

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Воронежский государственный технический университет»

**ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ОБЪЕКТОВ
С НАЛИЧИЕМ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ
И ИХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ**

Учебное пособие

Воронеж 2022

УДК 614.842.47:624.012.4(075.8)

ББК 68.9:30.606я7

П461

Рецензенты:

*кафедра специальной подготовки Воронежского института
повышения квалификации сотрудников ГПС МЧС России
(канд. техн. наук, доц., подполковник внутренней службы, С. О. Потапова);
А. В. Бондарев, директор автономной некоммерческой организации
«Противопожарная защита» (Воронеж)*

Авторский коллектив:

*П. С. Куприенко, И. А. Иванова, А. П. Паршина,
Д. В. Каргашилов, Е. А. Сушко*

**Пожарная безопасность объектов с наличием нефти
и нефтепродуктов и их технологических процессов:** учебное
П461 пособие / П. С. Куприенко [и др.]; ФГБОУ ВО «Воронежский
государственный технический университет». – Воронеж: Изд-во
ВГТУ, 2022. – 68 с.

ISBN 978-5-7731-1014-9

Пособие содержит теоретические основы обеспечения пожарной безопасности на объектах добычи и переработки нефти, с целью применения на практике требований пожарной безопасности к данным объектам разработана практическая часть, которая содержит в себе задания, выполнение которых осуществляется с использованием положений данного пособия, а также нормативных документов, регламентирующих эту сферу деятельности.

Предназначено для студентов специальности 20.05.01 «Пожарная безопасность», направления подготовки 20.03.01 «Техносферная безопасность» (профиль «Пожарная безопасность в строительстве») и направления подготовки 20.04.01 «Техносферная безопасность» (программа магистерской подготовки «Пожарная безопасность»), очной и заочной форм обучения.

Ил. 50. Табл. 15. Библиогр.: 15 назв.

УДК 614.842.47:624.012.4(075.8)

ББК 68.9:30.606я7

*Печатается по решению редакционно-издательского совета
Воронежского государственного технического университета*

ISBN 978-5-7731-1014-9

© ФГБОУ ВО «Воронежский государственный
технический университет», 2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	4
1. Характеристики и свойства нефти и её пожарная опасность.....	5
2. Добыча нефти.....	12
2.1. Способы добычи нефти и их пожарная опасность.....	12
2.2. Характеристики различных способов добычи нефти.....	15
3. Процесс переработки нефти.....	19
3.1. Стадии переработки нефти.....	19
3.2. Подготовка нефти к первичной переработке.....	21
3.3. Первичная перегонка нефти.....	22
3.4. Вторичная переработка нефти.....	22
3.5. Очистка нефтепродуктов.....	23
4. Пожарная опасность переработки нефти.....	23
4.1. Условия возникновения пожарной опасности на предприятиях по добыче и переработке нефти.....	23
4.2. Обеспечение пожарной безопасности при добыче нефти.....	24
4.3. Обеспечение пожарной безопасности при переработке нефти.....	25
5. Хранение нефти и нефтепродуктов.....	26
5.1. Способы и виды хранения нефти и нефтепродуктов.....	26
5.2. Особенности пожарной опасности при хранении нефти и нефтепродуктов в резервуарных парках.....	38
5.2.1 Требования к резервуарным паркам [12].....	42
5.2.2 Требования к аварийным резервуарам.....	45
5.3. Особенности пожарной опасности при хранении нефти и нефтепродуктов в таре[12].....	46
5.4. Требования пожарной безопасности к проектированию расходных складов.....	48
5.5 Пожарная безопасность при эксплуатации эстакад и насосных станций СНН.....	50
5.5.1. Требования пожарной безопасности к продуктовым насосным станциям.....	50
5.5.2. Требования пожарной безопасности к железнодорожным сливноналивным эстакадам.....	50
5.6. Требования к генеральным планам.....	52
6. Практическая часть.....	53
6.1. Примеры решения задач.....	53
6.2. Задания для самостоятельной работы.....	58
Вопросы для самопроверки.....	64
Заключение.....	65
Библиографический список.....	66

ВВЕДЕНИЕ

Нефть – это ценный ресурс, без которого невозможно представить современную жизнь. С продуктами переработки нефти и нефтепродуктов мы сталкиваемся ежедневно. Одним из самых распространенных продуктов переработки нефти является моторное топливо. При эксплуатации личного автомобиля используется не только топливо, полученное при переработке нефти, но и дорожное покрытие, которое тоже производится из нефти. Также из нефтепродуктов получают резиновые изделия, растворители, лакокрасочные покрытия и так далее.

При этом нефть и продукты ее переработки обладают взрывопожароопасными свойствами, что делает процессы ее добычи, транспорта и переработки особенно опасными в отношении последствий пожаров и взрывов на производстве. При изучении проблемы обеспечения пожарной безопасности технологических процессов особенного внимания требуют процессы, связанные с обращением нефти и нефтепродуктов.

Данное пособие содержит в себе теоретические основы обеспечения пожарной безопасности на объектах добычи и переработки нефти. С целью применения на практике требований пожарной безопасности к данным объектам разработана практическая часть, которая содержит в себе задания, выполнение которых осуществляется с использованием положений данного пособия, а также нормативных документов, регламентирующих эту сферу деятельности.

С целью повышения эффективности восприятия текста в пособии используется разработанный авторами наглядный материал в виде таблиц, рисунков, блок-схем. Рисунки, представленные в пособии, частично выполнены авторами.

1. ХАРАКТЕРИСТИКИ И СВОЙСТВА НЕФТИ И ЕЁ ПОЖАРНАЯ ОПАСНОСТЬ

Нефть представляет собой маслянистое вещество в жидком состоянии, темно-коричневого цвета, обладающее характерным запахом. Данное вещество имеет органическое происхождение, поэтому состоит преимущественно из соединений углерода и водорода.

Содержание углерода в нефти лежит в пределах от 82 до 87 процентов в зависимости от ее происхождения. Водорода в соединениях намного меньше, его количество составляет от 11 до 14 процентов вещества.

Вещества, входящие в состав нефти, называют углеводородами, что обусловлено их химическим составом.

Нефть обладает способностью к горению, а ее пары в смеси с воздухом способны взрываться. При этом в зависимости от значения температуры вспышки нефть может относиться к горючим или легковоспламеняющимся жидкостям.

Состав нефти указан в таблице.

Таблица

Состав нефти [1]

Компонент	Содержание, %
Кислород	1-2
Азот	0,2
Сера	0,6
Твердый парафин	2-3
Водород	11-14
Углерод	82-87
Асфальто-смолистые вещества	в виде следов
Другое	

При нагревании нефть способна прогреваться в глубину. При этом на определенном уровне образуется слой жидкости, температура которого однородна в любой точке. Данный слой жидкости называется гомотермическим.

Основные свойства представлены на рис. 1.1.

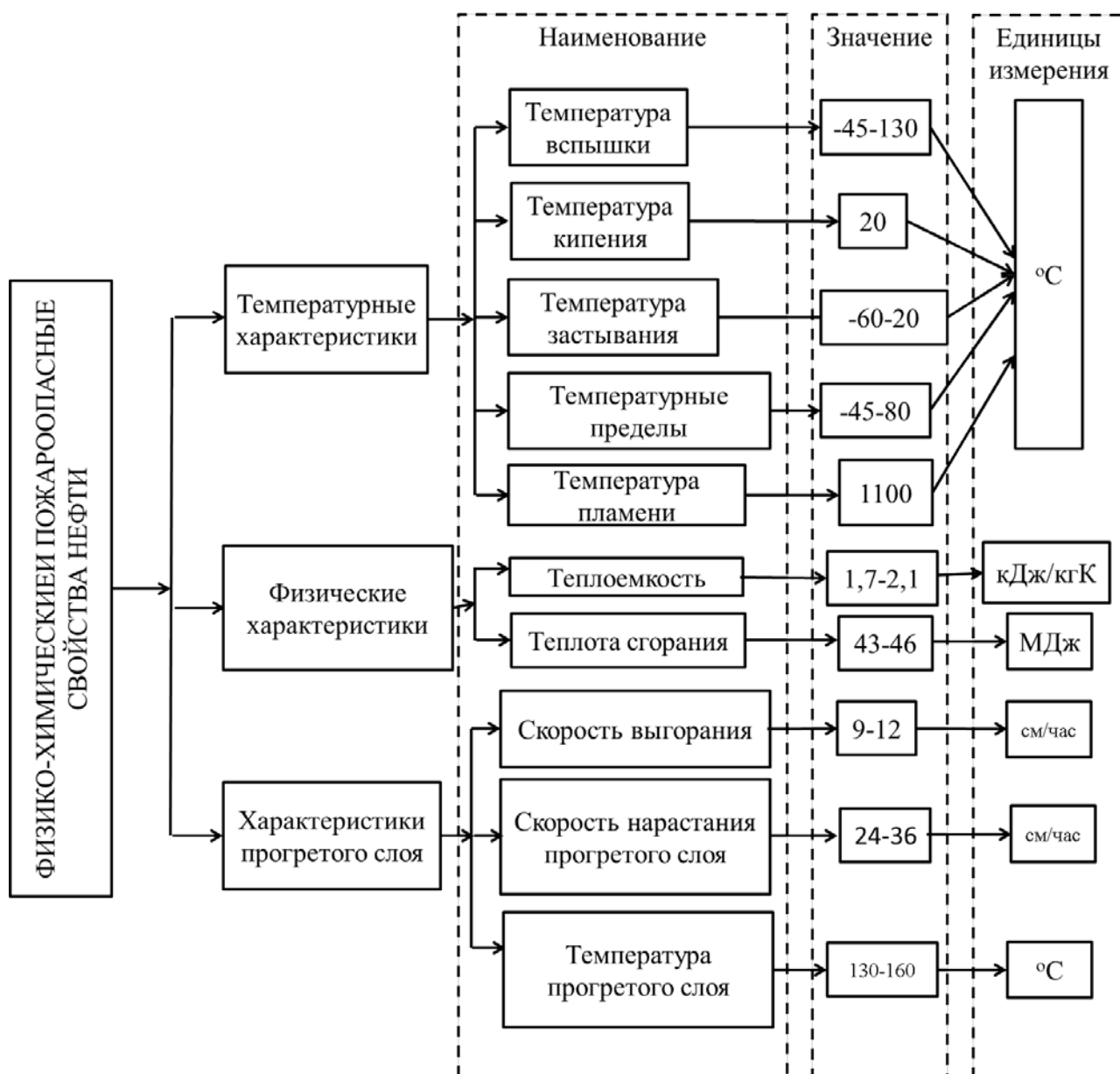


Рис. 1.1. Свойства нефти [1, 7]

Наименование нефти определяется в зависимости от ее состава. Как сказано выше, нефть состоит из углеводородов. При этом углеводороды подразделяются на следующие группы:

- метановые (парафиновые) – группа углеводородов, для которых характерно распределение атомов углерода и водорода в соотношении C_nH_{2n+2} ;
- нафтеновые – группа углеводородов, для которых характерно распределение атомов в соотношении C_nH_{2n} ;
- ароматические – группа углеводородов, для которых характерна формула C_nH_{2n-6} .

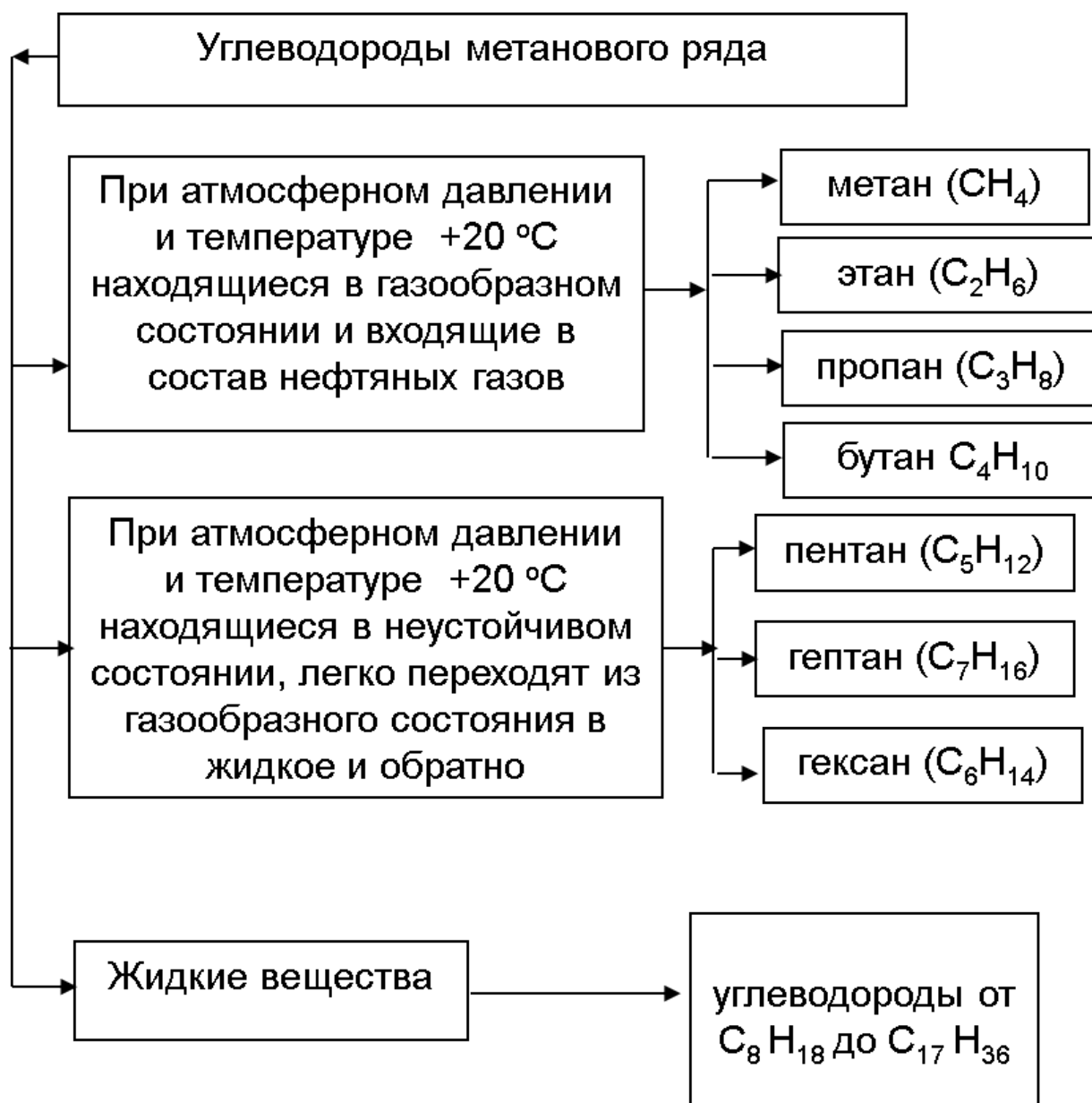


Рис. 1.2. Перечень углеводородов, входящих в состав нефти

Также в составе нефти могут быть и твердые вещества, для которых характерно $n \geq 18$. Такие вещества разделяются на две группы:

- парафины – характеризуются $35 \geq n \geq 18$;
- церезины – характеризуются $55 \geq n \geq 36$.

