# НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ НЕФТЕПРОДУКТАМИ (НЕФТЕБАЗ)

*Дата введения 1995-05-01*

РАЗРАБОТАНЫ АО "Нефтепродуктпроект" Минтопэнерго России под руководством В.А.Гончарова.

СОГЛАСОВАНЫ Минстроем России 24.03.93 г. № 24-1-1/5-2-III; Минприроды России 06.03.95 г. № 03-20/23-708; ГУГПС МВД России 24.03.93 г. № 20/12/473, 19.05.94 г. № 20/3.2/928.

ВНЕСЕНЫ Главным управлением по государственным поставкам и коммерческой деятельности ГП "Роснефть".

ОТВЕТСТВЕННЫЕ ИСПОЛНИТЕЛИ: О.П.Козинцев, В.П.Бутенко, К.А.Логинова, М.И.Дутчак.

При подготовке норм использованы отдельные положения, разработанные институтом "Южгипронефтепровод".

УТВЕРЖДЕНЫ: приказом Минтопэнерго России 03.04.95 г. № 64.

ВЗАМЕН "Норм технологического проектирования и технико-экономических показателей складов нефти и нефтепродуктов (нефтебаз)", "Южгипронефтепровод", 1972 г.

## АННОТАЦИЯ

Нормы технологического проектирования предприятий по обеспечению нефтепродуктами (нефтебаз) разработаны с учетом современных достижений науки и техники, отечественного и зарубежного опыта проектирования, строительства и эксплуатации предприятий.

В нормах применены прогрессивные решения технического оснащения указанных предприятий, направленные на:

повышение уровня технической надежности и безопасной эксплуатации технологических сооружений;

автоматизацию и механизацию технологических процессов;

сокращение потерь нефтепродуктов;

улучшение экономических показателей;

повышение пожарной безопасности, соблюдение норм техники безопасности, охраны труда и защиты окружающей среды.

Нормы содержат требования, обязательные при проектировании новых, расширяемых, реконструируемых и технически перевооружаемых предприятий (зданий, сооружений) по обеспечению нефтепродуктами (нефтебаз) и должны соблюдаться всеми организациями и предприятиями, участвующими в разработке проектов, строительстве и эксплуатации, независимо от формы собственности.

Нормы распространяются на проектирование стационарных предприятий для легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов, имеющих давление насыщенных паров не выше 93,1 кПа (700 мм.рт.ст.) при температуре 20 °С.

При расширении или реконструкции предприятий (зданий, сооружений) по обеспечению нефтепродуктами (нефтебаз) нормы распространяются только на расширяемую или реконструируемую часть. Проектные решения по охране окружающей природной среды должны выполняться в целом по предприятию.

Проектирование расходных складов нефтепродуктов, входящих в состав предприятий (промышленных, транспортных, энергетических и т.п.), допускается выполнять по настоящим нормам с учетом требований технологических норм проектирования предприятий, в состав которых входят склады нефтепродуктов.

## 1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

1.1. К объектам предприятий по обеспечению нефтепродуктами (далее нефтебаз) относится комплекс зданий и технологических сооружений производственного и вспомогательного назначения, обеспечивающих прием, хранение и отгрузку нефтепродуктов.

Примечание. Термины и понятия, применяемые в настоящих нормах, приведены в приложении 1.

1.2. Проектирование объектов нефтебаз должно выполняться в соответствии с действующими нормами и правилами, Государственными стандартами, отраслевыми руководящими документами и с использованием современных достижений науки и техники.

Перечень нормативных документов, используемых при проектировании, приведен в приложении 15.

1.3. При проектировании нефтебаз следует применять освоенные и серийно выпускаемые типы оборудования и материалы. Рекомендуемый перечень основного оборудования и автоматизированных систем приведен в приложении 12.

1.4. Разработка проектов технического перевооружения и реконструкции нефтебаз должна производиться на результатах предпроектного обследования пожарной и экологической ситуации как на территории самой нефтебазы и ее санитарно-защитной зоны, так и на селитебной территории и особо охраняемых природных территориях и объектах, находящихся за границей санитарно-защитной зоны, но в зоне влияния предприятия, для оценки экологической обстановки и возможных последствий аварийных ситуаций.

Предпроектное обследование проводится с обязательным участием надзорных органов (охраны окружающей природной среды, пожарного, санитарно-эпидемиологического и т.д.), заинтересованных организаций и органов местного самоуправления.

1.5. Предпроектным обследованием определяются условия достижения нефтебазой нормативных показателей экологических, санитарных и противопожарных требований в зоне своего влияния на окружающую застройку, которые обязательны при выполнении проектов технического перевооружения и реконструкции. При отсутствии указанных выше условий, подтвержденных предпроектным обследованием, нефтебаза подлежит выносу за пределы существующей застройки.

1.6. Проектирование нефтебаз должно выполняться на основании утвержденной схемы развития и размещения предприятий по обеспечению нефтепродуктами, а также задания на проектирование, согласованного и утвержденного в установленном порядке.

1.7. Категории помещений и зданий нефтебаз по взрывопожарной и пожарной опасности следует принимать в соответствии с ОНТП 24-86 МВД СССР "Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности" и ВНТП 4-89* Госкомнефтепродукта РСФСР "Нормы технологического проектирования. Определение категорий помещений и зданий объектов нефтепродуктоснабжения по взрывопожарной и пожарной опасности".

## 2. КЛАССИФИКАЦИЯ НЕФТЕБАЗ

2.1. Нефтебазы подразделяются:

по общей вместимости и максимальному объему одного резервуара - на категории, в соответствии со СНиП 2.11.03-93;

по функциональному назначению - на перевалочные, перевалочно-распределительные и распределительные;

по транспортным связям поступления и отгрузки нефтепродуктов - на железнодорожные, водные (морские, речные), трубопроводные, автомобильные, а также смешанные водно-железнодорожные, трубопроводно-железнодорожные и т.п.;

по номенклатуре хранимых нефтепродуктов - на нефтебазы для легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов, а также нефтебазы общего хранения;

по годовому грузообороту - на пять классов в соответствии с таблицей 1.

Таблица 1

| Класс нефтебаз | Грузооборот, тыс.т/год |
|---|---|
| 1 | от 500 и более |
| 2 | св. 100 до 500 вкл. |
| 3 | " 50 " 100 " |
| 4 | " 20 " 50 " |
| 5 | от 20 и менее |

2.2. К основным показателям, характеризующим мощность нефтебаз, относятся:

грузооборот нефтепродуктов в тыс.т/год;

вместимость резервуарного парка в тыс.$м^3$

2.3. Техническая оснащенность нефтебаз должна удовлетворять следующим требованиям:

резервуарный парк - обеспечивать прием, хранение и отгрузку заданного количества и ассортимента нефтепродуктов;

трубопроводные коммуникации - обеспечивать одновременный прием и отгрузку различных марок нефтепродуктов без смешения и потери качества;

наливные и сливные устройства, а также насосное оборудование - обеспечивать выполнение нормы времени по сливу и наливу нефтепродуктов.

## 3. РЕЖИМ РАБОТЫ

3.1. В зависимости от функционального назначения и транспортных связей расчетное число рабочих дней в году следует принимать по таблице 2.

3.2. Технологическое время механизированного или самотечного слива или налива для всей одновременно подаваемой партии железнодорожных цистерн по фронту одновременного слива и налива, независимо от типа нефтепродукта и грузоподъемности цистерн, не должно превышать 2-х часов.

Таблица 2

| Вид транспортных связей | Количество рабочих дней в году | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Перевалочные и перевалочно-распределительные | | Распределительные | |
| | Прием | Отгрузка | Прием | Отгрузка |
| Железнодорожные | 365 | 365 | 365 | 260 |
| Водные, в т.ч.: | | | | |
| морские | 365 | 365 | 365 | 260 |
| речные | в течение навигационного периода | 365 | в течение навигационного периода | 260 |
| Трубопроводные | Определ. режимом работы НПП, отвода | 365 | Определ. режимом работы НПП, отвода | 260 |
| Автомобильные | - | - | 260 | 260 |

Примечания:

1. Расчетное число рабочих дней в году для морских нефтебаз принято для районов с круглогодичной навигацией, при иных условиях судоходства принимается с учетом продолжительности навигационного периода.

2. Прием и отгрузка нефтепродуктов на перевалочных нефтебазах, прием нефтепродуктов на распределительных нефтебазах производится из условия круглосуточной работы в течение расчетного числа рабочих дней в году.

3. Операции по приему и отгрузке нефтепродуктов на автомобильных нефтебазах, отгрузка нефтепродуктов местным потребителям в автоцистерны и тару на распределительных нефтебазах и раздаточных блоках перевалочных нефтебаз производятся в одну смену. При соответствующем обосновании допускается производить отгрузку в две смены или круглосуточно.

3.3. Время на предварительный разогрев и слив вязких и застывающих нефтепродуктов рекомендуется принимать в зависимости от вязкости или температуры застывания, но не более величин, указанных в приложении 2.

3.4. Время погрузки или выгрузки наливных судов следует определять, руководствуясь показателями приложений 3 и 4, утвержденными б.Минречфлотом РСФСР 8 июля 1987 г. и б.Минморфлотом СССР 30 декабря 1977 г. При проектировании эти показатели для каждого порта (бассейна) должны уточняться в процессе сбора исходных данных.

3.5. Время механизированного слива или налива нефтепродуктов из(в) автомобильных(е) цистерн(ы) с учетом операций по оформлению документов, заправке наливных устройств и маневрированию автомобиля не должно превышать 4 мин. на одну тонну груза.

При определении веса груза на автомобильных весах и расчетах времени слива или налива следует дополнительно учитывать время, равное 4 мин., на организацию каждого взвешивания.

## 4. ХРАНЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ

4.1. Нормы запаса нефтепродуктов и определение емкости резервуарного парка:

4.1.1. Норма запаса нефтепродуктов на расчетный период определяется как сумма текущего и страхового запасов:

$$V_i = V_i^{\text{т}} + V_i^{\text{ст}}, \qquad (1)$$

где:

$V_i$ - норма запаса *i*-го нефтепродукта на расчетный период, м$^3$;

$V_i^{\text{т}}$ - текущий запас *i*-го нефтепродукта на расчетный период, м$^3$;

$V_i^{\text{ст}}$ - страховой запас i-го нефтепродукта на расчетный период, м$^3$.

4.1.2. Нормы запаса каждой марки (сорта) нефтепродукта, независимо от функционального назначения нефтебазы, следует определять по графикам поступления и отгрузки, составленным на основании фактических данных за 2-3 года и включающих в себя сумму текущего и страхового запаса.

4.1.3. При отсутствии графиков поступления и отгрузки нефтепродуктов нормы запаса должны определяться по следующим формулам:

для распределительных железнодорожных нефтебаз:

$$V_i = \frac{Q_i \cdot K_н \cdot T_ц \cdot K_1}{30 \cdot \rho} + V_i^{\text{ст}}, \qquad (2)$$

где:

$Q_i$ - среднее месячное потребление i-го нефтепродукта, т.

Определяется из условия помесячного равномерного потребления в течение расчетного года;

$K_н$ - коэффициент неравномерности потребления нефтепродуктов (определяется по табл.4);

$T_ц$ - транспортный цикл поставок нефтепродукта, сутки (определяется по табл.3);

$K_1$ = 1,1-1,3 - коэффициент неравномерности подачи партий нефтепродукта (цистерн);

ρ - плотность нефтепродукта, т/м$^3$;

$V_i^{\text{ст}}$ - норма страхового запаса;

30 - среднее число суток в месяце;

для водных (речных) перевалочных и распределительных нефтебаз, получающих или отправляющих нефтепродукты водным транспортом, в объеме среднемесячной потребности нефтепродуктов с увеличением его на 15% для компенсации запаздывания начала и преждевременного закрытия навигации:

$$V_i = 1{,}15\frac{Q_i \cdot K_н}{\rho} + V_i^{\text{ст}}, \qquad (3)$$

где:

$Q_i$ - среднемесячная потребность i-го нефтепродукта, т;

$K_{\text{н}}$ - коэффициент неравномерности потребления нефтепродуктов (определяется по таблице 4);

1,15 - коэффициент, учитывающий увеличение среднемесячной потребности нефтепродуктов для компенсации запаздывания начала и преждевременного закрытия навигации;

для водных (речных) нефтебаз с поступлением нефтепродуктов только в навигационный период:

$$V_i = 1{,}15\frac{Q_i^{\text{мн}}}{\rho} + V_i^{\text{ст}}, \qquad (4)$$

где:

$Q_i^{мн}$ - межнавигационная потребность *i*-го нефтепродукта, т, при завозе один раз в год - годовая потребность;

для автомобильных нефтебаз норму запаса следует принимать в объеме, соответствующем не менее 20-ти суточному потреблению среднемесячной реализации и страхового запаса от этой потребности в размерах нормы страхового запаса, принятого для предприятия, с которого будут поступать нефтепродукты;

для трубопроводных нефтебаз:

$$V_i = K_м \cdot K_н \cdot \frac{Q_i}{N_i}\left(1 - \frac{Q_i}{8760 - q_{max}}\right), \quad (5)$$

где:

$K_м$ = 1,1 - коэффициент неравномерности поставок нефтепродукта по трубопроводу;

$K_н$ - коэффициент неравномерности потребления нефтепродукта (определяется по табл.4);

$Q_i$ - объем *i*-го нефтепродукта, отбираемого по отводу, м$^3$/год;

$N_i$ - годовое число циклов, с которым работает отвод;

$q_{max}$ - максимальный из возможных расходов нефтепродукта в отводе (определяется при гидравлическом расчете режимов работы трубопровода или принимается по фактическим данным), м$^3$/час.

Для приема смеси нефтепродуктов из отвода следует дополнительно предусматривать резервуары, вместимость которых принимается согласно ВНТП 3-90.

Таблица 3

| Расстояние до поставщика, км | Транспортный цикл поставок, сутки | Расстояние до поставщика, км | Транспортный цикл поставок, сутки |
|---|---|---|---|
| 400 | 7 | 1200 | 14 |
| 600 | 9 | 1600 | 15 |
| 800 | 11 | 2000 | 17 |
| 1000 | 13 | 2600 | 20 |

Таблица 4

| Характеристика районов потребления | Коэффициент неравномерности потребления нефтепродуктов | |
|---|---|---|
| | Все виды топлива | Масла, смазки |
| Промышленные города | 1,0 | 1,3 |
| Промышленные районы | 1,1 | 1,5 |
| Промышленность потребляет 70% | 1,2 | 1,8 |
| Промышленность потребляет 30% | 1,5 | 2,0 |
| Сельскохозяйственные районы | 1,7 | 2,5 |

Примечание. Коэффициенты неравномерности потребления нефтепродуктов при проектировании должны быть уточнены.

4.1.4. Нормы запаса для смешанных нефтебаз определяются на основании п.4.1.3, как сумма запасов нефтепродуктов, поступающих различными видами транспорта.

4.1.5. Рекомендуемые нормы страхового запаса для распределительных нефтебаз в зависимости от их географического расположения и надежности транспортных связей следует принимать в процентах от текущего запаса:

для железнодорожных и водных (речных) нефтебаз, расположенных в средних и южных областях Европейской части (от южной границы до 60° с.ш.) - до 20% среднемесячной потребности, в северных областях Европейской части, Сибири, Урала, Дальнего Востока - до 50%;

для водных (речных) нефтебаз с поступлением нефтепродуктов только в навигационный период - до 50% от среднемесячной потребности в межнавигационный период.

Примечание. Для трубопроводных нефтебаз и нефтебаз с потребностью менее 1,0 тыс.т/год страховой запас не устанавливается.

4.1.6. Для местной реализации нефтепродукта на перевалочно-распределительных нефтебазах должна предусматриваться дополнительно отдельная группа резервуаров общей вместимостью, равной двухсуточному запасу месяца максимальной реализации. Для нефтепродуктов, поступающих на местную реализацию другими видами транспорта, норма запаса нефтепродукта определяется как для распределительных нефтебаз.

4.1.7. С учетом коэффициентов использования емкости резервуара, приведенных в таблице 6, норма запаса является расчетной вместимостью (емкостью) резервуарного парка (резервуара) для каждой марки (сорта) нефтепродукта, которая определяется по формуле:

$$V_p^i = \frac{V_i}{\eta}\ , \qquad (6)$$

где:

$V_p^i$ - расчетная вместимость (емкость) резервуарного парка (резервуара) для *i*-го нефтепродукта, м$^3$;

$V_i$ - норма запаса i-го нефтепродукта на расчетный период, м$^3$;

η - коэффициент использования емкости резервуара, принимается по таблице 6.

4.2. Морские перевалочные нефтебазы

Величина вместимости резервуарной емкости определяется по графикам поступления и отгрузки с учетом грузоподъемности расчетного танкера или, если такие графики отсутствуют, по формуле:

$$V_p^i = \frac{K_c}{\eta \cdot \rho}\left(\frac{Q_i}{П_p} \cdot K_{сн} \cdot K_{мн} \cdot K_{спр} + Q_i^{сп} \cdot \frac{m}{K_e}\right), \qquad (7)$$

где:

$K_c$ - коэффициент сортности. При одной марке нефтепродукта $K_c$ = 1, при 2-х и 3-х - $K_c$ =1,05;

η - коэффициент использования емкости резервуара (определяется по табл.6);

$Q_i$ - грузооборот *i*-го нефтепродукта, т/год;

$П_p$ - норматив, учитывающий занятость причальных сооружений в году, определяется

$П_p$ = 365 n $K_{зан}$, где:

365 - расчетное число рабочих дней в году;

n - количество причалов;

$K_{зан}$ = 0,45-0,5 - коэффициент занятости причала;

ρ - плотность нефтепродукта, т/м$^3$;

$K_{сн}$ - коэффициент неравномерности суточной отгрузки, вызываемой нерегулярностью подхода танкеров;

$K_{мн}$ - коэффициент месячной неравномерности прибытия судов;

$K_{спр}$ - коэффициент спроса внешней торговли;

$Q_i^{сп}$ - среднесуточный объем поступления, отгрузки *i*-го нефтепродукта, т;

m - количество нерабочих дней по метеоусловиям;

$K_e$ = 0,8 - коэффициент, учитывающий частичное использование емкости, предназначенной для суточной отгрузки.

Величины коэффициентов, входящих в формулу 7, приведены в таблице 5. При соответствующем обосновании эти величины могут быть уточнены.

Таблица 5

| Порт | Новороссийск | | | | Туапсе | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | $K_{сн}$ | $K_{мн}$ | $K_{спр}$ | m | $K_{сн}$ | $K_{мн}$ | $K_{спр}$ | m |
| Мазут | 2,01 | 1,6 | 1,15 | 7 | 2,01 | 1,06 | 1,15 | 7 |
| Мот. топливо | 2,01 | 1,6 | 1,15 | 7 | - | - | - | - |
| Дизтопливо | - | - | | - | 2,56<br>2,7 | 1,6<br>2,2 | 1,15 | 7 |
| Автобензин | - | - | - | - | 3,0 | 1,3 | 1,18 | 7 |
| Авиабензин | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Авиакеросин | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Мазут | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Мот. топливо | - | - | - | - | - | - | - | - |

| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Дизтопливо | - | - | - | - | 3,0 | 1,4 | 1,2 | 4 |
| Автобензин | 3,0 | 1,4 | 1,2 | 4 | 3,0 | 1,4 | 1,2 | 4 |
| Авиабензин | 3,0 | 1,4 | 1,2 | 4 | 3,0 | 1,4 | 1,2 | 4 |
| Авиакеросин | - | - | - | - | - | - | - | - |

Примечание. В числителе указаны коэффициенты для экспортных операций, в знаменателе - для каботажных операций.

4.3. Резервуарные парки.

4.3.1. Емкость и число резервуаров в составе резервуарного парка нефтебазы должны определяться с учетом:

коэффициента использования емкости резервуара;

однотипности по конструкции и единичной вместимости резервуаров;

грузоподъемности железнодорожных маршрутов, отдельных цистерн, а также наливных судов, занятых на перевозках нефтепродуктов;

необходимой оперативности нефтебазы при заданных условиях эксплуатации и возможности своевременного ремонта резервуаров;

обеспечения не менее двух резервуаров на каждую марку нефтепродукта (исключение см. п.4.3.3).

4.3.2. Среднее значение коэффициентов использования емкости резервуаров в зависимости от их конструкции и номинального объема следует принимать по таблице 6.

4.3.3. Установка одного резервуара на каждую марку (сорт) нефтепродукта допускается в следующих случаях:

операции приема и отгрузки не совмещаются во времени;

среднегодовой коэффициент оборачиваемости резервуара менее трех;

резервуар используется как промежуточная (буферная) емкость, без промежуточного замера количества нефтепродукта.

Таблица 6

| Емкость резервуара | Коэффициент использования емкости в зависимости от типа | | |
|---|---|---|---|
| | без понтона | с понтоном | с плавающей крышей |
| До 5000 $м^3$ вкл. | 0,85 | 0,81 | 0,80 |
| от 10000 до 30000 $м^3$ | 0,88 | 0,84 | 0,83 |

Примечание. Коэффициентом использования емкости резервуаров учтен объем резервуара, постоянно занятый под переходящим остатком (мертвый), равный 2% и объем резервуаров, находящихся в зачистке или ремонте - 5%.

4.3.4. Для хранения нефтепродуктов рекомендуется применять наземные и подземные металлические или железобетонные резервуары, как правило, по действующим типовым проектам.

4.3.5. Сокращение потерь от испарения нефтепродуктов с давлением насыщенных паров свыше $2 \cdot 1{,}33 \cdot 10^4$ Па (200 мм.рт.ст.) при температуре 20 °С следует предусматривать путем применения резервуаров с понтонами, плавающими крышами или с газоуравнительной обвязкой.

4.3.6. В качестве дополнительного показателя для ориентировочного определения емкости резервуарного парка нефтебазы рекомендуются среднегодовые коэффициенты оборачиваемости емкости резервуарных парков различных типов нефтебаз, которые следует принимать по таблице 7.

4.3.7. При проектировании технического перевооружения или реконструкции нефтебаз, в случае выявления изменений емкости резервуарных парков, в проектах должны предусматриваться меры по переводу высвобождающихся резервуаров под хранение менее опасных в пожарном и экологическом отношениях нефтепродуктов, либо выводу их из эксплуатации. Выводу из эксплуатации прежде всего подлежат резервуары устаревших конструкций. Проектами технического перевооружения и реконструкции нефтебаз резервуары для хранения нефтепродуктов с давлением насыщенных паров, указанных в пункте 4.3.5, должны быть оснащены средствами сокращения потерь от испарения нефтепродуктов (понтон, газоуравнительная обвязка и т.п.).

Таблица 7

| Тип нефтебаз | Среднегодовые коэффициенты оборачиваемости резервуаров |
|---|---|
| Морские перевалочные | не менее 30 |
| Перевалочные (перевалочно-распределительные) | 25-40 |
| Распределительные, в т. ч. | |
| железнодорожные, трубопроводные | 10-18 |
| автомобильные | 8-14 |
| водные (на замерзающих реках) | 2-4 |

Примечание. Коэффициент оборачиваемости определяется как частное от годового грузооборота к емкости резервуарного парка.

4.3.8. К основному оборудованию резервуара относятся:

приемо-отгрузочные устройства с запорной арматурой;

дыхательная и предохранительная арматура;

устройства для отбора средней пробы и подтоварной воды;

приборы контроля, сигнализации и защиты;

подогревательные устройства;

противопожарное оборудование;

хлопушки и механизмы их управления.

Оснащение резервуаров основным оборудованием и схема его расположения определяются проектом.

4.3.9. Оборудование, устанавливаемое на типовом резервуаре, должно соответствовать данному типу резервуара. Применение другого оборудования допускается при согласовании с разработчиком проекта резервуара.

4.3.10. Пропускная способность дыхательной арматуры должна определяться в зависимости от максимальной подачи нефтепродукта при заполнении или опорожнении резервуара с учетом температурного расширения паровоздушной смеси.

4.3.11. Дыхательная арматура должна выбираться в зависимости от типа резервуара и хранимого нефтепродукта:

на резервуарах с понтоном для приема и хранения нефтепродуктов с давлением насыщенных паров в соответствии с п.4.3.5. и температурой застывания ниже 0 °С следует устанавливать вентиляционные патрубки с огнепреградителями;

на резервуарах без понтона, предназначенных для приема и хранения нефтепродуктов с давлением насыщенных паров более $2 \cdot 1{,}33 \cdot 10^4$ Па (200 мм.рт.ст.), следует устанавливать дыхательную и предохранительную арматуру с огнепреградителем;

на резервуарах без понтона, предназначенных для приема и хранения нефтепродуктов с давлением насыщенных паров ниже $2 \cdot 1{,}33 \cdot 10^4$ Па (200 мм.рт.ст.), должны устанавливаться вентиляционные патрубки с огнепреградителем.

