СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1 Основная часть	5
1.1 Назначение и состав ЛПДС «Оса»	5
1.2 Краткая характеристика основного технологического оборудования	5
1.3 Проверка всасывающей способности магистральных насосных агрегатов	11
2 Специальная часть	16
2.1 Эксплуатация насоса ЦНСн-315	16
2.2 Краткая характеристика резервуарного парка	17
2.3 Резервуар РВСП-5000 и его оборудование	19
2.4 Эксплуатация резервуаров	22
2.5 Измерения и учет количества нефти	29
2.6 Вспомогательные системы ЛПДС «Оса»	32
2.6.1 Общестанционные защиты и сигнализация	32
2.7 Технологический процесс работы ЛПДС «Оса»	38
2.7.1 Характеристика перекачиваемой нефти	38
2.7.2 Гидравлический расчет нефтепровода, обеспечение годового плана перекачки путем регулирования режимов	39
2.7.3 Технологическая схема, технологический режим работы	48
2.7.4 Ведение и контроль технологических процессов	50
3 Экономическая часть	53
3.1 Расчет полной себестоимости обслуживания резервуарного парка.	53
4 Охрана окружающей среды и охрана труда	61

Подпись и дата | Инв. № дубл. | Взам. инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	131016.ДП.00.27.00.00.ПЗ		
Разраб.		Зверев			Эксплуатация линейной производственной дистанционной станции «Оса» Пермского РНУ ОАО «Северо – западные МН»	Литера: У	Лист: 2 / 13
Проверил		Кошелев					Листов: 80
Н. контр.		Сунцова				4-1310	
Утв.							

4.1 Экологичность и безопасность работы, охрана окружающей срды 61
4.2 Анализ производственных опасностей и вредностей 61
4.2.1 Взрыва и пожаропасность объекта 61
4.2.2 Токсичность и вредность 64
4.2.3 Шум и вибрация 66
4.2.4 Освещенность 67
4.2.5 Микроклиматические условия 68
4.3 Охрана труда при эксплуатации ЛПДС «Оса» 71
4.4 Промышленная безопасность 72
4.5 Мероприятия по защите окружающей среды 75
4.5.1 Санитарно-защитная зона 76
4.5.2 Планы мероприятий по снижению количества образования и размещения отходов 77
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 79
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ 80

ВВЕДЕНИЕ

Нефть - очень ценное сырье для нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Но для того, чтобы она из категории полезных ископаемых перешла в категорию сырья, нефть необходимо доставить на переработку.

Трубопроводный транспорт нефти имеет ряд очевидных преимуществ по сравнению с водным и железнодорожным:

- трасса трубопровода короче трасс других видов транспорта; он может быть проложен практически в любой местности;

- трубопроводный транспорт в отличие от других видов транспорта – непрерывный;

- потери нефти и нефтепродуктов при трубопроводном транспорте наименьшие по сравнению с потерями при других способах доставки;

- трубопроводный транспорт наиболее механизирован и автоматизирован.

В настоящее время развитая сеть магистральных нефтепроводов позволяет перекачивать по ним подавляющее количество добываемой в стране нефти.

В настоящее время большинство магистральных нефтепроводов России эксплуатируются ОАО «АК «Транснефть», которая является транспортной компанией, объединяющей 13 российских предприятий трубопроводного транспорта нефти. На пути от грузоотправителя до грузополучателя нефть проходит в среднем 3000 км.

ОАО «АК «Транснефть» эксплуатирует около 70000 км магистральных трубопроводов диаметром от 159 до 1220 мм, 500 нефтеперекачивающих станций, свыше 20 млн $м^3$ резервуарных емкостей, транспортировка более 90 % добываемой в России нефти, выполняет собственными силами и средствами практически весь комплекс диагностирующих, ремонтно-восстановительных работ.

Головные НПС являются наиболее ответственной частью всего комплекса магистрального трубопровода и во многом определяют его работу в целом. [2]

Целью данной работы является изучение структуры, технологического оборудования, вспомогательных и составных систем, технологического процесса перекачки нефти, режима работы ЛПДС «Оса» Пермского РНУ ОАО «Северо-западные МН», являющейся головной для МН «Пермь – Оса».

Дипломный проект разработан на основе проектной и исполнительной документации, определяющей единый порядок ведения и организации технологического процесса работы магистральных нефтепроводов системы АК «Транснефть» в соответствии с проектными техническими решениями, действительными характеристиками и условиями работы нефтепроводов.

1 Основная часть

1.1 Назначение и состав ЛПДС «Оса»

Нефтеперекачивающая насосная станция «Оса» с емкостью предназначена для приема нефти и перекачки ее из емкости в магистральный нефтепровод.

Нефтеперекачивающая станция «Оса» введена в эксплуатацию в 1963 году, является структурным подразделением Пермского районного нефтепроводного управления ОАО «Северо-Западные МН» и представляет собой комплекс сооружений и устройств для перекачки нефти по магистральному нефтепроводу «Пермь – Оса».

Проект нефтеперекачивающий станции разработан проектным институтом «Гипротрубопровоод» г. Москва.

В состав ЛПДС «Оса» входят:

- резервуарный парк, общей вместимостью 20000 $м^3$;

- насосная станция с магистральными насосными агрегатами ЦНСн 315-378 – 1 шт., ЦНСн 315 – 252 – 2 шт.;

- фильтры-решетки (грязеуловители);

- узел регулирования давления;

- технологические трубопроводы;

- системы водоснабжения, теплоснабжения, вентиляции, канализации, пожаротушения, электроснабжения, автоматики, телемеханики, АСУ, связи, производственно-бытовые здания и сооружения.[5]

Технологическая схема ЛПДС «Оса» приведена в графической части.

1.2 Краткая характеристика основного технологического оборудования

Характеристика основного технологического оборудования приведена в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Краткая характеристика основного технологического оборудования

№ п/п	Наименование оборудования	Технологический номер	Количество, шт.	Материал	Техническая характеристика
1	2	3	4	5	6
1	Магистральный насосный агрегат ЦНСн 315-378	23	1	Чугун	$Q=315\ м^3$/ч $H=378$ м
2	Магистральный насосный агрегат ЦНСн 315-252	21 22	2	Чугун	$Q=315\ м^3$/ч $H=252$ м
3	Фильтр - грязеуловитель	1 2 3	3	Сталь	$Д_у=300$ мм $P_у=16$ МПа

Наименование - насос центробежный секционный нефтяной. Обозначение - ЦНСн 315-252, 378,

где ЦНСн – центробежный насос секционный нефтяной;

315 – подача, м^3/ч;

252, 378 – напор, м.

Назначение - перекачивание товарной нефти с температурой от 274 до 318 К в системах сбора, подготовки и транспорта нефти с возможностью перекачивания нефти с температурой до 333 К при условии применения системы охлаждения подшипников.

Насосы предназначены для эксплуатации в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом, работающих на товарной нефти, с ограничением нижнего предела температуры окружающего воздуха до 244 К

и категория размещения 4 - закрытые отапливаемые помещения с температурой окружающего воздуха от 274 до 313 К.

Место эксплуатации насосов - нефтяные насосные станции в капитальном или блочном исполнении в системах перекачивания нефти по магистральным, технологическим и вспомогательным нефтепроводам.

Насосы могут быть применены в любых других системах, если их характеристики и условия эксплуатации соответствуют требованиям, изложенным в ТУ и в эксплуатационной документации на насос, а также допускают возможность параллельной работы в рабочей зоне характеристик.

По физико-химическим свойствам, степени подготовки, содержанию перекачиваемая среда (товарная нефть) должна полностью соответствовать ГОСТ Р 51858.

Основные расчетные параметры насосов на нефти определяются пересчетом параметров, с учетом кинематической вязкости нефти.

Характеристики насосов при расчетной частоте вращения и плотности перекачиваемой среды $\rho = 1000$ кг/м^3 и кинематической вязкостью $\nu = 1 \cdot 10^{-6}$ м^2/с соответствуют указанным на рисунке 1.

Среднее квадратическое значение виброскорости, измеренной на корпусах подшипниковых опор насоса при его испытаниях на предприятии-изготовителе, а также при эксплуатации на НПС не должно превышать 4,5 мм/с - для номинального режима работы и 7,1 мм/с - при эксплуатации на НПС - для остальных режимов в рабочем интервале подач, в зависимости от состояния фундамента.

Корректированный уровень звуковой мощности, замеренный на расстоянии 1,0 м от насоса в соответствии с ГОСТ 31300 (ЕН 12639-2005) – не более 85 дБ.

Рисунок 1 – Характеристики насосов ряда ЦНСн 315-126…630 УХЛ

Режим работы насоса - круглосуточный. Допускаются остановки насоса для проведения профилактических замеров и обслуживания.

Насосы допускают длительную эксплуатацию в рабочей части характеристики, приведенной на рисунке 1.[1]

Центробежные насосы типа ЦНСн - 315 (рисунки 2), получившие применение на ЛПДС «Оса», представляют собой энергетическую машину, в которой механическая энергия привода преобразуется в гидравлическую энергию потока перекачиваемой жидкости.

Конструкция насосов типа ЦНСн разработана с учетом создания на одной корпусной базе с различными напорами путем изменения количества ступеней.

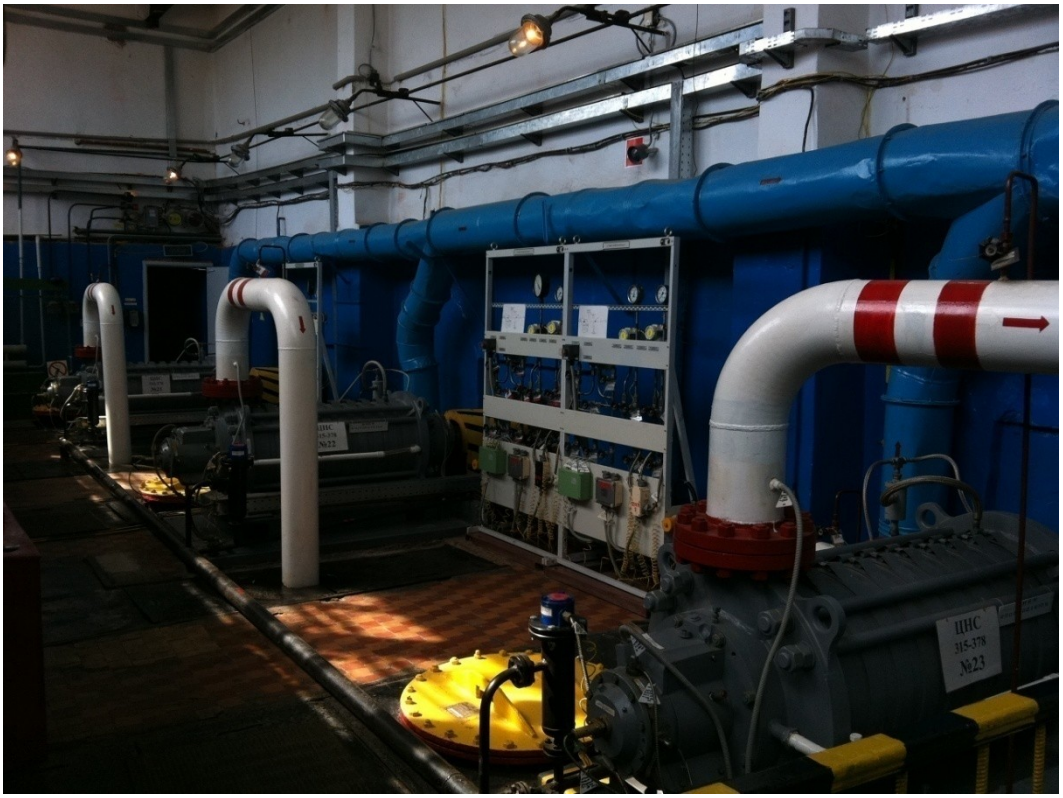


Рисунок 2 – Общий вид машинного зала ЛПДС «Оса»

Насосы типа ЦНСн - центробежные, секционные, горизонтальные, многоступенчатые с односторонним расположением рабочих колес, с гидравлической разгрузкой осевой силы гидропятой.

Направление вращения ротора насоса - по часовой стрелке, если смотреть со стороны приводного конца вала, и обозначено стрелкой на переднем кронштейне насоса.

Помещение нефтенасосной оборудовано разделительной стеной, в связи с тем, что приводы МНА выполнены не во взрывозащищенном исполнении, МНА расположены в машинном зале, электродвигатели в электрозале. МНА и электродвигатели соединены между собой с помощью промежуточного вала. В целях создания безопасных условий работы, чтобы пары углеводородов нефти из машинного зала не попали в электрозал, последний находится под избыточным давлением, создаваемым тремя подпорными вентиляторами. Величина избыточного давления в электрозале должна быть не менее 5 миллиметров водного столба. Герметичность разделительной стены проверяется силами участка по обслуживанию механо –

технологического оборудования ЛПДС «Оса» один раз в год, во время плановой остановки МН, методом задымления машинного зала дымовой шашкой. Избыточное давление измеряется мановакуумметром.

Машинный зал и электрозал оборудованы грузоподъёмными механизмами – мостовыми кранами. Грузоподъёмность крана определяется максимальным весом установленного оборудования. Несущую основу стены составляют железобетонные колонны высотой 8 м. Стены выполнены из панелей. При проектировании каналов для обвязочных и вспомогательных трубопроводов применяют бесканальную систему укладки трубопроводов.

Электроприводные задвижки приняты внутреннего исполнения и устанавливаются внутри помещения насосной. Установка обратных клапанов запроектирована под сланями в машинном зале.

Трубопроводные коммуникации прокладываются в земле на опорах. Для обеспечения обслуживания трубопроводных коммуникаций вспомогательных систем во время эксплуатации в местах прокладки трубопроводов предусмотрены съемные плиты покрытия.

Компоновка оборудования, соотношение отметок и трубопроводная обвязка в основном укрытии и вне его приняты исходя из обеспечения требований, определяемых расчетными параметрами используемых насосов.

В связи с небольшим допустимым кавитационным запасом у ЦНСн 315-378, который составляет 5 м, нормальные (бескавитационные), условия работы достигаются тем, что помещение нефтенасосной относительно резервуарного парка выполнено заглубленным. В связи с этим применение на ЛПДС «Оса» подпорных насосов нецелесообразно.

1.3 Проверка всасывающей способности магистральных насосных агрегатов**.**

Целью расчета является проверка бескавитационной работы магистральных агрегатов ЦНСн - 315.

Схема подводящего трубопровода от РВСП-5000 №6 к МНА №23 представлена на рисунке 1.3.

