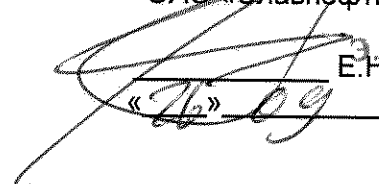


Утверждаю:
Главный инженер
ОАО «Славнефть-ЯНОС»


А.В. Дутлов
Е.Н. Карасев
«26» 09 2014 г.

Техническое задание на проведение энергетического обследования ОАО «Славнефть-ЯНОС»

| №№ п/п | перечень основных данных и требований | характеристика основных данных и требований |
|-----------|--|--|
| 1. | Заказчик | Открытое акционерное общество «Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез» |
| 2. | Наименование и месторасположение | ОАО «Славнефть-ЯНОС» РФ, 150000, г. Ярославль. Московский проспект, 130 |
| 3. | Статья финансирования | статья «Прочие денежные расходы» 2015 г. |
| 4. | Основание | Реализация требований Федеральных законов: -- № 261-ФЗ от 23.11.2009 г. «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности» -- № 399-ФЗ от 28.12.2013 г. «О внесении изменений в ФЗ № 261-ФЗ и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ» |
| 5. | Цель | 1. Разработка и утверждение энергетического паспорта ОАО «Славнефть-ЯНОС» в соответствии с Приказом Минэнерго № 182 от 19.04.2010 г. «Об утверждении требований к энергетическому паспорту, составленному на основании проектной документации, и правил направления копии энергетического паспорта, составленного по результатам обязательного энергетического обследования» и Постановлением Правительства РФ № 19 от 25.01.2011 г. «Об утверждении Положения о требованиях, предъявляемых к сбору, обработке, систематизации, анализу и использованию данных энергетических паспортов, составленных на основе обязательных и добровольных энергетических обследований»; 2. Разработка и согласование в ОАО «Славнефть-ЯНОС» Программы повышения энергоэффективности |
| 6. | Объекты обследования | 1. Система топливоснабжения и топливопотребления 2. Система электроснабжения и электропотребления 3. Система теплоснабжения и теплопотребления 4. Система водоснабжения и водоотведения 5. Система воздухообеспечения 6. Прочие системы (снабжение инертным газом) |
| 7. | Задачи | 1. Выполнить комплексный сбор всех необходимых исходных данных по работе существующих систем (топливоснабжения и топливопотребления, электроснабжения и электропотребления, теплоснабжения и теплопотребления, водоснабжения и водоотведения, воздухообеспечения) предприятия; 2. Выполнить необходимые обследования и инструментальные измерения; 3. Выявить нерациональное и непроизводительное расходование ТЭР; 4. Определение фактических показателей энергоэффективности обследуемых объектов, сравнение их с нормативными в |

| | | |
|----|--------------------------|--|
| | | <p>системах энергоснабжения;</p> <p>5. Анализ схем энергоснабжения и использования вторичных ТЭР;</p> <p>6. Определение обоснованных путей устранения выявленных несоответствий, для снижения затрат на ТЭР.</p> |
| 8. | Требования к контрагенту | <p>1. Энергетическое обследование должно быть выполнено в соответствии с действующими нормативными документами, правилами, методическими материалами;</p> <p>2. Сбор и анализ всей документальной информации, бухгалтерских и других данных, данных о системах энергоснабжения, оборудовании и режимах его работы выполнить самостоятельно;</p> <p>3. Иметь необходимое инструментальное, приборное и нормативно-техническое обеспечение;</p> <p>4. Иметь в штате персонал с опытом выполнения энергетических обследований на предприятиях нефтепереработки, прошедший в соответствии с приказом Минэнерго № 148 от 07.04.2010 г. обучение в базовых образовательных центрах по подготовке и повышению квалификации энергоаудиторов по базовым учебным программам по проведению энергетических обследований в нефтехимической отрасли;</p> <p>5. Состоять в реестре саморегулируемых организаций, уполномоченных в соответствии с ФЗ-261 «Об энергосбережении» на проведение энергетических обследований в области энергосбережения.</p> |
| 9. | Требования к работе | <p>Энергетическое обследование включает в себя 3 этапа:</p> <p>1. Этап 1. Анализ.</p> <p>1.1. Сбор и анализ отчётной документации по нормированию, потреблению, выработке ТЭР по направлениям использования за период 2012-2014 гг. Базовый период - 2014 г.;</p> <p>1.2. Определение структуры энергетических затрат и структуры использования ТЭР;</p> <p>1.3. Анализ существующих схем электро-тепло-топливоснабжения и эффективного использования вторичных ТЭР;</p> <p>1.4. Анализ состояния и эффективности действующих систем коммерческого и технического учёта ТЭР;</p> <p>1.5. Выявление нерационального и неэффективного использования ТЭР и определение приоритетов;</p> <p>1.6. Разработка и согласование с Заказчиком Программы инструментальных обследований с объёмами и точками контроля;</p> <p>1.7. Разработка и согласование с Заказчиком Графика выполнения работ с указанием выполняемых мероприятий, задействованных специалистов со стороны Исполнителя, с разбивкой по неделям (месяцам).</p> <p>2. Этап 2. Обследования.</p> <p>2.1. Система топливоснабжения и топливопотребления:</p> <ul style="list-style-type: none"> -- обследование и анализ работы топливопотребляющего и теплоутилизирующего оборудования (технологические печи, котлы и др.), инструментальное определение фактических показателей использования тепла, тепловизионная диагностика; -- топливные балансы технологических установок; -- проведение анализа эффективности энергопотребления в технологическом цикле с оценкой зависимости удельного энергопотребления от условий выработки продукции; |

| | | |
|--|--|---|
| | | <ul style="list-style-type: none"> -- анализ использования тепловой энергии вторичных энергоресурсов (уходящих дымовых газов и др.); -- разработка мероприятий по рациональному использованию топлива и повышению надёжности системы топливо-снабжения с оценкой экономического эффекта. <p><i>2.2. Система электроснабжения и электропотребления:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> -- электробалансы: общий по предприятию и по отдельным установкам, участкам, цехам, расчёт нормативных и определение фактических удельных норм потребления э/э; -- расчёт коммерческих потерь э/э в элементах схемы электроснабжения завода (до точек коммерческого учёта); -- анализ режимов работы технологического и вспомогательного электропотребляющего оборудования (приёмников); -- анализ главной схемы электроснабжения предприятия; -- анализ схемы технологического и коммерческого учёта электрической энергии; -- разработка мероприятий по рациональному использованию э/э и повышению надёжности системы электро-снабжения с оценкой экономического эффекта. <p><i>2.3. Система теплоснабжения и теплопотребления</i></p> <ul style="list-style-type: none"> -- обследование и анализ работы водяных тепловых сетей систем: пароснабжения, сан- и промтеплофикации, производства ХОВ и сбора конденсата, паропотребляющих установок. Тепловизионная диагностика изоляции трубопроводов и запорной арматуры; -- тепловые балансы по технологическим установкам и предприятию в целом; -- расчёт нормативных и определение фактических удельных расходов и потерь тепловой энергии; -- анализ использования вторичных энергоресурсов (пар, конденсат), разработка мероприятий по их максимальному использованию на технологических установках; -- анализ систем технического и коммерческого учёта тепловой энергии на предприятии и технологических установках, разработка мероприятий по их модернизации; -- разработка мероприятий по рациональному использованию тепловой энергии, снижению тепловых потерь и повышению надёжности систем теплоснабжения с оценкой экономического эффекта. <p><i>2.4. Система водоснабжения и водоотведения</i></p> <ul style="list-style-type: none"> -- обследование, оценка состояния и режимов работы системы, водные балансы по отдельным системам (по согласованию с Заказчиком) и в целом по предприятию; -- определение общезаводских фактических норм водопотребления и водоотведения; -- расчёт нормативных и определение фактических удельных показателей потребления э/э в системах водоснабжения; -- разработка мероприятий по рациональному использованию и повышению надёжности систем водоснабжения и водоотведения. <p><i>2.5. Система воздухоснабжения</i></p> <ul style="list-style-type: none"> -- обследование, оценка состояния и режимов работы системы воздухоснабжения; -- формирование балансов воздухопотребления; |
|--|--|---|