4.3.12. При оснащении резервуарных парков газоуравнительной системой (ГУС) запрещается объединять ею резервуары с авиационными и автомобильными, а также с этилированными и неэтилированными бензинами. В пониженной части трубопроводов ГУС должны быть установлены дренажные устройства, включающие в себя закрытые емкости (конденсатосборники). Уловленные нефтепродукты должны использоваться по своему прямому назначению.

4.3.13. При хранении в резервуарах высоковязких нефтепродуктов для предотвращения накопления осадков следует предусматривать на днище резервуара систему размыва.

4.4. Хранение нефтепродуктов в таре.

4.4.1. Складские здания и сооружения для хранения нефтепродуктов в таре следует проектировать в соответствии со СНиП 2.11.03-93 и настоящими нормами.

4.4.2. Нормы запаса нефтепродуктов, подлежащих хранению в таре, определяются по формуле в т:

$$Q_i = q_1 \cdot K_н + \frac{q_2 \cdot n}{260}, \qquad (8)$$

где:

$q_1$ - средняя месячная реализация нефтепродукта, поступающего на нефтебазу в таре, т, но не менее количества поступающего нефтепродукта в одном железнодорожном полувагоне, автомашине или прицепе;

$q_2$ - годовое количество нефтепродукта, затариваемое на нефтебазе, т;

260 - количество рабочих дней в году;

n - количество суток хранения нефтепродуктов, затаренных на нефтебазе, принимается в зависимости от транспортных и климатических условий района расположения нефтебазы от 5 до 15 суток;

$К_н$ - коэффициент неравномерности потребления нефтепродукта (определяется по табл.4).

4.4.3. В зависимости от физико-химических свойств нефтепродуктов, вида транспортной тары и климатических условий, хранение их следует предусматривать в складских помещениях или на площадках.

Хранение в таре нефтепродуктов с температурой вспышки 45 °С и ниже следует предусматривать только в помещениях, с температурой вспышки выше 45 °С - в помещениях или на площадках под навесом.

Допускается предусматривать хранение на открытых площадках нефтепродуктов с температурой вспышки выше 61 °С в металлических бочках.

При проектировании зданий и сооружений тарных складов следует руководствоваться СНиП 2.11.03-93 и другими нормативными документами.

Хранение нефтепродуктов в деревянной таре на открытых или под навесом площадках не допускается.

При определении размеров штабелей нефтепродуктов в таре и требований к устройству площадок для тарного хранения следует руководствоваться "Правилами пожарной безопасности в Российской Федерации" ППБ-01-93 МВД России.

4.4.4. Хранение порожних металлических и деревянных бочек (бывших в употреблении и загрязненных нефтепродуктами) следует предусматривать на отдельных открытых или под навесом площадках, при этом укладка бочек в штабели допускается не более чем в четыре яруса.

4.4.5. Складские здания и площадки для хранения нефтепродуктов в таре должны быть оснащены средствами механизации погрузочно-разгрузочных и транспортных операций, выбор которых определяется проектом.

4.4.6. Длину и ширину железнодорожных и автомобильных грузовых платформ (рамп) следует определять расчетом, исходя из грузооборота и вместимости хранилища нефтепродуктов в таре, а также с учетом габаритов применяемых средств транспортной механизации.

4.4.7. Нефтебазы 1-3 классов, производящие затаривание нефтепродуктов в металлические бочки, должны оснащаться средствами (автоматизированными) по санитарной обработке бывшей в употреблении транспортной тары (очистка, пропарка, промывка, просушка, проверка на герметичность и окраска), а также оборудованием по производству мелкого и среднего ремонтов: выправление вмятин (не более 2) на корпусе и доньях, заварка пробоин (не более 3) в корпусе и доньях, уторов и продольного шва (длиной не более 15 см). Металлические бочки с дефектами, превышающими указанные, ремонту не подлежат.

## 5. ПРИЕМ И ОТГРУЗКА НЕФТЕПРОДУКТОВ

5.1. Технология приема и отгрузки

5.1.1. Технология приема и отгрузки нефтепродуктов должна определяться в проекте на основании вариантных технико-экономических проработок с учетом вида транспортного средства, которым доставляется нефтепродукт, его физико-химических свойств, климатических условий, интенсивности погрузочно-разгрузочных работ и грузооборота нефтебазы.

5.1.2. Перечень нефтепродуктов, допущенных к перевозке наливом в вагонах-цистернах, морских и речных судах и автомобильным транспортом, а также подготовка транспортных средств для налива и транспортирования устанавливаются требованиями ГОСТ 1510-84*.

5.1.3. Сливо-наливные устройства для нефтепродуктов (кроме мазутов) с температурой вспышки 120 °С и ниже должны быть закрытыми. Для нефтепродуктов с температурой вспышки выше 120 °С и мазутов допускается предусматривать открытые сливные устройства.

В случаях необходимости слив нефтепродуктов с температурой вспышки 120 °С и ниже из неисправных цистерн допускается осуществлять через горловину цистерн (верхний слив).

5.1.4. Время непосредственного (без учета времени на вспомогательные операции: подсоединение и заправка сливо-наливных устройств, замер взлива, выполнение приемных анализов, открытие сливных клапанов, люков цистерн и т.п.) слива и налива маршрута или группы цистерн не должно превышать 80 мин.

5.1.5. Вес железнодорожных наливных маршрутов (брутто) по направлениям и состав цистерн по их грузоподъемности в маршрутах должен соответствовать унифицированным весовым нормам, согласованным с соответствующими подразделениями, МПС России.

5.1.6. Допустимая скорость истечения и движения нефтепродукта по трубопроводу определяется в зависимости от объемного электрического сопротивления и не должна превышать значений, указанных в таблице 8.

Таблица 8

| Удельное объемное электрическое сопротивление нефтепродукта, Ом·м | Допустимая скорость движения, м/с |
|---|---|
| не более $10^9$ | до 5 |
| более $10^9$ при температуре вспышки паров 61 °С и выше | до 5 |
| более $10^9$ при температуре вспышки паров ниже 61 °С | по расчету согласно "Рекомендациям..." (см. приложение 15) |

Величины удельных объемных электрических сопротивлений различных марок (сортов) нефтепродуктов приведены в приложении 5.

Начальное заполнение цистерн нефтепродуктом следует производить со скоростью в трубопроводе не более 1 м/с до момента затопления конца загрузочной трубы на 0,4-0,5 м.

5.1.7. При необходимости транспортирования нефтепродуктов со скоростями большими, чем указаны в табл.8, следует применять нейтрализаторы или релаксационные емкости.

5.1.8. Отдельные сливо-наливные устройства и коллекторы для каждого вида сливаемого или наливаемого нефтепродукта, следует предусматривать при условии недопустимости их смешения с другими нефтепродуктами (см. приложение 6).

5.1.9. Устройства для слива и налива легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов, относящихся по ГОСТ 12.1.007-76 к 1 и 2 классу опасности, должны быть герметичными.

Сливо-наливные устройства для этих нефтепродуктов должны располагаться по торцам сливо-наливных фронтов в случае совместного их слива (налива) с нефтепродуктами 3 и 4 классов опасности.

Операции с этилированными бензинами должны производиться по самостоятельным трубопроводам, коллекторам и сливо-наливным устройствам.

5.1.10. Температура нефтепродуктов, подаваемых на налив, должна быть в пределах температуры перекачки, установленной приложением 2.

5.1.11. Трубопроводы для легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов должны быть заземлены.

5.2. Сливо-наливные устройства для железнодорожных цистерн

5.2.1. Размещение сливо-наливных устройств и сооружений на железнодорожных путях нефтебазы должно соответствовать СНиП 2.11.03-93.

К основным сооружениям сливо-наливного фронта относятся: эстакады (односторонние и двухсторонние), оборудованные наливными и сливными устройствами, грузовые, зачистные и воздушно-вакуумные коллекторы, сборники, промежуточные резервуары для мазута и масел, узлы учета нефтепродуктов. Кроме того, в состав сливо-наливного фронта должны быть включены средства механизации для подъема и заправки нагревательных приборов, а также для перемещения цистерн вдоль фронта.

5.2.2. Число наливных маршрутов ($N_м$) и количество цистерн (n), принятых или отгруженных за сутки, определяется соответственно по формулам 9 и 10:

$$N_м = \frac{Q_i \cdot K_н \cdot K_1}{365 \cdot P_н} \tag{9}$$

$$n = \frac{Q_i \cdot K_н \cdot K_1}{365 \cdot q_н}, \tag{10}$$

где:

$Q_i$ - годовой грузооборот нефтепродукта по маркам (сортам) по приему (отгрузке) железнодорожным транспортом, т/год;

$P_н$ - вес (нетто) наливного маршрута, т;

$q_н$ - грузоподъемность одной цистерны, т. При отсутствии данных расчетная грузоподъемность принимается 60 т (на воду);

$K_1$ - принимается по пункту 4.1.3;

$K_н$ - принимается по таблице 4.

5.2.3. Допускается производить слив или налив не более чем за 3 подачи, если по условиям приема или отгрузки суточное поступление цистерн превысит расчетное количество сливо-наливных устройств. Продолжительность использования эстакады должна определяться суммарным временем на выполнение технологических операций, подачу и уборку цистерн, а также на приготовление маршрута на станции.

5.2.4. Потребность в эстакадах при условии, что сливо-наливной фронт должен обеспечить обработку цистерн только маршрутами, определяется по формуле:

$$Э = \frac{N_м \cdot T_{нс}}{24} , \qquad (11)$$

где:

$T_{нс}$ - время занятия эстакады маршрутом с учетом времени на технологические операции, подачу и уборку цистерн и приготовление маршрута на станции, в часах.

Примечания:

1. Время на подачу и уборку цистерн к железнодорожным фронтам слива и налива определяется расчетным путем, исходя из расстояния до станции и скорости передвижении состава.

2. Время приготовления маршрута на станции принимается не более 25 мин. для расформирования и 30 мин. на формирование состава.

5.2.5. Для группы цистерн общей весовой нормы (брутто) менее 700 т следует предусматривать строительство одиночных устройств или односторонней эстакады, исходя из числа одновременно обрабатываемых цистерн, а для нормы более 700 т - только двухсторонней эстакады, обеспечивающей маршрутный слив-налив независимо от числа обрабатываемых цистерн.

5.2.6. На перевалочных нефтебазах I класса протяженность железнодорожной сливо-наливной эстакады для легковоспламеняющихся нефтепродуктов определяется длиной наливного маршрута полной весовой нормы (брутто), состоящего из смешанного состава большегрузных цистерн за вычетом веса прикрытия 60 т, для горючих нефтепродуктов - без вычета прикрытия.

5.2.7. На нефтебазах при маршрутном сливе-наливе нефтепродукта количество сливо-наливных устройств следует принимать в зависимости от расчетного количества наливных маршрутов по таблице 9.

5.2.8. Налив нефтепродуктов должен осуществляться по бесшланговой системе автоматизированных устройств, оборудованных ограничителями налива, а также средствами механизации.

Таблица 9

| $N_м$ | Количество сливо-наливных устройств | Примечание |
|---|---|---|
| от 0,35 до 1 вкл. | на 1/3 маршрута | Распределительная нефтебаза |
| более 1 до 3 вкл. | на 1/2 маршрута | Распределительная нефтебаза |
| более 3 до 6 вкл. | на 1 маршрут | Перевалочная нефтебаза |

Примечание. Для горючих нефтепродуктов количество сливных устройств рассчитывается с учетом времени, требуемого для разогрева, в соответствии с п.3.3 настоящих норм.

5.2.9. Системы наливных устройств и коллекторов следует разрабатывать с учетом обеспечения полного освобождения их от нефтепродукта.

5.2.10. Система налива высоковязких нефтепродуктов (вязкость более $160 \cdot 10^{-6}$ м$^2$/с) в железнодорожные цистерны должна предусматривать техническую возможность циркуляции нефтепродукта по трубопроводам (коллекторам эстакады) и прокачку маловязким (вязкость не более $40 \cdot 10^{-6}$ м$^2$/с) незастывающим продуктом всех трубопроводов.

5.2.11. На нефтебазах с грузооборотом не менее 50 тыс.т/г должны быть предусмотрены наливные устройства, рассчитанные на налив отработанных нефтепродуктов в одиночные цистерны.

5.2.12. Допускается использовать самотечный слив в промежуточные заглубленные резервуары с одновременной откачкой нефтепродукта из них в наземные резервуары.

Промежуточный резервуар должен быть рассчитан на 75% суммарной емкости одновременно сливаемых цистерн. Производительность откачки из этих резервуаров должна составлять не менее 50% производительности их заполнения. При этом резервуар должен иметь защиту от перелива.

Промежуточные резервуары (кроме сливных емкостей для мазутов) не допускается размещать под железнодорожными путями.

5.2.13. Для удаления нефтепродукта из неисправных цистерн следует предусматривать отдельно расположенные устройства верхнего и нижнего слива, а при соответствующем обосновании - коллекторы, обеспечивающие раздельный сбор сливаемых нефтепродуктов. Допускается устанавливать сливные устройства непосредственно на сливо-наливных эстакадах, а сливные устройства для верхнего слива оборудовать резино-тканевыми рукавами.

5.2.14. Технологический шаг сливо-наливных устройств в пределах одной сливо-наливной эстакады или одиночного фронта слива-налива определяется проектом в зависимости от конструкции этих устройств и типа цистерн в железнодорожном маршруте и должен обеспечивать слив (налив) без расцепки вагонов. Габариты приближения сливо-наливных устройств и их размеры должны учитывать возможность подачи цистерн максимальной грузоподъемности для данного пункта.

5.2.15. Железнодорожные эстакады для налива авиационных масел, топлив для реактивных двигателей и авиационных бензинов должны быть оборудованы навесами или крышами.

Допускается не устанавливать навесы и крыши в случаях, если эстакады оборудованы наливными устройствами, исключающими попадание в цистерну атмосферных осадков и пыли во время операции налива.

5.2.16. В целях сокращения потерь от испарения, снижения электризации и уменьшения пенообразования при наливе нефтепродуктов длина нижнего звена наливного устройства должна обеспечивать опускание его конца в цистерну на расстояние не более 200 мм от нижней образующей котла.

5.2.17. Коллекторы на наливных эстакадах следует располагать подземно или на строительных конструкциях эстакады, при этом должна предусматриваться компенсация от температурных деформаций. Допускается прокладка коллекторов на собственных строительных конструкциях.

5.2.18. Сливо-наливные устройства, устанавливаемые на сливных и наливных коллекторах, следует оснащать задвижками с ручным приводом.

5.2.19. Эстакады для операций с маршрутами должны проектироваться для слива или налива не более 4 групп нефтепродуктов. При этом к одной группе могут быть отнесены несколько марок (сортов) нефтепродуктов, перекачка которых может производиться по одному и тому же коллектору.

При проектировании групповых или одиночных сливо-наливных устройств количество групп нефтепродуктов определяется проектом.

5.3. Сливо-наливные устройства для автомобильных цистерн

5.3.1. Для налива нефтепродуктов в автомобильные цистерны на нефтебазах должны применяться специальные, в том числе автоматизированные, устройства верхнего или нижнего налива, оборудованные насосными агрегатами, пультом дистанционного управления, устройствами для задачи дозы отпускаемого нефтепродукта, предотвращения перелива, герметизации цистерн, а также автоматическими системами измерения количества нефтепродуктов в единицах массы (объема) и оформления товарных документов.

5.3.2. Наливные устройства для налива легковоспламеняющихся и маловязких горючих жидкостей должны быть оборудованы центробежными, а для налива масел и других горючих жидкостей - роторными насосами.

5.3.3. Для уменьшения гидравлических ударов, обеспечения безопасных скоростей перекачки и точности учета наливные устройства следует оснащать оборудованием, обеспечивающим подачу нефтепродукта в начальной и завершающей фазе налива не более 30 $м^3/ч$.

5.3.4. Наливные устройства следует располагать на отдельных рабочих местах (островках), объединенных по группам нефтепродуктов в наливные станции. В зависимости от типа

прибывающих автомобильных цистерн и объема отгрузки отдельных марок (сортов) нефтепродукта рабочие места должны обеспечивать налив как одиночных цистерн, так и автопоездов.

Слив нефтепродуктов из автоцистерн должен производиться на отдельных площадках, оборудованных узлами учета.

Управление наливом должно быть дистанционным из операторной и по месту.

5.3.5. Расчетное количество наливных устройств станции налива следует определять для каждой марки (сорта) нефтепродуктов по формуле:

$$n = \frac{Q_i \cdot K_н}{q \cdot K \cdot \tau \cdot \rho} \ , \qquad (12)$$

где:

$Q_i$ - среднее суточное потребление нефтепродукта, т;

q - расчетная производительность наливных устройств, $м^3$/час ;

$K$ = 0,7 - коэффициент использования наливных устройств;

τ - количество часов работы наливных устройств в сутки;

ρ - плотность нефтепродукта, $т/м^3$;

$K_н$ - коэффициент неравномерности потребления нефтепродуктов (определяется по таблице 4).

5.3.6. Производительность наливных устройств при механизированном наливе без учета времени на вспомогательные операции следует принимать:

для нефтепродуктов с вязкостью до $60 \cdot 10^{-6}$ $м^2/с$ - 40 ... 100 $м^3/ч$;

для нефтепродуктов с вязкостью от $60 \cdot 10^{-6}$ $м^2/с$ до $600 \cdot 10^{-6}$ $м^2/с$ - 30 ... 60 $м^3/ч$.

Примечание. При самотечном наливе указанные производительности могут быть уменьшены на 25-30%.

5.3.7. Количество отпускаемого нефтепродукта следует определять взвешиванием на автовесах или при помощи счетчиков жидкости. Грузоподъемность весов должна обеспечивать взвешивание всех типов прибывающих на нефтебазу автоцистерн.

5.3.8. Соединительные трубопроводы от раздаточных резервуаров до наливных устройств должны приниматься раздельными для каждой марки (сорта) нефтепродукта, отгружаемого в автотранспорт. Последовательная перекачка по ним не допускается.

5.3.9. На нефтебазах 1-5 классов процессы налива и учета должны быть автоматизированы согласно приложению 11.

На нефтебазах 1-2 классов, при соответствующем обосновании, дополнительно может применяться система "АСУ-налива" с использованием кредитной системы.

Измерение массы нефтепродуктов, подача данных на цифропечать и оформление документов должны осуществляться автоматически с погрешностью, соответствующей требованиям ГОСТ 26976-86.

5.3.10. На нефтебазах 4 и 5 классов допускается применение установок с местным управлением в случаях, когда загрузка наливного устройства составляет не более 60% от его номинальной производительности или при экономической нецелесообразности применения автоматизированных систем и дистанционного управления наливом.

5.3.11. Перед въездом на нефтебазу (станцию налива) должна предусматриваться площадка для автотранспорта, обеспечивающая стоянку не менее 30% от общего количества работающих автомобилей в одной смене.

5.4. Сливо-наливные устройства для морских и речных судов.

5.4.1. При приеме или отгрузке нефтепродуктов водным транспортом на нефтебазах должны предусматриваться грузовые, а при соответствующем обосновании и бункеровочные причалы.

5.4.2. Технологические процессы по обработке наливных судов должны включать следующие операции: налив и слив нефтепродуктов, бункеровка топливом и маслами, улавливание паров нефтепродукта при наливе и сбор утечек, прием балластных, льяльных вод, а также выполнение вспомогательных операций, связанных с грузовыми работами по сливу-наливу.

5.4.3. Основные размеры и количество причалов, а также количество технологических трубопроводов и технологического оборудования, определяющие пропускную способность причала, рассчитываются на установленный расчетный грузооборот в соответствии с действующими ведомственными нормами технологического проектирования (см. приложение 15).

5.4.4. Количество сливо-наливных устройств (стендеров) определяется в соответствии с ассортиментом нефтепродуктов, пропускной способностью устройства и судочасовыми нормами слива-налива (приложения 3 и 4). Сливо-наливные устройства, предназначенные для различных нефтепродуктов, близких по своим физико-химическим свойствам, должны быть взаимозаменяемы.

5.4.5. Специализация и взаимное расположение сливо-наливных устройств должны приниматься с учетом технических характеристик используемого оборудования и выполнения операций по обработке наливных судов с одной установки.

5.4.6. Системы грузовых и бункеровочных трубопроводов для одноименных нефтепродуктов следует проектировать раздельными.

5.4.7. Производительность бункеровки наливных судов должна обеспечивать подачу потребного количества топлива за период, не превышающий продолжительности грузовых операций, и приниматься в соответствии с нормами технологического проектирования морских и речных портов.

5.4.8. Выгрузка нефтепродуктов из морских судов должна производиться только судовыми насосами, а из речных - как судовыми насосами, так и плавучими средствами пароходства.

Необходимость установки на берегу насосной станции второго подъема определяется гидравлическим расчетом.

5.4.9. Причалы должны оборудоваться счетчиками коммерческого учета количества сливаемого (наливаемого) нефтепродукта и бункерного топлива.

5.4.10. На речных распределительных нефтебазах 3, 4 и 5 классов должны применяться механизированные сливо-наливные устройства с ручным управлением, в остальных случаях - автоматизированные системы налива (АСН) с дистанционным управлением.

Присоединительные средства должны быть оборудованы предохранительными устройствами, исключающими самопроизвольное отсоединение в процессе слива-налива, а также автоматизированным прекращением слива (налива) при угрозе выхода судов из зоны обслуживания наливного устройства (стендера).

Примечание. Допускается на нефтебазах 5 класса, расположенных на реках с коротким навигационным периодом (2-3 недели), использовать плавучие причалы с шлангующими устройствами из резино-тканевых рукавов.

5.4.11. Стационарные причалы, оборудованные автоматизированными системами налива (АСН), должны иметь грузоподъемные средства, обеспечивающие монтаж, демонтаж, ремонт составных частей АСН.

5.4.12. Причалы следует оснащать боковыми заграждениями и устройствами сбора нефтепродуктов с поверхности водоема в соответствии с требованиями ГОСТ 17.1.3.05-82, а также с учетом конструкции причала, габаритов судов и скорости течения воды.

5.4.13. На причалах должны быть установлены устройства для заземления трубопроводов и судна, обеспечивающие контроль и качество заземляющей цепи, а также отвод зарядов статического электричества.

5.4.14. Налив судов непосредственно из разветвленного нефтепродуктопровода запрещается.

5.5. Устройства и сооружения для отгрузки нефтепродуктов в таре

5.5.1. Отгрузку нефтепродуктов в таре следует предусматривать через разливочные и расфасовочные устройства. Измерение количества отпущенных нефтепродуктов должно производиться объемно-весовым методом. Виды тары для хранения и отпуска нефтепродуктов следует принимать по ГОСТ 1510-84*.

5.5.2. Разливочные следует располагать в помещениях или на площадках под навесом в зависимости от климатических условий и вида нефтепродукта, а расфасовочные только в помещениях.

5.5.3. Допускается налив легковоспламеняющихся нефтепродуктов в бочки, установленные непосредственно на автомашинах, оборудованных противопожарными средствами.

Налив должен производиться на отдельных площадках, примыкающих к разливочным.

5.5.4. Для нефтебаз 1...4 классов раздаточные устройства для этилированных, легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов должны размещаться в отдельных зданиях (помещениях) или на отдельных площадках. Допускается для нефтебаз 5 класса раздаточные устройства размещать в одном здании при условии разделения помещения противопожарной стеной.

5.5.5. Перед разливочной следует предусматривать площадки, оборудованные средствами механизации погрузо-разгрузочных работ (бочкоподъемники, кран-балки и т.п.). Помещения

расфасовочных должны быть оснащены транспортерами для подачи продукции на хранение или отгрузку.

5.5.6. Подача нефтепродуктов к раздаточным устройствам может осуществляться самотеком или с помощью насосов, оборудованных предохранительными клапанами, срабатывающими при прекращении отпуска.

Для контроля отгрузки при неисправности счетчиков в разливочной следует предусматривать товарные весы.

5.5.7. Расчетное количество раздаточных устройств в разливочных следует определять по формуле 12. При этом коэффициент использования наливных устройств должен приниматься равным 0,5, а расчетная производительность этих устройств - 5 $м^3$/ч для нефтепродуктов с вязкостью до $60 \cdot 10^{-6}$ $м^2$/с и 4 $м^3$/ч - с вязкостью от $60 \cdot 10^{-6}$ до $600 \cdot 10^{-6}$ $м^2$/с.

