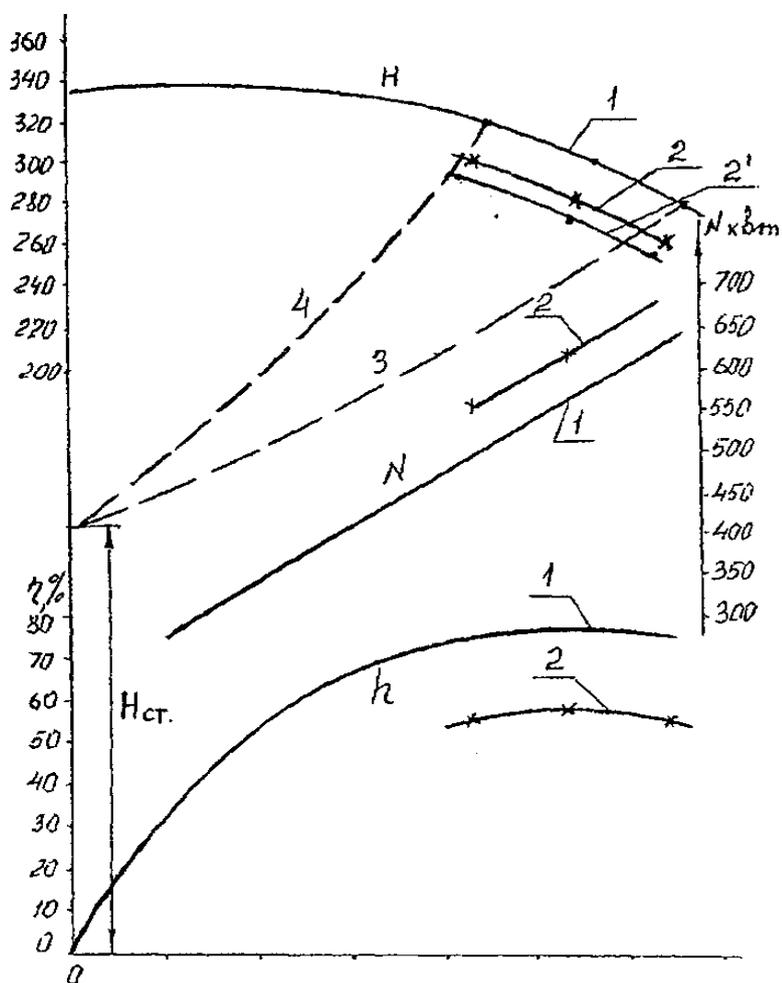
Мощность электродвигателя центробежного насоса * K_3

K_3 - коэффициент запаса:

N, кВт	До 20	20-50	50-300	Более 300
K_3	1,25	1,20	1,15	1,10

По полученным значениям строится характеристика насоса на вязкой среде.

Характеристика насоса НК560/300-1А при работе на воде (кривые I) и расчетные значения нефти с вязкостью $\nu = 4 \text{ м}^2/\text{с}$ (кривые 2, 2', 2'' - расчет по методике ВНИИнефтемаш, 2 - расчет по методике



Бажейкина), характеристики трубопровода (кривые 3, 4)

По графикам «коэффициенты пересчета характеристик с воды на вязкие жидкости» определяем пересчетные коэффициенты:

$$K_d = 0,955; K_H = 0,980; K_\eta = 0,755.$$

По характеристике насоса на воде для подач 0,8; 1,0; 1,2 от оптимальной находим значения подачи Q_B напора H_B и к.п.д. насоса и вписываем их в таблицу.