От состава зависит не только наименование нефти, но и ее физические свойства и качество. При этом различают две группы:

- тяжелые нефти – в составе преимущественно количество сложных углеводородов;
- легкие нефти – в составе преимущественно содержание углеводородов метановой группы.

При этом данные группы характеризуются различной степенью пожароопасности. Таким образом, легкие нефти обладают большей степенью пожароопасности в результате содержания в составе значительного количества фракций, обладающих свойством легковоспламеняемости.

Тяжелые нефти, соответственно, менее пожароопасны.

Все нефти в той или иной степени содержат в себе серу. При этом количество серы в нефти, как правило, зависит от места нахождения ее месторождения. При этом сера оказывает значительное влияние на свойства и качество не только добываемого сырья, но и на продукты его переработки.

Смолистые нефти, содержащие в себе твердые парафины, обладают высокой вязкостью и малоподвижностью. Такие нефти сложны в добыче, транспортировке и переработке (рис. 1.3). Это обусловлено влиянием высокого содержания твердых и смолистых веществ на пожароопасность технологических процессов. Парафины обладают способностью к отложению на поверхностях аппаратов и трубопроводов, что приводит к уменьшению поперечного сечения и изменению параметров технологического процесса. В результате изменения таких параметров, как давление и температура может произойти повреждение стенок оборудования и трубопроводов. При нарушении целостности высока вероятность выхода углеводородсодержащего вещества за пределы трубопроводов и оборудования, в результате чего может возникнуть пожар и даже взрыв [1].



Рис. 1.3. Виды и классы нефти в зависимости от содержания серы и парафина

Для определения типов нефти в зависимости от содержания светлых бензиновых, керосиновых и масляных фракций применяют метод разгонки ее в лабораторных условиях. Принципиальная схема разгонки представлена на рис. 1.4. Сущность метода заключается в разделении фракций, имеющих различные температуры кипения при атмосферном давлении. Например, пентан кипит при 36 °С, гексан при 69 °С. При этом чем «тяжелее» углеводород, тем выше его температура кипения.

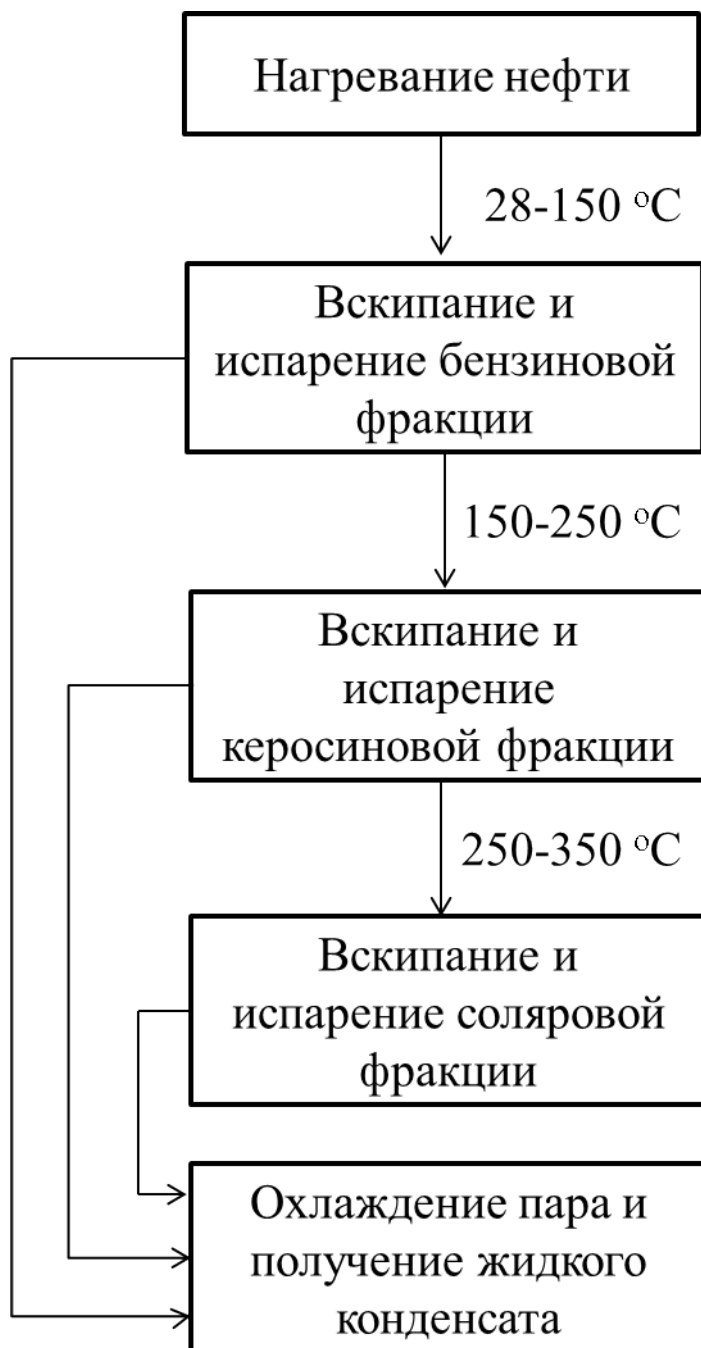


Рис. 1.4. Принципиальная схема разгонки нефти с целью выделения фракций

В соответствии с содержанием в нефти вышеуказанных фракций ее классифицируют на типы, отличающиеся процентным содержанием фракций, которые вскипают и испаряются при температурах, не превышающих 350 °С (рис. 1.5).



Рис. 1.5. Типы нефти в зависимости от потенциального содержания фракций, выкипающих при температуре до +350 °С

Данные типы также различаются по степени пожарной опасности. Тип T_1 характеризуется наибольшим количеством легких фракций в составе, следовательно, и наивысшей пожарной опасности. Это обусловлено способностью легких фракций к испарению при достаточно невысоких температурах. Пары легких фракций в смеси с кислородом воздуха могут образовывать взрывопожароопасные смеси, которые при появлении источника зажигания приведут к аварийной ситуации.

После определения содержания легких фракций осуществляется оценка содержания смолистых веществ в мазуте, который перегоняется при температурах выше 360 °С. Данный производственный процесс невозможно осуществить при атмосферном давлении, так как при этом происходит превращение исходных веществ с изменением их состава. Поэтому используется метод вакуумной перегонки.

Данный метод позволяет добиться кипения веществ при меньшей температуре, в результате чего происходит разделение фракций, а не изменение их состава.

В результате разделения мазута на смолистые фракции осуществляется классификация нефти по данному признаку. Классификация нефти представлена на рис. 1.6.

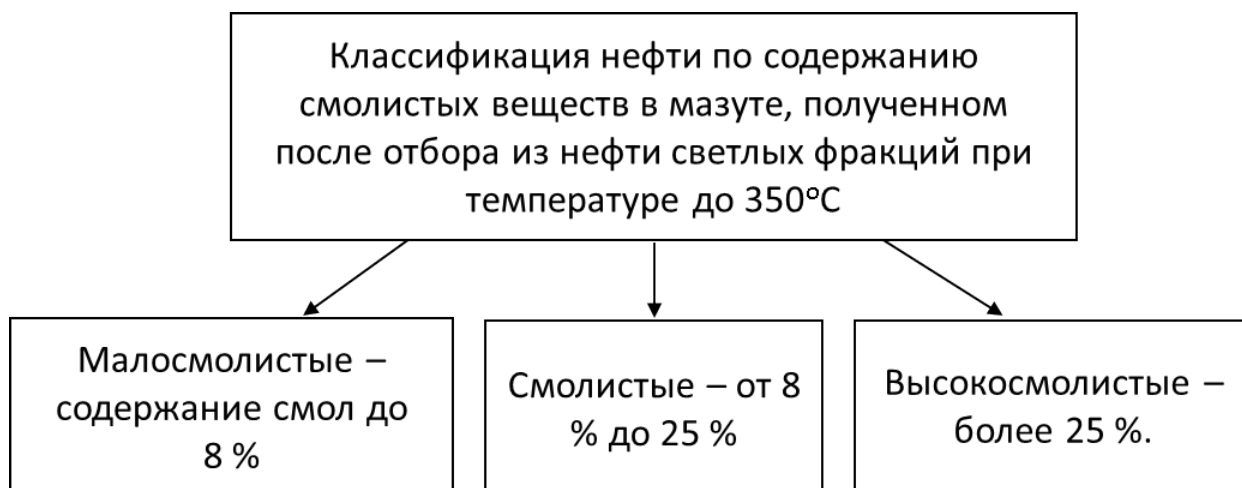


Рис. 1.6. Классификация нефти по содержанию смолистых веществ в мазуте

В зависимости от значения плотности нефти определяются ее качественные характеристики. В целом плотность нефти лежит в пределах от 0,73 до 1,04 г/см³. При этом 0,73 г/см³ соответствует газовому конденсату.

Таким образом, чем ниже значение плотности, тем больше количество легких фракций в добытой нефти. Если плотность нефти лежит в пределах до 0,88 г/см³, то в ее составе преобладают легкие пожароопасные фракции. Если значение плотности превышает 0,88 г/см³, то в нефти преимущественно содержатся более тяжелые фракции, обладающие меньшей степенью пожароопасности.

Для определения значения плотности применяют специальные приборы, а именно:

- ареометры;
- весы Вестфалья;
- пикнометры;
- плотномеры.

Специалисты, как правило, используют значение относительной плотности нефти. Данное значение определяется как отношение массы нефти к массе того же объема воды при температуре, соответствующей наибольшему значению плотности (4°C).

Так как данное значение относительно плотности не применительно к стандартным условиям, которые характеризуются температурой, равной 20 °C, используют формулу, которая вводит поправку на значение температуры [9]:

$$\rho_{20} = \rho_t + \alpha(t - 20),$$

где ρ_{20} – искомая плотность при 20 °C;

ρ_t – плотность при температуре t ;

α – коэффициент объемного расширения нефти (табличные данные), которая колеблется от 0,0008 до 0,0006 кг/(К·м³).

Очень важной характеристикой нефти при определении показателей пожарной опасности является испаряемость, то есть способность жидкостей переходить из исходной фазы в паровую. При этом данный процесс должен осуществляться при любом значении температуры и на открытом воздухе. Степень испаряемости легких фракций зависит от температуры. Именно в результате данного процесса над поверхностью нефти образуются взрывоопасные концентрации (ВОК).

2. ДОБЫЧА НЕФТИ

2.1. Способы добычи нефти и их пожарная опасность

Процесс добычи нефти представляет собой технологический процесс, включающий в себя мероприятия, направленные на разведку, разработку скважин, оценку качества и транспорт сырой нефти. На стадии разведки и разработки скважин применяют метод вертикального бурения. Для этого используются буровые установки.

На сегодняшний день добыча осуществляется из недр земли на ее поверхности или на морских платформах.

Существует несколько способов бурения скважин, выбор одного из них осуществляется в зависимости от следующих параметров (рис. 2.1):

- условия бурения;
- технико-экономические;
- проектные параметры скважины [1].

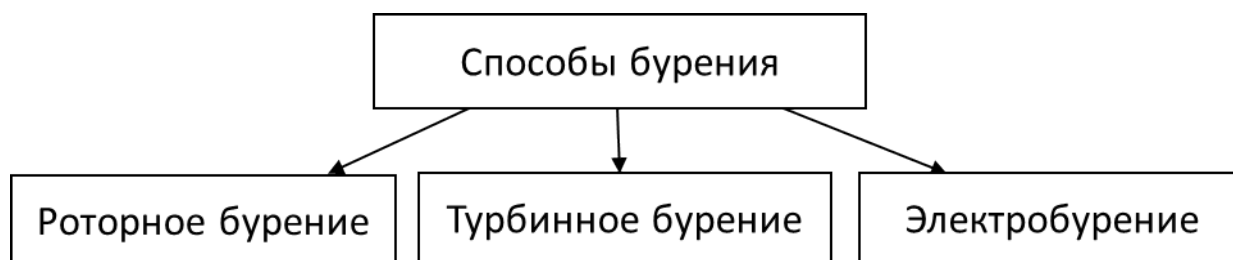


Рис. 2.1. Классификация способов бурения [1]

При всех способах бурения используется следующее оборудование:

- двигатель;
- долото;
- бурильная колонна.

При этом различия между роторным бурением и другими способами заключается в том, что двигателем приводится в движение бурильная колонна, а при турбинном и электробурении движется только долото, колонна остается неподвижной.

Роторное бурение предусматривает вращение бурильной колонны совместно с долотом.

В случае применения турбинного или электробурения в качестве двигателя используются турбобур или электробур. Турбобур – это гидравлическая турбина, которая приводится в действие за счет энергии, полученной при движении промывочного раствора. Электробур представляет собой погружной электродвигатель, который приводится в действие электрической энергией, получаемой от кабеля внутри бурильной колонны, который передает электроэнергию с поверхности земли.

В результате разработки месторождения может быть получена одна или несколько скважин. При этом скопление нескольких скважин на месте месторождения нефти называется кустом. При разработке куста скважин бурение осуществляется последовательно от одной скважины к другой [1, 9].

Применяются четыре вида конструктивного исполнения колонн. Определение оптимального вида осуществляется в зависимости от целей, условий бурения и эксплуатации, требуемой проектом глубины и прогнозируемых осложнений (рис. 2.2).