При самотечном наливе указанные производительности могут быть уменьшены в соответствии с примечанием к п.5.3.6.

5.5.8. Для налива разных сортов нефтепродуктов одной марки разрешается установка на одном рабочем месте не более трех раздаточных кранов при условии их использования для одновременного налива только одного сорта нефтепродукта.

5.5.9. Запорную арматуру для подключения раздаточных и расфасовочных устройств к основным трубопроводам следует устанавливать в месте врезки в основные трубопроводы.

## 6. ПЕРЕКАЧКА НЕФТЕПРОДУКТОВ

6.1. Технология перекачки

6.1.1. Технология перекачки при автоматизации и механизации технологических операций должна предотвращать смешивание, загрязнение, обводнение и потери нефтепродуктов при соблюдении установленных правил пожарной безопасности, охраны окружающей среды и техники безопасности.

6.1.2. Допускается перекачка по одному трубопроводу нескольких нефтепродуктов, сгруппированных согласно приложению 6, при условии его предварительного опорожнения.

Для группировки нефтепродуктов, не предусмотренных приложением 6, следует руководствоваться физико-химическими показателями этих нефтепродуктов по действующим ГОСТ или ТУ. Отдельные марки (сорта) нефтепродуктов, к качеству которых согласно ГОСТ 1510-84* предъявляются повышенные требования, следует транспортировать по отдельным трубопроводам.

6.1.3. Технология перекачки нефтепродуктов должна предусматриваться по двухпроводной схеме трубопроводов (приемный и раздаточный), подсоединяемых к каждому резервуару.

Допускается на нефтебазах 4-5 классов, а также в случаях установки под конкретную марку (сорта) нефтепродукта одного резервуара предусматривать однопроводную схему.

6.1.4. За рабочее давление в системе трубопроводов нефтебазы следует принимать максимальное избыточное давление, приведенное к ближайшему наибольшему условному давлению согласно ГОСТ 356-80, но не выше 2,5 МПа.

6.1.5. Подача нефтепродукта при наполнении или опорожнении резервуаров с понтоном или плавающей крышей должна соответствовать следующей максимальной допустимой скорости подъема (опускания) понтона или плавающей крыши:

для резервуаров 700 $м^3$ и менее - 3,5 м/ч;

для резервуаров более 700 $м^3$ - 6,0 м/ч.

При этом скорость понтона или плавающей крыши при сдвиге не должна превышать 2,5 м/ч.

6.1.6. Параметры максимальной безопасной скорости перекачки нефтепродуктов по трубопроводам следует принимать в соответствии с требованиями п.5.1.6 настоящих норм.

6.2. Технологические трубопроводы

6.2.1. Технологические трубопроводы (далее трубопроводы) следует проектировать, руководствуясь требованиями нормативных документов, указанных в приложении 15.

6.2.2. По назначению трубопроводы следует подразделять на внутренние, прокладываемые внутри технологических зданий и сооружений, наружные, прокладываемые между зданиями и сооружениями внутри территории нефтебазы, и внешние, прокладываемые вне территории нефтебазы (между нефтебазой и НПЗ, наливными причалами, отдельно стоящими железнодорожными эстакадами, АЗС и другими объектами). Для внешних трубопроводов, кроме требований, изложенных в настоящих нормах, следует также руководствоваться требованиями СНиП 2.05.13-90.

6.2.3. Выбор диаметра трубопроводов должен производиться на основании результатов гидравлических расчетов, выполненных по заданной производительности и вязкости транспортируемого нефтепродукта, а также рекомендуемых оптимальных скоростей.

6.2.4. В зависимости от коррозионной активности транспортируемого нефтепродукта и нормативного срока эксплуатации трубопроводов значение расчетной толщины стенки труб следует принимать с поправкой, учитывающей глубину коррозионного разрушения стенки труб.

Значения поправки на внутреннюю коррозию приведены в таблице 10.

Таблица 10

| Среда | Глубина коррозионного разрушения, мм/год |
|---|---|
| Бензин | 0,001-0,005 |
| Дизельное топливо, керосин, реактивное топливо | 0,01-0,05 |
| Мазут | 0,05-0,1 |

Примечание. Нормативный срок эксплуатации трубопроводов определяется по нормам амортизационных отчислений на полное его восстановление.

6.2.5. Трубопроводы должны выполняться из электросварных или бесшовных труб, в том числе и с антикоррозионным покрытием в соответствии с СН 527-80 и "Пособием" к нему.

Допускается применять сборно-разборные трубопроводы на специальных стыковых соединительных приспособлениях, а также трубопроводы из негорючих материалов при условии обеспечения необходимой механической, химической и температурной стойкости и сохранения качества перекачиваемых легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов.

При этом должны быть предусмотрены устройства для отвода статического электричества.

Открытая (по стенам) и надземная прокладка трубопроводов из неметаллических труб запрещается.

6.2.6. Соединения трубопроводов должны быть сварными. В случае перекачки по трубопроводам застывающих нефтепродуктов, а также в местах установки арматуры и технологического оборудования допускается установка фланцевых соединений труб с применением несгораемых прокладок, кроме участков, проложенных внутри обвалования резервуарных парков.

6.2.7. Прокладка трубопроводов на территории нефтебаз должна быть надземной или наземной.

При соответствующем обосновании (рельеф местности, климатические условия, необходимость заезда пожарной техники внутрь обвалования и т.п.) на территории резервуарных парков, ограниченной обвалованием, возможна подземная прокладка трубопроводов.

6.2.8. Трубопроводы, прокладываемые на отдельно стоящих опорах, должны укладываться в один ярус, а в стесненных условиях, на эстакадах.

В местах переходов через трубопроводы и для обслуживания узлов задвижек следует предусматривать переходные мостики и площадки.

6.2.9. Прокладку трубопроводов нефтебаз, располагаемых в районах с сейсмичностью 8 баллов и более, следует предусматривать только надземной.

6.2.10. Трубопроводы, предназначенные для перекачки вязких и застывающих нефтепродуктов, должны оснащаться системой путевого подогрева (горячей водой, паром, ленточными электроподогревателями) и тепловой изоляцией из несгораемых материалов, защищенной от механического разрушения кожухом.

Допускается при соответствующем обосновании прокладка подобного рода трубопроводов в каналах с тепловыми спутниками, а участков протяженностью до 15 м - с использованием только тепловой изоляции (без тепловых спутников).

6.2.11. В проектах следует предусматривать мероприятия и соответствующее оборудование для вытеснения из труб высоковязких и застывающих нефтепродуктов.

6.2.12. Для обеспечения полного самотечного опорожнения трубопроводы должны проектироваться с уклоном к месту откачки или выпуска в специальные резервуары-сборники. При этом для нефтепродуктов, не требующих подогрева при перекачке, минимальные уклоны следует принимать равными 0,002-0,003, для подогреваемых нефтепродуктов - 0,004.

6.2.13. На трубопроводах должны быть предусмотрены дренажные устройства, обеспечивающие слив нефтепродукта в стационарные или передвижные емкости.

6.2.14. Пересечение транзитными трубопроводами зданий и сооружений нефтебазы не допускается. Это требование не распространяется на газоуравнительные трубопроводы, проходящие над резервуарами.

По глухим участкам несгораемых стен технологических зданий допускается прокладка трубопроводов диаметром не более 200 мм, относящихся только к данному зданию.

6.2.15. Трубопроводы, транспортирующие основные потоки нефтепродуктов, необходимо располагать с внешней стороны обвалования или ограждающей стены резервуарного парка. Внутри территории резервуарного парка допускается прокладка только трубопроводов, которые обслуживают резервуары данной группы.

6.2.16. Испытание и очистку внутренних и наружных трубопроводов следует производить в соответствии с требованиями СНиП 3.05.05-84 и СН 527-80, а внешние трубопроводы, проектируемые по СНиП 2.05.13-90, в соответствии с требованиями этого норматива.

6.3. Трубопроводная арматура и ее размещение

6.3.1. Узлы задвижек следует располагать с внешней стороны обвалования резервуаров (ограждающей стены) групп или отдельно стоящих резервуаров, а коренное запорное устройство - непосредственно у резервуаров.

6.3.2. На вводах трубопроводов к железнодорожным сливо-наливным устройствам должны устанавливаться на случай аварии (пожара) стальные задвижки не далее чем в 50 м (считая от оси железнодорожного пути) и не ближе 15 м при сливе и наливе легковоспламеняющихся и не ближе 10 м - при сливе и наливе горючих нефтепродуктов. В качестве аварийных могут применяться отключающие (оперативные) задвижки, если они установлены в пределах указанных расстояний. Аварийную отключающую арматуру следует размещать на нулевых отметках в легкодоступных местах. Управление приводами аварийных задвижек диаметром 200 мм и более следует предусматривать дистанционным с эстакады (с шагом расстановки кнопок управления не более 100 м) и из насосной, а также местное (п.3.2 приложения 11).

На одиночных сливо-наливных устройствах аварийные задвижки могут быть с ручным приводом.

6.3.3. Узлы задвижек продуктовых насосных станций следует размещать вне здания на расстоянии (до ближайшей задвижки) не менее: от стены здания с проемами - 3 м и от стены здания без проемов - 1 м. Допускается узлы задвижек размещать в одном помещении с насосами при количестве основных рабочих насосов в этом помещении:

на нефтебазах I и II категории - не более 6 насосов для нефтепродуктов с температурой вспышки 120 °С и ниже (кроме мазутов) или не более 10 насосов для нефтепродуктов с температурой вспышки выше 120 °С и для мазутов;

на нефтебазах III категории - не более 10 насосов для нефтепродуктов с температурой вспышки 120 °С и ниже или при любом количестве насосов для нефтепродуктов с температурой вспышки выше 120 °С;

при перекачке мазутов, подогреваемых до температуры ниже на 25 °С температуры вспышки - не более 6 насосов на нефтебазах I и II категорий и не более 10 насосов на нефтебазах III категории.

В случаях размещения узлов задвижек в отдельном помещении оно должно отделяться от помещения для насосов противопожарной перегородкой 1-го типа и иметь выход наружу.

В местах расположения узлов задвижек следует предусматривать лоток для отвода стоков в закрытый сборник или в колодец производственной канализации с гидравлическим затвором.

6.3.4. В случаях оснащения трубопроводов наливных судов (речных, морских) быстрозакрывающимися запорными органами, на коммуникациях причала должны быть предусмотрены устройства защиты от превышения давления более 1,1 $P_{раб}$.

6.3.5. На внутренних обвязочных трубопроводах технологических зданий и сооружений количество и размещение запорной арматуры должны обеспечивать необходимые технологические переключения, а также возможность надежного отключения каждого отдельного агрегата или технологического устройства. Необходимость применения арматуры с дистанционным управлением или ручным приводом определяется условиями технологического процесса и требованиями, обеспечивающими безопасность работ.

Дистанционное управление отключающей (оперативной) запорной арматурой, установленной в резервуарном парке и на трубопроводах, при трех и менее переключениях в смену не требуется.

6.3.6. Использовать запорную арматуру в качестве регулирующей запрещается. Для регулирования параметров потока нефтепродукта должны быть установлены регулирующие клапаны, а перед и за ними - запорная арматура.

6.3.7. На трубопроводах, предназначенных для перекачки легковоспламеняющихся и токсичных нефтепродуктов, должна, как правило, предусматриваться стальная запорная и регулирующая арматура.

Допускается применение арматуры:

из ковкого чугуна в пределах рабочих температур среды не ниже минус 30 °С и не выше 150 °С при давлении среды не выше 1,6 МПа;

из серого чугуна в пределах рабочих температур среды не ниже минус 10 °С и не выше 100 °С при давлении среды не выше 0,6 МПа.

Температура рабочей среды устанавливается для арматуры трубопровода по ГОСТ 356-80.

6.3.8. При наружной установке арматуру из серого чугуна можно применять при расчетной температуре воздуха не ниже минус 10 °С, из ковкого чугуна при температуре не ниже минус 30 °С. Коренное запорное устройство у резервуаров для нефтепродуктов должно предусматриваться стальным.

Для нефтебаз, расположенных в городах и других населенных пунктах, должна предусматриваться только стальная арматура.

6.3.9. Задвижки (узлы задвижек) и другую арматуру на трубопроводах, в зависимости от климатических условий, следует устанавливать в камерах, колодцах открытого типа или под навесом. Для климатических районов 1А, 1Б, 1Г и 1Д следует предусматривать камеры с освещением и грузоподъемным механизмом.

В камерах строительным объемом более 20 $м^3$ (с кратковременным пребыванием людей) следует предусматривать вентиляцию с естественным побуждением.

6.4. Продуктовые насосные станции

6.4.1. Для перекачки нефтепродуктов следует предусматривать насосы:

для выполнения основных технологических операций (грузовые насосы) слива (налива) нефтепродукта из транспортных средств и перекачки по трубопроводам;

для выполнения вспомогательных операций, обеспечивающих зачистку железнодорожных цистерн, резервуаров, трубопроводов, расфасовку, налив бочек и другой мелкой тары, внутрибазовые перекачки и т.п.

Примечание. Грузовые насосы при соответствующем обосновании могут быть использованы для вспомогательных операций.

6.4.2. Тип насосных агрегатов должен выбираться в зависимости от физико-химических и коррозионных свойств нефтепродукта, обеспечения выполнения норм слива-налива, а также условий электроснабжения и класса взрывоопасной зоны.

6.4.3. Для перекачки нефтепродуктов с вязкостью менее $300 \cdot 10^{-6}$ $м^2/с$ при температурах, указанных в приложении 2, следует использовать лопастные и объемные насосы, с вязкостью более $300 \cdot 10^{-6}$ $м^2/с$ - объемные.

Примечания:

1. Для перекачки легковоспламеняющихся и маловязких горючих нефтепродуктов допускается применение электроприводных поршневых насосов при условии выполнения ими основных (грузовых) и вспомогательных операций.

2. Для перекачки легковоспламеняющихся и маловязких горючих нефтепродуктов, в условиях отсутствия электроэнергии, допускается использование паровых поршневых насосов.

6.4.4. Выбор насосов для слива-налива железнодорожных цистерн следует производить исходя из весовой нормы маршрута или количества цистерн в одной подаче и расчетного нормативного времени операций слива-налива с учетом коэффициента неравномерности загрузки насосов, равного 1,5.

6.4.5. Требуемый напор насосов должен определяться гидравлическим расчетом исходя из необходимости выполнения технологических операций в наиболее холодный период года.

6.4.6. Ограничение максимальной скорости налива легковоспламеняющихся и горючих жидкостей до безопасных пределов должно обеспечиваться перепуском части нефтепродукта во всасывающий трубопровод насоса. Доля перепускаемого нефтепродукта зависит от технической характеристики насосов и определяется исходя из условий автоматического поддержания постоянного давления в напорном трубопроводе и коллекторах эстакады в процессе налива.

6.4.7. Производительность насосов, перекачивающих высоковязкие и застывающие нефтепродукты, следует определять с учетом нормативного времени налива, расчетного количества железнодорожных цистерн и необходимости обеспечения циркуляции наливаемого нефтепродукта в коллекторе эстакады в количестве 30% от требуемого объема налива.

6.4.8. В продуктовых насосных станциях агрегаты должны устанавливаться отдельными группами (в соответствии с приложением 6), работающими по специально выделенным трубопроводам, а также должны быть снабжены централизованной системой сбора утечек нефтепродуктов, выведенной за пределы насосной.

6.4.9. Насосные агрегаты для перекачки легковоспламеняющихся и маловязких горючих нефтепродуктов должны устанавливаться на площадках под навесами в случае, если их конструктивное исполнение соответствует требованиям ГОСТ 15150-69 и инструкции по эксплуатации.

Насосные агрегаты для перекачки высоковязких, обводненных или застывающих нефтепродуктов, устанавливаемые вне здания, следует оборудовать устройствами подогрева и, при необходимости, теплоизоляцией.

6.4.10 Продуктовые насосные рекомендуется размещать в наиболее низких точках системы трубопроводов нефтебазы для улучшения условий всасывания нефтепродукта.

6.4.11. Здания продуктовых насосных станций должны быть оборудованы грузоподъемными устройствами, рассчитанными на подъем наиболее тяжелых деталей оборудования или насосных агрегатов, расположенных на фундаментных плитах. Эти устройства по своему исполнению должны соответствовать категории и группе взрывоопасной среды.

Оборудование, установленное на площадках открытых (или под навесом) продуктовых насосных станций, должно обслуживаться мобильными кранами.

6.4.12. Для подъема и перемещения грузов до 0,5 т рекомендуется применять переносные треноги или монорельсы с передвижными талями (ручными):

для грузов более 0,5 до 2 т - монорельсы с передвижными электроталями;

для грузов более 2 до 5 т - краны мостовые подвесные;

для грузов более 5 т - краны мостовые подвесные и опорные.

6.4.13. Продуктовые насосные станции на нефтебазах I и II категорий следует оснащать приборами автоматической защиты согласно ТУ насосных агрегатов и оборудованием, обеспечивающим работу станции без постоянного обслуживающего персонала.

## 7. ИЗМЕРЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА НЕФТЕПРОДУКТОВ

7.1. Коммерческие (учетно-расчетные) средства измерения, осуществляющие учет с точностью, соответствующей требованиям ГОСТ 26976-86, должны устанавливаться в пунктах:

приема нефтепродуктов (по трубопроводам от НПЗ, по отводам от нефтепродуктопроводов), из железнодорожных цистерн, наливных судов и т.п.;

отгрузки нефтепродуктов в железнодорожные и автомобильные цистерны, наливные суда, нефтепродуктопроводы, тару и т.п.

Оперативные (контрольно-технологические) средства измерения устанавливаются в местах, необходимых для учета количества нефтепродуктов в оперативных целях и задач АСУ ТП.

Примечание. В случаях использования технических средств или систем управления приемом, хранением и отгрузкой нефтепродуктов, которые позволяют производить коммерческий и оперативный учет количества нефтепродукта, отдельные средства измерения не предусматриваются.

7.2. При организации системы коммерческого учета количества нефтепродукта следует использовать метод прямого измерения (взвешивания). Допускается применение косвенных методов определения массы (нетто) с использованием массовых или объемных счетчиков в комплекте с автоматическими плотномерами.

7.3. Учет нефтепродуктов при хранении должен осуществляться измерительными средствами автоматизированных систем без разгерметизации газового пространства резервуара и обеспечивать возможность измерения массы нефтепродукта и подтоварной воды.

7.4. При сливе-наливе железнодорожных цистерн на нефтебазах 1, 2 и 3 классов рекомендуется использовать железнодорожные весы с автоматической системой регистрации массы нефтепродукта и оформлением отгрузочных документов.

Примечания:

1. Допускается на нефтебазах 3 класса автоматическое оформление отгрузочных документов не производить.

2. Грузоподъемность железнодорожных и автомобильных весов должна обеспечивать возможность взвешивания цистерн максимальной грузоподъемности (брутто) для данного пункта.

7.5. В составе коммерческих узлов учета следует предусматривать:

измерительные линии - рабочие и резервные;

стационарное или передвижное образцовое средство для поверки турбинных счетчиков расхода - трубопоршневая установка (ТПУ);

приборы и устройства контроля за режимом работы узла учета;

устройства контроля, хранения, индикации и регистрации результатов измерения;

вспомогательное оборудование - фильтры, запорная арматура, изготовленная по первому классу герметичности, и т.п.

Узлы оперативного измерения и учета следует оснащать контрольными измерительными линиями (счетчиками).

7.6. Типоразмеры счетчиков расхода и число рабочих измерительных линий должны определяться из условий обеспечения заданной точности измерения в диапазоне от 30 до 100% производительности насосов. При сливе-наливе наливных (морских, речных) судов счетчики должны работать в диапазоне от 10 до 100% производительности насосов.

7.7. Для измерения каждого потока нефтепродукта рекомендуется устанавливать не более четырех счетчиков, оснащенных байпасной линией.

Число резервных измерительных линий должно приниматься не менее 50% от числа рабочих измерительных линий, а общее их количество не должно быть более 10.

7.8. Трубопроводы измерительных линий и счетчики должны быть одного диаметра и иметь до и после счетчика специальные струевыпрямители. При отсутствии струевыпрямителей должны предусматриваться прямые участки трубы длиной не менее 15 диаметров условного прохода счетчика до счетчика и не менее 5 диаметров - после счетчика.

7.9. При проектировании узла измерения и учета количества нефтепродуктов давление на выходе должно приниматься не менее 0,3 МПа при всех режимах работы узла измерения.

## 8. ПОДОГРЕВ НЕФТЕПРОДУКТОВ

8.1. Подогрев высоковязких и легкозастывающих нефтепродуктов следует производить до температуры, обеспечивающей его кинематическую вязкость не более $600 \cdot 10^{-6}$ $м^2/с$, с учетом физико-химических свойств и длительности хранения нефтепродуктов.

8.2. В качестве теплоносителя следует использовать водяной насыщенный пар или перегретую воду. При этом, в случаях попадания теплоносителя в нефтепродукт, не должно происходить снижение его качества. При отсутствии указанных теплоносителей для разогрева высоковязких и легкозастывающих нефтепродуктов, при соответствующем обосновании, возможно применение электрообогрева (электрогрелки, греющие кабели и т.п.).

8.3. Температура подогрева вязких нефтепродуктов (типа мазутов) не должна превышать 90 °С, а для масел - 60 °С.

Температура подогрева должна быть ниже температуры вспышки паров нефтепродукта в закрытом тигле не менее чем на 25 °С.

Температура нефтепродукта при отстое должна быть выше температуры, рекомендуемой для перекачки, на 20 ... 25 °С (приложение 2).

8.4. При подогреве нефтепродукта с помощью стационарных пароподогревателей давление насыщенного пара не должно превышать 0,4 МПа, а с помощью переносных - 0,3 МПа.

Обогрев пароспутниками технологических трубопроводов, в которых температура перекачиваемого нефтепродукта не превышает 60 °С, следует производить, как правило, перегретой водой с температурой 150 °С, а высоковязких и легкозастывающих - насыщенным паром давлением до 1,3 МПа.

При использовании электроподогрева электроподогреватели должны иметь взрывобезопасное исполнение и автоматически отключаться при достижении нефтепродуктом предельно допустимых температуры или уровня.

8.5. Подогрев нефтепродуктов в резервуарах должен осуществляться стационарными подогревателями или устройствами циркуляционного подогрева, использующими в качестве теплоносителя насыщенный пар или перегретую воду.

8.6. Основные показатели тепловых расчетов процесса подогрева нефтепродуктов в наземных типовых резервуарах с тепловой изоляцией с использованием в качестве теплоносителя насыщенного пара давлением 0,4 МПа справочно приведены в приложении 7.

8.7. В резервуарах, предназначенных для отпуска вязких нефтепродуктов в автоцистерны, одиночные железнодорожные цистерны или бочки, наряду с основными подогревателями следует предусмотреть устройства с местным порционным подогревом в камерах объемом, равным суточной или односменной реализации нефтепродукта.

8.8. Для слива вязких нефтепродуктов из железнодорожных цистерн должен применяться циркуляционный способ подогрева с установкой стационарных теплообменников за пределами железнодорожной эстакады.

На нефтебазах 4-5 классов допускается производить разогрев нефтепродукта с помощью переносных паровых или электрических подогревателей, а также подогревателей других конструкций, отвечающих требованиям пожарной безопасности.

8.9. На железнодорожных эстакадах при разогреве нефтепродуктов в цистернах с помощью переносных подогревателей должен предусматриваться коллектор насыщенного пара с отводом к каждой цистерне и обязательной установкой запорной арматуры. Прокладка паропроводов и конденсатопроводов должна отвечать требованиям СНиП 2.04.07-86.

8.10. Конденсат от переносных и стационарных подогревателей необходимо возвращать в сеть внутрибазовых конденсатопроводов.

Конденсат, загрязненный нефтепродуктом и не удовлетворяющий требованиям качества, следует охлаждать и направлять в производственную канализацию.

8.11. В случае использования электрических подогревателей разогрев вязких нефтепродуктов при операциях приема, хранения, отпуска и подогрева трубопроводов следует предусматривать комплексным в соответствии с "Рекомендациями по комплексному электроподогреву вязких нефтепродуктов на нефтебазах". При этом следует предусматривать терморегулирование системы подогрева.

8.12. На нефтебазах, использующих для технологических нужд насыщенный водяной пар, в качестве источника тепла для горячего водоснабжения, нагревания воздуха приточных систем вентиляции, смыва технологических площадок следует предусматривать перегретый конденсат, при этом сглаживание неравномерности потребления горячей воды необходимо осуществлять за счет установки баков-аккумуляторов.

