


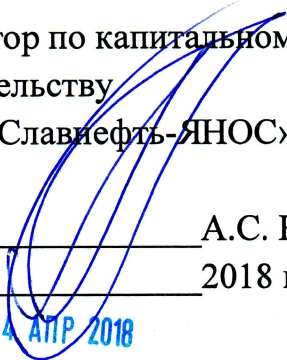
СОГЛАСОВАНО

Главный инженер
ОАО «Славнефть-ЯНОС»


Н.Н. Вахромов
«24» 01 2018 г.

УТВЕРЖДАЮ

Директор по капитальному
строительству
ОАО «Славнефть-ЯНОС»


А.С. Кесарев
«__» 2018 г.

04 АПР 2018

**Технические решения и условия
по проектированию технологических трубопроводов. Компоновка.
Монтажная часть.**

ТМ-00-ОТР

2018г.

Основные технические решения и условия
по проектированию технологических трубопроводов. Компоновка. Монтажная часть.
Конфиденциально
Собственность ОАО «Славнефть-ЯНОС»
Воспроизведение и использование допускается только с письменного разрешения
ОАО «Славнефть-ЯНОС»

Содержание

	№ стр.
1. Назначение и применение документа. Цели.	4
2. Техническая документация на трубопроводы (монтажная часть ТМ, трубопроводы ОВ, ПТ и НВК) и 3D модель.	5
2.1. Сокращения	5
2.2. Термины и определения.	5
2.3. Порядок проектирования.	6
2.4. Состав раздела ТМ.	7
2.5. Изометрические чертежи, планы оборудования и трубопроводов.	7
3. Компоновка.	10
3.1. Общие принципы.	10
3.2. Расположение печей.	13
3.3. Блок обратного водоснабжения (градирни)	13
3.4. Закрытая насосная.	13
3.5. Открытая насосная.	13
3.6. Колонны и емкостное оборудование.	16
3.7. Теплообменное оборудование.	16
3.8. Реакторы.	16
3.9. Факельная и дренажная емкость, холодильник факельных сбросов	16
3.10. Котлы.	16
3.11. Электротрассы.	16
3.12. Примеры расположения оборудования на плане.	16
4. Площадки обслуживания.	19
4.1. Проходы, переходы.	19
4.2. Лестницы, стремянки.	21
4.3. Площадки обслуживания.	22
5. Материалы и детали трубопроводов.	27
5.1. Материал деталей трубопроводов	25
5.2. Фланцевые соединения.	27
5.3. Муфтовые соединения	28
5.4. Трубопроводы высокого давления.	28

5.5. Заглушки.	29
5.6. Применение запорной / регулирующей арматуры.	29
6. Конфигурация (геометрия) трубопроводов.	33
7. Способы прокладки трубопроводов относительно транспортных дорог.	35
8. Конфигурации сборок конденсатоотводчиков, клапанных сборок, массовых расходомеров	38
9. Размещение арматуры.	40
10. Опоры трубопроводов.	44
11. Энергопосты.	46
12. Узлы продувки пропарки оборудования.	47
13. Воздух КИП.	49
14. Устройства для дренажа и продувки трубопроводов.	52
15. Дренажи в закрытую систему.	54
16. Свечи.	57
17. Трубопроводы обвязки насосов.	58
18. Трубопроводы обвязки печей.	60
19. Коллекторы.	61
19.1. Коллектор продувки котельного оборудования.	61
19.2. Коллектор теплофикационного контура	61
19.3. Коллектор факела.	62
20. Допустимые нагрузки на штуцеры оборудования от трубопроводов	64
21. Технологическая карта выполнения теплоизоляционных работ технологического оборудования и трубопроводов.	65
22. Обогрев.	67
22.1. Теплоспутники.	67
22.2. Конденсатоотводчики.	68
22.3. Узлы обогрева.	68
22.4. Чертежи расположения узлов гребенок запитки и распитки.	72
22.5. Схемы прокладки теплоспутников.	73
23. Планы и разрезы заземления и шунтирующих перемычек.	75

1. Назначение и применение документа. Цели.

1.1. Настоящий документ «Технические решения и условия по проектированию технологических трубопроводов. Компонировка. Монтажная часть. ТМ-00-ОТР» определяет требования проектированию и к рабочей документации (монтажная часть) технологических и вспомогательных трубопроводов (в том числе разделы ОВ, ПТ и НВК), учитывают при проектировании разделов АР, ГП, АТХ, КМ, КЖ, Электрики, НВК, ОВ для новых производственных объектов или участков объекта, подвергающихся полной реконструкции (требующей полного демонтажа, трубопроводов и аппаратов), объектов технического перевооружения.

1.2. При проектировании технологических трубопроводов руководствуются действующей нормативно технической документацией, ТМ-00-ОТР, документом «Требования к проектированию разделов ТХ (технологические схемы), ТТ (теплотехнические схемы), НВК (схемы обратного водоснабжения)», ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные», техническими требованиями базового проекта (при наличии). В случае разночтений руководствуются более жесткими требованиями.

1.3. Цели применения настоящего документа:

- сокращение сроков и улучшение качества проектирования, избегание недопонимания между проектировщиком и заказчиком за счет применения единых технических решений заказчика на начальном этапе проектирования;
- сведение к минимуму дополнительных/новых условий заказчика к проекту в ходе проектирования;
- организация безопасного обслуживания и доступа к оборудованию.

2. Техническая документация на трубопроводы (монтажная часть ТМ, трубопроводы ОВ, ПТ и НВК) и 3D модель.

2.1.Сокращения.

АР – Архитектурные решения;

ГП – Генеральный план;

ТМ – трубопроводы, монтажная часть;

ОВ – отопление и вентиляция;

ПТ – Противопожарная защита;

НВК – Наружные сети водоснабжения и канализации;

КМ – Конструкции металлические;

КЖ – конструкции железобетонные;

АТХ – автоматизация технологии производства;

ИЧ – изометрические чертежи трубопроводов;

ОД – Общие данные;

АВО – Аппарат воздушного охлаждения. (Воздушный холодильник).

2.2.Термины и определения.

- Проектировщик – проектная организация, выполняющая собственными силами проектирование и/или инженерно-изыскательские работы по проектируемому объекту на основании договора с Заказчиком.

- Рабочая документация – совокупность текстовых и графических документов, обеспечивающих реализацию принятых в утвержденной проектной документации технических решений объекта капитального строительства, необходимых для производства строительных и монтажных работ, обеспечения строительства оборудованием, изделиями и материалами и/или изготовления строительных изделий.

- 3D модель – электронная трехмерная модель проектируемого объекта.

- Общие данные – общие указания, требования к монтажу, условные обозначения, применяемые на чертежах раздела, перечень прилагаемых документов, ведомость рабочих чертежей основного комплекта; для новых технологических объектов приводится перечень ссылочных документов);

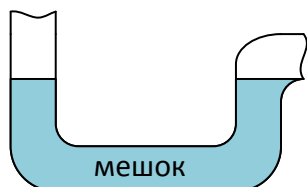
- Компоновка – планы, виды, разрезы расположения технологического оборудования, зданий, сооружений бетонных и металлоконструкций

- Закрытая насосная – отапливаемое помещение, в котором располагают насосное оборудование.

- Открытая насосная – площадка, на которой располагают насосное

оборудование.

- Блок обратного водоснабжения – узел охлаждения, подпитки, перекачивания обратной воды с насосами и градирнями.
- Гидравлический мешок – конфигурация трубопровода, при которой образуется участок, который невозможно полностью дренировать в технологическое оборудование (емкость, колонна, насос с дренажем в закрытую систему). Пример:



- Коллектор факела – трубопроводный коллектор, соединенный с факельной системой предприятия, обеспечивающей не превышение давления 0,05 МПа, в который направляются сбросы нефтепродуктов от технологического оборудования и от предохранительных клапанов защищающих технологическое оборудование и трубопроводы от превышения давления.
- Технологические трубопроводы – стальные трубопроводы, предназначенные для транспортирования газообразных, парообразных и жидких сред в диапазоне от остаточного давления (вакуума) 0,001 МПа до условного давления 320 МПа и рабочих температур от -196 до 700 °С и эксплуатирующиеся на опасных производственных объектах в соответствии «Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств"», кроме подземных трубопроводов транспортирующих воду.
- Теплоспутник – проложенный параллельно основному (либо как оболочка основного) трубопровод, по которому прокачивается теплоноситель для подогрева материала, прокачиваемого по основному трубопроводу.

2.3. Порядок проектирования.

На основании настоящего документа и технического задания проектировщик разрабатывает 3D модель и согласовывает ее с заказчиком до выпуска разделов ТМ и трубопроводов ПТ, ОВ и НВК. При необходимости (по требованию Заказчика) проектировщик выпускает рабочие разделы проекта по актуализированной на текущую дату 3D модели.

3D модель разрабатывается совместно специалистами выпускающими

разделы ТМ, КМ, КЖ, АТХ, Электрики, НВК, ОВ (для новых технологических объектов).

3D модель отображает монтажную часть разделов ТМ, КМ, КЖ, АТХ, Электрики, НВК, ОВ (для новых технологических объектов).

Требования по оформлению (Функциональный набор модели, отображение элементов, атрибутов) указаны в документе «Требования к проектированию разделов ТХ (технологические схемы), ТТ (теплотехнические схемы), НВК (схемы обратного водоснабжения).

Чертежи раздела ТМ являются рабочей документацией для изготовления и монтажа трубопроводов.

2.4. Состав раздела ТМ.

Документация раздела ТМ, и документация на трубопроводы ПТ, ОВ и НВК содержит:

Общие данные.

Прилагаемые документы к ОД:

- спецификация материалов;
- ведомость потребности в арматуре (прилагается для новых технологических объектов);
- перечень изометрических чертежей трубопроводов ПИЧ прилагается для новых технологических объектов;
- изометрические чертежи трубопроводов (ИЧ);
- чертежи деталей трубопроводов, конструкций типовых узлов, нестандартных креплений трубопроводов, нестандартных опор трубопроводов на которые указана ссылка в изометрических чертежах;
- чертежи заглушек, дроссельных (ограничительных) шайб.

Рабочие чертежи основного комплекта:

- планы, разрезы расположения оборудования и сооружений, трубопроводы и оборудование на плане установки (на всех необходимых для монтажа высотных отметках);
- изометрические чертежи или схемы прокладки теплоспутников.
- планы и разрезы заземления и шунтирующих перемычек трубопроводов и оборудования, детальные чертежи узла присоединения трубопровода к контуру заземления и шунтирующей перемычки.

2.5. Изометрические чертежи, планы оборудования и трубопроводов.

2.5.1. Изометрические чертежи, планы оборудования и трубопроводов отображают всю информацию, указанную в технологических, монтажно-технологических схемах и отвечают требованиям настоящего документа.

2.5.2. На изометрических чертежах показывают все соединения трубопроводов: фланцевые, сварные, резьбовые.

2.5.3. На изометрических чертежах для каждого трубопровода указывают:

- Технологическая схема №;
- Начало от № трубопровода;
- Окончание до № трубопровода;
- Класс трубопровода;
- Давления испытания на прочность и плотность, расчетное и рабочее, МПа;
- Температура расчетная и рабочая, °С;
- Вид испытаний;
- Способ испытаний;
- Категория взрывоопасности блока;
- Класс опасности, группа горючести;
- Категория, группа, подгруппа;
- Наличие сероводорода;
- Термообработка сварных швов;
- Тип теплоизоляции;
- Тип обогрева;
- Прибавка на коррозию;
- Спецификация материалов;
- При ссылке на другой чертеж указывают № линии, и № чертежа и № листа чертежа, на который «приходит» ссылка.
- Направление потока;
- Ориентацию штурвала в пространстве;
- Сторону давления для арматуры (типа orbit и Y-образной), у которой есть сторона давления.

2.5.4. Для одного строительного блока файл в электронном виде с чертежами включает в себя все ИЧ линий входящих в этот блок и имеет перечень ИЧ всех линий данного блока. В перечне ИЧ линий указывают номера изменений.

2.5.5. При внесении изменений чертежи предоставляются Заказчику комплектно в электронном виде и на бумажном носителе комплектно для каждого строительного блока.

2.5.6. В название электронного файла документа указывается проектный номер документа.

3. Компоновка

3.1. Общие принципы.

3.1.1. До начала проектирования раздела ТМ принимаются архитектурные решения (АР), и определяется генеральный план объекта (ГП). В заданных условиях площадки строительства определяется возможность размещения оборудования, зданий, эстакад, площадок, проездов. Поскольку принятые на данном этапе решения являются основополагающими, то к ним следует относиться очень ответственно. При разработке компоновки руководствуются правилами:

3.1.2. Оборудование располагают группами: колонны, АВО, насосы, теплообменники, емкости, печи, оборудование высокого давления, котельное оборудование, компрессоры.

3.1.3. Здания операторной и АСУТП располагают на границе объекта в зоне с наименьшими рисками разрушения от взрыва взрывоопасных источников.

3.1.4. На одной оси со зданием АСУТП можно располагают РЭУ ТП и компрессорную.

Примеры расположения оборудования на объекте

Обозначения:

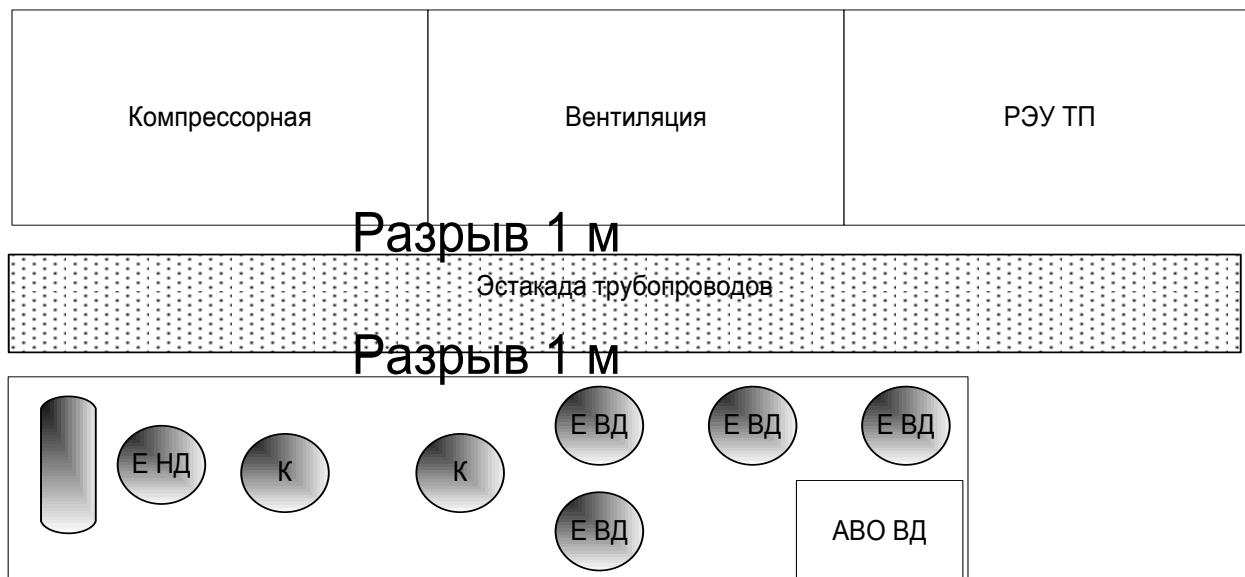
Е-емкость,

К- колонна,

Р-реактор,

ВД- высокое давление,

АВО-аппарат воздушного охлаждения:



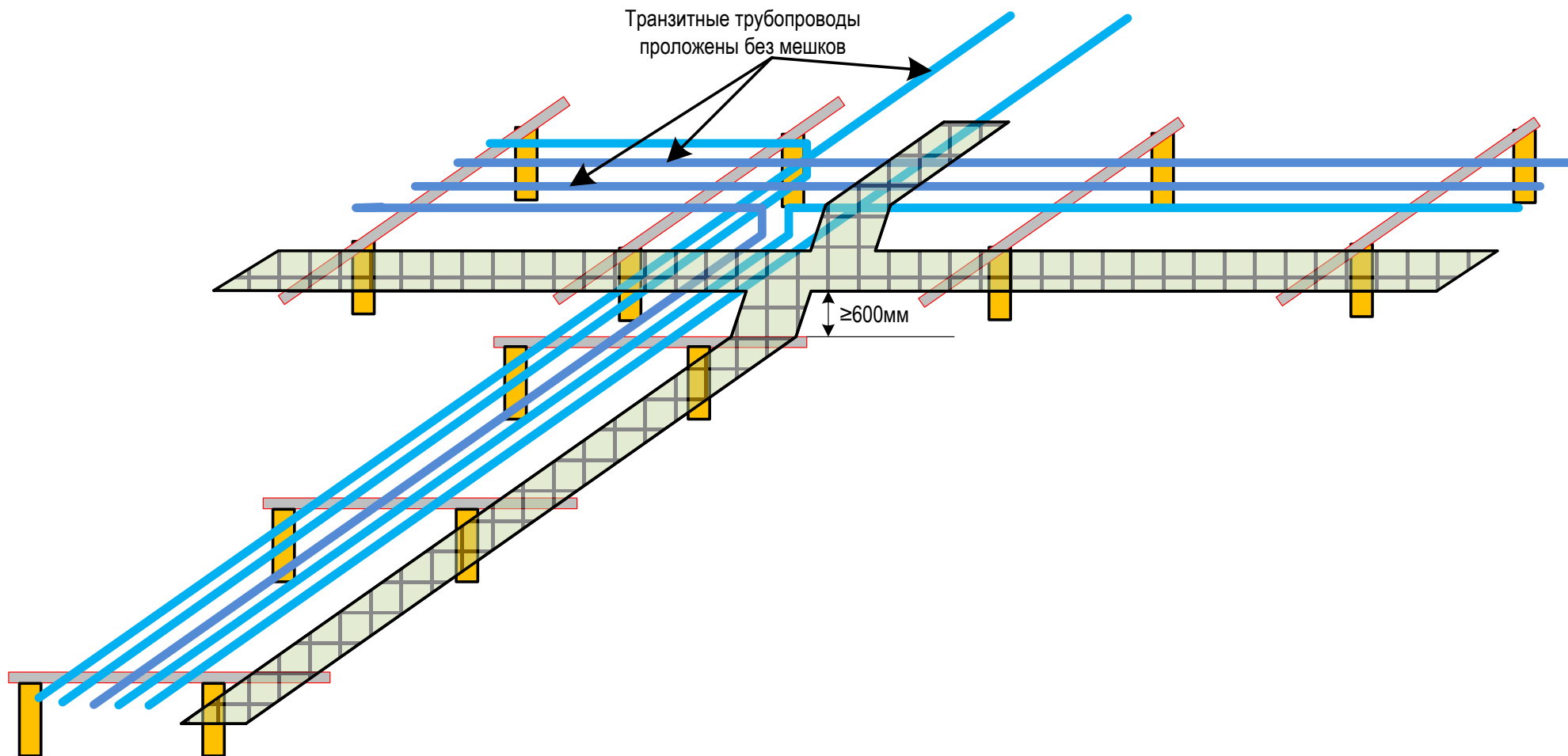
3.1.5. Оборудование располагают с учетом оптимальной (минимальной) протяженности трубопроводов. Например, оборудование обвязки колонны (рефлюксная емкость, АВО, ВСС, теплообменники, насосы) располагают поблизости от этой колонны.

3.1.6. С одной стороны каждой группы оборудования или единицы оборудования предусматривают подъезд грузоподъемной техники.

3.1.7. Между границами постаментов, зданий, эстакад выполняют монтажные разрывы для возможности изменять направление трубопроводов, располагать в разрывах вертикальные участки трубопроводов. Если с края блока, предусмотрен проход, разрыв 1м выполняют между проходом и краем соседнего блока.

3.1.8. Ярусы взаимно перпендикулярных пересекающихся эстакад располагают на разных высотных отметках (≥ 600 мм), чтобы транзитные трубопроводы можно было проложить без мешков (гидравлических и воздушных) с уклоном.

Далее пример:



Основные технические решения и условия
по проектированию технологических трубопроводов. Компонка. Монтажная часть.
Конфиденциально
Собственность ОАО «Славнефть-ЯНОС»
Воспроизведение и использование допускается только с письменного разрешения
ОАО «Славнефть-ЯНОС»

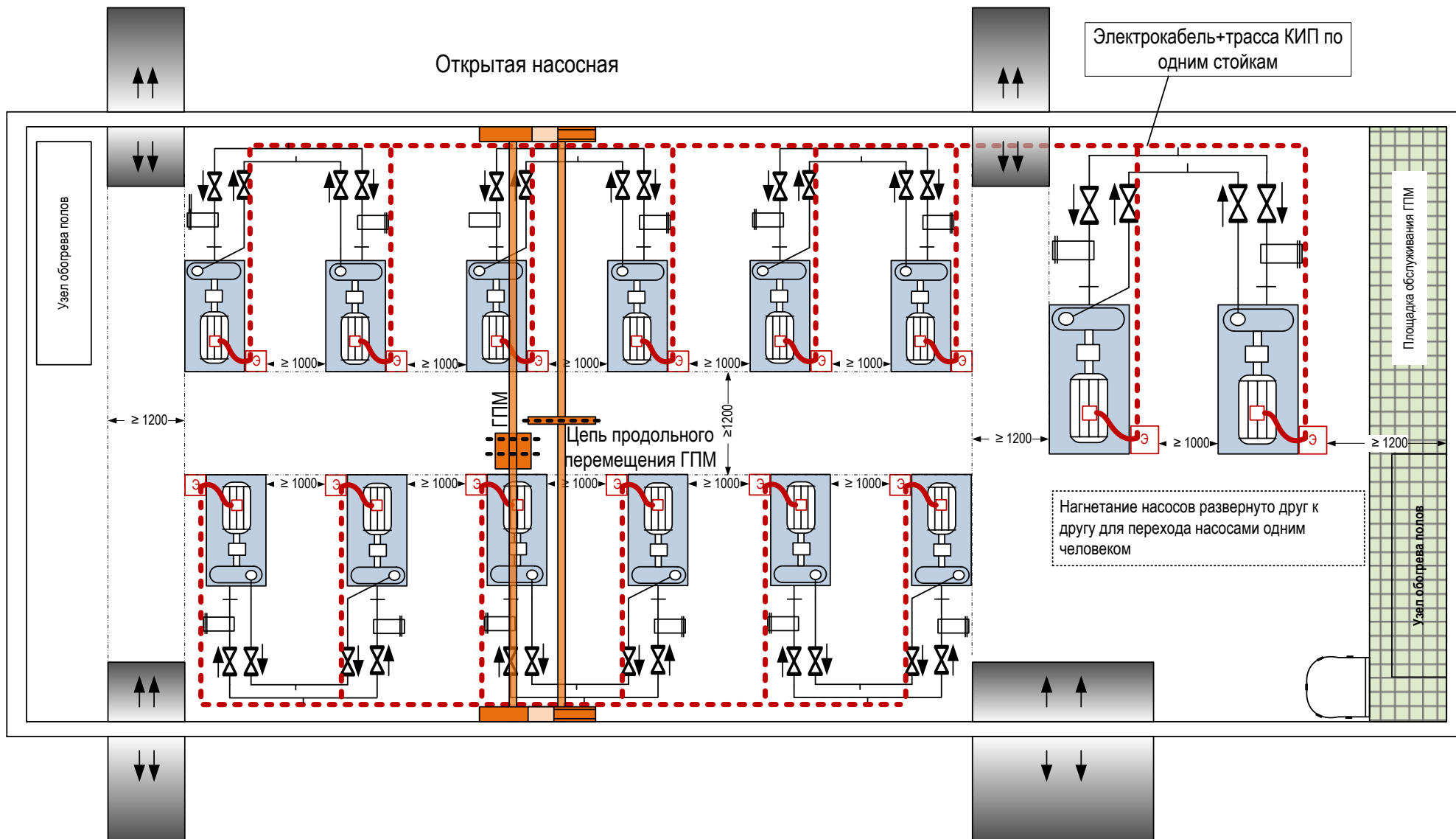
3.2. Расположение печей. Печи объединяют группой (если их несколько) и размещают с края площадки проектируемого строительного объекта. Не герметичные печи являются источником открытого огня и оборудуются паровой защитой. Расстояние от источников открытого огня до технологического оборудования соблюдают не менее 15м.

3.3. Блок обратного водоснабжения (градирни) преимущественно располагают с учетом розы ветров зимнего периода (с Северной, Северо-восточной и Восточной стороны объекта). Поскольку на градирнях происходит испарение воды, образуется облако, которое может конденсироваться на конструкциях, а в зимний период образовывать иней и сосульки. Поэтому градирни преимущественно располагают таким образом, чтобы направление ветра было от центра объекта.

3.4. Закрытая насосная. В помещении закрытой насосной располагают насосы перекачивающие воду (не менее 90% масс.) и пластинчатые теплообменники собственного контура теплофикационной воды. Для помещения закрытой насосной предусматривают приточную вентиляцию. Обвязку насосов располагают в насосной (дистанционные отсекатели трубопроводов насосов располагают в соответствии с действующими правилами). Для каждой технологической позиции насоса предусматривают резерв, таким образом, получается 2 абсолютно заменяемых насоса, обеспечивающих непрерывную работу технологического режима или другого процесса. Нагнетания основного и резервного насосов располагают зеркально рядом друг с другом, так чтобы удобно было перейти с одного насоса на другой одному человеку. С трех сторон насосного агрегата/насоса предусматривают свободные проходы между наиболее выступающими частями насоса и его трубопроводной обвязки (без препятствий и перепадов по высоте, кроме разуклонки) шириной не менее 1,0м. Рекомендуемая ширина насосной 12 метров.

3.5. Открытая насосная. Открытую насосную располагают на уровне земли. С одной стороны открытой насосной обеспечивается подъезд техники для транспортировки насосного оборудования. С противоположной стороны располагают трубопроводную эстакаду. С каждой стороны открытой насосной выполняют ветрозащиту, в которой предусматривают ворота и двери и бетонные пандусы к ним, обеспечивающие сквозные проходы персонала. По границам насосной, на одной оси со стойками к которым крепится ветрозащита,

предусматривают бетонный бортик образующий бетонный поддон от разлива продуктов обращающихся в трубопроводах обвязки насосов. Весь бетонный поддон насосной обогревается. Обвязку насосов располагают в насосной (дистанционные отсекатели трубопроводов насосов располагают в соответствии с действующими правилами). Для каждой технологической позиции насоса предусматривают резерв, таким образом, получается 2 абсолютно заменяемых насоса, обеспечивающих непрерывную работу технологического режима или другого процесса. Нагнетания основного и резервного насосов располагают зеркально рядом друг с другом, так чтобы удобно было перейти с одного насоса на другой одному человеку. Над открытой насосной располагают теплообменное емкостное оборудование, если это удобно или минимизирует протяженность технологических трубопроводов, или экономически целесообразно. На верхнем ярусе постаменты насосной располагают группу АВО, так, чтобы непосредственно над АВО не было ни какого оборудования. С трех сторон насосного агрегата/насоса предусматривают свободные проходы между наиболее выступающими частями насоса и его трубопроводной обвязки (без препятствий и перепадов по высоте, кроме разуклонки) шириной не менее 1,0м. Рекомендуемая ширина насосной 12 метров. Ниже приведен пример организации открытой насосной.



Основные технические решения и условия
по проектированию технологических трубопроводов. Компонровка. Монтажная часть.
Конфиденциально
Собственность ОАО «Славнефть-ЯНОС»
Воспроизведение и использование допускается только с письменного разрешения
ОАО «Славнефть-ЯНОС»

3.6. Колонны и емкостное оборудование. Обеспечивают подъезд и организуют площадку размещения передвижной грузоподъемной техники (например, автокран) к оборудованию. Следует учитывать, что в ректификационные колонны и в сепараторы сырье направляется по трансферным линиям, к которым есть требования по прямым участкам перед входом в аппараты. Также если в колонну подается перегретый пар из печи, то следует располагать эти колонну и печь поблизости друг от друга.

3.7. Теплообменное оборудование. Для теплообменного оборудования, имеющего трубные пучки, со стороны распределительной камеры предусматривают площадки для размещения экстракторов трубных пучков.