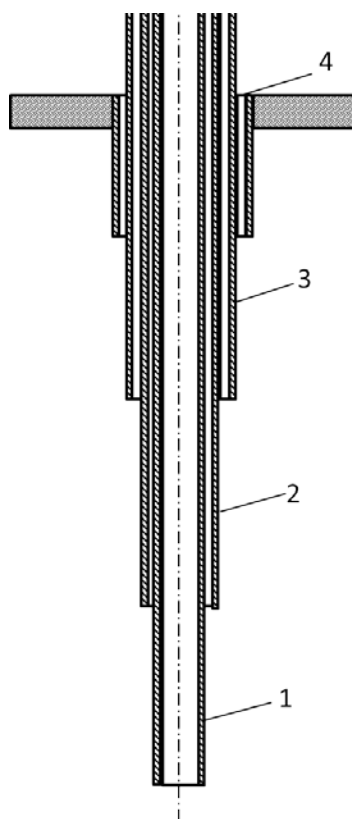


Рис. 2.2. Конструкция скважины

Первый вид - это обсадная труба 4, называемая направлением, которая находится под поверхностью земли и имеет меньшую длину, чем все остальные, но при этом большего диаметра. Данная колонна выполняет функцию защиты устья скважины от разрушения и направления циркулирующей жидкости в желоба.

Второй вид – это кондуктор 3, который обычно имеет длину от 40 до 60 м, но при необходимости может использоваться и 500 метровая. Основные функции кондуктора:

- крепление верхних неустойчивых пород;
- изоляция водоносных горизонтов от загрязнения;
- установка на устье колонной головки и фонтанной арматуры, которые являются противовыбросовым оборудованием.

Третий вид – это промежуточная колонна 2, которая необходима для обеспечения безопасности бурения. То есть, ее основные функции:

- изоляция друг от друга вышележащих и нижележащих горизонтов;
- предупреждение осложнений и аварий при бурении следующих интервалов.

Четвертый вид – эксплуатационная колонна 4, которая имеет самую большую длину. Она выполняет функцию извлечения нефти и газа и закачивания в пласты агентов.

При бурении существует необходимость удаления вырубленной породы. Для обеспечения ее удаления применяют следующие способы:

- промывка;
- продувка.

При этом для промывки используются вода или промывочный раствор. Независимо от выбранного вещества, жидкость должна циркулировать непрерывно. В качестве промывочного раствора могут использоваться:

- глинистый раствор;
- глинисто-известковый раствор;
- эмульсионный и т.д.

Основными свойствами, влияющими на применение раствора, являются плотность и вязкость. Недостаточная плотность раствора может привести к аварийной ситуации, которая характеризуется выбросом и фонтанированием скважины с последующим горением нефти и попутного газа.

Продувка заключается в удалении породы с помощью воздуха или природного газа [1].

Эксплуатация скважин осуществляется одним из трех способов, представленных на рис. 2.3.

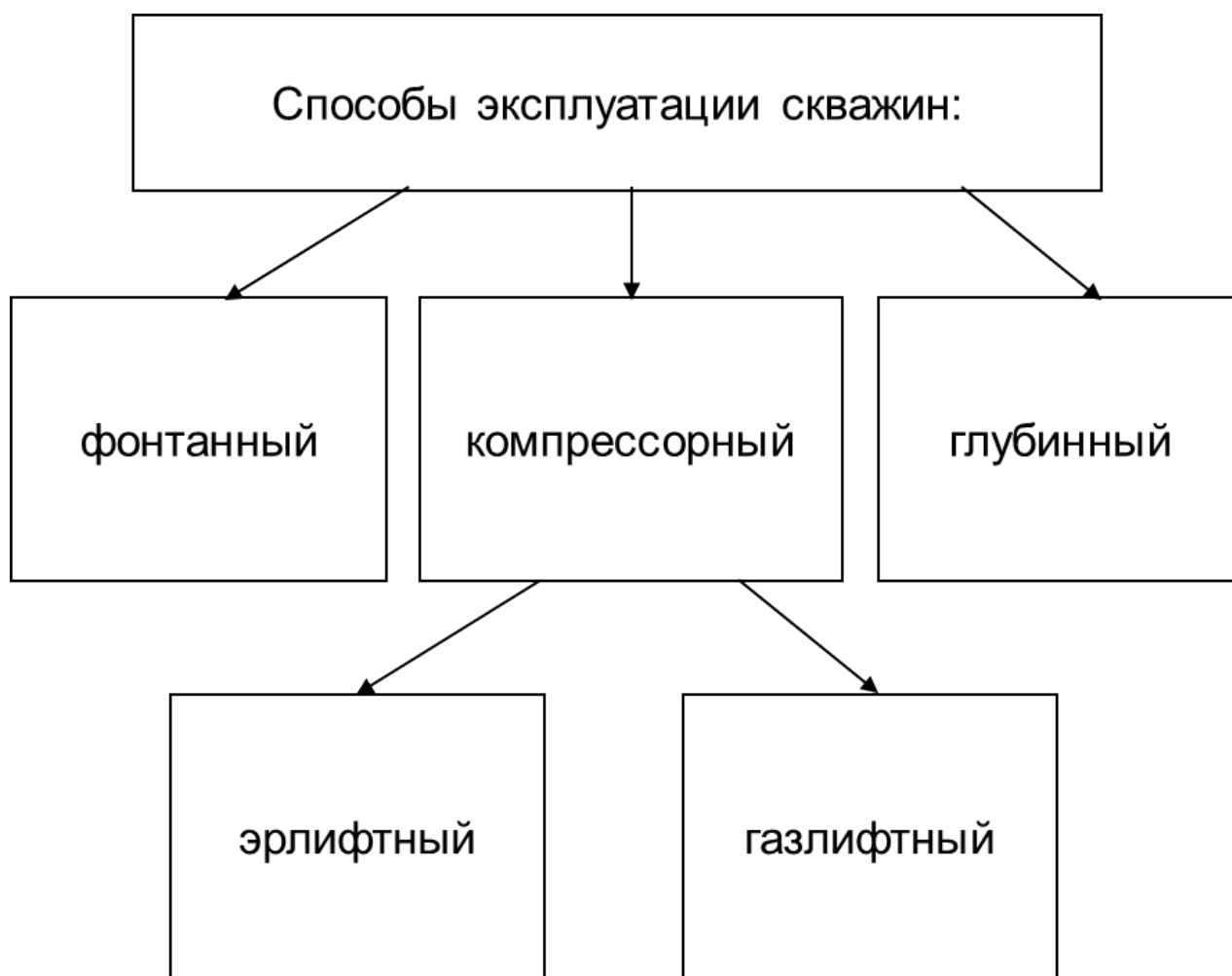


Рис. 2.3. Способы эксплуатации скважин

2.2. Характеристики различных способов добычи нефти

Добыча нефти фонтанным способом возможна в случае, если достаточно природной энергии пласта для подъема нефти к устью скважины. Природная энергия пласта характеризуется высоким значением пластового давления (от 40 до 250 атмосфер и более), при котором обеспечивается вытеснение нефти на поверхность.

Данный способ обладает наибольшей пожарной опасностью в результате высокой вероятности возникновения неконтролируемого фонтанирования скважины. Для исключения возможности аварийной ситуации устье скважины оборудуют фонтанной арматурой. Данная арматура представляет собой комплекс механизмов и устройств, обеспечивающих герметизацию процесса добычи. Схема узлов и деталей фонтанной арматуры показана на рис. 2.4.

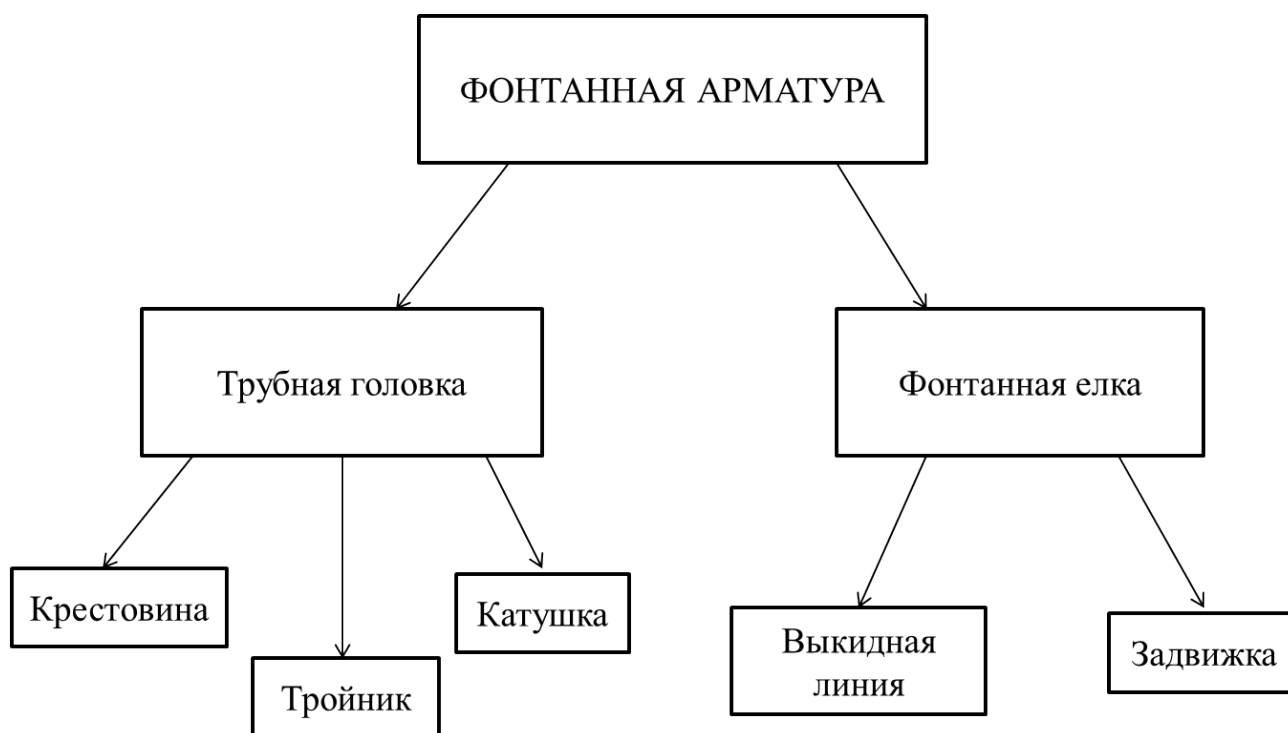


Рис. 2.4. Схема узлов и деталей фонтанной арматуры

При этом должно обеспечиваться рабочее давление арматуры равно максимальному-возможному давлению на устье скважины. Для реализации данного требования в ходе эксплуатации предварительно производится опрессовывание арматуры при выполнении следующего условия:

$$p_{г.и} \geq 1,5p_p,$$

где $p_{г.и}$ и p_p - давление гидравлического испытания и рабочее давление соответственно.

Так как высокопарафинистые нефти могут приводить к аварийным ситуациям, связанным с разгерметизацией трубопроводов и оборудования, ввиду способности их к образованию отложений на поверхностях, следует исключить запарафирование ствола и выкидных линий. Обеспечивается это двумя способами:

- обработка внутренней поверхности труб эмалями, смолами или лаками;
- периодическое удаление отложений.

На рис. 2.5 показаны основные способы удаления отложений.

При этом необходимо обеспечивать требуемое расстояние (25 м) от паровой установки до устья скважины при применении термического или теплового способа.

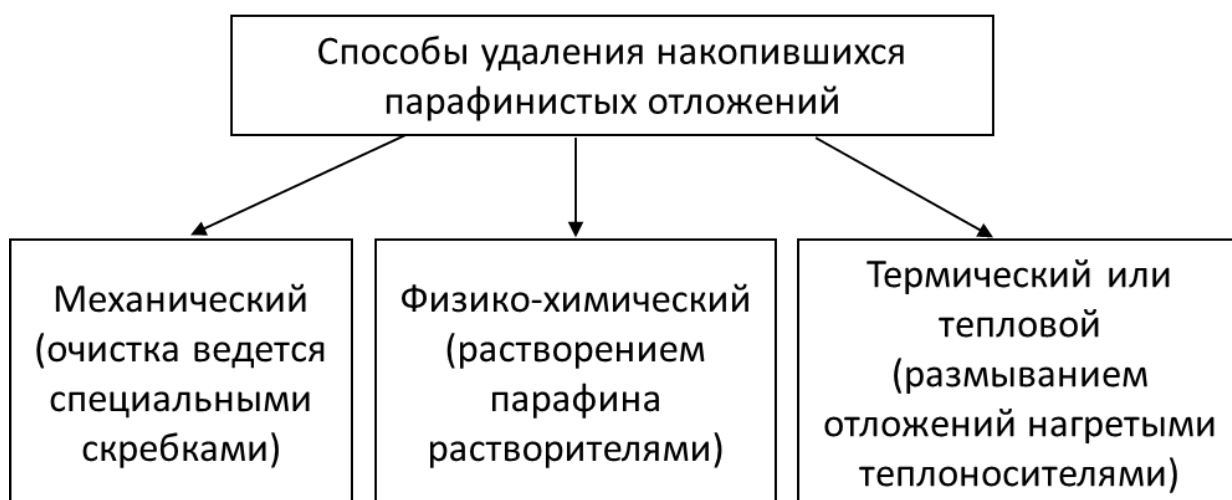


Рис. 2.5. Способы удаления накопившихся парафинистых отложений

В тех случаях, когда природной энергии пласта недостаточно для обеспечения вытеснения нефти на поверхность, применяют установки для искусственной подачи. Такой метод добычи называется компрессорным. Это название метод получил благодаря использованию сжатого газа, подготовка которого осуществляется компрессорной станцией.

Сущность метода заключается в закачивании к забою скважины сжатого газа, который в силу меньшей плотности, смешиваясь с жидкостью, выталкивает ее на поверхность. При этом интенсивность добычи напрямую зависит от плотности смеси газа с жидкостью, которая снижается в результате увеличения объемов подачи газа.

При этом могут применяться следующие газы:

- сжатый воздух;
- попутный нефтяной газ.

Эти типы газов используются в связи с их доступностью.

Таким образом, при использовании воздуха способ добычи называется эрлифтным. Если используется природный газ, то метод называется газлифтный.

Для доставки газа к забою скважины в нее опускают насосно-компрессорные трубы. В зависимости от количества рядов труб различают системы однорядного подъемника (рис. 2.6) и двухрядного подъемника.

Наиболее широкое распространение получил метод добычи скважин с использованием глубинных насосов. Это обусловлено тем, что не требуется высокой пластовой природной энергии и больших удельных расходов газа (рис. 2.7).

Сущность метода заключается в использовании погружных глубинных насосов для подачи нефти к устью скважины. В зависимости от условий добычи и принципа работы насосной установки различают установки, показанные на рис. 2.8.