8.13. На нефтебазах, расположенных в местностях южнее 50° с.ш. и не имеющих в теплый период года других потребителей тепла, кроме горячего водоснабжения, допускается предусматривать автономные установки горячего водоснабжения, использующие солнечную энергию.

8.14. Учет расхода энергоресурсов на производственные нужды нефтебазы (топливо, газ, тепло, электроэнергия) следует предусматривать по группам зданий и сооружений, объединенных единым технологическим процессом.

## 9. ОТРАБОТАННЫЕ НЕФТЕПРОДУКТЫ (МАСЛА)

9.1. Технология приема и отгрузки.

9.1.1. Прием отработанных нефтепродуктов в соответствии с требованиями ГОСТ 21046-86 должен производиться отдельно по группам: моторные масла (ММО), индустриальные (МИО) и смесей отработанных нефтепродуктов (СНО), для чего на нефтебазах должны быть организованы приемные пункты, располагаемые в зоне операций по отгрузке нефтепродуктов автомобильным транспортом и в таре.

Приемные пункты оборудуются емкостями, камерами для разогрева бочек, насосной станцией, наливным устройством, а также грузовой платформой для накопления бочек со средствами механизации разгрузочных работ.

Примечание. Группы ММО и МИО подпежаг регенерации, СНО - переработке на НПЗ.

9.1.2. Вновь принимаемые обводненные индустриальные масла должны проходить обработку в отдельном резервуаре с подогревом в целях разрушения эмульсии и выделения избытка воды.

9.1.3. Пропускная способность камеры для разогрева бочек и размеры грузовой платформы должны обеспечивать прием не менее максимального суточного поступления отработанных нефтепродуктов в бочках.

9.1.4. Приемные емкости каждой группы отработанных нефтепродуктов, а при соответствующем обосновании и отдельных марок отработанных масел, из числа указанных в группах, должны быть отдельными.

9.1.5. Вместимость резервуаров для отработанных нефтепродуктов группы ММО и МИО должна определяться по норме сбора (в процентах от максимальной месячной реализации свежих масел), равной 35% и 50% соответственно.

Вместимость резервуаров для группы СНО следует определять исходя из фактически достигнутого уровня сбора за прошедшие 2-3 года и с учетом перспективы.

Вместимость резервуаров нефтебаз с сезонной отгрузкой отработанных нефтепродуктов следует определять исходя из сезонного поступления.

Примечание. Для нефтебаз с поступлением отработанных нефтепродуктов менее 10 т в год по каждой группе допускается прием, хранение и отгрузку производить бочками.

9.1.6. Для отработанных нефтепродуктов следует предусматривать установку горизонтальных резервуаров единичной вместимостью, как правило, не более 75 $м^3$ в количестве не менее двух для каждой группы.

Примечание. На нефтебазах, где производится очистка и регенерация отработанных нефтепродуктов, следует устанавливать отдельные резервуары для каждой марки.

9.1.7. Резервуары для группы СНО следует оснащать оборудованием для легковоспламеняющихся жидкостей, а также подогревателями и устройствами для удаления воды и осадка.

9.1.8. Отгрузку отработанных нефтепродуктов следует осуществлять отдельными партиями, но не менее грузоподъемности одной транспортной единицы (железнодорожные и автомобильные цистерны, бочки), через одиночные наливные устройства.

Допускается отгрузка групп ММО и МИО по одному трубопроводу при условии его опорожнения.

9.1.9. При сливо-наливных операциях температура отработанного нефтепродукта должна быть ниже температуры вспышки его паров не менее чем на 15 °С.

9.1.10. Разогрев отработанных нефтепродуктов, поступающих в бочках, допускается производить открытым паром с давлением не выше 0,05-0,1 МПа при условии обеспечения безопасности работ.

9.2. Очистка и регенерация

9.2.1. Очистку и регенерацию отработанных нефтепродуктов группы ММО и МИО следует предусматривать на нефтебазах при условии, если поступление отработанных нефтепродуктов будет обеспечивать годовую загрузку регенерационных установок не менее чем на 80% от их номинальной производительности.

9.2.2. Расходные емкости для топлива огневых печей должны быть рассчитаны на суточную потребность, но не более 5 $м^3$ для хранения мазута и не более 1 $м^3$ для легкого нефтяного топлива.

9.2.3. Перекачка отработанных и регенерированных масел должна осуществляться отдельными насосами.

9.2.4. Отходы регенерационных установок (фильтровальные материалы, реагенты и пр.) должны удаляться в соответствии с санитарными правилами о порядке накопления, транспортировки, обезвреживания и захоронения токсичных промышленных отходов.

Качественную и количественную характеристику отходов регенерационных установок следует принимать в зависимости от выбранных схемы и метода регенерации масел.

## 10. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ

10.1. Нефтебазы, а также их объекты, здания и сооружения с технологическими процессами, являющимися источниками выделения в окружающую природную среду вредных веществ, следует отделять от жилой застройки санитарно-защитной зоной (далее СЗЗ). Размер СЗЗ определяется в целом по предприятию на основе расчетов концентрации каждого загрязняющего вещества в составе вредных выбросов в атмосферу от каждого источника выбросов с учетом среднегодовой розы ветров и существующего фонового уровня загрязнений атмосферного воздуха и при этом концентрация вредных веществ в приземном слое этой зоны не должна превышать предельно допустимых концентраций. Граница СЗЗ по территории предприятия устанавливается соответствующими нормативными документами Госкомсанэпиднадзора России. Санитарно-защитная зона или какая-либо ее часть не могут рассматриваться как резервная территория для расширения предприятия.

10.2. В составе предпроектной (проектной) документации (материалы выбора места размещения, ТЭО и проекты строительства, реконструкции и технического перевооружения) нефтебаз обязательна разработка экологического обоснования с целью предотвращения или снижения вредного воздействия на окружающую природную среду при строительстве, расширении, реконструкции, техническом перевооружении объекта путем всестороннего комплексного рассмотрения всех потерь и преимуществ, связанных с реализацией намечаемой деятельности. Объем и состав экологического обоснования в предпроектных (проектных)

материалах определяется требованиями "Руководства по экологической экспертизе предпроектной и проектной документации".

10.3. Комплекс природоохранных мероприятий и полная компенсация природной среде за наносимый вред определяются в результате проведения оценки воздействия на окружающую природную среду.

10.4. Компенсация за наносимый вред природной среде должна производиться по установленным нормативам платежей за пользование природными ресурсами, выбросы и сбросы загрязняющих веществ, размещение отходов.

10.5. Установление предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу объектами и сооружениями нефтебаз на разных стадиях проектирования производится в соответствии с требованиями раздела 3.2 "Методики нормирования выбросов вредных веществ в атмосферу на предприятиях Госкомнефтепродукта РСФСР".

10.6. Для охраны атмосферного воздуха от загрязнения углеводородами следует предусматривать мероприятия по сокращению потерь нефтепродуктов при перекачке, приеме и отпуске, выбор которых определяется расчетом.

10.7. Промышленные отходы (нефтешламы, шламы химводоочистки и т.п.) следует обеззараживать и утилизировать. Выбор технического решения следует принимать с учетом местных условий и количества отходов. Захоронению подлежат только те виды отходов, на которые представлены убедительные доказательства отсутствия технологий по их переработке.

Качественную характеристику отходов, образующихся от зачистки резервуаров следует принимать:

плотность 1,01 т/м$^3$, содержание воды 70%, содержание механических примесей 26%, содержание нефтепродуктов 4%.

Удельный расход зачистных вод от резервуаров следует принимать 0,6-0,4 м$^3$ на 1000 т грузооборота.

Состав нефтешламов, образующихся на очистных сооружениях, характеризуется следующими показателями: плотность 1,01 т/м$^3$, содержание воды 63 + 30%, содержание механических примесей 30 ... 40%, нефтепродукты 7 ... 30%.

10.8. В проектах следует предусматривать мероприятия (обвалования, водонепроницаемые покрытия, планировка и т.п.) для сбора нефтепродуктов в случае их разлива, аварии технологических сооружений и трубопроводов. Сброс нефтепродуктов при авариях в производственную канализацию не допускается.

10.9. Наливные устройства должны быть оборудованы дренажной системой с каплеуловителями для сбора нефтепродукта, сливаемого из этих устройств после окончания операций налива.

10.10. В проектах на строительство нефтебаз, при соответствующем обосновании, следует предусматривать систему оборотного водоснабжения (система охлаждения насосов продуктовой насосной станции) и повторное использование очищенных сточных вод на мытье площадок со сливо-наливными устройствами или эстакадами, мытье резервуаров (при их зачистке). Требуемое качество очищенных сточных вод для вышеуказанных целей должно соответствовать по содержанию нефтепродуктов - 20 мг/л, взвешенным веществам - 20 мг/л, БПКпол - 15-20, pH - 7-8.

Укрупненные нормы водопотребления и водоотведения на 1000 т грузооборота нефтебазы приведены в таблице 11.

Таблица 11

| Предприятие | Среднегодовой расход воды, м$^3$ | | | Среднегодовой расход стоков, м$^3$ | | | Безвозвратные потери |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Всего | В том числе | | Всего | В том числе | | |
| | | Для питьевых нужд | Для производственных нужд | | Производственные | Бытовые | |
| 1. Перевалочные нефтебазы с грузооборотом тыс.т.: | | | | | | | |
| до 100 | 153,3 | 91,8 | 61,5 | 127,2 | 49,2 | 78,0 | 26,1 |
| 100-500 | 153,3- | 91,8-40,1 | 61,5-89,4 | 127,2-96,6 | 49,2-62,5 | 78,0-34,1 | 26,1- |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 129,5 | | | | | | 32,0 |
| 500-1000 | 129,5-208,6 | 40,1-22,9 | 89,4-185,7 | 96,6-217,3 | 62,5-197,9 | 34,1-19,4 | 32,9-8 |
| 1000-5000 | 208,6-96,26 | 22,9-8,16 | 185,7-88,1 | 217,3-108,4 | 197,9-101,9 | 19,4-6,5 | 8,7-12,0 |
| 5000-10000 | 96,26-66,8 | 8,16-5,1 | 88,1-61,7 | 108,4-92,4 | 101,8-88,5 | 6,5-4,1 | 12,14-2 |
| 2. Распределительные нефтебазы с грузооборотом, тыс.т.: | | | | | | | |
| до 30 | 214,0 | 34,0 | 180,0 | 56,0 | 27,0 | 29,0 | 158 |
| 30-60 | 214-152,0 | 34-42 | 180-110 | 56,0-67,7 | 27,0-52,0 | 29,0-35,7 | 158-84,3 |
| 60-100 | 152-136 | 42-51 | 110-85 | 67,7-101,3 | 52,0-68,0 | 35,7-33,3 | 84,3-34,7 |
| 100-300 и выше | 136-103 | 51-35 | 85-68 | 101,3-84,2 | 68-54,4 | 33,3-29,8 | 34,7-18,8 |

Примечание. Среднегодовые расходы воды и стоков даны на 1000 т грузооборота нефтебазы.

10.11. На водных (морских, речных) нефтебазах должно быть исключено попадание нефтепродуктов в водные объекты. Для ликвидации возможного аварийного попадания нефтепродуктов в водные объекты должны быть предусмотрены улавливающие устройства (боновые заграждения, плавучие нефтемусоросборщики) по локализации и сбору нефтепродуктов с поверхности воды.

10.12. В проектах нефтебаз должны быть предусмотрены системы постоянного контроля загазованности рабочих зон и приземной части территории с помощью стационарных (по мере их выпуска промышленностью) и переносных газоанализаторов.

10.13. Для защиты почвы и грунтовых вод следует предусматривать противофильтрационные экраны или водонепроницаемые покрытия на всех участках территории нефтебаз, где проводятся операции с нефтепродуктами, а также сеть наблюдательных скважин по периметру территории нефтебазы.

## 11. АВТОМАТИЗАЦИЯ, КОНТРОЛЬ И УПРАВЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ

11.1. Объем и уровень автоматизации технологических процессов, а также потребность в средствах автоматизации следует определять, руководствуясь рекомендациями, изложенными в приложении 11. При этом должны обеспечиваться:

контроль и управление технологическими процессами приема, хранения и отгрузки;

количественный учет нефтепродуктов как по резервуарной емкости, так и с помощью поточных измерительных систем;

безопасная эксплуатация технологического оборудования и сооружений, своевременное обнаружение возникших аварий и создание условий для их локализации;

пожарная безопасность и защита окружающей среды.

11.2. Система управления и контроля технологическими процессами нефтебазы должна осуществляться централизованно из одного пункта - операторной или диспетчерской.

## 12. СВЯЗЬ И СИГНАЛИЗАЦИЯ

12.1. Для оперативного управления производством на нефтебазах должны предусматриваться:

городская телефонная автоматическая связь;

местная телефонная автоматическая связь;

диспетчерская связь;

распорядительно-поисковая связь;

радиофикация;

пожарная сигнализация.

В соответствии с действующими нормами или техническим заданием Заказчика на нефтебазах предусматриваются:

охранная сигнализация;

электрочасификация.

При соответствующем обосновании в проект могут быть включены и другие виды связи и сигнализации.

12.2. Нефтебаза должна иметь связь с ближайшими узлами связи Минсвязи России, станцией железной дороги, речным (морским) портом (при наличии операций по сливу-наливу), а также прямую телефонную (радиотелефонную) связь с ближайшей пожарной частью населенного пункта или центральным пунктом пожарной связи.

12.3. Для связи абонентов нефтебазы между собой должна предусматриваться установка местной автоматической телефонной станции или автоматического коммутатора. Емкость местной автоматической станции или тип коммутатора и количество устанавливаемых телефонов АТС определяется проектом.

12.4. Для дирекции нефтебазы рекомендуется предусматривать телефонную и громкоговорящую связь с необходимыми абонентами, а также возможность одновременного подключения нескольких абонентов для ведения совещаний.

12.5. Сеть диспетчерской связи должна обеспечивать:

двухстороннюю телефонную связь с любого рабочего места;

громкоговорящую связь;

двухстороннюю телефонную связь с абонентами ГАТС;

возможность группового подключения нескольких абонентов для ведения совещаний.

12.6. Все административно-технические службы и участки приема и отпуска нефтепродуктов на нефтебазах 1, 2 классов должны быть оборудованы двухсторонней громкоговорящей связью, обеспечивающей переговоры между наливщиками, машинистом и оператором.

12.7. Телефонные аппараты следует устанавливать у лестниц эстакад. Количество телефонных аппаратов на эстакаде должно быть не менее двух.

Оборудование связи должно соответствовать категориям и группам взрывоопасных смесей согласно ПУЭ-85 или вынесено за пределы взрывоопасной зоны.

12.8. При подключении нефтебазы к нефтепродуктопроводу связь диспетчера (оператора) нефтебазы с диспетчером нефтепродуктопровода должна предусматриваться согласно ВНТПЗ-90.

12.9. Установку часов первичных (основных и резервных) следует предусматривать в помещении узла связи, а вторичных электрочасов - на объектах нефтебазы. Количество устанавливаемых часов определяется проектом.

12.10. В помещениях продуктовых насосных станций, узлов задвижек, складских помещениях для нефтепродуктов в таре, разливочных, расфасовочных, канализационных насосных станциях производственных стоков необходимо устанавливать сигнализаторы довзрывных концентраций паров нефтепродуктов (СДК) из расчета не менее одного СДК на 100 $м^2$ площади помещения.

Сигнализаторы СДК в помещениях следует устанавливать в зависимости от плотности паров нефтепродукта с учетом поправки на температуру воздуха, но не выше 0,5 м над полом.

12.11. Сигнализаторы СДК должны обеспечивать подачу предупреждающих светового и звукового сигналов при концентрации паров нефтепродуктов 20% и аварийных - при 50% от нижнего концентрационного предела воспламенения (НКПВ).

12.12. В продуктовых насосных станциях с периодической работой допускается применять автоматические газовые переключатели для попеременной подачи проб воздуха от нескольких точек к одному СДК. При этом периодичность анализа каждой точки отбора пробы не должна превышать 10 мин.

12.13. В производственных помещениях автоматическое включение аварийной и периодически действующей вытяжной вентиляции должно осуществляться при подаче предупреждающего сигнала от СДК.

12.14. В помещениях с постоянным пребыванием обслуживающего персонала предупреждающий и аварийный сигналы должны подаваться по месту установки СДК и на выходе из помещения, в помещениях с периодическим пребыванием - у входа в помещение. Допускается подавать общий звуковой сигнал на все помещение.

12.15. Проектирование пожарной сигнализации следует выполнять в соответствии с требованиями СНиП 2.11.03-93, СНиП 2.04.09-84.

12.16. Ручные извещатели пожарной сигнализации, устанавливаемые в пределах взрывоопасных зон, следует проектировать с учетом требований гл.7.3 ПУЭ-85.

Ручные извещатели, не имеющие взрывозащиты, следует размещать вне взрывоопасных зон, на расстоянии:

более 20 м от мест открытого слива или налива ЛВЖ;

более 8 м от резервуаров с ЛВЖ;

более 3 м от закрытого технологического оборудования, содержащего ЛВЖ;

1 м от дверных и оконных проемов за наружными стенами помещений со взрывоопасными зонами.

Монтаж извещателей пожарной сигнализации следует вести в соответствии с ВСН 25-09.68-85.

12.17. На нефтебазах 1 класса при соответствующем обосновании рекомендуется предусматривать промышленное телевидение, а также охранную сигнализацию.

12.18. Связь и сигнализацию причальных сооружений следует проектировать по ведомственным нормам противопожарной защиты ВСН 12-87, утвержденных б.Минморфлотом СССР.

## 13. ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА

13.1. Электрохимическая защита подземных металлических сооружений от коррозии должна соответствовать требованиям ГОСТ 9.602-89.

13.2. Выбор принципиальных и схемных решений, а также расчеты параметров электрохимической защиты рекомендуется производить с использованием действующей нормативно-технической документации по электрохимической защите площадочных сооружений (компрессорных станций, промыслов и т.п.) или "Инструкции по защите городских подземных трубопроводов от электрохимической коррозии".

13.3. Для катодной поляризации подземных сооружений следует использовать серийные преобразователи для катодной защиты, в том числе многоканальные, а также протекторы различных типов, в том числе ленточные. Для защиты от электрической коррозии следует использовать дренажные установки и поляризованные протекторы по ГОСТ 16149-70.

13.4. Сливо-наливные устройства для железнодорожных цистерн и резервуарные парки, расположенные в зоне влияния электрифицированных железных дорог следует проектировать с учетом требований, изложенных в "Указаниях по проектированию защиты от искрообразований на сооружениях с легковоспламеняющимися и горючими жидкостями при электрификации железных дорог". При этом принимаемые решения не должны снижать эффективность защиты от электрической коррозии.

13.5. В проекте должны быть предусмотрены меры по сокращению прямых электрических связей катодно поляризуемых сооружений с защитными заземлениями технологического оборудования или выполнение таких заземлений из протекторов. При этом должны быть выполнены требования, изложенные в п.п.13.6, 13.7 или 13.8.

Допускается электрохимическая защита подземных сооружений без применения указанных мероприятий при условии, если расчетный ток катодной защиты будет принят с коэффициентом не менее 5 против варианта с исключенным влиянием защитных заземлений.

13.6. Для электрической изоляции подземных трубопроводов от заземленного оборудования и конструкций следует использовать изолирующие фланцы, выполненные по ГОСТ 25660-83. При этом изолирующие фланцы должны располагаться вне взрывоопасных зон или шунтироваться взрывобезопасными низковольтными искровыми разрядниками. Импульсное напряжение срабатывания не должно превышать 50% от эффективного напряжения пробоя изолирующего фланца на частоте 50 Герц.

13.7. В заземляющие проводники нейтралей трансформаторных подстанций должны быть встроены диодные группы из кремниевых вентилей, включенных встречно-параллельно, обеспечивающие сохранение защитного потенциала на заземленных (зануленных) сооружениях при свободном пропуске токов короткого замыкания. При этом каждое плечо (направление) диодной группы должно иметь не менее двух вентилей, устойчивых к расчетному току однофазного короткого замыкания в данной цепи.

Электрические контактные соединения диодных групп при включении их в заземляющие цепи должны соответствовать классу 2 по ГОСТ 10434-82.

13.8. Литые протекторы могут быть использованы в качестве электродов заземления, если они удовлетворяют требованиям ПУЭ, предъявляемым к заземлителям и заземляющим проводникам.

13.9. Расчетная величина мощности катодной станции по постоянному току для 10-летнего срока эксплуатации не должна превышать 60% номинальной мощности катодной станции. При

этом расчетная величина напряжения на выходе станции не должна превышать 75% величины выбранного предела (диапазона) напряжения СКЗ.

13.10. Электрохимическая защита объектов нефтебазы должна выполняться с использованием кабелей с пластмассовой изоляцией и оболочкой. Допускается совместная прокладка кабелей электрохимзащиты с кабельными линиями других назначений в общих каналах, лотках или траншеях.

13.11. Для определения сечения кабелей электрохимзащиты максимальную величину тока установки катодной защиты следует принимать на 20% больше расчетной величины тока, а плотности тока для кабеля АВВГ - 0,66 не должны превышать 0,4 А/мм$^2$.

Контрольные проводники должны иметь сечение не менее 10 мм$^2$ по алюминию.

13.12. Контрольно-измерительные пункты для измерения защитных потенциалов должны быть установлены в точках дренажа, в местах изменения направления или пересечения защищаемых трубопроводов, в местах сближения защищаемых трубопроводов с сосредоточенными анодными заземлениями, в четырех диаметрально противоположных точках внешней поверхности подземных резервуаров. Расстояние между соседними контрольно-измерительными пунктами не должно превышать 50 м.

Допускается не предусматривать контрольно-измерительные пункты (кроме точек дренажа установок катодной защиты), если обеспечен электрический контакт с сооружением в заданной точке.

## 14. ЛАБОРАТОРИИ

14.1. Для обеспечения контроля качества нефтепродуктов, поступающих, хранящихся и отгружаемых с нефтебаз, а также для определения содержания нефтепродуктов в сточных водах на нефтебазах 1...4 классов, должны быть предусмотрены лаборатории.

14.2. Перечень показателей качества нефтепродуктов, контролируемых при приемо-сдаточных, контрольных, полных и арбитражных анализах и примерный расход времени на их проведение приведены в приложениях 8 и 9.

14.3. Лаборатории должны оснащаться оборудованием и приборами:

на нефтебазах 1 и 2 классов для проведения приемо-сдаточных, контрольных и полных анализов в объеме требований ГОСТ и ТУ, а также арбитражных анализов в соответствии с "Временной инструкцией по контролю качества нефтепродуктов в системе Госкомнефтепродукта РСФСР" и изменением № 1;

на нефтебазах 3 класса для проведения приемо-сдаточных, контрольных анализов и анализов отработанных масел;

на нефтебазах 4 класса - для проведения приемо-сдаточных анализов и анализа отработанных масел.

На нефтебазах 5 класса необходимо иметь приборы для замера параметров, связанных с определением поступившего и отгруженного количества нефтепродуктов.

14.4. Оборудование и приборы для проведения анализов, а также необходимые размеры помещений лаборатории следует определять исходя из грузооборота нефтебазы, номенклатуры нефтепродуктов, количества резервуаров, видов технологических операций и числа анализов.

14.5. Как правило, на нефтебазах 1, 2 и 3 классов в составе лабораторий следует предусматривать комнату анализов, весовую, моечную, склад проб, а также помещение моторных испытаний топлив.

Примечание. На нефтебазах 3 класса помещение моторных испытаний топлив не предусматривается.

14.6. В состав работ лабораторий включаются наблюдения за состоянием природной среды в зоне воздействия нефтебазы - производственно-экологический мониторинг, необходимость проведения которых обусловлена требованиями Закона РФ "Об охране окружающей природной среды", статья 71.

## 15. ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМАМ КАНАЛИЗАЦИИ

15.1. На территории нефтебаз следует предусматривать производственно-дождевую канализацию для приема:

производственных сточных вод от систем охлаждения насосов продуктовых насосных станций, лабораторий, смыва площадок со сливо-наливными устройствами, полов в продуктовых насосных станциях и др.;

подтоварных вод из резервуаров;

дождевых и талых вод с открытых площадок для сливо-наливных устройств, обвалованной площадки резервуарного парка и других мест, где эти воды могут быть загрязнены нефтепродуктами;

воды от охлаждения резервуаров при пожаре.

15.2. Сточные воды от сооружений и объектов нефтебазы, связанных с операциями с этилированными бензинами, содержащие тетраэтилсвинец (ТЭС), могут удаляться отдельной системой канализации на очистные сооружения, предназначенные для очистки и обезвреживания этих вод, или сбрасываться в сеть производственно-дождевой канализации нефтебазы с очисткой общего стока до требуемых норм.

