

Установка переработки нефти ОЗРМ

УПН-15, УПН-30, УПН-50, УПН-70, УПН-100, УПН-150, УПН-250, УПН-500



Техническое описание

По вопросам продаж и поддержки обращайтесь:

Архангельск (8182)63-90-72
Астана +7(7172)727-132
Астрахань (8512)99-46-04
Барнаул (3852)73-04-60
Белгород (4722)40-23-64
Брянск (4832)59-03-52
Владивосток (423)249-28-31
Волгоград (844)278-03-48
Вологда (8172)26-41-59
Воронеж (473)204-51-73
Екатеринбург (343)384-55-89
Иваново (4932)77-34-06
Ижевск (3412)26-03-58
Казань (843)206-01-48

Калининград (4012)72-03-81
Калуга (4842)92-23-67
Кемерово (3842)65-04-62
Киров (8332)68-02-04
Краснодар (861)203-40-90
Красноярск (391)204-63-61
Курск (4712)77-13-04
Липецк (4742)52-20-81
Магнитогорск (3519)55-03-13
Москва (495)268-04-70
Мурманск (8152)59-64-93
Набережные Челны (8552)20-53-41
Нижний Новгород (831)429-08-12
Новокузнецк (3843)20-46-81

Новосибирск (383)227-86-73
Омск (3812)21-46-40
Орел (4862)44-53-42
Оренбург (3532)37-68-04
Пенза (8412)22-31-16
Пермь (342)205-81-47
Ростов-на-Дону (863)308-18-15
Рязань (4912)46-61-64
Самара (846)206-03-16
Санкт-Петербург (812)309-46-40
Саратов (845)249-38-78
Севастополь (8692)22-31-93
Симферополь (3652)67-13-56
Сургут (3462)77-98-35

Смоленск (4812)29-41-54
Сочи (862)225-72-31
Ставрополь (8652)20-65-13
Тверь (4822)63-31-35
Томск (3822)98-41-53
Тула (4872)74-02-29
Тюмень (3452)66-21-18
Ульяновск (8422)24-23-59
Уфа (347)229-48-12
Хабаровск (4212)92-98-04
Челябинск (351)202-03-61
Череповец (8202)49-02-64
Ярославль (4852)69-52-93

ОЗРМ занимается изготовлением установок первичной переработки нефти, газового конденсата и другого нефтяного сырья.

Номенклатура нефтеперерабатывающих установок, по производительности (тыс. тонн / в год):

Нефтеперерабатывающая установка УПН-15 (мини НПЗ производительностью 15 тыс. тонн / в год),

Нефтеперерабатывающая установка УПН-30 (мини НПЗ производительностью 30 тыс. тонн / в год),

Нефтеперерабатывающая установка УПН-50 (мини НПЗ производительностью 50 тыс. тонн / в год),

Нефтеперерабатывающая установка УПН-70 (мини НПЗ производительностью 70 тыс. тонн / в год),