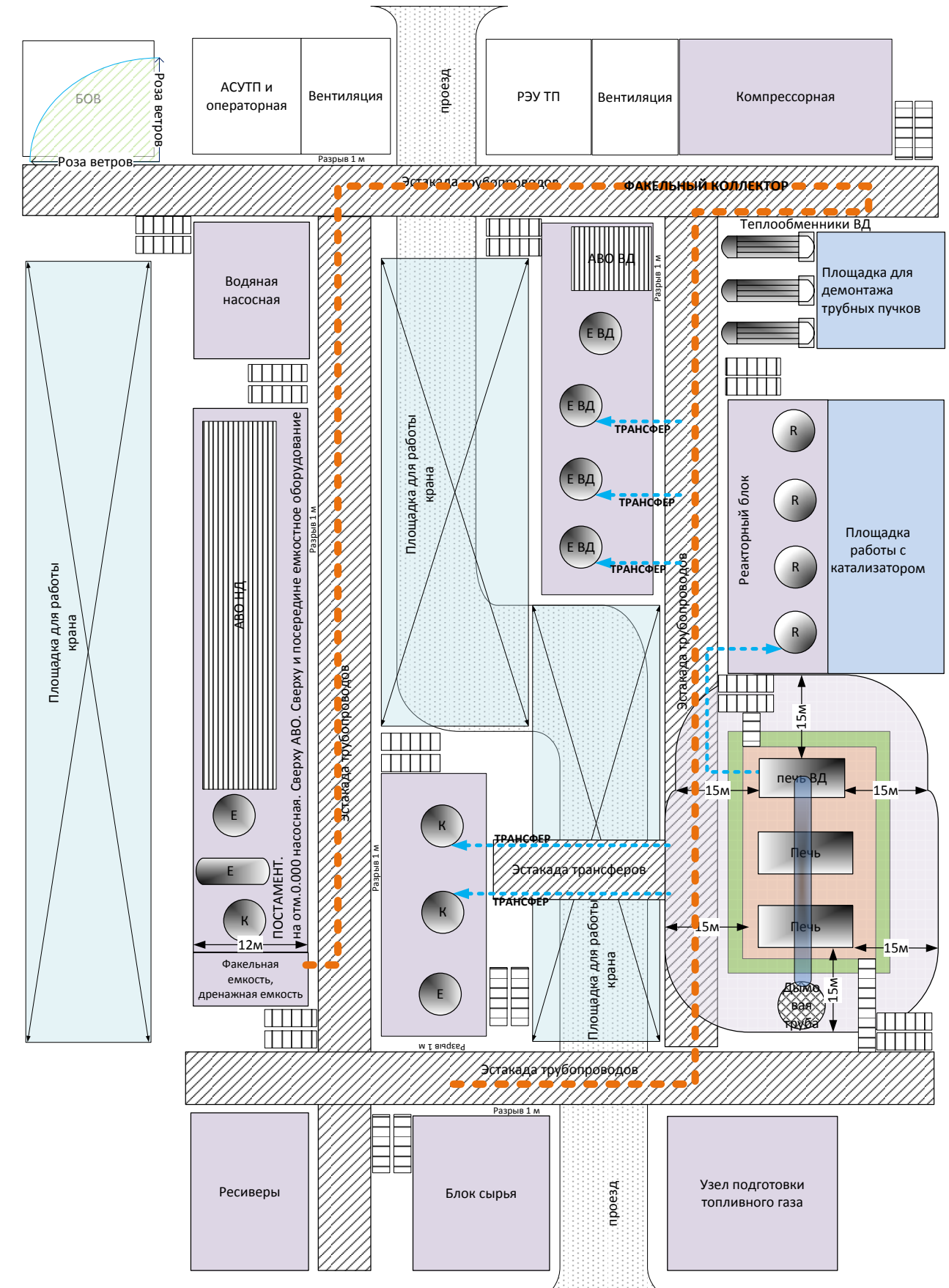
3.8. Реакторы. Рядом с реакторами, для загрузки/выгрузки катализатора реакторов предусматривают площадку, где возможно складировать катализатор и установить технику для его загрузки/выгрузки.

3.9. Факельная и дренажная емкость, холодильник факельных сбросов располагаются рядом друг с другом ближе к вводу трубопроводов установки, на котором выполнено подключение к факельному трубопроводу межцеховых коммуникаций.

3.10. Котлы располагают на минимальном расстоянии от источников теплоносителя для минимизации тепловых потерь.

3.11. Электротрассы для новых объектов. Верхний ярус трубопроводных эстакад предусматривают для электротрасс. Кабельные трассы монтируют над технологическими трубопроводами и отделяют бетонной плитой с пределом огнестойкости 0,75 часа. Монтаж кабельных трасс выполняют в соответствии с ПУЭ.

3.12. Примеры расположения оборудования на плане.



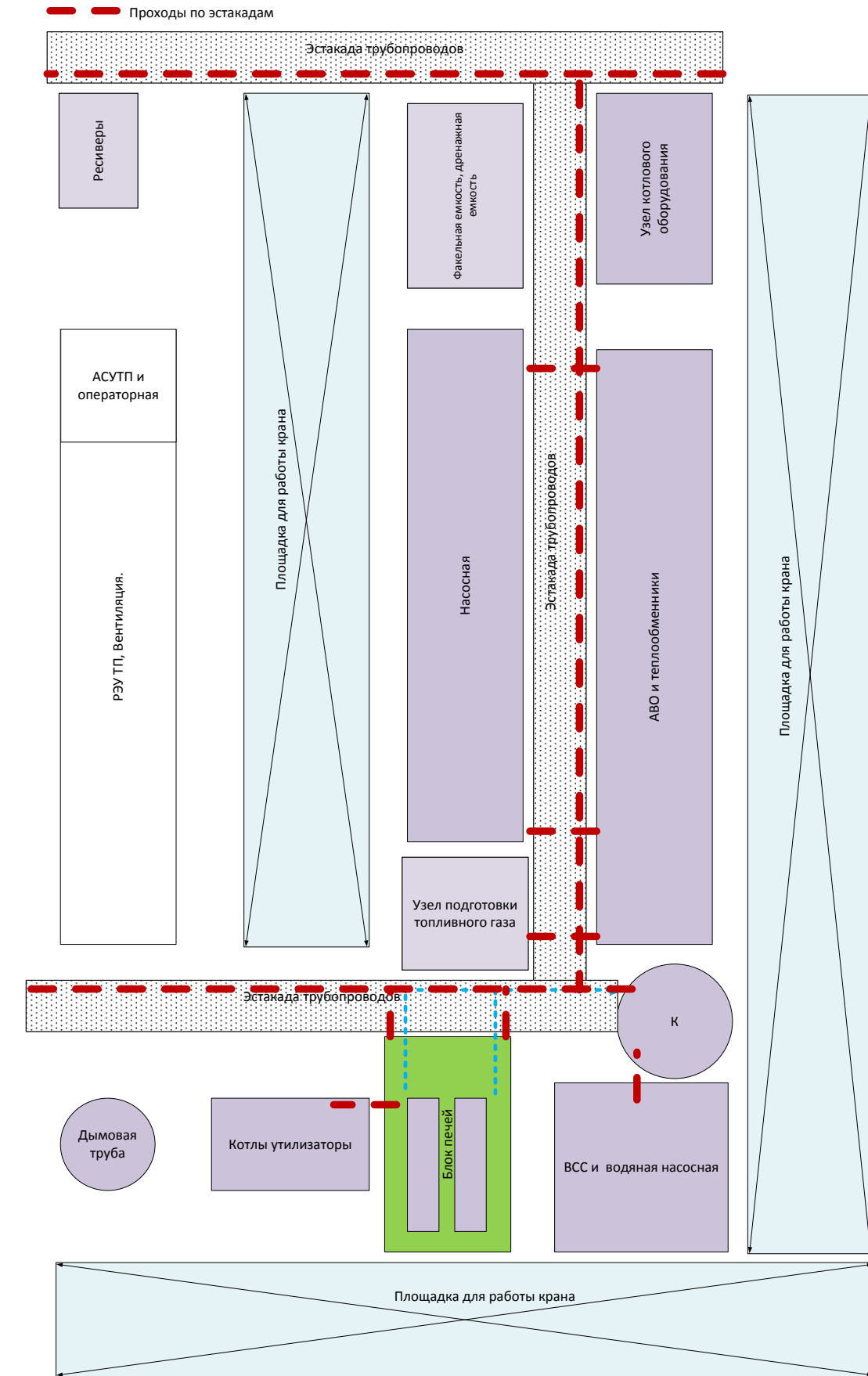
Основные технические решения и условия

по проектированию технологических трубопроводов. Компонка. Монтажная часть.

Конфиденциально

Собственность ОАО «Славнефть-ЯНОС»

Воспроизведение и использование допускается только с письменного разрешения
ОАО «Славнефть-ЯНОС»



Основные технические решения и условия
по проектированию технологических трубопроводов. Компонка. Монтажная часть.
Конфиденциально
Собственность ОАО «Славнефть-ЯНОС»
Воспроизведение и использование допускается только с письменного разрешения
ОАО «Славнефть-ЯНОС»

4. Площадки обслуживания трубопроводов и оборудования

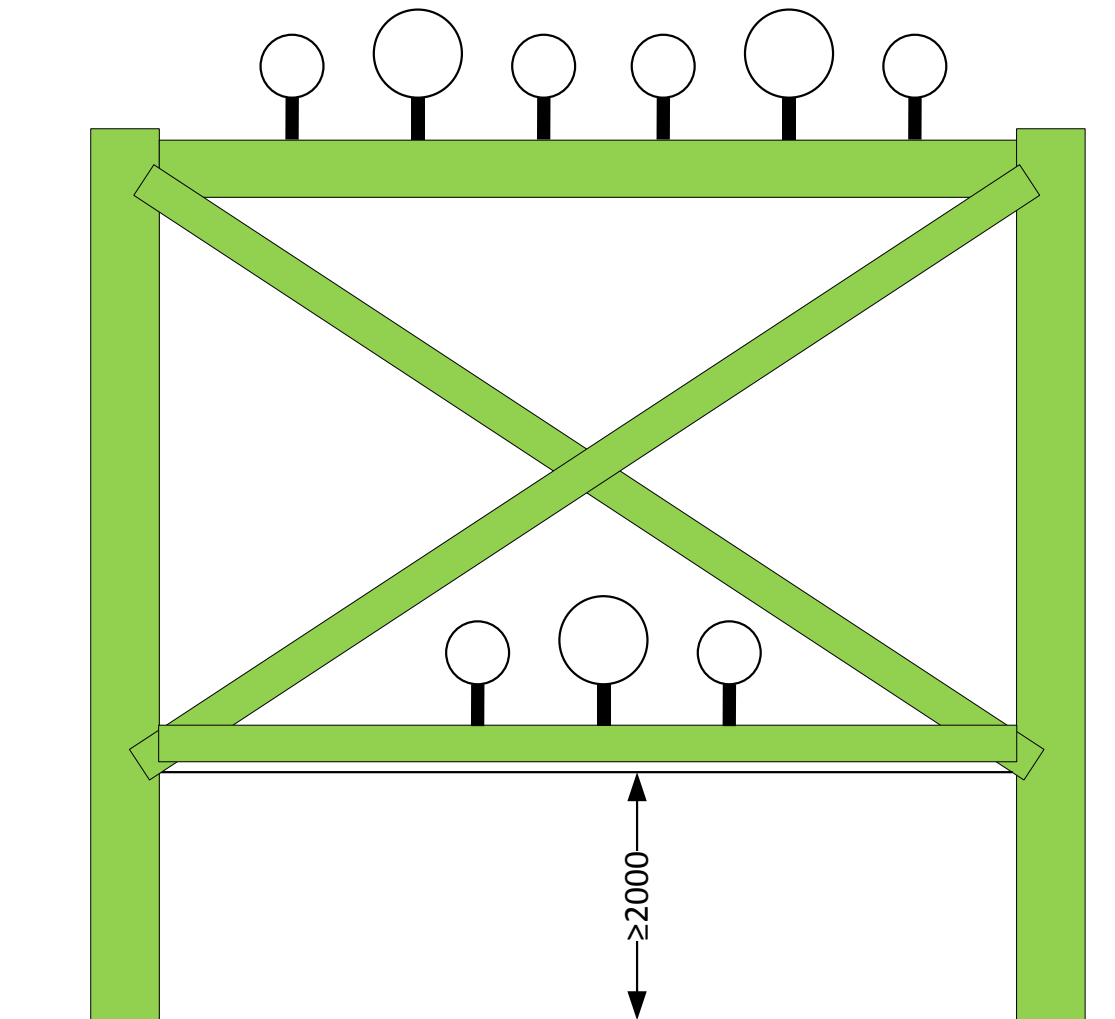
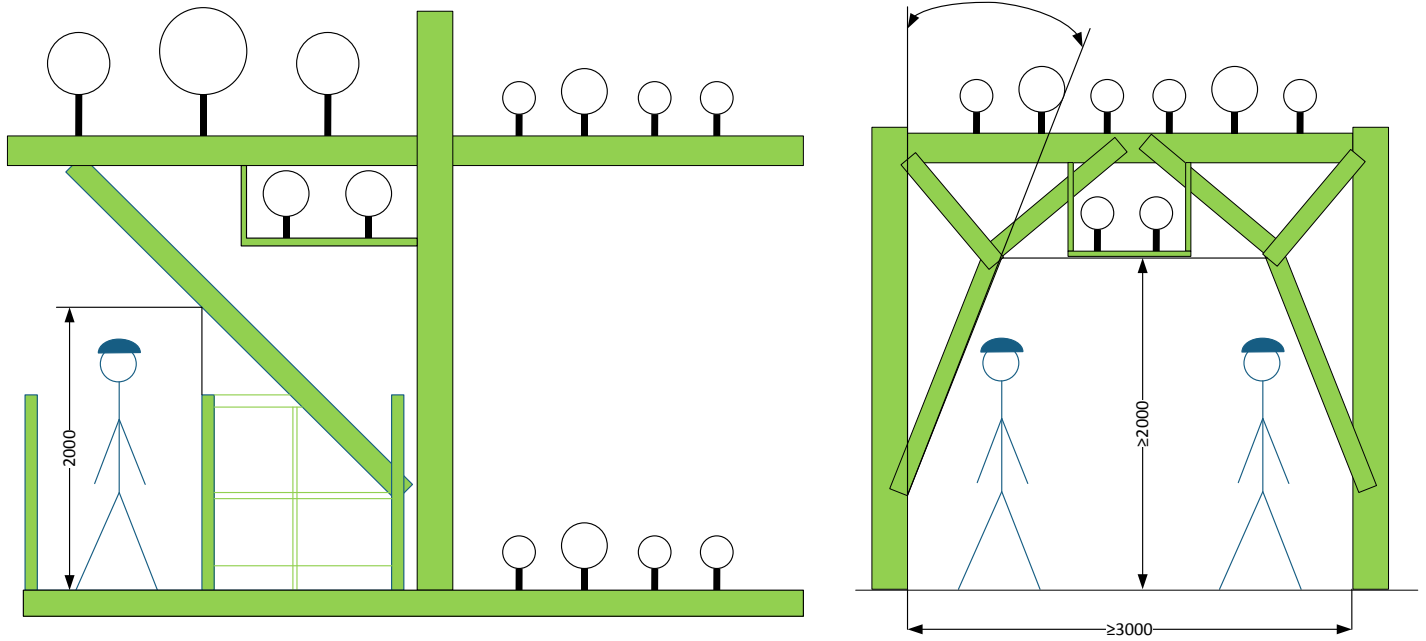
Для обеспечения безопасного доступа и возможности оперативного обслуживания трубопроводной арматуры, оборудования КИП, технологического оборудования предусматривают площадки обслуживания и безопасные проходы к ним.

4.1. Проходы, переходы.

4.1.1. Все эстакады трубопроводов оснащают безопасными проходами шириной не менее 600х2000мм (ШхВ) для возможности перемещения с одного строительного блока на другой и обеспечения доступа к трубопроводам, проходящим периодическое обследование (замеры толщины стенки). Предусматривают:

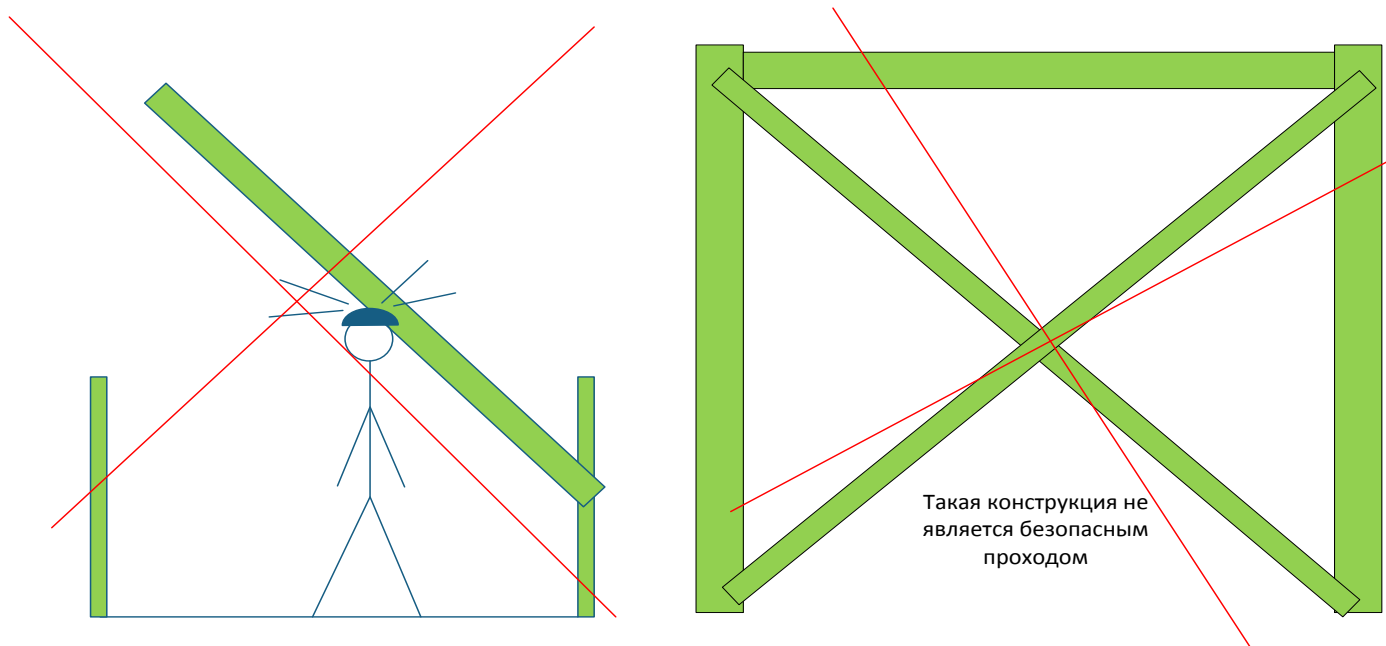
- продольный проход связующий соседние блоки, вдоль каждого яруса эстакады, на котором есть арматура или оборудование КИП;
- один продольный проход вдоль эстакады связующий соседние блоки, если отсутствует проход связующий соседние блоки, на котором есть арматура или оборудование КИП (предусмотренный предыдущим абзацем);
- поперечные переходы с блока (например, постамента) на продольный проход вдоль расположенной рядом эстакады, один переход в начале и один в конце, и приблизительно каждые 24 метра или 4 пролета: выбирают в одних осях с маршевыми лестницами и рядом с пересечением эстакад трубопроводов;
- переходы между площадками или проходами соседних блоков (при расстоянии между блоками не более 6м и перепадами по высоте не более 1м). Такие переходы выполняются по одному для каждой площадки обслуживания, если вблизи (при расстоянии между блоками не более 6м и перепадами по высоте не более 1м) расположена площадка соседнего блока.
- переходы между проходами эстакад и площадками обслуживания печей, колонн, реакторов и другого технологического оборудования.

4.1.2. Проходы, переходы, площадки обслуживания выполняются без косых, вертикальных связей на расстоянии менее 2м от уровня прохода, перехода, площадки. При конструктивной необходимости выполнения косой, вертикальной связи выставляется соответствующее ограждение, препятствующее получению травмы при столкновении с препятствием. Для сохранения жесткости возможно изменение конструкции косой связи на «ломаную».



Основные технические решения и условия
по проектированию технологических трубопроводов. Компонка. Монтажная часть.
Конфиденциально
Собственность ОАО «Славнефть-ЯНОС»
Воспроизведение и использование допускается только с письменного разрешения
ОАО «Славнефть-ЯНОС»

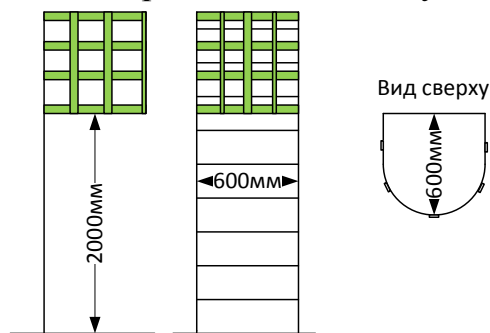
Нулевая отметка является также площадкой обслуживания и прохода персонала. Поэтому стойки эстакад на расстоянии менее 2м от уровня земли выполняются без косых, вертикальных связей.



4.2. Лестницы, стремянки.

Для доступа к площадкам обслуживания, проходам и переходам, расположенным выше нулевой отметки предусматриваются маршевые лестницы. Применение стремянок возможно только для доступа к площадке обслуживания фланцев аппарата, воздушников, дренажей, к арматуре расположенной в колодцах, на площадку обслуживания ГПМ.

Эскиз стремянки для доступа к площадке обслуживания



Маршевые лестницы предусматриваются на объекте строительства:

- с каждого края эстакады, и каждые 60м эстакады;
- по две на группу колонного или реакторного оборудования высотой

более 15м (2 и более единицы) для безопасной эвакуации;

- с двух противоположных сторон площадок обслуживания блока печей или отдельно стоящей печи с выходом за ограждение паровой завесы (если паровая завеса присутствует);

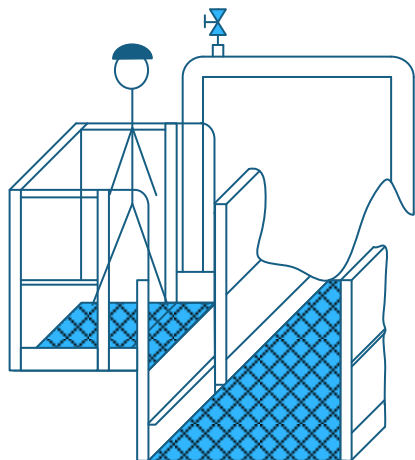
- один с постамента или блока и каждые 24м в горизонте постамента или блока.

Через каждые 400 м (но не менее двух) на эстакадах межцеховых должны предусматриваться маршевые или вертикальные лестницы с шатровым ограждением, а при наличии на эстакаде трубопроводов, требующих ежесменного обслуживания - через 200 метров. Для доступа к площадке обслуживания запорной арматуры (исключение воздушники и дренажи в атмосферу) и заглушкам, расположенным на эстакаде, рекомендуется предусматривать маршевую лестницу.

4.3. Площадки обслуживания.

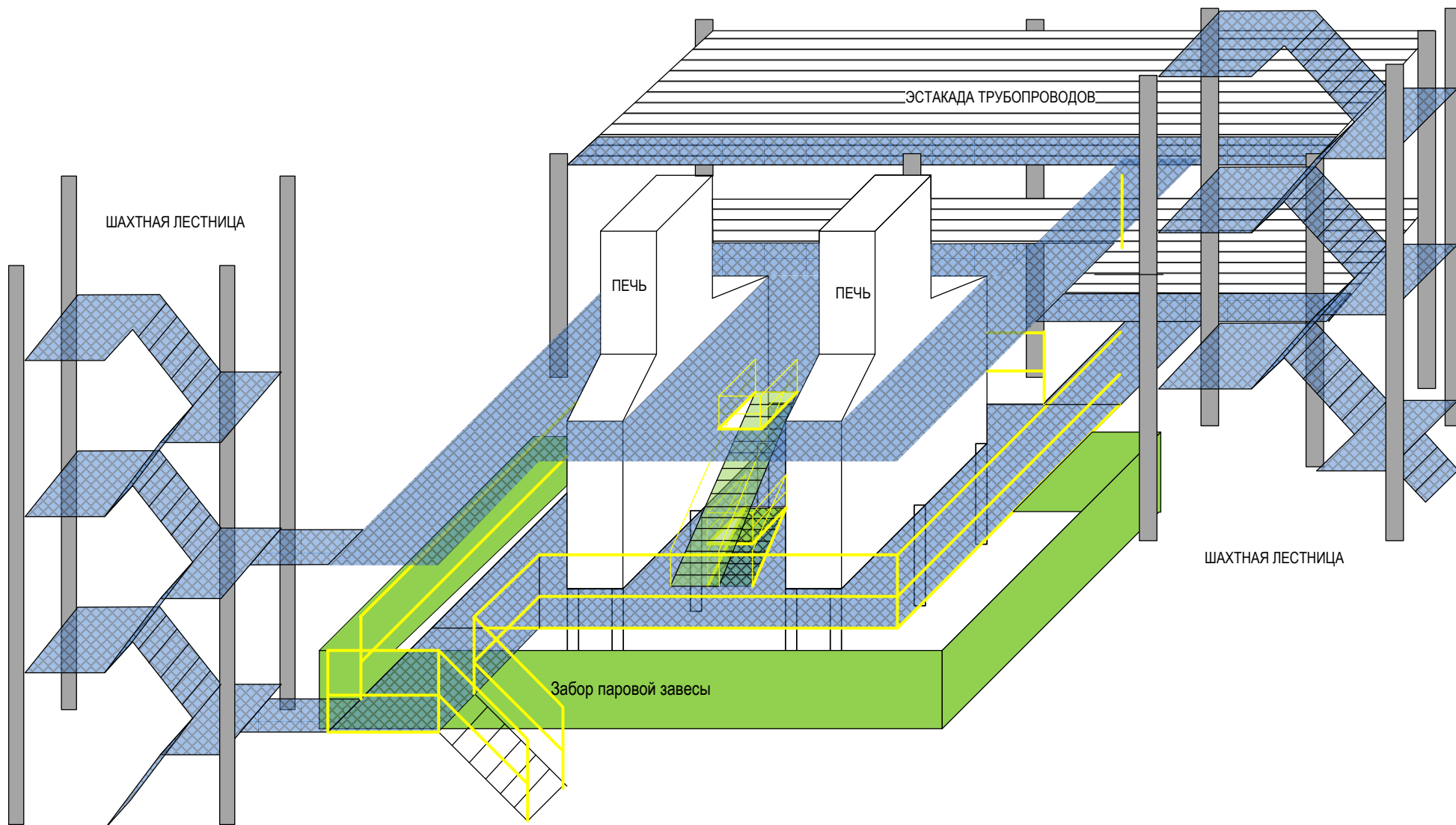
4.3.1. Площадки обслуживания расположенные выше нулевой отметки выполняют либо с бетонным покрытием, либо с покрытием из решетчатого оцинкованного настила. Для мест, где возможен пролив кислоты, решетчатый настил применяют под покраску.