| | | |
|-----|---|---|
| | | <ul style="list-style-type: none"> -- оценка эффективности использования сжатого воздуха; -- разработка мероприятий по сокращению э/э на производство сжатого воздуха и сокращению потерь в сетях воздухоснабжения и воздухопотребления <p>2.6. <i>Прочие системы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> -- обследование, оценка состояния и режимов работы системы снабжения инертным газом (азотом); -- формирование балансов потребления инертного газа; -- оценка эффективности использования инертного газа; -- разработка мероприятий по сокращению э/э на производство азота и сокращению потерь в сетях снабжения и потребления инертного газа. <p>2.7. По итогам этапа проводится разработка, ранжирование и предварительная оценка укрупнённых мероприятий Программы повышения энергоэффективности (далее - ППЭЭ) с выполнением предварительных технико-экономических обоснований по:</p> <ul style="list-style-type: none"> -- оптимизации энергоснабжения объектов завода, приводящей к снижению энергопотребления; -- модернизации, реконструкции, замене энергопотребляющего оборудования установок и объектов ОЗХ, приводящей к снижению энергопотребления; -- применению новых технологических решений и инноваций, направленных на снижение потерь энергии и повышению эффективности систем энергопотребления. <p>2.8. Предоставление предварительных результатов в виде аналитических записок, 1 раз в месяц или по результатам обследования цеха (производства).</p> <p>2.9. По результатам работы двух этапов проведение презентации в офисе Заказчика.</p> <p>3. Этап 3. Паспорт.</p> <p>3.1. Согласование с Заказчиком мероприятий ППЭЭ, разработанных на этапе 2;</p> <p>3.2. Технико-экономическое обоснование, предлагаемых мероприятий, включающее анализ, разработку и детальное описание принципиальных технических решений по оптимизации и сокращению потребления ТЭР (в формате Заказчика, см. пп. 11, 12 настоящего ТЗ);</p> <p>3.3. По каждому мероприятию ППЭЭ: уточнённые расчёты экономических показателей (NPV, PI, IRR, DPP), предоставление укрупнённых спецификаций по основному и вспомогательному оборудованию, материалам и комплектующим;</p> <p>3.4. Разработка, согласование, утверждение энергетического паспорта ОАО «Славнефть-ЯНОС»;</p> <p>3.5. Передача Заказчику энергетического паспорта, ППЭЭ и отчёта о выполненной работе;</p> <p>3.6. Окончательная презентация в офисе Заказчика по результатам работы.</p> |
| 10. | Требования к составу и содержанию работ | <p>1. Отчёт о выполненных работах.</p> <p>Отчёт должен включать, но не ограничиваться, как минимум следующим:</p> <ul style="list-style-type: none"> 1.1. анализ исходных данных; 1.2. общая характеристика предприятия и основных производств (по результатам периода 2012-2014 гг.); 1.3. схемы расположения основного технологического и вспомогательного оборудования; 1.4. магистральные электрические, тепловые (водяные и |

| | | |
|--|--|--|
| | | <p>паровые), газовые, топливные схемы предприятия и по установкам, уточнённые «по факту»;</p> <p>1.5. энергоснабжение и энергопотребление предприятия. Источники, состав энергохозяйства, анализ его состояния и развития, анализ показателей эффективности;</p> <p>1.6. результаты расчёта фактических показателей эффективности потребления топлива и всех видов энергоносителей в табличной форме по каждой установке и заводу в целом;</p> <p>1.7. анализ систем учёта и контроля ТЭР, рекомендации по развитию с позиций оперативного контроля показателей энергоэффективности по основным энергоёмким процессам (объектам) и оборудованию;</p> <p>1.8. анализ результатов сравнения фактических и нормативных показателей эффективности объектов энергоснабжения и энергопотребления в сопоставимых условиях;</p> <p>1.9. места и объёмы инструментального контроля. Результаты обработки выполненных измерений;</p> <p>1.10. анализ использования ТЭР и ВТЭР по группам наиболее энергоёмкого оборудования, видам топлива и энергоносителей;</p> <p>1.11. выводы и рекомендации по повышению эффективности использования ТЭР и снижению потерь.</p> <p>2. Программа повышения энергоэффективности</p> <p>2.1. ППЭЭ должна быть разработана по результатам энергетических обследований, аналитической работы с учётом перспективного плана развития предприятия и включать, как минимум, следующие мероприятия:</p> <ul style="list-style-type: none"> -- технические мероприятия повышения энергетической эффективности основного производственного и вспомогательного оборудования; -- мероприятия по предотвращению нерационального использования ТЭР, в т.ч. использование энергоресурсов с меньшей стоимостью; -- мероприятия, направленные на использование вторичных ТЭР; -- мероприятия в системах учёта ТЭР, направленных на совершенствование систем коммерческого и технического учёта; -- организационно-технические мероприятия, направленные на оптимизацию процессов эксплуатации оборудования, эффективности работы инженерно-технических служб и персонала в области энергосбережения. <p>2.2. ППЭЭ должна содержать расчёты эффектов в натуральном и стоимостном выражении, показателей экономической эффективности, ожидаемые затраты на реализацию;</p> <p>2.3. Мероприятия должны быть ранжированы:</p> <ul style="list-style-type: none"> -- с окупаемостью не более 2-х лет; -- с окупаемостью - 2...5 лет; -- с окупаемостью более 5-ти лет. <p>2.4. Организационные мероприятия (рекомендации), направленные на повышение эффективности работы инженерно-технических служб и персонала в области энергосбережения должны быть сформулированы с учётом требований международного стандарта ИСО 50001 «Система энергетического менеджмента».</p> |
|--|--|--|