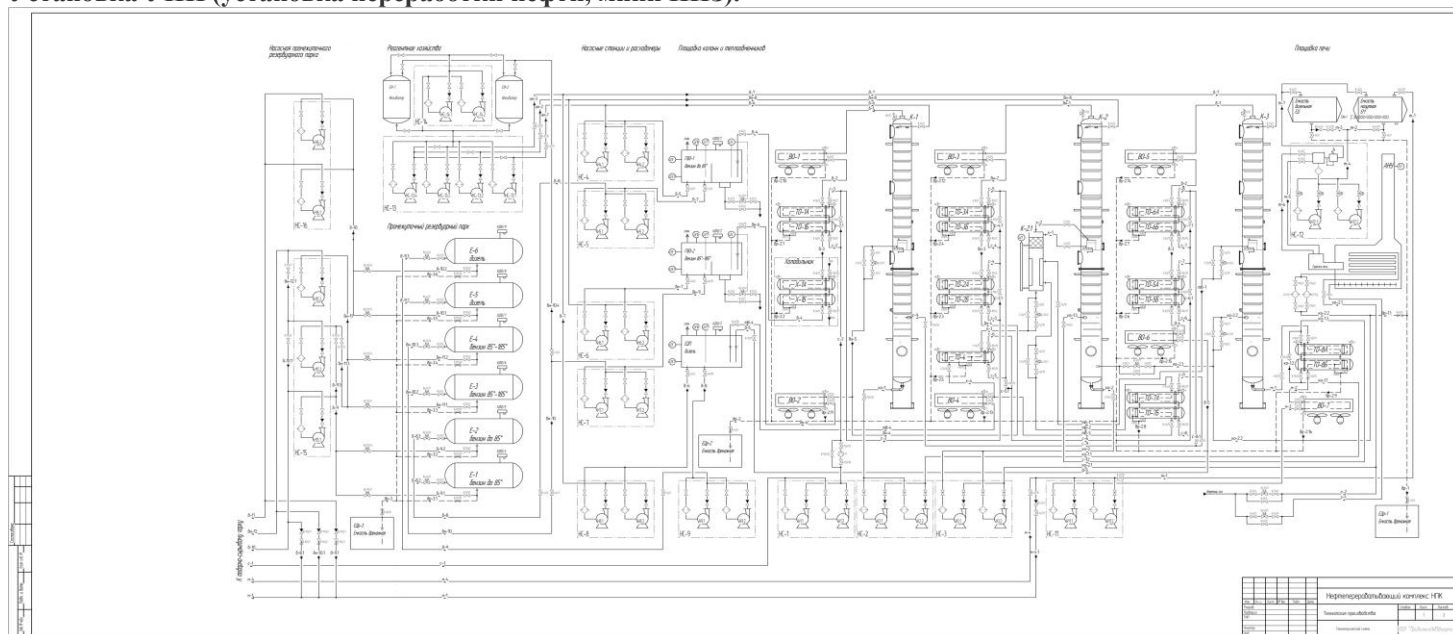
Нефтеперерабатывающая установка УПН-100 (мини НПЗ производительностью 100 тыс. тонн / в год),

Нефтеперерабатывающая установка УПН-150 (мини НПЗ производительностью 150 тыс. тонн / в год),

Нефтеперерабатывающая установка УПН-250 (мини НПЗ производительностью 250 тыс. тонн / в год).

Нефтеперерабатывающая установка УПН-500 (мини НПЗ производительностью 500 тыс. тонн / в год).

Установка УПН (установка переработки нефти, мини НПЗ).



Сырая нефть со склада поступает на насос Н1. При проектном расходе сырой нефти в работе будет находиться один насос. Регулирование расхода сырой нефти осуществляется с помощью расходомера и частотного преобразователя насоса.

Проходя последовательно теплообменники в которых за счет тепла бензина, дизельного топлива и мазута сырая нефть подогревается с температуры 20 °С до 200°С и поступает на каскадные тарелки отпарной колонны К-1 где происходит выделение легкой фракции бензина. Для более четкого разделения фракции бензина и керосина с полуглухой тарелки К-1 керосин направляется в отпарную колонну К-1.1 состоящую из секции с кольцами рашинга и испарителя в межтрубное пространство которого подается горячая струя отбензиненной нефти после нагревателя углеводородов печи АНУ.

Легкие пары бензина из отпарной секции керосина возвращаются в колонну К-1, а жидкая фракция с низа секции К-1.1 через задвижку поступает в трубопровод отбензиненной нефти на вход насоса Н-10. Отпарная колонна К-1 вертикальный цилиндр с внутренним диаметром 1200 мм, высотой 18 м. В верхней части колонны установлены 10 сетчатых тарелок, в нижней части колонны каскадные тарелки. Нефть после теплообменников поступает на каскадные тарелки с температурой 180-200°С. Для поддержания температуры в нижней части колонны К-1 туда подается горячая струя отбензиненной нефти после печи АНУ. Проливаясь по каскадным тарелкам при температуре 200 0С из нефти испаряются легкие фракции керосина и бензина, пары керосина конденсируются на полуглухой тарелке керосина колонны К-1 и с нее направляются в отпарную колонну К-1.1, а легкие пары бензина и воды, выходящие из колонны К-1