4.3.2. Для доступа к воздушнику в месте прохода предусматривается площадка (для существующих эстакад МЦК требование носит рекомендательный характер):



4.3.3. С каждой из площадок обслуживания за границу печи или группы печей предусматривают не менее двух выходов, один на шахтную лестницу (по высоте от нулевой отметки до верхней площадки оборудования), второй на шахтную лестницу или на проход/площадку эстакады подводящей к печам

трубопроводы, имеющую проход на другую шахтную лестницу. С площадки обслуживания горелок внутри печей предусматривают маршевую лестницу для прохода на нулевую отметку. Для перемещения персонала с одной площадки обслуживания печей на другую в границах печного блока, между площадками обслуживания предусматривают маршевую лестницу. Пример:



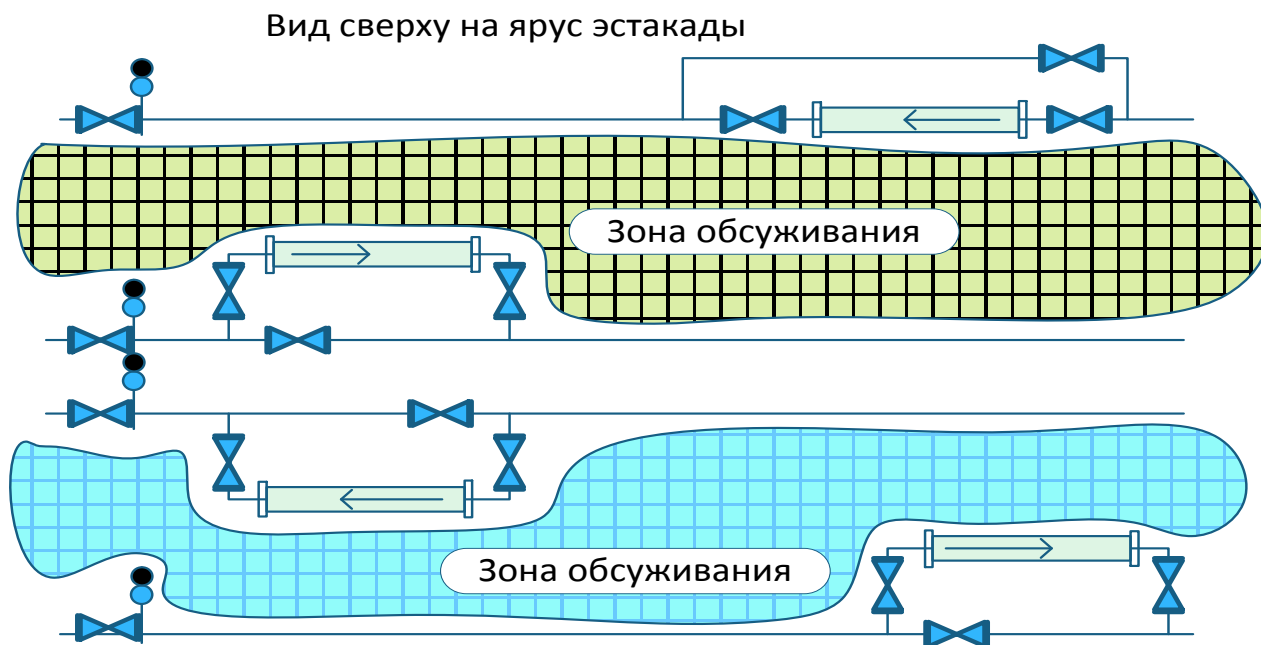
Основные технические решения и условия
 по проектированию технологических трубопроводов. Компоновка. Монтажная часть.
 Конфиденциально
 Собственность ОАО «Славнефть-ЯНОС»
 Воспроизведение и использование допускается только с письменного разрешения
 ОАО «Славнефть-ЯНОС»

4.3.4. При расположении площадок обслуживания на расстоянии друг от друга менее 600 мм и разности по высоте менее 250 мм между ними не предусматривают защитное ограждение, а предусматривают сплошной решетчатый настил.

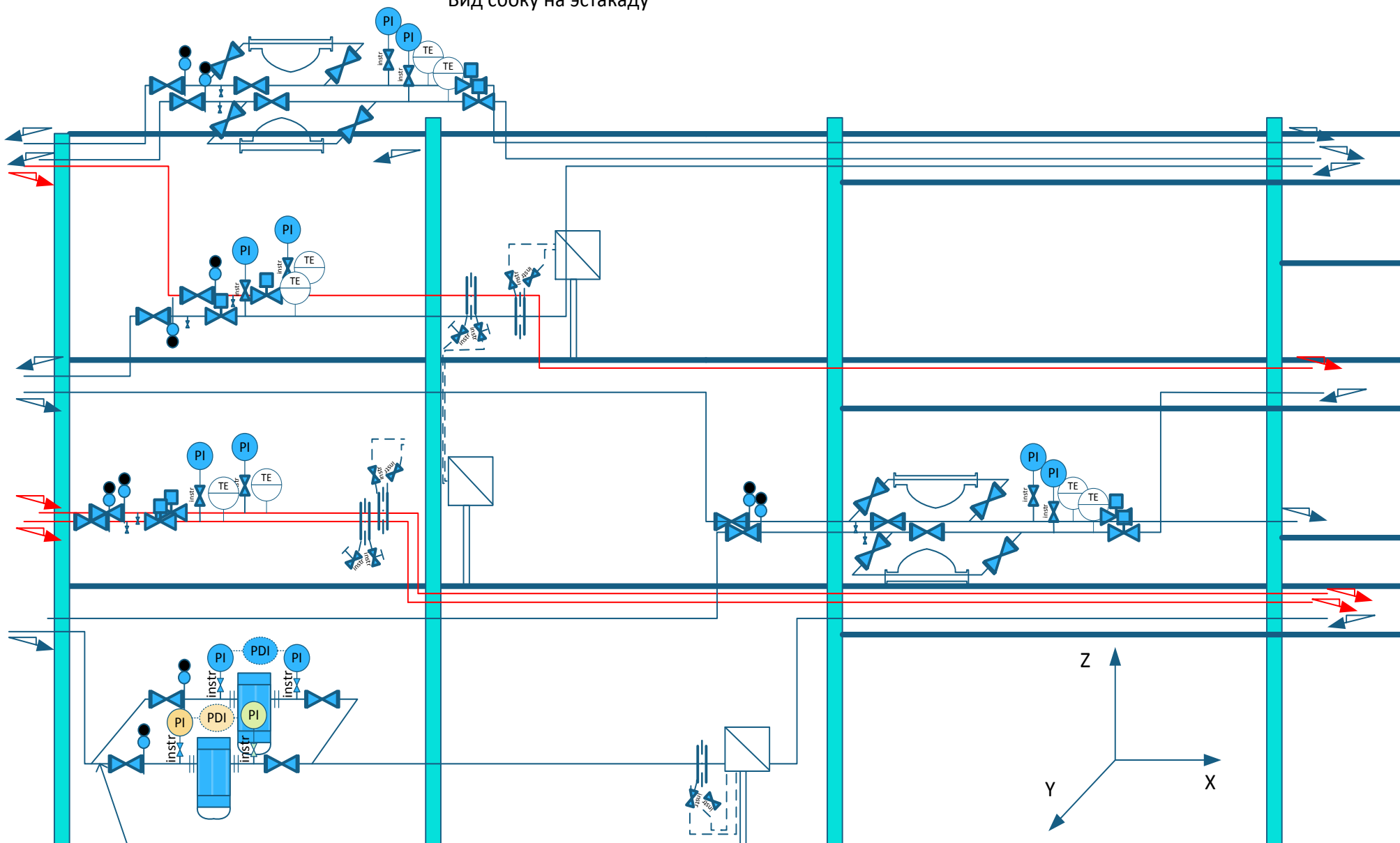
4.3.5. Площадки, расположенные на высоте более 0,5 м от пола, и лестницы, ведущие к ним, оснащают ограждением высотой не менее 1,1 м с поручнем, промежуточным горизонтальным элементом и бортовой обшивкой высотой не менее 150 мм от пола площадки.

4.3.6. Расстояние между ярусами эстакады трубопроводов не регламентируется за исключением мест площадок обслуживания: вводов объекта, мест размещения арматуры и оборудования КИП.

4.3.7. Для мест вводов (подключение технологического объекта к трубопроводам МЦК на трубопроводной эстакаде сосредоточен большой объем запорной арматуры и оборудования КИП) и мест размещения запорной арматуры и оборудования КИП, расстояние между ярусами выполняют 3,5-4,0м. Совместная конфигурация трубопроводов и площадок обслуживания обеспечивают безопасный доступ к оборудованию и арматуре:



Вид сбоку на эстакаду



Оборотная вода (показана), тех. воздух, воздух КИП, азот, вода теплофикации, водород могут быть проложены с локальным мешком на вводе в объект.

Основные технические решения и условия
по проектированию технологических трубопроводов. Компановка. Монтажная часть.
Конфиденциально
Собственность ОАО «Славнефть-ЯНОС»
Воспроизведение и использование допускается только с письменного разрешения
ОАО «Славнефть-ЯНОС»

5. Материалы и детали трубопроводов.

5.1. Материал деталей трубопроводов, должен соответствовать материалу соединяемых труб. Сварка разнородных сталей не допустима. При стыковке разнородных материалов применяют разъемные соединения (резьба, фланцы). Технологические трубопроводы изготавливают из стальных деталей трубопроводов (труба, отводы, переходы, фланцы и т.д) в соответствии с ГОСТ ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные.

5.2. Фланцевые соединения.

5.2.1. При выборе типа уплотнительной поверхности фланцев следует руководствоваться таблица 1 (кроме существующих аппаратов, оборудования и арматуры).

Таблица 1

Выбор типа уплотнительной поверхности фланцев

Среда	Давление P_y , МПа (кгс/см ²)	Тип уплотнительной поверхности
Все вещества группы В	$\leq 2,5$ (25)	Гладкая с соединительным выступом
Все вещества групп А, Б, кроме А (а) и ВОТ (высокотемпературный органический теплоноситель)	$\leq 1,0$ (10)	Гладкая с соединительным выступом
Все вещества групп А, кроме А (а) и ВОТ (высокотемпературный органический теплоноситель)	$1,0(10) < P_y \leq 2,5$ (25)	Выступ-впадина
Все вещества группы Б	$1,0(10) < P_y \leq 2,5$ (25)	Выступ-впадина или Гладкая с соединительным выступом с прокладкой СНП с наружным ограничительным кольцом.
Все группы веществ	$2,5$ (25) $< P_y \leq 6,3$ (63)	Выступ-впадина
Фреон, аммиак, водород	Независимо	Под линзовую прокладку, прокладку овального или восьмиугольного сечения
Все группы веществ при вакууме	От 0,095 до 0,01 абс. (0,95-0,5)	Выступ-впадина
Все группы веществ	$> 6,3$ (63)	Под линзовую прокладку, прокладку овального или восьмиугольного сечения

5.2.2. Для соединения фланцев независимо от температуры и давления применяют шпильки.

5.2.3. Для проведения технического обслуживания на трубопроводах маслостанций компрессоров применяют только фланцевые соединения, не допускают муфтовых соединений.

5.3. Муфтовые соединения.

Муфтовая арматура – арматура с резьбовым присоединением к трубопроводу, на арматуре правая резьба внутренняя R_C по ГОСТ 6211-81, на присоединяемом трубопроводе правая резьба наружная R по ГОСТ 6211-81.

Если превышен хотя бы один из параметров/характеристик трубопровода:

- расчетная температура 200°C и более;
- давление 10,0МПа и выше;
- парциальное давление водорода в транспортируемой среде более 3,0МПа;
- транспортируемая среда водяной пар с давлением выше 0,7МПа.
- $DN > 25$,

то на трубопроводах не применяют резьбовые муфтовые соединения. Исключением является крайнее резьбовое соединение на концевой арматуре, (воздушниках, дренажах) для присоединения пробки/заглушки, шланга, трубки или прибора КИП, трубопроводы КИП и арматура (в разделе АТХ).

Для трубопроводов, расчетная температура которых 200°C и более допускаются муфтовые соединения при выполнении уплотняющего сварного шва:

Уплотняющий сварной шов – это сварной шов предназначений для герметизации резьбового соединения. Выполняют уплотняющий сварной шов на резьбовых (муфтовых) соединениях трубопроводов диаметров $DN \leq 25$. Исключение составляют (не выполняют уплотняющий сварной шов):

- а) резьбовые пробки (заглушки) на концевой арматуре, воздушниках, дренажах;
- б) резьбовое соединение со штуцером подключения линий КИП (АТХ);
- с) резьбовые термокарманы;
- д) линии КИП (АТХ);
- е) накидные гайки.

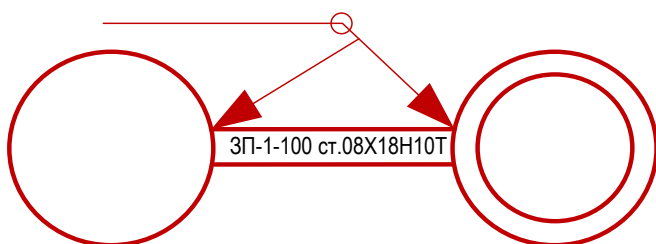
Для трубопроводов $DN \leq 25$, в случае если невозможно применить резьбовое соединение, то применяют сварное соединение в раструб или фланцевое. При давлении выше 10,0МПа в присутствии в транспортируемой среде свободного водорода необходимо минимизировать количество фланцевых

соединений.

5.4. Трубопроводы высокого давления. Для изготовления, монтажа и ремонта трубопроводов с расчетным давлением от 10 МПа до 320 МПа или расчетной температурой выходящей за пределы от -50 до 540°С применяют сертифицированные в соответствии с НТД РФ материалы и полуфабрикаты. В качестве уплотнительных элементов фланцевых соединений трубопроводов высокого давления применяют металлические прокладки - линзы плоские, восьмиугольного, овального сечений.

5.5. Заглушки.

5.5.1. При изготовлении поворотной заглушки кольцо заглушку крепят к хвостовику сварочным швом по замкнутой линии. Длина хвостовика должна быть без отверстия длиной 80÷150мм. На хвостовике указывается маркировка.



5.5.2. При изготовлении межфланцевых заглушек обращают внимание на массу готового изделия. Если масса готового изделия превышает 15 кг, то применяют комплекты заглушка + кольцо съемные. Если масса готового изделия 15кг и менее допускается применять совмещенную заглушку с кольцом – поворотную (на одном хвостовике).

5.6. Применение запорной / регулирующей арматуры.

5.6.1. Применяемая арматура должна соответствовать классу герметичности затвора в соответствии приложению «Е» ГОСТ Р 54808-2011 «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов». Для сред:

- рабочих групп А, Б (табл. ЗА.1 ГОСТ 32569-2013) – класс герметичности затвора «А»;
- технический воздух, воздух КИП, технологический воздух, обратная вода, вода теплофикации, пар, воздух КИП – класс герметичности затвора не ниже «В»;
- канализация, пожарная вода – класс герметичности затвора не ниже «С»;

5.6.2. Для корневой арматуры присоединения КИП и сбросовой арматуры

(воздушники, дренажи, свидетели) используют герметичную отсечную арматуру (класс герметичности А ГОСТ Р 54808-2011).

5.6.3. Типы концевой и сбросовой арматуры (воздушники/спускники в атмосферу, дренажи в атмосферу для гидроиспытаний, свидетели) и присоединения КИП:

- Присоединение к трубопроводам (импульсным) оборудования КИП – только DN15;

- Для кислотосодержащих сред – DN15, фланцевая футерованная фторопластом арматура, окончание фланцевая заглушка, для подсоединения оборудования КИП окончание ответный фланец;

- Для трубопроводов пара, конденсата водяного пара с расчетным давлением <6,0МПа – DN25, фланцевая арматура, окончание фланцевая заглушка, для подсоединения оборудования КИП окончание ответный фланец;

- Для трубопроводов оборотной воды с расчетным давлением <6,0МПа – DN25, ЗКС муфтовая, окончание пробка с наружной резьбой R1”;

- Для трубопроводов воздуха КИП присоединение потребителя – кран шаровый муфтовый нержавеющей DN 15 с фиксатором крайнего положения, окончание пробка с наружной резьбой R1/2”;

- Для продувки коллекторов и подколлекторов воздуха КИП – кран шаровый муфтовый нержавеющей DN15 окончание пробка с наружной резьбой R1/2”;

- Для трубопроводов азота низкого и высокого давления, технического воздуха, оборотной воды (CW, CRW), кран шаровый муфтовый PN63DN 15, окончание пробка с наружной резьбой R1/2”;

- Для трубопроводов с оптимальной рабочей температурой продукта выше 200⁰С – DN 15 фланцевая арматура, окончание фланцевая заглушка, для подсоединения оборудования КИП окончание ответный фланец;

- Для трубопроводов с расчетным давлением выше 6,0 МПа (присоединение к КИП) – DN 15, приварная вращающаяся запорная арматура, окончание пробка с наружной резьбой R1/2”;

- Для трубопроводов с расчетным давлением выше 10,0МПа (присоединение к КИП, воздушники, дренажи) – DN 20, приварная вращающаяся Y-образная запорная арматура, окончание пробка с наружной резьбой R1/2” (между раструбным и резьбовым соединением предусматривают соответствующий фитинг);

– Остальные случаи – DN 15, ЗКС муфтовая, окончание пробка с наружной резьбой R1/2”.

Для фланцевой арматуры, соединенной с атмосферой предусматривают фланцевую заглушку, для соединенной с КИП – ответный фланец.

5.6.4. Типы концевой и сбросовой арматуры (воздушники в закрытую систему, дренажи в закрытую систему):

– Для кислотосодержащих сред – $DN \leq 50$, фланцевая футерованная фторопластом арматура;

– Для трубопроводов с оптимальной рабочей температурой продукта выше 200°C – $DN \leq 50$ фланцевая арматура;

– Для трубопроводов с расчетным давлением 6,0-10,0МПа – $DN \leq 50$, приварная вращающаяся запорная арматура;

– Для трубопроводов со средами в которых возможно содержание водорода, а также сред: водяной пар, котловая вода, нефтепродукт, технический воздух, с расчетным давлением выше 10,0МПа – DN 20 приварная вращающаяся Y-образная запорная арматура;

– Остальные случаи – $DN \leq 50$, фланцевая.

5.6.5. Арматура (кроме перечисленных в 2-х предыдущих абзацах воздушников, дренажей, свидетелей, присоединений КИП):

– для трубопроводов с расчетным давлением менее 10,0МПа применяют фланцевую арматуру (запорную/регулирующую) с ручным управлением (со штурвалом) и пневмо/электроприводную арматуру;

– для трубопроводов с расчетным давлением более 10,0МПа применяют арматуру (запорную) с ручным управлением (со штурвалом) с соединением под приварку вращающейся для $DN < 50$;

– для трубопроводов с расчетным давлением более 10,0МПа применяют арматуру (запорную) с ручным управлением (со штурвалом) с соединением под приварку встык для $DN \geq 50$;

– для трубопроводов с расчетным давлением более 10,0МПа применяют пневмо/электроприводную арматуру (запорную/регулирующую) фланцевую.

Примеры-эскизы приварной вращающейся Y-образной запорной арматуры:

6. Конфигурация (геометрия) трубопроводов.

6.1. Трубопроводы должны иметь наименьшую протяженность, при соблюдении требований настоящих ОТР. Для всех типов трубопроводов использовать минимальное количество фитингов (отводов, переходов).

6.2. Прямые участки (труба) трубопроводов прокладываются в одной оси или X или Y или Z. Исключение: трубопроводы отвода конденсата от теплообменников вакуум создающей системы до барометрической емкости, и канализационные стояки. Для существующих объектов и эстакад требование носит рекомендательный характер.

6.3. Не допускается прокладка трубопроводов с гидравлическими «мешками». Трассировка трубопровода должна обеспечивать самодренирование жидкой фазы в аппарат или в дренажный коллектор.

– Исключение 1: Прокладка трубопроводов с одним «мешком» допускается в случае, если между отправной (начальной) точкой трубопровода и конечной теоретически невозможно осуществить прокладку трубопровода без мешков, ввиду ориентации «вниз» одной крайней точки (начального/конечного выпуска, штуцера) трубопровода, расположенной ниже другой крайней точки. При этом обязательно должна быть предусмотрена возможность дренирования по стальному жесткому трубопроводу в закрытую систему для продуктов, представляющих какую либо опасность (все кроме воды с допустимыми ПДК).

– Исключение 2: Допускается прокладка трубопроводов с минимальным количеством гидравлических «мешков» для трубопроводов, прокладываемых по существующим межцеховым эстакадам имеющих П-образные вертикальные компенсаторы/перекидки через проезды или дороги.

– Исключение 3: Допускается прокладка трубопроводов с минимальным количеством гидравлических «мешков» для трубопроводов транспортирующих воздух КИП, технический воздух, азот.

– Исключение 4: Для трубопроводов транспортирующих жидкие среды допускается прокладка трубопроводов с одним гидравлическим «мешком», если мешок совмещен со сборкой клапана-регулятора вблизи дренажного коллектора.

– Исключение 5: Для трубопроводов транспортирующих топливный газ к печи допускается прокладка трубопроводов с одним гидравлическим «мешком», если мешок совмещен со сборкой клапана-регулятора.

– Исключение 6: Допускается прокладка трубопроводов с гидравлическим «мешком», на вводе в объект для трубопроводов оборотной воды, тех. воздуха, воздуха КИП, азота, воды теплофикации, водорода.

6.4. Для трубопроводов транспортирующих продукты с температурой равной температуре окружающей среды, а так же не подвергающиеся пропарке или промывке горячей водой не применяют температурные компенсаторы. (Пример линии воздуха КИП, технический воздух, линии азота (LI, HI), линии оборотной, речной воды).

6.5. Не допускается прокладка трубопроводов без уклона.

6.6. Врезки трубопроводов азота (LI, HI), воздуха (UA, IA), воды (HW, CW), факельной системы (HF), системы охлаждения (CO), пара (MS, LS) в основной коллектор выполняют сверху во избежание забивки подающих трубопроводов. Врезки, для подключения клапанов, в коллектор воздуха КИП выполняют только сверху.

6.7. Трубопроводы проектируют таким образом, чтобы избежать тупиковых участков. Тупиковый участок трубопровода (тупик, застойная зона) – это неотключаемый участок трубопровода, по которому при ведении нормального технологического процесса нет постоянного движения среды, вследствие чего в этом участке трубопровода возможно скопление твердых частиц (мусора, окалины), конденсата для газопроводов. Для исключения скопления твердых частиц (мусора, окалины), конденсата минимизируют протяженность застойной зоны трубопроводов до отключающей арматуры с поворотной заглушкой, врезки выполняют сбоку минимальной длины, и сверху, за редким исключением снизу, если недостаточно места для безопасного прохода. Дренажи для гидравлических испытаний трубопровода, свидетели для продувки коллекторов не являются тупиками и устанавливаются на штуцерах минимальной длины (50мм).

6.8. При проектировании не допускают размещения дренажной арматуры под площадками обслуживания.

6.9. В крайней точке коллекторов LS, UA, LI, HI предусматривают дренажи и обеспечивают к ним безопасный доступ.

6.10. Трубопроводы отвода конденсата от теплообменников вакуум создающей системы до барометрической емкости («барометрические ножки»), стояки канализации (от канализационных трапов), должны иметь максимально вертикальную конфигурацию. Допускается отклонение от вертикальности не более 45° и протяженность вертикального участка не менее 1,5 м. Вертикальная составляющая «барометрической ножки» между выходным штуцером конденсатора и входным штуцером барометрической емкости должна составлять не менее 10 м.

7. Способы прокладки трубопроводов относительно транспортных дорог.

7.1. Переходы трубопроводов через АД (автомобильная дорога) и ЖД (железная дорога) предназначены для выполнения прокладки трубопроводов при пересечении с АД и ЖД.

7.2. Способы прокладки трубопроводов:

- ♦ подземная прокладка;
- ♦ надземная прокладка.

7.3. На территории ОАО «Славнефть-ЯНОС» подземная прокладка через АД и ЖД применяется для сетей НВК и пожарных. Для остальных трубопроводов применяется надземная прокладка по наружным эстакадам, при условии отсутствия иных условий в задании на проектирование.

Трубопроводы вне территории ОАО «Славнефть-ЯНОС» при переходе через АД и ЖД выполняются подземной прокладкой.

7.4. Методы подземной прокладки

- ♦ прокладка трубопроводов при проектировании переходов через АД – открытым, закрытым (продавливание футляра в грунт и протаскивание участка основной нитки, горизонтальное бурение);
- ♦ методов прокладки трубопроводов при проектировании переходов через ЖД – закрытым (продавливание футляра в грунт и протаскивание участка основной нитки, горизонтальное бурение);

7.5. Основные характеристики конструктивных решений для переходов трубопроводов под АД и ЖД (подземная прокладка):

- Диаметр трубы для защитного кожуха принимается больше наружного диаметра защищаемого трубопровода не менее чем на 200 мм.
- Длина защитного кожуха определяется с учетом высоты и крутизны откосов насыпи в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990.
- Для защиты от почвенной коррозии кожухов, укладываемых открытым и закрытым способом, предусмотрена изоляция усиленного типа внешней поверхности футляров. Конструкция, толщина наружного изоляционного покрытия, температура эксплуатации для изоляции усиленного типа футляра соответствуют требованиям ГОСТ 9.602. Для защиты сварных стыков предусмотрены термоусаживающиеся манжеты.
- Перед протаскиванием в защитный кожух на участок трубопровода устанавливается футеровочный комплект с целью защиты изоляционного покрытия.

- Все монтажные сварные стыки трубопровода в границах перехода подвергаются 100 % контролю физическими методами в соответствии с СП 34-116.

- Производство работ по сооружению перехода трубопровода под дорогой выполнять по ГОСТ Р 55990, СП 34-116 и Методическим указаниям Компании «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке промышленных трубопроводов на объектах ПАО «НК «Роснефть» и его Обществ Группы» № П1-01.05 С-0038.

7.6. Основные характеристики конструктивных решений для постоянных и временных переездов через трубопроводы (подземная прокладка):

- Постоянные и временные переезды через трубопроводы проектируются в соответствии с требованиями НД (нормативная документация) и локальных нормативных документов Компании, указанных в разделе 12 настоящего Паспорта документации типового проектирования.

- Угол пересечения дороги с трубопроводом должен составлять от 90 до 60°.

- Временные переезды предусматриваются для проезда механизмов через существующие коммуникации на период выполнения строительно-монтажных работ и по их завершению демонтируются, на постоянной основе остаются только постоянные переезды.

- Конструктивные решения по устройству постоянных и временных переездов через трубопроводы для всех категорий дорог, указанных в разделе 6 настоящего Паспорта документации типового проектирования, должны соответствовать принятым проектным техническим решениям по проектируемой дороге.

- Высота насыпи при устройстве переезда технологических дорог и регулярных автозимников через трубопроводы назначается из условия минимального возвышения от верха покрытия дороги (автозимника) до верхней образующей защитного футляра на переходе.

- При устройстве пересечений с трубопроводами на болотах глубиной до 4,0 м предусмотрена замена торфяного грунта на полную его мощность непросадочным грунтом. Устройство переездов на болотах глубиной более 4,0 м необходимо выполнять на основании индивидуальных проектных решений, путем технико-экономического обоснования вариантов.

- Конструкции постоянных и временных переездов через трубопроводы при наличии ММГ (многолетнемерзлые грунты) в основании должны

назначаться из конкретных условий строительства на основе технико-экономического обоснования.

- Конструкция дорожной одежды на переезде постоянных технологических проездов (регулярных автозимников) через трубопроводы принимается капитального типа из железобетонных плит, соединенных стальными планками, приваренными к монтажным петлям. Поперечный стык между плитами не должен находиться над трубопроводом.

- Переезды обозначаются знаками 3.27 «Остановка запрещена», с табличками 8.2.2 «Зона действия» по ГОСТ Р 52289 и индивидуальным дорожным знаком «Осторожно, трубопровод». Для технологических дорог (регулярных автозимников) предусмотрена дополнительная установка сигнальных столбиков.

- Для защиты трубопроводов, в местах устройства постоянных переездов применяются защитные футляры.

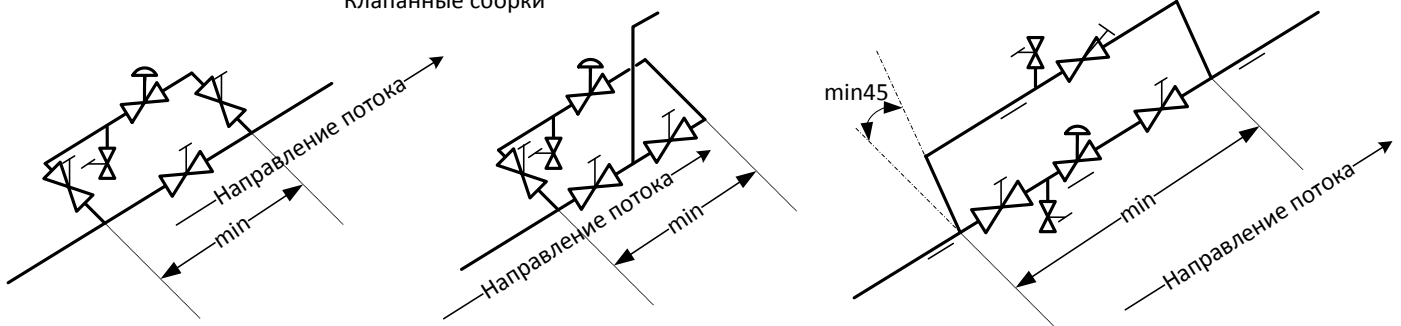
- Для определения глубинного положения защитного футляра предусмотрены грунтовые деформационные марки.