Так как худший вариант работы трубопровода в гидравлическом отношении получается при максимальной подаче насоса, то расчет ведем по этой подаче

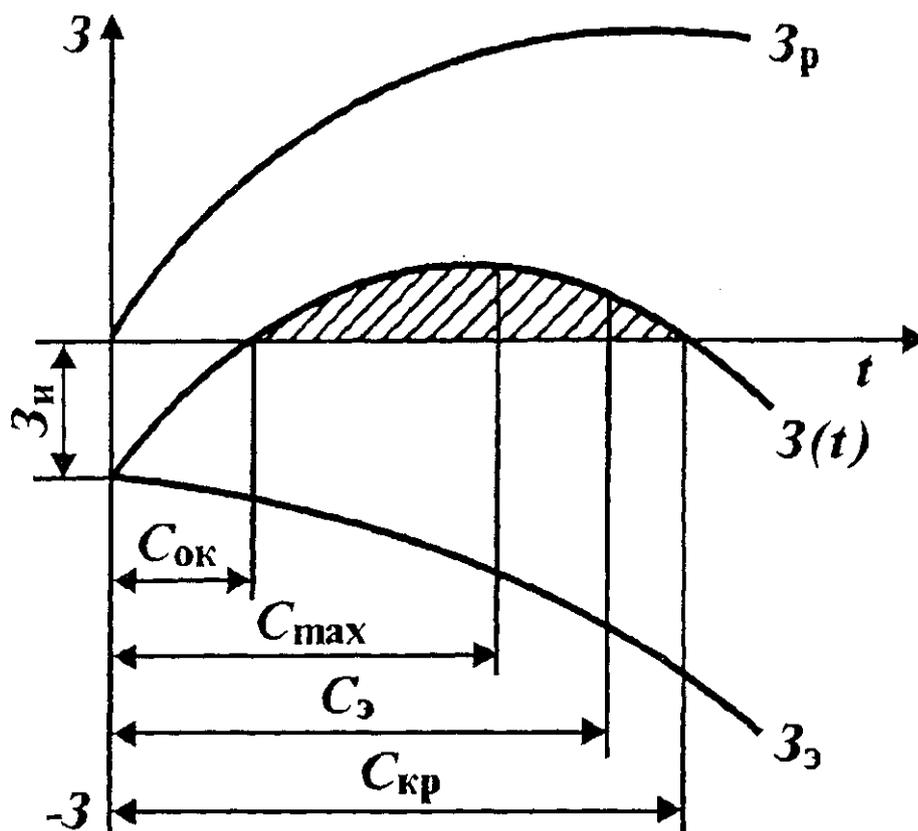
Показатель	Режим работы насоса		
	$0,8 Q_{в.онт}$	$Q_{в.онт}$	$Q_{в.онт}$
$Q, \text{ м}^3/\text{с} (\text{м}^3/\text{ч})$	0,125 (448)	0,156 (560)	0,187 (672)
$H_в, \text{ м}$	317	300	270
$\eta_в, \%$	74	78	74
K_Q	0,935	0,935	0,935
K_H	0,960	0,960	0,960
$Q_\gamma = K_Q Q_в, \text{ м}^3/\text{с} (\text{м}^3/\text{ч})$	0,119 (419)	0,149 (523,6)	0,179 (628)
$H_\gamma = K_H H_в, \text{ м}$	304,2	288	259
$H_\gamma = H_в K_\gamma \%$	55,9	58,9	55,9
$\rho_\gamma, \text{ кг}/\text{м}^3$	850	850	850
$N_в$	562	618	705
$N_\gamma, \text{ кВт}$	618	680	776

В случае откачки газонасыщенной нефти из сепаратора высота его поднятия должна быть не менее высоты гидравлических потерь в подводящих линиях.

Для окончательного выбора насоса необходимо помнить, что характеристика насоса $Q-H$ должна эксплуатироваться в диапазоне подач, равных $0,8 - 1,2 Q_{онт}$. Этот диапазон подач соответствует максимальному к.п.д. и наиболее низкому уровню вибрации. Для этого напор, развиваемый насосом в этом диапазоне подач, должен быть равен сопротивлению трубопровода, на который работает центробежный насос. Характеристика трубопровода строится по известным формулам гидравлики с учетом расхода и вязкости перекачиваемого продукта.