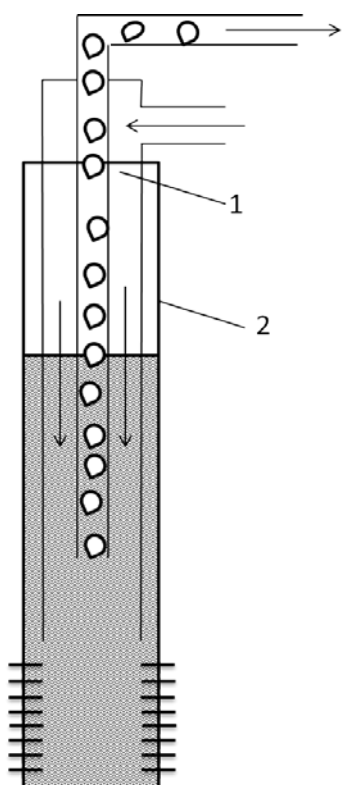


Рис. 2.6. Схема однорядного подъемника:
1 – насосно-компрессорные трубы;
2 – обсадные трубы

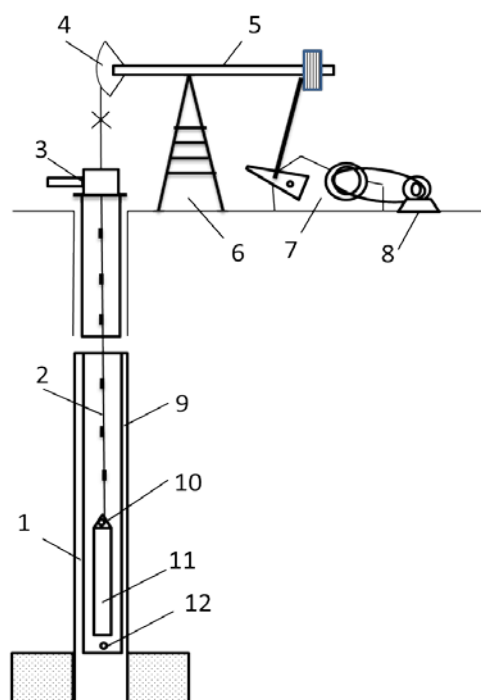


Рис. 2.7. Схема глубинно-насосной установки:
1 – цилиндр; 2 – колонна насосных штанг; 3 – тройник; 4 – головка;
5 – баланс; 6 – опора станка-качалки;
7 – редуктор; 8 – электродвигатель;
9 – колонна насосно-погружная

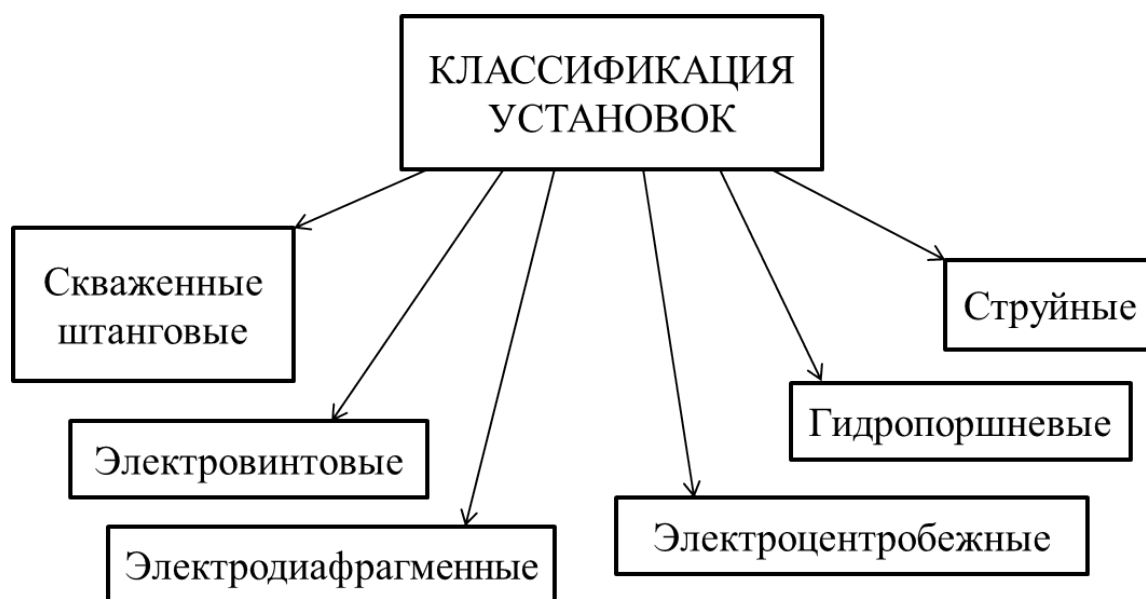


Рис. 2.8. Классификация насосных установок

3. ПРОЦЕСС ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ

3.1. Стадии переработки нефти

Переработка нефти – это очень сложный технологический процесс, направленный на получение из нефти различных видов топлива и сырья, из которого получают масла, спирты, растворители, синтетический каучук, лакокрасочные покрытия и т. д.

Первой стадией после добычи является перемещение сырья на производственные объекты, осуществляющие его переработку. Далее на перерабатывающем заводе нефть проходит несколько технологических этапов. В результате ее переработки могут быть получены как промежуточные продукты, так и полностью готовые к использованию (рис. 3.1).

Технологический процесс переработки нефти представляет собой сложный комплекс операций, в результате которых сырье преобразуется в готовые нефтепродукты (рис. 3.2) [14].

Первичные процессы предполагают подготовку нефти к первичной переработке и саму первичную переработку. При этом химические свойства нефти не претерпевают изменений. Подготовка нефти заключается в очистке от нефтяного газа, воды и механических примесей. Далее осуществляется физическое разделение нефти на фракции: легкую и тяжелую бензиновые, керосиновую, дизельную и остаток.

Вторичная переработка осуществляется с целью изменения химических свойств продуктов первичной перегонки, в частности фракций, которые необходимы для получения моторных топлив, для преобразования в более удобные для окисления формы.

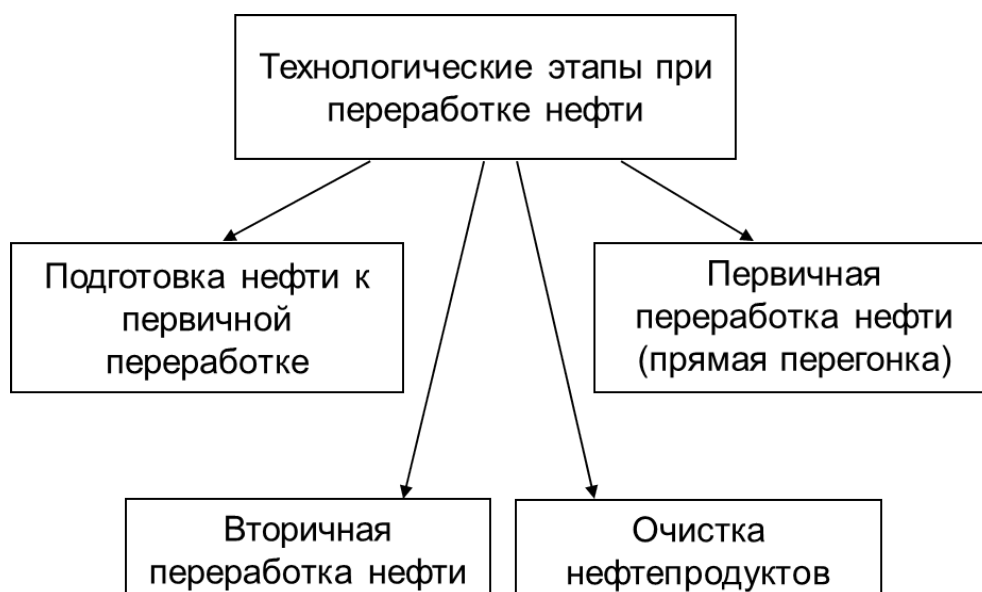


Рис. 3.1. Технологические этапы при переработке нефти

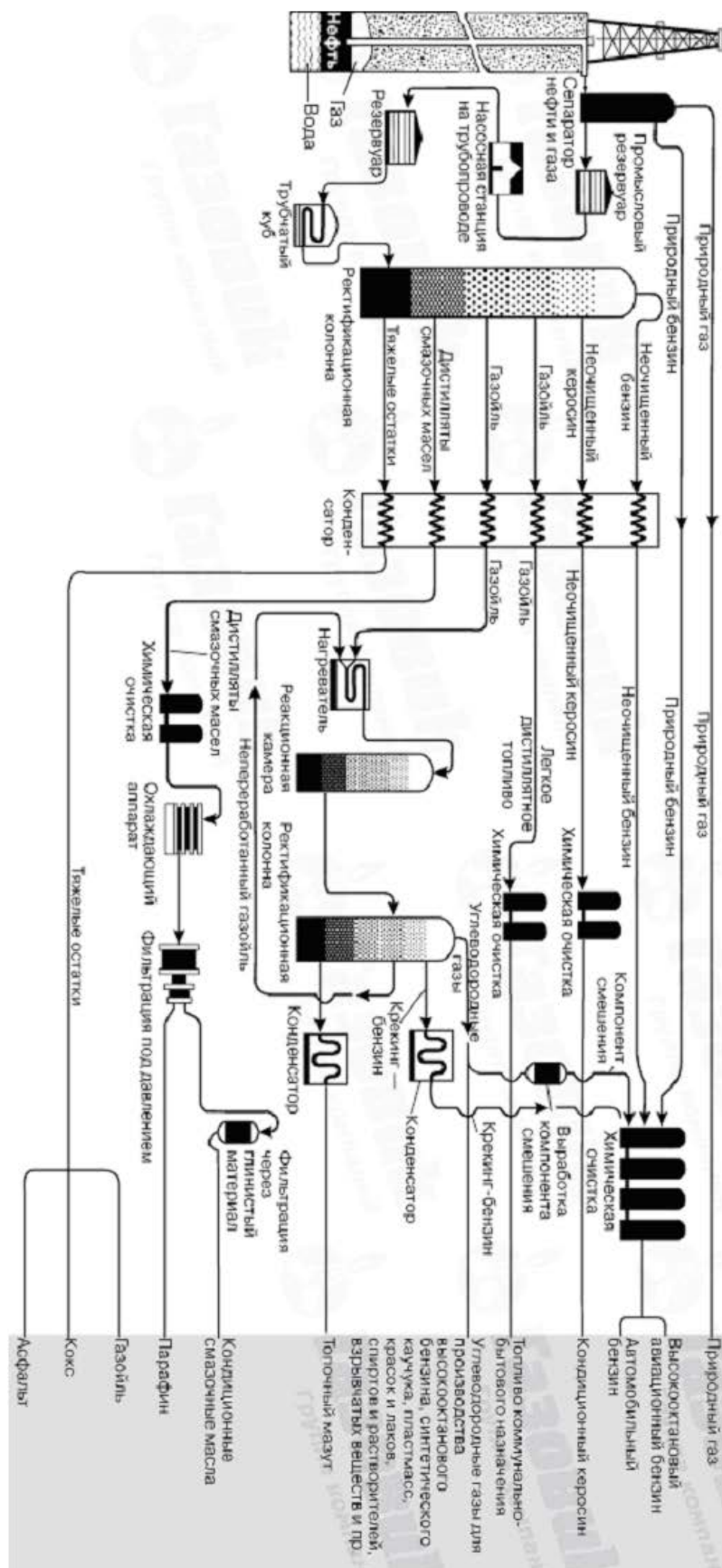


Рис. 3.2. Комплексная схема добычи и переработки нефти [14]

3.2. Подготовка нефти к первичной переработке

Подготовительная стадия заключается в очистке сырья от посторонних примесей, которые могут изменить свойства и качество конечного продукта или создать аварийную ситуацию в технологическом процессе. Основные технологические процессы подготовительного этапа представлены на рис. 3.3.

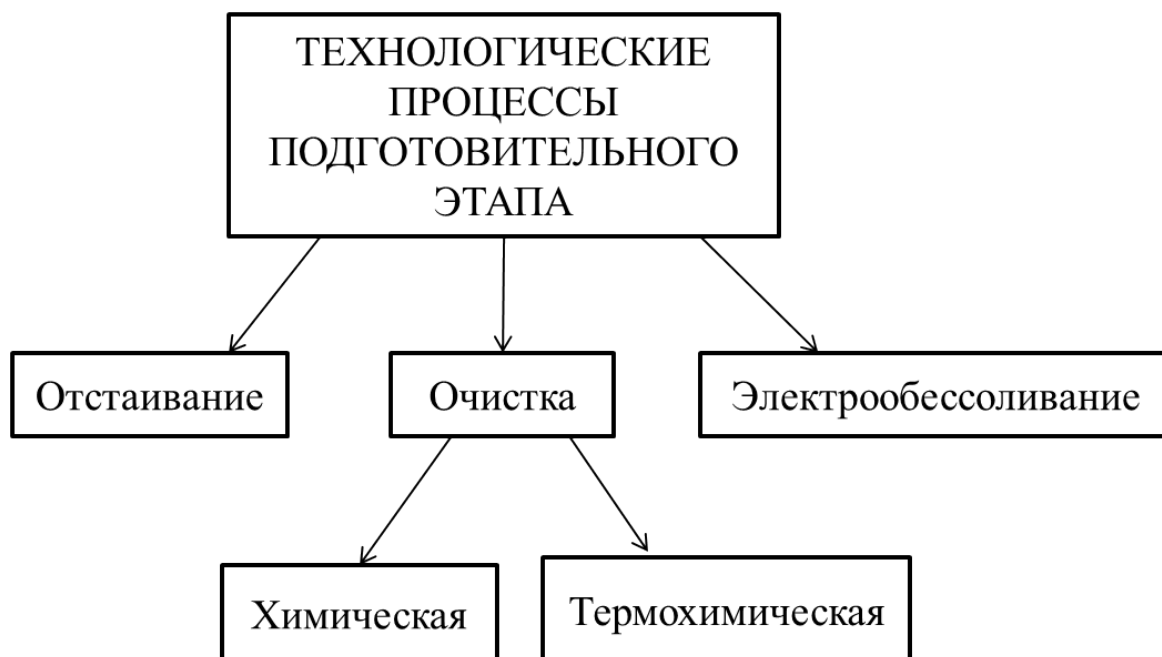


Рис. 3.3. Технологические процессы подготовительного этапа

Отстаивание нефти заключается в отделении сырья от воды в специальных отстойниках. Сущность метода заключается в использовании гравитационных сил для обезвоживания. При длительном неподвижном отстаивании в резервуаре капельки воды под действием сил тяжести опускаются на дно, а нефть при этом остается на поверхности.