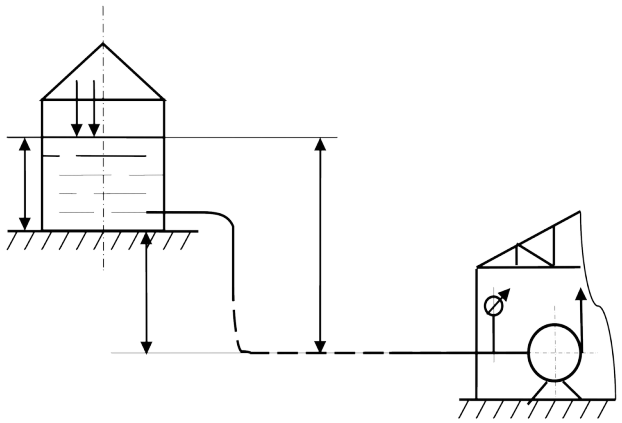


Рисунок 3 - Схема подводящего трубопровода от РВСП-5000 №6 до МНА №23

Условие бескавитационной работы заключается в следующем: для того, чтобы насос работал без возникновения кавитации необходимо, чтобы фактический кавитационный запас насоса Δh_H был не меньше допустимого кавитационного запаса $\Delta h_{допН}$ при данной подаче, то есть:

$$\Delta h_H \geq \Delta h_{допН}. \qquad (1.1)$$

Фактическое значение кавитационного запаса можно определить с помощью уравнения Бернулли, записанного для всасывающей линии насоса.[3]

Запишем уравнение Бернулли для сечений А-А, взятого на поверхности жидкости в резервуаре, и сечения В-В на входе в магистральный насос. Плоскость сравнения (0-0) проведем через ось насоса. Уравнение Бернулли будет иметь вид:

$$z + \frac{p}{\rho g} = \frac{p_B}{\rho g} + \frac{\upsilon_B^2}{2g} + \sum h_{1-B}, \qquad 2)$$

где z – разность высотных отметок свободной поверхности жидкости врезервуаре и оси насоса, которая называется геометрической высотой всасывания и обозначается $H_{ГВ}$;

$$H_{ГВ} = z_B + z_H, \qquad (1.3)$$

где z_B – высота нефти в резервуаре;

z_H – высота заглубления насоса;

p – абсолютное давление на поверхности нефти в резервуаре;

p_B – абсолютное давление на входе в насос;

$\sum h_{1-B}$ - потери напора при движении нефти между сечениями А-А и В-В.

Вычитая из левой и правой части уравнения (1.2) напор $h_S = \frac{p_S}{\rho g}$, соответствующий давлению насыщенных паров и группируя слагаемые, получим:

$$H_{ГВ} + \frac{(p - p_S)}{\rho g} - \sum h_{1-B} = \frac{p_B}{\rho g} + \frac{\upsilon_B^2}{2g} - \frac{p_B}{\rho g}. \qquad (1.4)$$

Правая часть уравнения (1.4) представляет собой кавитационный запас Δh. С учетом этого уравнения (1.4) можно представить в виде:

$$\Delta h = \frac{(p - p_S)}{\rho g} - \left(\sum h_{1-B} \pm H_{ГВ}\right). \qquad 5)$$

В общем случае знак перед $H_{ГВ}$ может быть как минус, как в нашем случае (насосы заглублены относительно резервуаров), так и плюс, если уровень жидкость в резервуаре находится, ниже оси насоса. Поэтому окончательно формулу для определения фактического кавитационного запаса насоса запишем в виде:

$$\Delta h = \frac{(p - p_S)}{\rho g} - \left(\sum h_{1-B} - H_{ГВ}\right). \qquad 6)$$

Таким образом, для бескавитационной работы насоса должно выполняться следующее условие:

$$\Delta h = \frac{(p - p_S)}{\rho g} - \left(\sum h_{1-B} - H_{ГВ}\right) \geq \Delta h_{допН}. \qquad 7)$$

Для существующих условий работы ЛПДС «Оса» имеем:

а) всасывающая линия - $D_н = 530$ мм, $\delta = 7$ мм, $L = 93$ м;

б) минимальная высота взлива в резервуаре - $z_в = 1,52$ м;

в) высота заглубления насоса - $z_{нп} = 3,59$ м;

г) перекачиваемая нефть имеет следующие характеристики:

- $\rho = 880$ кг/м^3 - плотность;
- $\nu = 0,25 \cdot 10^{-4}$ м^2/с - кинематическая вязкость;
- $P_s = 0,504 \cdot 10^5$ Па - давление насыщенных паров;
- $P = 1.01 \cdot 10^5$ Па - атмосферное давление.

Потери напора нефти при движении составят:

$$\sum h_{1-B} = h_\tau + h_{мс} \qquad (1\ 8)$$

где h_τ - потери напора на трение, определяемые по формуле Дарси-Вейсбаха;

$h_{мс}$ - потери напора в местных сопротивлениях, определяемые по формуле Вейсбаха;

$$h_\tau = \lambda \cdot \frac{L}{D_{вн}} \cdot \frac{V^2}{2g}; \qquad (1\ 9)$$

$$h_{мс} = \xi_{мс} \cdot \frac{V^2}{2g}. \qquad 10)$$

Местными сопротивлениями называют узлы, и детали нефтепровода в которых происходит изменение формы, размеров или направления движения потоков. К ним относятся внезапное сужение (расширение), повороты, отводы, арматура, и т. д. местные сопротивления не превышают 2 % потерь напора на трение, следовательно:

$$\sum h_{1-B} = 1,02 \cdot h_\tau. \qquad (1\ 1\ 1)$$

Подставим (1.9) в (1.11), получим:

$$\sum h_{1-B}=1,02\cdot\lambda\cdot\frac{L}{D_{\text{вн}}}\cdot\frac{V^2}{2g}. \qquad (1.12)$$

Окончательно условие бескавитационной работы получим, подставив (1.12) в (1.7):

$$\Delta h=\frac{(p-p_S)}{\rho g}-\left(1,02\cdot\lambda\cdot\frac{L}{D_{\text{вн}}}\cdot\frac{V^2}{2g}-H_{\text{ГВ}}\right)\geq\Delta h_{\text{доп}}. \qquad 3)$$

Определим скорость течения во всасывающем трубопроводе при $Q=315\ м^3/ч$:

$$V=\frac{4\cdot Q}{\pi\cdot D_{\text{вн}^2}}=\frac{4\cdot 315}{3600\cdot 3,14\cdot 0,514^2}=0,42\ м/с,$$

где $D_{\text{вн}}=D_н-2\delta=530-2\cdot 7=516\ мм$ - внутренний диаметр трубопровода.

Находим число Рейнольдса:

$\text{Re}=\frac{V\cdot D_{\text{вн}}}{\nu}=\frac{0,42\cdot 0,516}{0,25\cdot 10^{-4}}=8669>\text{Re}_{\text{кр}}=2320$, следовательно, режим движения жидкости турбулентный.

Находим граничные числа Рейнольдса:

$$\text{Re}_{\text{гр1}}=\frac{10\cdot D_{\text{вн}}}{K_Э}=\frac{10\cdot 516}{0,2}=25800;\quad \text{Re}_{\text{гр2}}=\frac{500\cdot D_{\text{вн}}}{K_Э}=\frac{500\cdot 516}{0,2}=1290000,$$

где $K_Э=0,2$ - относительная эквивалентная шероховатость для труб бывших в эксплуатации.

Так как $\text{Re}_{\text{кр}}<\text{Re}<\text{Re}_{\text{гр1}}$, следовательно, получили турбулентный режим в зоне гладкого трения, отсюда λ - коэффициент гидравлического сопротивления находим по формуле Блазиуса:

$$\lambda=\frac{0,3164}{\text{Re}^{0,25}}=\frac{0,3164}{8669^{0,25}}=0,033. \qquad 4)$$

Подставляем (1.14) в (1.13)

$$\Delta h = \frac{(p - p_S)}{\rho g} - \left(1,02 \cdot \lambda \cdot \frac{L}{D_{вн}} \cdot \frac{V^2}{2g} - H_{ГВ}\right) \geq \Delta h_{доп} \qquad 5)$$

$$\Delta h = \frac{1,01 \cdot 10^5 - 0,504 \cdot 10^5}{880 \cdot 9,81} - \left(1,02 \cdot 0,033 \cdot \frac{93}{0,516} \cdot \frac{0,42}{2 \cdot 9,81} - 5,11\right) = 10,8 \text{ м},$$

где $H_{ГВ} = z_в + z_{пн} = 1,52 + 3,59 = 5,11$ м.

В соответствие с $\Delta h_{доп} = 5$ м - допустимый кавитационный запас ЦНСн - 315.

10,8 м > 5м, условие выполняется.

Всасывающая способность ЦНСн - 315 обеспеченна. Применение подпорных агрегатов не требуется.

2 Специальная часть

2.1 Эксплуатация насоса ЦНСн - 315.

Насос должен быть установлен с учетом удобного и безопасного обслуживания при эксплуатации и ремонтах.

Расстояние до стен и другого оборудования должно соответствовать нормам. При пуске и эксплуатации около насоса не должны находиться посторонние предметы, мешающие нормальному обслуживанию.

Для предотвращения обратного вращения ротора насоса при остановке на трубопроводе напорном должен быть установлен клапан обратный.

Насосные установки и станции, где смонтированы насосные агрегаты, перекачивающие нефть, должны соответствовать требованиям стандартов, технических условий, правилам Ростехнадзора РФ и другим нормативным документам. При этом они должны быть оборудованы системами вентиляции, исключающими условия образования взрывоопасных концентраций газов, а также системами контроля и сигнализации газов и температуры подшипниковых узлов. Эти системы должны быть сблокированы с пусковыми устройствами приводных электродвигателей вентиляторов помещений и насосов.

Запрещается:

- работа насоса при отсутствии действующих систем вентиляции помещения, где он установлен, систем контроля, сигнализации и блокировки по концентрации взрывоопасного газа, температуры подшипниковых узлов, узла разгрузки, а также систем предотвращения пожара и пожарной защиты;

- эксплуатация насоса при отсутствии заземления;

- эксплуатация насоса в составе насосного агрегата без защитного кожуха соединительной муфты;

- эксплуатация насоса без защитных кожухов над концевыми уплотнениями.

Для уменьшения вибрации и шума насос должен быть надежно закреплен на фундаментной плите, а плита анкерными болтами на фундаменте.

Ремонт насоса и оборудования следует проводить только при полностью отключенных от электросети электродвигателе, средствах автоматики и отсоединенных трубопроводов входного и напорного.

Во время эксплуатации узлы и детали насоса находятся под воздействием высокого давления перекачиваемой среды, поэтому техническое обслуживание необходимо производить только после полной остановки насоса.

При проведении регламентных или ремонтных работ на насосе необходимо принять все необходимые меры для блокирования возможности произвольного запуска.

Управление работой насоса должно быть дистанционным, с помощью комплекта КИП и А.

Эксплуатация насоса с неисправной или отключенной автоматикой запрещена. Все приборы должны проходить госповерку не реже одного раза в год, а также после ремонта. Все приборное оборудование должно быть опломбировано.

Обслуживающий персонал может находиться вблизи насосного агрегата на расстоянии 1 м от его контура не более 15 минут в смену без индивидуальных средств защиты. Остальное время обслуживающий персонал должен использовать противошумные наушники.[1]

Пуск насоса может производиться как из машинного зала с поста местного управления, так и дистанционно – с приборного щита, либо с пульта диспетчера.

2.2 Краткая характеристика резервуарного парка

Резервуар - емкость, предназначенная для хранения, приема, откачки и измерения объема нефти.

Резервуарный парк группа (группы) резервуаров, предназначенных для приема, хранения и откачки нефти и размещенных на территории, ограниченной по периметру обвалованием или ограждающей стенкой при наземных резервуарах и дорогами или противопожарными проездами – при подземных резервуарах.[8]

На ЛПДС «Оса» сооружено 4 резервуара со стационарной крышей и понтоном: РВСП-5000 №3 (ввод в эксплуатацию 2010 год), 4 (ввод в эксплуатацию 2013 год), 5 (ввод в эксплуатацию 2010 год), 6 (ввод в эксплуатацию 2011 год) (рисунок 4).



Рисунок 4 – Резервуар РВСП-5000 №6

Общая емкость резервуарного парка составляет 20000 м^3, что составляет 2-3 суточную производительность МН «Пермь – Оса».

Резервуары размещены группами, при этом каждая группа из двух резервуаров ограждена сплошным земляным валом высотой 2,2 - 2,7 м с уклоном откосов 1:1,5. По верху защитного обвалования имеется площадка шириной 1 м. Через обвалование проходят пешеходные переходы, из бетонных ступеней с перилами ограждения, для обеспечения прохода

эксплуатационного персонала. Расстояние между стенками резервуаров составляет 27 м. Объем обвалования, свободного от резервуаров, составляет 5000 м^3.

2.3 Резервуар РВСП-5000 и его оборудование.

На стальных вертикальных резервуарах РВСП-5000 устанавливается типовое оборудование, отвечающее требованиям стандартов и предназначенное для обеспечения надежной эксплуатации резервуаров, снижения потерь нефти от испарения, а также обеспечения пожарной безопасности.

Резервуары состоят из следующих конструктивных элементов:[5]

- плоского днища;
- цилиндрической стенки;
- стационарной крыши;
- понтона;
- лестницы и площадки;
- технологического оборудования.

Основное оборудование резервуаров ЛПДС «Оса» приведено в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Оборудование резервуаров ЛПДС «Оса»

Оборудование резервуаров					
1	2	3	4	5	6
Для проведения сливо-наливый операций	Для сокращения потерь продукта от испарения	Для контроля качества и количество продуктов	Для обслуживания и ремонта резервуаров	Для выполнения очистки резервуара	Для зашиты обеспечения работоспособности резервуара

- Приемораз-даточное устройства; - Ограничи-тель налива;	- Вентиляци-онные па-трубки; - Пантон	- Люк замер-ный; -Измерители уровня ; - Сигнализа-торы уровня; - Пробоотбор-ники	- Люк лаз; -Люк световой; - Люк монтаж-ный - Сифонный кран - Лестницы, площадки	- Патру-бок за-чисткой; - «Дио-ген-500 М»	- Системы пожароту-шения; - Системы молниеза-щиты; - Системы защит от статического элек-тричества; - Системы защиты от коррозии.

Конструктивно понтоны для вертикальных цилиндрических резервуаров подразделяются на 3 вида:

- 1 вид - понтонного типа с открытыми отсеками;

- 2 вид - поплавкового типа из рулонных заготовок;

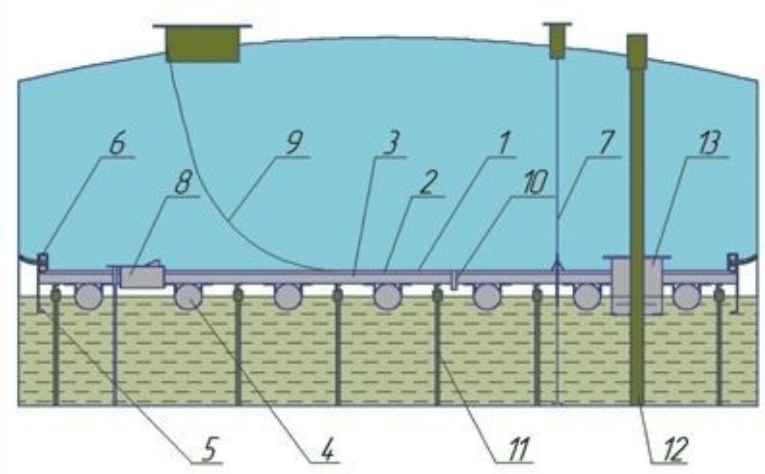
- 3 вид - поплавкого типа "Альпон" из сборных алюминиевых элементов.

На резервуарах ЛПДС «Оса» нашли применение понтоны 3 типа.