Отдельную систему канализации для стоков с содержанием ТЭС предусматривать не следует:

при сбросе очищенных сточных вод нефтебазы на пруды-испарители;

при расчетном средне-суточном количестве производственных дождевых вод до 120 $м^3$/сут;

стоки с ТЭС составляют 2/3 и более общего расхода и доочистка их предусмотрена на прудах длительного отстаивания или на озонаторных установках. При большем средне-суточном количестве производственно-дождевых сточных вод возможность проведения очистки этих стоков по единой технологической схеме, без выделения отдельной системы канализации сточных вод, содержащих ТЭС, решается проектом на основании технико-экономического сравнения вариантов в зависимости от выбранных методов доочистки с обеспечением требуемой степени очистки.

Если наличие ТЭС затрудняет или исключает очистку общего стока до требуемых норм, следует предусматривать для стоков, содержащих ТЭС, отдельную систему канализации. В этом случае сброс этих вод в систему производственно-дождевой канализации нефтебазы допускается после полного обезвреживания их от ТЭС.

15.3. Концентрацию загрязнений в производственных сточных водах нефтебаз следует принимать по таблице 12.

Таблица 12

| Вид сточных вод | Концентрация загрязнений, мг/л | | |
|---|---|---|---|
| | взвешенных веществ | нефтепродуктов | БПК полн. |
| Сточные воды от смыва площадок для сливо-наливных устройств и другого технологического оборудования, дождевые воды с этих площадок, производственные сточные воды из зданий продуктовых насосных станций, разливочных, лабораторий и др. | 600 | 700-1000 | 200 |
| Подтоварные воды из резервуаров для нефтепродуктов | 20 | 1000-2000 | 60 |
| Сточные воды от мытья бочек из-под нефтепродуктов, балластные воды танкеров | 50 | 5000 | 200 |
| Дождевые воды с обвалованной площадки резервуарного парка, открытого тарного хранения | 300 | 20 | 8 |

15.4. Бытовые сточные воды в количестве не более 5 $м^3$/сут, очищенные на местных очистных сооружениях, при отсутствии бытовой канализации допускается отводить в производственно-дождевую канализацию.

15.5. Сточные воды от очистки резервуаров для нефтепродуктов не допускается сбрасывать в сеть канализации.

Эти воды, а также размытый в резервуарах для хранения нефтепродуктов нефтешлам, должны отводиться по трубопроводам со сборно-разборными соединениями в шламонакопители. Отстоявшаяся вода в шламонакопителях должна отводиться сетью производственно-дождевой или производственной канализации на очистные сооружения нефтебазы.

15.6. Прокладка самотечных сетей производственной канализации внутри обвалованной территории резервуарного парка должна быть подземной, закрытой. В смотровых колодцах вместо лотковой части должны применяться тройники-ревизии.

Для дождевой канализации допускается устройство лотков, перекрытых съемными плитами и решетками. Сброс подтоварных вод от резервуаров в сеть производственной канализации,

прокладываемой внутри обвалованной территории, должен предусматриваться с разрывом струи.

Дождеприемники на обвалованной площадке резервуарного парка должны быть оборудованы запорными устройствами (хлопушками, задвижками и др.), приводимыми в действие с ограждающего вала или из мест, находящихся за пределами внешнего ограждения (обвалования) парка, позволяющими направлять загрязненные воды в нормальных условиях в систему производственно-дождевой канализации, а при наличии утечек или аварии - в технологические аварийные сборники, входящие в состав нефтебазы.

15.7. В колодцах на самотечной сети производственной или производственно-дождевой канализации следует предусматривать устройство гидравлических затворов:

на магистральной сети канализации через 400 м;

на всех выпусках из зданий и сооружений;

на выпусках от дождеприемников, расположенных на обвалованной площадке резервуарного парка - за пределами обвалования (ограждающей стены);

на выпусках от дождеприемников, расположенных на площадках сливо-наливных устройств;

на самотечной сети до и после нефтеловушки.

Высота столба жидкости в гидравлическом затворе должна быть не менее 0,25 м.

15.8. Пропускная способность сети и сооружений производственно-дождевой канализации должна быть рассчитана на прием сточных вод от производственных зданий и сооружений и наибольший из следующих расчетных расходов:

подтоварных вод от одного наибольшего резервуара;

дождевых вод с открытых площадок сливо-наливных устройств;

дождевых вод с обвалованной площадки резервуарного парка при регулируемом сбросе.

Расчетный расход дождевых вод с обвалованной площадки резервуарного парка или воды от охлаждения резервуаров во время пожара определяется при регулируемом сбросе исходя из условия отведения этих вод с обвалованной площадки парка в течение 48 ч.

15.9. Сбор уловленных нефтепродуктов от всех сооружений производственной и производственно-дождевой канализации (нефтеловушек, резервуаров-отстойников, флотационных установок и др.) следует предусматривать в отдельный резервуар объемом не менее 5 $м^3$.

15.10. Наземные резервуары, предназначенные для регулирования количества сточных вод, поступающих на очистные сооружения нефтебазы, и обезвоживания уловленных на очистных сооружениях нефтепродуктов, следует оснащать оборудованием в соответствии с пунктом 4.3.8. Указанные резервуары допускается не оборудовать стационарными пеногенераторами, если их объем не превышает 1000 $м^3$.

15.11. Насосные станции для перекачки уловленных нефтепродуктов следует проектировать по нормам проектирования продуктовых насосных станций нефтебазы.

15.12. Оборудование канализационных насосных станций следует принимать в соответствии с расходами сточных вод и принятой схемы очистки.

## 16. ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ, ОТОПЛЕНИЕ И ВЕНТИЛЯЦИЯ

16.1. Теплоснабжение, отопление и вентиляцию зданий и сооружений нефтебаз следует проектировать в соответствии с нормами по проектированию тепловых сетей, котельных установок, горячего водоснабжения, отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха и нормами настоящего раздела.

16.2. Для нефтебаз следует предусматривать централизованное теплоснабжение (от тепловых сетей) или, при соответствующем обосновании, от собственной котельной.

16.3. Для отопления и вентиляции зданий и сооружений в качестве теплоносителя, как правило, следует применять горячую воду с температурой не более 150 °С.

При наличии на нефтебазе технологических потребителей допускается только для производственных зданий и сооружений применение пара с температурой не более 130 °С.

16.4. Необходимый воздухообмен в производственных зданиях и помещениях нефтебаз должен рассчитываться по количеству выделяющихся вредных веществ, тепла и влаги согласно требованиям СНиП 2.04.05-91.

При невозможности установить количество вредных выделений допускается принимать кратность воздухообмена в зданиях и помещениях в соответствии с таблицей 13.

Таблица 13

| Здания, помещения | Кратность в оздухообмена в 1 ч | | Увеличение кратности воздухообмена при температуре нефтепродукта выше 80 °С |
|---|---|---|---|
| | при отсутствии сернистых соединений | при наличии сернистых соединений | |
| 1. Продуктовые насосные станции, разливочные, расфасовочные, канализационные насосные неочищенных производственных стоков, помещения (камеры) узлов задвижек при работе с нефтепродуктами: | | | |
| бензин неэтилированный | 6 | 6,8 | - |
| бензин этилированный | 13,5 | 13,5 | - |
| керосин, реактивное топливо для реактивных двигателей | 5 | 7 | - |
| дизельное, моторное топливо, мазут, битум | 3 | 7 | 1,5 |
| смазочные масла (при отсутствии растворителей) | 3,5 | 5,5 | 1,5 |
| отработанные нефтепродукты | 12 | 12 | - |
| предварительно очищенные от нефтепродукта сточные воды (независимо от их вида) | 5 | 5 | - |
| 2. Хранилища легковоспламеняющихся и горючих жидкостей в таре, склады проб | 2 | 2 | - |
| 3. Лаборатории (все виды работ производятся в лабораторных шкафах) в том числе: | | | |
| помещения для анализов, моечные, весовые | 3 | - | - |

Примечания:

1. В складских неотапливаемых помещениях для нефтепродуктов (независимо от вида) в таре следует принимать не менее однократного воздухообмена в час.

2. При определении количества воздуха для вентиляции по кратности воздухообмена следует принимать высоту помещений равной 6 м (независимо от фактической).

16.5. Вентиляцию в зданиях, сооружениях и помещениях нефтебаз принимать в соответствии с таблицей 14.

Таблица 14

| Здания, сооружения и помещения | Вентиляция | |
|---|---|---|
| | вытяжная | приточная |
| 1 | 2 | 3 |
| 1. Помещения для насосов продуктовых насосных станций при объеме каждого помещения более 300 м$^3$, помещения разливочных, расфасовочных и раздаточных, помещения для насосов продуктовых насосных станций при объеме каждого помещения 300 м$^3$ и менее с постоянным пребыванием обслуживающего персонала, помещения для насосов в зданиях канализационных насосных станций для перекачки производственных сточных вод (с нефтью и нефтепродуктами) и приемные резервуары этих сточных вод с постоянным пребыванием обслуживающего персонала | Местные отсосы от сальников насосов при перекачке этилированного бензина, естественная из верхней зоны в объеме 1/3 и механическая из нижней зоны в объеме 2/3 удаляемого воздуха, аварийная вентиляция (в помещениях категорий А, Б) | Механическая |
| 2. Помещения для насосов продуктовых насосных станций при объеме каждого помещения 300 м$^3$ и менее, помещения для | Естественная из верхней зоны в объеме 1/3 и механическая из нижней зоны в объеме 2/3 | Естественная |

| | | |
|---|---|---|
| узлов задвижек продуктовых насосных станций и другого технологического оборудования, для насосов канализационных насосных станций для перекачки производственных сточных вод (с нефтью и нефтепродуктами) и приемные резервуары этих вод (с кратковременным пребыванием обслуживающего персонала) | удаляемого воздуха (периодического действия) | |
| 3. Складские неотапливаемые помещения для нефтепродуктов в таре | Естественная (с дефлектором) | Естественная |
| 4. Помещения лаборатории для анализов нефтепродуктов | Механическая-общеобменная из расчета трехкратного воздухообмена в час и местные отсосы | Механическая |
| 5. Помещения для электродвигателей, распределительных пунктов, электроаппаратуры, щитов сигнализации и автоматики и других помещений электроустановок (смежные с помещениями с взрывопожароопасными производствами) | В соответствии с ПУЭ | В соответствии с ПУЭ |
| 6. Помещения узлов связи (все помещения, включая аккумуляторные) | В соответствии с ведомственными нормами технологического проектирования проводных и почтовых средств связи на производственные и вспомогательные здания, утвержденными в установленном порядке. | |

Примечание. Объем удаляемого воздуха из помещений лаборатории должен превышать на 10% объем приточного воздуха.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

## ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

| | |
|---|---|
| Предприятие по обеспечению нефтепродуктами (нефтебаза) | Самостоятельное предприятие по обеспечению приема, хранения и отгрузки нефтепродуктов с резервуарным парком и комплексом зданий, сооружений и инженерных коммуникаций производственного и вспомогательного назначения |
| Перевалочное (перевалочно-распределительное) предприятие по обеспечению нефтепродуктами (перевалочная нефтебаза) | Предприятие, являющееся промежуточным звеном по приему, хранению и отгрузке нефтепродуктов между районами производства и районами потребления и предназначенное для приема сравнительно больших партий нефтепродуктов с одного вида транспорта ( железнодорожный, трубопроводный, речной, морской) и отгрузки нефтепродуктов этим или другими видами транспорта более мелкими партиями на распределительные предприятия |
| Распределительное предприятие по обеспечению нефтепродуктами (распределительная нефтебаза) | Предприятие, предназначенное для приема, хранения и распределения нефтепродуктов в территориально-ограниченном районе обслуживания. Получает нефтепродукты всеми видами транспорта, а отгружает, в основном, автомобильным и в таре |
| График поступления и отгрузки | Графическое совмещение месячных объемов поступления на нефтебазу и отгрузки с нее каждого сорта нефтепродукта по фактическим данным за последние несколько лет |
| Норма запаса нефтепродукта | Объем нефтепродукта, создаваемый на нефтебазе для бесперебойного снабжения потребителей в течение расчетного периода. С учетом коэффициента использования |

| | |
|---|---|
| | емкости резервуаров является расчетной вместимостью (емкостью) резервуарного парка (резервуара) |
| Текущий запас нефтепродуктов | Количество нефтепродуктов, необходимое для бесперебойного обеспечения потребителей в расчетный период между очередными поставками в условиях неравномерности поставок и потребления |
| Страховой запас нефтепродуктов | Дополнительный запас нефтепродуктов в процентах от текущего запаса, учитывающий колебания фактического потребления нефтепродуктов и гарантирующий обеспеченность нефтепродуктами в непредвиденных случаях |
| Транспортный цикл поставок нефтепродуктов | Время пробега цистерн в порожнем и груженом состоянии в сутках, затраченное на выполнение всего цикла операций одной и той же цистерной между двумя последовательными погрузками (наливом) |
| Открытая продуктовая насосная станция | Группа насосов, имеющая в своем составе более трех агрегатов и расположенная вне помещений. При количестве агрегатов три и менее группу следует рассматривать, как отдельно стоящие насосы |
| Фронт слива или налива нефтепродуктов | Сливо-наливные устройства и сооружения в совокупности с железнодорожными путями |
| Тип нефтепродукта | Совокупность нефтепродуктов одинакового функционального назначения (топливо, масло, смазка, битум) |
| Группа нефтепродуктов | Совокупность нефтепродуктов, входящих в один тип, имеющих сходные свойства и область применения (бензин, дизельное топливо, печное топливо, керосин, топливо для реактивных двигателей и др.) |
| Подгруппа нефтепродуктов | Совокупность нефтепродуктов, входящих в одну группу и имеющих сходные показатели качества и условия применения (бензин автомобильный, бензин авиационный, дизельное топливо для быстроходных дизелей и судовых газовых турбин, дизельное топливо для автотранспортных, тепловозных и судовых дизелей, топливо печное, керосин осветительный и т.п.) |
| Марка нефтепродукта | Индивидуальный нефтепродукт (название, номерное или буквенное обозначение), состав и свойство которого регламентированы нормативно-технической документацией (бензин А-76, бензин Аи-93, дизельное топливо "Л", дизельное топливо "З", керосин осветительный КО-30, керосин осветительный КО-25, топливо печное бытовое ТПБ и т.д.) |
| Вид нефтепродукта | Совокупность нефтепродуктов, входящих в одну марку, но имеющих разные значения по одному из показателей качества Государственного стандарта (бензин летний, бензин зимний, дизельное топливо летнее, дизельное топливо зимнее, дизельное топливо специальное и т.п.) |
| Сорт нефтепродукта | Градация нефтепродукта определенного вида по одному или нескольким показателям качества, установленная нормативной документацией в зависимости от значений допускаемых отклонений показателей качества (бензин этилированный, бензин неэтилированный, летний бензин с давлением насыщенных паров 500 мм рт.ст., зимний бензин с давлением насыщенных паров 700 мм рт.ст., дизельное топливо с содержанием серы 0,5%, дизельное топливо вязкостью 3,5 сст. и т.д.) |

ПРИЛОЖЕНИЕ 2
(рекомендуемое)

**ПЕРЕЧЕНЬ НЕФТЕПРОДУКТОВ, ТРЕБУЮЩИХ ПОДОГРЕВА ПРИ СЛИВЕ**

| Наименование, марка нефтепродукта | Кинематическая вязкость, сст при температуре °С | | Температура, °С | | Общее время подогрева и слива, час | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 50 °С | 100 °С | застывания | перекачки | холодный период года | теплый период года |
| Масла моторные, автомобильные для карбюраторных двигателей ГОСТ 10541-78 | | | | | | |
| М-6[3]/12-Г1 | - | 12,0 | -30 | +5 | 4 | 3 |
| М-5[3]/10-Г1 | | 10-11 | -38 | 0 | 4 | 3 |
| М-4[3]/6-В1 | | 5,5-6,5 | -42 | 0 | 4 | 3 |
| М-8-В | | 7,5-8,5 | -25 | +5 | 4 | 3 |
| М-6[3]/10-В | | 9,5-10,5 | -30 | +15 | 6 | 5 |
| Масла моторные для автотракторных дизелей ГОСТ 8581-78 | | | | | | |
| М-8В[2], М-8Г[2] | - | 8,0 | -25 | +5 | 4 | 3 |
| М-8Г[2]К | | 8,0 | -30 | +5 | 4 | 3 |
| М-10В[2], М-10Г[2] | | 11,0 | -15 | +20 | 4 | 3 |
| М-10Г[2]К | | 11,0 | -18 | +15 | 4 | 3 |
| Масла моторные для дизельных двигателей ГОСТ 12337-84 | | | | | | |
| М-10В[2]С | 91 | 11,0-12,0 | -15 | +25 | 4 | 3 |
| М-14В[2], М-14Г[2] | 120 | 13,5-14,5 | -12 | +30 | 6 | 5 |
| М-20В[2]Ф, М-20Г[2] | | 19,0-22,0 | -15 | +35 | 6 | 5 |
| Масла авиационные ГОСТ 21743-76 | | | | | | |
| МС-14 | 96 | 14,0 | -30 | +30 | 4 | 3 |
| МС-20 | 160 | 20,5 | -18 | +35 | 6 | 5 |
| Масла трансмиссион. ГОСТ 23652-79 | | | | | | |
| ТС[п]-14, ТСп-15К | - | 15,0 | -25 | +30 | 6 | 5 |
| Тэ[п]-15 | - | 15,0 | -18 | +35 | 8 | 6 |
| ТС[п]-10 | - | 10,0 | -40 | +20 | 6 | 5 |
| ТС[п]-14, ТС[п]-14гип | - | 14,0-14,5 | -25 | +30 | 6 | 5 |
| ТА[п]-15В | - | 15,0 | -20 | +30 | 8 | 6 |
| ТАД-17[п] | 110-120 | 17,5 | -25 | +35 | 6 | 5 |
| Масла турбинные ГОСТ 32-74, ГОСТ 9972-74 | | | | | | |
| Т-22, Т[п]-22 | 20-23 | - | -15 | +5 | 4 | 3 |
| Т-30, Т[п]-30 | 28-32 | - | -10 | +10 | 4 | 3 |
| Т-46, Т[п]-46 | 44-48 | - | -10 | +15 | 4 | 3 |
| Т-57 | 55-59 | - | - | +25 | 4 | 3 |
| Масла цилиндровые, тяжелые ГОСТ 6411-76 | | | | | | |
| цилиндровое-38 | | 32-50 | +17 | +55 | 10 | 8 |
| цилиндровое-52 | | 50-70 | -5 | +55 | 10 | 8 |
| Масла индустриальные ГОСТ 20799-88 | | | | | | |
| И-5А | 6,0-8,0 | - | -18 | +5 | 4 | 3 |
| И-8А | 9,0-11,0 | - | -15 | +5 | 4 | 3 |
| И-12А | 13,0-17,0 | - | -15 | +5 | 4 | 3 |
| И-12А[1] | 13,0-17,0 | - | -30 | 0 | 4 | 3 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| И-20А | 29,0-35,0 | - | -15 | +15 | 4 | 3 |
| И-30А | 41,0-51,0 | - | -15 | +20 | 4 | 3 |
| И-40А | 61,0-75,0 | - | -15 | +25 | 4 | 3 |
| И-50А | 90,0-110 | - | -15 | +35 | 6 | 5 |
| Топливо нефтяное ГОСТ 10585-75 | | | | | | |
| Мазут флотский (Ф-5) | 36,0 | - | -5 | +15 | 4 | 3 |
| Мазут флотский (Ф-12) | 89,0 | - | -8 | +25 | 4 | 3 |
| Мазут топочный 40 | | 59,0 (при т-ре 80 °С) | +25 | +45 | 8 | 6 |
| Мазут топочный 100 | | 118 | +42 | +60 | 10 | 8 |
| Масло компрессорное ГОСТ 1861-73 | | | | | | |
| К-12 | - | 11,0-14,0 | -25 | +25 | 4 | 3 |
| К-19 | | 17,0-21,0 | -5 | +35 | 6 | 5 |
| Масла осевые ГОСТ 610-72 | | | | | | |
| Л | 42,0-60,0 | - | - | +15 | 4 | 3 |
| З | -22 | - | -40 | 0 | 4 | 3 |
| С | 12-14 | - | -55 | 0 | 4 | 3 |

Примечание. Продолжительность холодного периода года согласно Правилам перевозок грузов установлена с 15 октября по 15 апреля.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

## ЕДИНЫЕ (ОБЩИЕ) СУДОЧАСОВЫЕ НОРМЫ СЛИВА-НАЛИВА НАЛИВНЫХ СУДОВ, ОБРАБАТЫВАЕМЫХ НА ПРИЧАЛАХ НЕ ОБЩЕГО ПОЛЬЗОВАНИЯ, (т/час)

| Грузооборот причала, т | Диаметры грузового трубопро-вода, мм | Суда грузоподъемностью, т | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 600 и менее | 601-1800 | 1801-4000 | 4001 и более | 600 и менее | 601-1800 | 1801-4000 | 4001 и более | 600 и менее | 601-1800 | 1801-4000 | 4001 и более |
| | | Погрузка светлых нефтепродуктов | | | | Выгрузка светлых и погрузка темных нефтепродуктов | | | | Выгрузка темных нефтепродуктов | | | |
| 1. до 5000 | 100 и менее | 55 | 60 | 70 | 90 | 45 | 50 | 60 | 75 | 40 | 40 | 50 | 65 |
| | 150 | 70 | 85 | 110 | 130 | 60 | 70 | 90 | 110 | 50 | 60 | 75 | 95 |
| | 200 | 90 | 110 | 145 | 170 | 75 | 90 | 120 | 140 | 65 | 75 | 100 | 120 |
| | 300 и более | 110 | 145 | 215 | 235 | 90 | 120 | 180 | 195 | 75 | 100 | 150 | 165 |
| 2. 5001-10000 | 100 и менее | 70 | 90 | 95 | 120 | 60 | 65 | 80 | 100 | 50 | 55 | 70 | 85 |
| | 150 | 100 | 120 | 150 | 180 | 85 | 100 | 125 | 150 | 70 | 85 | 110 | 130 |
| | 200 | 140 | 155 | 210 | 245 | 115 | 130 | 175 | 205 | 100 | 110 | 150 | 175 |
| | 300 и более | 145 | 235 | 340 | 380 | 120 | 195 | 285 | 315 | 100 | 165 | 240 | 270 |
| 3. 10001-20000 | 100 и менее | 95 | 95 | 115 | 145 | 80 | 80 | 95 | 120 | 70 | 70 | 80 | 100 |
| | 150 | 130 | 150 | 185 | 220 | 110 | 125 | 155 | 185 | 95 | 110 | 130 | 160 |
| | 200 | 145 | 205 | 270 | 310 | 120 | 170 | 225 | 260 | 100 | 145 | 190 | 220 |
| | 300 и более | 145 | 275 | 400 | 430 | 120 | 230 | 330 | 360 | 100 | 195 | 280 | 300 |
| 4. 20001-30000 | 100 и менее | 110 | 110 | 130 | 170 | 90 | 90 | 110 | 140 | 75 | 75 | 95 | 120 |
| | 150 | 145 | 175 | 220 | 265 | 120 | 145 | 185 | 220 | 100 | 125 | 160 | 190 |
| | 200 | 145 | 240 | 310 | 370 | 120 | 200 | 260 | 310 | 100 | 170 | 220 | 265 |
| | 300 и | 145 | 340 | 460 | 520 | 120 | 280 | 385 | 435 | 100 | 240 | 330 | 370 |

| | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | более | | | | | | | | | | | | |
| 5. 30001-50000 | 100 и менее | 120 | 120 | 150 | 125 | 100 | 100 | 125 | 155 | 85 | 85 | 110 | 130 |
| | 150 | 145 | 205 | 250 | 305 | 120 | 170 | 210 | 255 | 100 | 145 | 180 | 220 |
| | 200 | 145 | 280 | 385 | 445 | 120 | 235 | 320 | 370 | 100 | 200 | 270 | 315 |
| | 300 и более | 145 | 415 | 595 | 660 | 120 | 345 | 500 | 550 | 100 | 295 | 425 | 470 |
| 6. 50001-100000 | 100 и менее | 145 | 145 | 180 | 220 | 120 | 120 | 150 | 185 | 100 | 100 | 130 | 160 |
| | 150 | 145 | 240 | 310 | 370 | 120 | 200 | 260 | 310 | 100 | 170 | 220 | 265 |
| | 200 | 145 | 355 | 455 | 540 | 120 | 295 | 380 | 450 | 100 | 250 | 320 | 380 |
| | 300 и более | 145 | 450 | 650 | 720 | 120 | 375 | 520 | 600 | 100 | 320 | 440 | 510 |

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

## СУДОЧАСОВЫЕ НОРМЫ ПОГРУЗКИ-ВЫГРУЗКИ МОРСКИХ СУДОВ

| Наименование нефтеналивных грузов | Налив | | | | | | | | | | Слив | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Дедвейт | | | | | | | | | | Суммарная производительность судовых грузовых насосов ($м^3$/час) | | | | | | | |
| | 10000-17000 | 17001-27000 | 27001-37000 | 37001-41000 | 41001-45000 | 45001-55000 | 55001-80000 | 80001-120000 | 120001-150000 | Более 150000 | 2001-2500 | 2501-3500 | 3501-5000 | 7500 | 10000 | 12000 | 15000 | Более 15000 |
| Мазут | 2000 | 2500 | 3000 | 3000 | 4000 | 4500 | - | - | - | - | 1600 | 2100 | 2800 | - | - | - | - | - |
| Моторное топливо, дизельное топливо | 2000 | 2500 | 3000 | 3000 | 4000 | 4500 | - | - | - | - | 1600 | 2100 | 2800 | - | - | - | - | - |
| Реактивное топливо | 1500 | 1500 | 1700 | 2200 | - | - | - | - | - | - | 1450 | - | - | - | - | - | - | - |
| Керосины | 1500 | 1500 | 1700 | 2200 | 3000 | - | - | - | - | - | 1550 | 2000 | - | - | - | - | - | - |
| Автолы, масло смазочное | 600 | 600 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Бензины | 1300 | 1300 | 1500 | 2000 | 2500 | - | - | - | - | - | 1360 | 1800 | - | - | - | - | - | - |
| Масла специальные (трансформаторное, веретенное и др.) | 1200 | 1200 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

Примечания:

1. Судочасовые нормы налива-слива для малых судов, не включенных в настоящую таблицу, принимаются в проектах в соответствии с действующими эксплуатационными нормами ММФ по наибольшему значению.