- Проектное давление в пересекаемых трубопроводах должно быть от 1,6 до 25 МПа.

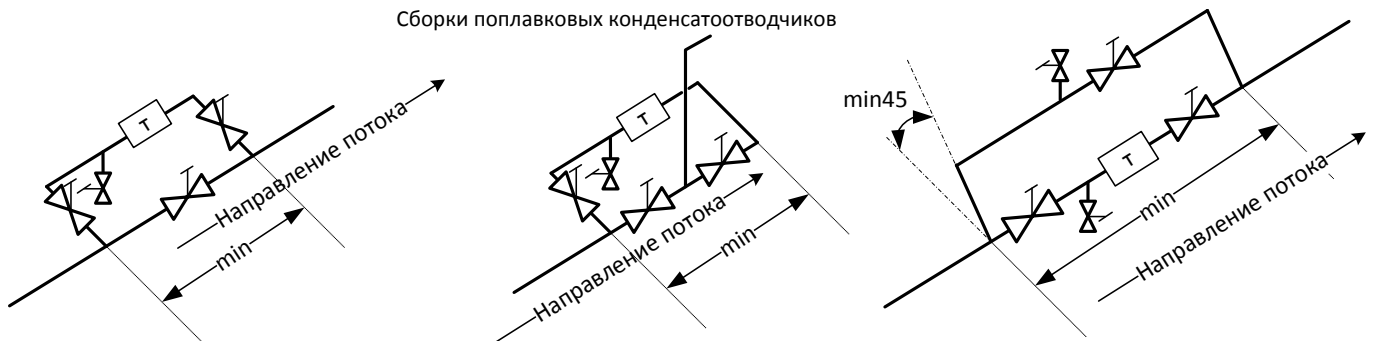
- При организации переезда в местах пересечения с кабельными линиями для защиты кабельных трасс необходимо руководствоваться п. 2.3.97 ПУЭ (издание 6).

8. Конфигурации сборок конденсатоотводчиков, клапанных сборок, массовых расходомеров проектируют, используя минимум фитингов, следующим образом:

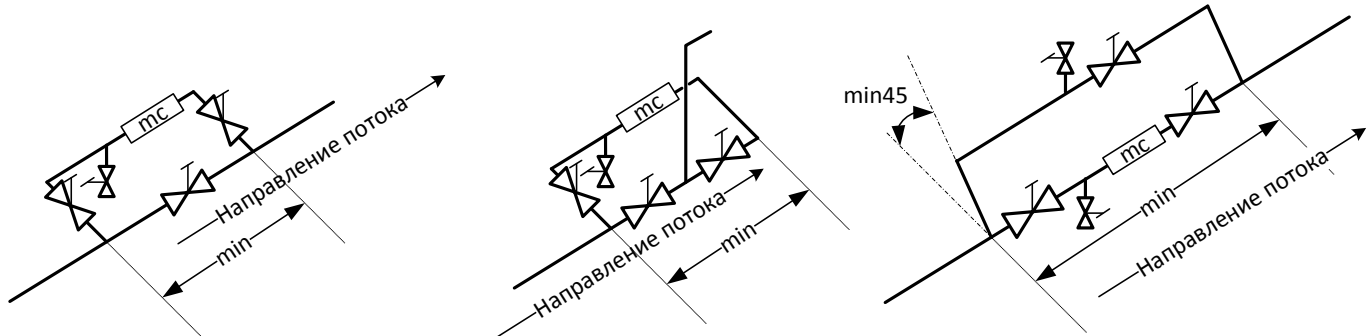
Опора под клапан или запорный орган добавляется в случае его большого веса
Клапанные сборки



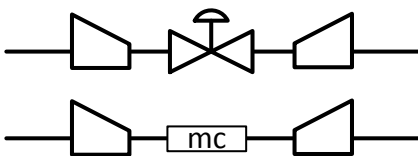
Сборки поплавковых конденсатоотводчиков



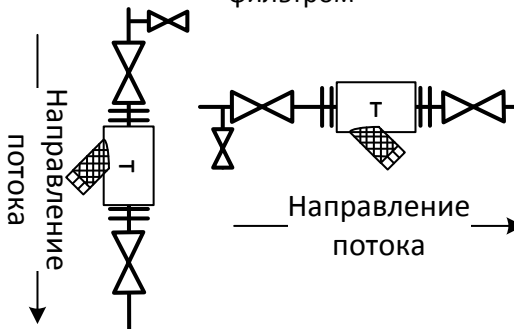
Массовые расходомеры



Размещение эксцентрических переходов



Сборки термостатических конденсатоотводчиков со встроенным фильтром



Основные технические решения и условия по проектированию технологических трубопроводов. Компонировка. Монтажная часть.

Конфиденциально

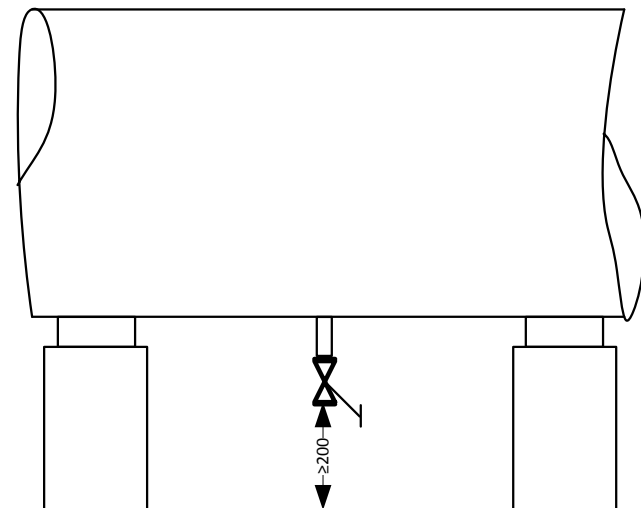
Собственность ОАО «Славнефть-ЯНОС»

Воспроизведение и использование допускается только с письменного разрешения ОАО «Славнефть-ЯНОС»

9. Размещение арматуры.

9.1. Трубопроводную арматуру (запорная, регулирующая, КИП, фланцы, заглушки, дренажи, свидетели, воздушники и т.п.) размещают в местах, доступных для удобного и безопасного ее обслуживания и ремонта, то есть свободный проход без помех на площадке обслуживания на высоте от 0,0 до 2,1 м и шириной в свету не менее 800мм. Ручной привод арматуры располагают на высоте от уровня пола помещения или площадки, с которой производят управление до 1,8м. Ширина свободного прохода площадок должна быть не менее 600 мм, на высоте от 0,0 до 2,1 м площадки. Ширина свободного прохода на нулевой отметке (уровень земли) должна быть не менее 1200 мм, на высоте от 0,0 до 2,1 м.

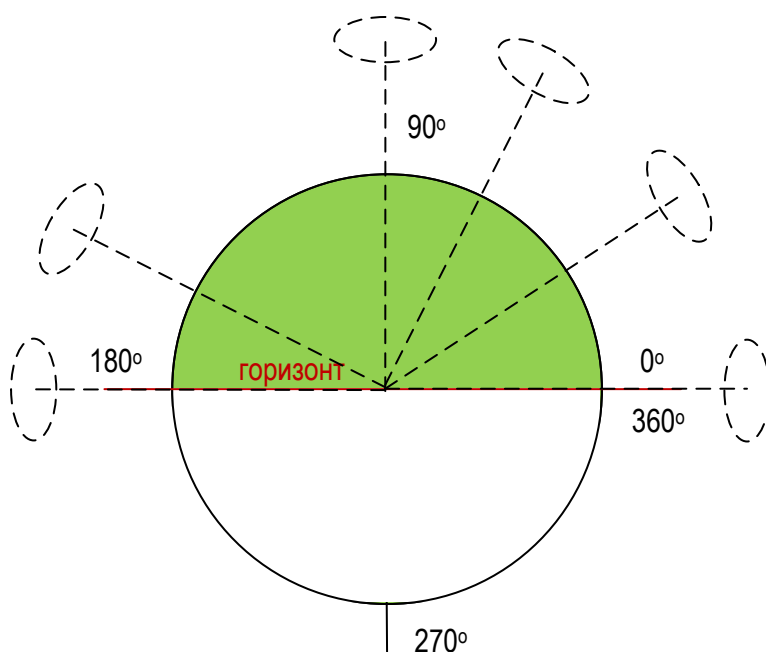
У арматуры привод располагают на высоте от 0,5 до 1,6 м. (исключение дренажи, воздушники от 0,2 до 2,0м). Эскиз дренажа:



При размещении арматуры на высоте более 1,8м (периодическое использование) и 1,6м (постоянного использования) для ее обслуживания предусматриваются стационарные или переносные площадки.

Обслуживание запорной арматуры DN400 и более предусматривают с площадок обслуживания, позволяющих обслуживать арматуру с обеих сторон.

9.2. Штурвал/маховик арматуры располагают сверху сбоку или под углом к горизонту, ось штурвала арматуры ориентируют в диапазоне $0\div 180^\circ$ к горизонту:



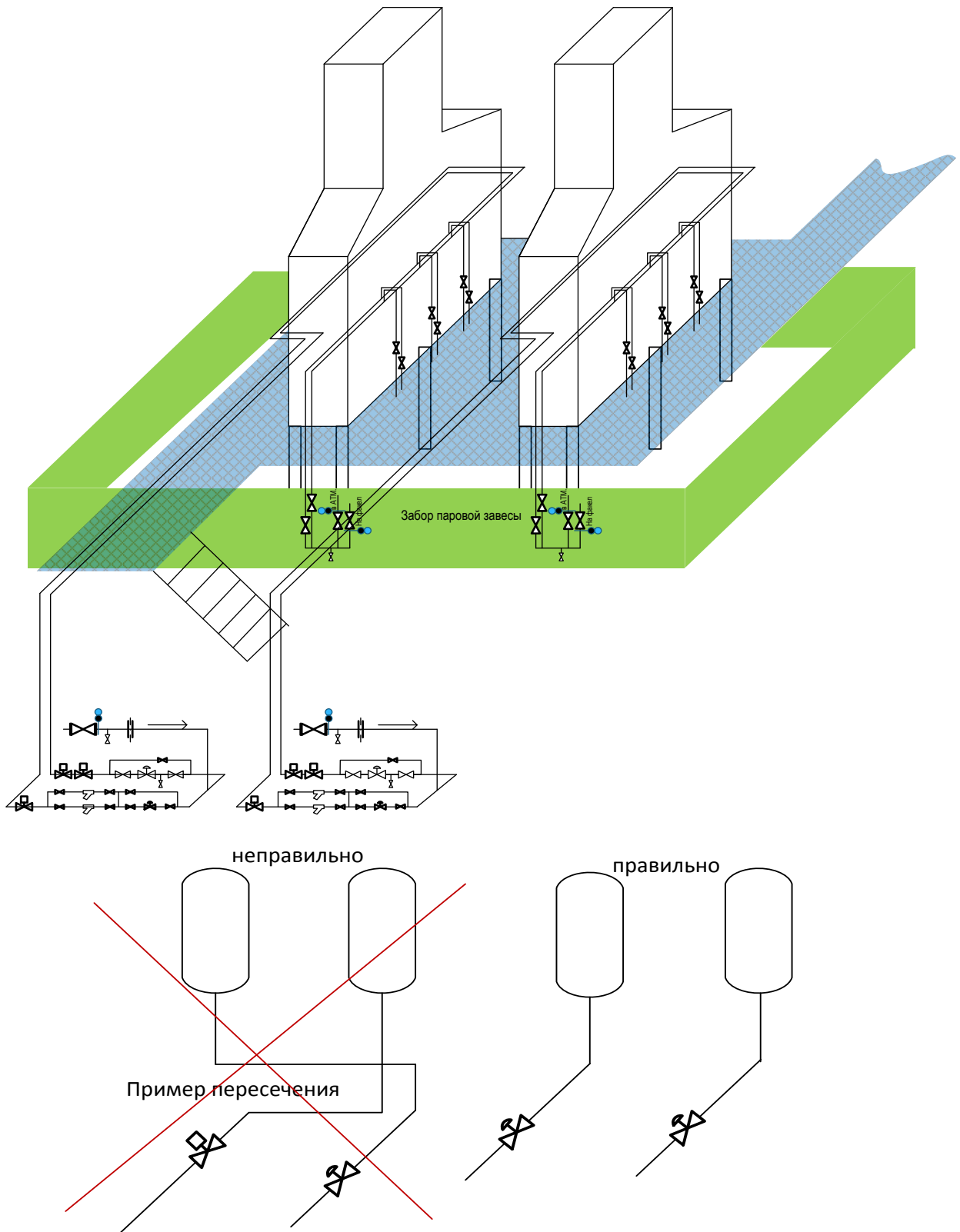
9.3. Свидетели, дренажные вентили, пробоотборные точки трубопроводов, должны быть расположены выше 0,3 м от площадки обслуживания, для возможности дренирования в переносную тару.

9.4. На трубопроводах НВК, при подземной прокладке, приводы отсечной и управляющей арматуры выносят на 0,8 м выше нулевой отметки.

9.5. При подключении отдельных единиц оборудования, для которых обратная вода используется периодически, предусматривают установку секущей арматуры с поворотной заглушкой и теплоизоляцией на минимальном (не более 150мм) расстоянии от общего коллектора. Врезки в основной коллектор выполняют сверху.

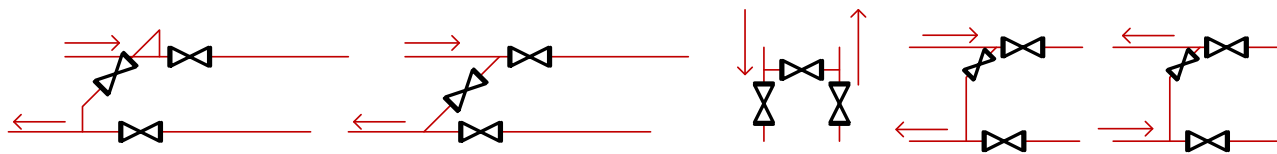
9.6. В местах установки арматуры и сложных трубопроводных узлов массой более 50 кг, требующих периодической разборки, проектом предусматриваются переносные или стационарные средства механизации для монтажа и демонтажа или обеспечивается возможность доступа грузоподъемного крана.

9.7. Клапанные сборки, располагают рядом с технологическим оборудованием, не допуская пересечений трубопроводов:



9.8. Байпасы трубопроводов транспортирующих обводненные среды.
 Основная задача при проектировании байпаса – должна быть исключена возможность замораживания участков трубопроводов, даже если отключен

обогрев байпаса. Байпасную арматуру располагают на горизонтальном участке минимальной длины, расстояние между отключающей (секущей) арматурой и врезкой байпаса выполняют на минимальном расстоянии. Для байпасов между линиями прямой и обратной необходимо минимизировать байпас до длины не более $20D$ трубопровода.



9.9. При проектировании трубопроводов минимизируют протяженность участков застойной зоны/ тупиковых участков воздушников/ дренажей/ свидетелей, тупиковых участков трубопроводов/угловых врезок в трубопровод. Указанное условие выполняется минимизацией набора фитингов на участке и минимизацией расстояния между сварными швами (для $DN \leq 50$ минимальное расстояние между сварными швами принимают 60мм , Для $50 < DN \leq 200$ минимальное расстояние между сварными швами принимают 110мм).

10. Опоры трубопроводов.

10.1. Максимальные расстояния между (пролетами) опорами трубопроводов без учета веса арматуры и другого оборудования для технологических установок:

Наружный диаметр, мм	Допустимый пролет на горизонтальном участке, м	Допустимый пролет на вертикальном участке, м
18-25	1,7	3
32	2,1	3
45	3,0	5
57	4,0	5
89	6,0	7,5
108	6,5	8
133	7,5	10
159	8,5	11,5
219	12,0	16
273	12,0	19
325	15,0	22
377	15,0	24,5
426 и более	15,0	25

При наличии перехода диаметра с одного на другой принимают длину пролета для трубопровода меньшего диаметра.

10.2. Максимальные расстояния между опорами (пролеты) без учета веса арматуры и другого оборудования для трубопроводов МЦК:

Dy, мм	Жидкостные трубопроводы (изолированные и неизолированные)			Газопроводы						Паропроводы		
				Изолированные			Неизолированные					
	Уклоны											
	0	0,002	0,004	0	0,002	0,004	0	0,002	0,004	0	0,002	0,004
25	1,5	2,5	3	1,5	2,5	3	2,5	4,5	5,5	1,5	2	2,5
32	1,5	2,5	3	1,5	2,5	3	3	5	6	1,5	2,5	3
40	2	3	3,5	2	3	3,5	3,5	5,5	7	2	3	3,5
50	2,5	4	5	2,5	4	5	4	6,5	8	2,5	4	5
65	3,5	5	6	3,5	5,5	6,5	5	8	9,5	3,5	5	6
80	4	6	7	4	6	7,5	5,5	9	11	4	6	7
100	4,5	6,5	7,5	4,5	7	8	6,5	10,5	12,5	4,5	6,5	8
125	5,5	7,5	9	5,5	8	10	8	12	14,5	5,5	7,5	9
150	6,5	8,5	10,5	6,5	9,5	11,5	9	13,5	16,5	6,5	9	10,5
200	8,5	12	14	9,5	13,5	16	11,5	17	20	9	12,5	15
250	10	14	16,5	11	16	19	13,5	20	24	10,5	15,5	17,5
300	12	16	19	13,5	18,5	22	15,5	22,6	27	12,5	17,5	21
350	13	17,5	21	15	21	24,5	17,5	25	30	14	19,5	23
400	13	17,5	20	15,5	21	25	19	27,5	32,5	14,5	20	23
500	15	19,5	23	18,5	25	29	22,5	32	38	17	23,5	26,5
600	18	23,5	27	22	29,5	35	26	36	43	20,5	27	31,5

При наличии перехода диаметра с одного на другой принимают длину пролета для трубопровода меньшего диаметра.

10.3. Для трубопроводов с кислотными средами, сероводородсодержащими средами, водородсодержащими средами, трубопроводов $P_N \geq 6,0$ МПа, термообработанных трубопроводов, трубопроводов из нержавеющей стали применяют только хомутовые подвижные и неподвижные опоры.

10.4. Приварка элементов опор к трубопроводам из термически упроченных труб не допускается.

10.5. Для трубопроводов из нержавеющей стали между хомутовой опорой и трубопроводом предусматривают прокладку из нержавеющей стали толщиной 0,3-0,5 мм.

10.6. Не применяют ложементы (опоры) трубопроводов групп сред «А» и «Б» согласно классификации трубопроводов в ГОСТ 32569-2013.

10.7. В случае проектирования приварных ложементов (опор) трубопроводов предусматривают отверстие $\varnothing 5$ мм в нижней части ложемента для возможности определения утечки из отвода.

10.8. Проектируемый трубопровод протяженностью более 1,5 м должен иметь не менее двух опор.

10.9. Проектом предусматривают достаточное количество опор:

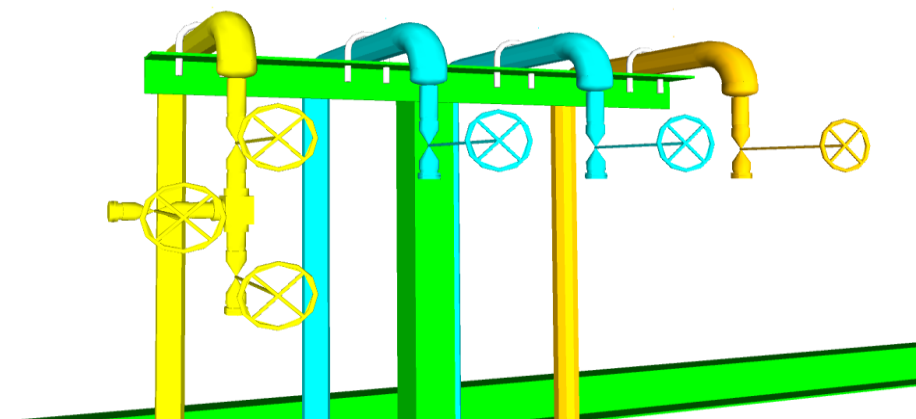
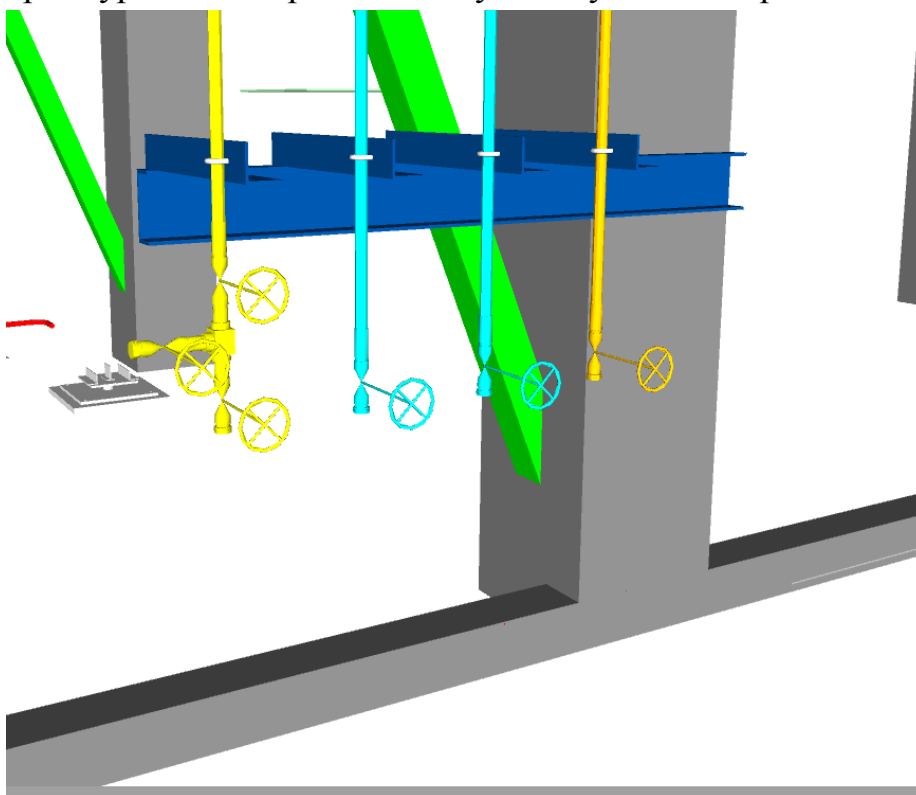
1) для исключения превышения допустимых нагрузок от трубопроводов на штуцеры оборудования и трубопроводов (таблица 2);

2) опорные конструкции должны обеспечивать возможность проведения проверки параллельности-соосности фланцев, т.е. не допускать перемещение участков трубопровода при разборке фланцевых соединений трубопровода;

3) тип опор не должен препятствовать разборке фланцевых соединений.

11. Энергопосты

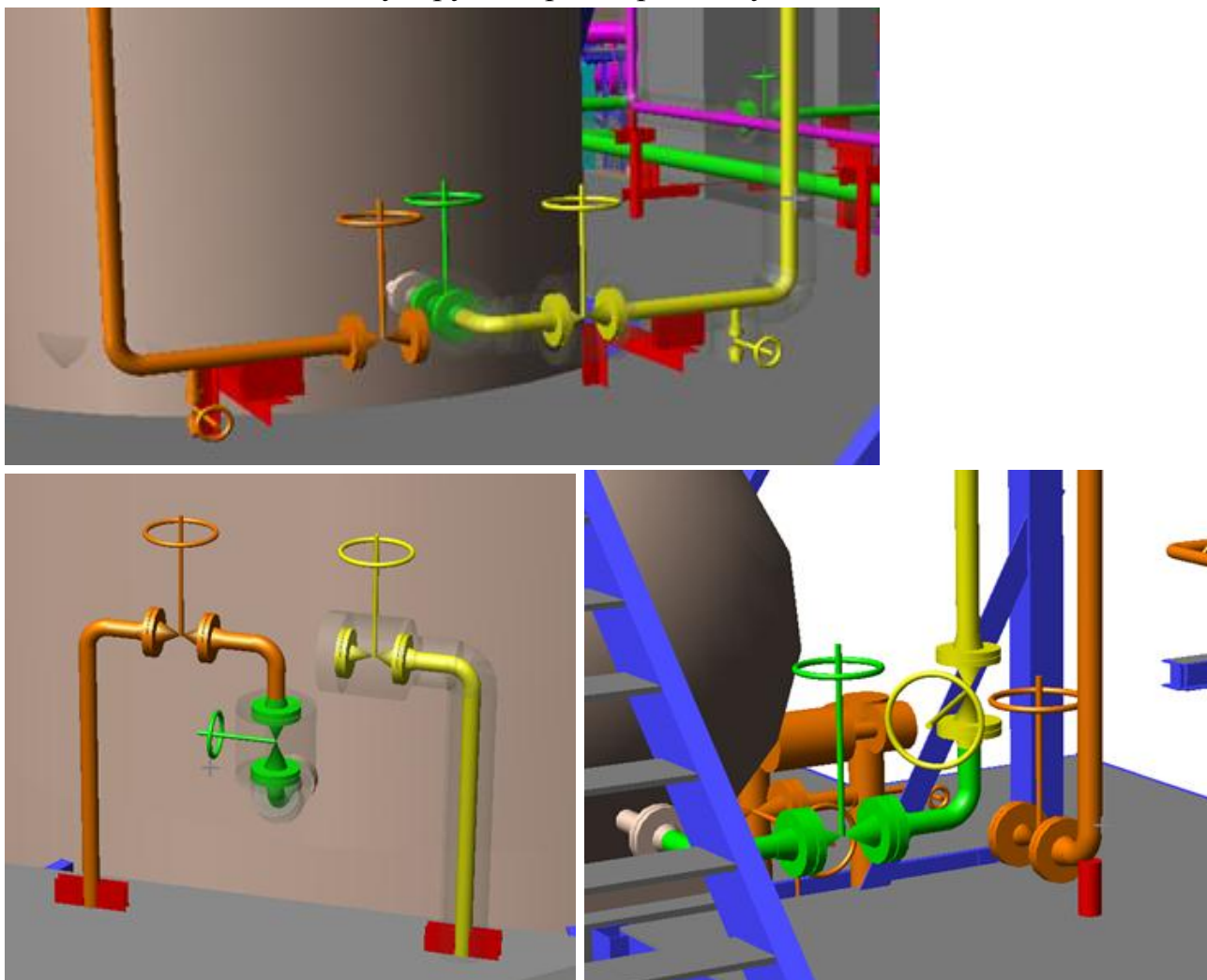
Энергопосты – трубопроводы периодического действия, транспортирующие технический воздух, пар среднего давления, азот низкого и высокого давления. Энергопосты размещают в насосных у стены/ветровой защиты и на площадках обслуживания оборудования, таким образом, чтобы от одного из энергопостов к любому штуцеру оборудования и трубопровода, возможно было подсоединить 20-ти метровый шланг (по прямой не менее 15м). Высота расположения арматуры энергопостов +1,2м от площадки обслуживания или нулевой отметки. Ориентация штуцеров «вниз». Трубопровод пара на энергопост проектируется с запорной фланцевой арматурой и поворотной заглушкой у коллектора.