| | | |
|-----|--|---|
| | | <p>3. Энергетический паспорт</p> <p>3.1. Энергетический паспорт промышленного потребителя топливно-энергетических ресурсов должен быть выполнен в соответствии с ГОСТ Р 51379–99 и согласован с государственными надзорными органами РФ;</p> <p>3.2. Энергетический паспорт должен включать топливно-энергетический баланс в соответствии с требованиями ФЗ РФ № 261-ФЗ от 23.11.2009 г. «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности».</p> |
| 11. | Требования к уровню точности оценки капитальных затрат | <p>1. Принять уровень точности оценки капитальных затрат на все объекты не более +/- 30%;</p> <p>2. Капитальные затраты выполнить с разбивкой по следующим статьям затрат:</p> <ul style="list-style-type: none"> -- ПИР, включая затраты на ЭПБ (ГГЭ) и авторский надзор; -- СМР, включая затраты на шеф-монтаж; -- Оборудование; -- Прочие. |
| 12. | Экономические составляющие проекта | <p>1. Расчёты показателей экономической эффективности мероприятий, включённых в ППЭЭ должны быть выполнены в соответствии со сценарными условиями расчётов, утверждёнными у Заказчика (передаются дополнительно);</p> <p>2. Расчёт показателей экономической эффективности должен включать:</p> <ul style="list-style-type: none"> -- чистого дисконтированного дохода - NPV; -- индекса прибыльности инвестиций - PI; -- внутренней нормы доходности - IRR; -- дисконтированного срока окупаемости - DPP <p>3. Расчёт должен включать анализ чувствительности показателей экономической эффективности проекта по отношению к:</p> <ul style="list-style-type: none"> -- увеличению объёма инвестиций на 20% и 30%; -- увеличению эксплуатационных расходов на 20%; -- увеличению сроков реализации проекта на 1 год; -- изменению других показателей по согласованию с Заказчиком. |
| 13. | Сроки выполнения работ | <p>Работа выполняется в 3 этапа. Продолжительность трёх этапов суммарно не должна превышать 12 календарных месяцев.</p> <p>Начало работ - декабрь 2014 г.</p> |
| 14. | Требования к отчётности | <p>1. Результаты этапа 1:</p> <ul style="list-style-type: none"> -- программа инструментальных обследований; -- график выполнения работ; -- отчёт о выполнении этапа 1 <p>2. Результаты этапа 2:</p> <ul style="list-style-type: none"> -- проект Программы повышения энергоэффективности; -- итоговый Отчёт о выполнении энергетических обследований с приложением всех аналитических материалов; -- презентация ППЭЭ. <p>3. Результаты этапа 3:</p> <ul style="list-style-type: none"> -- согласованная и утверждённая Программа повышения энергоэффективности ОАО «Славнефть-ЯНОС»; -- согласованный и утверждённый Энергетический паспорт «Славнефть-ЯНОС»; -- Отчёт о выполненных работах. |
| 15. | Требования конфиденциальности | <p>Энергоаудитор обязан не разглашать информацию конфиденциального характера и другую информацию, составляющую коммерческую тайну предприятия.</p> |

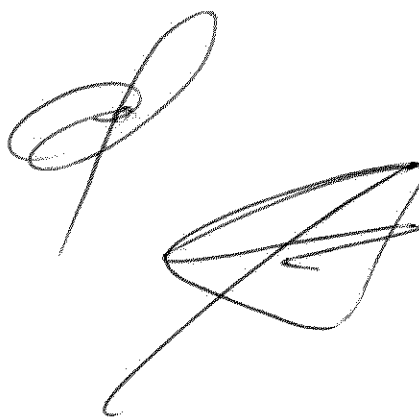
| | | |
|-----|---|--|
| 16. | Требования к предоставляемой информации | <p>1. Отчётные документы представить:</p> <ul style="list-style-type: none"> -- в бумажном носителе в 4-х экземплярах; -- в электронном виде на CD/flash носителе в pdf-формате и редактируемом формате. <p>2. Презентации представить на CD/flash носителе;</p> <p>3. Документация разрабатывается с использованием программного обеспечения:</p> <ul style="list-style-type: none"> -- для текста, таблиц - Microsoft Word, Microsoft Excel -- для графической части - Autocad (DWF), Visio (VSD) <p>4. Все документы в электронном виде должны иметь формат, позволяющий осуществлять редактирование, включая вставленные рисунки и графики;</p> <p>5. Табличные материалы в формате Microsoft Excel должны быть представлены в незащищённом виде с сохранением всех расчётных формул, макросов, связей;</p> <p>6. Язык предоставляемых документов - русский;</p> <p>7. Единицы измерения - система СИ.</p> |
| 17. | Состав и краткая характеристика объекта | Перечень объектов, сведения о них и сведения об энергетических ресурсах предприятия представлены в Приложениях №№ 1-5 |

Приложения:

1. Сведения об энергетических ресурсах на 1 листе;
2. Общие сведения о системах снабжения ТЭР на 3-х листах;
3. Общие сведения о топливопотребляющем оборудовании на 2-х листах;
4. Сведения о технологических потребителях ТЭР на 2-х листах;
5. Сведения о технологических производителях ТЭР на 1 листе.

Главный энергетик

Главный технолог



С.Л. Егоров

Э.В. Дутлов



О.В. Дутлов



А.Л. Опарин



А.В. Столяров

Сведения об энергоресурсах

1. Поступление (получение) топливно-энергетических ресурсов

| №№ п/п | Наименование ресурса | Единицы измерения | количество |
|-----------|---|----------------------|------------|
| 1. | Котельно-печное топливо, в том числе: | | |
| 1.1. | газ природный | тыс.м ³ | 24 995 |
| 1.2. | газ технологический | тн. | 609 580 |
| 1.3. | мазут | тн. | 165 146 |
| 1.4. | другие виды топлива (кокс) | тн. | 59 056 |
| 2. | Электрическая энергия, в том числе: | | |
| 2.1. | получено со стороны | тыс.кВт*ч | 1 104 358 |
| 2.2. | собственная выработка | тыс.кВт*ч | 0 |
| 2.3. | заявленный максимум (зима/лето) | МВт | 130/132 |
| 3. | Тепловая энергия (пар), в том числе: | | |
| 3.1. | получено со стороны | Гкал | 1 085 000 |
| 3.2. | собственная выработка от утилизационных установок | Гкал | 2 265 000 |
| 3.3. | собственная выработка от котельных | Гкал | 0 |
| 3.4. | собственная выработка от электрокотлов | Гкал | 0 |
| 4. | Горячая вода, в том числе: | | |
| 4.1. | получено со стороны | Гкал | 111 000 |
| 4.2. | собственная выработка от утилизационных установок | Гкал | 91 000 |
| 4.3. | собственная выработка от котельных | Гкал | 0 |
| 4.4. | собственная выработка от электрокотлов | Гкал | 0 |
| 5. | ХОВ, в том числе: | | |
| 5.1. | получено со стороны | тыс.м ³ | 763 |
| 5.2. | собственное производство | тыс.м ³ | 2 419 |
| 6. | Сжатый воздух, в том числе: | | |
| 6.1. | получено со стороны | тыс.нм ³ | 0 |
| 6.2. | собственное производство | тыс.нм ³ | 446 630 |
| 7. | Инертный газ (азот), в том числе: | | |
| 7.1. | получено со стороны | тыс.нм ³ | 0 |
| 7.2. | собственное производство | тыс.нм ³ | 18 665 |
| 8. | Речная вода, в том числе: | | |
| 8.1. | получено со стороны | тыс.м ³ | 0 |
| 8.2. | собственная подача | тыс.м ³ | 20 181 |
| 9. | Оборотная вода, в том числе: | | |
| 9.1. | получено со стороны | тыс.м ³ | 0 |
| 9.2. | собственная подача | тыс.м ³ | 160 804 |

2. Потребление (расход) топливно-энергетических ресурсов

| №№ п/п | Наименование ресурса | Единицы измерения | количество |
|-----------|---|----------------------|------------|
| 1. | Котельно-печное топливо, в том числе: | | |
| 1.1. | на выработку теплоносителей | тн. | 84 505 |
| 1.2. | на технологические процессы | тн. | 766 564 |
| 2. | Электрическая энергия, в том числе: | | |
| 2.1. | на производственные (технологические) нужды | тыс.кВт*ч | 1 047 883 |
| 2.2. | на нужды ОЗХ | тыс.кВт*ч | 3 595 |
| 3. | Тепловая энергия, в том числе: | | |
| 3.1. | пар на производственные (технологические) нужды | Гкал | 3 134 000 |
| 3.2. | пар на нужды ОЗХ | Гкал | 60 000 |
| 3.3. | горячая вода на отопление, вентиляцию | Гкал | 177 320 |
| 3.4. | горячая вода на ГВС | Гкал | 13 140 |
| 4. | ХОВ на технологические нужды | тыс.м ³ | 3 182 |
| 5. | Сжатый воздух на технологические нужды | тыс.нм ³ | 446 630 |
| 6. | Инертный газ (азот) на технологические нужды | тыс.нм ³ | 18 665 |
| 7. | Речная вода на технологические нужды | тыс.м ³ | 9 748 |
| 8. | Оборотная вода на технологические нужды | тыс.м ³ | 153 879 |