Алюминиевый понтон "Альпон" (рисунок 5) состоит из настила, линейных и кольцевых трубчатых поплавков. Для крепления поплавков и настила, а так же придания жесткости понтону, используются балки жесткости.

Между понтоном и стенкой резервуара имеется зазор 200 мм, в котором расположен уплотняющий затвор.

Понтон предназначен для снижения потерь нефти, а также предотвращения загрязнения атмосферы углеводородами при хранении их в вертикальных резервуарах путем перекрытия поверхности продукта понтоном.



3

1 – настил; 2 - верхняя балка; 3 - нижняя балка; 4 – поплавок;

5 - периферийная юбка; 6 - периферийный затвор;

7 - противоповоротное устройство; 8 - люк-лаз; 9 - кабель заземления;

10 - дренажное устройство; 11 - стационарная опора;

12- направляющая резервуара; 13 - затвор направляющей

Рисунок 5 – Конструкция понтона «Альпон»

Основные технические данные:

- сокращение потерь нефти от испарения по сравнению с резервуарами без понтона, 70 – 99 %;

- интервал рабочих температур, от минус 60 до плюс 40 ^{0}С.

При закачке продукта в резервуар понтон всплывает и двигается вместе с зеркалом продукта, разобщая тем самым поверхность последнего от газового пространства резервуара, чем достигается сокращение потерь от испарения продукта.

На резервуарах устанавливаются:

- оборудование, обеспечивающее надежную работу резервуаров и снижение потерь нефтепродукта;

- оборудование для обслуживания и ремонта резервуаров;

- противопожарное оборудование;

- приборы контроля и сигнализации.[2]

Приемо-раздаточные патрубки (рисунок 6) служат для приема и откачки нефтепродуктов из резервуаров. Их количество зависит от производительности закачки-выкачки.

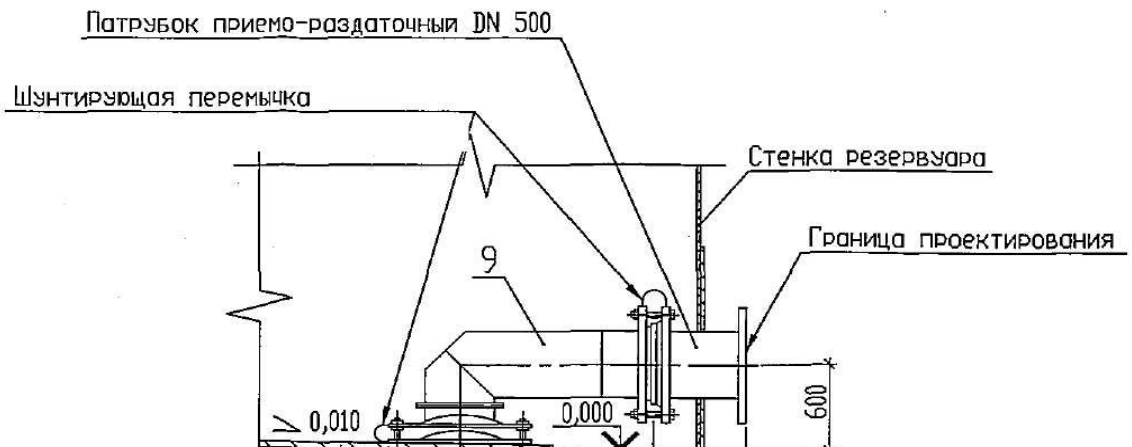


Рисунок 6 – Приемо-раздаточный патрубок

В резервуарах всегда имеется отстоявшаяся подтоварная вода. Ее наличие приводит к внутренней коррозии днища и первого пояса резервуаров. Для борьбы с внутренней коррозией производят периодическое удаление воды через сифонный кран и монтируют протекторы на днище резервуара.

Предотвращение внутренней коррозии днища и первого пояса резервуаров обеспечивается также применением протекторной защиты.

Резервуары являются объектом повышенной пожарной опасности, поэтому они в обязательном порядке оснащаются противопожарным оборудованием: огневыми предохранителями, средствами пожаротушения и охлаждения.

С целью охлаждения резервуаров в случае пожара на них по периметру устанавливают кольцевой трубопровод, служащий для подачи воды.

Для сигнализации и контроля за работой резервуаров применяются:

- местные и дистанционные измерители уровня нефтепродукта;

- сигнализаторы максимального оперативного и аварийного уровней нефтепродукта;

- дистанционные измерители средней температуры нефтепродукта в резервуаре;

- местные и дистанционные измерители температуры жидкости в районе приемо-раздаточных патрубков (при оснащении резервуаров средствами подогрева);

- сниженный пробоотборник и др.[2]

Общий вид резервуара, расположение патрубков на кровле и стенке РВСП-5000 №6 приведены в графической части.

2.4 Эксплуатация резервуаров**.**

Эксплуатация резервуаров и резервуарных парков - это совокупность процессов по приему, хранению и сдачи нефти, испытанию и приемке резервуара в эксплуатацию, его техническому обслуживанию и ремонту.[8]

Основными видами работ в процессе эксплуатации резервуаров и резервуарных парков являются:

- определение вместимости и градуировка резервуаров;

- оперативно - технологическое обслуживание резервуаров и резервуарных парков (техническое использование резервуаров);

- техническое обслуживание и текущий ремонт резервуаров;

- техническое диагностирование резервуаров;

- капитальный ремонт резервуаров.

Персонал, ответственный за техническую эксплуатацию резервуаров и резервуарных парков, обязан обеспечить:

- их надежную и безопасную работу;

- разработку и внедрение мероприятий по охране окружающей среды;

- организацию и своевременное проведение технической диагностики, технического обслуживания и ремонта;

- организацию обучения, инструктирование и периодическую проверку знаний подчиненного персонала;

- внедрение и освоение нового оборудования, осуществление автоматизации и телемеханизации резервуаров и резервуарных парков;

- наличие и своевременную проверку защитных средств и противопожарного инвентаря.

На каждый резервуар ЛПДС «Оса», находящийся в эксплуатации, имеется следующая эксплуатационная документация:

- паспорт резервуара с актами на замену оборудования;

- исполнительная документация на резервуар и на проведение ремонта;

- схема нивелирования основания, акты, протоколы по нивелированию окрайки днища, проводимой в процессе эксплуатации;

- градуировочная таблица на резервуар;

- технологическая карта эксплуатации резервуара;

- журнал текущего обслуживания;

- журнал эксплуатации молниезащиты и защиты от статического электричества;

- схема молниезащиты и защиты от статического электричества.

До заполнения резервуаров и подключения их в технологический процесс транспортировки нефти должна быть составлена технологическая карта эксплуатации резервуаров.

Технологическая карта эксплуатации резервуара должна отражать наиболее вероятные условия его работы и обеспечивать эксплуатационный персонал всех уровней информацией для оперативного принятия решений по управлению процессом перекачки.

Заполнение резервуаров и их оперативное обслуживание осуществляются диспетчером РДП Пермского РНУ и оператором НППС. Оперативное обслуживание заключается в обеспечении режима работы резервуаров в пределах параметров, установленных технологическими картами эксплуатации резервуаров, с отражением в диспетчерских листах уровней нефти в резервуарах с заданной периодичностью.

Для обеспечения электростатической безопасности скорость нефти в приемо-раздаточном патрубке при заполнении резервуаров после затопления струи не должна превышать максимально допустимой величины, для РВСП-5000 №3 - 6 – 9,4 м/с.

При приеме нефти последовательно в несколько резервуаров необходимо проверить техническое состояние резервуаров и трубопроводов, открыть задвижку у резервуара, в который будет приниматься нефть, после этого закрыть задвижку резервуара, в который принималась нефть. Одновременное

автоматическое переключение задвижек в резервуарном парке допускается при условии защиты трубопроводов от повышения давления и возможности контроля изменения уровня в резервуаре.

Для резервуаров, находящихся в длительной эксплуатации и имеющих коррозионный износ и другие дефекты несущих элементов стенки, максимально допустимый уровень нефти устанавливается по результатам технического диагностирования состояния резервуара.

Расчетный минимально допустимый уровень должен быть выше минимально допустимого уровня на величину, необходимую для устойчивой работы откачивающих агрегатов в течение времени передачи соответствующих распоряжений по остановке агрегатов и отключения резервуаров.

Для поддержания резервуарных парков и отдельных резервуаров в работоспособном состоянии, в период между капитальными ремонтами, должны проводиться их своевременное и качественное техническое обслуживание и текущий ремонт.

Техническое обслуживание и текущий ремонт резервуаров и других составных частей резервуарного парка осуществляются силами и средствами ЛПДС «Оса».

Техническое обслуживание резервуарного парка заключается в периодическом осмотре, плановой организации и своевременном проведении регламентных работ по самим резервуарам, их оборудованию, приборам и системам, а также по трубопроводам обвязки резервуаров, системе пожаротушения резервуарного парка.[9]

Обход и осмотр резервуаров и резервуарного парка должен осуществляться, по графику и инструкциям, утвержденным главным инженером филиала предприятия, с записью в журнале осмотров и ремонта резервуаров и отметкой об устранении недостатков.

Текущий ремонт проводится с целью поддержания технико-эксплуатационных характеристик, выполняется без освобождения резервуаров от нефти.

Текущий ремонт резервуарного парка осуществляется по мере необходимости по результатам осмотра резервуарных парков.

Осмотр и техническое обслуживание резервуаров должны проводиться в соответствии с картами технического обслуживания (таблица 1.4**).**

Текущий ремонт проводится в плановом порядке без очистки резервуара по заранее разработанному графику.

При текущем ремонте РВСП выполняются следующие работы:

- ремонт кровли, верхних поясов стенки с применением эпоксидных или иных клеевых соединений;

- ремонт сифонных кранов;

- набивка сальников задвижек;

- ремонт отмостки;

- ремонт заземления;

- окраска;

- подтяжка болтов;

- замена кассет на огневых предохранителях;

- ремонт прочего оборудования, расположенного с внешней стороны резервуара, который может быть выполнен без вывода резервуара из эксплуатации.

Таблица 2.2 - Карта технического обслуживания резервуара с понтоном

Наименование объекта	Сроки проведения работ	Перечень работ
1	2	3
Резервуар в целом и его оборудование	Проверить визуально внешнее состояние. Обратить внимание на сварные вертикальные и горизонтальные швы нижних поясов, окрайки днища	
Понтон	2 раза в год	Проверить наличие нефти на поверхности понтона
Вентиляционный патру-	2 раза в год	Проверить целостность кассеты ог-

бок с огневым предохранителем		невого предохранителя, плотность прилегания кассеты к прокладке в корпусе, плотность и непроницаемость корпуса огневого предохранителя и фланцевых соединений. Очистить от пыли. При температуре наружного воздуха ниже 0 ^{0}С огневые предохранители необходимо снять

Резервуарные парки или отдельно стоящие резервуары для товарной нефти должны быть защищены от прямых ударов молнии, электростатической и электромагнитной индукции, заноса высоких потенциалов устройствами молниезащиты.

В резервуарных парках применяется пожаротушение воздушно-механической пеной средней и низкой кратности.

Для обеспечения электростатической искробезопасности резервуаров необходимо:

- заземлить все электропроводные узлы и детали резервуаров;

- исключить процессы разбрызгивания и распыления нефти;

- ограничить скорости истечения нефти при заполнении резервуаров и размыве донных отложений допустимыми значениями.

Антикоррозионная защита осуществляется следующим образом:

- наружная поверхность корпуса, крыш стальных резервуаров и оборудование, установленное на них, а также наземные участки трубопроводов всех назначений - защитными антикоррозионными лакокрасочными покрытиями;

- наружная поверхность днища стальных резервуаров, подземные участки трубопроводов различного назначения - защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты;

- внутренняя поверхность днища, поверхность первого пояса корпуса стальных резервуаров, внутрирезервуарная обвязка системы размыва донных

осадков - лакокрасочными и комбинированными покрытиями, установкой протекторов;

- внутренняя поверхность стальных резервуаров (крыша, верхние пояса корпуса) - лакокрасочными и комбинированными защитными покрытиями.

Под техническим диагностированием резервуара понимается комплекс работ, включающих подготовку, натурное обследование элементов конструкции, оценку технического состояния и составление технического заключения о возможности дальнейшей эксплуатации резервуара. Целью диагностирования является своевременное выявление дефектов, снижающих эксплуатационную надежность резервуара.

Система технического диагностирования включает в себя два уровня проведения работ:[9]

- частичное техническое обследование резервуара с наружной стороны без выведения его из эксплуатации;

- полное техническое обследование, требующее выведения резервуара из эксплуатации, его опорожнения, зачистки и дегазации.

В таблице 2.3 приведена периодичность диагностирования резервуаров.

Таблица 2.3 - Периодичность диагностирования вертикальных стальных резервуаров

Тип резервуаров	Срок эксплуатации	Обследование	
		частичное	полное
1	2	3	4
РВС	<20	1 раз в 5 лет	1 раз в 10 лет
	>20	1 раз в 4 года	1 раз в 8 лет
ЖБР	<20	1 раз в 5 лет	1 раз в 10 лет

Резервуары следует очищать по мере необходимости, определяемой условиями сохранения качества нефти, надежной эксплуатацией резервуаров и оборудования, т.е. очистку необходимо проводить для:

- обеспечения надежной эксплуатации резервуаров;

- освобождения от пирофорных отложений, высоковязких остатков с наличием минеральных загрязнений, ржавчины и воды;

- полного обследования и производства ремонта.

2.5 Измерения и учет количества нефти.

Определение массы нефти по градуированным резервуарам выполняют при оперативных измерениях, приемо-сдаточных операциях и инвентаризации нефти.

В системе учета предприятий резервуары являются резервным средством измерения.[11]

Для расчета массы брутто нефти в резервуаре необходимо определять объем, плотность и температуру нефти, для расчета массы нетто дополнительно определять содержание балласта в нефти.

Предел допускаемой суммарной относительной погрешности измерения массы нетто не должен превышать ± 0,5 %.

По измеренным уровням нефти и подтоварной воды в резервуаре и градуировочной таблице определяется объем нефти. Плотность нефти и массовую долю балласта определяют по объединенной пробе, отобранной из резервуара. Измеренное значение плотности приводят к средней температуре нефти в резервуаре.

Измерение уровня нефти в резервуарах должно проводиться с помощью стационарных уровнемеров в соответствии с инструкцией по эксплуатации таких устройств, обеспечивающих точность определения массы.

Допускается измерять уровень нефти в резервуаре вручную измерительной металлической рулеткой с грузом, с ценой деления шкалы 1 мм или другими средствами измерения.

Оперативные измерения уровня нефти в процессе заполнения или опорожнения резервуара должны проводиться не реже чем через каждые два часа. При заполнении последнего метра до высоты максимального уровня нефти в резервуаре контроль уровня должен проводиться постоянно.

При приемо-сдаточных операциях измерение уровня в резервуаре проводят после отстоя нефти продолжительностью не менее двух часов с момента окончания заполнения.

При измерении уровня вручную опускать и поднимать груз следует так, чтобы стальная лента рулетки все время скользила по направляющей канавке замерного люка.