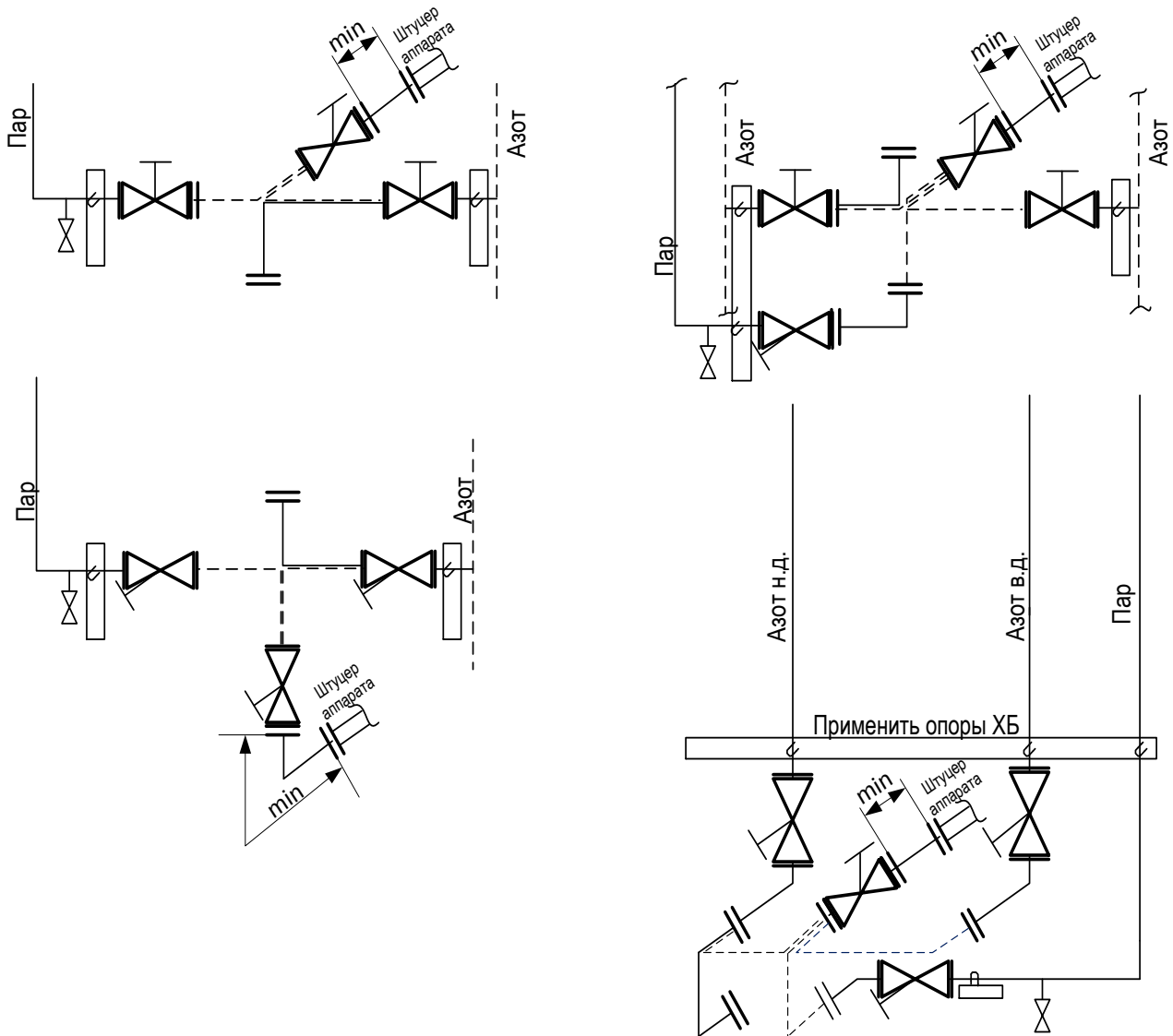


Основные технические решения и условия
по проектированию технологических трубопроводов. Компонка. Монтажная часть.
Конфиденциально
Собственность ОАО «Славнефть-ЯНОС»
Воспроизведение и использование допускается только с письменного разрешения
ОАО «Славнефть-ЯНОС»

12. Узлы продувки пропарки оборудования.

Для проведения испытаний, пропарки, инертизации аппарата предусматривают подачу линий азота низкого давления, азота высокого давления, если расчетное давление аппарата выше 1,0МПа и на объекте предусмотрен азот высокого, пара среднего давления для оборудования с нефтепродуктами, сернистосодержащими компонентами, кроме сред которые при взаимодействии с водой образуют серную кислоту, сернистую кислоту, и политионовые кислоты — соединения серы с общей формулой $H_2S_nO_6$, где $n \geq 2$. Подключение к штуцеру аппарата при обслуживании:





Арматура для таких узлов применяется фланцевая DN50 отвечающая наиболее жестким требованиям класса подводящего трубопровода (пар, азот).

13. Воздух КИП.

13.1. На случай аварийного прекращения подачи воздуха из сети завода в составе установки предусматривают воздухохранилища – ресиверы с запасом воздуха не менее 1 часа.

Ресивер воздуха служит резервным, независимым источником снабжения потребителей воздухом КИП в течение времени, достаточного для безаварийной остановки установки, что должно быть подтверждено расчетом, но не менее 1 часа.

Объем ресивера (ресиверов) определяется по формуле:

$$V_{\text{буф.}} = \frac{V_0 \cdot P_0}{P_1 - (P_2 + \Delta p)} \cdot \frac{273 + t}{273}$$

где $V_{\text{буф}}$ – объем ресивера (ресиверов), м³;
 V_0 – объем часового запаса воздуха КИП, нм³/час;
 P_0 – давление, равное 0,1 МПа (абс.);
 P_1 – давление воздуха, поступающего в емкость, МПа (абс.);
 P_2 – допустимое минимальное давление воздуха в емкости, МПа (абс.);
 t – максимально возможная температура воздуха в емкости, °С;
 Δp – потеря давления воздуха в сети КИП от ресивера воздуха до приборов потребителей, МПа (при большой протяженности сети воздуха КИП на установке в расчете следует учитывать потери давления воздуха в сети).

Для примера, можно привести один из вариантов расчёта объёма ресивера (ресиверов) воздуха КИП.

Исходные данные:

- необходимый часовой расход воздуха, исходя из количества клапанов КИП и газоанализаторов.....135 нм³/ч

(данный расход воздуха был рассчитан на основе варианта работы установки, при котором задействованы 85 регулирующих клапанов с потреблением воздуха каждым клапаном 1,3 нм³/ч и 3 газоанализаторов с потреблением воздуха каждым анализатором 8 нм³/ч)

- исходное рабочее давление в ресивере.....0,51 МПа (изб.)

- конечное давление воздуха в ресивере

(при котором возможна работа приборов КИП).....0,35 МПа (изб.)

- температура воздуха20°C
Тогда объём ресивера будет равен:

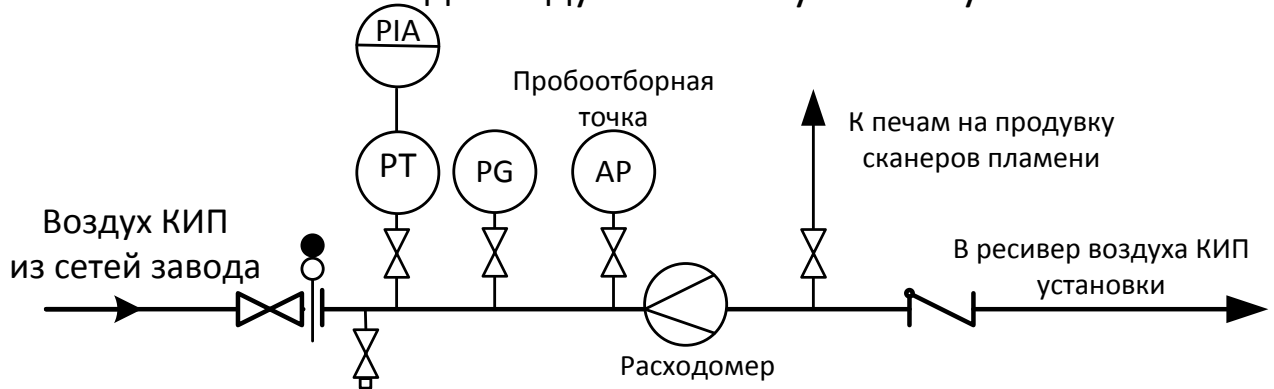
$$V = \frac{135 * 0,1}{0,61_1 - (0,45 + 0)} \cdot \frac{273 + 20}{273} = 90 \text{ м}^3$$

13.2. Ввод воздуха КИП на установку.

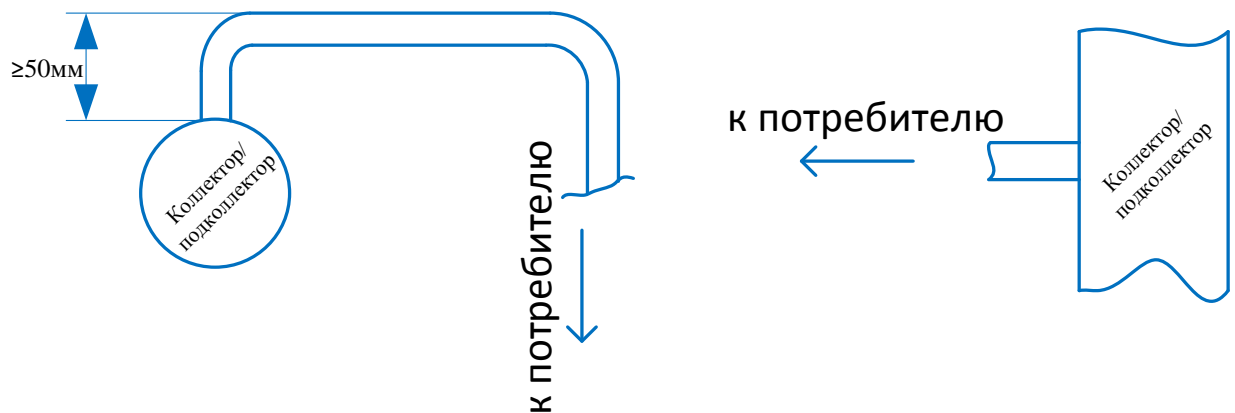
На всех вводах сжатого воздуха КИП на установку устанавливаются:

- арматура с поворотной заглушкой для возможности отключения этих объектов при ремонтах и авариях;
- обратный клапан перед ответвлением на ресивер воздуха КИП;
- расходомер;
- прибор давления воздуха КИП (сигнализация при падении давления);
- манометр, и точка отбора проб.

Схема ввода воздуха КИП на установку

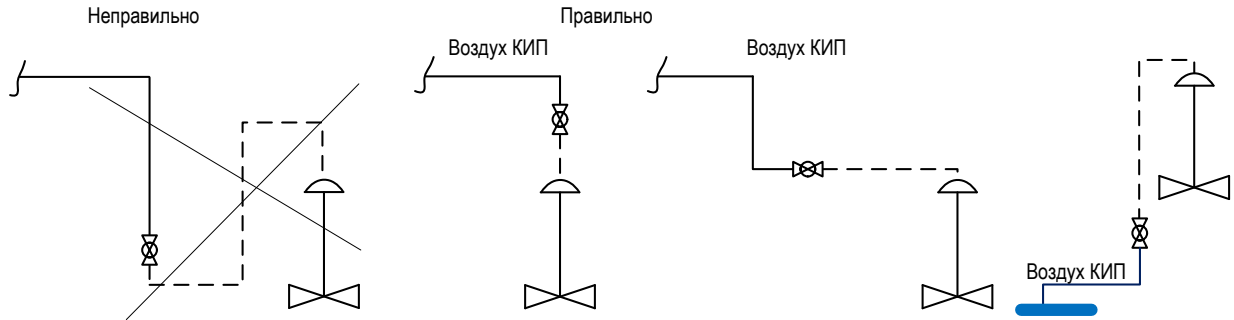


Врезки трубопроводов к потребителям воздуха КИП:

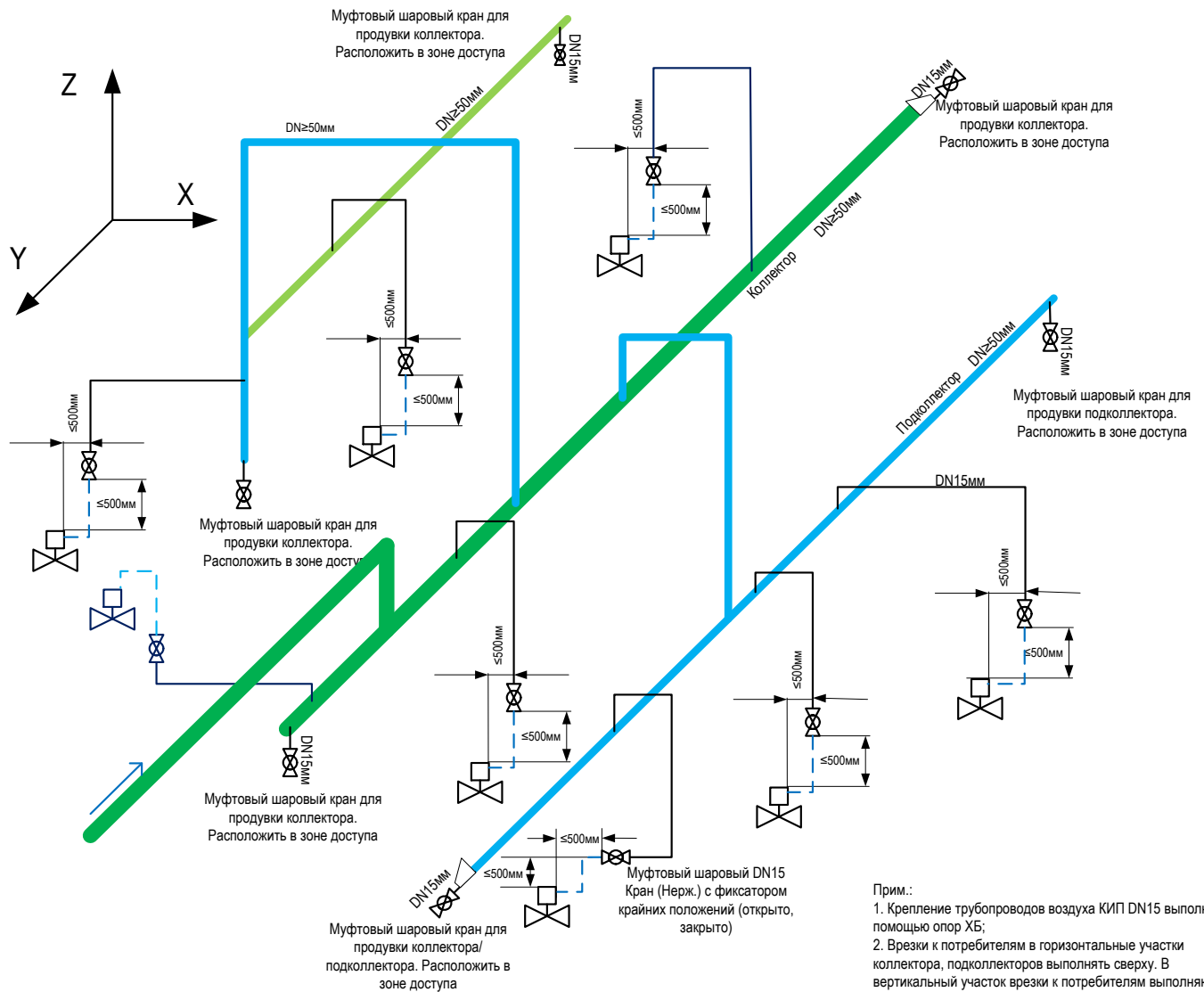


13.3. Подвод трубопровода воздуха КИП к потребителю

Пример подвода воздуха КИП к потребителю, например к клапану



13.4. Технические решения по трассировке воздуха КИП по объекту



Основные технические решения и условия по проектированию технологических трубопроводов. Компонировка. Монтажная часть.

Конфиденциально

Собственность ОАО «Славнефть-ЯНОС»

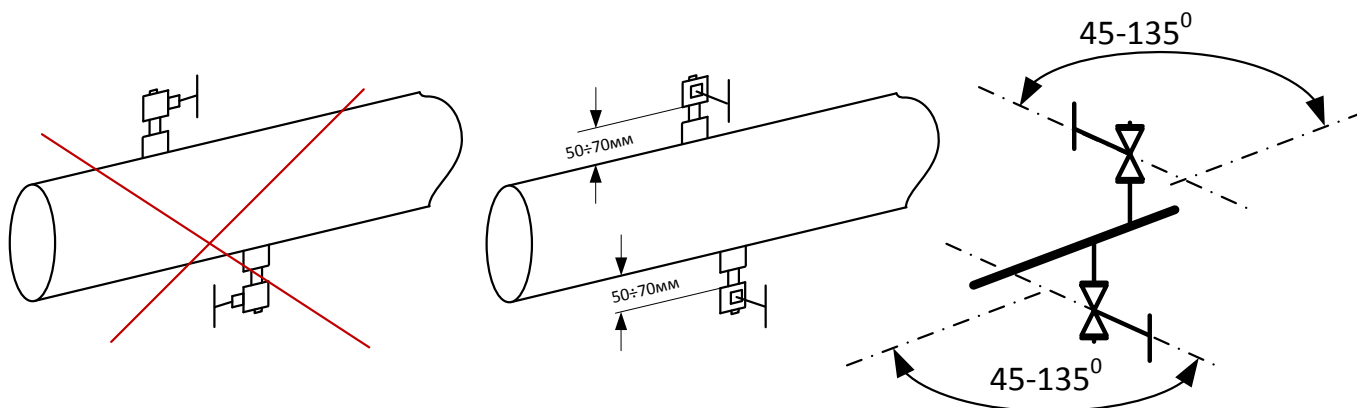
Воспроизведение и использование допускается только с письменного разрешения ОАО «Славнефть-ЯНОС»

14. Устройства для дренажа и продувки трубопроводов.

14.1. Технологические трубопроводы независимо от транспортируемого продукта должны иметь дренажи для слива воды после гидравлического испытания и воздушники в верхних точках трубопроводов для удаления газа. Для трубопроводов транспортирующих воздух и азот в верхних точках в качестве воздушников применяют бобышку с пробкой или ниппель с «колпачком».

Необходимость специальных устройств дренажа и продувки определяется проектом в зависимости от назначения и условий работы трубопровода.

Воздушники, дренажи, свидетели, корневую арматуру для КИП, пробоотборников располагают на минимальном расстоянии от трубопровода. Врезку в трубопровод диаметром $DN \geq 50$ выполняют через стандартизированную бобышку под приварку в раструб (например, велдолет). Расстояние между сварными швами минимизируют до 50 мм. Ориентацию штурвала воздушника и дренажа выполняют в разных плоскостях с трубопроводом:



Для отсекаемых участков трубопроводов протяженностью не более 1 м и диаметром не более $DN100$ допускается выполнить дренаж вбок (перпендикулярно трубопроводу).

14.2. Врезку на отбор давления к манометру или датчику давления выполняют сверху или сбоку ($0 \div 180^\circ$) в горизонтальный участок трубопровода/аппарата или сбоку в вертикальный участок трубопровода/аппарата.

14.3. Опорожнение трубопроводов, как правило, должно производиться в технологическое оборудование, имеющее устройства для периодического или непрерывного отвода жидкости. При невозможности обеспечения полного

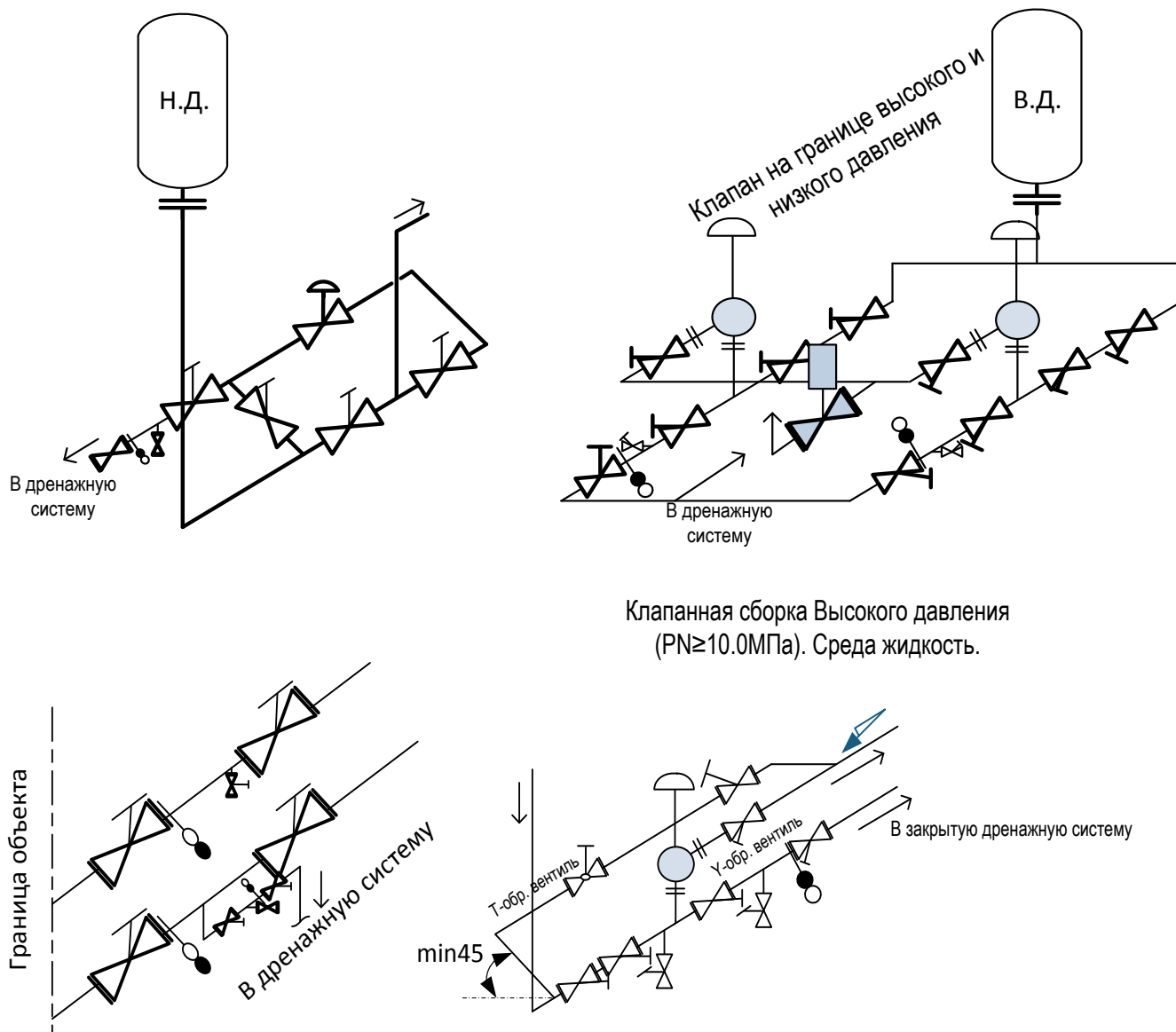
опорожнения (при наличии "мешков", обратных уклонов и т.д.) в нижних точках трубопроводов предусматривают специальные дренажные устройства непрерывного (для отвода конденсата из трубопровода водяного пара) или периодического действия.

14.4. Если в нижней точке последовательных трубопроводов расположен насос или клапанная сборка, то дренаж в закрытую систему дренажа размещают в нижней точке трубопровода в обвязке насосов, или в обвязке клапанной сборки. Эскиз дренажа насоса приведен в разделе обвязки насосов.

15. Дренажи в закрытую систему.

15.1. Конфигурация.

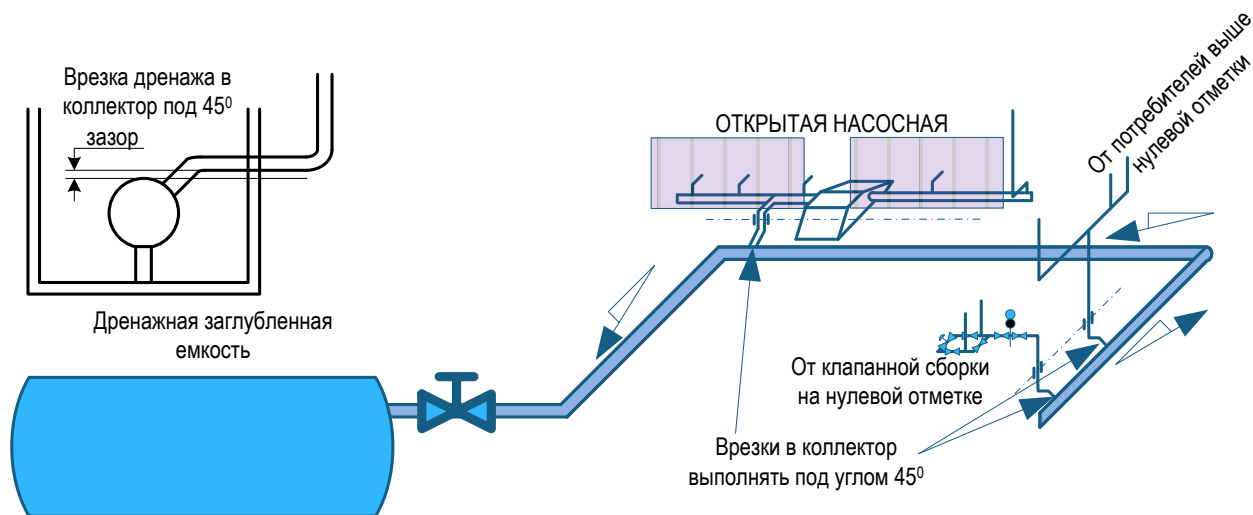
Дренаж в закрытую систему размещают в нижней точке трубопровода и совмещают с клапанной сборкой:



Дренажные трубопроводы и дренажный коллектор прокладываются с уклоном к точке подключения или для нефтепродуктов к дренажной емкости предусмотренной проектом. Клапанные сборки, организованные на уровне земли оборудованные дренажом располагают вблизи коллектора для минимизации протяженности дренажного трубопровода и не перегораживания проходов. Врезки в коллектор (подземная часть) выполняются под 45° к горизонту. Количество врезок минимизируют, организывают подколлекторы. Если температура застывания одного из транспортируемых в дренажных

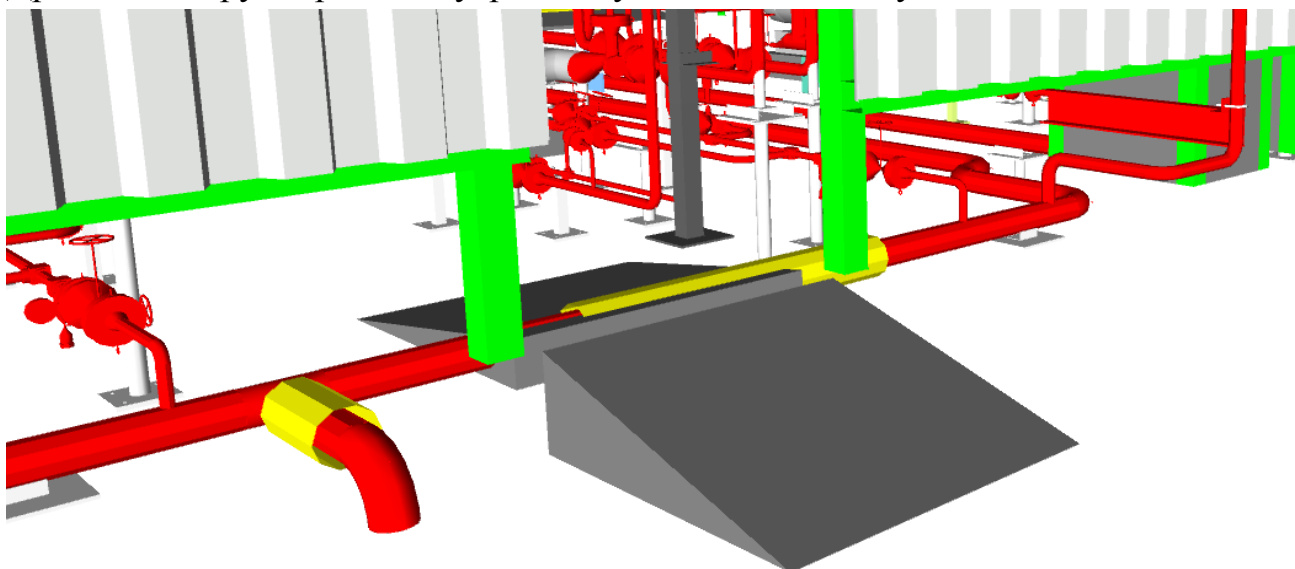
линиях продуктов выше 2°C , то применяется обогрев дренажных трубопроводов, а для подземных трубопроводов в качестве обогрева применяется теплоспутники из нержавеющей стали, в качестве теплоизоляционного материала применяется пеностекло, гидроизоляция выполняется поверх теплоизоляции.

Пример:



Дренажный трубопровод в насосной прокладывают вне проходов персонала на границе насосной (у отбортовки рядом с ветрозашитой).