Общие сведения о системах снабжения топливно-энергетическими ресурсами

1. Общие сведения о системе электроснабжения предприятия

- 1.1. Количество ГПП - 10, из них: 3 - 110/35/6 кВ и 7 - 35/6 кВ;
- 1.2. Количество РТП - 108, из них: 41 - 6 кВ и 67 - 6/0,4 кВ;
- 1.3. Количество присоединений - 17, из них: 6 - 110 кВ, 9 - 35 кВ, 2 - 6 кВ;
- 1.4. Количество цеховых ТП - 141
- 1.5. Количество трансформаторов - 253, из них: 6 - 110/35/6 кВ, 13 - 35/6 кВ и 234 - 6/0,4 кВ;
- 1.6. Установленная мощность трансформаторов ГПП - 461,6 МВт;
- 1.7. Установленная мощность трансформаторов ТП - 248,31 МВт;
- 1.8. Общее количество электрических двигателей - 5450;
- 1.9. Установленная мощность электрических двигателей - 320,1 МВт.

2. Общие сведения о системах теплоснабжения предприятия

2.1. Сведения о системе пароснабжения

- 2.1.1. Количество котельных на предприятии - 0
- 2.1.2. Количество сторонних поставщиков пара - 2
- 2.1.3. Количество сетей пароснабжения - 2 (сети пара СД Р=12,0 кгс/см², сети пара НД Р=3,0 кгс/см²)
- 2.1.4. Общая протяжённость паропроводов - 46,5 км
- 2.1.5. Количество парогенерирующего оборудования - 39

| наименование источника пара | технические характеристики | | |
|---|----------------------------|--|-----------------------|
| | номин. произв, т/ч | P _{раб} , кгс/см ² | T _{раб} , °C |
| Котёл-утилизатор КГ-4/1,2-60 (ЭЛОУ-АТ4) - 2 шт. | 4,0 | 12,0 | 240 |
| Генератор пара (ЭЛОУ-АТ4) | 3,0 | 3,0 | 370 |
| Котёл-утилизатор МКУ-50 (АВТ-3) | 2,1 | 19,0 | 263 |
| Котёл-утилизатор КГ-16/1,3-73 (АВТ-3) | 16,0 | 13,0 | 250 |
| Котёл-утилизатор Г-550 (АВТ-4) - 2 шт. | 12,2 | 13,0 | 194 |
| Котёл-утилизатор Г-345П (АВТ-4) | 8,0 | 13,0 | 260 |
| Котёл-утилизатор Г-345БЗЭМ (АВТ-4) | 8,0 | 14,0 | 194 |
| БВП печи П-1к (АВТ-4) | 5,0 | 12,4 | 250 |
| Котёл-утилизатор Рк 3,0*6/1 (ВТ-6) - 2 шт. | 4,5 | 14,0 | 194 |
| Генератор пара D-2 (ВТ-6) | 23,3 | 14,0 | 198 |
| Генератор пара D-3/1,2 (ВТ-6) - 2 шт. | 9,6 | 4,0 | 151 |
| Котёл-утилизатор VB-D-4 (Висбрекинг) | 18,6 | 15,2 | 390 |
| Генератор пара VB-W-28/1,2 (Висбрекинг) - 2 шт. | 10,0 | 14,0 | 300 |
| Генератор пара VB-W-30 (Висбрекинг) | 7,1 | 15,8 | 229 |
| Котёл-утилизатор EXU-5 (ВТ-3) - 2 шт. | 5,0 | 14,0 | 250 |
| Генератор пара Т-309/1,2 (ВТ-3) - 2 шт. | 5,0 | 12,0 | 191 |
| Генератор пара Т-310/1,2 (ВТ-3) - 2 шт. | 8,0 | 4,0 | 151 |
| Котёл-утилизатор OU-27М (1А-1М) | 28,6 | 11,67 | 250 |
| БВП печи П-201 (КР-600) | 22,3 | 17,9 | 191 |
| Котёл-утилизатор КУ-60-2 (Л-35/6) | 19,0 | 47,0 | 390 |
| Котёл-утилизатор ВЦРК-12/14-ГМ (КМ-2) | 12,5 | 13,0 | 250 |
| БВП С-100 (КМ-2) | 5,0 | 5,0 | 187 |
| Котёл-утилизатор (УПСК) | 2,8 | 59,5 | 275 |
| Котёл-утилизатор УТК-60 (УПСК) | 15,7 | 40,0 | 360 |
| Котёл-утилизатор (УРОСК) | 4,9 | 59,7 | 293 |
| Котёл-утилизатор Г-105/300 БЦ (УПС) - 2 шт. | 8,7 | 6,0 | 160 |
| Котёл-утилизатор Г-420 (УПС) - 2 шт. | 1,3 | 6,0 | 160 |
| Котёл-утилизатор Г-950 (УПС) | 3,9 | 6,0 | 160 |
| Котёл-утилизатор (Гидрокрекинг) | 12,6 | 11,58 | 277 |
| БВП печи П-501 (УПВ-1) | 91,3 | 32,1 | 238 |
| БВП печи Н-1 (УПВ-2) | 28,3 | 39,6 | 372 |
| Генератор пара Т-1 (УПВ-2) | 33,1 | 27,5 | 260 |
| Генератор пара Т-2 (УПВ-2) | 9,2 | 34,0 | 260 |

- 2.1.6. Общая протяжённость трубопроводов конденсата - 5,2 км;
 2.1.7. Количество на предприятии станций сбора и возврата конденсата - 3

2.2. Сведения о системах теплоснабжения

- 2.2.1. Количество водогрейных котельных на предприятии - 0
 2.2.2. Количество сторонних теплоснабжающих организаций - 1
 2.2.3. Количество собственных централизованных систем теплоснабжения - 3
 2.2.4. Количество собственных индивидуальных систем теплоснабжения - 11
 2.2.5. Количество собственных централизованных систем ГВС - 1
 2.2.6. Тепловые нагрузки на системы теплоснабжения

| Наименование системы | нагрузка на отопление | | нагрузка на вентиляцию | |
|---|------------------------------------|-----------------------|------------------------------------|-----------------------|
| | расчётная (проектная) Гкал/ч | фактическая Гкал/ч | расчётная (проектная) Гкал/ч | фактическая Гкал/ч |
| Система сантеплофикации | 21,3 | 12,0 | 41,8 | 23,0 |
| Система промтеплофикации № 1 (ПТК-1) | 7,7 | 7,5 | 7,3 | 7,1 |
| Система промтеплофикации № 2 (ПТК-2) | 7,7 | 7,2 | 7,3 | 6,8 |
| Система промтеплофикации комплекса сооружений и резервуаров сырой нефти | 9,0 | 6,8 | 0 | 0 |