Измерение уровня рулеткой с грузом осуществляется в следующей последовательности:[11]

- проверяют базовую высоту - расстояние по вертикали между днищем или базовым столиком в точке касания лота рулетки и риской планки замерного люка;

- полученный результат сравнивают с известной величиной базовой высоты. Если базовая высота отличается от полученного результата более чем на 0,1 %, необходимо выяснить и устранить причины изменения базовой высоты. На период, необходимый для выяснения и устранения причин изменения базовой высоты, разрешается измерения уровня нефти выполнять по высоте пустоты резервуара;

- опускают ленту рулетки с грузом медленно до касания грузом днища или базового столика, не допуская отклонения лота от вертикального положения, не задевая за внутреннее оборудование и сохраняя спокойное состояние поверхности нефти;

- поднимают ленту рулетки строго вверх, без смещения в сторону, чтобы избежать искажения линии смачивания на ленте рулетки;

- отсчет на ленте рулетки производят с точностью до 1 мм сразу после появления смоченной части ленты рулетки над замерным люком;

- для измерения высоты пустоты рулетка с грузом опускается ниже уровня нефти.

- высота пустоты находится как разность верхнего и нижнего отсчетов по рулетке;

- уровень нефти в резервуаре определяется вычитанием полученного значения из паспортной величины базовой высоты для данного резервуара;

- измерение уровня в каждом резервуаре проводят дважды.

Определение уровня подтоварной воды производят грузом с помощью водочувствительной ленты, пасты или другими измерителями уровня подтоварной воды.

Для определения уровня подтоварной воды водочувствительную ленту в натянутом виде прикрепляют к поверхности лота с двух противоположных сторон. Водочувствительную пасту наносят тонким слоем 0,2 - 0,3 мм на поверхность лота полосками с двух противоположных сторон.

Определив уровень подтоварной воды с помощью водочувствительной ленты или пасты, по градуировочной таблице резервуара находят объем подтоварной воды.

Объединенную пробу нефти составляют смешением точечных проб верхнего, среднего и нижнего уровней в соотношении 1:3:1.

Точечные пробы при высоте уровня нефти в резервуаре не выше 2000 мм отбирают с верхнего и нижнего уровней. Объединенную пробу составляют смешением одинаковых по объему точечных проб верхнего и нижнего уровней.

При отборе пробы с целью определения температуры и плотности нефти пробоотборник необходимо выдержать на заданном уровне до начала его заполнения не менее пяти минут.

Температуру нефти в резервуаре определяют с помощью стационарных или переносных датчиков температуры, или путем измерения температуры проб, отбираемых из резервуара.

При отборе точечных проб температуру нефти в пробе определяют немедленно после отбора пробы.

Отсчет по термометру берут с точностью до целого деления шкалы, при этом должны использоваться термометры с ценой деления не более 0,5 °С.

Среднюю температуру нефти в резервуаре рассчитывают по температуре точечных проб, используя соотношение для составления объединенной пробы из точечных в соответствии с требованиями.

2.6 Вспомогательные системы ЛПДС «Оса»

2.6.1 Общестанционные защиты и сигнализация.

В целях защиты оборудования ЛПДС «Оса» от кавитации, от превышения допустимого для данного вида оборудования давления, пожаров, затопления насосной, недопустимой загазованности и т. д. предусмотрены различные защиты, ограниченные уставами.

Выписка из карты уставов ЛПДС «Оса» приведена в таблице 2.4

Таблица 2.4 – Выписка из карты уставок технологических защит, блокировок и сигнализации оборудования и сооружений ЛПДС «Оса»

№	Перечень систем и функций			Величины установленных значений	
	Наименование защищаемого оборудования, тип (марка)	Технологический номер оборудования	Параметры контроля и защиты	Единица измерения	Величина
1. Магистральная насосная и технологические трубопроводы.					
1.1. Параметры контроля и алгоритмы защиты МНА					
1.1.1	МНА		Повышенная температура:		
			- корпуса насоса;	°С	50
			- подшипников ЭД;	°С	65
			- подшипников насоса;	°С	65

Продолжение страницы 2.4

1	2	3	4	5	6
1.1.2	МНА		Аварийная максимальная температура:		
			- корпуса насоса;	°С	60
			- подшипников электродвигателя;	°С	75
			- подшипников насоса;	°С	75
1.1.3	МНА		Аварийные утечки нефти через торцевое уплотнение насоса.	мм	300
1.1.4	МНА		Повышенная вибрация агрегата:		
			- электродвигателя;	мм/с	6,0
			- насоса.	мм/с	6,0
1.1.5	МНА		Аварийная максимальная вибрация, порог 1. Для МНА, работающих в стационарном режиме (через 30 секунд с момента включения ВВ привода):		

Продолжение страницы 2.4

1	2	3	4	5	6
			- электродвигатель;	мм/с	7,1
			- насос.	мм/с	7,1
1.1.6	МНА		Аварийная максимальная вибрация. Порог 2.		
			От момента включения ВВ привода МНА в работу и до отключения ВВ:		
			- электродвигатель;	мм/с	18,0
			- насос.	мм/с	18,0
1.2. Параметры контроля и алгоритмы защиты магистральной насосной					
1.2.1	НПС		Предельная загазованность в помещении:		
			- насосный зал МНС	% НКПРП	10
			Аварийная загазованность в помещении головной НПС:		
			- насосный зал МНС3;	% НКПРП	30

Продолжение страницы 2.4

1	2	3	4	5	6

Подпись и дата | Инв. № дубл. | Взам. инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	131016.ДП.00.27.00.00.ПЗ	Лист 34

1.2.2	НПС		Предельный максимальный уровень затоплений помещений НПС		
			- насосный зал МНС3;	мм	150 выше дна приямка насосного зала
1.2.3	НПС		Аварийный максимальный уровень затопления помещений головной НПС:		
			- насосный зал МНС3;	мм	200 выше дна приямка насосного зала

Продолжение страницы 2.4

1	2	3	4	5	6
1.2.4	НПС		Предельный максимальный уровень в емкостях сбора утечек и	мм	500 мм. от верхней

			дренажа		образующей емкости.
1.2.5	НПС		Минимальный уровень в емкости сбора утечек и дренажа	мм	200 мм выше приемного патрубка насоса в емкости
1.2.6	НПС		Аварийный максимальный уровень в емкостях сбора утечек и дренажа МНС, ПНС головной НПС.	мм	250 мм. от верхней образующей емкости.

Продолжение страницы 2.4

1	2	3	4	5	6
1.2.7	НПС		Аварийное минимальное давление на входе МНС.	кгс/см^2	0,26
1.2.8	НПС		Предельно мак-	кгс/см^2	1,8

			симальное давление в точке подключения объектов нефтедобычи		
1.2.9	НПС		Аварийное максимальное давление на выходе НПС (после узла регулирования давления).	кгс/см^2	34,9
1.2.10	НПС		Предельный максимальный перепад давления на регуляторе давления.	кгс/см^2	25
1.2.11	НПС		Минимальный перепад давления на ФГУ.	кгс/см^2	0,1
1.2.12	НПС		Максимальный перепад давления на ФГУ.	кгс/см^2	0,5

2.7 Технологический процесс работы ЛПДС «Оса»

2.7.1 Характеристика перекачиваемой нефти.

Характеристика нефти, перекачиваемой по МН «Пермь - Оса» приведена в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Характеристика нефти

	Наименование пока-	Единицы измере-	Предельные значения по НД (тех.	Предельные значения

№ п/п	зателя	ния	регламент ПСП «Оса»)		фактические	
			min	max	min	max
1	2	3	4	5	6	7
1	Плотность при 20 ^{0}C	кг/м^3	850	895	877	886
2	Кинематическая вязкость	сСт	10	40	18	25
3	Массовая доля серы	%	не более 3,5% (высокосернистая)		2,2	3,0
4	Содержание солей	мг/м^3	не более 300		38	100
5	Давление насыщенных паров	кПа	не более 66,7		50,4	
6	Температура	^{0}C	5	30	10	30
7	Массовая доля воды	%	не более 0,5		0,09	
8	Массовая доля механических примесей	%	не более 0,05		0,0098	
9	Содержание парафина	%	не более 6		3,5	

2.7.2 Гидравлический расчет нефтепровода, обеспечение годового плана перекачки путем регулирования режимов.

Исходные данные для расчета:

- годовой план перекачки нефти по МН «Пермь – Оса» на 2016 - $G_{год} = 2{,}4$ *млн т.;*

- протяженность трубопровода - $L = 73$ км;

- высотная отметка начала участка (НПС) - $Z_1 = 115$ *м;*

- высотная отметка конечного пункта - $Z_2 = 258\ м$.

$$\Delta Z = Z_2 - Z_1 = 258 - 115 = 143\ м. \qquad (1.17)$$

По нефтепроводу транспортируется нефть со свойствами:

- $\rho_{293} = 880\ кг/м^3$;

- $v_{273} = 25\ мм^2/с$;

- $v_{293} = 18\ мм^2/\text{с}$;

- расчетная температура перекачки - $T_p = 288\ K$ [5].

Допустимое рабочее давление принимаем – $P_{доп} = 6{,}3\ МПа$.

Расчетную плотность ρ_T при $T = T_p$ найдем по формуле

$$\rho_T = \rho_{293} + \xi\,(293 - T) = 880 + 0{,}6678\,(293 - 288) = 883{,}3\ кг/м^3, \qquad (1.18)$$

где $\xi = 1{,}825 - 0{,}001315\ \rho_{293} = 1{,}825 - 0{,}001315 \cdot 880 = 0{,}6678\ кг/м^3 \cdot K$ температурная поправка.

Расчетную кинематическую вязкость выводим из формулы Вальтера

$$v_T = 10^{10^{A_v + B_v \cdot \lg T}} - 0{,}8 = 10^{10^{3{,}680 - 1{,}449 \cdot \lg 288}} - 0{,}8 = 19{,}450\ \text{мм}^2 ¿ \text{с}, \qquad (1.19)$$

где $B_v = \dfrac{\lg\left[\dfrac{\lg(v_{293} + 0{,}8)}{\lg(v_{273} + 0{,}8)}\right]}{\lg T_2 - \lg T_1} = \dfrac{\lg\left[\dfrac{\lg(18 + 0{,}8)}{\lg(25 + 0{,}8)}\right]}{\lg 293 - \lg 273} = -1{,}449$,

$A_v = \lg\lg(v_{273} + 0{,}8) - B_v \lg T_1 = \lg\lg(25 + 0{,}8) + 1{,}449 \lg 273 = 3{,}680$ -

постоянные коэффициенты, определяемые по двум значениям вязкости v_{273} и v_{293} при T_1 и T_2.

Выбор насосного оборудования НПС производится исходя из расчетной часовой производительности нефтепровода, определяемой при $\rho = \rho_T$ по формуле

$$Q = \frac{G_{год} \cdot K_{НП}}{24 \cdot N_p \cdot \rho} \cdot 10^9 = \frac{2{,}4 \cdot 1{,}07}{24 \cdot 350 \cdot 883{,}3} \cdot 10^9 = 346 \ м^3/ч, \quad (1.20)$$

где; $K_{НП} = 1{,}07$ – коэффициент, учитывающий неравномерность перекачки ;

$N_p = 350$ - число дней работы МН в году .[4]

Выбираем магистральный насосный агрегат ЦНСн 315 – 378 (шесть рабочих колес), без применения подпорных агрегатов (проверка всасывающей способности приведена 1.3).

Характеристика насосов ЦНСн 315 приведена на рисунке 1.

Определим напор, развиваемый насосом при расчетной производительности перекачки. Для этого воспользуемся уравнением напорной характеристики насоса.

$$h_M = H_0 + a \cdot Q - b \cdot Q^2 = 426{,}8 + 0 \cdot 346 - 0{,}000761 \cdot 346^2 = 335{,}6 \text{ м}, \quad (1.21)$$

где $H_0 = 426{,}8$ м, $a = 0$, $b = 0{,}000761 \ ч^2/м^5$ – эмпирические коэффициенты .

Определим рабочее давление при условии, что число последовательно работающих МНА на НПС $m_M = 1$.

$$P = \rho \cdot g \cdot (h_П + m_M \cdot h_M) \cdot 10^{-6} = \rho \cdot g \cdot m_M \cdot h_M \cdot 10^{-6}, \quad (1.22)$$

$$P = 883{,}3 \cdot 9{,}81 \cdot 1 \cdot 335{,}6 \cdot 10^{-6} = 2{,}909 \text{ МПа}.$$

Условие $P = 2{,}909 \text{ МПа} < P_{ДОП} = 6{,}3 \text{ МПа}$ выполняется.

Для дальнейших расчетов примем ЦНСн 315 – 378 с шестью рабочими колесами.

Определим ориентировочное значение внутреннего диаметра, подставляя рекомендуемую ориентировочную скорость перекачки $W_0 = 0{,}5$ м/с .[9]

$$D_0 = \sqrt{\frac{4 \cdot Q_{час}}{3600 \cdot \pi \cdot W_0}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 346}{3600 \cdot 3,14 \cdot 0,5}} = 0,495 \ м. \qquad 23)$$

Для дальнейших расчетов принимаем ближайший стандартный наружный диаметр трубопровода $D_н = 530$ мм, что подтверждено фактически (МН «Пермь – Оса» $D_н = 530$ мм).

Согласно требованиям[10], нефтепроводы диаметром менее 700 мм следует относить к IV категории, для которых коэффициент условий работы $m_y = 0,9$.

Нефтепровод «Пермь - Оса» построен из труб Выксунского металлургического завода, для которых согласно:

- сталь 17ГС;

- $\sigma_{ВР} = 510$ МПа - временное сопротивление стали на разрыв;

- $\sigma_T = 350$ МПа - предел текучести материала;

- $K_1 = 1,4$ - коэффициент надежности по материалу.

Согласно [11] принимаем:

- $n_p = 1,1$ - коэффициент надежности по нагрузке;

- $K_н = 1,0$ - коэффициент надежности по назначению.

Определим расчетное сопротивление металла труб.

$$R_1 = \frac{R_1^н \cdot m_y}{K_1 \cdot K_н} = \frac{510 \cdot 0,9}{1,4 \cdot 1,0} = 327,9 \text{ МПа}, \qquad 24)$$

где $R_1^н$ - нормативное сопротивление растяжению (сжатию), равное временному сопротивлению стали на разрыв, МПа ($R_1^н = \sigma_{вр}$).

Расчетное значение толщины стенки трубопровода составляет

$$\delta_0 = \frac{n_p \cdot P \cdot D_н}{2\left(R_1 + n_p \cdot P\right)} = \frac{1,1 \cdot 2,909 \cdot 530}{2\left(327,9 + 1,1 \cdot 2,909\right)} = 6,56 \text{ мм}. \qquad 25)$$

Полученное значение δ_0 округляем в большую сторону до стандартного значения и принимаем толщину стенки равной $\delta = 7$ мм.

Внутренний диаметр нефтепровода составит

$$D = D_н - 2 \cdot \delta = 530 - 2 \cdot 7 = 516 \text{ мм}. \quad (1.26)$$

Вычислим среднюю скорость течения нефти

$$W = \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot D^2} = \frac{4 \cdot 346}{3600 \cdot 3,14 \cdot 0,516^2} = 0,460 \text{ м/с}, \quad (1.27)$$

где $Q_c = \frac{Q}{3600}$ - расчетная производительность перекачки, м^3/с.