Дренажный трубопровод внутри пандуса насосной на нулевой отметке:



15.2. Продукты дренирования направляются в дренажную емкость по закрытой дренажной системе. При проектировании предусматривают

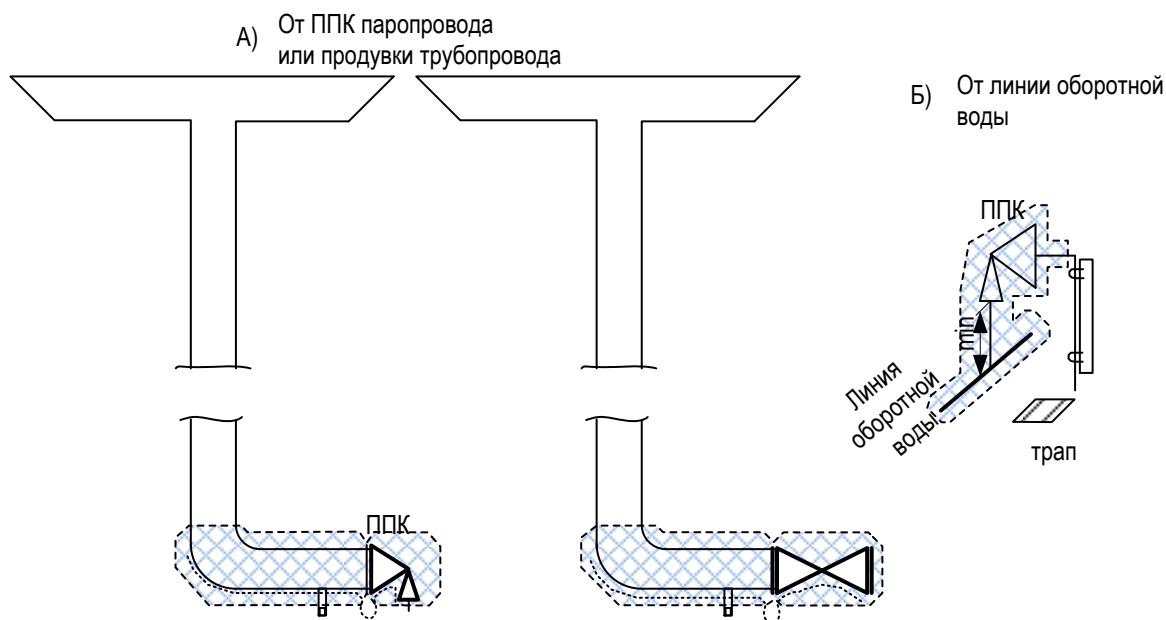
заглубленные (расположенные ниже нулевой отметки площадки строительства) дренажные емкости для легких нефтепродуктов и для тяжелых нефтепродуктов. В зависимости от того какие вещества обращаются (дренируются) на объекте и от того куда предусмотрен вывод продуктов из дренажной емкости, определяют необходимость наличия только одной дренажной системы нефтепродуктов или двух дренажных систем (легкой и тяжелой). Дыхание дренажных емкостей соединяют с факельной системой.

16. Свечи.

16.1. Для сброса пара от ППК, или для продувки трубопроводов предусматривают свечи с отводом продуктов в безопасное место (так чтобы конденсат, пар или газ из свечи не попал в рабочую зону, на площадку обслуживания или оборудование).

16.2. Для удаления конденсата из свечей предусматривают дренажный ниппель в нижней точке DN15 коллектора (VA). Дренажные линии со свечей не применяют.

16.3. Для свечей, выполненных по варианту «А», теплоизолируется и обогревается только нижний горизонтальный участок и участок расположенный в рабочей зоне обслуживающего персонала. Свечи, выполненные по варианту «Б» не теплоизолируются и не обогреваются. Для снижения нагрузки на штуцер трубопроводов сброса в атмосферу (свечей) применяется конфигурация свечи.

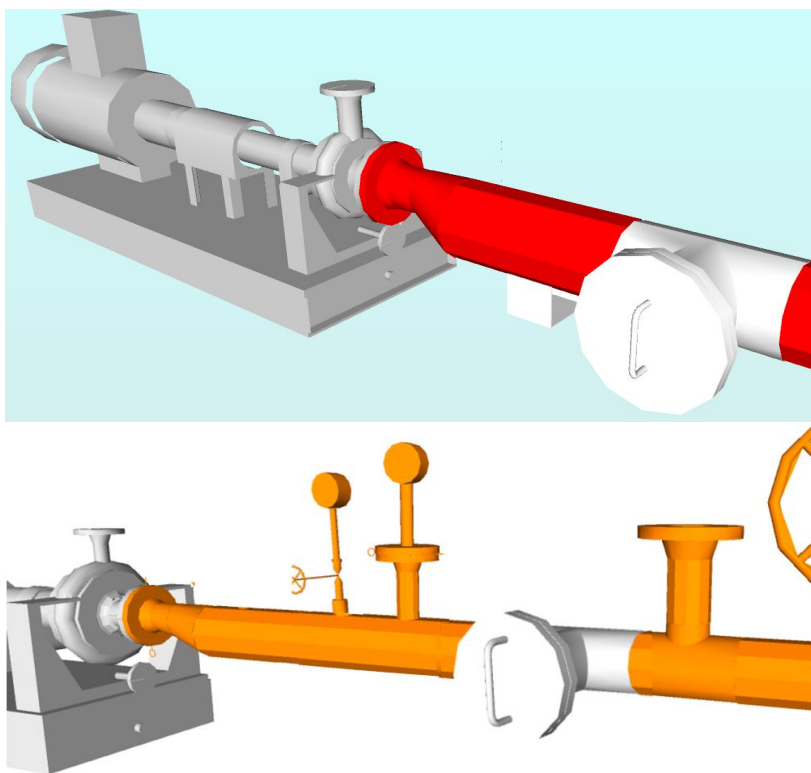


17. Трубопроводы обвязки насосов.

17.1. На всасывающих трубопроводах применяют только эксцентрические переходы (см. эскизы далее), для исключения воздушных мешков.

Верхнюю образующую линии всаса (приема) проектируют прямой линией до секущей арматуры или отвода перед секущей арматурой, длина прямого участка от концентрического перехода расположенного перед фланцем всаса (если нет перехода, то от фланца всаса насоса) до фильтра не менее 5-ти диаметров всаса насоса, что удовлетворяет требованиям поставщиков насосного оборудования. Диаметр штуцера всаса насоса может быть меньше трубопровода всаса. Причиной является обеспечение ламинарного течения на всасе для нормальной работы насоса. В этом случае эксцентрический переход присоединяют к ответному фланцу насоса и далее выполняют горизонтальный участок всаса строго одного диаметра. Фильтрующий элемент располагают в горизонтальной плоскости. Фильтр на приёме насоса располагают в горизонтальной плоскости, что позволяет исключить тупиковый участок и обеспечивает возможность чистки и выемки фильтрующего элемента.

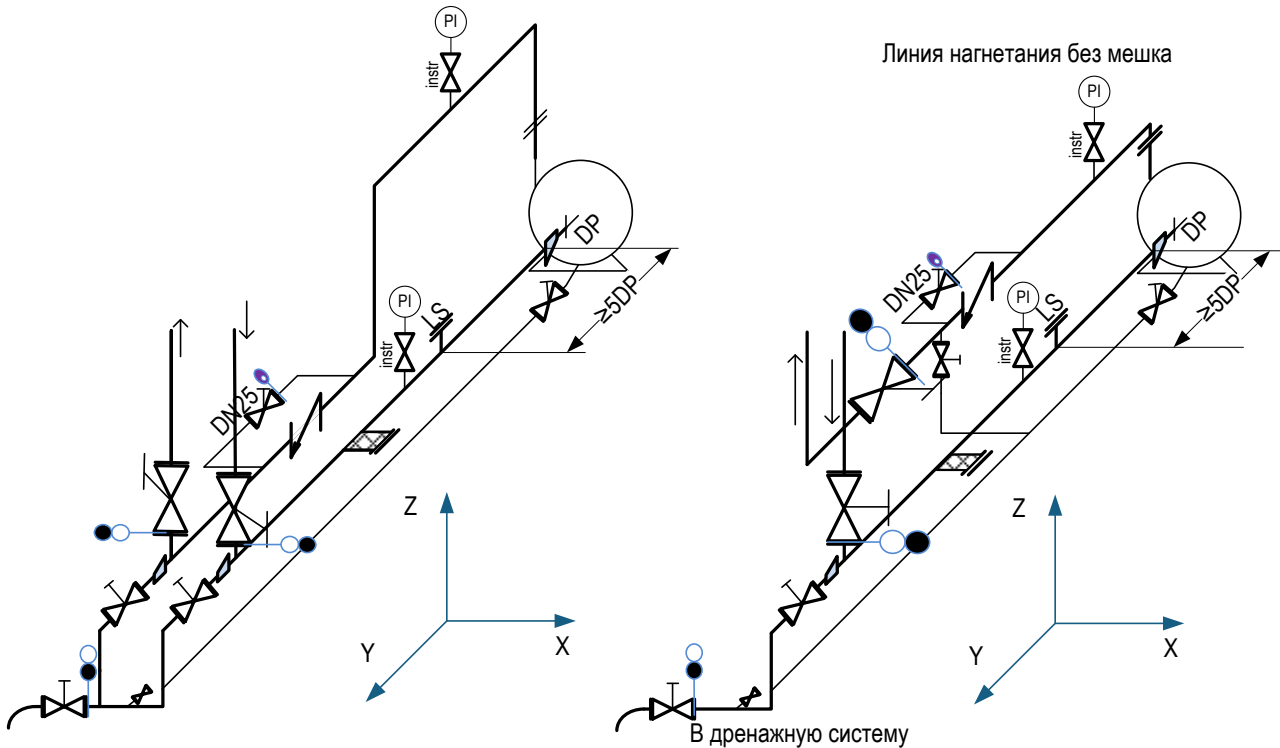
Линия всаса насоса:



Для продуктов перекачивающих сжиженные газы, фракций нефтепродуктов способные образовывать газовые пробки при рабочих параметрах, насосов вакуумной колонны нагнетательную линию выполняют без мешков, для

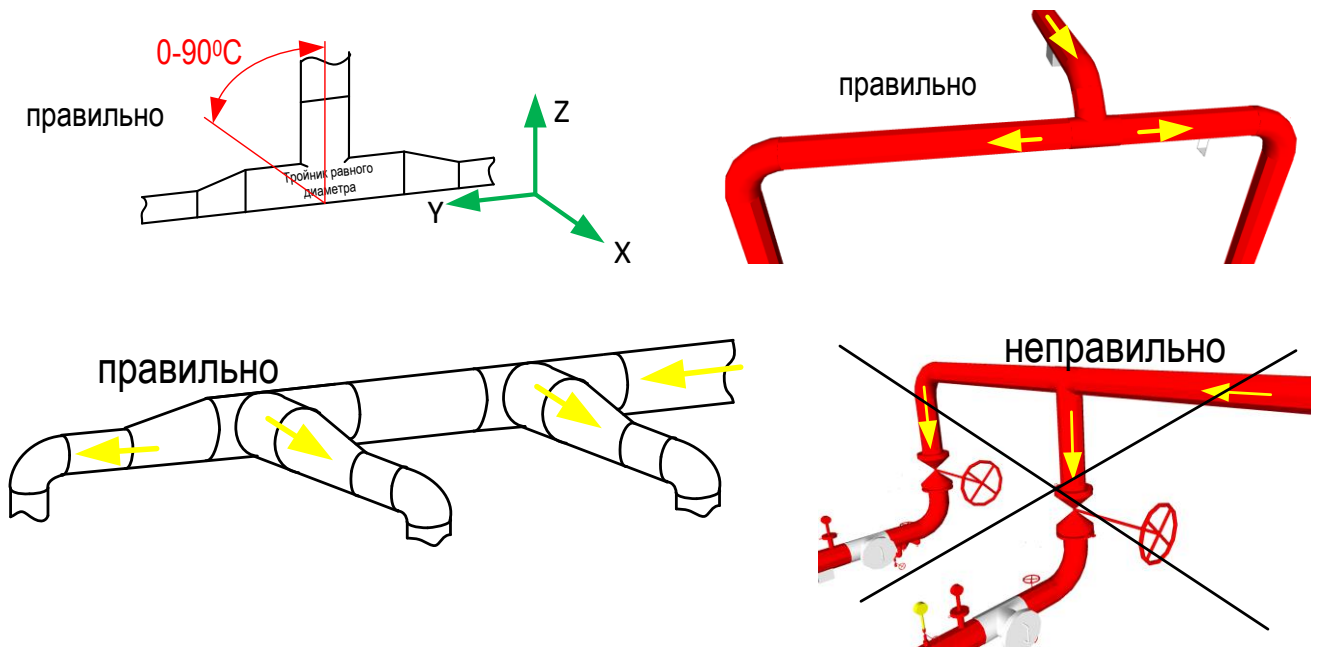
остальных сред такой вариант является рекомендуемым.

Примеры обвязки насосов с дренажом в закрытую систему:



Для пары насосов основного и резервного на линии нагнетания штурвалы арматуры направляют навстречу друг другу, для удобства перехода насосами.

17.2. Ответвления на линиях всаса насосов проектируют, исключая зоны скопления твердых частиц и примесей в застойных зонах, примеры:

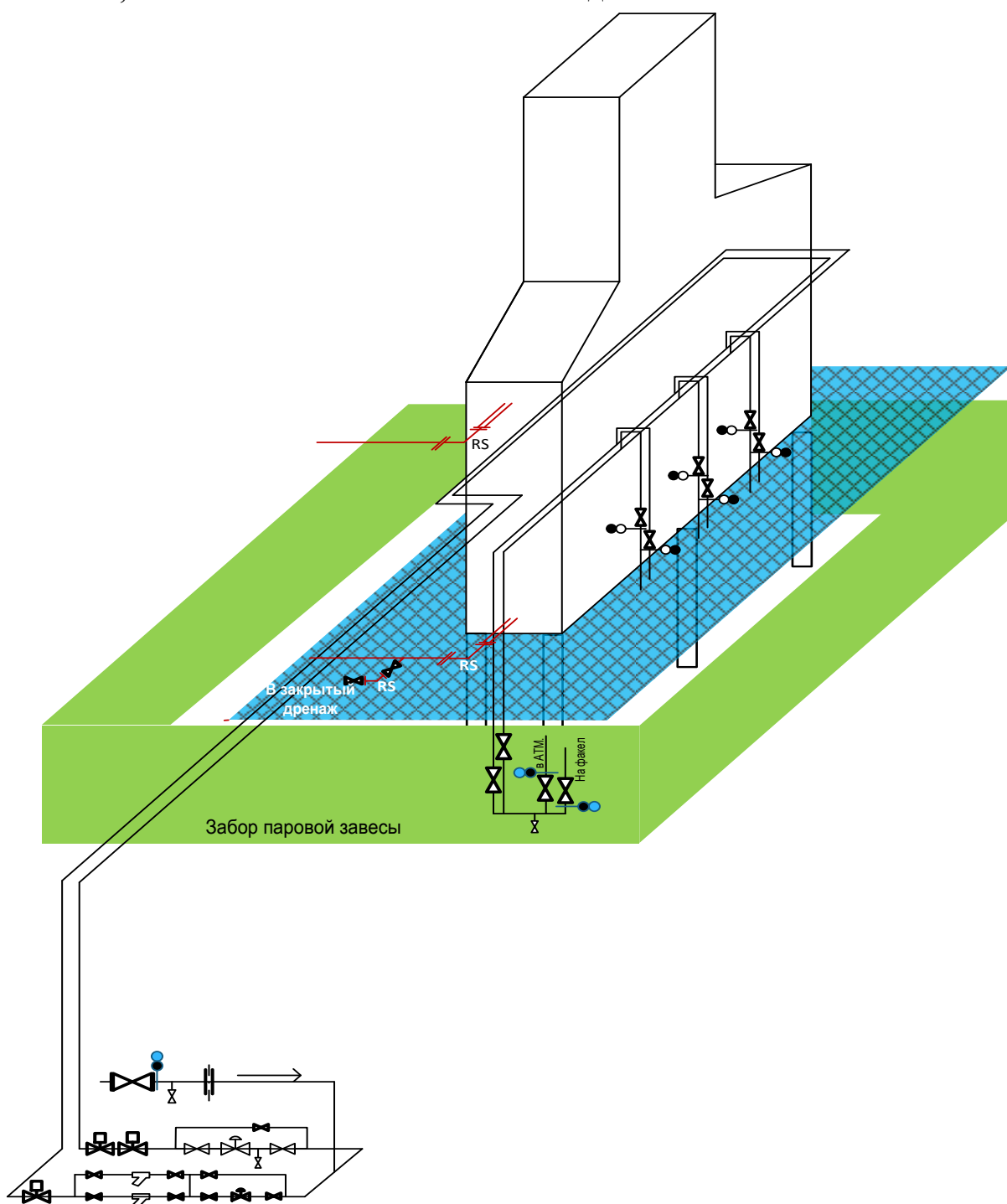


18. Трубопроводы обвязки печей.

18.1. Врезки пилотного и основного топливного газа в коллектор выполняют сверху.

18.2. Топливные коллектора по газу, жидкому топливу и пару в конечных участках должны иметь дренажи.

18.3. Предусматривают заглушки для отключения форсунок от линий пилотного, основного топливного газа и газа дожига.



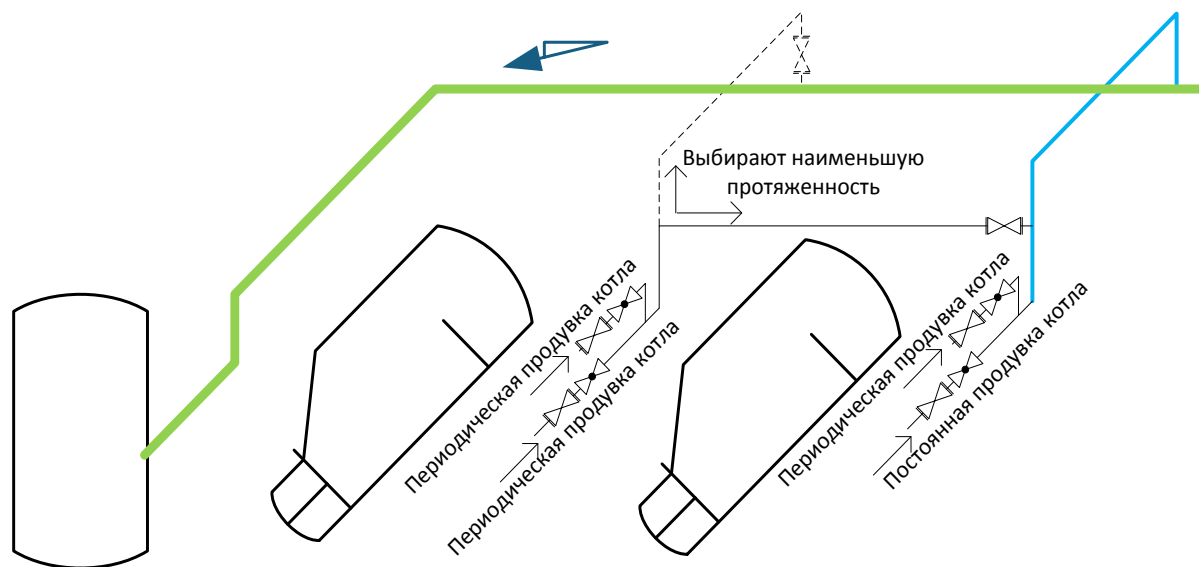
Основные технические решения и условия
по проектированию технологических трубопроводов. Компонировка. Монтажная часть.
Конфиденциально
Собственность ОАО «Славнефть-ЯНОС»
Воспроизведение и использование допускается только с письменного разрешения
ОАО «Славнефть-ЯНОС»

19. Коллекторы.

Для минимизации длины вспомогательных трубопроводов (азот, воздух, теплофикация, охлаждение, пар) предусматривают объединяющие коллекторы и подколлекторы, разветвление выполняют вблизи оборудования.

19.1. Коллектор продувки котельного оборудования.

Коллектор продувки котельного оборудования располагают на эстакадах в близости от котельного оборудования минимизируя длину трубопровода продувки от котла до коллектора. Коллектор прокладывают с уклоном к сборнику продувок или к деаэратору. В начале коллектора врезают трубопроводы постоянной продувки для исключения тупиков и поддержания постоянной температуры коллектора. Трубопроводы продувки и коллектор продувки обогревают от замерзания

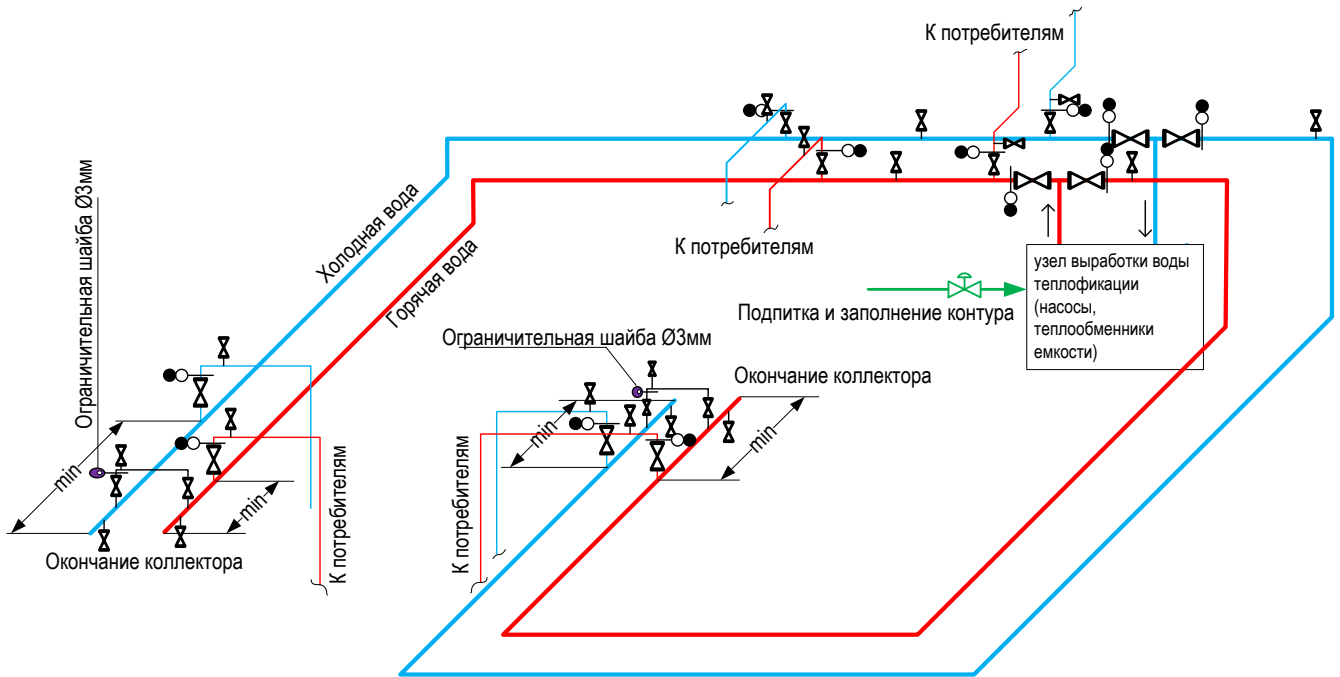


Сборник продувки или деаэратор

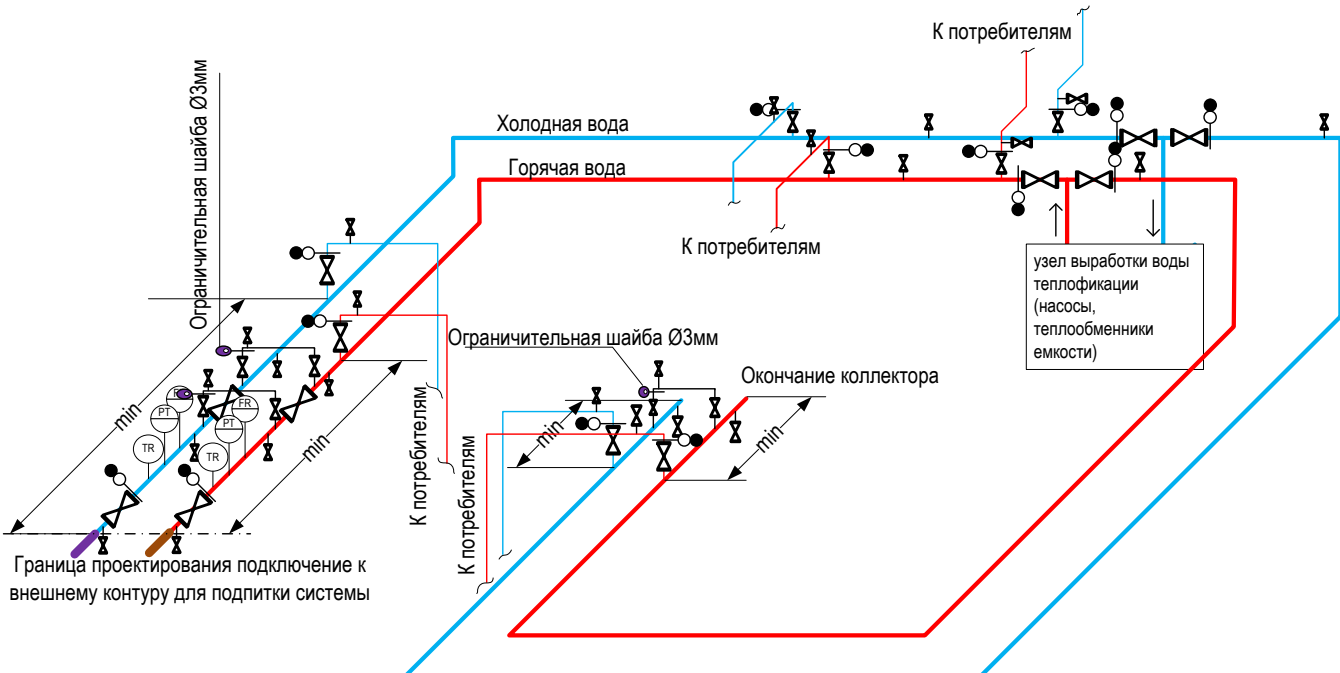
19.2. Коллектор теплофикационного контура состоит из прямой «горячей» и обратной «холодной» линий воды теплофикации, проектируется диаметром DN80 или DN100. Врезки в коллектор выполняют сверху. Холодную и горячую линии коллектора прокладывают параллельно друг другу без перехлестов и пересечений. Коллектор прокладывают по эстакаде трубопроводов таким образом, чтобы минимизировать протяженность линий к потребителям. Коллектор проектируют без гидравлических мешков с дренажами в нижних точках и воздушниками в верхних точках.

Коллектор имеет одно начало и одно или два окончания (если это снижает металлоемкость), в начале и в конце коллектора предусматривают пусковые байпасы с фланцевой арматурой DN15.