2.2.7. Тепловые нагрузки на систему ГВС

| Наименование системы | расчётная (проектная) нагрузка Гкал/ч | фактическая подключенная нагрузка Гкал/ч |
|---------------------------------------|---|--|
| Система горячего водоснабжения завода | 3,6 | 1,5 |

- 2.2.8. Общая протяжённость трубопроводов теплофикации - 35,1 км;
 2.2.9. Общая протяжённость трубопроводов ГВС - 9,6 км;

2.3. Сведения о системе снабжения ХОВ

- 2.3.1. Количество сторонних поставщиков обессоленной (ОВ) - 1 (договорная нагрузка - 140 т/ч);
 2.3.2. Количество собственных производителей ОВ - 1 (установка ХВП, проектная производительность - 120 т/ч);
 2.3.3. Количество собственных производителей ХОВ - 1 (установка КС-3, проектная производительность - 105 т/ч);
 2.3.4. Общая протяжённость трубопроводов ХОВ и ОВ - 6,4 км;
 2.3.5. Сырьём для установок ХВП и КС-3 является речная вода с р. Которосль;
 2.3.6. ОВ от стороннего поставщика применяется для снабжения УПВ-1 и установки «Гидрокрекинг»;
 2.3.7. ОВ от установки ХВП применяется для снабжения УПВ-2;
 2.3.8. ХОВ от КС-3 применяется для выработки пара котлами-утилизаторами.

2.4. Сведения о системе воздухоснабжения

- 2.4.1. Количество компрессорных станций - 3
 2.4.2. Количество сетей сжатого воздуха - 2 (воздух КИП и воздух технический)
 2.4.3. Общая протяжённость трубопроводов сжатого воздуха - 59 км;
 2.4.4. Количество компрессоров - 10
 2.4.5. Количество установок осушения воздуха - 15
 2.4.6. Общая установленная мощность ЭД компрессоров - 11,5 МВт

2.5. Сведения о системе речной воды

- 2.5.1. Количество собственных насосных станций - 1
 2.5.2. Количество сторонних поставщиков - 0
 2.5.3. Общая протяжённость трубопроводов речной воды - 45 км;
 2.5.4. Количество насосов - 4
 2.5.5. Общая установленная мощность ЭД насосов - 0,42 МВт

2.6. Сведения о системе оборотной воды

- 2.6.1. Количество централизованных блоков оборотного водоснабжения (БОВ) - 3
- 2.6.2. Количество индивидуальных блоков оборотного водоснабжения - 6
- 2.6.3. Общее количество градирен - 33 (на централизованных БОВ - 22, на индивидуальных БОВ - 11);
- 2.6.4. Общая мощность (паспортная) градирен - 50100 м³/ч, из них: централизованных БОВ - 44250 м³/ч, индивидуальных БОВ - 5850 м³/ч;
- 2.6.4. Общая протяжённость трубопроводов оборотной воды - 40 км;
- 2.6.5. Количество насосов централизованных БОВ - 33
- 2.6.6. Общая установленная мощность ЭД насосов централизованных БОВ - 16,1 МВт

2.7. Сведения о системе инертного газа (азота)

- 2.7.1. Количество сторонних поставщиков - 0
- 2.7.2. Количество собственных азотных станций - 3
- 2.7.3. Количество блоков разделения воздуха - 5 (4-по криогенной технологии, 1-по технологии КЦА);
- 2.7.4. Общая паспортная производительность блоков разделения воздуха - 4500 нм³/ч;
- 2.7.4. Общая протяжённость трубопроводов азота - 11,5 км;
- 2.7.5. Количество компрессоров - 14 (воздушных - 10, дожимных азотных - 4);
- 2.7.5. Общая установленная мощность ЭД компрессоров - 3,34 МВт