2. Для периода одновременного налива двух видов нефтепродуктов на один танкер нормы для каждого вида снижаются на 50%.

3. При перегрузке вязких нефтепродуктов при температуре воздуха ниже 0 градусов нормы снижаются на 15%; при сливе бензина в летний период нормы снижаются на 10%.

4. В настоящих нормах предусматривается, что необходимая подготовка продукта к перекачке (подогрев и др.) производится до начала грузовых операций и в соответствующее время в нормы налива-слива не включено.

5. При конкретном проектировании, если суммарная производительность насосов расчетного танкера иная, чем приведена в настоящих нормах, норма слива уточняется по формуле

Мсп = $\Sigma Q \gamma m$ т/час, где $\Sigma Q$ - суммарная производительность судовых насосов в $м^3$/час;

$\gamma$ - плотность нефтепродуктов, т/$м^3$; $m$ - относительная доля груза, откачиваемого грузовыми судовыми насосами, принимается 0,85-0.95.

6. Расчетная производительность насосных установок нефтебазы для обеспечения приведенных судочасовых норм составляет 1,35-1,40 к соответствующим нормам налива.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

## УДЕЛЬНОЕ ОБЪЕМНОЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ

| Наименование продукта | Удельное объемное электрическое сопротивление, Ом·м |
|---|---|
| Бензин А-72 | $3{,}1\cdot10^{9}$-$2{,}8\cdot10^{11}$ |
| Бензин А-76 | $9{,}5\cdot10^{9}$-$2{,}5\cdot10^{11}$ |
| Бензин Аи-93 | $4{,}0\cdot10^{9}$-$4{,}4\cdot10^{11}$ |
| Бензин Аи-98 | $2{,}3\cdot10^{10}$-$2{,}8\cdot10^{10}$ |
| Бензин Б-70 | $1{,}5\cdot10^{10}$-$5{,}0\cdot10^{11}$ |
| Бензин Б-91/115 | $4{,}7\cdot10^{9}$-$3{,}6\cdot10^{11}$ |
| Бензин Б-95/130 | $3{,}5\cdot10^{9}$-$2{,}1\cdot10^{11}$ |
| Керосин осветительный | $2{,}0\cdot10^{9}$-$3{,}6\cdot10^{11}$ |
| Керосин для технических целей | $2{,}4\cdot10^{8}$-$4{,}2\cdot10^{10}$ |
| Топливо дизельное | $3{,}3\cdot10^{8}$-$5{,}1\cdot10^{11}$ |
| Топливо Т-1 | $1{,}9\cdot10^{10}$-$1{,}5\cdot10^{10}$ |
| Топливо ТС-1 | $3{,}6\cdot10^{10}$-$5{,}6\cdot10^{10}$ |
| Бензин-растворитель (БР-1) "Калоша" | $10^{10}$-$10^{12}$ |
| Бензин-растворитель (Уайт-спирит) | $1{,}0\cdot10^{10}$-$1{,}6\cdot10^{12}$ |
| Конденсаторное масло | $10^{12}$ |
| Топливо Т-5 | $1{,}5\cdot10^{12}$ |
| Топливо Т-6 | $1{,}0\cdot10^{13}$ |
| Топливо Т-7 | $3{,}0\cdot10^{11}$-$1{,}4\cdot10^{12}$ |
| Топливо Т-8 | $2{,}5\cdot10^{12}$-$2{,}8\cdot10^{13}$ |

ПРИЛОЖЕНИЕ 6

## ПЕРЕЧЕНЬ НЕФТЕПРОДУКТОВ, ДОПУСКАЮЩИХ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ПЕРЕКАЧКИ ПО ОДНОМУ ТРУБОПРОВОДУ

ТОПЛИВО

1 группа - автомобильные бензины неэтилированные.

2 группа - автомобильные бензины этилированные.

3 группа - высокооктановые бензины Аи-93, Аи-95.

4 группа - керосин осветительный, топливо для быстроходных дизелей, топливо дизельное.

5 группа - топливо моторное, для среднеоборотных и малооборотных дизелей, топливо нефтяное (мазут).

6 группа - топливо для реактивных двигателей.

7 группа - бензины авиационные этилированные.

8 группа - бензины авиационные неэтилированные, бензины растворители.

МАСЛА

1 группа - авиационные и для турбореактивных двигателей.

2 группа - турбинные для гидротурбин и судовых газовых турбин, конденсаторные, МТ, МК-6, МК-8, трансформаторные, МС-6, МС-8, МС-8П, МК-8п.

3 группа - веретенное АУ, Ауп.

4 группа - трансмиссионные, цилиндровые.

5 группа - автомобильные, автотракторные, индустриальные, компрессорные, судовые, моторные для высокоскоростных механизмов.

6 группа - осевые.

7 группа - дизельные.

8 группа - отработанные.

Примечание. Допускается перекачка по одному трубопроводу при условии его опорожнения: масел 5 и 7 групп, масел 4 и 6 групп, автомобильного бензина неэтилированного и дизельного топлива.

ПРИЛОЖЕНИЕ 7
(рекомендуемое)

**ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОВОГО РАСЧЕТА РЕЗЕРВУАРОВ С ИЗОЛЯЦИЕЙ: ТОЛЩИНА 0,06 м, КОЭФФИЦИЕНТ ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ 0,04 ккал/м·ч·град, ДАВЛЕНИЕ ПАРА 0,4 МПа**

| Показатели | Наименование нефтепродукта | Наружная температура воздуха, °С | Время охлаждения нефтепродукта, час | Конечная температура разогрева, °С | Емкость резервуара ($м^3$) и площадь подогревателя ($м^2$) | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | 100 | | 200 | | 400 | | 700 | | 1000 | | 2000 | | 3000 | |
| | | | | | площадь подогревателя | расчетные данные | площадь подогревателя | расчетные данные | площадь подогревателя | расчетные данные | площадь подогревателя | расчетные данные | площадь подогревателя | расчетные данные | площадь подогревателя | расчетные данные | площадь подогревателя | расчетные данные |
| 1. Расход пара на подогрев нефтепродукта, кг/час | Мазут | -20 | 480 | | | | | | | 496 | 28,9 | 578 | 31 | 612 | 61 | 1178 | 62 | 1185 |
| | | -30 | 480 | | | | | | | 507 | 31,0 | 633 | 53 | 1066 | 90 | 1767 | 83 | 1611 |
| | | -40 | 480 | | | | | | | 518 | 51,8 | 1079 | 59 | 1208 | 115 | 2295 | 101 | 1990 |
| | | -20 | 600 | | | | | | | 509 | 28,9 | 594 | 31 | 627 | 61 | 1207 | 62 | 1213 |
| | | -30 | 600 | 60 | - | - | - | - | 24,2 | 522 | 31,0 | 652 | 53 | 1096 | 90 | 1815 | 83 | 1653 |
| | | -40 | 600 | | | | | | | 534 | 51,8 | 1113 | 59 | 1246 | 115 | 2362 | 101 | 2046 |
| | | -20 | 840 | | | | | | | 528 | 28,9 | 617 | 31 | 652 | 61 | 1255 | 62 | 1260 |
| | | -30 | 840 | | | | | | | 543 | 31,0 | 680 | 53 | 1144 | 90 | 1894 | 83 | 1724 |
| | | -40 | 840 | | | | | | | 558 | 51,8 | 1158 | 59 | 1304 | 115 | 2474 | 101 | 2142 |
| | Масла цилиндровые | -20 | 480 | | | 192 | 11,8 | 236 | | 474 | 28,9 | 555 | 31 | 587 | 61 | 1135 | 62 | 1143 |
| | | -30 | 480 | | | 197 | 22,7 | 467 | | 484 | 31,0 | 608 | 53 | 1024 | 90 | 1703 | 83 | 1554 |
| | | -40 | 480 | | | 203 | 22,7 | 479 | | 495 | 51,8 | 1036 | 59 | 1161 | 115 | 2212 | 101 | 1921 |
| | | -20 | 600 | | | 196 | 11,8 | 242 | | 485 | 28,9 | 567 | 31 | 601 | 61 | 1159 | 62 | 1167 |
| | | -30 | 600 | 50 | 9,4 | 202 | 22,7 | 479 | 24,2 | 497 | 31,0 | 623 | 53 | 1050 | 90 | 1743 | 83 | 1590 |
| | | -40 | 600 | | | 207 | 22,7 | 492 | | 509 | 51,8 | 1065 | 59 | 1194 | 115 | 2270 | 101 | 1969 |
| | | -20 | 840 | | | 201 | 11,8 | 249 | | 500 | 28,9 | 587 | 31 | 622 | 61 | 1199 | 62 | 1206 |
| | | -30 | 840 | | | 207 | 22,7 | 494 | | 515 | 31,0 | 647 | 53 | 1091 | 90 | 1811 | 83 | 1651 |
| | | -40 | 840 | | | 213 | 22,7 | 509 | | 530 | 51,8 | 1110 | 59 | 1245 | 115 | 2367 | 101 | 2052 |
| | Масла индустриальные, турбинные, осевые | -20 | 480 | | | 342 | 11,8 | 428 | 13,3 | 478 | 28,9 | 1034 | 31 | 11105 | 61 | 2162 | 62 | 2191 |
| | | -30 | 480 | | | 350 | 11,8 | 436 | 24,2 | 885 | 31,0 | 1125 | 53 | 1914 | 90 | 3227 | 83 | 2966 |
| | | -40 | 480 | | | 357 | 22,7 | 854 | 24,2 | 900 | 51,8 | 1908 | 59 | 2160 | 115 | 4171 | 101 | 3648 |
| | | -20 | 600 | | | 345 | 11,8 | 430 | 13,3 | 482 | 28,9 | 1041 | 31 | 1112 | 61 | 2175 | 62 | 2205 |
| | | -30 | 600 | 10 | 9,4 | 352 | 11,8 | 439 | 24,2 | 893 | 31,0 | 1135 | 53 | 1931 | 90 | 3254 | 83 | 2989 |
| | | -40 | 600 | | | 360 | 22,7 | 863 | 24,2 | 910 | 51,8 | 1929 | 59 | 2183 | 115 | 4214 | 101 | 3683 |
| | | -20 | 840 | | | 347 | 11,8 | 434 | 13,3 | 486 | 28,9 | 1052 | 31 | 1124 | 61 | 2198 | 62 | 2227 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | -30 | 840 | | | 356 | 11,8 | 444 | 24,2 | 905 | 31,0 | 1151 | 53 | 1958 | 90 | 3298 | 83 | 3029 |
| | | -40 | 840 | | | 364 | 22,7 | 875 | 24,2 | 924 | 51,8 | 1961 | 59 | 2220 | 115 | 4284 | 101 | 3744 |
| | Масла моторные, | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | трансмиссионные, | -20 | 480 | | | 267 | 11,8 | 332 | 13,3 | 371 | 28,9 | 799 | 31 | 853 | 61 | 1666 | 62 | 1688 |
| | авиационные, | -30 | 480 | | | 273 | 11,8 | 339 | 24,2 | 688 | 31,0 | 873 | 53 | 1482 | 90 | 2492 | 83 | 2288 |
| | компрессорные | -40 | 480 | | | 279 | 22,7 | 667 | 24,2 | 701 | 51,8 | 1482 | 59 | 1675 | 115 | 3227 | 101 | 2818 |
| | | -20 | 600 | | | 269 | 11,8 | 335 | 13,3 | 374 | 28,9 | 807 | 31 | 861 | 61 | 1681 | 62 | 1701 |
| | | -30 | 600 | 15 | 9,4 | 276 | 11,8 | 344 | 24,2 | 696 | 31,0 | 883 | 53 | 1499 | 90 | 2519 | 83 | 2311 |
| | | -40 | 600 | | | 283 | 22,7 | 677 | 24,2 | 711 | 51,8 | 1503 | 59 | 1698 | 115 | 3269 | 101 | 2854 |
| | | -20 | 840 | | | 272 | 11,8 | 339 | 13,3 | 379 | 28,9 | 819 | 31 | 873 | 61 | 1704 | 62 | 1725 |
| | | -30 | 840 | | | 279 | 11,8 | 349 | 24,2 | 708 | 31,0 | 898 | 53 | 1526 | 90 | 2564 | 83 | 2351 |
| | | -40 | 840 | | | 287 | 22,7 | 688 | 24,2 | 725 | 51,8 | 1535 | 59 | 1735 | 115 | 3339 | 101 | 2913 |
| 2. Расход пара на | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| поддержание | Мазут | -20 | 480 | | | | | | | 31,1 | 28,9 | 48,3 | 31 | 58,2 | 61 | 105,1 | 62 | 150,6 |
| температуры, | | -30 | 480 | | | | | | | 34,9 | 31,0 | 54,2 | 53 | 65,5 | 90 | 118,1 | 83 | 169,6 |
| кг/час | | -40 | 480 | | | | | | | 38,7 | 51,8 | 60,2 | 59 | 72,7 | 115 | 131,2 | 101 | 188,4 |
| | | -20 | 600 | | | | | | | 29,2 | 28,9 | 45,6 | 31 | 55,3 | 61 | 100,4 | 62 | 144,6 |
| | | -30 | 600 | 60 | - | - | - | - | 24,2 | 32,8 | 31,0 | 51,3 | 53 | 62,1 | 90 | 112,8 | 83 | 162,5 |
| | | -40 | 600 | | | | | | | 36,4 | 51,8 | 56,9 | 59 | 68,9 | 115 | 125,2 | 101 | 180,5 |
| | | -20 | 840 | | | | | | | 26,5 | 28,9 | 41,5 | 31 | 50,5 | 61 | 92,4 | 62 | 133,8 |
| | | -30 | 840 | | | | | | | 29,8 | 31,0 | 46,6 | 53 | 56,7 | 90 | 103,8 | 83 | 150,4 |
| | | -40 | 840 | | | | | | | 32,9 | 51,8 | 60,1 | 59 | 62,9 | 115 | 115,2 | 101 | 166,8 |
| | Масла | -20 | 480 | | | 9,1 | 11,8 | 15,6 | | 26,9 | 28,9 | 41,9 | 31 | 50,6 | 61 | 91,3 | 62 | 131,2 |
| | цилиндровые | -30 | 480 | | | 10,4 | 22,7 | 17,8 | | 30,8 | 31,0 | 47,8 | 53 | 57,8 | 90 | 104,4 | 83 | 149,9 |
| | | -40 | 480 | | | 11,6 | 22,7 | 20,0 | | 34,6 | 51,8 | 53,8 | 59 | 65,0 | 115 | 117,4 | 101 | 68,6 |
| | | -20 | 600 | | | 8,5 | 11,8 | 14,6 | | 25,4 | 28,9 | 39,6 | 31 | 48,0 | 61 | 87,2 | 62 | 125,6 |
| | | -30 | 600 | 50 | 9,4 | 9,7 | 22,7 | 16,7 | 24,2 | 28,9 | 31,0 | 45,2 | 53 | 54,8 | 90 | 99,6 | 83 | 143,5 |
| | | -40 | 600 | | | 10,9 | 22,7 | 18,7 | | 32,5 | 51,8 | 50,8 | 59 | 61,6 | 115 | 111,9 | 101 | 161,4 |
| | | -20 | 840 | | | 7,8 | 11,8 | 13,3 | | 23,0 | 28,9 | 36,1 | 31 | 43,8 | 61 | 80,3 | 62 | 116,2 |
| | | -30 | 840 | | | 8,9 | 22,7 | 15,2 | | 26,3 | 31,0 | 41,1 | 53 | 50,0 | 90 | 91,6 | 83 | 132,7 |
| | | -40 | 840 | | | 10,0 | 22,7 | 17,1 | | 29,5 | 51,8 | 46,2 | 59 | 56,2 | 115 | 103,0 | 101 | 149,1 |
| | Масла | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | индустриальные, | -20 | 480 | | | 3,9 | 11,8 | 6,6 | 13,3 | 11,5 | 28,9 | 17,8 | 31 | 21,5 | 61 | 38,9 | 62 | 55,9 |
| | турбинные, осевые | -30 | 480 | | | 5,2 | 11,8 | 8,8 | 24,2 | 15,3 | 31,0 | 23,8 | 53 | 28,7 | 90 | 51,9 | 83 | 74,5 |
| | | -40 | 480 | | | 6,5 | 22,7 | 11,1 | 24,2 | 19,1 | 51,8 | 29,7 | 59 | 35,9 | 115 | 64,9 | 101 | 93,2 |
| | | -20 | 600 | | | 3,6 | 11,8 | 6,2 | 13,3 | 10,8 | 28,9 | 16,9 | 31 | 20,4 | 61 | 37,1 | 62 | 53,5 |
| | | -30 | 600 | 10 | 9,4 | 4,8 | 11,8 | 8,3 | 24,2 | 14,4 | 31,0 | 22,5 | 53 | 27,2 | 90 | 49,5 | 83 | 71,4 |
| | | -40 | 600 | | | 6,1 | 22,7 | 10,4 | 24,2 | 18,0 | 51,8 | 28,1 | 59 | 34,0 | 115 | 61,9 | 101 | 89,2 |
| | | -20 | 840 | | | 3,4 | 11,8 | 5,7 | 13,3 | 9,8 | 28,9 | 15,4 | 31 | 18,7 | 61 | 34,2 | 62 | 49,4 |
| | | -30 | 840 | | | 4,5 | 11,8 | 7,6 | 24,2 | 13,1 | 31,0 | 20,5 | 53 | 24,9 | 90 | 45,5 | 83 | 65,9 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | -40 | 840 | | | 5,6 | 22,7 | 9,5 | 24,2 | 16,4 | 51,8 | 25,6 | 59 | 31,1 | 115 | 56,9 | 101 | 82,3 |
| | Масла моторные, трансмиссионные, авиационные, компрессорные | -20 | 480 | | | 4,5 | 11,8 | 7,8 | 13,3 | 13,4 | 28,9 | 20,9 | 31 | 25,2 | 61 | 45,5 | 62 | 65,3 |
| | | -30 | 480 | | | 5,8 | 11,8 | 10,0 | 24,2 | 17,3 | 31,0 | 26,8 | 53 | 32,4 | 90 | 58,5 | 83 | 84,1 |
| | | -40 | 480 | | | 7,1 | 22,7 | 12,2 | 24,2 | 21,1 | 51,8 | 32,8 | 59 | 39,6 | 115 | 71,5 | 101 | 102,7 |
| | | -20 | 600 | | | 4,3 | 11,8 | 7,3 | 13,3 | 12,6 | 28,9 | 19,7 | 31 | 23,9 | 61 | 43,4 | 62 | 62,6 |
| | | -30 | 600 | 15 | 9,4 | 5,5 | 11,8 | 9,4 | 24,2 | 16,3 | 31,0 | 25,4 | 53 | 30,7 | 90 | 55,8 | 83 | 80,4 |
| | | -40 | 600 | | | 6,7 | 22,7 | 11,4 | 24,2 | 19,8 | 51,8 | 31,0 | 59 | 37,5 | 115 | 68,2 | 101 | 98,3 |
| | | -20 | 840 | | | 3,9 | 11,8 | 6,7 | 13,3 | 11,5 | 28,9 | 18,0 | 31 | 21,8 | 61 | 40,0 | 62 | 57,8 |
| | | -30 | 840 | | | 5,1 | 11,8 | 8,6 | 24,2 | 14,8 | 31,0 | 23,1 | 53 | 28,1 | 90 | 51,4 | 83 | 74,3 |
| | | -40 | 840 | | | 6,2 | 22,7 | 10,5 | 24,2 | 18,0 | 51,8 | 28,2 | 59 | 34,3 | 115 | 62,7 | 101 | 90,8 |
| 3. Время подогрева нефтепродукта, час | Мазут | -20 | 480 | | | | | | | 30,9 | 28,9 | 42 | 31 | 49 | 61 | 46 | 62 | 70 |
| | | -30 | 480 | | | | | | | 34,2 | 31,0 | 44 | 53 | 31 | 90 | 34 | 83 | 56 |
| | | -40 | 480 | | | | | | | 37,4 | 51,8 | 27 | 59 | 30 | 115 | 29 | 101 | 50 |
| | | -20 | 600 | | | | | | | 34,3 | 28,9 | 48 | 31 | 56 | 61 | 53 | 62 | 80 |
| | | -30 | 600 | 60 | - | - | - | - | 24,2 | 37,8 | 28,9 | 49 | 53 | 35 | 90 | 39 | 83 | 64 |
| | | -40 | 600 | | | | | | 41,2 | 41,2 | 51,8 | 31 | 59 | 34 | 115 | 33 | 101 | 57 |
| | | -20 | 840 | | | | | | | 38,9 | 28,9 | 55 | 31 | 65 | 61 | 64 | 62 | 96 |
| | | -30 | 840 | | | | | | | 42,6 | 31,0 | 56 | 53 | 41 | 90 | 46 | 83 | 78 |
| | | -40 | 840 | | | | | | | 46,2 | 51,8 | 42 | 59 | 39 | 115 | 39 | 101 | 68 |
| | Масла цилиндровые | -20 | 480 | | | 21 | 11,8 | 31 | | 28 | 28,9 | 38 | 31 | 44 | 61 | 42 | 62 | 62,1 |
| | | -30 | 480 | | | 23 | 22,7 | 18 | | 31 | 31,0 | 40 | 53 | 28 | 90 | 31 | 83 | 51,1 |
| | | -40 | 480 | | | 26 | 22,7 | 19 | | 34 | 51,8 | 26 | 59 | 28 | 115 | 27 | 101 | 46,1 |
| | | -20 | 600 | | | 23 | 11,8 | 34 | | 31 | 28,9 | 43 | 31 | 50 | 61 | 48 | 62 | 71,7 |
| | | -30 | 600 | 50 | 9,4 | 25 | 22,7 | 19 | 24,2 | 35 | 31,0 | 45 | 53 | 32 | 90 | 36 | 83 | 58,9 |
| | | -40 | 600 | | | 28 | 22,7 | 21 | | 38 | 51,8 | 29 | 59 | 32 | 115 | 31 | 101 | 53,0 |
| | | -20 | 840 | | | 25 | 11,8 | 38 | | 35 | 28,9 | 50 | 31 | 59 | 61 | 57 | 62 | 86,6 |
| | | -30 | 840 | | | 27 | 22,7 | 21 | | 39 | 31,0 | 52 | 53 | 37 | 90 | 43 | 83 | 71,0 |
| | | -40 | 840 | | | 30 | 22,7 | 23 | | 43 | 51,8 | 33 | 59 | 37 | 115 | 36 | 101 | 63,7 |
| | Масла индустриальные, турбинные, осевые | -20 | 480 | | | 5,0 | 11,8 | 7,0 | 13,3 | 11,3 | 28,9 | 8,2 | 31 | 9,4 | 61 | 8,7 | 62 | 12,5 |
| | | -30 | 480 | | | 6,0 | 11,8 | 9,0 | 24,2 | 8,1 | 31,0 | 10,1 | 53 | 7,2 | 90 | 7,8 | 83 | 12,3 |
| | | -40 | 480 | | | 8,0 | 22,7 | 6,0 | 24,2 | 10,0 | 51,8 | 7,4 | 59 | 8,0 | 115 | 7,5 | 101 | 12,5 |
| | | -20 | 600 | | | 5,3 | 11,8 | 7,7 | 13,3 | 12,7 | 28,9 | 9,4 | 31 | 10,8 | 61 | 10,2 | 62 | 14,7 |
| | | -30 | 600 | 10 | 9,4 | 7,0 | 11,8 | 10,0 | 24,2 | 9,1 | 31,0 | 11,5 | 53 | 8,3 | 90 | 9,1 | 83 | 14,5 |
| | | -40 | 600 | | | 8,5 | 22,7 | 6,4 | 24,2 | 11,2 | 51,8 | 8,4 | 59 | 9,2 | 115 | 8,8 | 101 | 14,7 |
| | | -20 | 840 | | | 6,0 | 11,8 | 8,7 | 13,3 | 14,8 | 28,9 | 11,2 | 31 | 13,1 | 61 | 12,6 | 62 | 18,4 |
| | | -30 | 840 | | | 7,6 | 11,8 | 11,4 | 24,2 | 10,5 | 31,0 | 13,7 | 53 | 10,0 | 90 | 11,2 | 83 | 18,0 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | -40 | 840 | | | 9,3 | 22,7 | 7,2 | 24,2 | 12,9 | 51,8 | 10,0 | 59 | 11,0 | 115 | 10,7 | 101 | 18,2 |
| | Масла моторные, трансмиссионные, авиационные, компрессорные | -20 | 480 | | | 7,4 | 11,8 | 10,6 | 13,3 | 17,2 | 28,9 | 12,5 | 31 | 14,4 | 61 | 13,4 | 62 | 19,3 |
| | | -30 | 480 | | | 9,3 | 11,8 | 13,4 | 24,2 | 11,8 | 31,0 | 14,8 | 53 | 10,5 | 90 | 11,5 | 83 | 18,2 |
| | | -40 | 480 | | | 11,1 | 22,7 | 8,2 | 24,2 | 14,2 | 51,8 | 10,6 | 59 | 11,4 | 115 | 10,8 | 101 | 18,1 |
| | | -20 | 600 | | | 8,0 | 11,8 | 11,7 | 13,3 | 19,4 | 28,9 | 14,3 | 31 | 16,6 | 61 | 15,6 | 62 | 22,6 |
| | | -30 | 600 | 15 | 9,4 | 10,1 | 11,8 | 14,8 | 24,2 | 13,3 | 31,0 | 16,9 | 53 | 12,1 | 90 | 13,3 | 83 | 21,3 |
| | | -40 | 600 | | | 12,0 | 22,7 | 9,1 | 24,2 | 15,9 | 51,8 | 12,0 | 59 | 13,1 | 115 | 12,5 | 101 | 21,1 |
| | | -20 | 840 | | | 8,8 | 11,8 | 13,2 | 13,3 | 22,5 | 28,9 | 17,0 | 31 | 19,9 | 61 | 19,2 | 62 | 28,1 |
| | | -30 | 840 | | | 11,0 | 11,8 | 16,5 | 24,2 | 15,3 | 31,0 | 19,9 | 53 | 14,5 | 90 | 16,3 | 83 | 26,4 |
| | | -40 | 840 | | | 13,1 | 22,7 | 10,1 | 24,2 | 18,3 | 51,8 | 14,1 | 59 | 15,6 | 115 | 15,3 | 101 | 26,0 |
| 4. Конечная температура нефтепродукта после охлаждения, град. С | Мазут | -20 | 480 | | - | - | - | - | | 15,7 | 28,9 | 21,2 | 31 | 24,7 | 61 | 29,7 | 62 | 32,1 |
| | | -30 | 480 | | | | | | | 10,1 | 31,0 | 16,3 | 53 | 20,2 | 90 | 25,9 | 83 | 28,6 |
| | | -40 | 480 | | | | | | | 4,4 | 51,8 | 11,3 | 59 | 15,7 | 115 | 22,0 | 101 | 25,1 |
| | | -20 | 600 | | | | | | | 9,1 | 28,9 | 14,8 | 31 | 18,5 | 61 | 24,1 | 62 | 26,8 |
| | | -30 | 600 | 60 | | - | - | - | 24,2 | 2,6 | 31,0 | 9,0 | 53 | 13,2 | 90 | 19,5 | 83 | 22,6 |
| | | -40 | 600 | | | | | | | -3,9 | 51,8 | 3,3 | 59 | 8,0 | 115 | 15,0 | 101 | 18,3 |
| | | -20 | 840 | | | | | | | -0,7 | 28,9 | 4,8 | 31 | 8,7 | 61 | 14,6 | 62 | 17,6 |
| | | -30 | 840 | | | | | | | -8,4 | 31,0 | -2,2 | 53 | 2,1 | 90 | 8,8 | 83 | 12,2 |
| | | -40 | 840 | | | | | | | -16,1 | 51,8 | -7,5 | 59 | -4,4 | 115 | 3,0 | 101 | 6,8 |
| | Масла цилиндровые | -20 | 480 | | | -0,9 | 11,8 | 4,0 | | 10,3 | 28,9 | 15,1 | 31 | 18,2 | 61 | 22,7 | 62 | 24,9 |
| | | -30 | 480 | | | -8,3 | 22,7 | -2,7 | | 4,5 | 31,0 | 9,9 | 53 | 13,6 | 90 | 18,7 | 83 | 21,2 |
| | | -40 | 480 | | | -15,7 | 22,7 | -9,4 | | -1,3 | 51,8 | 4,9 | 59 | 8,9 | 115 | 14,8 | 101 | 17,6 |
| | | -20 | 600 | | | -6,2 | 11,8 | -1,7 | | 4,5 | 28,9 | 9,5 | 31 | 12,7 | 61 | 17,7 | 62 | 20,1 |
| | | -30 | 600 | 50 | 9,4 | -14,4 | 22,7 | -9,2 | 24,2 | -2,1 | 31,0 | 3,6 | 53 | 7,3 | 90 | 13,0 | 83 | 15,8 |
| | | -40 | 600 | | | -22,6 | 22,7 | -16,8 | | -8,8 | 51,8 | -2,4 | 59 | 1,9 | 115 | 8,3 | 101 | 11,4 |
| | | -20 | 840 | | | -12,9 | 11,8 | -9,4 | | -4,0 | 28,9 | 0,7 | 31 | 4,1 | 61 | 9,3 | 62 | 12,0 |
| | | -30 | 840 | | | -21,9 | 22,7 | -18,0 | | -11,9 | 31,0 | -6,4 | 53 | -2,6 | 90 | 3,4 | 83 | 6,4 |
| | | -40 | 840 | | | -31,0 | 22,7 | -26,6 | | -19,7 | 51,8 | -13,6 | 59 | -9,3 | 115 | -2,6 | 101 | 0,9 |
| | Масла индустриальные, турбинные, осевые | -20 | 480 | | | -12,2 | 11,8 | -10,1 | 13,3 | -7,4 | 28,9 | -5,3 | 31 | -4,0 | 61 | -2,1 | 62 | -1,1 |
| | | -30 | 480 | | | -19,6 | 11,8 | -16,9 | 24,2 | -13,3 | 31,0 | -10,5 | 53 | -8,7 | 90 | -6,1 | 83 | -4,9 |
| | | -40 | 480 | | | -27,6 | 22,7 | -23,7 | 24,2 | -19,2 | 51,8 | -15,7 | 59 | -13,5 | 115 | -10,2 | 101 | -8,6 |
| | | -20 | 600 | | | -14,4 | 11,8 | -12,5 | 13,3 | -9,9 | 28,9 | -7,8 | 31 | -6,4 | 61 | -4,2 | 62 | -3,2 |
| | | -30 | 600 | 10 | 9,4 | -22,6 | 11,8 | -20,1 | 24,2 | -16,6 | 31,0 | -13,8 | 53 | -11,9 | 90 | -9,0 | 83 | -7,6 |
| | | -40 | 600 | | | -30,9 | 22,7 | -27,7 | 24,2 | -23,3 | 51,8 | -19,8 | 59 | -17,4 | 115 | -13,8 | 101 | -12,1 |
| | | -20 | 840 | | | -17,1 | 11,8 | -15,7 | 13,3 | -13,5 | 28,9 | -11,5 | 31 | -10,1 | 61 | -7,8 | 62 | -6,7 |
| | | -30 | 840 | | | -26,3 | 11,8 | -24,4 | 24,2 | -21,4 | 31,0 | -18,7 | 53 | -16,8 | 90 | -13,8 | 83 | -12,3 |
| | | -40 | 840 | | | -35,4 | 22,7 | -33,0 | 24,2 | -29,3 | 51,8 | -26,0 | 59 | -23,6 | 115 | -19,9 | 101 | -18,0 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Масла моторные, трансмиссионные, авиационные, компрессорные | -20 | 480 | | | -10,9 | 11,8 | -8,4 | 13,3 | -5,3 | 28,9 | -2,9 | 31 | -1,3 | 61 | 1,0 | 62 | 2,1 |
| | | -30 | 480 | | | -18,3 | 11,8 | -15,2 | 24,2 | -11,2 | 31,0 | -8,1 | 53 | -6,0 | 90 | -3,1 | 83 | -1,7 |
| | | -40 | 480 | | | -25,9 | 22,7 | -22,0 | 24,2 | -17,1 | 51,8 | -13,3 | 59 | -10,8 | 115 | -7,2 | 101 | -5,4 |
| | | -20 | 600 | | | -13,5 | 11,8 | -11,2 | 13,3 | -8,2 | 28,9 | -5,7 | 31 | -4,1 | 61 | -1,6 | 62 | -0,3 |
| | | -30 | 600 | 15 | 9,4 | -21,7 | 11,8 | -18,8 | 24,2 | -14,9 | 31,0 | -11,7 | 53 | -9,6 | 90 | -6,4 | 83 | -4,8 |
| | | -40 | 600 | | | -30,0 | 22,7 | -26,5 | 24,2 | -21,7 | 51,8 | -17,7 | 59 | -15,1 | 115 | -11,2 | 101 | -9,2 |
| | | -20 | 840 | | | -16,7 | 11,8 | -15,0 | 13,3 | -12,4 | 28,9 | -10,0 | 31 | -8,4 | 61 | -5,8 | 62 | -4,4 |
| | | -30 | 840 | | | -25,8 | 11,8 | -23,7 | 24,2 | -20,3 | 31,0 | -17,3 | 53 | -15,2 | 90 | -11,8 | 83 | -10,1 |
| | | -40 | 840 | | | -35,0 | 22,7 | -32,4 | 24,2 | -28,3 | 51,8 | -24,6 | 59 | -22,0 | 115 | -17,8 | 101 | -15,7 |