Подпитка и заполнение коллектора может быть выполнена в узел выработки воды теплофикации:

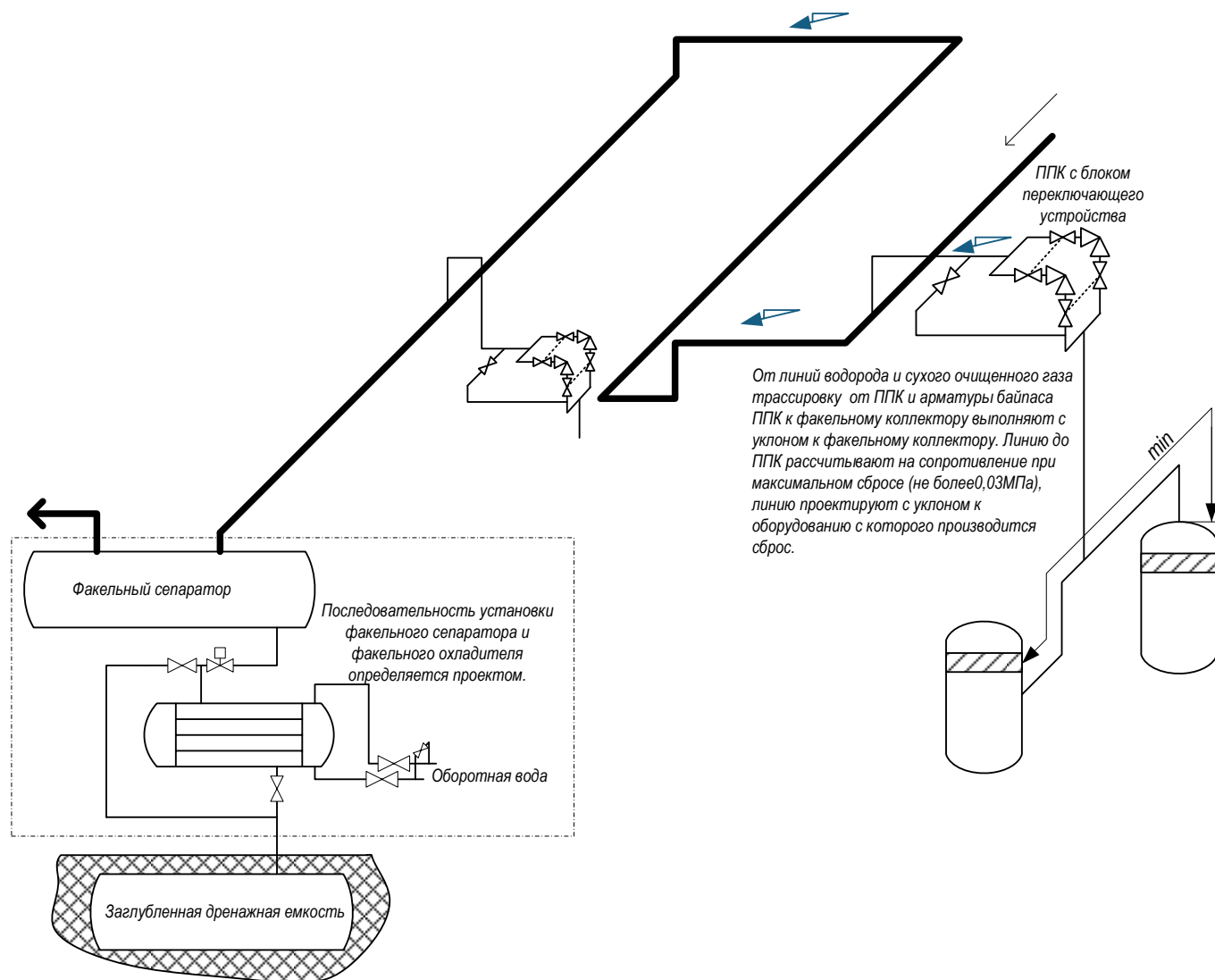


Подпитка и заполнение коллектора может быть выполнена непосредственно в коллектор:



19.3. Коллектор факела. Коллектор факела (или факельный коллектор) предусматривают для сброса нефтепродуктов, преимущественно газов от предохранительных устройств и от точек сброса давления из оборудования,

чтобы исключить попадание нефтепродуктов в атмосферу. Коллектор факела прокладывают с уклоном к холодильнику и сепаратору факельных газов. Коллектор факельных газов проектируют с одним началом и одним окончанием для исключения застойных зон, в начале коллектора предусматривают постоянную продувку топливным газом и аварийную продувку инертным газом:

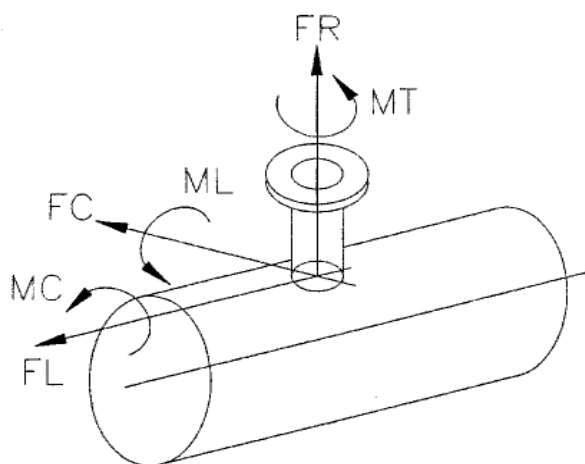


20. Допустимые нагрузки на штуцеры оборудования от трубопроводов.

Конструкция трубопровода (конфигурация и расположение опор) должна обеспечивать не превышение допустимых нагрузок на штуцеры оборудования (см. таблица 2, или см. стандарты ГОСТ Р ИСО 15547-1-2009 ГОСТ ISO 13706).

Таблица 2

Максимальные усилия на штуцерах Maximum forces and moments at nozzles



усилие сжатия compression force	F_R
продольное усилие longitudinal force	F_L
окружное усилие circumferential force	F_C
крутящий момент torsional moment	M_T
момент продольного изгиба longitudinal moment	M_L
момент изгиба по окружности circumferential moment	M_C

Примечания / Notes:

- 1) Принятые значения предполагают, что возникающие нагрузки на 67% связаны с расширением и на 33% с весом.
Above given loadings are considered to be caused by 67% thermal and 33% dead weight loads.
- 2) Указанные значения действительны если нет других указаний.
Given values are true only if there are no other directions.

НОМИНАЛЬНЫЙ РАЗМЕР NOMINAL SIZE	УСИЛИЕ / FORCE, Н			МОМЕНТ / MOMENT Н*м		
	F_C	F_L	F_R	M_C	M_L	M_T
50	1100	1100	1500	200	200	300
80	2000	2000	2900	700	700	1000
100	2700	2700	3800	1300	1300	1800
150	4000	4000	5700	2900	2900	4100
200	5600	5600	7900	5000	5000	7100
250	7400	7400	10400	7700	7700	10900
300	9300	9300	13100	11200	11200	15900
350	11200	11200	15800	15000	15000	21200
400	13300	13300	18800	20000	20000	28300
450	15400	15400	21700	25300	25300	35800
500	17400	17400	24600	30200	30200	42700
550	19400	19400	27500	35500	35500	50200
600	21500	21500	30400	40600	40600	57200
650	23600	23600	33500	45400	45400	64100
750	27600	27600	39100	55300	55300	78200

21. Технологическая карта выполнения теплоизоляционных работ технологического оборудования и трубопроводов.

№ п/п	Наименование оборудования, трубопроводов	Условия эксплуатации	Теплоизоляционный материал	Крепёж/ Внутренние устройства	Покрывной слой
1	Трубопроводы Dн до 32мм	+12 +500°С	Полотно холстпрошивное ПСХ-Т-450 ТУ 6-48-97-93	Проволока стальная Вязальная ГОСТ 3282-74	Фольма-ткань П-280
2	Трубопроводы Dн 32-159 мм	+12 +250°С	Маты минераловатные прошивные М-100 ГОСТ 21880-2011	Проволока стальная Вязальная ГОСТ 3282-74 Опорные кольца	*Алюминий δ=0.5 мм ГОСТ 13726-97
3	Трубопроводы Dн более 159 мм	+12 +250°С	Маты минераловатные прошивные М-100 ГОСТ 21880-2011	Проволока стальная Вязальная ГОСТ 3282-74 Опорные кольца	*Алюминий δ=0.8 мм ГОСТ 13726-97
4	Трубопроводы Dн 32-159 мм	+250 +570°С	Маты прошивные из базальтового супертонкого волокна	Проволока стальная Вязальная ГОСТ 3282-74 Опорные кольца	*Алюминий δ=0.5 мм ГОСТ 13726-97
5	Трубопроводы Dн более 159 мм	+250 +570°С	Маты прошивные из базальтового супертонкого волокна	Проволока стальная Вязальная ГОСТ 3282-74 Опорные кольца	*Алюминий δ=0.8 мм ГОСТ 13726-97
6	Трубопроводы Dн 32-159 мм с электрообогревом	+11 +250°С	Цилиндры теплоизоляции-онные из минеральной ваты на синтетическом связующем ГОСТ 23208-2003	Лента стальная, бандажная упаковочная δ=0.7мм ГОСТ 3560-73	*Алюминий δ=0.5 мм ГОСТ 13726-97
7	Трубопроводы Dн более 159 мм с электрообогревом	+11 +250°С	Цилиндры теплоизоляции-онные из минеральной ваты на синтетическом связующем ГОСТ 23208-2003	Лента стальная, бандажная упаковочная δ=0.7мм ГОСТ 3560-73	*Алюминий δ=0.8 мм ГОСТ 13726-97
8	Трубопроводы Dн 32-159 мм с пароспутниками	+12 +250°С	Фольма-ткань П-280 Маты минераловатные прошивные М-100 ГОСТ 21880-2011	Проволока стальная Вязальная ГОСТ 3282-74 Опорные кольца	*Алюминий δ=0.5 мм ГОСТ 13726-97
9	Трубопроводы Dн более 159 мм с пароспутниками	+12 +250°С	Фольма-ткань П-280 Маты минераловатные прошивные М-100 ГОСТ 21880-2011	Проволока стальная Вязальная ГОСТ 3282-74 Опорные кольца	*Алюминий δ=0.8 мм ГОСТ 13726-97

Основные технические решения и условия
по проектированию технологических трубопроводов. Компоновка. Монтажная часть.
Конфиденциально
Собственность ОАО «Славнефть-ЯНОС»
Воспроизведение и использование допускается только с письменного разрешения
ОАО «Славнефть-ЯНОС»

10	Трубопроводы с поверхностью изоляции, подвергающейся интенсивным физическим нагрузкам	+12 +400°C	Системы теплоизоляционные универсальные типа СТУ-У	В комплекте изделия	*Алюминий δ=0.8 мм ГОСТ 13726-97
11	Колонны, емкости, резервуары	+12 +250°C	Плиты минераловатные П-125 ГОСТ 9573-2012	Проволока стальная Вязальная ГОСТ 3282-74	*Алюминий δ=0.8 мм ГОСТ 13726-97
12	Колонны, емкости, реактора	+250 +650°C	Плиты базальтовые промышленного применения	Проволока стальная Вязальная ГОСТ 3282	*Алюминий δ=0.8 мм ГОСТ 13726-97
13	Арматура, приборы КИП, фланцы	+11 +250°C	Маты минераловатные прошивные М-100 ГОСТ 21880-2011+ фольматкань П-280 с 2-х сторон	Проволока стальная Вязальная ГОСТ 3282	_____
14	Трубопроводы Дн более 32 при подземной прокладке	-60 +450°C	**Материалы и изделия из пеностекла ГОСТ 33676-2015	Лента стальная, бандажная упаковочная δ=0.7мм ГОСТ 3560-73	_____
15	Технологическое оборудование, трубопроводы	-60 +11°C	Изделия из вспененного каучука	Клей резиновый	*Алюминий δ=0.8 мм ГОСТ 13726-97 + Герметик
16	Технологическое оборудование, трубопроводы	-60 +11°C	Маты минераловатные прошивные М-100 ГОСТ 21880-2011 Пленка полиэтиленовая Полотно холстопршивное ПСХ-Т-450 ТУ 6-48-97-93	Проволока стальная Вязальная ГОСТ 3282	*Алюминий δ=0.8 мм ГОСТ 13726-97 + Герметик
		<-60°C			

* – В качестве покрывного слоя допускается применять ленту из алюминия и алюминиевых сплавов следующих марок: АД0, АД1, АМц, АМг2, 1105АН, ВД1Н, ВД1М.

** – Проектировщиком составляется задание на выполнение теплоизоляции из пеностекла с исходными данными необходимыми (достаточными) для разработки части ТИ. В задание прикладывают ИЧ трубопроводов, схему прокладки теплоспутников, внешние условия, размеры лотка, требования к документации (технологическая карта/руководство по монтажу, сметы на материалы и работы, спецификация на материалы, ведомость объемов работ...).

22. Обогрев.

22.1. Теплоспутники.

22.1.1. Теплоспутники на объекте проектируют длиной от 60м до 150м. На эстакадах межцеховых коммуникаций длину определяют на основании «Руководства по проектированию теплоспутников технологических трубопроводов» Р-ТТ-02-2005 разработанного ОАО «ВНИПИнефть».

22.1.2. Одним и тем же спутником допускается обогрев разных трубопроводов, если это экономически целесообразно, например для коротких участков трубопроводов расположенных поблизости друг от друга.

22.1.3. Пароспутники проектируют условным диаметром 25мм., водяные теплоспутники проектируют условным диаметром 20мм.

22.1.4. Теплоспутники komponуют на гребенках прямой и обратной (Запитка и распитка). Гребенки запитки и распитки располагают рядом или напротив друг друга, номер штуцера теплоспутника на запитке такой же, как и номер штуцера теплоспутника на распитке, чтобы беспрепятственно найти начало и окончание каждого теплоспутника. Нумерация штуцеров теплоспутников на гребенке начинается от коллектора.

22.1.5. Каждый теплоспутник оборудуется запорной арматурой и поворотной заглушкой. Врезки штуцеров в гребенку выполняют сверху. Арматуру располагают в вертикальной плоскости на минимальном расстоянии от гребенки.

22.1.6. В нижних и верхних точках теплоспутника предусматривают ниппели длиной 50мм с колпачками R1/2" или бобышки с наружным диаметром не более 30мм и пробкой R1/2".

22.1.7. При расчетном расходе конденсата из парового теплоспутника менее 0,05 л/мин и расположении конденсатоотводчика на уровне земли допускается направлять конденсат на грунт через слой гравия.

22.1.8. При выводе конденсата из каждого отдельного парового теплоспутника (пароспутника) предусматривают индивидуальный конденсатоотводчик. Вывод конденсата из двух и более конденсатопроводов через один конденсатоотводчик не выполняют.

22.1.9. Теплоспутники/обогревы аппаратов и трубопроводов объединяют на совместных гребенках, если это экономит металлоемкость или протяженность теплоспутников или коллекторов.

22.1.10. Документация теплоспутников.

Для монтажа теплоспутников выпускают документацию:

– чертежи расположения узлов запитки и распитки (гребенок прямой и обратной) на плане проектируемого объекта строительства.

– схемы прокладки теплоспутников.

22.1.11. В условное обозначение места, откуда/куда направлен теплоспутник входит номер узла запитка/распитка и номер штуцера на гребенке. Например, 2-3-5 (узел №2, запитка, 5-й штуцер теплоспутника по ходу от коллектора). Обозначение принимается институтом и приводится в документации на теплоспутники.

22.2. Конденсатоотводчики.

22.2.1. Для пароспутников применяют термостатические конденсатоотводчики (не требуют настройки; компактны; вибрации и гидроударам; работают в любой геометрической плоскости).

22.2.2. При выводе конденсата с трассы парового трубопровода предусматривают конденсатоотводчик.

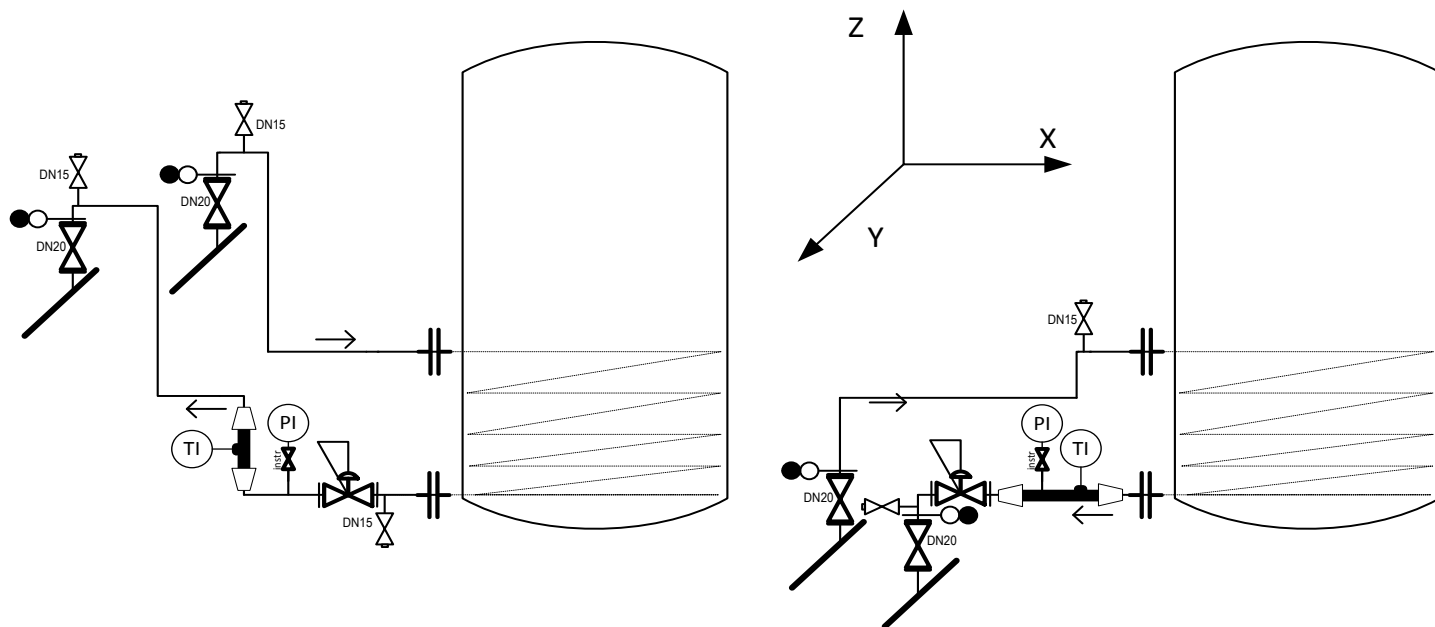
22.2.3. Для теплообменного оборудования применяют только поплавковые (механические) конденсатоотводчики.

22.2.4. Все виды конденсатоотводящих устройств и все дренажные трубопроводы, размещаемые вне помещений, надежно защищают от замерзания теплоизоляцией.

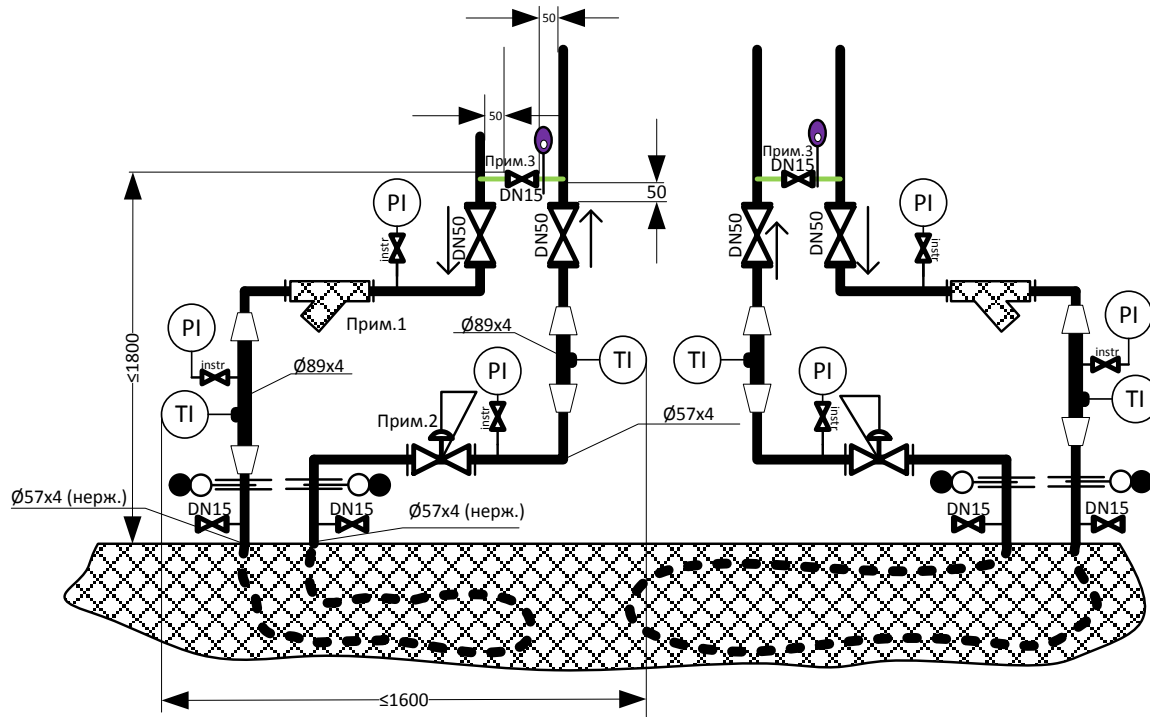
22.3. Узлы обогрева.

22.3.1. Узел обогрева одного контура оборудования водой теплофикации:

Для одного контура



22.3.2. Узел обогрева полов. Для каждого замкнутого контура (змеевика обогрева) предусматривают индивидуальный узел, располагают под навесом площадки, для которой он предназначен:



- Прим. 1. Фильтр расположить в горизонтальной плоскости
 Прим.2 . Терморегулятор расположить вертикально на горизонтальном участке.
 Прим.3. Поставить ограничительную шайбу 3мм.

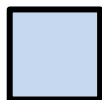
22.3.3. Гребенки (Узлы запитки/распитки) теплоспутников трубопроводов располагают на уровне земли под эстакадами трубопроводов и на эстакадах для обогрева трубопроводов минимизируя протяженность части теплоспутника, которая не обогревает трубопровод, а прокладывается к месту обогрева «вхолостую».

22.3.4. Гребенки (Узлы запитки/распитки) теплоспутников группы аппаратов располагают на уровне земли рядом с группой аппаратов или на площадках обслуживания группы аппаратов или рядом с ними.

22.3.5. Гребенки (Узлы запитки/распитки) теплоспутников размещенные на уровне земли располагают около железобетонных стоек эстакад.

Вид сверху

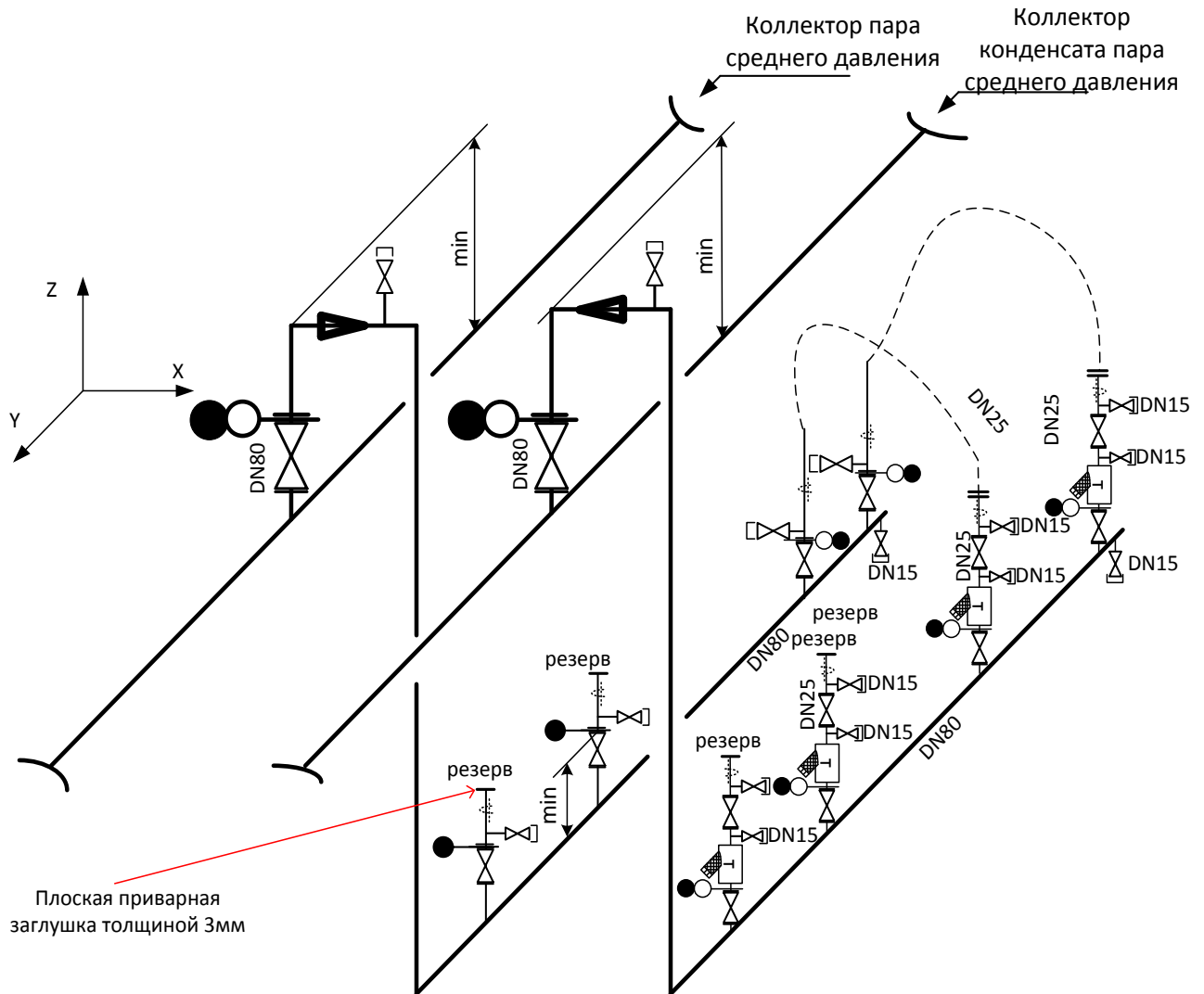
Гребенка прямая



Гребенка обратная

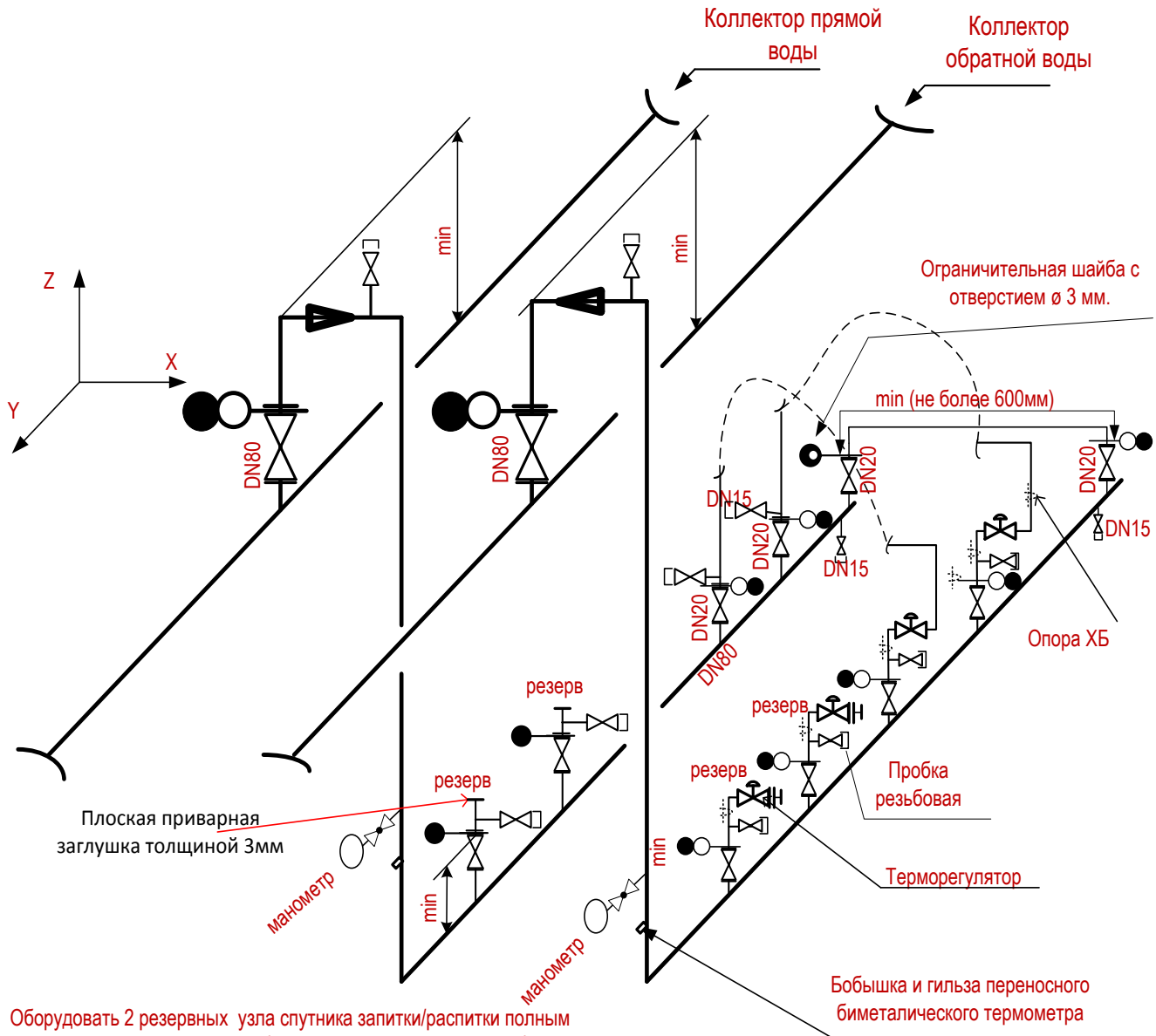
22.3.6. Гребенка пароспутников – теплоспутников пара среднего давления (0,9-1,5МПа).