Так, испытания и подконтрольная эксплуатация опытных образцов нефтяной модификации насосов ЦНСн при перекачивании газонасыщенных водонефтяных эмульсий показали недостаточную надежность гидропята, щелевых уплотнений, нестабильные и большие величины утечек через сальниковые уплотнения вала. Ограничено применение насосов в условиях систем сбора и транспорта нефти на

промыслах Западной Сибири, т.к. допускаемое давление на входе в насос не более 0,6 МПа. Исполнение насосов из серого чугуна накладывает ограничения на степень агрессивности перекачиваемой среды и на допускаемую температуру окружающего воздуха. Все эти недостатки не умаляют достоинств насоса, способного перекачивать газонасыщенные жидкости с переменной во времени плотностью и вязкостью. В свою очередь насосы типа НК не имеют недостатков, присущих насосам типа ЦНС, но восприимчивы к изменению плотности и вязкости. Часть насосов НК имеют низкий $\eta_s < 60$ и не предназначены для перекачки вязких жидкостей и водонефтяных эмульсий. Восприимчивость к изменению плотности и вязкости перекачиваемого продукта имеет место при откачке из сепараторов. При этом наиболее уязвимым местом являются подшипники и торцевые уплотнения. Однако эти насосы хороши при перекачке горячих нефтепродуктов и широко используются на нефтеперерабатывающих заводах при перекачке маловязких однородных жидкостей. Они могут использоваться в подготовке нефти и магистральном транспорте, но не желательны в системах сбора.



Динамика затрат в процессе эксплуатации машин

Помимо изложенного следует учесть тот факт, что на многих нефтедобывающих предприятиях и предприятиях магистрального транспорта нефти оборудование обрабатывает свой ресурс и требует

замены. Сегодня предприятия самостоятельно решают вопрос о закупке и выборе оборудования, в том числе и насосного. При этом ряд предприятий по объективным и субъективным причинам закупает дорогое импортное оборудование, не учитывая всех последствий, связанных с его обслуживанием и ремонтом. Известны случаи, когда закупленное за рубежом оборудование с высокими техническими характеристиками приводит к большим затратам на обслуживание, ремонт и закупку запасных частей. Необходим показатель, по которому можно было бы оценить эффективность применения выбранного по техническим параметрам оборудования. Рассмотрим интегральный показатель качества насоса .

Это показатель экономический, и его полезно рассчитать при выборе того или иного насосного агрегата. Он представляет собой отношение стоимости полезной работы насоса по всем затратам на его эксплуатацию в течение срока службы. В общем виде интегральный *показатель* качества насоса можно представить в виде соотношения к сумме и . По своей сути этот показатель напоминает коэффициент полезного действия, где в числителе - полезная работа, а в знаменателе - затраченная.

Здесь \mathcal{E}_p - положительный экономический эффект (прибыль), которую дает работа насосного агрегата, $Z_{и}$ - затраты на изготовление, включающие проектирование, испытания, отладку и транспортировку, $Z_э$ - затраты на эксплуатацию машины, куда входят затраты на электроэнергию (КПД агрегата), техническое обслуживание, ремонт и прочие, т.е. все затраты на поддержание и восстановление работоспособности насосного агрегата.

Отсюда следует, что закупка насоса с более высоким КПД не обязательно будет более эффективной. Нужно смотреть на совокупность всех затрат, которые придется нести при закупке, обслуживании и ремонте того или иного насосного агрегата. Кривая суммарной экономической эффективности будет выглядеть как

$$Z(t) = Z_{и}(t) + Z_э(t) + \mathcal{E}_p(t)$$

Поскольку $\mathcal{E}_p(t)$ возрастает со временем, а $Z_э(t)$ убывает со временем, то $Z(t)$ будет выглядеть, как на рис.

Здесь $C_{ок} = t$ - время окупаемости затрат, когда $Z_{и} + Z_э = \mathcal{E}_p$, насос возвратил вложенные в него затраты. Заштрихованная область - это область эффективной работы насоса. $S_{кр}$, - это время, начиная с которого эксплуатация насоса нецелесообразна. Показатель K можно рассматривать как математическую модель эффективности функционирования насоса, так и любой другой системы.