конденсируются и охлаждаются в воздушных охладителях ВО1-1...ВО1-3 и в теплообменниках ТО1..ТО3 до температуры 40°C (ТЕ7), и стекают в сепарирующую емкость ГВО (газоводоотделитель), где отделяется неконденсированный углеводородный газ (в случае, если он выделяется) и расслаивается вода от бензина. Граница раздела сред воды и бензина контролируется уровнемером, который управляет клапаном, сбрасывающим воду в канализационную линию. Часть бензина из ГВО забирается насосом Н2 и подается в виде флегмы на тарелку 1 колонны К-1, для регулирования температуры верха колонны. Расход части бензина на орошение верха колонны контролируется и регулируется в зависимости от температуры верха колонны, частотным преобразователем насоса. Остальная часть бензина в зависимости от показаний датчиков уровня откачивается насосом в товарно-сырьевой парк. С нижней части колонны К-1, отбензиненная нефть поступает на вход насоса Н10, который подает ее в змеевик печи АНУ.

В печи АНУ за счет сжигания мазута, температура сырой нефти поднимается до 360°C. Температура нагрева сырой нефти в печи АНУ контролируется (ТЕ4) и регулируется мощностью горелки, горелочного устройства печи АНУ.

Печь АНУ защищена блокировками (с отключением печи) по следующим параметрам:

- Высокое давление мазута к рабочей горелке ;
- Высокая температура дымовых газов на выходе из печи (ТЕ3)
- Низкий расход сырой нефти – 15м³/ч (FT1);
- Высокое давление нефти на входе печи – 10 кг/см² (PT1);
- Низкое давление мазута
- Показание пламени –

Нагретый в печи АНУ поток сырой нефти поступает в ректификационную колонну К-2.

Ректификационная колонна К-2 предназначена для разгонки сырой отбензиненной нефти на фракции с получением дизельного топлива (220-360°C) и мазута (свыше 340°C).

Колонна К-2 – вертикальный цилиндрический сосуд с внутренним диаметром 1200мм, высотой 18000 мм. внутри колонны установлены пакетные трехслойные тарелки с сетчатой насадкой на которых противоточным контактом паров нефти и орошения происходит разделение углеводородных паров на требуемые фракции.

Нумерация тарелок с верха вниз, температура верха колонны 260-280°C , низа колонны – 350°C , давление верха 0,06 МПа.

Из испарительной части колонны пары углеводородов поднимаются вверх по тарелкам колонны, а тяжелые фракции накапливаются в кубовой части. Верхние пары дизтоплива, выходящие из колонны К-2, конденсируются и охлаждаются в в воздушных охладителях и в теплообменниках до температуры 40°C, и поступает в дизельную емкость резервуар.

С целью улучшения разделения фракций колонны К-2 предусмотрено промежуточное орошение дизтопливом из емкости под верхнюю тарелку.

Дизельное топливо накапливается в емкости, уровень которого контролируется уровнемером LE6. Расход дизтоплива на орошение контролируется и регулируется в зависимости от температуры на тарелки, частотным преобразователем насоса.

Остальная часть дизтоплива в зависимости от показаний датчиков уровня. Откачивается насосом в емкость промежуточного резервуарного парка.

Мазут из нижней части ректификационной колонны через теплообменники, воздушный охладитель поступает на вход насоса, откачивающего мазут в товарно-сырьевой парк. Уровень мазута в колонне К-2 контролируется уровнемером и регулируется производительностью насоса. До вывода установки УПН на нормальный технологический режим работы — бензин, дизтопливо и мазут отводятся ручными задвижками в линию некондиции в сырьевой парк.

Состав вспомогательных технологических сооружений мини НПЗ (установки переработки нефти):

На нефтеперерабатывающем заводе (мини-НПЗ) предусматриваются следующие вспомогательные сооружения:

1. Установка по перегонке нефти УПН:

- площадка насосов УПН;
- операторная и лаборатория мини НПЗ;
- дренажные емкости и резервуары v=10м³;
- котельная мини НПЗ;

Площадка технологических насосов завода предназначена для установки насосов:

- подачи нефти из сырьевых резервуаров на технологическую установку по перегонке нефти.
- перекачивания готовых нефтепродуктов с установки в промежуточный резервуарный парк.

Для подачи нефти на установку применяются два насоса, один рабочий насос, один резервный..

Для перекачивания бензина и подачи орошения бензином и дизтопливом в колонны К-1 и К-2 насосная оснащается шестью консольными, моноблочными насосами, по два на каждый продукт (один рабочий, один резервный) для бензина и дизельного топлива.