Для парового обогрева используют пар среднего давления. Количество спутников для одной гребенки не более 15 шт. Конфигурацию узла гребенок теплоспутников парового обогрева выполняют следующим образом:



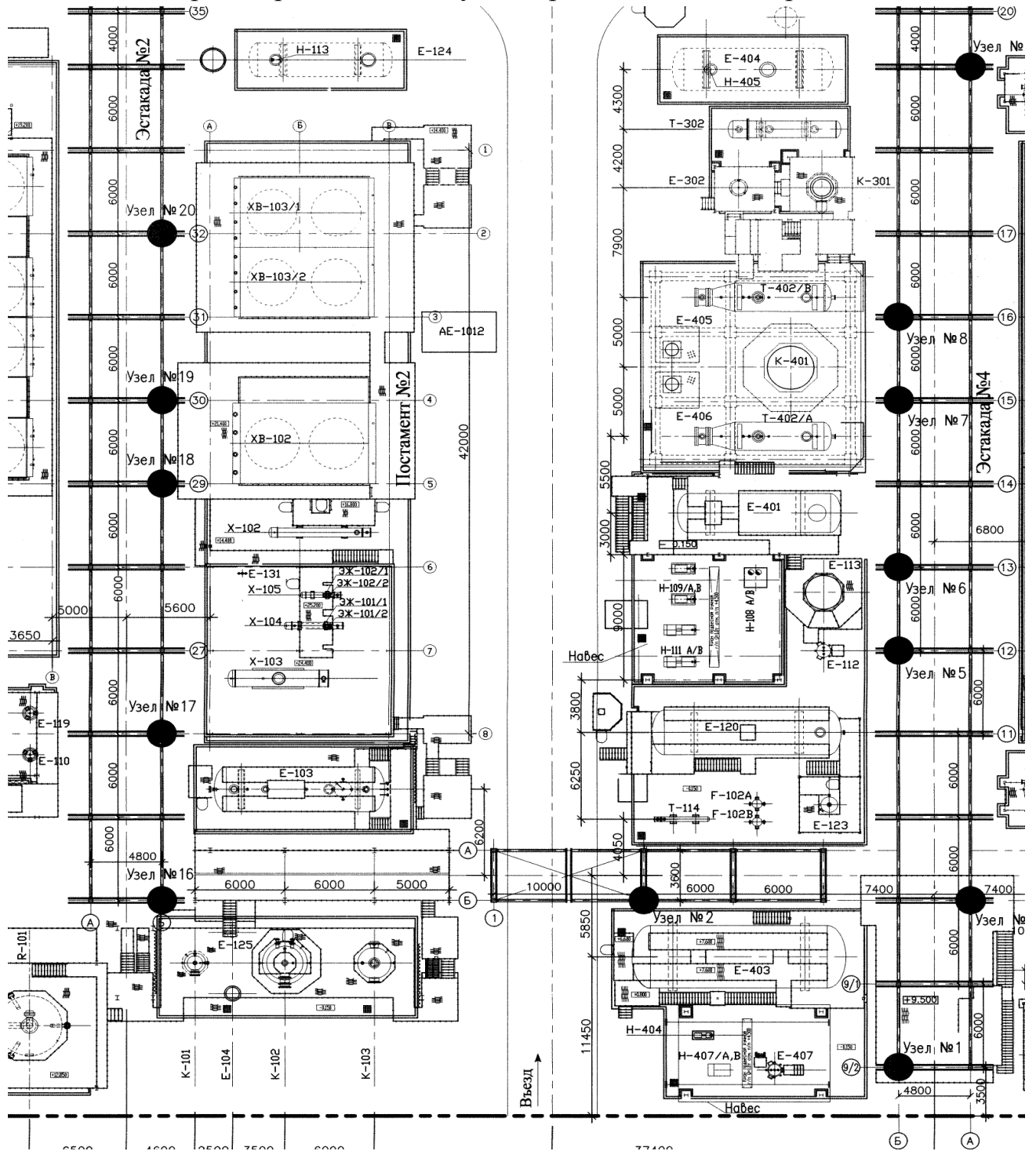
Оборудовать 2 резервных узла спутника запитки/распитки полным комплектом арматуры. Резервные узлы разместить первыми по ходу от коллектора.

22.3.7. Гребенка водяных теплоспутников. Количество спутников для одной гребенки не более 15 шт. Каждый контур обогрева теплофикационной водой оснащают на обратной (распитке) механическим терморегулятором. Узлы запитки и распитки контуров теплоспутников, и контуров обогрева оборудования обогрева – два, и более контуров, выполняют в виде гребенок следующим образом:



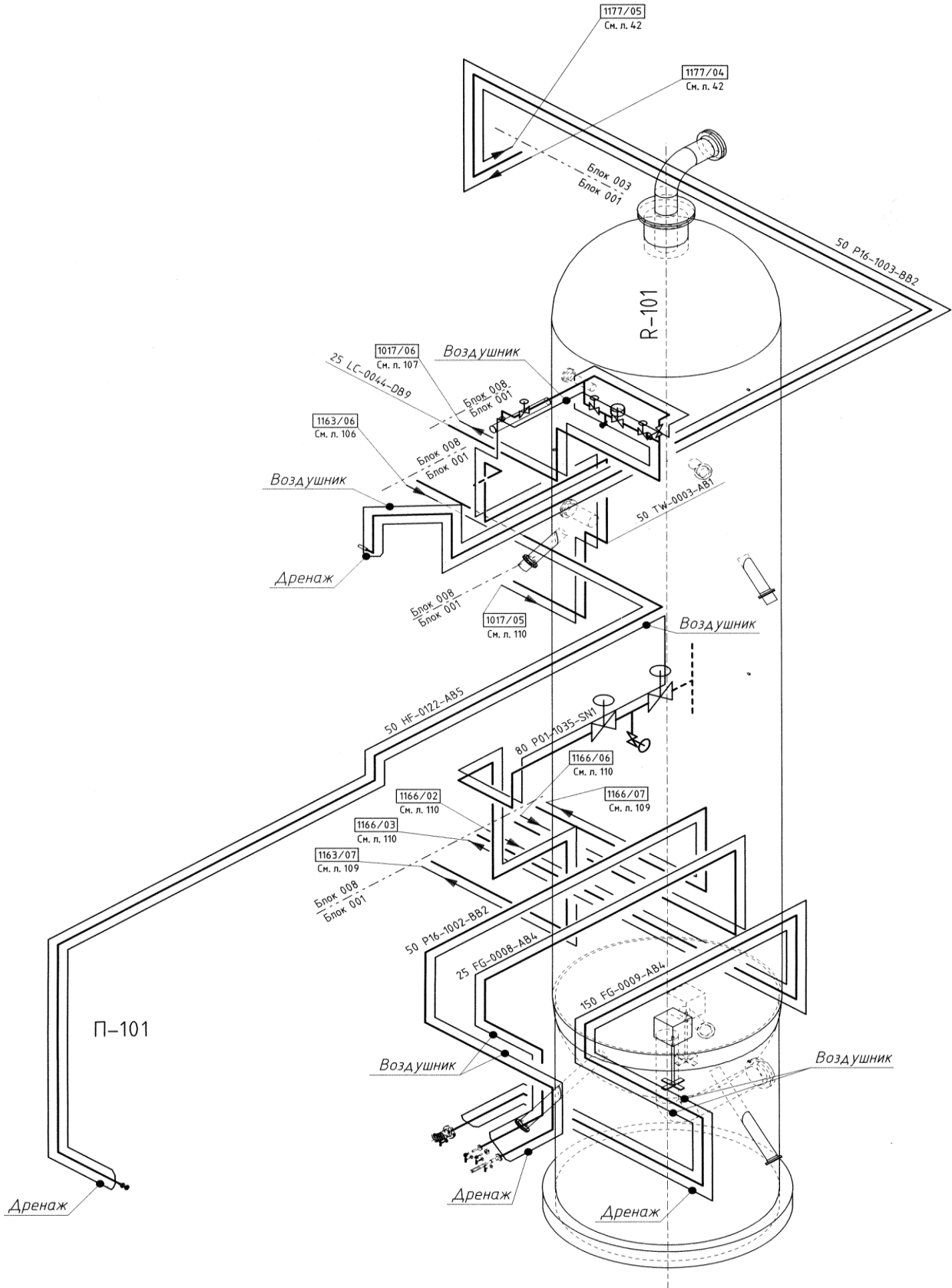
Оборудовать 2 резервных узла спутника запитки/распитки полным комплектом арматуры для гребенки теплоспутников. Для гребенки обогревов оборудования резервные узлы не предусматривать. Резервные узлы разместить первыми по ходу от коллектора.

22.4. Чертежи расположения узлов гребенок запитки и распитки.

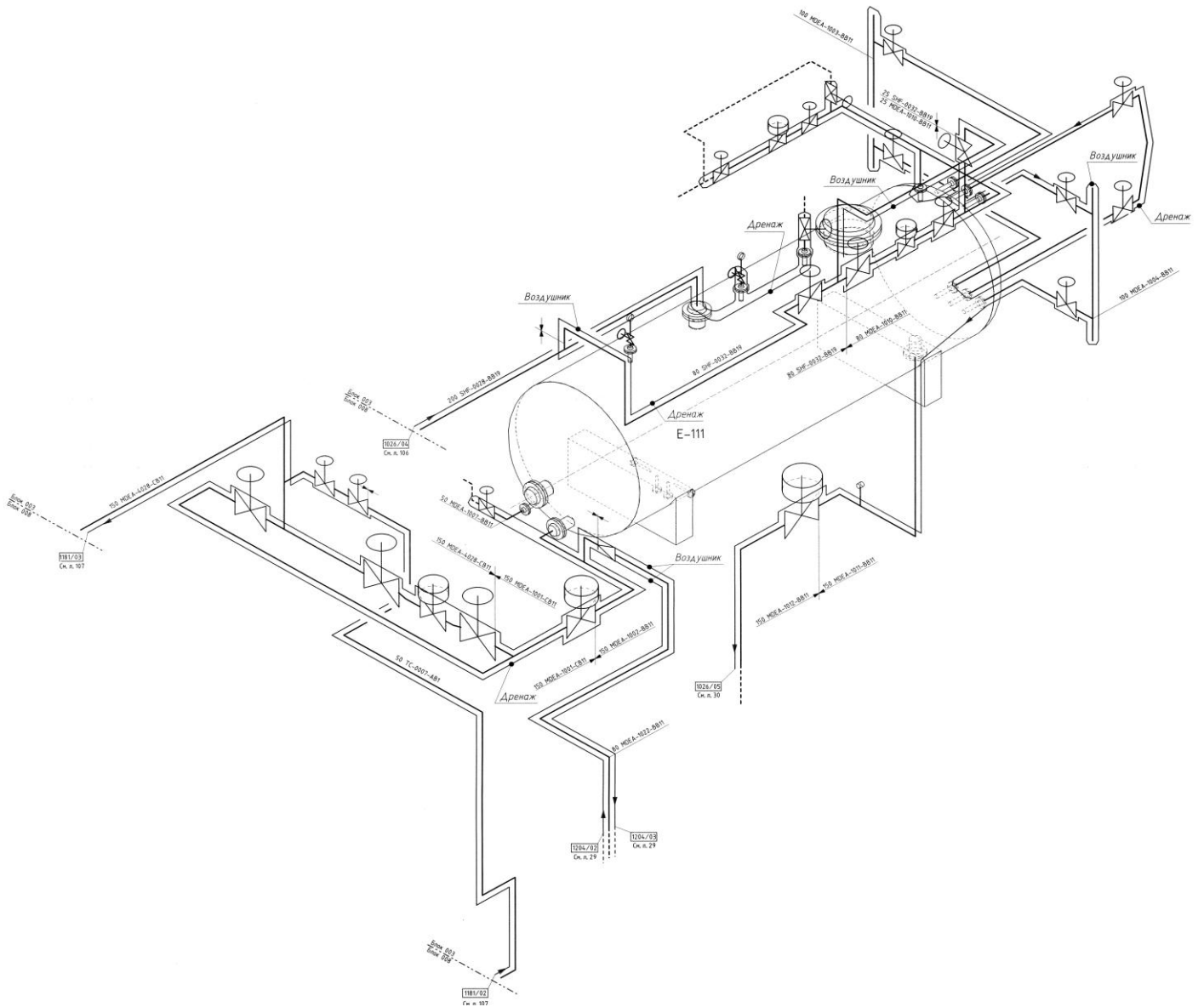


Основные технические решения и условия
по проектированию технологических трубопроводов. Компоновка. Монтажная часть.
Конфиденциально
Собственность ОАО «Славнефть-ЯНОС»
Воспроизведение и использование допускается только с письменного разрешения
ОАО «Славнефть-ЯНОС»

22.5. Схемы прокладки теплоспутников.



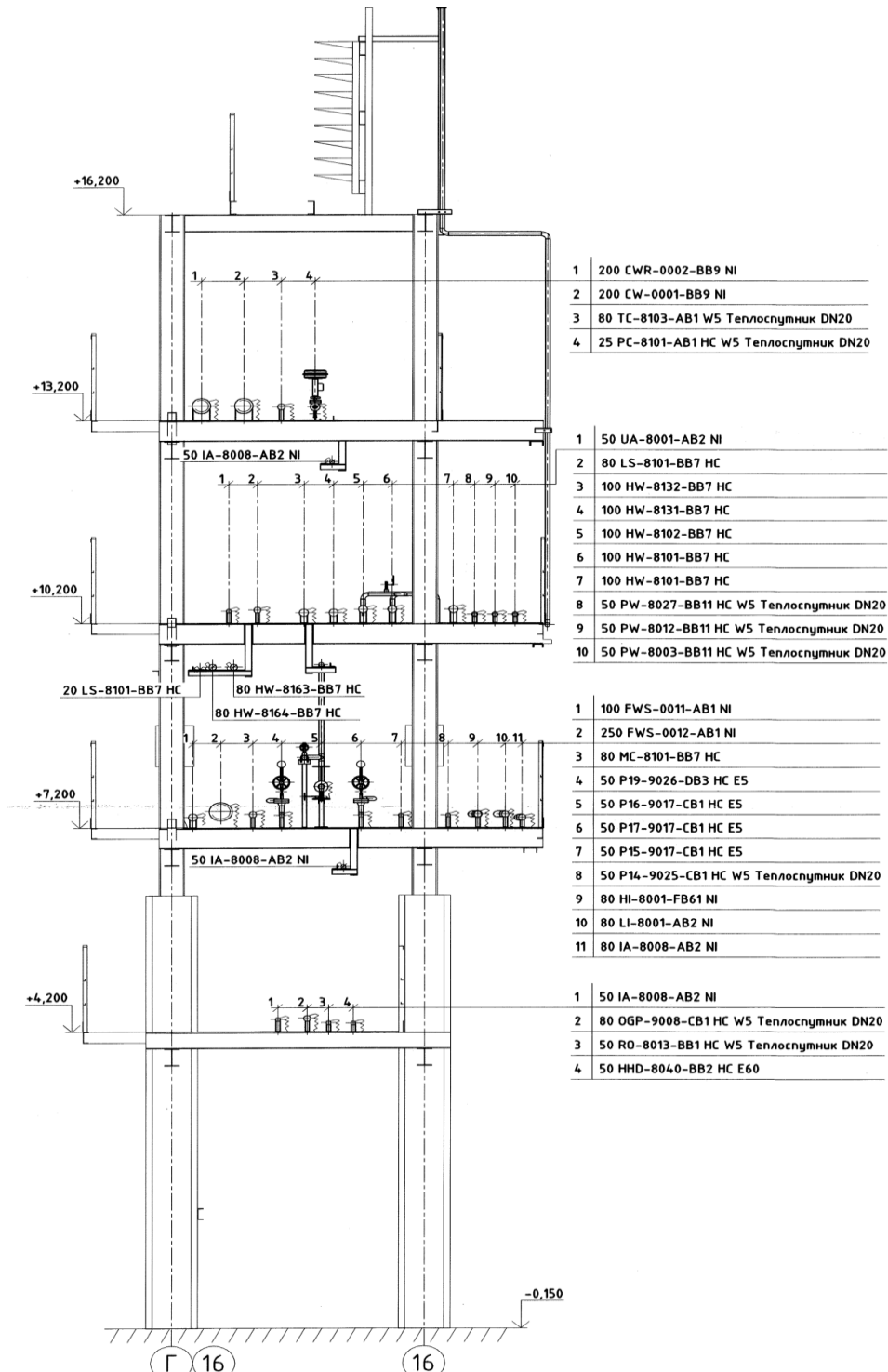
Основные технические решения и условия
по проектированию технологических трубопроводов. Компонка. Монтажная часть.
Конфиденциально
Собственность ОАО «Славнефть-ЯНОС»
Воспроизведение и использование допускается только с письменного разрешения
ОАО «Славнефть-ЯНОС»



Основные технические решения и условия
 по проектированию технологических трубопроводов. Компонка. Монтажная часть.
 Конфиденциально
 Собственность ОАО «Славнефть-ЯНОС»
 Воспроизведение и использование допускается только с письменного разрешения
 ОАО «Славнефть-ЯНОС»

23. Планы и разрезы заземления и шунтирующих перемычек трубопроводов и оборудования, детальные чертежи узла присоединения трубопровода к контуру заземления и шунтирующей перемычки.

23.1. Пример чертежа разреза эстакады трубопроводов, место монтажа заземления с указанием точек монтажа заземляющего проводника к трубопроводу.



Основные технические решения и условия
по проектированию технологических трубопроводов. Компоновка. Монтажная часть.
Конфиденциально
Собственность ОАО «Славнефть-ЯНОС»
Воспроизведение и использование допускается только с письменного разрешения
ОАО «Славнефть-ЯНОС»

23.2. Типовые узлы крепления заземления к трубопроводам:

23.2.1. Узел крепления заземления к трубопроводу при неподвижной опоре

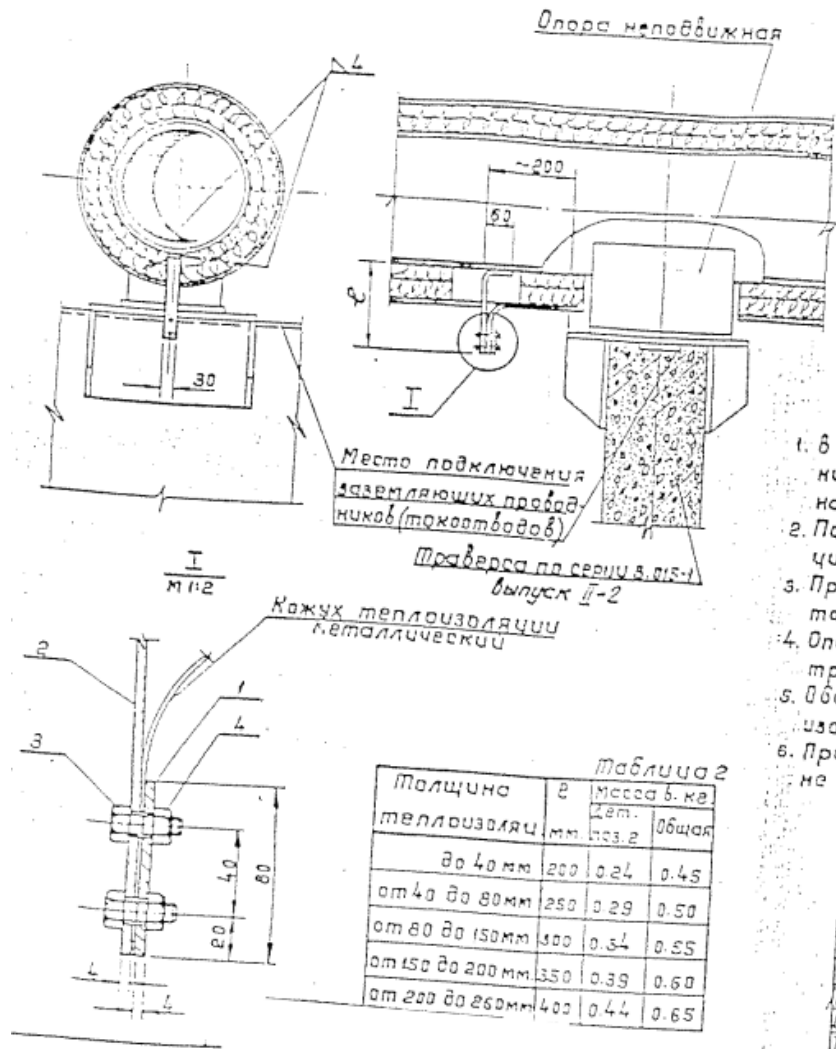


Таблица 1						
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса / шт.	Наименование и марка материала	Примечание
Детали						
1		Накладка	1	0.08	Ст3 по В	
2		Полоса заземления	1	0.08	Ст3 по В	
Стандартные изделия						
3		Болт м10 гост 7788-70*	2	0.015	Ст3 по В	
4		Гайка м10 гост 5915-70*	2	0.009	Ст3 по В	

Примечания:

- В качестве шунтирующей перемычки или шины для заземления расположенных рядом трубопроводов используется проволочная закладная деталь траверсы.
- Поверхность контакта деталей поз.1-2 с кожухом теплоизоляции оцинковать.
- При монтаже теплоизоляции по данному чертежу выполнить только подключение кожуха теплоизоляции.
- Опора трубопровода и расположение закладных деталей в траверсе показаны условно.
- Общую массу узлов заземления трубопровода и кожуха теплоизоляции см. таблицу 2.
- При заземлении неизолированных трубопроводов узел I не предусматривать.

Толщина теплоизоляции мм	г	масса в. кг	
		2 шт. по 2	общая
до 40 мм	200	0.24	0.45
от 40 до 80 мм	250	0.29	0.50
от 80 до 150 мм	300	0.34	0.55
от 150 до 200 мм	350	0.39	0.60
от 200 до 260 мм	400	0.44	0.65

Инженер		Подпись		4.402-9 вып. 4	
И.И.И.	В.В.В.	И.И.И.	В.В.В.	Заземление изолированных трубопроводов, кожух теплоизоляции и монтаж шунтирующих перемычек на неподвижных опорах.	Лист 1 из 1
Литература				Лист 1 из 1	
Госгипронефтехим				г. Газный	

23.2.2. Узел крепления заземления к трубопроводу при подвижной опоре без изоляции

№п/п	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса шт	Наименование и марка материала	Примечание
		Детали				
1		Гильза	2	0.06	Сталь 2	
2		Полоса заземления	1	0.12		
3		Конгст В.З-1А-П-А-В.У.В. (пост 2608-80)	1	0.01		В.З.080мм

Примечания:

- В качестве шунтирующей перемычки или шины для заземления расположенных рядом трубопроводов используется продольная закладная деталь траверсы.
- Узлы заземления монтировать со стороны компенсатора.
- Опора трубопровода и расположение закладных деталей в траверсе показаны условно. При другом типе опор и расположении закладных деталей, крепления трассика к траверсе производить по месту.
- Общая масса узла заземления, одного трубопровода - 0.4кг

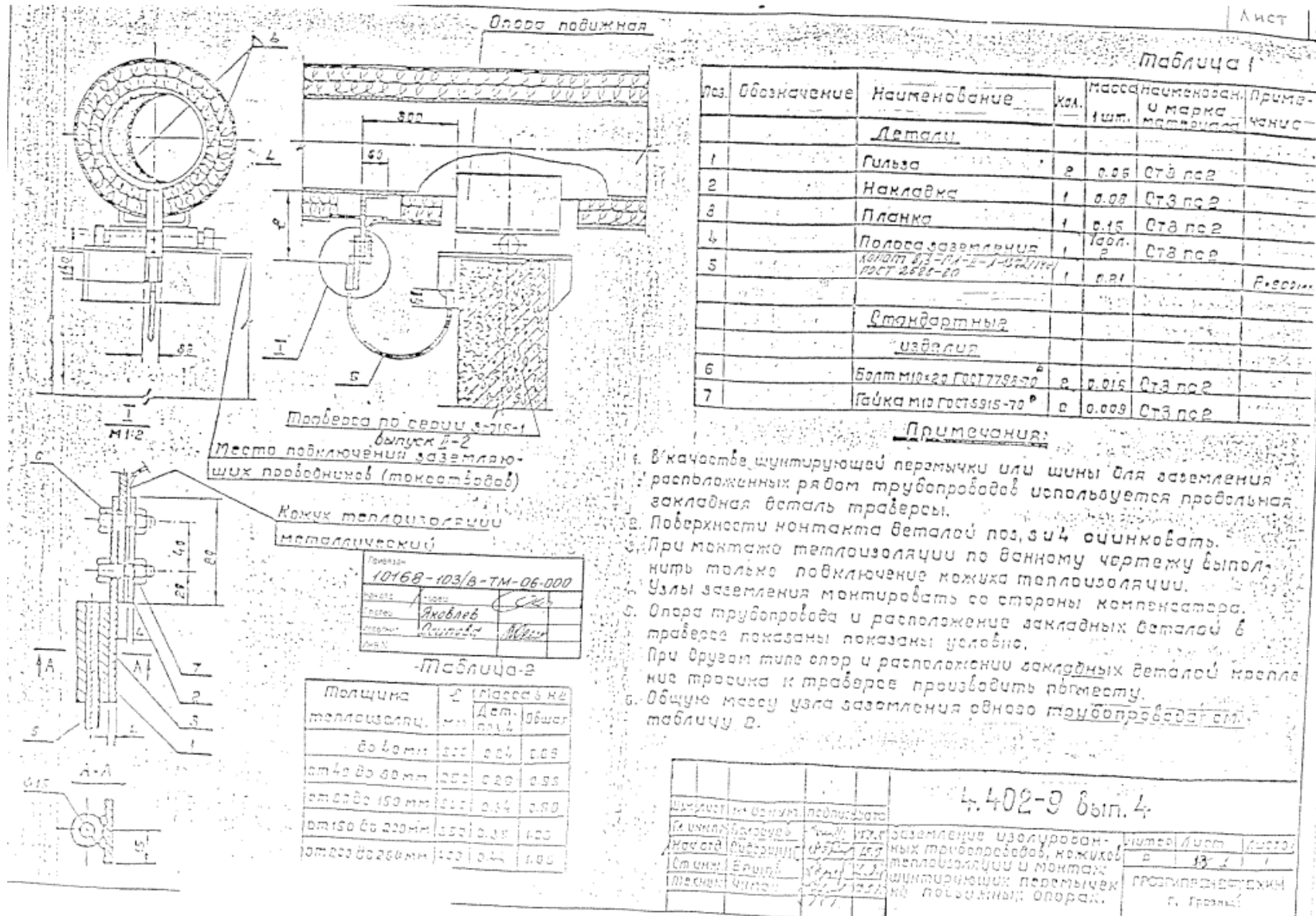
Получен	10168-103/В-ТМ-06-000
Масштаб	А3:1
Тип документа	Экземпляр
Исполнитель	Васильева
Масштаб	Масштаб

4.402-9 вып.4

Исполнитель	Волобуев	Проверен	М.И.	Заземление изолированных трубопроводов и монтаж шунтирующих перемычек на подвижных опорах.	Исполнитель	Мастер
Проверен	Видоршин	Исполнитель	М.И.		В	42-1
Исполнитель	Ершов	Проверен	М.И.		ПРОМПРОНЕФТЕХИМ	Горький
Техник	Чумаков	Исполнитель	М.И.			


Основные технические решения и условия
по проектированию технологических трубопроводов. Компонка. Монтажная часть.
Конфиденциально
Собственность ОАО «Славнефть-ЯНОС»
Воспроизведение и использование допускается только с письменного разрешения
ОАО «Славнефть-ЯНОС»

23.2.3. Узел крепления заземления к трубопроводу при подвижной опоре с изоляцией



Визы:

Заместитель главного инженера
по технологическим процессам



А. В. Пискунов

Главный инженер
службы директора по капитальному
строительству



К.А. Михайлов

Начальник ПКО



Начальник монтажно-
технологического сектора ПКО



М.В. Калачев

Ведущий инженер-технолог ОПНР



Д.А. Кочетков

Разработчик:



С.Ю. Харитонов