В процессе отстаивания соли частично удаляются совместно с водой. Оставшиеся соли удаляют применением методов химической, термической очистки или электрообессоливания.

Очистка химическим или термохимическим способом заключается в введении в нефть щелочи или кислоты. При этом соли растворяются в воде и удаляются.

Электрообессоливание предназначено для очистки нефти от солей и воды. В нефтепродукт добавляют раствор щелочи и воздействуют мощным переменным электрическим полем высокого напряжения 40000 В, вследствие чего происходит разделение нефтепродукта на нефть и воду.

3.3. Первичная перегонка нефти

В основе перегонки лежит разделение нефтепродукта на фракции под воздействием температуры в соответствии с температурой кипения (ректификация). Существует два вида перегонки нефти:

- 1) до мазута;
- 2) до гудрона.

Процесс перегонки представлен на рис. 3.4 [6].

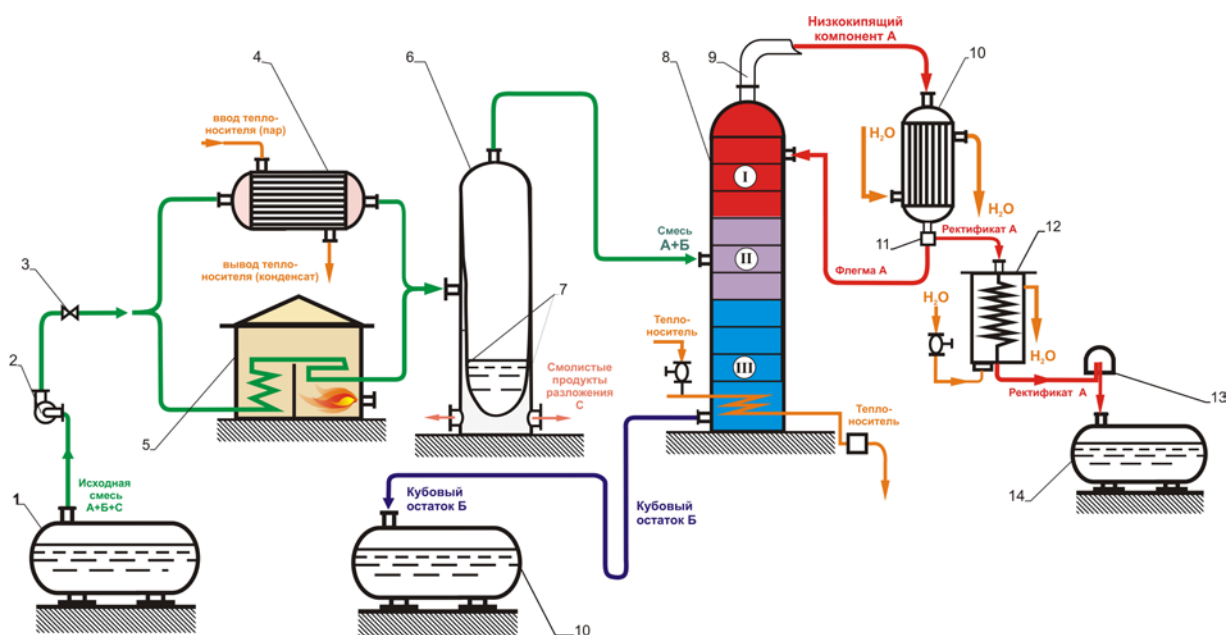


Рис. 3.4. Схема перегонки [6]:

- 1 – емкость начальной смеси; 2 – насос; 3 – регулятор расхода; 4 – паровой подогреватель; 5 – трубчатая печь; 6 – испаритель-сепаратор; 7 – смолистые продукты разложения; 8 – ректификационная колонна; 9 – шлемовая труба; 10 – дефлегматор; 11 – сепаратор; 12 – конденсатор-холодильник; 13 – смотровой фонарь; 14 – сборник ректификата; 15 – кипятыльник; 16 – сборник высококипящего компонента

3.4. Вторичная переработка нефти

Исходя из того, что при повышенных температурах и атмосферном давлении компоненты в составе нефти начинают изменять свое состояние, что сопровождается расщеплением тяжелых молекул, которые характерны для соляровой фракции, для повышения объемов производства светлых нефтепродуктов используют технологический процесс, называемый крекингом.

Крекинг бывает:

- термический (под воздействием высокой температуры – 500°C и $P = 50\text{--}70\text{ атм}$);

- каталитический (используют катализатор – алюминиевый, расщепление протекает при $P = 1,5-3$ атм).

3.5. Очистка нефтепродуктов

В нефти содержатся вещества, которые могут негативно влиять на качество конечных продуктов. Таковыми являются сера, азотистые соединения, асфальтово-смолистые вещества и так далее. Данные вещества не только изменяют свойства топлив и масел, ограничивая их применимость, но и при сгорании наносят непоправимый вред окружающей среде и здоровью людей. Поэтому очистка нефтепродуктов от таких веществ является важной стадией производства.

Методы очистки продуктов нефтепереработки разделяются на:

- химические;
- физико-химические;
- каталитические.

Данные методы основаны на закономерностях физических или химических процессов.

Очистка химическим методом основана на закономерностях взаимодействия веществ в ходе химических реакций. Для осуществления химических реакций определенных веществ производится введение реагентов в нефтепродукты. Примерами таких реагентов являются:

- плюмбит натрия применяется для очистки от сернистых соединений;
- щелочные соединения применяются для удаления меркаптанов, сероводорода и кислородных соединений;
- серная кислота и олеум позволяет очистить от непредельных и ароматических углеводородов, азотистых и сернистых соединений, асфальтово-смолистых веществ.

4. ПОЖАРНАЯ ОПАСНОСТЬ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ

4.1. Условия возникновения пожарной опасности на предприятиях по добыче и переработке нефти

Пожарная опасность переработки нефти характеризуется тремя факторами:

1. Горючая среда:

- большое количество нефти;
- горючие концентрации;
- отложения на технологическом оборудовании.

2. Источник зажигания:

- электродуги (при замыкании на корпус);
- короткое замыкание (при перегреве трансформаторов);

- самовозгорание отложений сернистых соединений железа;
- разряды статического электричества;
- искры при использовании ненадлежащего инструмента.

3. Пути распространения пожара:

- по зеркалу разлившейся жидкости;
- по парогазовоздушному облаку;
- по теплоизоляции аппаратов, пропитанных нефтью.

Также некоторые процессы переработки нефти опасны тем, что они ведутся при повышенной температуре и давлении внутри технологического оборудования.

4.2. Обеспечение пожарной безопасности при добыче нефти

Обеспечение пожарной безопасности при добыче нефти представлено на рис. 4.1, 4.2.



Рис. 4.1. Обеспечение пожарной безопасности при добыче нефти

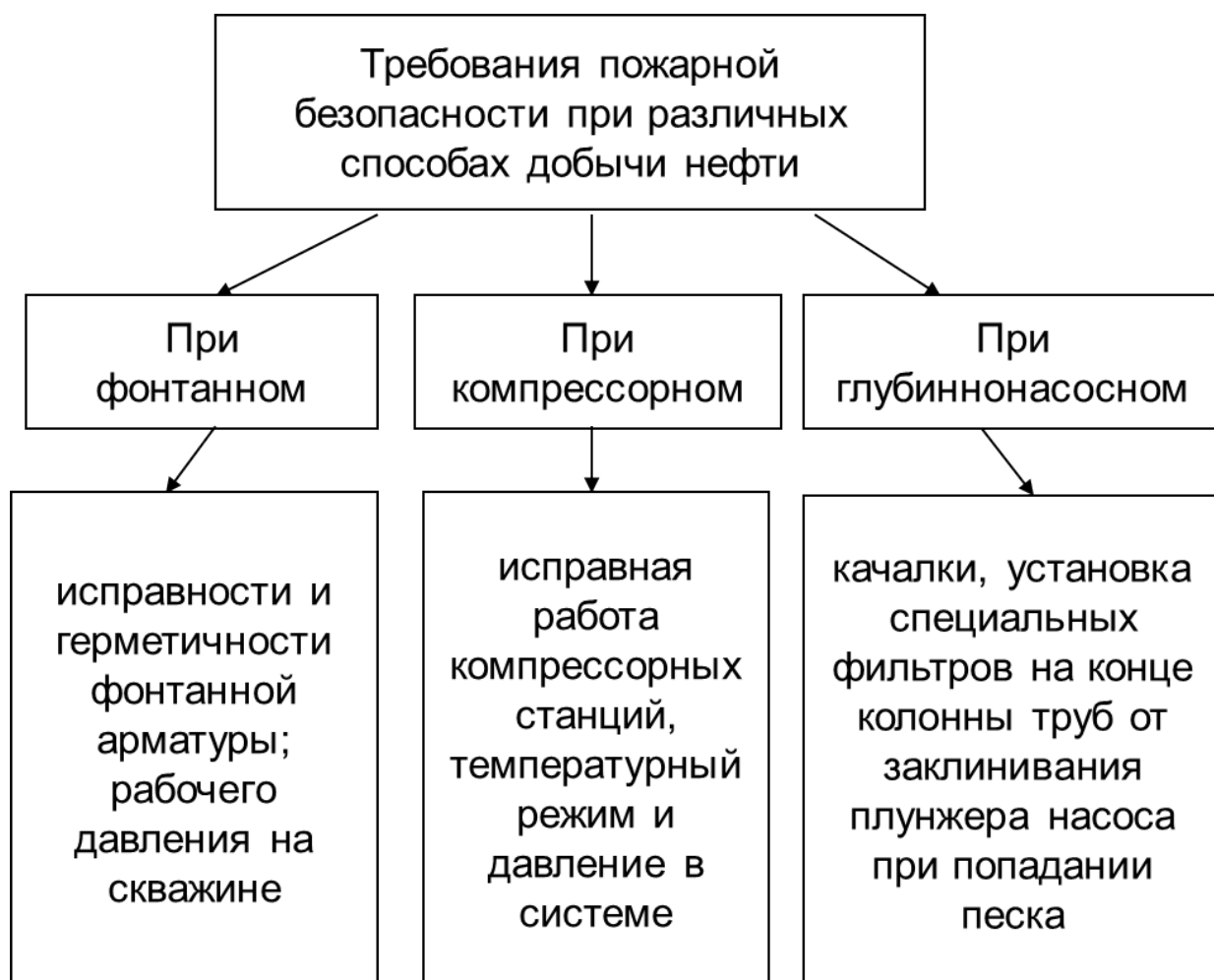


Рис. 4.2. Требования пожарной безопасности при различных способах добычи нефти

4.3. Обеспечение пожарной безопасности при переработке нефти

Все процессы должны быть автоматизированы. Автоматика должна четко регулировать подачу вещества при ведении процессов, контролировать уровни, температуру, давление в технологическом оборудовании. Аппараты должны быть оборудованы предохранительными клапанами.

При ведении электрохимической трансформации трансформаторы должны быть расположены на обособленной площадке, с поддонами под трансформаторами.

Для обеспечения безопасной эксплуатации оборудования необходимо своевременно контролировать его состояние на предмет наличия неисправностей, сохранения герметичности и степени загрязнения горючими отложениями.

В результате проверок и испытаний должны приниматься меры, направленные на производство работ по планово-предупредительному ремонту и очистке от горючих отложений.

5. ХРАНЕНИЕ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

5.1. Способы и виды хранения нефти и нефтепродуктов

В процессе производства существует необходимость в организации хранения нефти и продуктов ее переработки. Для осуществления хранения веществ предусматривается использование зданий, резервуаров и других объектов, которые предназначены для совершения операций по приему, хранению и выдаче нефти или нефтепродуктов [12].

Хранение веществ предполагает ряд основных и вспомогательных операций, которые показаны на рис. 5.1, 5.2.

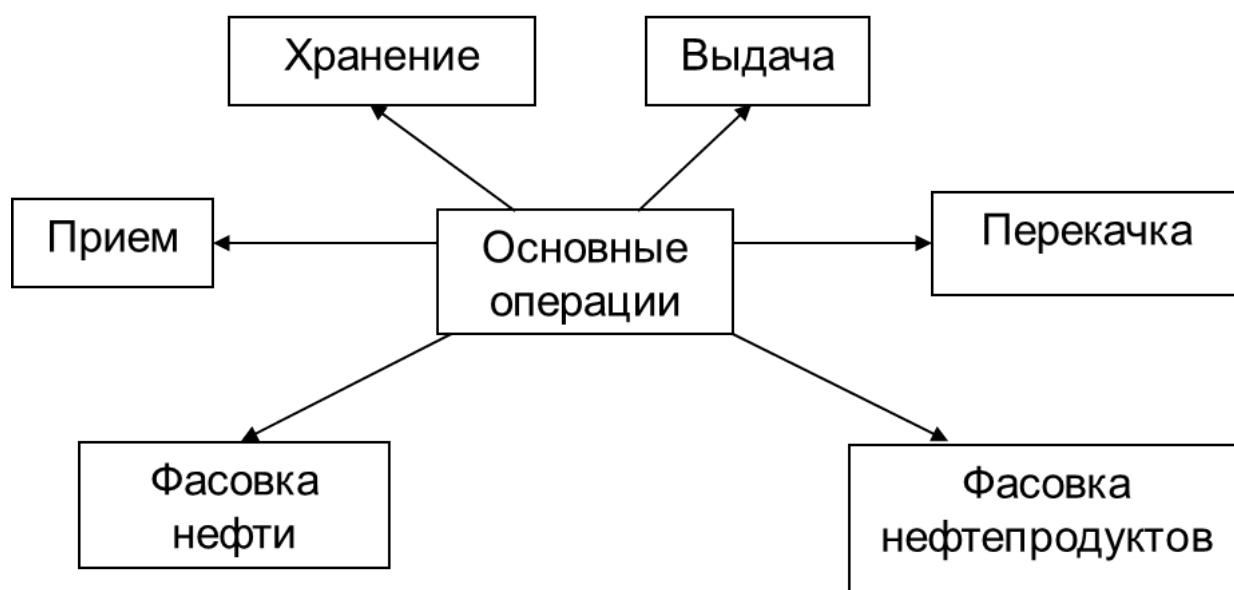


Рис. 5.1. Перечень основных операций

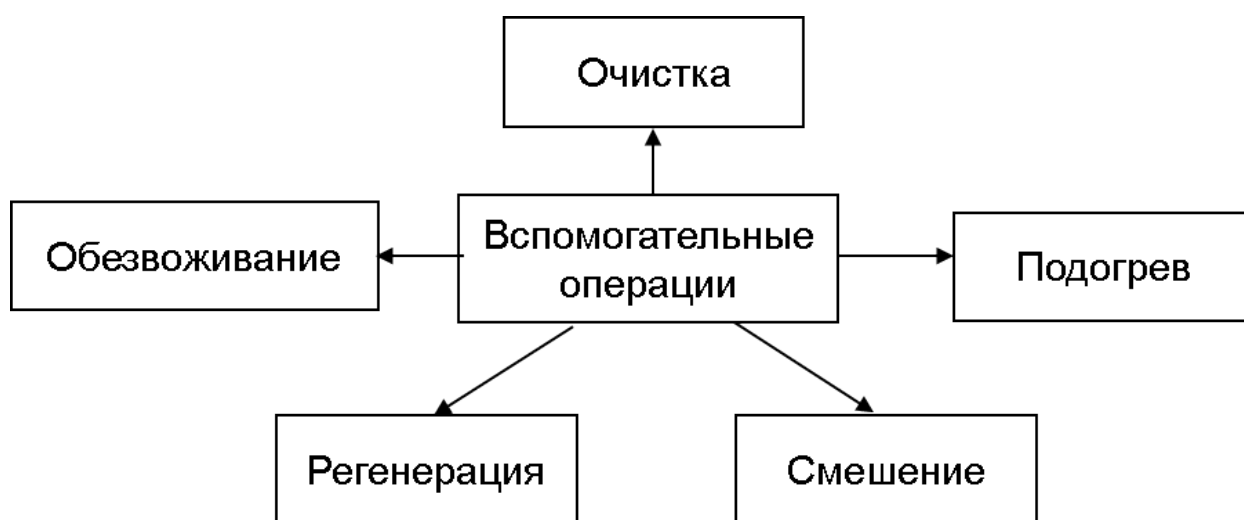


Рис. 5.2. Перечень вспомогательных операций

В соответствии с объемами складированной продукции или сырья места хранения нефти и продуктов ее переработки подлежат категорированию. При этом учитывается также максимальный объем резервуара, предназначенного для хранения [12,13].