Для перекачивания дизтоплива с установки в нефтехранилище используются насосы производительностью 25м³/ч.

Для перекачивания мазута с установки в нефтехранилище используются насосы производительностью 18м³/ч.

В качестве горячего насоса для подачи отбензиненной нефти в печь АНУ используются насосы производительностью 25м³/ч.

Для насосов предусмотрены следующие блокировки: автоматическое отключение насосов при повышении (понижении) давления в напорной линии насосов, при достижении в резервуарах верхнего аварийного уровня.

Насосные агрегаты имеют местное и дистанционное управление, оборудуются запорными устройствами. На линии нагнетания каждого насоса располагается обратный клапан для предотвращения обратного потока продуктов.

Полы насосной выполняются из негорючих, стойких к воздействию нефти материалов.

Насосная расположена в помещении размером 7х16м.

Дренажные емкости и резервуары.

Сбор дренажа ЛВЖ от насосов и трубопроводов технологической насосной установки производится в дренажные подземные емкости.

Емкости имеют объем 10 м³.

Емкости оснащены трубопроводами: опорожнения, зачистки, дыхательными и замера уровня топлива. На дыхательном трубопроводе предусматривается огневой предохранитель и дыхательный клапан. Откачка емкости производится передвижными средствами, по сигнализации уровня. Контроль загазованности производится переносными газоанализаторами.

Емкости относятся к взрывоопасным установкам класса В-1г, группа смеси IIA-T3.

Вся арматура принята стальная, на давление P=1,6Мпа, класс герметичности «А» по ГОСТ 9544-93.

Технологические трубопроводы.

Проектируемые трубопроводы, согласно ПБ 03-585-03, относятся к технологическим:

— нефти, бензина, дизтоплива – III категории, группе Б(б),

— мазутопроводы – IV категории, группе Б(в);

— трубопроводы паров — II категории, группе Б(а).

В связи с их высокой ответственностью по назначению, местоположению, экологической опасностью, к ним предъявлены требования, как к трубопроводам категории не ниже I.

Технологические трубопроводы расположены над землей на низких и высоких несгораемых опорах с уклоном в сторону технологических насосных. Для трубопроводов бензина, дизельного топлива – уклон 0,002, для газойля и мазута уклон — 0,004.

Предусматривается система самокомпенсации возможных перемещений трубопроводов. Принята естественная компенсация за счет использования поворотов трубопроводов «П», «Z» и «Г» — образной конфигурации, которая обеспечивает компенсацию перемещений трубопроводов. Мазутопроводы прокладываются с наружным обогревом в теплоизоляции из несгораемых материалов. В качестве теплоносителя используется пар.

Для выполнения продувки трубопроводов и оборудования предусматриваются стационарные трубопроводы пара с патрубками, запорной арматурой и глухим фланцем.

При переходе через дороги трубопроводы прокладываются в лотках или эстакадах. Для опорожнения трубопроводов в нижних точках выполнены дренажные устройства с запорной арматурой. Лотки после укладки труб, засыпаются песком.

За ограждением резервуарных парков располагаются узлы электроприводной запорной арматуры с ручным и дистанционным управлением.

На всасывающих и нагнетательных трубопроводах насосных предусматриваются отключающие задвижки.

Для предупреждения и предотвращения аварий, устанавливается межблочная, отсекающая, арматура.

Толщина стенок трубопроводов принята согласно расчетам по РТМ 38.001-94.

В соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» ПБ 03-585-03 и, учитывая свойства нефти и нефтепродуктов, приняты трубы стальные, сварные, прямошовные из стали 20 по ГОСТ 10704-91, трубы стальные, горячедеформированные, бесшовные из стали 20 по ГОСТ 8732-78 и стальные холоднодеформированные, бесшовные из стали 20 по ГОСТ 8734-75.