Общие сведения о топливопотребляющем оборудовании

1. Количество технологических печей - 94

| №№ п/п | тех. индекс печи | место установки | сырьё | тип | произ-ть по сырью, т/ч | тепловая мощность, Гкал/ч |
|-----------|------------------------|--------------------|---------------------------|--|------------------------------|---------------------------------|
| 1. | П-1 | АВТ-3 | отбензиненная нефть | шатровая, двускатная | 500,0 | 29,18 |
| 2. | П-2к | АВТ-3 | обессоленная нефть | верт., цилиндр. с гориз.конв. | 186,0 | 7,01 |
| 3. | П-3к | АВТ-3 | фракция 300-350°C | верт., цилиндр. с гориз.конв. | 130,0 | 4,12 |
| 4. | П-4/1, 4/2 | АВТ-3 | отбензиненная нефть | вертикал., двухблочная | 652,0 | 45,42 |
| 5. | П-1 | АВТ-4 | отбензиненная нефть | шатровая, двускатная | 500,0 | 29,18 |
| 6. | П-1к | АВТ-4 | полуотбензиненная нефть | верт., 2-х камер. с гориз.конв. | 424,0 | 30,94 |
| 7. | П-2 | АВТ-4 | отбензиненная нефть | шатровая, двускатная | 640,0 | 22,0 |
| 8. | П-3к | АВТ-4 | фракция НК-180°C | верт., цилиндр. с гориз.конв. | 110,8 | 6,4 |
| 9. | П-4к | АВТ-4 | фракция бензина 80-180°C | верт., цилиндр. с гориз.конв. | 104,4 | 6,0 |
| 10. | П-5к | АВТ-4 | фракция бензина 105-180°C | верт., цилиндр. с гориз.конв. | 97,46 | 5,27 |
| 11. | П-1 | ЭЛОУ-АТ-4 | нефть | вертикальная, коробчатая | 251,91 | 13,7 |
| 12. | П-2 | ЭЛОУ-АТ-4 | отбензиненная нефть, пар | вертикальная, коробчатая | 429,53 | 34,69 |
| 13. | П-3 | ЭЛОУ-АТ-4 | бензин | верт., цилиндр. с гориз.конв. | 273,096 | 9,82 |
| 14. | П-4 | ЭЛОУ-АТ-4 | бензин | верт., цилиндр. с гориз.конв. | 344,913 | 12,289 |
| 15. | П-301А | ВТ-3 | мазут | коробчатая, горизонтальная | 72,0 | 39,14 |
| 16. | П-301В | ВТ-3 | мазут | коробчатая, горизонтальная | 72,0 | 39,14 |
| 17. | О-1/1 | ВТ-6 | мазут | верт., однокам. с гориз.конв. | 550,0 | 36,395 |
| 18. | О-1/2 | ВТ-6 | мазут | верт., однокам. с гориз.конв. | 550,0 | 36,395 |
| 19. | VB-O-2/1 | Висбрекинг | гудрон | верт., 2-х камер. с гориз.конв. | 93,752 | 39,96 |
| 20. | VB-O-2/2 | Висбрекинг | гудрон | верт., 2-х камер. с гориз.конв. | 93,752 | 39,96 |
| 21. | П-1 | Битумная | гудрон | шатровая, односкатная | 60,0 | 1,9 |
| 22. | П-2 | Битумная | гудрон | шатровая, односкатная | 60,0 | 1,9 |
| 23. | П-1 | Л-35-6/300 | вторичный бензин | вертикал., 6-ти камерная | 64,0 | 15,0 |
| 24. | П-101 | Л-35-6/300 | бензин и ВСГ | цилиндр., вертикальная | 60,0 м³/ч | 5,89 |
| 25. | П-201 | Л-35-6/300 | ВСГ | цилиндр., вертикальная | 1800 м³/ч | 3,2 |
| 26. | П-202 | Л-35-6/300 | воздуха в КУ-1 | коробч., горизонтальная | н/д | 0,015 |
| 27. | П-1 | ЛГ-35-11/300 | стаб. гидрогенизат с ВСГ | вертикальная, многокамерная | 70,0 м³/ч | 16,5 |
| 28. | П-3 | ЛГ-35-11/300 | бензин | цилиндр., вертикальная | 35,0 м³/ч | 1,5 |
| 29. | П-105 | ЛГ-35-11/300 | ВСГ | цилиндр., вертикальная | 1800 м³/ч | 0,3 |
| 30. | П-1 | Л-35-11/300 | бензин и ВСГ | вертикальная, многокамерная | 49,0 | 20,5 |
| 31. | П-3 | Л-35-11/300 | бензин | цилиндр., вертикальная | 26,671 | 1,7 |
| 32. | Т-18 | 1А-1М | | цилиндр., горизонтальная | 150,0 | 24,5 |
| 33. | Т-19 | 1А-1М | насыщенный водяной пар | верт., цилиндр. с гориз.конв. | 17,0 | 1,39 |
| 34. | Т-20 | 1А-1М | вакуумный газойль | коробчатая, горизонтальная | 187,5 | 20,563 |
| 35. | П-100 | КР-600 | бензин с ВСГ | верт., цилиндр. с гориз.конв. | 110,11 | 4,57 |
| 36. | П-101 | КР-600 | стабильный гидрогенизат | верт., цилиндр. с гориз.конв. | 214,39 | 5,81 |
| 37. | П-102 | КР-600 | тяжелый бензин | верт., цилиндр. с гориз.конв. | 175,57 | 7,63 |
| 40. | П- 201...204 | КР-600 | гидрогенизат с ВСГ | вертик., коробчатая, 4-х камерная с гориз. конвекцией | 90,13 | 32,57 |
| 41. | П-205 | КР-600 | стабильный риформат | верт., цилиндр. с гориз.конв. | 101,8 | 4,15 |
| 42. | П-401 | КР-600 | высокоокт. комп.бензина | верт., цилиндр. с гориз.конв. | 131,5 | 5,51 |
| 43. | П-101 | Изомалк | куб колонны К-101 | верт., цилиндр. с гориз.конв. | 210,573 | 5,89 |
| 44. | П-201 | Изомалк | ГСС блока гидроочистки | верт., цилиндр. с гориз.конв. | 51,789 | 2,83 |
| 45. | П-202 | Изомалк | куб колонны К-202 | верт., цилиндр. с гориз.конв. | 182,819 | 4,46 |
| 46. | П-301 | Изомалк | ГСС блока изомеризации | верт., цилиндр. с гориз.конв. | 136,821 | 4,53 |
| 47. | П-302 | Изомалк | куб колонны К-302 | верт., цилиндр. с гориз.конв. | 233,637 | 5,16 |
| 48. | П-1 | Л-24/6 | дизельная фракция с ВСГ | верт., цилиндр. с гориз.конв. | 132,5 | 7,7 |
| 49. | П-2 | Л-24/6 | дизельная фракция с ВСГ | верт., цилиндр. с гориз.конв. | 132,5 | 7,7 |
| 50. | П-3 | Л-24/6 | дизельное топливо | шатровая, односкатная | 160,0 | 4,0 |
| 51. | П-4 | Л-24/6 | дизельное топливо | шатровая, односкатная | 160,0 | 4,0 |
| 52. | П-101 | ЛЧ-24/7 | дизельное топливо с ВСГ | цилиндр., вертикальная | 105 м³/ч | 6,2 |
| 53. | П-102 | ЛЧ-24/7 | стабильный гидрогенизат | цилиндр., вертикальная | 105 м³/ч | 4,7 |
| 54. | П-201 | ЛЧ-24/7 | дизельное топливо с ВСГ | цилиндр., вертикальная | 108 м³/ч | 6,2 |
| 55. | П-202 | ЛЧ-24/7 | стабильный гидрогенизат | цилиндр., вертикальная | 108 м³/ч | 4,7 |
| 56. | П-501 | УПВ-1 | парогазовая смесь, ВСГ | вертик., короб. с гориз.конв. | 127,0 | 80,31 |

| | | | | | | |
|-----|---------|------------|----------------------------------|--|-------------------------|-------|
| 57. | П-502 | УПВ-1 | пропан-бутановая фракция | верт., цилиндр. с horiz.конв. | 13,4 | 1,65 |
| 58. | Н-1 | УПВ-2 | парогазовая смесь, ВСГ | верт., 2 ^х кам. с horiz.конвек. | 190,0 | 68,32 |
| 59. | П-111А | ГК | вакуумный газойль с ВСГ | вертик., коробч., одноблочн. | 151,0 | 6,0 |
| 60. | П-111В | ГК | вакуумный газойль с ВСГ | вертик., коробч., одноблочн. | 151,0 | 6,0 |
| 61. | П-221 | ГК | куб колонны К-221 | вертик., коробч., одноблочн. | 355 м ³ /ч | 42,1 |
| 62. | П-231 | ГК | куб колонны К-231 | вертик., коробч., одноблочн. | 200 м ³ /ч | 35,4 |
| 63. | Н-101 | УГОБ | тяж.бензин в колонну К-101 | верт., цилиндр. с horiz.конв. | 35,2 | 14,29 |
| 64. | Н-201 | УГОБ | ГПС 1-й ст. гидрообессерив. | верт., цилиндр. с horiz.конв. | 108,7 | 4,11 |
| 65. | Н-202 | УГОБ | ГПС 2-й ст. гидрообессерив. | верт., цилиндр. с horiz.конв. | 104,8 | 7,37 |
| 66. | Н-203 | УГОБ | стаб.бензин в колонну К-201 | верт., цилиндр. с horiz.конв. | 103,5 | 4,25 |
| 67. | П-101 | УГОДТ | газосырьевая смесь | верт., цилиндр. с horiz.конв. | 194,6 | 10,25 |
| 68. | П-802 | МТБЭ | дизельное топливо | верт., цилиндр. с horiz.конв. | 203,0 | 10,53 |
| 69. | Н-101 | УПСК | терм. расщепл. отработ.серн.кисл | цилиндрич., циклонная | 0,7 | 2,1 |
| 70. | Н-102 | УПСК | сероводородсодерж. газ | цилиндр., горизонтальная | 2500 нм ³ /ч | 13,0 |
| 71. | Н-101 | РОСК | сероводородсодерж. газ | цилиндр., горизонтальная | 275 нм ³ /ч | 2,1 |
| 72. | 20П-3 | УПС | СВСГ и кислый газ | цилиндр., горизонтальная | 2,79 | 2,2 |
| 73. | 30П-3 | УПС | СВСГ и кислый газ | цилиндр., горизонтальная | 2,79 | 2,2 |
| 74. | П-101-1 | С-100 КМ-2 | мазут | верт., 1 камер. с horiz.конв. | 85,0 | 17,6 |
| 75. | П-101-2 | С-100 КМ-2 | мазут | верт., 1 камер. с horiz.конв. | 85,0 | 17,6 |
| 76. | П-304-1 | С-200 КМ-2 | экстракт | верт., 1 камер. с horiz.конв. | 100 м ³ /ч | 2,8 |
| 77. | П-201 | С-200 КМ-2 | рафинат | верт., 1 камер. с horiz.конв. | 100 м ³ /ч | 3,7 |
| 78. | 1П-301 | С-300 КМ-2 | рафинат | цил., верт. с горин.конвек. | 38,5 м ³ /ч | 2,26 |
| 79. | 2П-301 | С-300 КМ-2 | рафинат | цил., верт. с горин.конвек. | 40 м ³ /ч | 1,87 |
| 80. | П-304-2 | С-300 КМ-2 | экстрактный раствор | верт., 1 камер. с horiz.конв. | 30 м ³ /ч | 14,36 |
| 81. | П-305 | С-300 КМ-2 | | верт., 1 камер. с horiz.конв. | 100 м ³ /ч | 14,36 |
| 82. | 1П-401 | С-400 КМ-2 | рафинат | цил., верт. с горин.конвек. | 58 м ³ /ч | 8,31 |
| 83. | 2П-401 | С-400 КМ-2 | рафинат | цил., верт. с горин.конвек. | 59 м ³ /ч | 8,31 |
| 84. | 3П-401 | С-400 КМ-2 | рафинат | цил., верт. с горин.конвек. | 43 м ³ /ч | 5,77 |
| 85. | 1П-402 | С-400 КМ-2 | рафинат | цил., верт. с горин.конвек. | 58 м ³ /ч | 2,77 |
| 86. | 2П-402 | С-400 КМ-2 | рафинат | цил., верт. с горин.конвек. | 11 м ³ /ч | 2,77 |
| 87. | 3П-402 | С-400 КМ-2 | рафинат | верт., 1 камер. с horiz.конв. | 14 м ³ /ч | 11,54 |
| 88. | 1П-501 | С-500 КМ-2 | масло | цил., верт. с горин.конвек. | 50 м ³ /ч | 1,7 |
| 89. | 2П-501 | С-500 КМ-2 | масло | цил., верт. с горин.конвек. | 50 м ³ /ч | 2,0 |
| 90. | 3П-501 | С-500 КМ-2 | масло, ВСГ | цил., верт. с горин.конвек. | 50 м ³ /ч | 1,0 |
| 91. | 1П-601 | С-500 КМ-2 | депарафиниров. масло, ВСГ | цил., верт. с горин.конвек. | 50 м ³ /ч | 0,5 |
| 92. | 2П-601 | С-500 КМ-2 | парафин, ВСГ | цил., верт. с горин.конвек. | 50 м ³ /ч | 0,2 |
| 93. | П-701 | С-500 КМ-2 | масло | цил., верт. с горин.конвек. | 32 м ³ /ч | 1,6 |
| 94. | П-801 | С-800 КМ-2 | перегретый пар | цил., верт. с горин.конвек. | 7,0 | 1,7 |