Существует 5 категорий, порядок отнесения к которым представлен на рис. 5.3.

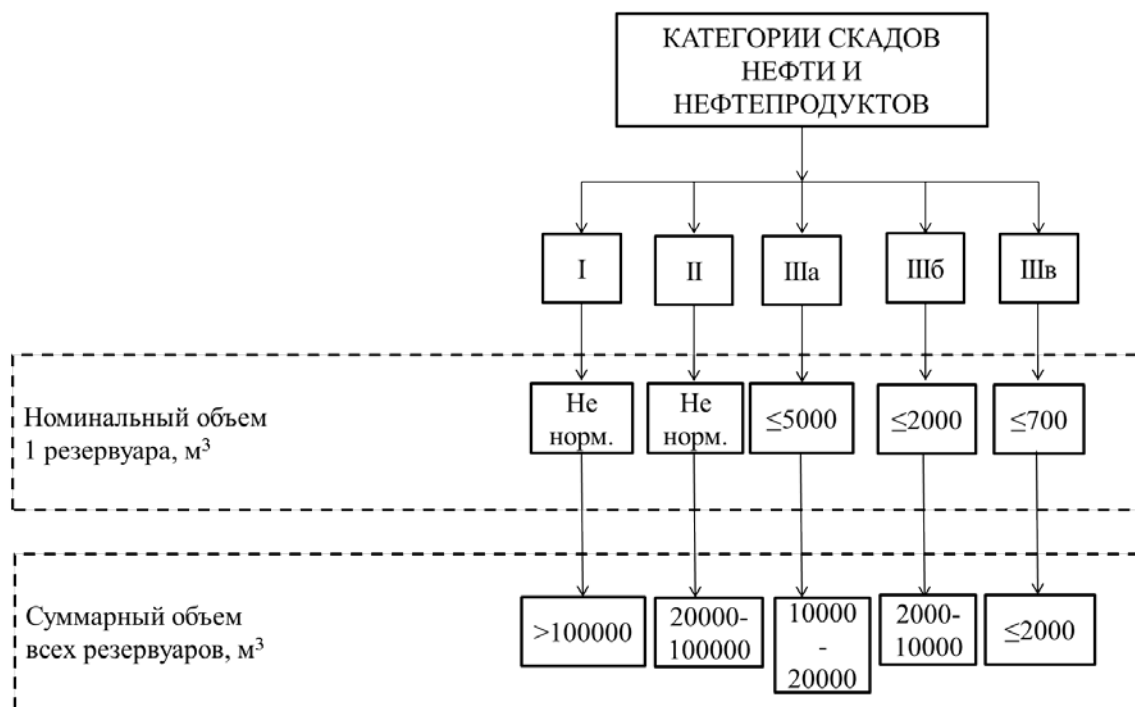


Рис. 5.3. Порядок определения категорий складов нефти и нефтепродуктов

К складам нефти и нефтепродуктов следует относить следующие объекты [12]:

- расходные склады;
- нефтебазы;
- резервуарные парки;
- станции магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.

К расходным складам относятся:

- товарно-сырьевые пункты сборов месторождений и предприятий, связанных с переработкой и использованием нефти;
- склады нефтепродуктов, расположенные на территории объектов, не связанных с добычей, переработкой и транспортировкой нефти и нефтепродуктов.

Нефтебазы – это предприятия, предназначенные для обеспечения нефтепродуктами.

Хранение нефти может осуществляться различными способами, представленными на рис. 5.4.

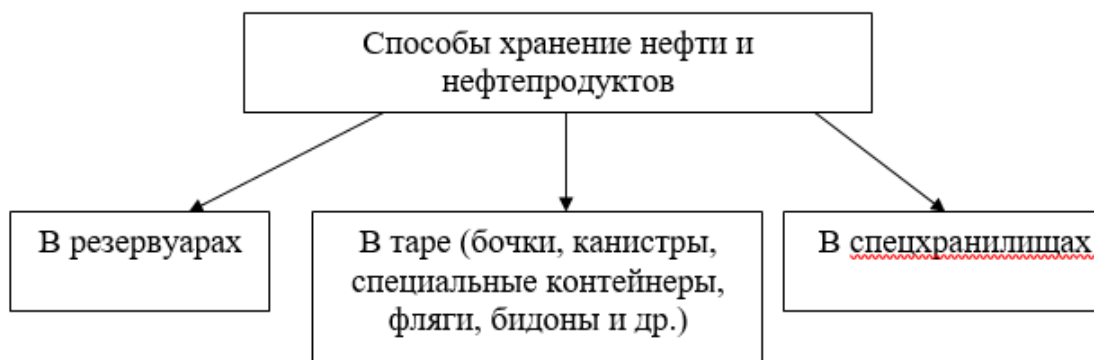


Рис. 5.4. Способы хранения нефти и нефтепродуктов

Допускается хранение нефти и нефтепродуктов в различной таре. При этом существуют требования к организации такого хранения. На рис. 5.5 представлены допустимые способы организации хранения нефти и нефтепродуктов.



Рис. 5.5. Способы хранения нефти и нефтепродуктов в таре

Для изготовления резервуаров может применяться сталь или железобетон. Формы резервуаров представлены на рис. 5.6.

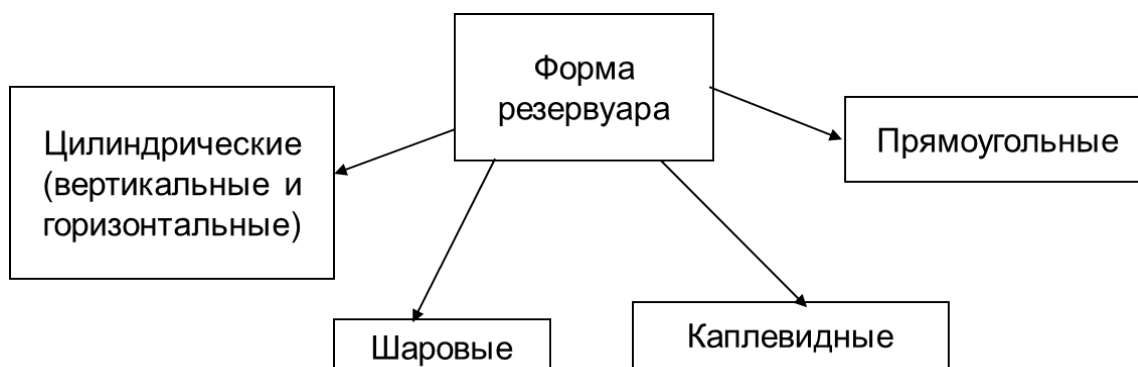


Рис. 5.6. Формы резервуаров

Резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов бывают [12]:

1) подземные - заглубленные в грунт или обсыпанные грунтом – подземное хранение, у которого наивысший уровень жидкости в резервуаре ниже не менее чем на 0,2 м низшей планировочной отметки прилегающей площадки (в пределах 3 м от стенки резервуара);

2) наземные (наземное хранение), если они не удовлетворяют указанным выше условиям.

Классификация резервуаров представлена на рис. 5.7.

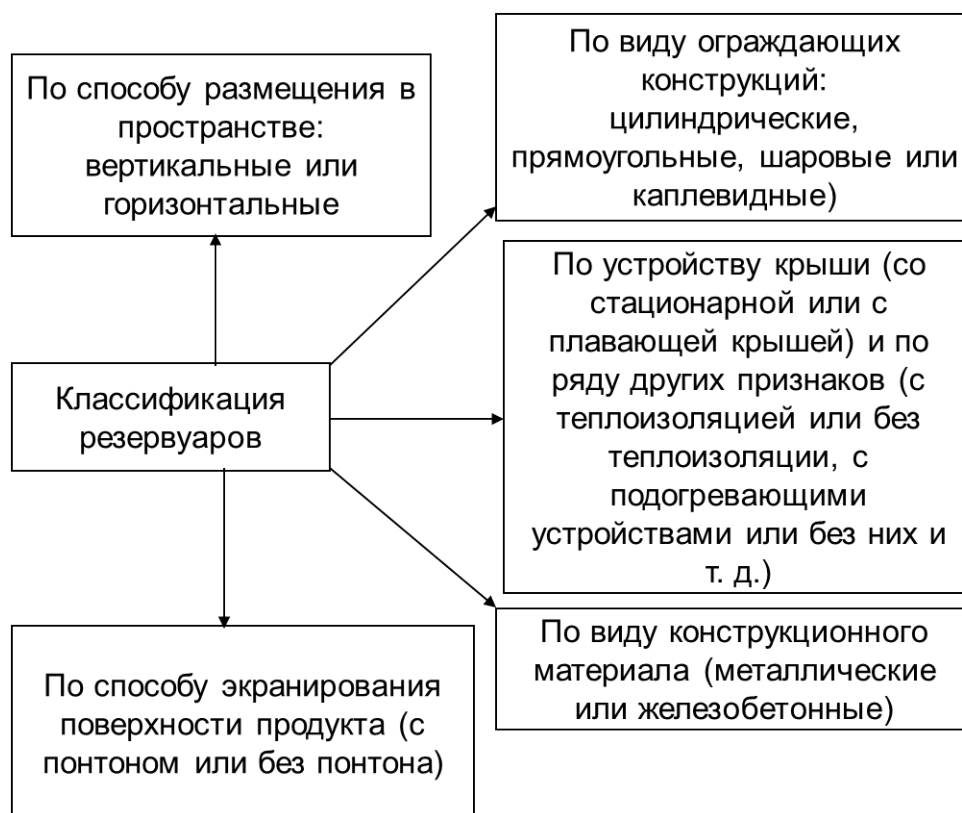


Рис. 5.7. Классификация резервуаров

Для унифицирования требований к организации хранения нефти и нефтепродуктов, а также обеспечения пожарной безопасности существуют типовые проекты для металлических резервуаров. При этом основным параметром, характеризующим типовой резервуар, является его номинальный объем.

Номинальный объем представляет собой значение условной величины, характеризующий объем, который принят с целью определения требований нормативных документов, вместимости складов, компоновки резервуарных парков, а также определения средств противопожарной защиты.

В частности, стальные вертикальные резервуары со стационарной крышей (типа РВС-***, где *** – номинальный объем резервуара) имеют следующие номинальные объемы (в м³): 100, 200, 300, 400, 700, 1000, 2000, 3000, 5000, 10000, 20000, 30000, 50000.

Номенклатурный ряд резервуаров с плавающей крышей (типа РВСПК-***)) начинается с номинального объема 1000 м³, далее – 2000 м³,..., 50000 м³, 100000 м³ и 120000 м³. Диаметр резервуаров изменяется в диапазоне от 4,7 м (для РВС-100) до 92,3 м (для РВСПК-120000), а высота – от 6,0 м до 18,0 м (максимальная высота резервуаров, принятая в нашей стране) – рис. 5.8 [14].

Типы хранилищ, которые в соответствии с [4] рекомендуется применять для хранения нефти и некоторых видов нефтепродуктов (отмечены знаком «+»), приведены в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Виды резервуаров по виду хранимого нефтепродукта [4]

Тип хранилища	Нефти	Нефтепродукты		
		Бензины	Дизельные топлива	Мазуты
Горизонтальный резервуар низкого давления	+	+	+	+
Горизонтальный резервуар высокого давления	–	+	–	–
Вертикальный резервуар без понтона	–	–	+	+
Вертикальный резервуар с понтоном	+	+	–	–
Вертикальный резервуар с плавающей крышей	+	+	–	–
Железобетонный резервуар	+	–	–	–
Шаровой резервуар высокого давления	–	+	–	–

Нефть и бензин можно хранить в вертикальных резервуарах без понтонов, но оборудованных газовой обвязкой, а также без понтонов и газовой обвязки на предприятиях длительного хранения. Застывающие нефтепродукты хранят в резервуарах, оборудованных стационарными или переносными средствами обогрева.