Расчетный срок эксплуатации трубопроводов мини НПЗ — 20 лет. Детали трубопроводов принимаются в заводском исполнении. Монтаж, контроль качества сварных стыков трубопроводов УПН и гидравлическое испытание произвести в соответствии со СНиП 3.05.05-84, ПБ 03-585-03. Для всех трубопроводов нефтеперерабатывающего завода произвести визуальный и измерительный контроль сварных стыков. Контроль сварных стыков ультразвуковым методом произвести для трубопроводов:

— I категории в объеме 20%;

— III категории в объеме 2%;

от общего числа сваренных каждым сварщиком (но не менее одного).

До проведения испытаний произвести очистку внутренней полости труб от ржавчины, окалины.

Трубопроводы испытываются гидравлически на прочность и плотность, в соответствии со СНиП 3.05.05-84. После испытания трубопроводы продуть сжатым воздухом. В соответствии с ПБ 03-585-03 все

трубопроводы группы Б(б) подвергаются дополнительному пневматическому испытанию на герметичность с определением падения давления во время испытания. Дополнительное испытание на герметичность проводится после проведения испытаний на прочность и плотность, промывки и продувки.

При монтаже технологических мини НПЗ трубопроводов сварку замыкающего стыка производить при температуре не менее +5°C.

Опорожнение проектируемых технологических трубопроводов топлива во время ремонтных работ предусматривается в автоцистерны, через муфты быстроразъемные, расположенные в нижних точках трубопроводов.

На каждой установке переработки нефти предусмотрена установка стальных ручных клиновых задвижек на условное давление Ру 1,6МПа, с ответными фланцами и крепежом, с классом герметичности «А». Для обслуживания арматуры предусмотрены площадки с ограждением.

Вне площадки насосной мини НПЗ, на всасывающих и нагнетательных трубопроводах, устанавливаются аварийные задвижки на расстоянии не далее 15 м. и не ближе 3 м. от насосной.

На трубопроводах, подключаемых к нефтеперерабатывающей установке УПН предусматривается установка отключающей арматуры на расстоянии не ближе 3 м и не далее 50 м от границы установки.

Допустимые скорости движения жидкостей по трубопроводам приняты в соответствии с «Правилами защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности» и «Указаниями по технологическому проектированию защиты резервуаров от статического электричества У-ТХ-93», при этом учитывалось, что объемное электрическое сопротивление веществ (бензин, дизельное топливо), более 10е+09 Ом/м (РТМ6-28-007-78).

По вопросам продаж и поддержки обращайтесь:

Архангельск (8182)63-90-72
Астана +7(7172)727-132
Астрахань (8512)99-46-04
Барнаул (3852)73-04-60
Белгород (4722)40-23-64
Брянск (4832)59-03-52
Владивосток (423)249-28-31
Волгоград (844)278-03-48
Вологда (8172)26-41-59
Воронеж (473)204-51-73
Екатеринбург (343)384-55-89
Иваново (4932)77-34-06
Ижевск (3412)26-03-58
Казань (843)206-01-48

Калининград (4012)72-03-81
Калуга (4842)92-23-67
Кемерово (3842)65-04-62
Киров (8332)68-02-04
Краснодар (861)203-40-90
Красноярск (391)204-63-61
Курск (4712)77-13-04
Липецк (4742)52-20-81
Магнитогорск (3519)55-03-13
Москва (495)268-04-70
Мурманск (8152)59-64-93
Набережные Челны (8552)20-53-41
Нижний Новгород (831)429-08-12
Новокузнецк (3843)20-46-81

Новосибирск (383)227-86-73
Омск (3812)21-46-40
Орел (4862)44-53-42
Оренбург (3532)37-68-04
Пенза (8412)22-31-16
Пермь (342)205-81-47
Ростов-на-Дону (863)308-18-15
Рязань (4912)46-61-64
Самара (846)206-03-16
Санкт-Петербург (812)309-46-40
Саратов (845)249-38-78
Севастополь (8692)22-31-93
Симферополь (3652)67-13-56
Сургут (3462)77-98-35

Смоленск (4812)29-41-54
Сочи (862)225-72-31
Ставрополь (8652)20-65-13
Тверь (4822)63-31-35
Томск (3822)98-41-53
Тула (4872)74-02-29
Тюмень (3452)66-21-18
Ульяновск (8422)24-23-59
Уфа (347)229-48-12
Хабаровск (4212)92-98-04
Челябинск (351)202-03-61
Череповец (8202)49-02-64
Ярославль (4852)69-52-93