Режим течения нефти характеризуется числом Рейнольдса, значение которого составит:

$$\text{Re} = \frac{W \cdot D}{\nu_T} = \frac{0,460 \cdot 0,516}{19,45 \cdot 10^{-6}} = 12202,4. \quad (1.28)$$

Вычислим значения относительной шероховатости трубы $\overline{K}$ и переходных чисел Рейнольдса Re_1 и Re_2

$$\overline{K} = \frac{K_э}{D} = \frac{2 \cdot 10^{-4}}{0,516} = 0,000386, \quad (1.29)$$

где $K_э = 0,2$ *мм* - эквивалентная шероховатость стенки трубы.

$$\text{Re}_1 = \frac{10}{\overline{K}} = \frac{10}{0,000386} = 25800, \quad (1.30)$$

$$\text{Re}_2 = \frac{500}{\overline{K}} = \frac{500}{0,000386} = 1290000. \quad (1.31)$$

Так как $\text{Re}_1 > \text{Re} < \text{Re}_2$, режим течения нефти является турбулентным в зоне гладкого трения. Коэффициент гидравлического сопротивления λ определим по формуле Блазиуса

$$\lambda = \frac{0,3164}{\text{Re}^{0,25}} = \frac{0,3164}{12202,4^{0,25}} = 0,03. \quad (1.32)$$

Потери напора на трение в трубопроводе вычислим по формуле Дарси – Вейсбаха

$$h_\tau = \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{W^2}{2g} = 0,03 \cdot \frac{73000}{0,516} \cdot \frac{0,460^2}{2 \cdot 9,81} = 47 \text{ м}. \quad (1.33)$$

Величина гидравлического уклона магистрали вычисляется из выражения:

$$i = \lambda \cdot \frac{W}{2g \cdot D} = 0,03 \cdot \frac{0,460^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,516} = 0,0006. \quad (1.34)$$

Суммарные потери напора в трубопроводе определяются по формуле

$$H = 1,02 \cdot h_\tau + \Delta Z + N_э \cdot h_{ост} = 1,02 \cdot 47 + 143 + 1 \cdot 40 = 231 \text{ м}, \quad (1.35)$$

где 1,02 – коэффициент, учитывающий надбавку на местные сопротивления ЛЧ МН;

$N_э = 1$ - число эксплуатационных участков МН «Пермь – Оса»;

$h_{ост} = 40 \text{ м}$ - остаточный напор в конце эксплуатационного участка.

Необходимое число нефтеперекачивающих станций для условий обеспечения расчетной производительности нефтепровода определим по формуле:

$$n_0 = \frac{H - N_э \cdot h_П}{H_{СТ}} = \frac{231 - 1 \cdot 0}{335,6} = 0,69, \quad 36)$$

где $H_{СТ} = m_м \cdot h_м = 1 \cdot 335,6 = 335,6 \text{ м}$ - расчетный напор НПС.

Округляем число НПС до целого получаем $n = 1$.

Построим совмещенную характеристику нефтепровода и нефтеперекачивающей станции.

Выполним гидравлический расчет нефтепровода постоянного диаметра в диапазоне расходов от 100 до 600 м^3/час. Результаты вычислений представлены в таблице 2.6.

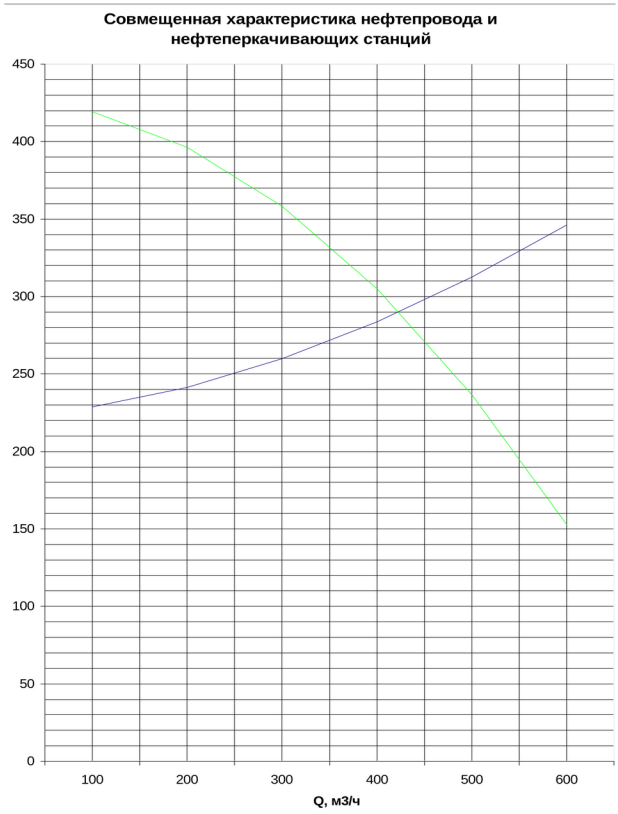
Таблица 2.6 – Результаты расчета характеристик трубопровода и НПС (ЦНСн 315 – 378)

Расход	Напор МНА	Характеристика трубопровода	Характеристика НПС

Q,м³/ч			
1	2	3	4
100	419,2	228,8	419,2
200	396,4	241,4	396,4
300	358,3	259,9	358,3
400	305,0	283,8	305,0
500	236,6	312,6	236,6
600	152,8	346,2	152,8

Графически совмещенная характеристика нефтепровода и НПС приведена на рисунке 7.

Максимальная производительность нефтепровода из совмещенной характеристики нефтепровода и НПС $Q_1 = 425\ м^3/ч$ (рисунок 7). Расчетная производительность нефтепровода для прокачки $G_{год} = 2{,}4$ млн $т.$ нефти $Q = 346\ м^3/ч$, $Q_1 > Q$ следовательно, режим работы МН с агрегатом ЦНСн 315 – 378 не является эффективным.



*1 – х*арактеристика нефтепровода*; 2 – х*арактеристика НПС

Рисунок 7 – Совмещенная характеристика нефтепровода и НПС (ЦНСн 315-378)

В связи с малыми объемами перекачки по МН «Пермь – Оса» (2,4 миллиона тонн нефти в год), частыми остановками МН по причине отсутствия запаса нефти в резервуарном парке (малые поставки от ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь»), в целях вывода МН на круглосуточный режим работы, сокращения числа пусков и остановок МНА, а как следствие и сокращение энергозатрат на данные пуски на ЛПДС «Оса» нашел применение метод регулирования путем воздействия на нефтеперекачивающую станцию, а именно уменьшением количества рабочих ступеней с 6 до 4 на МНА №21,22

В результате насосный цех ЛПДС «Оса» представляет собой:

- МНА №21, 22 – ЦНСн 315 – 252 (4 рабочих колеса);
- МНА №23 – ЦНСн 315 – 378 (6 рабочих колес).

Проведем расчет ЦНСн 315 - 252. Характеристика насоса приведена на рисунке 1

Определим напор, развиваемый насосом при расчетной производительности перекачки. Для этого воспользуемся уравнением напорной характеристики насоса

$$h_M = H_0 + a \cdot Q - b \cdot Q^2 = 290,3 + 0 \cdot 346 - 0,000541 \cdot 346^2 = 225,5 \text{ м}, \quad (1.37)$$

где $H_0 = 290,3$ м, $a = 0$, $b = 0,000541$ $ч^2/м^5$ – эмпирические коэффициенты [7].

Определим рабочее давление при условии, что число последовательно работающих МНА на НПС $m_M = 1$.

$$P = \rho \cdot g \cdot (h_П + m_M \cdot h_M) \cdot 10^{-6} = \rho \cdot g \cdot m_M \cdot h_M \cdot 10^{-6}, \quad (1.38)$$

$$P = 883,3 \cdot 9,81 \cdot 1 \cdot 225,5 \cdot 10^{-6} = 1,954 \text{ МПа}.$$

Условие $P = 1,954$ МПа $< P_{ДОП} = 6,3$ МПа выполняется. Для дальнейших расчетов примем ЦНСн - 315 - 252 с четырьмя рабочими колесами.

Построим совмещенную характеристику нефтепровода и нефтеперекачивающей станции.

Для этого выполним гидравлический расчет нефтепровода постоянного диаметра в диапазоне расходов от 100 до 600 м³/час. Результаты вычислений представлены в таблице 2.7.

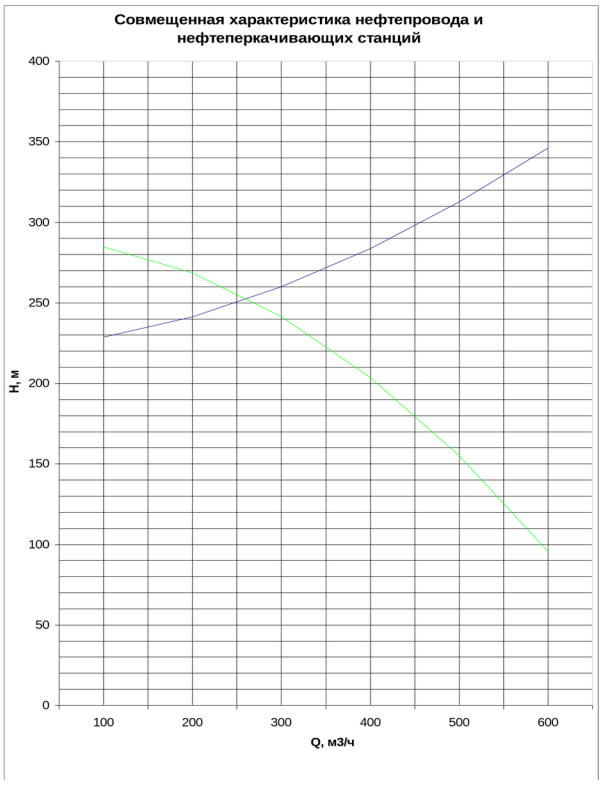
Таблица 2.7 – Результаты расчета характеристик трубопровода и НПС (ЦНСн- 315 - 252)

Расход Q,м³/ч	Напор МНА	Характеристика трубопровода	Характеристика НПС
1	2	3	4
100	284,9	228,8	284,9
200	268,7	241,4	268,7
300	241,6	259,9	241,6

Продолжение таблицы 2.7

1	2	3	4
400	203,7	283,8	203,7
500	155,1	312,6	155,1
600	95,5	346,2	95,5

Графически совмещенная характеристика нефтепровода и НПС приведена на рисунке 8.



1 – характеристика нефтепровода*; 2 –*характеристика НПС

Рисунок 8 – Совмещенная характеристика нефтепровода и НПС (ЦНСн 315 – 252)

Максимальная производительность нефтепровода из совмещенной характеристики нефтепровода и НПС $Q_2 = 265\ м^3/\text{час}$ (рисунок 1.8). Расчетная производительность нефтепровода для прокачки $G_{\text{год}} = 2{,}4$ млн $т.$ нефти $Q = 346\ м^3/ч.$ $Q_2 < Q$ следовательно, режим работы МН с агрегатом ЦНСн 315 – 252 не является эффективным.

Так как выполняется условие $Q_2 < Q < Q_1$, то рассчитаем время работы МН на режимах, соответствующих расходам Q_1, Q_2 для обеспечения годового плана $G_{год} = 2{,}4$ млн $т$.

$$\tau_1 = \frac{24 \cdot N_p \cdot (Q_2 - Q)}{Q_2 - Q_1} = \frac{24 \cdot 350 \cdot (265 - 346)}{265 - 425} = 4257{,}19 \text{ ч}, \qquad 39)$$

$$\tau_2 = \frac{24 \cdot N_p \cdot (Q - Q_1)}{Q_2 - Q_1} = \frac{24 \cdot 350 \cdot (346 - 425)}{265 - 425} = 4142{,}81 \text{ ч}. \qquad (1.40)$$

Общее время работы МН в год, на режимах соответствующих расходам Q_1, Q_2 составит

$$\tau_1 + \tau_2 = 4257{,}19 + 4142{,}81 = 8400 \text{ ч}.$$

Что соответствует числу дней работы МН в году $N_p = 350$.

2.7.3 Технологическая схема, технологический режим работы.

Технологической схемой НПС называют безмасштабный рисунок, на котором представлена схема размещения ее объектов, а также внутристанционных коммуникаций (технологических трубопроводов) с указанием диаметров и направлений потоков.

Технологическая схема ЛПДС «Оса» приведена в графической части.

Рассмотрим технологический процесс перекачки на ЛПДС, который осуществляется согласно утвержденным технологическим картам нефтепровода и технологическим режимам перекачки.

Основной схемой технологического процесса перекачки нефти НПС является перекачка с «подключенными резервуарами» или «через резервуары».

Нефть по подводящему трубопроводу поступает на ЛПДС «Оса», с давлением 0,4 МПа из узла учета ЦДНГ-5 ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь», и направляется в резервуарный парк ЛПДС.

Для подачи нефти от резервуаров к основным насосам предусмотрено заглубленное расположение нефтенасосной. Из резервуаров нефть

откачивается магистральными насосными агрегатами через узел регулятора давления, узел камеры пуска СОД в магистральный нефтепровод «Пермь-Оса».

На участке трубопровода от магистральной насосной до магистрального нефтепровода установлен узел регулирования давления для поддержания заданных величин давления:

-минимальное давление на входе в магистральную насосную 0,02 МПа;

-максимальное давление на выходе из магистральной насосной 3,49 МПа.

Таким образом, технологическая схема ЛПДС «Оса» позволяет выполнять следующие основные операции:

- прием нефти от ЦДНГ-5 ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь»;

- ее оперативный и коммерческий учет;

- хранение нефти;

- ее закачку в МН «Пермь – Оса» с требуемым начальным давлением;

- запуск очистных и диагностических устройств;

- внутристанционные перекачки.

Узел подключения НПС к МН состоит из камеры пуска СОД и обводной линии работы через КПСОД (необходима для запуска ОУ и СОД).

ФГУ расположены на входе в каждый МНА. Предназначены для улавливания крупных механических частиц, поступающих из подводящего нефтепровода. О работоспособности фильтров судят по перепаду давления на них

Соединение МНА на ЛПДС выполнено параллельно. Насосы имеют общие всасывающий и нагнетательный коллекторы. Поэтому напор группы насосов равен напору одного их них, а подача увеличивается в число раз, равное количеству работающих насосов. Обвязка насосов обеспечивает работу НПС при выводе в резерв или ремонт любого из МНА.

Узел регулятора давления служит для установления требуемого начального давления в МН.

Все перечисленные объекты соединяются технологическими трубопроводами. На ЛПДС они служат для выполнения всех технологических операций с нефтью.

2.7.4 Ведение и контроль технологических процессов.

Расчетное время работы МН «Пермь – Оса» с учетом остановок на ремонт принимается – 350 дней или 8400 часов в год. При пусках, остановках и переключениях насосных агрегатов давления в нефтепроводе не должно превышать значений, разрешенных технологическими картами.

Управление технологическим процессом производится:

- на уровне ОАО «АК «Транснефть» - центральным диспетчерским управлением;

- на уровне ОАО «Северо-западные МН» - диспетчерской службой ОАО МН с центрального диспетчерского пункта;

- на уровне технологических объектов - диспетчерской службой Пермского РНУ с районного диспетчерского пункта и местным диспетчерским пунктом оперативным персоналом НПС.