1. Количество технологических котлов - 6

| №№ п/п | тех. индекс котла | место установки | тип | проектные характеристики | | | |
|-----------|-----------------------------|--------------------|----------------------------------|----------------------------------|---------------------------|--------------------------------------|-----------------------|
| | | | | давление, кгс/см ² | паро- произ-ть, т/ч | расход газа, м ³ /ч | расход ХОВ, т/ч |
| 1. | 20КУ-1 | УПС | Г-105/300 БЦ | 6,0 | 8,72 | 268,4 | 10,0 |
| 2. | 20КУ-2 | УПС | Г-420М | 6,0 | 1,3 | 120,0 | 1,25 |
| 3. | 30КУ-1 | УПС | Г-105/300 БЦ | 6,0 | 8,72 | 268,4 | 10,0 |
| 4. | 30КУ-2 | УПС | Г-420М | 6,0 | 1,3 | 120,0 | 1,25 |
| 5. | 40КУ-1 | УПС | Г-950 | 6,0 | 3,9 | 150,0 | 4,0 |
| 6. | 3П-302 (Е-802 - барабан) | С-800 КМ-2 | ВЦРК-12/14 ГМ верт., цилиндр. | 13,0 | 11,5 | 900,0 | 279,0 |

Сведения о технологических потребителях ТЭР

| №№ п/п | наименование потребителя | топливо | электроэнергия | т/з (пар) | т/з (вода) | ХОВ | воздух | азот | оборотная вода | речная вода |
|---|--|---------|----------------|-----------|------------|-----|--------|------|----------------|-------------|
| Цех № 1 - цех подготовки, первичной переработки нефти и производства нефтебитума | | | | | | | | | | |
| 1. | АВТ-3. Комбинированная атмосферная установка первичной перегонки нефти с блоком по обезвоживанию и обессоливанию нефти ЭЛОУ | + | + | + | + | + | + | + | + | + |
| 2. | АВТ-4. Атмосферная установка первичной перегонки нефти | + | + | + | + | + | + | | + | + |
| 3. | ЭЛОУ-АТ4. Комбинированная атмосферная установка первичной перегонки нефти с блоком по обезвоживанию и обессоливанию нефти ЭЛОУ | + | + | + | + | + | + | | + | + |
| 4. | ВТ-3. Установка вакуумной разгонки мазута | + | + | + | + | + | + | | + | |
| 5. | ВТ-6. Установка вакуумной разгонки мазута с блоком «Висбрекинг» | + | + | + | + | + | + | | + | |
| 6. | БУ. Установка по производству битумов | + | + | + | | | | + | | + |
| Цех № 3 - Каталитическое производство | | | | | | | | | | |
| 7. | Л-35-11/300. Установка каталитического риформинга | + | + | + | + | | + | | + | |
| 8. | ЛГ-35-11/300. Установка каталитического риформинга бензинов | + | + | + | + | | + | | + | |
| 9. | Л-35-6/300. Установка каталитического риформинга с отделением предварительной гидроочистки сырья Л-24/300 | + | + | + | + | + | + | + | + | |
| 10. | КР-600. Установка каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора (НРК) и блоком гидроочистки 20/4 | + | + | + | + | + | + | + | + | |
| 11. | 1А-1М. Установка каталитического крекинга | + | + | + | + | + | + | + | + | |
| 12. | Изомалк. Установка изомеризации фракции C ₅ -C ₆ | + | + | + | + | | + | + | + | |
| Цех № 4 - цех гидропроцессов | | | | | | | | | | |
| 13. | УПВ-1. Установка производства водорода | + | + | + | + | + | + | + | + | |
| 14. | Гидрокрекинг. Установка гидрокрекинга | + | + | + | + | + | + | + | + | |
| 15. | УПВ-2. Установка производства водорода | + | + | + | + | + | + | + | + | |
| 16. | Л-24/6. Установка гидроочистки дизельного топлива | + | + | + | + | | + | + | + | |
| 17. | ЛЧ-24/7. Установка гидроочистки дизельного топлива | + | + | + | + | | + | + | + | |
| 18. | ГОВ. Установка гидроочистки бензина | + | + | + | + | | + | + | + | |
| 19. | ГОДТ. Установка гидроочистки дизельного топлива | + | + | + | + | + | + | + | + | + |
| Цех № 5 - газовый цех | | | | | | | | | | |
| 20. | 25/7. Установка сернокислотного алкилирования | | + | + | | | + | | + | + |
| 21. | ГФУ. Газофракционирующая установка. | | + | + | + | | + | | + | |
| 22. | УОСГ. Установка очистки сухих газов | | + | + | + | | + | | + | |
| 23. | ГНЭ. Газоналивная эстакада | | + | + | + | | + | | | |
| 24. | УКФГ. Установка по сбору и компримированию факельных газов | + | + | + | + | | + | | + | |
| 25. | УНСШС. Установка нейтрализации сернисто-щелочных стоков | | + | + | + | | + | | + | |
| 26. | УПС. Установка производства элементарной серы и регенерации сульфидсодержащих стоков | + | + | + | + | + | + | + | + | |
| 27. | УПСК. Установка производства серной кислоты | + | + | + | + | + | + | + | | |
| 28. | УРОСК. Установка регенерации отработанной серной кислоты | + | + | + | + | + | + | + | | |
| 29. | МТБЭ. Установка по производству метил-трет-бутилового эфира | + | + | + | | + | + | + | + | |
| 30. | РХ. Реагентное хозяйство | | + | + | + | | + | + | | + |
| 31. | СХМ. Спецреагентное хозяйство метанола | | + | + | + | | + | + | | + |
| Цех № 6 - Производство масел и парафинов КМ-2 | | | | | | | | | | |
| 32. | С-100. Установка вакуумной разгонки мазута | + | + | + | | + | | | + | |
| 33. | С-200. Установка деасфальтизации гудрона Г-36/37 | + | + | + | + | | + | + | + | + |
| 34. | С-300. Установка селективной очистки масел Г-37 | + | + | + | + | | + | + | + | + |