ПРИЛОЖЕНИЕ 8

**ПЕРЕЧЕНЬ КОНТРОЛИРУЕМЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТЕПРОДУКТОВ (ПРИЕМО-СДАТОЧНЫЙ И КОНТРОЛЬНЫЙ АНАЛИЗЫ)**

| №№ п/п | Наименование нефтепродукта | Цвет и прозрачность | Плотность | Фракционный состав | Содержание водорастворимых кислот и щелочей | Содержание мех. примесей и воды | Содержание фактических смол | Период стабильности против выпадения осадка | Вязкость | Кислотность | Температура застывания | Октановое число | Температура вспышки | Содержание серы |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1. | Авиационные бензины и высооктановые компоненты | + ,0 | +,0 | +,0 | + | +,0 | + | + | | | | + | | |
| 2. | Автомобильные бензины | +,0 | +,0 | + | + | +,0 | + | | | | | + | | |
| 3. | Топлива для реактивных двигателей | | +,0 | + | + | +,0 | + | | +,0 | + | +,0 | | | |
| 4. | Топливо дизельное и моторное | | +,0 | + | + | +,0 | | | + | + | + | | + | + |
| 5. | Мазуты | | +,0 | | + | +,0 | | | + | + | + | | + | + |
| 6. | Масла авиационные, дизельные, автотракторные, индустриальные и др. | | +,0 | | + | +,0 | | | + | | + | | | |
| 7. | Керосин осветительный и технический | 0 | +,0 | + | + | +,0 | + | | | | + | | | |
| 8. | Нефтепродукты отработанные в объеме ГОСТ 21046-81 | | | | | | | | | | | | | |

Условные обозначения: +. контрольные анализы;
0. приемо-сдаточные анализы.

Примечание. Полный анализ выполняется в объеме ГОСТ или ТУ.

ПРИЛОЖЕНИЕ 9

**ПРИМЕРНЫЙ РАСХОД ВРЕМЕНИ (Тмин) НА ВЫПОЛНЕНИЕ АНАЛИЗОВ**

| Определяемые физико-химические показатели | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Наименование нефтепродуктов | | Плотность | Фракционный состав | Содержание ТЭС | Содержание фактических смол | Кислотность | Проба на медную пластинку | Содержание водорастворимых кислот и щелочей | Содержание мех. примесей воды, цвет и прозрачность | Тем-ра вспышки (закрытый тигль) | Тем-ра вспышки (открытый тигль) | Вязкость кинематическая при 20 °С | Зольность | Тем-ра помутнения | Содержание серы | Коксуемость | Тем-ра застывания |
| Бензины, топлива для реактивных | Т | 10 | 70 | 180 | 135 | 35 | 15 | 10 | 5 | 25 | - | 45 | 140 | 80 | 110 | 90 | - |
| двигателей, дизтоплива | К | 0,02 | 0,15 | 0,38 | 0,28 | 0,07 | 0,03 | 0,02 | 0,01 | 0,05 | - | 0,09 | 0,29 | 0,17 | 0,23 | 0,19 | - |
| Масла, мазуты | Т | 15 | - | - | - | 40 | - | 15 | 160 | 105 | 35 | 200 | 160 | - | - | 90 | 65 |
| | К | 0,03 | - | - | - | 0,08 | - | 0,03 | 0,03 | 0,22 | 0,07 | 0,42 | 0,33 | - | - | 0,19 | 0,14 |

Примечание.

В качестве условного анализа принят анализ длительностью 8 часов (480 мин.). Для сопоставления различных анализов с условным, приняты условные коэффициенты (К), которые определяются как отношение нормы времени на один анализ к норме времени на условный анализ (Т/480).

ПРИЛОЖЕНИЕ 10
(справочное)

## КОМПЛЕКТНОСТЬ ЛАБОРАТОРИЙ НЕФТЕБАЗ ПО ОСНОВНЫМ ВИДАМ ОБОРУДОВАНИЯ И ПРИБОРОВ

| Наименование оборудования и приборов | Класс нефтебаз | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 |
| Ареометры для нефти и нефтепродуктов, ГОСТ 18481-81Е | + | + | + | + |
| Термометры, ГОСТ 400-80Е, ГОСТ 9871-75, ГОСТ 13646-68 | + | + | + | + |
| Вискозиметр, ГОСТ 10028-81Е, ГОСТ 1532-81 | + | + | + | + |
| Терморегулятор ТРК | + | + | + | + |
| Аппарат для разгонки нефтепродуктов, ГОСТ 2177-82 | + | + | + | + |
| Секундомер, 3 кл., ГОСТ 5072-79 | + | + | + | + |
| Термостат, ГОСТ 3900-85, ГОСТ 33-82 | + | + | + | + |
| Прибор ПОС-77, ГОСТ 8489-85 | + | + | + | + |
| Электронагреватель с плавным регулированием мощности | + | + | + | + |
| Часы песочные | + | + | + | + |
| Весы аналитические, ГОСТ 24104-88 | + | + | + | + |
| РН-метр лабораторный с ценой деления не более 5 мВ | + | + | - | - |
| Калориметр КНС-1, ЦНТ | + | + | - | - |
| Дефлегматор, ГОСТ 25336-82 | + | + | - | - |
| Пенетрометр, ГОСТ 1440-78 | + | + | + | - |
| Дистиллятор | + | + | + | + |
| Прибор ТСРТ | + | + | - | - |
| Прибор для определения деэмульсации | + | + | + | + |
| Стеклянная мешалка, ГОСТ 17323-71 | + | + | + | + |
| Тигли, ГОСТ 19908-90, ГОСТ 9147-80Е | + | + | + | + |
| Кипятильник | + | + | - | - |
| Пробоотборник | + | + | + | + |
| Горелка газовая с регулятором | + | + | + | + |
| Баня песчаная | + | + | + | + |
| Весы технические с погрешностью 0,01 г | + | + | + | + |
| Капельница, ГОСТ 25336-82 | + | + | + | + |
| Муфель электрический, обеспечивающий поддержание температуры не ниже 800 °С с отверстиями в передней и задней стенках | + | + | + | + |
| Мешалка металлическая кольцевая | + | + | + | + |
| Плитка электрическая с закрытой спиралью | + | + | + | + |
| Баня водяная с электроподогревом | + | + | + | + |
| Смеситель для перемешивания смазок | + | + | - | - |
| Автотрансформатор лабораторный, ГОСТ 7518-83Е | + | + | + | + |
| Насос вакуумный | + | + | + | + |
| Шкаф стенной для моечного отделения | + | + | + | + |
| Стол для титрования | + | + | + | + |
| Стол для аналитических весов | + | + | + | + |
| Шкаф сушильный | + | + | + | + |
| Шкаф вытяжной химический | + | + | + | + |
| Стол химический островной ОМ-М-430/6 | + | + | + | + |
| Прибор для определения помутнения и начала кристаллизации моторных топлив, ТУ 25-05-2104-76 | + | + | - | - |
| Аппарат для разложения свинца ПРТ | + | + | - | - |
| Аппарат для определения давления насыщенных паров моторных топлив, ТУ-03-1319-68 | + | + | - | - |
| Аппарат для количественного определения содержания воды в нефтяных, пищевых и других продуктах, ГОСТ 1594-69Е | + | + | + | + |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Установка УИТ в комплекте с электронным детонометром ДП-60 | + | + | + | - |
| Колбонагреватель | + | + | + | + |
| Аппарат для определения температур вспышки и воспламенения нефтепродуктов в открытом тигле ЛТВО | + | + | + | + |
| Аппарат для определения содержания серы в нефтепродуктах | + | + | + | + |
| Аппарат для определения температуры вспышки нефтепродуктов в закрытом тигле, ТУ 33, 110207-86 | + | + | + | + |
| Колбы ГОСТ 25336-82, ГОСТ 1770-74 | + | + | - | - |
| Цилиндр измерительный, ГОСТ 1770-74 | + | + | + | + |
| Цилиндр для ареометров, ГОСТ 18481-81Е | + | + | + | + |
| Стаканы для взвешивания, титрования, ГОСТ 25336-82, ГОСТ 9147-80 | + | + | + | + |
| Воронки, воронки делительные, фильтровальные, ГОСТ 26336-82, ГОСТ 9147-80 | + | + | + | + |
| Бюретка, ГОСТ 29251-91 | + | + | - | - |
| Стол химический пристенный | + | + | + | + |
| Шкаф для хранения реактивов | + | + | + | + |
| Стол-мойка | + | + | + | + |
| Шкаф сушильный, обеспечивающий температуру от 100 до 200 °С | + | + | + | + |
| Комплектная лаборатория для отработанных масел ЛАОН-2 | + | + | + | + |
| Прибор для определения качества пенообразователя | + | + | + | + |

ПРИЛОЖЕНИЕ 11
(рекомендуемое)

## ОБЪЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ И КОНТРОЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕБАЗ

| Наименование | Класс нефтебаз | | | | | Примечание |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | |
| 1. Резервуары | | | | | | |
| 1.1. Местный контроль уровня | + | + | + | + | + | |
| 1.2. Дистанционный контроль уровня | + | + | - | - | - | |
| 1.3. Дистанционный контроль массы | + | + | - | - | - | |
| 1.4. Местный контроль температуры вязких нефтепродуктов | + | + | + | + | + | |
| 1.5. Дистанционный контроль температуры вязких нефтепродуктов | + | + | - | - | - | |
| 1.6. Автоматическое регулирование температуры в резервуарах с подогревом | + | + | - | - | - | |
| 1.7. Дистанционное управление оперативными задвижками резервуаров и технологических трубопроводов | + | + | - | - | - | |
| 1.8. Автоматическое закрытие приемных задвижек резервуаров при предельных уровнях налива | + | + | - | - | - | |
| 1.9. Автоматическое открытие задвижки на байпасной линии предохранительных клапанов узла защиты от повышения давления | + | + | + | + | + | Выполняется при приеме из нефтепродукто-проводов |
| 1.10. Автоматизация стационарной системы пожаротушения | + | + | - | - | - | Для резервуаров 5000 $м^3$ и более |
| 1.11. Сигнализация предельных (верхнего и нижнего) рабочих уровней | + | + | + | + | + | |
| 1.12. Сигнализация положения "открыто-закрыто", | + | + | - | - | - | |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| "промежуточное" дистанционно управляемых задвижек | | | | | | |
| 1.13. Местный полуавтоматический отбор проб | + | + | + | + | + | Для резервуаров 100 $м^3$ и более |
| 1.14. Сигнализация верхнего аварийного уровня | + | + | + | - | - | Для резервуаров 1000 $м^3$ и более |
| 1.15. Электрическая пожарная сигнализация | + | + | + | + | + | |
| 2. Продуктовые насосные станции | | | | | | |
| 2.1. Местный контроль давления на всасывание и нагнетание | + | + | + | + | + | |
| 2.2. Дистанционный контроль давления на нагнетании насосов | + | - | - | - | - | |
| 2.3. Местное управление электроприводными насосными агрегатами | + | + | + | + | + | |
| 2.4. Дистанционное управление вакуумными и грузовыми насосными агрегатами | + | + | + | - | - | |
| 2.5. Дистанционное управление задвижками на нагнетании насосного агрегата | + | + | + | - | - | |
| 2.6. Автоматическая защита насосных агрегатов | + | + | + | + | + | Объем защиты уточняется по ТУ заводов-изготовителей |
| 2.7. Автоматическое управление системами смазки и охлаждения насосных агрегатов | + | + | - | - | - | |
| 2.8. Автоматическое управление механизмами аварийной приточно-вытяжной вентиляции при повышении концентрации паров | + | + | + | + | + | |
| 2.9. Автоматическое отключение всех механизмов (кроме вытяжных вентиляторов) при затоплении помещения | + | + | + | - | - | |
| 2.10. Автоматическое отключение всех механизмов при пожаре | + | + | + | + | + | |
| 2.11. Централизованное отключение всех насосных агрегатов и вентиляторов с помощью аварийного кнопочного поста | + | + | + | - | - | |
| 2.12. Автоматическая блокировка работы насосных агрегатов и систем вентиляции | + | + | + | + | + | |
| 2.13. Автоматическая блокировка приточных вентиляторов, заслонок на входных воздуховодах и клапанов на трубопроводах подачи теплоносителя к калориферам | + | + | - | - | - | |
| 2.14. Защита калориферов вентиляционных систем от замораживания | + | + | + | + | + | |
| 2.15. Автоматический ввод резервных механизмов | + | - | - | - | - | |
| 2.16. Автоматическая подача раствора пенообразователя в помещения при пожаре | + | + | - | - | - | Помещения насосов площадью пола 300 $м^2$ или подачей 1200 $м^3$ /ч и более |
| 2.17. Светозвуковая сигнализация в помещении насосной при пожаре и повышенной загазованности | + | + | + | + | + | |
| 2.18. Световая сигнализация в операторной состояния вакуумных и грузовых насосных агрегатов "включен-отключен" | + | + | - | - | - | |
| 2.19. Световая сигнализация в операторной положения задвижек на всасывании и нагнетании грузовых насосных агрегатов "открыта-закрыта", "промежуточное положение" | + | + | - | - | - | |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 2.20. Светозвуковая сигнализация в операторной при аварии насосных агрегатов | + | + | - | - | - | |
| 2.21. Светозвуковая сигнализация в операторной автоматического ввода резервных механизмов вспомогательных систем | + | + | - | - | - | По каждой системе отдельно |
| 2.22. Светозвуковая сигнализация в операторной аварии вспомогательных систем | + | + | - | - | - | |
| 2.23. Светозвуковая сигнализация в операторной при затоплении помещения и переполнении резервуара-сборника | + | + | + | - | - | |
| 2.24. Аварийное отключение работающих насосов с железнодорожной эстакады или причала | + | + | + | + | + | |
| 3. Железнодорожные сливо-наливные устройства | | | | | | |
| 3.1. Дистанционное управление грузовыми насосами | + | + | + | - | - | |
| 3.2. Местное управление электроприводной запорной арматурой | + | + | + | - | - | |
| 3.3. Местный контроль давления в наливных коллекторах | + | + | + | + | + | |
| 3.4. Местный контроль температуры подогреваемых нефтепродуктов в сливных (наливных) коллекторах | + | + | + | + | + | |
| 3.5. Железнодорожные весы для взвешивания цистерн на ходу | + | + | - | - | - | |
| 3.6. То же, при статическом взвешивании | + | + | + | - | - | |
| 3.7. Определение массы нефтепродукта: | | | | | | |
| автоматические измерители плотности нефтепродуктов; | + | + | - | - | - | |
| автоматические пробоотборники; | + | + | - | - | - | |
| счетчики объема нефтепродуктов класса точности 0,25; | + | + | + | + | + | |
| вычислительные устройства для определения массы отпущенного или принятого нефтепродукта; | + | + | + | - | - | |
| аппаратура автоматизированного контроля фонда на нефтепродукты, сбора, обработки информации и формирования товарно-транспортных накладных | + | - | - | - | - | |
| 4. Причальные сливо-наливные устройства | | | | | | |
| 4.1. Местный контроль давления в сливных и наливных коллекторах | + | + | + | + | + | |
| 4.2. Местный контроль температуры подогретых нефтепродуктов в сливных и наливных коллекторах | + | + | + | + | + | |
| 4.3. Аварийное дистанционное закрытие коренных задвижек причала с помощью групповых кнопочных постов на причале | + | + | + | - | - | |
| 4.4. Дистанционное управление работой грузовых насосов с причала | + | + | - | - | - | |
| 4.5. Местное управление электроприводной запорной арматурой | + | + | + | - | - | |
| 4.6. Дистанционное управление коренными задвижками причала | + | + | + | - | - | |
| 4.7. Сигнализация положений "открыто-закрыто", "промежуточное положение" дистанционно управляемых задвижек | + | + | - | - | - | |
| 4.8. Автоматическое закрытие коренных задвижек на причале при аварии | + | + | + | - | - | |
| 4.9. Сигнализация аварийной ситуации на причале | + | + | + | - | - | |
| 4.10. Автоматизированный учет наливаемых нефтепродуктов для учетно-расчетных операций | + | + | + | - | - | |
| 4.11. Автоматизированные установки для налива нефтепродуктов в танкера | + | + | - | - | - | |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 4.12. Установки для неавтоматизированного налива нефтепродуктов в танкера | - | - | + | + | + | |
| 5. Автомобильные наливные устройства | | | | | | |
| 5.1. Устройства местного измерения количества отпущенных нефтепродуктов в объемных единицах | + | + | + | + | + | |
| 5.2. Устройства дистанционного задания количества отпускаемых нефтепродуктов в единицах объема | + | + | + | - | - | |
| 5.3. Устройства прекращения налива автоцистерн при достижении заданного уровня | + | + | + | + | + | |
| 5.4. Установки автоматизированного верхнего или нижнего налива нефтепродуктов в автоцистерны | + | + | + | + | + | |
| 5.5. Автоматические измерители плотности нефтепродуктов | + | + | - | - | - | |
| 5.6. Весы тензометрические электронные для цистерн с наливом вязких нефтепродуктов | + | + | + | + | + | |
| 5.7. Посты налива вязких нефтепродуктов | - | - | - | + | + | |
| 5.8. Посты налива легковоспламеняющихся и горючих жидкостей | - | - | - | + | + | |
| 5.9. Вычислительные устройства для определения массы отпущенных нефтепродуктов | + | + | - | - | - | |
| 5.10. Аппаратура автоматизированного контроля сбора, обработки информации и формирования товаро-транспортных накладных | + | + | - | - | - | |