За 2 часа до планируемого времени осуществления технологических переключений оператор НППС (если переключения производятся на объектах НПС в рамках обеспечения транспортировки и размещения нефти в РП) или начальник отдела РНУ (если технологические переключения на объектах НПС или линейной части МН производятся для выполнения работ по направлению деятельности курирующего отдела) направляет запрос в РДП для согласования производства технологических переключений. Диспетчер РДП согласовывает технологические переключения, и производство работ, если их выполнение предусмотрено план-графиком работы МН на планируемый месяц (включено в перечень работ с указанием периода времени их проведения - начало, окончание).

Согласование должно быть осуществлено диспетчером РДП и передано управляющему диспетчеру РДП (ТДП) и оператору НПС, где планируется производство работ, за 1 час до начала производства работ.

Оператор НППС (если работы производятся на объектах НПС) или ответственный исполнитель работ (если работы проводятся на линейной части МН) непосредственно перед (за пять минут) и после (через пять минут) выполнения каждой технологической операции должны сообщаться управляющему диспетчеру РДП (ТДП).

Все переключения на объектах магистральных нефтепроводов, влияющие на режим работы нефтепровода, должны быть учтены при планировании режимов работы нефтепроводов и включены в план-график работы МН.

Оперативный персонал НПС осуществляет:

- непосредственное управление технологическим оборудованием, системами, сооружениями; первичный учет количества принимаемой, перекачиваемой, сдаваемой, находящейся на хранении нефти и контроль ее качества;

- постоянный контроль технологических параметров, технического состояния основного и вспомогательного оборудования, систем, сооружений на вверенных объектах, а также регистрацию через каждые 2 часа значений технологических параметров.

Основное нефтеперекачивающее оборудование должно выводиться из работы или резерва только по согласованию с диспетчером, кроме случаев их аварийного состояния или явной опасности для здоровья и жизни людей.

Оперативный контроль, регистрация, анализ основных технологических параметров работы НПС, осуществляется не реже, чем через каждые два часа, на всех уровнях диспетчерских служб.

При возникновении аварийных ситуаций на объектах НПС оперативно-диспетчерский персонал должен действовать согласно планам ликвидации возможных аварий и планам тушения пожаров.

Основной задачей эксплуатационного персонала является, как можно лучше поддерживать технологический процесс. Это обеспечивается постоянным контролем и хорошим знанием оборудования. При быстром обнаружении нарушений или аварийных ситуациях, правильной их оценке

и быстром принятии нужных мер, обеспечивается необходимая безопасность, меньше время простоя для ремонта и техобслуживания.

Необходимо регистрировать все отклонения от нормального режима, происшедшего за смену. Следует иметь перечень позиций оборудования, требующих, как немедленного внимания (техобслуживания) так и внимания в период капитального ремонта. Оператор должен быть уверен, что автоматика работает исправно, однако быть готовым к переключению с автоматического на ручное управление.

Оператор должен контролировать герметичность и исправность разделительных перегородок, в том числе расположенных ниже уровня пола, а также мест пропуска через них валов, трубопроводов и кабелей.

Необходимо осуществлять постоянный контроль трубопроводов, оборудования на наличие неплотностей в соединениях.

Все работы в действующих насосных проводятся только с включенной приточно-вытяжной вентиляцией.

Помещения НПС оборудованы телефонной связью и звуковой сигнализацией для оповещения обслуживающего персонала.

Территория НПС имеет звуковую систему оповещения на случай аварии и пожара.

При дистанционном и местном управлении оборудование НПС выводится из работы или резерва после разрешения и регистрации диспетчера, кроме случаев явной опасности для людей, а также случаев аварийного состояния.

Все виды сооружений НПС защищены от прямых ударов молнии, ее вторичных проявлений и от статического электричества, возникающего в процессе движения нефти, при этом заземляющие устройства для защиты от статического электричества объединяются с заземляющими устройствами для электрооборудования.

3 Экономическая часть.

3.1Расчет полной себестоимости обслуживания резервуарного парка.

Денежный поток любых капитальных затрат - это зависимость денежных поступлений и платежей, определяемая для всего расчётного периода.

На каждом шаге значение денежного потока характеризуется:

-притоком, равным размеру денежных поступлений (или результатов в стоимостном выражении) на этом шаге;

-оттоком, равным платежам на этом шаге;

-сальдо (активным балансом, эффектом), равным разности между притоком и оттоком.

Денежный поток обычно состоит из (частичных) потоков от отдельных видов деятельности:

денежного потока от инвестиционной деятельности;

денежного потока от операционной деятельности;

денежного потока от финансовой деятельности.

Для денежного потока от инвестиционной деятельности:

к оттокам относятся капитальные вложения, затраты на пуско-наладочные работы, ликвидационные затраты в конце проекта, затраты на увеличение оборотного капитала и средства, вложенные в дополнительные фонды.

к притокам - продажа активов (возможно, условная) в течение и по окончании проекта, поступления за счёт уменьшения оборотного капитала.

Для денежного потока от операционной деятельности:

к притокам относятся выручка от реализации, а также прочие и вне реализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;

к оттокам - производственные издержки, налоги.

К финансовой деятельности относятся операции со средствами, внешними по отношению к инвестиционному проекту, т.е. поступающими не за

счёт осуществления проекта. Они состоят из собственного (акционерного) капитала фирмы и привлеченных средств.

Для денежного потока от финансовой деятельности:

К притокам относятся вложения собственного (акционерного) капитала и привлечённых средств: субсидий и дотаций, заёмных средств, в том числе и за счёт выпуска предприятием собственных долговых ценных бумаг;

К оттокам - затраты на возврат и обслуживание займов и выпущенных предприятием долговых ценных бумаг (в полном объёме независимо от того, были они включены в притоки или в дополнительные фонды), а также при необходимости - на выплату дивидендов по акциям предприятия.

Дисконтирование денежных потоков.

Дисконтированием денежных потоков называется приведение их разновременных (относящихся к разным шагам расчёта) значений к их ценности на определённый момент времени, который называется моментом приведения и обозначается через t (0). Дисконтирование применяется к денежным потокам, выраженным в текущих ценах и в единой валюте.

Основным экономическим нормативом, используемым при дисконтировании, является норма дисконта ($E_н$), выражаемая в долях единицы или в процентах в год.

Дисконтирование денежного потока на каждом временном интервале осуществляется путём умножения его значения на коэффициент дисконтирования внутри шага расчёта. Норма дисконта ($E_н$) является экзогенно задаваемым основным экономическим нормативом, используемым при оценке эффективности ИП.

Норма дисконта участника проекта отражает эффективность участия в проекте предприятий (или иных участников). Она выбирается самими участниками. При отсутствии чётких предпочтений в качестве неё можно использовать коммерческую норму дисконта.

Для оценки коммерческой эффективности вложений или затрат используются следующие показатели:

-чистый доход (ЧД);

-чистый дисконтированный доход (ЧДД);

-индекс доходности (ИД);

-внутренняя норма доходности (ВНД);

-срок окупаемости инвестиций и др.

Дисконтирование неразрывно связано с расчетом себестоимости, поскольку расчет дисконта зависит от величины инвестиционных затрат или эксплуатационных затрат.

Таблица 3.1- Структура сводных сметных затрат эксплуатации резервуарного парка для РВСП-5000

Сметные затраты	Стоимость (тыс. руб.)	%
1	2	3
Общая сводная сметная стоимость строительства резервуара РВСП-5000	215 000,0	100
Строительные работы	135020,0	62,8
Монтажные работы	35690,0	16,6
Оборудование и приспособления	24725,0	11,5
Прочие затраты	19565,0	9,1

Данная структура необходима для того, чтобы иметь представление о том, сколько инвестиционных вложений было потрачено для строительства резервуара, поскольку, содержание, то есть эксплуатация резервуара РВСП-5000 будет косвенно зависеть от затрат, связанных с инвестиционными вложениями.

Оценка себестоимости эксплуатации резервуара РВСП-5000 осуществляется с использованием циклового метода расчета. Для этого рассчитывается усредненное значение длительности полного цикла как совокупности этапов операций «закачка –отстой – откачка - простой» с учетом усредненных затрат времени. Проведенный анализ позволит установить следующие временные значения этапов операции одного полного цикла для РВСП-5000:

закачка – 8 часов, отстой – 1час, откачка –5,5 часов, простой – 0,5 часа. Длительность цикла «закачка – откачка» в среднем составит 15 часов (10+2+6,5+1,5).

Количество циклов «закачка – откачка» для одного резервуара РВСП-5000 составит за год:

$$N_{Ц} = N_{СУТ} * T_{СУТ} / T_{Ц} = 365*24/15 = 584 \text{ цикла в год.} \quad (1.55)$$

где $N_{СУТ}$ = 365суток/год; $T_{СУТ}$=24 часа; $T_{Ц}$ = 15 часов.

Величина годового объема цикла «откачка – закачка» в тоннах нефти для РВСП-5000 рассчитывается по выражению:

$$\Sigma Q_{ГОД} = N_{Ц} * Qц = 584*15980 = 9\ 332{,}3 \text{ тыс. тонн/год} \quad (1.56)$$

где
$$Q_{Ц} = V*\rho*\eta = 20\ 000 *0.85*0{,}94 = 15\ 980 \text{ тонн;} \quad (1.57)$$

V – полезный объем резервуара, м3;

ρ - плотность нефти, т/м3;

η – среднегодовая величина коэффициента заполнения резервуара (0,65-0,95).

Калькуляция годовых эксплуатационных расходов

Годовая величина текущих (эксплуатационных) затрат рассчитывается на основе методики калькулирования издержек производства в соответствии с требованиями следующих нормативно-правовых документов :

«Положения о составе затрат по производству и реализации (работ, услуг),включаемых в себестоимость продукции (работ, услуг) и о порядке формирования финансовых результатов, учитываемых при налогообложении прибыли», утвержденного Постановлением Правительства РФ от 05.08.92 г. № 552. Утвержденное положение в определенной степени учитывает особенности рыночной экономики;

-отраслевой «Методики по планированию, учету и калькулированию себестоимости добычи нефти и газа», утвержденной заместителем Министра топлива и энергетики РФ.

- соответствующих Постановлений Правительства РФ о плате за земли, недра, загрязнение окружающей среды и других затратах, относящихся на себестоимость продукции;

-новейших положений и методических указаний по бухгалтерскому учету основных средств .

Налогового кодекса Российской Федерации, части первая и вторая с изменениями и дополнениями на 1 мая 2013 года.

Себестоимость годовых эксплуатационных затрат рассчитывается путем составления калькуляции.

Калькуляция годовых затрат для РВСП-5000 проводится в следующей последовательности:

1. Материальные затраты (материалы, ГСМ, и др.)

а) Затраты на материалы :

Их величина рассчитывается по выражению:

$$З_М = \Delta З_М \Sigma Q_Т = 0{,}385*9332{,}3 * 10^3 = 2601{,}3 \text{ тыс. руб.} \quad (1.58)$$

где $\Delta З^М$ - удельные материальные затраты , 0,385 руб./тонн.

$\Sigma Q^Т$ - годовой объем хранения нефти,

б) затраты на нефть для собственных нужд:

- потребное количество нефти в тоннах:

$$Н^Т = \frac{\Delta H_{МЛН.0ТКМ}}{1000} Q = 0{,}117*9332{,}3/1000 = 0{,}09 \text{ тонн/год} \quad (1.59)$$

где $\Delta H_{МЛН.ТКМ}$ - удельная величина потребности в нефти на собственные нужды - 0,117 тонн/млн. тонн хранения нефти.

- затраты составят : $З_Н = Н^Т \; Ц_Н = 0{,}09*7{,}786 = 0{,}7$ тыс. руб. /го, (1.60)

где $Ц_Н$ - цене за тонну нефти, тыс. руб. ./тонна.

в) Итого материальные затраты.

$$\sum З_М = З_М + З_Н + З_{ПР} = 2601{,}3+0{,}7 = 2602{,}0 \text{ тыс. руб./год} \quad (1.61)$$

2. Затраты на потребляемую энергию электрическую и др.

Затраты на электрическую энергию:

- потребное количество электрической энергии

$$Q^{Э} = {}^{\Delta Q_{Э}} * Vp = 0,49*20000 = 9818,6 \text{ кВт-час./год.} \quad (1.62)$$

где ${}^{\Delta Q_{э}}$ - удельная расход электрической энергии-0,49 кВт-час./м3

- затраты на электрическую энергию:

$$З^{Э} = Q^{Э}\ Т^{Э} = 9332,3*2,62 = 25,73 \text{ тыс. руб./год} \quad (1.63)$$

где $Т_{эт}$ – средняя величина тарифа, в рублях за кВт-час.

3.Амортизация объектов основных производственных фондов.

Рассчитывается по выражению :

$$З^{АМ} = Н^{А} * \sum KB *0,01 = 2,22*215000,0*0,01 = 4730,0 \text{ тыс. руб.} \quad (1.64)$$

где $\overline{H}_a$ - средняя величина нормы амортизации, %

4. Затраты по оплате труда эксплуатационных рабочих.

Их величина рассчитывается по выражению:

$$З^{ОТ} = ЗП*К^{ЭР}*Q*12 = 24,4*0,198*6,7565*12 = 392,2 \text{ тыс. руб.} \quad (1.65)$$

где $ЗП_{м}$ - среднемесячная заработная плата одного эксплуатационного рабочего, тыс. руб./чел.

$К_{эр}$ - штатный коэффициент для эксплуатационных рабочих, чел./млн. тонн.

5.Отчисления во внебюджетные фонды.

$$З^{ECH} = З^{OT} *30\%; \quad (1.66)$$

где 30 % - максимальная величина ставки единого социального налога.

- ПФ РФ 22% : 392,2 х 22 % = 86,28 тыс.руб. (1.67)

- ФСС РФ 2,9 % : 392,2 х 2,9 % = 11,37тыс.руб. (1.68)

- ФОМС РФ 5,1 %: 392,2 х 5,1 % = 20,0 тыс. руб. (1.69)

Итого отчисления во внебюджетные фонды: 117,65 тыс.руб.

6. Техническое обслуживание и ремонт резервуара РВСП-5000:

$$З_{тор.} = 10,6\%*3920*0,01 = 415,5,0 \text{ тыс. руб.} \quad (1.70)$$

7. Прочие расходы.

$$З_{ПР} = \Delta_{ПР} \left(\sum З_{М} + \sum З_{ЭН} + З_{ОТ} + З_{Д} +\right) 0,01 = 32,0\%* 0,01 (2602,0+25,73 +392,2+415,5) = 0,32*3435,4 = 1099,3 \text{ тыс. руб.} \quad (1.71)$$

где $\Delta_{ПР} = 32,0\ \%$ прочих затрат.

8.Годовые эксплуатационные затраты

$$\sum_{i=1}^{8} З = \sum З_{М} + \sum З_{ЭН} + З_{ОТ} + З_{ЕСН} + З_{АМ} + З_{ТОР} + З_{ПР} = 2602,0 +25,73 +392,2 +101,97+415,5+4312,0+1099,3 = 9367,0 \text{ тыс. руб.} \quad (1.72)$$

9. Себестоимость 1000 тонн хранения нефти:

$$S_{тыс.тонн} = \sum З_{I} * 1000 / \sum Q_{ГОД} = 9367,0*1000/9332,3 = 958,9 \text{руб./1000 тонн.}$$

$$\sum Q_{ГОД} = 9332,3 \text{ тыс. тонн.} \quad (1.73)$$

10. Себестоимость одного полного цикла «закачки-откачки» резервуара нефтью:

$$S_{ц} = \sum З_{I} / N_{Ц} = 9367000 / 584 = 45323,6 \text{ руб./ цикл} \quad (1.74)$$

Средняя величина тарифа за комплекс услуг на каждый цикл «закачки - откачки» нефти/ цикл = 1,387*45326,1 = 62875,0 руб./цикл (1.75)

Результаты расчетов сведены в таблицу.