| №№ п/п | наименование потребителя | топливо | электроэнергия | т/э (пар) | т/э (вода) | ХОВ | воздух | азот | оборотная | речная вода |
|---|--|---------|----------------|-----------|------------|-----|--------|------|-----------|-------------|
| 35. | С-400. Установка депарафинизации масел и обезмасливания Г-39/40 | + | + | + | + | + | + | + | + | + |
| 36. | С-500. Установка гидроочистки масел и парафинов | + | + | + | + | + | + | + | + | + |
| 37. | Товарный участок по приему, смешению и отгрузки товарных масел | | + | + | + | | + | + | | + |
| 38. | Участок полуфабрикатов и товарной парафино-восковой продукции | | + | + | + | | | + | | + |
| Цех № 12 - Очистные сооружения | | | | | | | | | | |
| 39. | Участок механической очистки стоков | | + | + | + | | + | | | + |
| 40. | Участок биологической очистки стоков | | + | | + | | + | | | |
| 41. | Участок обработки нефтешлама и ловушечной нефти | | + | + | + | | + | | | + |
| Цех № 13 - Товарно-сырьевая база | | | | | | | | | | |
| 42. | Парки смешения | | + | + | + | | + | | | + |
| 43. | ТСП. Товарно-сырьевые парки | | + | + | + | | + | | | + |
| 44. | КС и РНС. Комплекс сооружений и резервуаров сырой нефти | | + | + | + | | + | + | + | + |
| 45. | Участок закачки нефти | | + | | | | | | | |
| 46. | Участок отгрузки нефтепродуктов | | + | + | + | | | | | |
| 47. | Станция налива нефтепродуктов в автоцистерны | | + | | + | | + | | | + |
| 48. | СНТНА. Система налива темных нефтепродуктов в автотранспорт | | + | + | + | + | + | + | | |
| Цех № 17 - цех ресурсобеспечения | | | | | | | | | | |
| 49. | ХВП. Установка Химводоподготовки | | + | + | + | | + | + | | + |
| 50. | ЦВК-1,2,3. Центральные воздушные компрессорные станции | | + | | + | | | | + | + |
| 51. | АУ. Азотные установки | | + | | + | + | + | | | |
| 52. | БОВ-1,2,3. Блоки оборотного водоснабжения | | + | | + | + | | | + | + |
| 53. | ЦТП. Центральный тепловой пункт | | + | + | | | | | | |
| 54. | КС-1,2,3. Конденсатные станции | | + | + | + | | + | + | | + |

Сведения о технологических производителях ТЭР

| №№ п/п | наименование потребителя | топливо | электроэнергия | т/з (пар) | т/з (вода) | ХОВ | воздух | азот | оборотная вода | речная вода |
|-----------|--|---------|----------------|-----------|------------|-----|--------|------|----------------|-------------|
| 1. | АВТ-3. Комбинированная атмосферная установка первичной перегонки нефти с блоком по обезвоживанию и обессоливанию нефти ЭЛОУ | + | | + | | | | | | |
| 2. | АВТ-4. Атмосферная установка первичной перегонки нефти | + | | + | + | | | | | |
| 3. | ЭЛОУ-АТ4. Комбинированная атмосферная установка первичной перегонки нефти с блоком по обезвоживанию и обессоливанию нефти ЭЛОУ | + | | + | | | | | | |
| 4. | ВТ-3. Установка вакуумной разгонки мазута | | | + | | | | | | |
| 5. | ВТ-6. Установка вакуумной разгонки мазута с блоком «Висбрекинг» | + | | + | + | | | | | |
| 6. | Л-35-11/300. Установка каталитического риформинга | + | | | | | | | | |
| 7. | ЛГ-35-11/300. Установка каталитического риформинга бензинов | + | | | | | | | | |
| 8. | Л-35-6/300. Установка каталитического риформинга с отделением предварительной гидроочистки сырья Л-24/300 | + | | + | + | | | | | |
| 9. | КР-600. Установка каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора (НРК) и блоком гидроочистки 20/4 | + | | + | | | | | | |
| 10. | 1А-1М. Установка каталитического крекинга | + | | + | | | | | | |
| 11. | Изомалк. Установка изомеризации фракции C ₅ -C ₆ | + | | | + | | | | | |
| 12. | УПВ-1. Установка производства водорода | + | | + | + | | | | | |
| 13. | Гидрокрекинг. Установка гидрокрекинга | + | | + | + | | | | | |
| 14. | УПВ-2. Установка производства водорода | + | | + | + | | | | | |
| 15. | Л-24/6. Установка гидроочистки дизельного топлива | + | | | | | | | | |
| 16. | ЛЧ-24/7. Установка гидроочистки дизельного топлива | + | | | | | | | | |
| 17. | ГОб. Установка гидроочистки бензина | + | | | + | | | | | |
| 18. | ГОДТ. Установка гидроочистки дизельного топлива | + | | | + | | | | | |
| 19. | 25/7. Установка сернокислотного алкилирования | + | | | | | | | | |
| 20. | ГФУ. Газофракционирующая установка. | + | | | | | | | | |
| 21. | УКФГ. Установка по сбору и компримированию факельных газов | + | | | | | | | | |
| 22. | УПС. Установка производства элементарной серы и регенерации сульфидсодержащих стоков | | | + | + | | | | | |
| 23. | УПСК. Установка производства серной кислоты | + | | + | | | | | | |
| 24. | УРОСК. Установка регенерации отработанной серной кислоты | + | | + | | | | | | |
| 25. | МТБЭ. Установка по производству метил-трет-бутилового эфира | + | | | | | | | | |
| 26. | С-100. Установка вакуумной разгонки мазута | + | | + | + | | | | | |
| 27. | С-200. Установка деасфальтизации гудрона Г-36/37 | + | | | | | | | | |
| 28. | С-500. Установка гидроочистки масел и парафинов | + | | | | | | | | |
| 29. | СНТНА. Система налива темных нефтепродуктов в автотранспорт | | | | + | | | | | |
| 30. | ХВП. Установка Химводоподготовки | | | | | + | | | | |
| 31. | ЦВК-1,2,3. Центральные воздушные компрессорные станции | | | | | | + | | | |
| 32. | АУ. Азотные установки | | | | | | | + | | |
| 33. | Насосная станция «Водозабор» | | | | | | | | | + |
| 34. | БОВ-1,2,3. Блоки обратного водоснабжения | | | | | | | | + | |
| 35. | ЦТП. Центральный тепловой пункт | | | | + | | | | | |
| 36. | КС-1,2,3. Конденсатные станции | | | | | + | | | | |