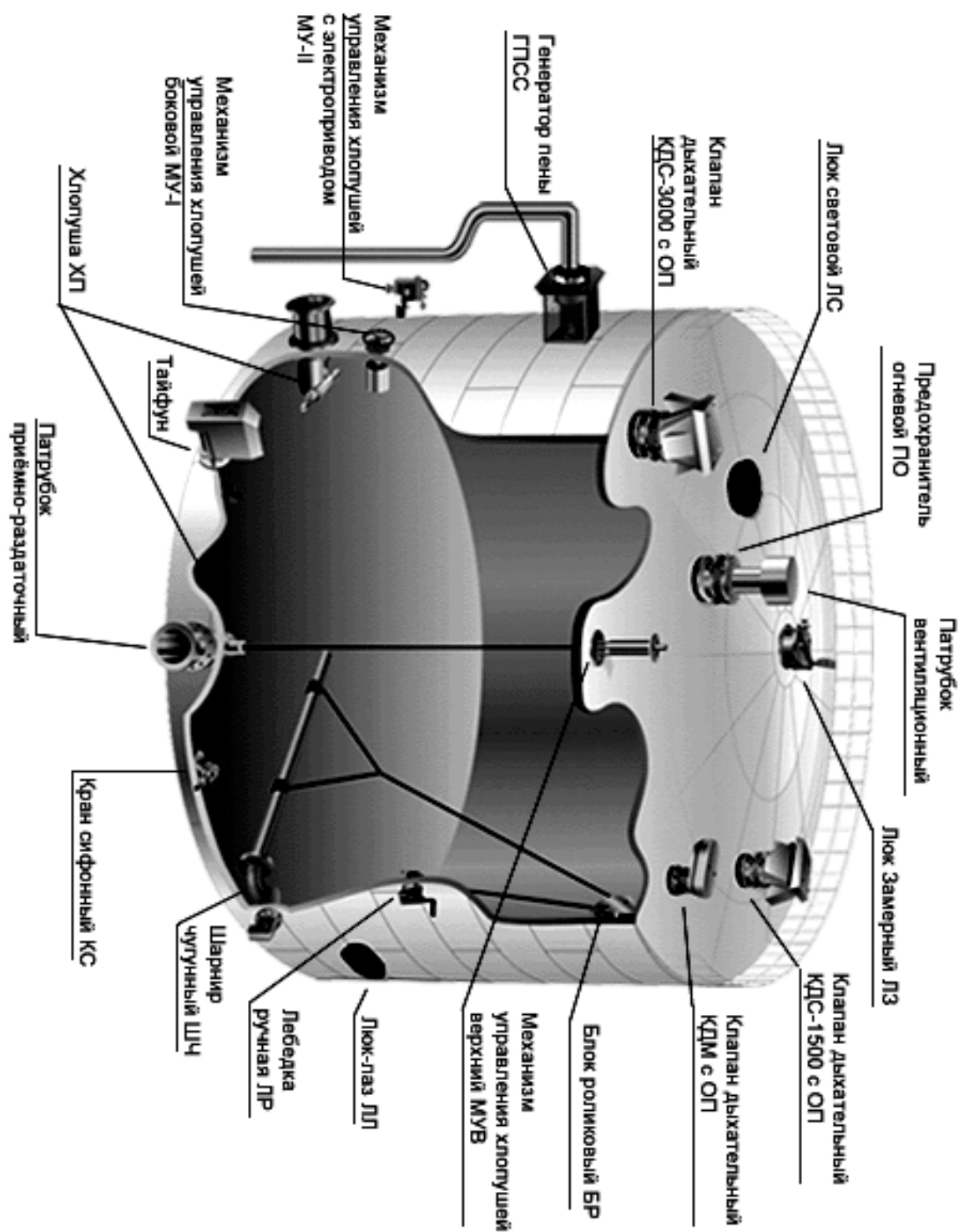


Рис. 5.8. Устройство резервуара [15]

Основные типы вертикальных резервуаров с понтоном и резервуаров со стационарной крышей показаны на рис. 5.9 и 5.10 [10].

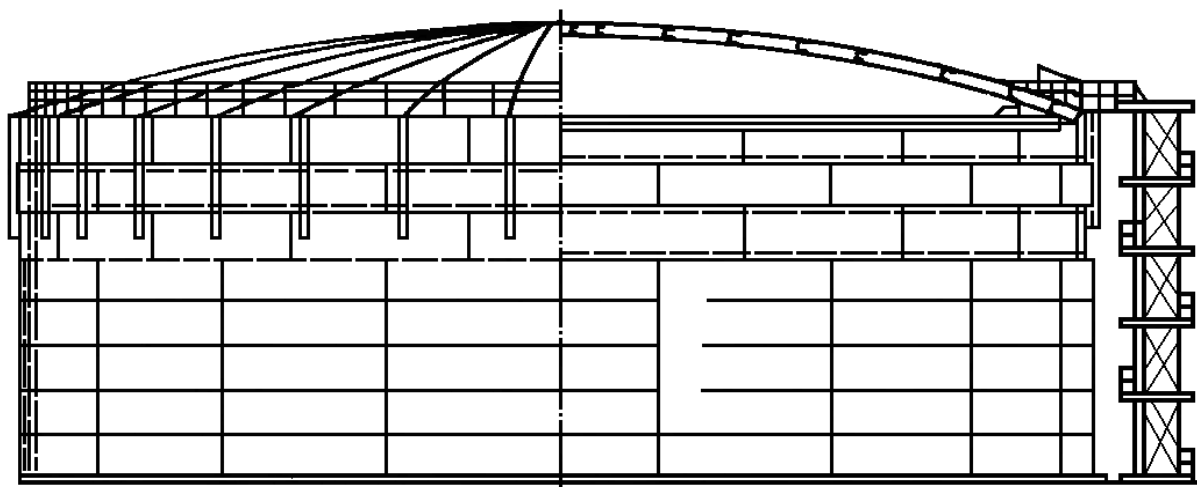


Рис. 5.9. Общий вид вертикального стального резервуара со стационарной крышей типа РВС-10000 м³

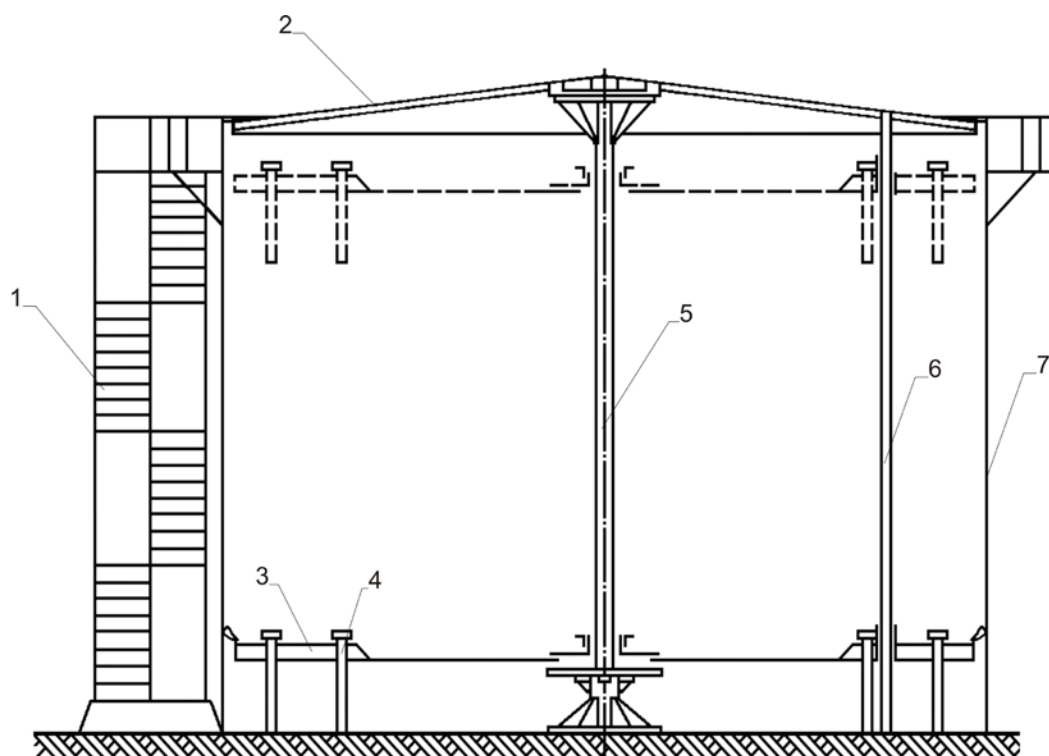


Рис. 5.10. Схема резервуара с понтоном (РВСП):
 1 – маршевая лестница; 2 – крыша; 3 – понтон; 4 – опорные стойки;
 5 – центральная стойка; 6 – направляющая; 7 – корпус

Резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов оборудуются устройствами для обеспечения их безаварийной работы, представленными на рис. 5.11, 5.12.



Рис. 5.11. Устройства резервуаров для нефти и нефтепродуктов



Рис. 5.12. Виды устройств, устанавливаемых на крыше резервуара в зависимости от типа резервуара и вида хранимой жидкости

На рис. 5.13 представлена схема предохранительного клапана, устанавливаемого на крыше резервуара [10].

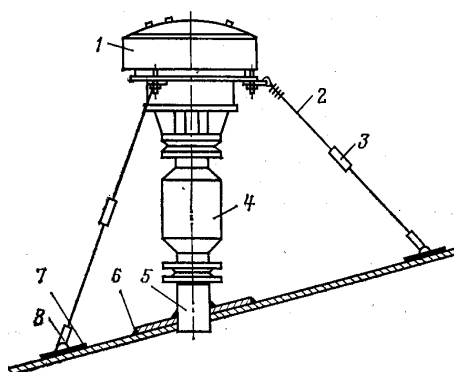


Рис. 5.13. Схема предохранительного клапана:

- 1 – предохранительный клапан; 2 – растяжка для крепления клапана;
 3 – стяжная муфта; 4 – огневой предохранитель; 5 – монтажный патрубок;
 6 – кольцо жесткости; 7 – накладка; 8 – крюк

Резервуары размещаются группами. Общая вместимость группы наземных резервуаров и минимальные расстояния между стенками резервуаров в группе приведены в табл. 5.2.

Площадь зеркала подземного резервуара должна составлять не более 7000 м³, а общая площадь зеркала группы таких резервуаров – 14000 м³.

Расстояние между стенками ближайших резервуаров, расположенных в соседних группах для наземных резервуаров объемом 20000 м³ и более должно быть 60 м, для меньших объемов – 40 м. Для подземных резервуаров эта величина должна составлять 15 м.

Важным защитным устройством резервуарных парков является ограждение резервуаров земляным обвалованием, ограждающими стенами из негорючих материалов или ограждающими стенами с волноотражающим козырьком.

Таблица 5.2

Общая вместимость группы наземных резервуаров
и минимальные расстояния между стенками резервуаров в группе [12]

Резервуары	Единичный номинальный объем резервуаров в группе, м ³	Вид хранимых нефти и нефтепродуктов	Допустимая общая номинальная вместимость группы, м ³	Минимальное расстояние между резервуарами в одной группе
С плавающей крышей	50 000 и более	Независимо от вида жидкости	200 000	30 м
	Менее 50 000	То же	120 000	0,5Д, но не более 30 м
С понтоном	50 000	То же	200 000	30 м
Со стационарной крышей	Менее 50 000	То же	120 000	0,65Д, но не более 30 м
	50 000 и менее	Нефть и нефтепродукты с температурой вспышки выше 45 °С	120 000	0,75Д, но не более 30 м
	50 000 и менее	То же, с температурой вспышки 45 °С и ниже	80 000	0,75Д, но не более 30 м
Примечание: Д – диаметр резервуара				

Диаметр резервуара определяется в зависимости от рекомендуемых типовых размеров, приведенных в табл. 5.2 [5]. Основные размеры резервуаров рекомендуется принимать:

- по техническому заданию заказчика;
- по условиям размещения резервуаров на площади резервуарных парков;

– по минимальному весу корпуса с учетом эксплуатационных требований по высоте и диаметру его стенки.

Недопустимо хранить нефтепродукты с температурой вспышки 45 °С и ниже в таре на открытых площадках.

Основные сооружения склада представлены на рис. 5.14, а планировка склада нефтепродуктов указана на рис. 5.15.

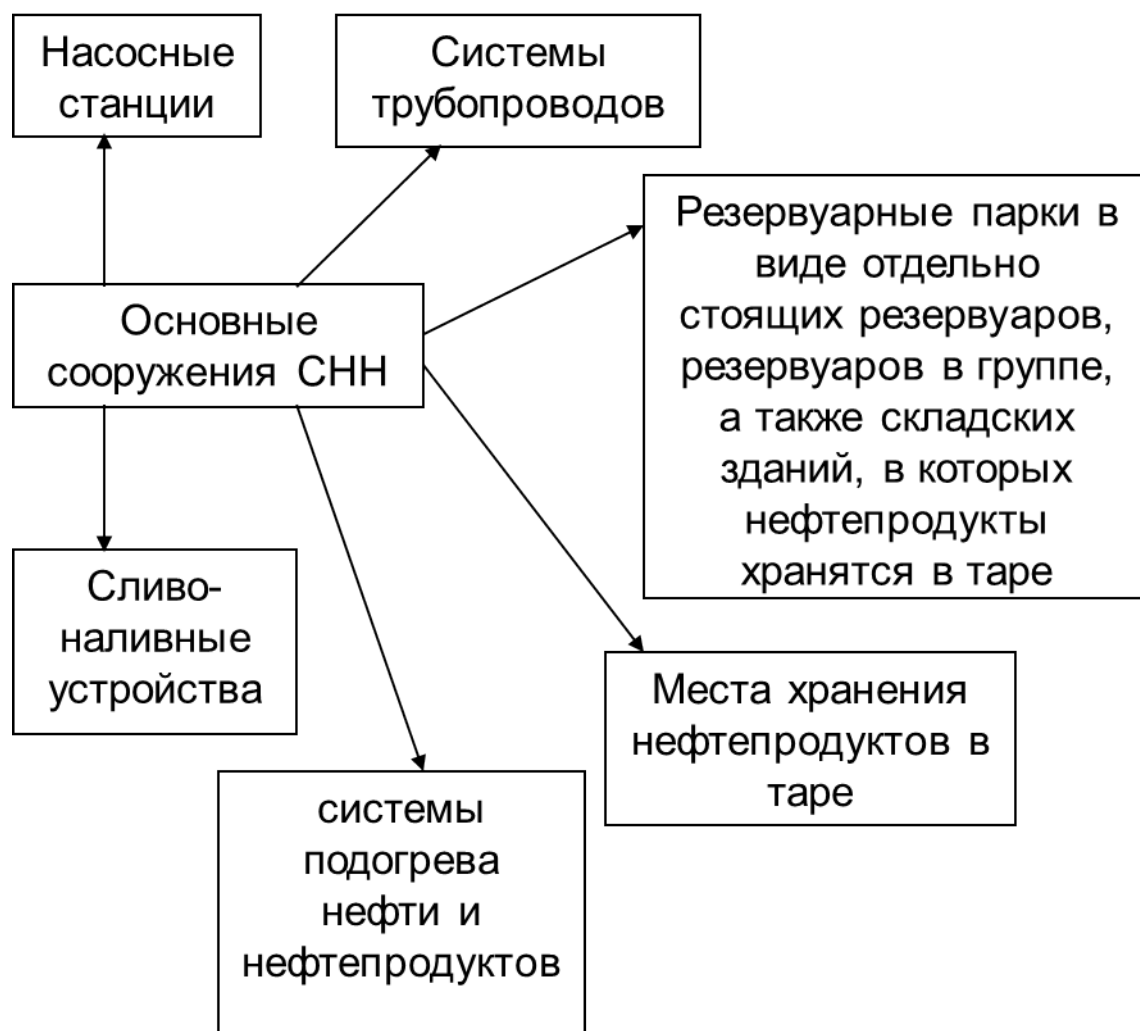


Рис. 5.14. Основные сооружения СНН

Резервуарный парк - группа резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов, ограниченная по периметру:

- обвалованием или ограждающей стенкой, возведенной с учетом гидростатического давления разлившейся жидкости - для наземных резервуаров;
- дорогами или противопожарными проездами, а также обвалованием в частных случаях - для подземных резервуаров.