Таблица 3.2 - Затраты по перекачке нефти (эксплуатационные затраты) для РВСП-5000:

п/п	Наименование	Затраты тыс.руб.	%
1	2	3	4
1	Материальные затраты (материалы, нефть на собственные нужды и т.п.)	2602,0	20,9
2	Энергия (электроэнергия и другая - покупная) всего	25,73	1,0
3	Фонд оплаты труда эксплуатационных работников	392,2	3,1
4	Отчисления во внебюджетные фонды	117,65	0,1
5	Амортизация основных производственных фондов	4730,0	62,8
6.	Техническое содержание резервуара	415,5	3,3
7	Прочие расходы	1099,3	8,8
	Итого	9382,38	100%

Итого полная себестоимость (эксплуатационные затраты) обслуживания или содержания резервуара РВСП-5000 за год составит: 9382,38 тыс. руб.

4 Охрана окружающей среды и охрана труда

4.1 Экологичность и безопасность работы, охрана окружающей срды.

В данном разделе дипломного проекта приводится анализ производственных опасностей и вредностей, инженерные и организационные меры обеспечения безопасности труда, организация производства аварийно-восстановительных работ в случае возникновения чрезвычайной ситуации.

В рабочей зоне производственных помещений возможно возникновение следующих опасных и вредных производственных факторов:

- подвижные части производственного оборудования и материалов;
- повышенный уровень шума и вибрации;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования и материалов;
- повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;
- другие факторы, возникшие при аварийной ситуации.

Допустимый уровень опасных и вредных производственных факторов определяется государственными стандартами нормами и правилами, указывается в проектах, технических паспортах и инструкциях по эксплуатации оборудования. При наличии данных факторов в рабочих зонах устанавливаются знаки безопасности (ГОСТ 12.4.026-76), а для снижения вредного воздействия выполняется специальные мероприятия и обязательно применение коллективных и индивидуальных средств защиты.

4.2Анализ производственных опасностей и вредностей

4.2.1 Взрыво и пожароопасность объекта.

При эксплуатации ЛПДС возможно контактирование с различными по характеру влияния на обслуживающий персонал веществами.

На рассматриваемом объекте основным и пожароопасным веществом является нефть. Пожароопасность и взрывоопасность технологических процессов проводимых на производстве, в значительной степени определяются физико-химическими свойствами нефти. Основными свойствами нефти являются:

- испаряемость - свойство нефти переходить из жидкого состояния в газообразное при температуре меньшей, чем температура кипения. Испарение нефти происходит при любых температурах до тех пор, пока газовое пространство над ними не будет полностью насыщено углеводородами. Скорость испарения нефти зависит, в основном, от содержания в ней легких фракций углеводородов и от температуры;

- пожаровзрывоопасность нефти характеризуется способностью смеси их паров с воздухом воспламеняться и взрываться. Взрывоопасность характеризуется величинами нижнего и верхнего пределов взрываемости.

Пожароопасность нефти определяется величинами температур вспышки, воспламенения и самовоспламенения.

В таблице 4.1 представлены взрыво- и пожароопасные свойства нефти.

Таблица4.1– Взрыво и пожароопасные свойства нефти

Наименование вещества	ПДК, мг/м^3	Класс опасности	Температура, К		Пределы взрываемости, % об	
			вспышки	самовоспламенения	НКПРП	ВКПРП
1	2	3	4	5	6	7
Нефть	300	4	309	533	1.1	6.4

В зависимости физико-химических свойств, т.е. способности к воспламенению и взрыву взрывоопасные смеси разделяются по категориям и группам.

В таблице 4.2 представлены категория, и группа взрывоопасной смеси, образующейся в рабочей зоне насосной.

Таблица 4.2 – Распределение взрывоопасных смесей по категориям и группам

Вещество, образующее с воздухом взрывоопасную смесь	Категория и группа взрывоопасных смесей
1	2
Нефть	IIA–T3

Здесь IIA – категория смеси соответствующая промышленным парам нефти, Т3 – группа, соответствующая температуре самовоспламенения от 200 до 300 °С.

В соответствии с НПБ 105-03 все производства по степени пожарной опасности подразделяются на категории. Согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ) все производственные объекты, в которых размещается электрооборудование по степени взрыво- и пожароопасности делятся на взрывоопасные зоны.

В таблице 4.3 представлена классификация насосной по степени взрыво- и пожароопасности.

Таблица 4.3 – Классификация насосного цеха по степени взрыво- и пожароопасности

Объект	Категория помещения по взрыво- и пожароопасности по НПБ 105–03	Класс взрывоопасности по ПУЭ	Категория молниезащиты СО-15334.21.122-2003
1	2	3	4

Насосная для перекачки нефти	А	В–1а	Специальные объекты, представляющие опасность для непосредственного окружения

Здесь категория А соответствует производствам, связанным с применением горючих газов с нижним концентрационным пределом воспламенения 10 % и менее объёма воздуха, содержащихся в количествах, при которых могут образоваться взрывоопасные смеси в объёме превышающем 5% объёма воздуха в помещении. Зона класса В–1а – это зона помещений, в которых при нормальной эксплуатации взрывоопасные смеси не образуются, а возможны только в результате аварий или неисправности.

4.2.2 Токсичность и вредность.

Токсичность (отравляющая способность) нефти, которая проявляется в основном тогда, кода она переходит в парообразное состояние.

Высокие концентрации углеводородов нефти могут вызвать острые отравления. Легкоиспаряющиеся углеводороды сернистых нефтей вызывают повышенную заболеваемость органов дыхания, функциональные изменения со стороны нервной системы. Наблюдается снижение кровяного давления и замедление пульса, значительно реже отмечается повышение кровяного давления. Выявлены также нарушения желудочной секреции с наклонностью к ее понижению, признаки поражения печени, повышенное содержание холестерина в крови. При концентрации суммы углеводородов 60 - 300 мг/м^3 происходит снижение содержания гемоглобина и числа эритроцитов в крови. При концентрации углеводородов 300 - 499 мг/м^3 отмечается снижение обоняния и возбудимости нервной системы, головная боль, слабость, сердцебиение, боли в области сердца. Мгновенные отравления летучими соединениями из сернистой нефти при концентрации сероводорода 550 - 630 мг/м^3 и углеводородов 1500 - 2000 мг/м^3. При длительном воздействии возникают химические отравления, однако, без строго специфических черт. Ведущим является

поражение центральной нервной системы. У перенесших отравление чаще развиваются симптомы хронической интоксикации. Функциональные нарушения деятельности центральной нервной системы наблюдаются у рабочих со стажем 5 - 10 лет. Нарушения сводятся к головной боли, расстройству сна, утомляемости, раздражительности, головокружения, боли в области сердца. Отмечается дрожание языка и пальцев, повышенная потливость, изменения глазо-сердечного рефлекса. Возникают изменения сердечнососудистой системы, артериальная гипотония, тенденция к замедлению пульса, умеренные мышечные изменения в сердце, нарушение его сократительной способности.

ГОСТ 12.1.005–88 устанавливает предельно допустимые концентрации (ПДК) для вредных веществ в рабочей зоне и на территории промышленных предприятий. Перекачиваемая нефть содержит в своем составе серу. Сера находится в двух состояниях:

- частично в свободном состоянии;

- частично в виде сероводорода.

Сероводород (H_2S) в организм поступает через органы дыхания и, являясь сильным нервным ядом, вызывает остановку дыхания, а иногда и паралич сердца. Контакт с сероводородом: с концентрацией 6 мг/м^3 в течение четырех часов вызывает головную боль, светобоязнь, слезотечение, а с концентрацией 100 мг/м^3 и выше ведет к острому отравлению (судороги, потеря сознания, смерть). Присутствие сероводорода в воздухе можно определить по запаху, напоминающему запах тухлых яиц.[7]

В таблице 4.4 представлены ПДК и класс опасности паров нефти образующихся в рабочей зоне насосной.

Таблица 4.4– Токсичные свойства веществ

Наименование вещества	ПДК в виде паров, мг/м^3 ГОСТ 12.1.005-88	Агрегатное состояние	Класс опасности
1	2	3	4
1. Нефть	10	аэрозоль	III

2. Углеводороды алифатические предельные C_1-C_{10} (в пересчете на С)	300	пар	IV
3. Сероводород в смеси с углеводородами C_1-C_5	3	пар	III

4.2.3 Шум и вибрация.

Технологические процессы насосной нефтеперекачивающей станции сопровождаются значительным шумом и вибрацией. Основным источником шума и вибрации в насосных цехах являются насосные агрегаты, электродвигатели и вентиляторы.

Причинами шума и вибрации являются:

1) неуравновешенные вращающиеся массы в насосах;

2) большие скорости движения нефти в насосах;

3) кавитационная работа насосов.

На насосной площадке ЛПДС «Оса» шум постоянный широкополосный, с преобладанием звуковой энергии на средних частотах.

Сильный шум (более 70 дБ), действуя на органы слуха, может привести к полной глухоте или тугоухости. При этом нарушается нормальная деятельность сердечнососудистой и пищеварительной систем, возникают хронические заболевания. Длительное воздействие вибрации на человека вызывает профессиональную виброболезнь. Воздействие на биологическую ткань и нервную систему вибрация приводит к атрофии мышц, потери упругости кровеносных сосудов, окостенению сухожилий, образованию костных мозолей, нарушению вестибулярного аппарата, снижению остроты слуха, ухудшению зрения, что ведет к снижению производительности труда на 10 – 15 % и частично является причиной травматизма. Кроме того, вибрация оказывает вредное воздействие на производственное оборудование и помещение. Возникает она в результате расцентровки валов, от неуравновешенности движущихся частей агрегата. Вибрация ведет к снижению КПД, к

преждевременному износу вращающихся частей, к нарушению механической прочности и герметичности агрегата, что может вызвать разрушение фундаментов агрегатов и другие различные аварии.

Действие шума на организм человека характеризуется уровнем звукового давления, измеряемого, в децибелах. Вибрация характеризуется средней геометрической частотой, амплитудой перемещений, средней квадратичной колебательной скоростью.

Допустимые значения уровня звукового давления в насосном цехе и вибрации насосного агрегата.

Таблица 4.5 – Допустимые значения уровня звукового давления в насосном цехе и вибрации насосного агрегата

Место замера	Уровень звука, дБ	Допустимый по норме, дБ	Максимальная скорость, мм/с	Аварийная максимальная скорость, мм/с
1	2	3	4	5
Насосная	77	85	-	-
Вибрация подшипников: а) насоса б) двигателя	– –	– –	7,1 7,1	18 18
Вибрация фундамента	–	–	7,5	9

4.2.4 Освещенность.

Неправильная освещенность, наличие бликов, недостаточная освещенность могут привести к повышенной утомляемости, снижению внимания и, как следствие, могут служить предпосылкой к производственному травматизму или несчастному случаю. Длительная работа в условиях недостаточной освещенности может привести к потере остроты зрения.

Все производственные объекты ЛПДС «Оса» подразделяются на разряды зрительной работы, в соответствии с которыми устанавливается освещенность рабочих мест.

В таблице 4.6 представлена классификация объектов по разряду зрительной работы.

Таблица 4.6– Классификация объектов по разряду зрительной работы

Помещения и производственные участки	Плоскость нормирования освещённости и её высота	Разряд зрительной Работы	Освещенность, лк
1	2	3	4
Зал насосной с постоянно работающим персоналом	Г– 0,8	VI	150

4.2.5 Микроклиматические условия.

Микроклимат производственных помещений - климат внутренней среды этих помещений, который определяется действующими на организм человек сочетаниями температуры, влажности и скорости движения воздуха, а так температуры окружающих поверхностей.

Благодаря терморегуляции организма температура человеческого тела поддерживается постоянной. Необходимым условием нормального состояния человека является соответствие теплоотдачи в окружающую среду количества тепла, образующегося в организме.

Понижение температуры воздуха при прочих равных условиях приводит увеличению разности температур между поверхностью тела и окружающей средой, что, в свою очередь, приводит к увеличению теплоотдачи путём конвекции и лучеиспускания и, следовательно, может привести к переохлаждению организма.

Повышение скорости воздуха ухудшает самочувствие, т.к. способствует усилению конвективного теплообмена и процесса теплоотдачи при испарении пота.

При повышении температуры воздуха возникают обратные явления. Установлено, что при температуре воздуха более 30°С работоспособность человека начинает падать. Для человека определены максимальные температуры в зависимости от длительности их воздействия и используемых средств защиты.

Переносимость человеком температуры, как и его теплоощущение, в значительной степени зависит от влажности и скорости движения окружающего воздуха. Чем больше относительная влажность, тем меньше испаряется пота в единицу времени и тем быстрее наступает нагрев тела.

Особенно неблагоприятное воздействие на тепловое самочувствие оказывает высокая влажность при $t_{ос}$>30 °С, т.к. при этой температуре практически всё выделяемое тепло отдаётся в окружающую среду при испарении пота. При повышенной влажности пот не испаряется, а стекает каплями с поверхности кожного покрова. Возникает так называемое «проливное» течение пота, изнуряющее организм и не обеспечивающее необходимую теплоотдачу.

Недостаточная влажность воздуха так же может оказаться неблагоприятной для человека, вследствие интенсивного испарения влаги со слизистых оболочек, их пересыхания и растрескивания, а затем и загрязнения болезнетворными микроорганизмами. Вследствие этого при длительном пребывании людей в закрытых помещениях рекомендуется ограничиваться относительной влажностью в пределах от 30 до 70 %.

Длительное воздействие высокой температуры, особенно в сочетании с повышенной влажностью, может привести к значительному накоплению теплоты в организме и развитию перегревания организма выше допустимого уровня (гипертермия) - состояние, при котором температура тела поднимается до 39 °С.

Оптимальные допустимые нормы температуры в рабочей зоне производственных помещений приведены в таблице 4.7.

Оптимальные и допустимые нормы относительной влажности и скорости движения воздуха в рабочей зоне производственных помещений приведены в таблице 4.8.