Примечания:

1. Рекомендуемые объемы автоматизации должны быть уточнены при проектировании, с учетом:
промышленного производства необходимых приборов и автоматики;
выполнения требований по информационному обеспечению АСУ ТП объекта;
выполнения требований заводов-изготовителей технологического оборудования.

2. Автоматизация вспомогательных сооружений (объекты теплоснабжения, водоснабжения, канализации, пожаротушения и т.п.) должна выполняться в соответствии с действующими нормативными документами.

3. Уставки срабатывания защит и сигнализации определяются в соответствии с требованиями технологии.

ПРИЛОЖЕНИЕ 12
(рекомендуемое)

## ПЕРЕЧЕНЬ ПРОГРЕССИВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ

Устройства для верхнего налива нефтепродуктов в железнодорожные цистерны.

Устройства для нижнего слива нефтепродукта из железнодорожных цистерн.

Система без эстакадного группового слива-налива нефтепродукта из(в) железнодорожных(е) цистерн(ы).

Автоматизированная система нижнего налива в автомобильные цистерны.

Автоматизированная установка для налива нефтепродукта в наливные суда (речные, морские).

Автоматизированный технологический комплекс по расфасовке масел в мелкую тару.

Автоматизированная линия затаривания масел в бочкотару.

Механизированный комплекс по санобработке бочек.

Счетчики объемного учета количества нефтепродуктов и автоматические измерители плотности.

Автоматизированная система товаро-учетных операций в резервуарном парке.

Информационно-измерительная система измерения уровня в резервуарах .

Железнодорожные и автомобильные весоизмерительные комплексы.

Системы ограничения налива нефтепродуктов.

Комплекс оборудования системы циркуляционного автоматизированного разогрева нефтепродуктов в железнодорожных цистернах и резервуарах.

ПРИЛОЖЕНИЕ 13

**ПРИМЕРНЫЕ ШТАТЫ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПЕРСОНАЛА НЕФТЕБАЗ С УЧЕТОМ АВТОМАТИЗАЦИИ И МЕХАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ**

| № п/п | Наименование | Грузооборот, тыс.т/г | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | распределительные | | | | | перевалочно-распределительные | |
| | | 20 | 50 | 100 | 150 | 200 | 300 | 500 |
| А. ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫЕ НЕФТЕБАЗЫ | | | | | | | | |
| | Товаро-транспортный цех | | | | | | | |
| 1. | Начальник цеха | - | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 2. | Ст.оператор товарный по приему нефтепродукта V разряда | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 3. | Ст. оператор товарный по отгрузке нефтепродукта V разряда | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 4. | Оператор товарный IV разряда | - | 1 | 1 | 2 | 2 | 3 | 4 |
| 5. | Оператор товарный III разряда | 1 | 2 | 3 | 3 | 4 | 5 | 8 |
| 6. | Оператор товарный II разряда | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 3 | 4 |
| 7. | Рабочий II разряда | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| 8. | Водитель электропогрузчика | - | 1 | 1 | 2 | 2 | 2 | 3 |
| | ИТОГО: | 3 | 7 | 9 | 14 | 15 | 18 | 24 |
| | Насосные станции | | | | | | | |
| 1. | Ст.машинист V разряда | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 2. | Машинист IV разряда | 1 | 2 | 2 | 2 | 2 | 4 | 4 |
| 3. | Электрослесарь V разряда | - | - | - | - | - | 1 | 1 |
| 4. | Электрослесарь IV разряда | - | - | - | - | - | 1 | 1 |
| | ИТОГО: | 1 | 3 | 3 | 3 | 3 | 7 | 7 |
| | Лаборатория | | | | | | | |
| 1. | Зав.лабораторией | - | - | - | - | - | 1 | 1 |
| 2. | Инженер-химик | - | - | - | - | - | 1 | 1 |
| 3. | Ст.лаборант | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 4. | Ст.лаборант по экологическому мониторингу | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 5. | Лаборант | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 |
| 6. | Пробоотборщик | - | - | - | 1 | 1 | 1 | 2 |
| 7. | Моторист IV разряда | - | - | - | - | - | 1 | 1 |
| | ИТОГО: | 2 | 3 | 3 | 4 | 4 | 7 | 9 |
| | Механические мастерские | | | | | | | |
| 1. | Мастер | - | - | - | - | 1 | 1 | 1 |
| 2. | Электрослесарь IV разряда | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 3 | 3 |
| 3. | Слесарь III разряда | - | - | - | - | - | 3 | 3 |
| 4. | Токарь-фрезеровщик IV разряда | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 5. | Электрогазосварщик IV разряда | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 |
| 6. | Столяр IV разряда | - | - | - | - | - | 1 | 1 |
| 7. | Подсобный рабочий | - | - | - | - | - | 1 | 1 |
| | ИТОГО: | 2 | 3 | 3 | 3 | 4 | 12 | 12 |
| | Мастерская КИПиА | | | | | | | |
| 1. | Мастер | - | - | - | - | - | 1 | 1 |
| 2. | Электрослесарь V разряда | - | - | - | 1 | 1 | 1 | 2 |
| 3. | Электрослесарь IV разряда | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 4. | Электромонтер V разряда | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 5. | Аккумуляторщик IV разряда | - | - | - | - | - | 1 | 1 |
| 6. | Техник по КИП | - | - | - | - | - | 1 | 1 |
| 7. | Оператор по КИП V разряда | - | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 8. | Электромонтер по устройствам | - | - | - | - | 1 | 1 | 1 |

| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | автоматики IV разряда | | | | | | | |
| | ИТОГО: | - | - | 2 | 4 | 5 | 8 | 9 |
| | Котельная | | | | | | | |
| 1. | Начальник котельной | - | - | - | - | - | 1 | 1 |
| 2. | Оператор III разряда | 1 | 1 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| 3. | Оператор II разряда | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| | ИТОГО: | 4 | 4 | 6 | 6 | 6 | 7 | 7 |
| | Младший обслуживающий персонал | | | | | | | |
| 1 | Уборщица | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 2. | Прачка | - | - | - | - | 1 | 1 | 1 |
| 3. | Дворник | - | - | - | - | - | - | 1 |
| | ИТОГО: | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 3 |
| | ВСЕГО: | 13 | 21 | 27 | 35 | 39 | 61 | 72 |
| | Б. ВОДНЫЕ НЕФТЕБАЗЫ | | | | | | | |
| | Товаро-транспортный цех | | | | | | | |
| 1. | Начальник цеха | - | - | - | 1 | | | |
| 2. | Ст.оператор V разряда | - | 1 | 1 | - | | | |
| 3. | Оператор товарный IV разряда | - | 1 | 1 | 2 | | | |
| 4. | Оператор товарный III разряда | 1 | 2 | 2 | 2 | | | |
| 5. | Оператор товарный II разряда | 1 | 2 | 2 | 2 | | | |
| 6. | Рабочий II разряда | - | 1 | 1 | 1 | | | |
| 7. | Водитель электропогрузчика | - | 1 | 1 | 2 | | | |
| | ИТОГО: | 2 | 7 | 8 | 11 | | | |
| | Насосные станции | | | | | | | |
| 1. | Машинист IV разряда | - | 1 | 1 | 1 | | | |
| 2. | Машинист III разряда | 1 | 1 | 1 | 1 | | | |
| 3. | Электрослесарь IV разряда | - | 1 | 1 | 1 | | | |
| | ИТОГО: | 2 | 4 | 4 | 4 | | | |
| | Механические мастерские | | | | | | | |
| 1. | Мастер | - | - | - | 1 | | | |
| 2. | Слесарь IV разряда | 1 | 1 | 1 | 1 | | | |
| 3. | Токарь-фрезеровщик | - | - | - | 1 | | | |
| 4. | Электрогазосварщик | - | 1 | 1 | 1 | | | |
| | ИТОГО: | 1 | 2 | 2 | 4 | | | |
| | Мастерская КИП и А | | | | | | | |
| 1. | Электрослесарь IV разряда | - | - | - | 1 | | | |
| 2. | Оператор по КИП и А IV разряда | - | 1 | 1 | 1 | | | |
| | ИТОГО: | - | 1 | 1 | 2 | | | |
| | Лаборатория | | | | | | | |
| 1. | Ст. лаборант | - | 1 | 1 | 1 | | | |
| 2. | Ст. лаборант по экологическому мониторингу | 1 | 1 | 1 | 1 | | | |
| 3. | Лаборант | 1 | 1 | 1 | 1 | | | |
| 4. | Пробоотборщик | - | - | - | 1 | | | |
| | ИТОГО: | 2 | 3 | 3 | 4 | | | |
| | Котельная | | | | | | | |
| 1. | Оператор III разряда | 3 | 3 | 3 | 3 | | | |
| 2. | Оператор II разряда | - | - | - | 3 | | | |
| | ИТОГО: | 3 | 3 | 3 | 6 | | | |
| | Младший обслуживающий персонал | | | | | | | |
| 1. | Уборщица | 1 | 1 | 1 | 1 | | | |
| | ИТОГО: | 1 | 1 | 1 | 1 | | | |
| | ВСЕГО: | 11 | 21 | 22 | 32 | | | |
| | В. АВТОМОБИЛЬНЫЕ НЕФТЕБАЗЫ | | | | | | | |
| | Товарно-транспортный цех | | | | | | | |
| 1. | Ст.оператор товарный IV разряда | 1 | | | | | | |
| 2. | Оператор товарный III разряда | 1 | | | | | | |
| | ИТОГО: | 2 | | | | | | |
| | Насосная станция | | | | | | | |

| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1. | Машинист слесарь IV разряда | 1 | | | | | | |
| | ИТОГО: | 1 | | | | | | |
| | ВСЕГО: | 3 | | | | | | |

ПРИЛОЖЕНИЕ 14

**УДЕЛЬНЫЕ МЕТАЛЛОВЛОЖЕНИЯ В РЕЗЕРВУАРНУЮ ЕМКОСТЬ С НЕМЕТАЛЛИЧЕСКИМИ ПОНТОНАМИ**

кг/м$^3$

| Емкость нефтебазы | Распределительные нефтебазы | |
|---|---|---|
| | железнодорожные | водные |
| 1 тыс.м$^3$ | 43,5 | 43,5 |
| 5 - " - | 36,6 | 30,8 |
| 10 - " - | 29,4 | 27,2 |
| 15 - " - | 29,0 | 26,8 |
| 20 - " - | 27,2 | 25,8 |
| 30 - " - | 24,4 | 20,4 |
| 50 - " - | 24,1 | 19,4 |
| 80 - " - | 21,9 | 18,8 |

ПРИЛОЖЕНИЕ 15

**ПЕРЕЧЕНЬ**
**действующих нормативно-технических документов, используемых при проектировании предприятий по обеспечению нефтепродуктами (нефтебаз)**

| № раздела ВНТП 5-95 | Наименование раздела действующего документа, относящегося к этому разделу | Наименование нормативных документов, которыми следует руководствоваться при разработке проектной документации по данному разделу, с указанием № и даты утверждения нормативного документа |
|---|---|---|
| Раздел 3 "Режим работы" | Разделы 3 и 7 | ВНТП 3-90. "Нормы технологического проектирования разветвленных нефтепродуктопроводов", № 172 от 02.89 г. |
| Раздел 4 п.4.3. "Резервуарные парки" | Раздел 4 | ГОСТ 1510-84*. "Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортировка и хранение" с изменениями № 1, 2, 3 от 11.85 г., 01.87 г., 09.88 г. |
| Раздел 5 п.5.1 "Технология приема и отгрузки" | Все разделы | "Рекомендации по предотвращению электризации нефтепродуктов при наливе в вертикальные и горизонтальные резервуары, автомобильные и железнодорожные цистерны", Госкомнефтепродукт РСФСР, 12 ноября 1985 г. |
| То же | Все разделы | ГОСТ 12.1.007-76 "Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности" |
| То же | Раздел 3 | ГОСТ 1510-84*. "Нефть и нефтепродукты, маркировка, упаковка, транспортировка и хранение" с изменениями 1, 2, 3 от 11.85 г., 01.87 г., 09.88 г. |
| Раздел 5 п.5.4 "Сливо-наливные устройства для морских и речных судов" | Раздел 5 | "Нормы технологического проектирования морских портов", б.Минморфлот СССР. Утверждены 30.12.1977 г. "Нормы технологического проектирования портов и пристаней на внутренних водных путях", б.Минречфлот РСФСР 8.07.1987 г. |
| То же | То же | ГОСТ 17.1.3.05-82 "Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами" |

| | | |
|---|---|---|
| Раздел 6 п.6.1 "Технология перекачки" | То же | ГОСТ 356-80. "Арматура и детали трубопроводов. Давления условные пробные и рабочие. Ряды". |
| Раздел 6 п.6.2 "Технологические трубопроводы" | Раздел 4 | СНиП II-89-80 "Генеральные планы промышленных предприятий" № 213 от 30.12.80 г. с изменениями по БСТ 4-85, БСТ 7-86, БСТ 3-87 |
| То же | Все разделы | СН 527-80 "Инструкция по проектированию технологических стальных трубопроводов Ру до 10 МПа" с изменениями по БСТ 5-87, БСТ 4-88 № 120 от 4 августа 1980 г. |
| Раздел 6 п.6.2 "Технологические трубопроводы | Раздел 3 | СНиП 2.05.13-90 "Нефтепродуктопроводы, прокладываемые на территории городов и других населенных пунктов" № 83 от 9 октября 1990 г. |
| То же | - | ГОСТ 9.602-89 "Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии" |
| То же | - | СНиП 3.05.05-84 "Технологическое оборудование и технологические трубопроводы" |
| Раздел 6 п.6.3 "Трубопроводная арматура и ее размещение" | Раздел 4 | СН 527-80 "Инструкция по проектированию технологических стальных трубопроводов Ру до 10 МПа" с изменениями по БСТ 5-87, БСТ 4-88 № 120 от 4 августа 1980 г. |
| То же п.6.4 | - | ГОСТ 15150-69 "Машины, приборы и другие технические изделия" 29.12.1969 г. |
| Раздел 7 "Измерение количества нефтепродуктов" | Все разделы | ГОСТ 26976-86 "Нефть и нефтепродукты. Методы измерения массы" |
| Раздел 8 "Подогрев нефтепродуктов" | Разделы 6, 7, 8, 9 | СНиП 2.04.07-86 "Тепловые сети" № 75 от 30 декабря 1986 г. |
| То же | То же | СНиП 2.04.09-84 "Пожарная автоматика зданий и сооружений" |
| Раздел 8 "Подогрев нефтепродуктов" | Все разделы | "Рекомендации по комплексному электроподогреву вязких нефтепродуктов на нефтебазах", СКБ "Транснефтеавтоматика", утверждены Госкомнефтепродуктом РСФСР 26.11.84 г. |
| Раздел 9 "Отработанные нефтепродукты (масла)" | - | ГОСТ 21046-86 "Нефтепродукты отработанные. Общие технические условия" |
| То же | - | "Временное положение по организации сбора и рационального использования отработанных нефтепродуктов", Госснаб СССР, 17 марта 1988 г. |
| То же | - | "Санитарные правила о порядке накопления, транспортировки, обезвреживания и захоронения токсичных промышленных отходов", Минздрав СССР № 3183-84 от 29 декабря 1989 г. |
| Раздел 10 "Мероприятия по охране окружающей среды" | - | "Методика расчета мощности выброса углеводородов в атмосферу нефтебаз из группы резервуаров типа РВС". Утверждена 14.02.91 г. концерном "Роснефтепродукт" |
| То же | - | ОНД-86 "Методика расчета концентрации в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий". Госкомгидромет, Ленинград, 1987 г. |
| Раздел 10 "Мероприятия по охране окружающей среды" | - | "Методика по определению выбросов вредных веществ в атмосферу на предприятиях Госкомнефтепродукта РСФСР". Утверждена 28 декабря 1988 г. |

| | | |
|---|---|---|
| То же | - | "Инструкция по выбору оптимальных средств борьбы с потерями нефтепродукта в резервуарах", Госкомнефтепродукт РСФСР, 13.01.88 г. |
| То же | - | "Укрупненные нормы водопотребления и водоотведения на нефтебазах, перекачивающих станциях, наливных пунктах и АЗС в системе Госкомнефтепродукта СССР", ЦНИЛ Астрахань, утверждены 30.12.85 г. |
| То же | - | "Методика нормирования выбросов вредных веществ в атмосферу на предприятиях Госкомнефтепродукта РСФСР", утверждена 28.12.1988 г. |
| То же | - | "Руководство по экологической экспертизе предпроектной и проектной документации". Утверждено 10.12.1993 г. Главным управлением государственной экологической экспертизы Минприроды РФ |
| Раздел 10 "Мероприятия по охране окружающей среды" | - | "Инструкция по рекультивации земель, загрязненных нефтью" - РД 39-0147103-356-86, МНП СССР, 1987 г. |
| То же | - | "Методика расчета предельно допустимых сбросов (ПДС) веществ в водные объекты со сточными водами". 1990 г., ВНИИВО Госкомприроды СССР, Харьков |
| То же | - | "Правила технической эксплуатации нефтебаз", утверждены 28.12.1984 г. Госкомнефтепродуктом СССР |
| Раздел 12 "Связь и сигнализация" | - | ВСН 12-87 "Причальные комплексы для перегрузки нефти и нефтепродуктов. Противопожарная защита", ММФ СССР, 29.05.87 г. |
| То же | - | ВСН 25-09.68-85 "Правила производства и приемки работ установки охранной, пожарной и охранно-пожарной сигнализации", Минприбор СССР, № 25.09.68 от 2.09.85 г. |
| Раздел 13 "Электрохимическая защита" | - | ГОСТ 9.602-89 "Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии" |
| То же | - | "Инструкция по защите городских подземных трубопроводов от электрохимической коррозии", Минжилкомхоз РСФСР, № 822 от 21.12.79 г. |
| Раздел 13 "Электрохимическая защита" | - | ГОСТ 16149-70. "Защита подземных сооружений от коррозии блуждающими токами поляризованными протекторами. Технические требования" |
| То же | - | ГОСТ 25660-83 "Фланцы изолирующие для подводных трубопроводов на Ру = 10 МПа. Конструкция и размеры" |
| То же | - | ГОСТ 10434-82. "Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования" |
| Раздел 14 Лаборатории | - | "Временная инструкция по контролю качества нефтепродуктов в системе Госкомнефтепродукта СССР", утверждена 28.09.1984 г. |
| Раздел 15 "Требования к системам канализации" | Раздел 4 и 6 | СНиП 2.04.03-85. "Канализация. Наружные сети и сооружения".<br>СНиП 2.04.02-84. "Водоснабжение. Наружные сети и сооружения" |
| Раздел 16 Теплоснабжение, отопление, вентиляция | - | СНиП 2.04.05-91. "Отопление, вентиляция и кондиционирование" 28.11.1991 г. |
| Все разделы (Противопожарные требования) | - | ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. "Пожарная безопасность. Общие требования".<br>СНиП 2.11.03-93 "Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы" |
| Все разделы | - | ОНТП 24-86 "Общесоюзные нормы технологического |

| | | |
|---|---|---|
| (Противопожарные требования) | | проектирования. Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности". Утверждены 27.02.86 г. |
| То же | - | РД БТ 39-0147171-003-88. "Требования к установке датчиков стационарных газоанализаторов в производственных помещениях и на наружных установках, площадках предприятий нефтяной и газовой промышленности", № 07-1-40/27 от 15.01.88 г. |
| То же | - | ВНТП 3-90 "Нормы технологического проектирования разветвленных нефтепродуктопроводов", № 172 от 2.11.89 г. |
| То же | - | ВНТП 4-89* "Нормы технологического проектирования. Определение категорий помещений и зданий объектов нефтепродуктоснабжения по взрывопожарной и пожарной опасности", № 82 от 24.06.1990 г. с изменением № 74 от 27.09.1993 г. |
| То же | - | ВУП СНЭ-87. "Ведомственные указания по проектированию железнодорожных сливо-наливных эстакад легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и сжиженных углеводородных газов", № 685 от 17.07.86 г. |
| Все разделы (Противопожарные требования) | - | ВСН 12-87. "Причальные комплексы для перегрузки нефти и нефтепродуктов. Противопожарная защита. Нормы проектирования". Морфлот СССР, 29.05.87 г. |
| То же | - | СНиП 2.04.09-84 "Пожарная автоматика зданий и сооружений", № 229 от 29.12.1984 г. |
| То же | - | "Правила пожарной безопасности в Российской Федерации", ППБ-01-93 МВД России, № 356 от 14.12.1993 г. |
| То же | - | "Правила устройства электроустановок", 1985 г. (шестое издание) |
| То же | - | "Правила пожарной безопасности при эксплуатации предприятий нефтепродуктообеспечения". ВППБ-01-01, НК "Роснефть", 1995 г. |