Таблица 4.7 – Оптимальные и допустимые нормы температуры в рабочей зоне производственных помещений

Период года	Категория работ	Температура, °С				
		Оптимальная	допустимая			
			верхняя граница		нижняя граница	
			на рабочих местах			
			постоянных	непостоянных	постоянных	непостоянных
1	2	3	4	5	6	7
Холодный	Средней тяжести - IIб	17-19	21	23	15	13
Теплый	Средней тяжести - IIб	20-22	27	29	16	15

Таблица 4.8 – Оптимальные и допустимые нормы относительной влажности и скорости движения воздуха в рабочей зоне производственных помещений

Период года	Категория работ	Относительная влажность, %		Скорость движения, м/с	
		оптимальная	допустимая на рабочих местах постоянных и непостоянных, не более	оптимальная, не более	допустимая на рабочих местах постоянных и непостоянных

1	2	3	4	5	6
Холодный	Средней тяжести - IIб	40-60	75	0,2	Не более 0,4
Теплый	Средней тяжести - IIб	40-60	70 (при 25°С)	0,3	0,2-0,5

В таблице 4.9 приведено состояние микроклимата в помещении операторной ЛПДС «Оса». Из которой следует, что состояние микроклимата в помещениях соответствует норме

Таблица 4.9 – Состояние микроклимата в помещении операторной ЛПДС «Оса»

Производственныепомещения	Фактическая		
	Температура воздуха, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
1	2	3	4
операторная	20	48	0,05

4.3 Охрана труда при эксплуатации ЛПДС «Оса»

Рабочие и инженерно-технические работники обучаются безопасным методам работы на предприятиях в соответствии с требованиями.

Обязательное обучение по охране труда предусматривается как для рабочих и служащих, не являющихся должностными лицами, так и для административно-технических работников и должностных лиц.

Наличие средств защиты персонала является обязательным условием допуска к работе, который контролирует руководитель работ. Запрещается допуск без средств защиты.

Спецодежду, спецобувь и предохранительные приспособления выдают в соответствии с «Отраслевыми нормами бесплатной выдачи спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты», «Нормами бесплатной

выдачи рабочим и служащим теплой спецодежды и спецобуви по климатическим поясам».

Спецодежда защищает тело человека от производственных вредностей, не препятствует нормальной терморегуляции организма человека, должна быть удобной, не стеснять движения и хорошо очищаться от загрязнений.

Порядок выдачи, хранения и пользования устанавливают в соответствии с требованиями «Инструкции о порядке выдачи, хранения и пользования спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты».

Выдаваемые спецодежда, спецобувь должны отвечать требованиям ГОСТ, ТУ и соответствовать размеру рабочего.

На ЛПДС предусматриваются средства индивидуальной защиты постоянного и аварийного пользования.

На насосной площадке во всех случаях, когда в воздухе рабочей зоны содержание вредных веществ превышает предельно-допустимые концентрации, необходимо применять средства для защиты организма от отравлений или удушья. Для защиты органов дыхания применяются фильтрующие противогазы, шланговые противогазы ПШ-1, ПШ-2.

Для защиты кожи рук от загрязнений и повреждений предусматривается применение рукавиц, трикотажных перчаток, при работе в условиях низких температуру – суконные утепленные рукавицы. Для безопасности обслуживания электроустановок – диэлектрические перчатки.

4.4 Промышленная безопасность

Соблюдение техники безопасности, не гарантируют абсолютной безопасности рабочего персонала, поэтому на ЛПДС «Оса» разработан план ликвидации возможных аварий, с учетом специфических условий, предусматривающих оперативные действия персонала по предотвращению аварий и ликвидации аварийных ситуаций, а в случае их возникновения по локализации, исключающих загорание и взрывы, максимальному снижению тяжелых

последствий и эвакуации людей.

Возможными причинами аварий, инцидентов могут быть:

- ошибочные действия персонала при пусках и остановках нефтенасосной, несоблюдение очередности оперативных переключений технологических трубопроводов из запорной арматуры и др;

- отказ приборов контроля и сигнализации, систем управления;

- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;

- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;

- старение оборудования (моральный или физический износ);

- коррозия оборудования и трубопроводов (образование свищей);

- применение запорной арматуры без необходимых прочностных характеристик;

- гидравлический удар;

- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молний и др.).

В таблице 4.10 приведена выписка из оперативного плана ликвидации аварий на ЛПДС «Оса».

Таблица4.10– Выписка из оперативного плана ликвидации возможных аварий на ЛПДС «Оса»

№ п/п	Виды аварий	Действия обслуживающего Персонала	Лица выполняющие мероприятия
1	Повреждение, разгерметизация насоса, клапана, трубопровода, задвижки - нефть заливает помещение насосной	1 Оповестить голосом об опасности, принять меры к спасению людей, заставить людей покинуть помещение. 2 В случае если не сработала автоматика затопления нефтенасосной останавливает насос: а) кнопкой «СТОП» на щите в операторной; б) кнопкой «СТОП» в н/насосной;	Оператор НППС Оператор НППС

		в) в ячейке ЗРУ 6 кВ. 3 Поставить в известность оператора УППН, диспетчера РНУ, администрацию НПС о случившемся, УРНМТО БПО. 4 Поставить в известность пожарную часть. 5 Включить насос для откачки нефти, поступающей в ёмкость утечек из насосного помещения. 6 По согласованию с оператором УППН закрыть задвижки, отсекающие поток нефти с резервуаров. 7 Закрыть задвижки, отсекающие выкид насосной от нефтепровода. 8 Обесточить все здание насосной станции. 9 Не допускать посторонних людей к месту аварии до прибытия руководителя работ по ликвидации аварии. 10 Включит вытяжную вентиляцию 11 Для предотвращения растекания нефти в нефтенасосной устраивают заграждения из песка. 12 Замер загазованности в насосной и на территории 13 При отсутствии взрывоопасных концентраций, приступить к ремонту поврежденного оборудования.	Оператор НППС Оператор НППС Оператор НППС Оператор НППС Оператор НППС Оператор НППС Оператор НППС Оператор НППС Оператор НППС и оператор товарный под руководством ИТР Оператор НППС Начальник (мастер) УРНМТО БПО

Подпись и дата | Инв. № дубл. | Взам. инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	131016.ДП.00.27.00.00.ПЗ	Лист 74

4.5 Мероприятия по защите окружающей среды

В целом, мероприятия по снижению выбросов в атмосферу, почву и воду подразделяются на два направления.

Первое направление: охрана окружающей среды при вводе в действие специальных объектов, связанных с устранением имеющихся или ожидаемых вредных последствий. Это организация очистки загрязненных сточных вод, установок для очистки и обезвреживания токсичных веществ из отходящих газов.

Второе направление: исключение или снижение возможности отрицательного воздействия. Например, замена более токсичных реагентов менее токсичными, создание безотходных технологических процессов.

В целях охраны, рационального использования и предупреждения загрязнения почвы, водоемов и воздушного бассейна на ЛПДС «Оса» предусматривается:

– полная герметизация системы транспорта нефти;

– сто процентный контроль швов сварных соединений внутристанционных трубопроводов;

– компактность размещения объектов НПС. Благодаря компактности НПС осуществляется экономия площади почвы, сведения к минимуму разъединительных соединений и удобство обслуживания;

– оснащение предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;

– отсутствие открытого слива и налива нефтепродуктов;

– автоматическая (по уровню жидкости) откачка из дренажной емкости;

– испытание оборудования и трубопроводов на прочность после монтажа;

– использование конструкций резервуаров, обеспечивающих наименьшие потери продукта (понтоны, системы улавливания лёгких фракций и т.д.);

– трубопроводы и оборудование защищаются от коррозии;

– осуществляется аварийная сигнализация предельных значений регулируемых параметров (уровня, давления, температуры);

– защитное отключение насосных агрегатов и т. д.

4.5.1 Санитарно – защитная зона.

Предприятия, их отдельные здания и сооружения с технологическими процессами, являющимися источниками выделения в окружающую среду вредных и (или) пахучих веществ, а также источниками повышенных уровней шума, вибрации, ультразвука, электромагнитных волн радиочастот, статического электричества и ионизирующих излучений, следует отделять от жилой застройки санитарно-защитными зонами (санитарными разрывами).

Под понятием санитарно-защитной зоны (санитарного разрыва) следует понимать территорию между границами промышленной площадки и территории жилой застройки, ландшафтно-рекреационной зоны, зоны отдыха, курорта.

Граница СЗЗ (санитарного разрыва) - линия, ограничивающая территорию или максимальную из плановых проекций пространства, за пределами которых нормируемые факторы воздействия не превышают установленные гигиенические нормативы.

Территория санитарно-защитной зоны (санитарного разрыва) предназначена для:

- обеспечения снижения уровня воздействия до требуемых гигиенических нормативов по всем факторам воздействия за пределами СЗЗ (санитарного разрыва);

- создания санитарно-защитного и эстетического барьера между территорией предприятия (группы предприятий) и территорией жилой застройки;

- организации дополнительных озелененных площадей, обеспечивающих экранирование, ассимиляцию и фильтрацию загрязнителей атмосферного воздуха, и повышение комфортности микроклимата.

В соответствии с размер минимального санитарного разрыва от нефтеперекачивающих станций 2 категории составляет 150 метров.

Общая площадь санитарного разрыва составляет 344668 м^2, в том числе:

- промышленная площадка ЛПДС «Оса» ОАО «СЗМН» 84581 м^2;

- территория коллективных садов 2680 м^2;

- автодорога 12539 м^2;

- земли сторонних пользователей 22704 м^2 (промышленные территории).

Карта-схема расположения санитарного разрыва ЛПДС «Оса» приведена на рисунке 9.

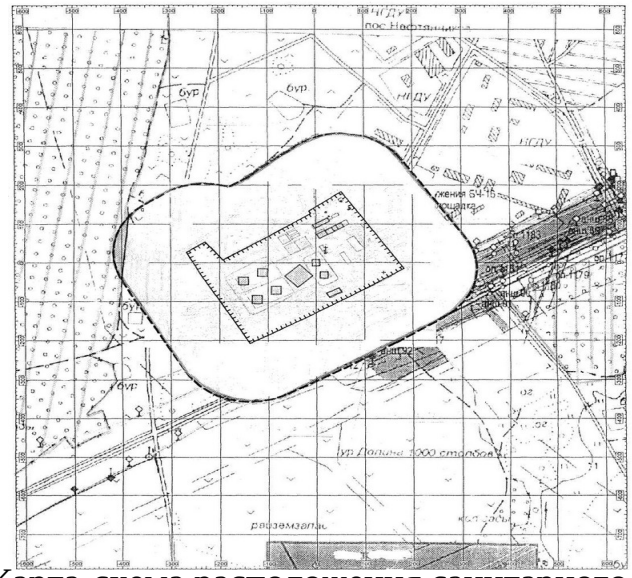


Рисунок 9 - Карта-схема расположения санитарного разрыва ЛПДС «Оса»

Санитарно-защитная зона (санитарный разрыв) или какая-либо ее часть не может рассматриваться как резервная территория объекта и использоваться для расширения промышленной или жилой территории без соответствующей обоснованной корректировки границ санитарно-защитной зоны.

4.5.2 Планы мероприятий по снижению количества образования и размещения отходов.

Мониторинг состояния окружающей среды на территории объектов размещения отходов не требуется, так как на балансе ЛПДС нет мест размещения отходов более трех лет.

Воздействие отходов на окружающую среду может проявиться только при не соблюдении правил их сбора и хранения. При соблюдении правил хранения отходов и периодичности их вывоза не происходит загрязнения атмосферного воздуха, поверхностных и подземных вод, почвы.

На предприятии один раз в год осуществляется исследование почвы в местах размещения нефтесодержащих отходов на содержание нефтепродуктов силами аккредитованной в установленном порядке эко аналитической лаборатории Пермского РНУ.

С введением в эксплуатацию установки утилизации отходов на предприятии достигнуто уменьшение конечного образования отходов 3-го класса опасности для окружающей природной среды.

При эксплуатации магистральных нефтепроводов объемы образующейся аварийной нефти и нефтезагрязненного грунта являются случайными величинами, зависящими от ряда непредсказуемых факторов. Экологическая политика Пермского РНУ в настоящее время направлена на исключение образования аварийных отходов, поэтому нормы образования аварийных отходов не рассчитываются.

При анализе условий сбора отходов и организации мест временного хранения установлено, что при соблюдении правил обращения с отходами и своевременном вывозе образующиеся на предприятии отходы не являются источниками загрязнения окружающей природной среды. В связи с этим планом мероприятий предусмотрены организационные мероприятия по соблюдению правил обращения с отходами и периодичности вывоза образующихся отходов.

С момента ввода в эксплуатацию ЛПДС «Оса» (1963 год) не произошло ни одной аварии, сопровождавшейся выбросом в окружающую среду вредных веществ. Этот показатель достигается выполнением всех вышеперечисленных мероприятий, чем и обеспечивается эксплуатация объектов нефтепровода с наименьшим воздействием на окружающую среду.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной проектной работе рассмотрены вопросы эксплуатации ЛПДС «Оса».

В технологическом разделе работы представлены характеристики и подробно освещены вопросы эксплуатации основного механо - технологического оборудования ЛПДС, резервуарного парка, вспомогательных систем станции.

Проведена проверка всасывающей способности магистральных насосных агрегатов ЦНСн-315 для наихудших условий (для расчета принят РВСП-5000 №6, как самый удаленный от насосной, с минимально допустимым уровнем нефти в нем), в ходе которой выявлено, что фактический кавитационный запас МНА равен 10,8 м, что более чем в два раза выше допустимого кавитационного запаса для агрегатов типа ЦНСн. Подтвержден факт работы МНА ЛПДС «Оса» без подпорных агрегатов.

Проведен гидравлический расчет нефтепровода «Пермь – Оса», регулирование режимов работы НПС для обеспечения годового плана перекачки, по результатам которого определено время работы в течение года агрегатов ЦНСн 315-252, ЦНСн 315-378 для вывода МН на круглосуточный режим работы, сокращения числа пусков и остановок МНА, что также подтверждается реальными условиями эксплуатации ЛПДС «Оса».

В разделе «Экологичность и безопасность работы, охрана окружающей среды» освещены вопросы безопасной эксплуатации и меры по обеспечению безопасности труда на ЛПДС. Проведена оценка анализа производственных опасностей и вредностей при эксплуатации станции, описаны источники воздействия на окружающую среду при эксплуатации станции, мероприятия по защите окружающей среды.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1 Насос центробежный секционный нефтяной ЦНСн 315-126…630 УХЛ. Паспорт, руководство по эксплуатации. Уфа: УМПО, 2007. 38 с.

2 Коршак А.А., Новоселова Л.П. Нефтеперекачивающие станции. Пермь: ДизайнПолиграфСервис, 2008. 385 с.

3 Новоселова Л.П. Проектирование и эксплуатация НС и КС: раздаточный материал по программе профессионального образования «Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ». Уфа: УГНТУ, 2012. 55 с.

4 Нечваль А.М. Основные задачи при проектировании и эксплуатации магистральных нефтепроводов: учебное пособие. Уфа: УГНТУ, 2005. 81 с. и контролю за работой магистральных нефтепроводов. М., 2008. 107 с.

5 Паспорт НПС «Оса-1». Пермь: Пермское РНУ, 2012. 56 с.

6 ОР 23.020.00-КТН-285-09 Специальный регламент по эксплуатации резервуаров типа РВС (П) в зимний период. М., 2009. 11 с. и контролю за работой магистральных нефтепроводов. М., 2008. 107 с.

7 ОР 03.100.50-КТН-093-08 Регламент по технологическому управлению и контролю за работой магистральных нефтепроводов. М., 2008. 107 с.

8 РД 153-39.4-078-01 Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз. М., 2001. 168 с.

9 РД 08-95-95 Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов. М., 1995. 98 с.

10 СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СниП 2.05.06-85*. М., 2012. 71 с.

11 ГОСТ 2517-85 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. М., 1990. 28 с.