Наземные резервуарные парки можно условно разделить на две группы, представленные в табл. 5.3.

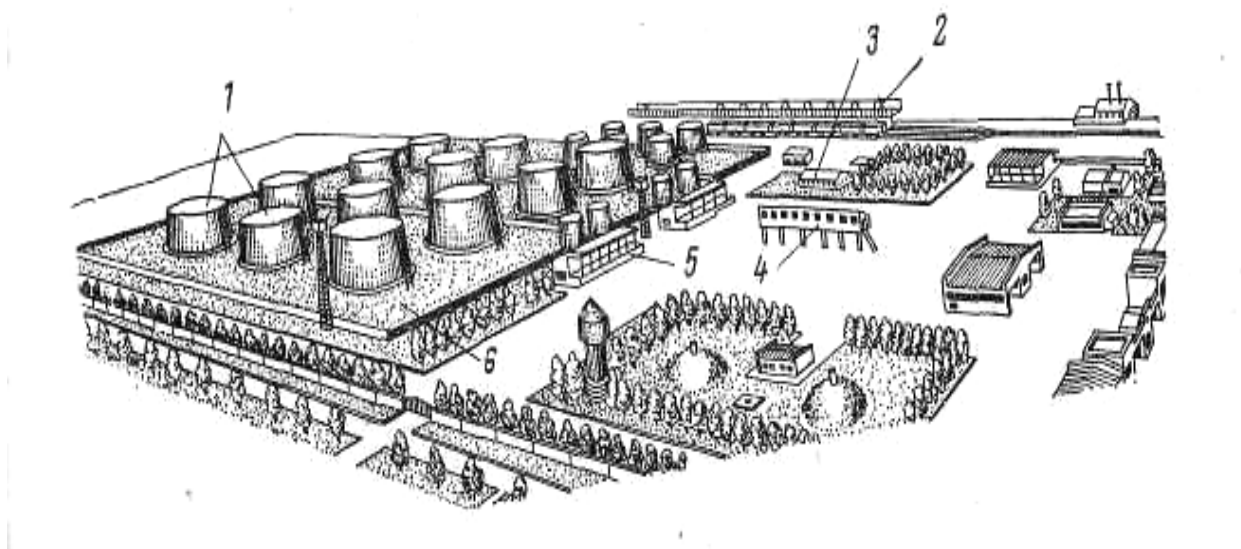


Рис. 5.15. Планировка склада нефтепродуктов [1]:
 1 – резервуары с нефтепродуктами образующие резервуарный парк;
 2 – сливо-наливная эстакада; 3 – насосная; 4 – разливочная;
 5 – расфасовочная; 6 – обвалование

Таблица 5.3

Требования к резервуарным паркам
 в зависимости от объема резервуаров [12]

Группы наземных резервуаров	Требования к группе
до 400 м ³	Общий объем резервуаров в группе должен быть до 4000 м³. Расстояние между резервуарами в группе не нормируется. Расстояние между ближайшими резервуарами соседних групп не менее 15 м. Обвалование (или стену) высотой: - 0,8 м при вертикальных резервуарах; - 0,5 м при горизонтальных резервуарах. Расстояние от стенок резервуаров до обвалования не нормируется
более 400 м ³	Общий объем резервуаров в группе, а также расстояние между стенками резервуаров определяется по [10] и зависит от типа резервуара; вида хранящейся жидкости; единичного номинального объема резервуаров, устанавливаемых в группе

5.2. Особенности пожарной опасности при хранении нефти и нефтепродуктов в резервуарных парках

Процесс хранения легковоспламеняющихся жидкостей имеет высокую пожароопасность, поэтому необходимо разработать соответствующие средства и методы, обеспечивающие его пожарную безопасность. Статистические данные о возгорании резервуаров для хранения показывают, что частота их возникновения зависит от функции и типа резервуара для хранения, типа жидкости для хранения, характеристик технологии хранения и времени года [10]. Средняя частота пожаров танков (резервуаров-хранилищ) представлена на рис. 5.16.



Рис. 5.16. Средняя частота возникновения пожаров в резервуарах

Частота полной разгерметизации трубопроводов в резервуарных парках оценивается величиной порядка $2,5 \cdot 10^{-7} - 4,5 \cdot 10^{-9}$ 1/(м·год), а внезапного разрушения вертикальных наземных резервуаров – $5 \cdot 10^{-6}$ 1/год.

Эти данные могут учитываться в процессе независимой оценки пожарных рисков и оценки возможного ущерба от пожара и/или эффективности функцио-

нирования активных систем противопожарной защиты, при разработке Декларации пожарной безопасности.

На формирование пожарной опасности резервуарных парков влияют:

- показатели пожаровзрывоопасности и количество хранимого продукта;
 - тип резервуара и режим эксплуатации;
 - природно-климатические условия;
 - наличие ВОК внутри и снаружи резервуара;
 - открытый разлив жидкости и пожар на нем;
 - квазимгновенное разрушение наземного резервуара и разрушение соседних;
- выброс и вскипание нефти;
 - образование «огненного шара»;
 - наличие людей, зданий и сооружений в зоне возможного поражения опасными факторами пожара и взрыва.

Пожар в резервуаре начинается, как правило, от взрыва-вспышки горючей паровоздушной смеси, находящейся в его газовом пространстве. От взрыва резервуар полностью или частично разрушается, и возникает пожар его содержимого. Если концентрация паровоздушной смеси в резервуаре будет выше верхнего концентрационного предела распространения пламени, то пожар может начаться с воспламенения и факельного горения на дыхательной арматуре, открытых люках или других проемах.

Пожар на резервуаре с плавающей крышей может возникнуть в кольцевом зазоре между стенкой резервуара и крышей или на самой крыше при наличии на ней проливов хранимого продукта.

Опасность пожара возникает также при выходе горючей паровоздушной смеси через дыхательные патрубки при «большом дыхании» – заполнении резервуаров и загазованности территории резервуарного парка парами нефти и нефтепродуктов. Размеры взрывоопасных зон увеличиваются при приеме в резервуар нестабильной нефти или нагретого нефтепродукта.

Пожар также может возникнуть из-за выхода наружу хранимой жидкости при переливе или повреждения корпуса, крыши или днища резервуара, подводящих и отводящих трубопроводов, сливных и наливных устройств, агрегатов насосных станций и систем подогрева нефти. Причины повреждения резервуаров приведены на рис. 5.17.

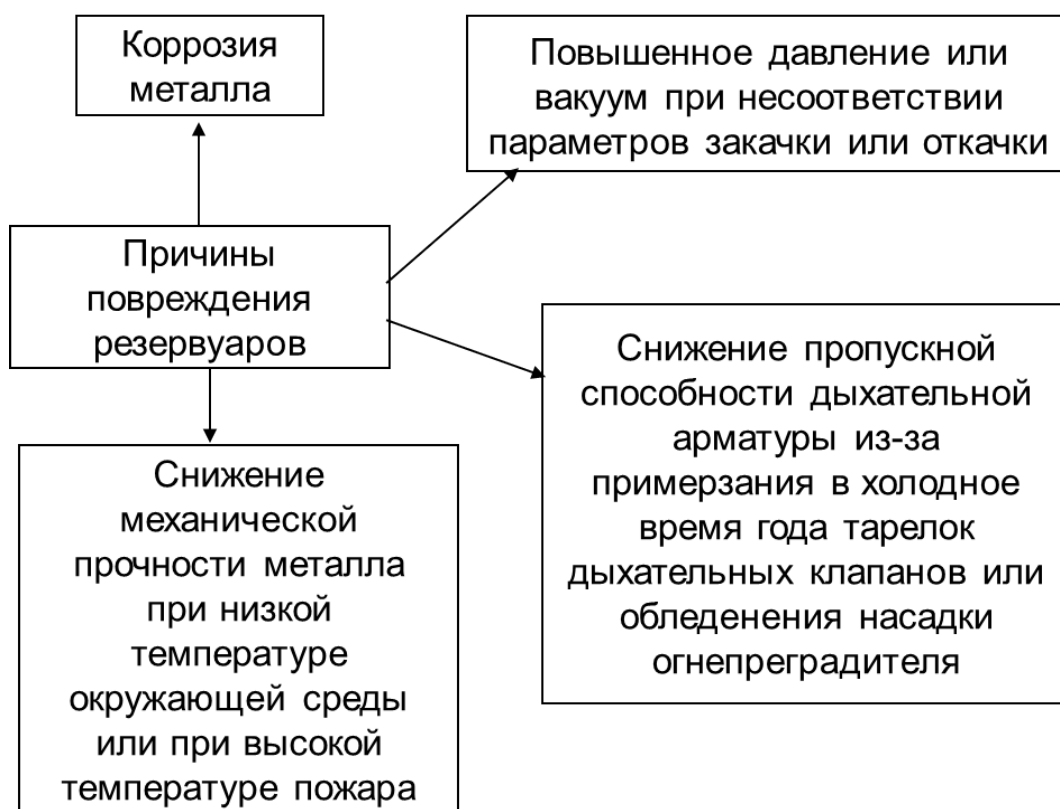


Рис. 5.17. Причины повреждения резервуаров [10]

Источники зажигания горючей среды (ГС), содержащей пары нефтепродуктов, приведены на рис. 5.18.

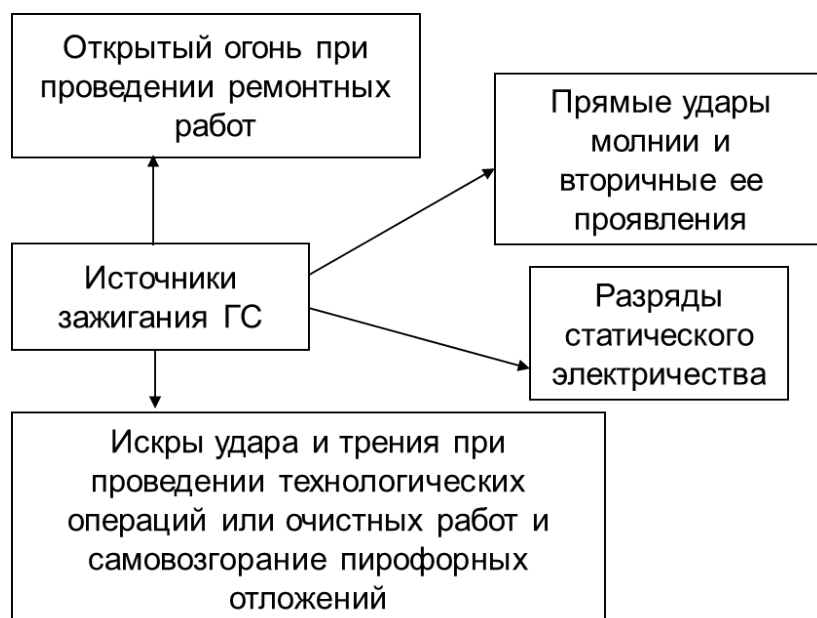


Рис. 5.18. Источники зажигания ГС содержащей пары нефтепродуктов

Причины развития пожара в резервуарах приведены на рис. 5.19.



Рис. 5.19. Причины развития пожара в резервуарах

Пожар на резервуаре (особенно большой единичной вместимости) может продолжаться несколько дней и сопровождаться выбросами и вскипанием, образованием «огненного шара», разрушением резервуара с переносом огня гидродинамической волной за пределы резервуарного парка.

Известно, что свободный борт стального вертикального резервуара при отсутствии охлаждения в течение первых 10–15 минут пожара на всем горизонтальном сечении теряет свою несущую способность, в нем появляются визуально определяемые деформации, трещины, которые могут привести к разрушению резервуара, в том числе к квазимгновенному. При этом возможно цепное развитие пожара, при котором его площадь многократно увеличивается вследствие вовлечения в процесс соседних резервуаров в обваловании и в парке, что создает угрозу для смежных с предприятием объектов. Если вблизи от предприятия расположены жилые кварталы или пожароопасные объекты, то пожар может иметь катастрофические последствия.

СНН в соответствии с требованиями «Технического регламента о требованиях пожарной безопасности» должны располагаться за границами поселений и городских округов. Если выполнение этого требования невозможно или нецелесообразно, то разрабатываются дополнительные меры по защите людей, зданий, сооружений и строений, находящихся за пределами территории пожаровзрывоопасного объекта, от воздействия опасных факторов пожара.

Важным аспектом в функционировании СНН является регламентирование противопожарных расстояний от них до граничащих с ними объектов защиты, которые принимаются в соответствии с [12,13].

Расстояния определяются:

- между зданиями, сооружениями и строениями – как расстояние в свету между наружными стенами или конструкциями зданий, сооружений и строений;
- от сливоналивных устройств – от оси железнодорожного пути со сливоналивными эстакадами;
- от площадок (открытых и под навесами) для сливоналивных устройств автомобильных цистерн, для насосов, тары – от границ этих площадок;
- от технологических эстакад и трубопроводов – от крайнего трубопровода;
- от факельных установок – от ствола факела.

СНН должны иметь продуваемые ограждения высотой не менее 2 м. Для складов, расположенных выше по уровню и на расстоянии менее 200 м от поселений, железнодорожных путей и от уреза воды водоемов, должны быть предусмотрены дополнительные мероприятия, исключающие возможные разливы нефти и нефтепродуктов на территории этих поселений, полотна железной дороги общей сети и в водоеме, которые приведены в источнике [3].

5.2.1. Требования к резервуарным паркам [12]

Высота обвалования (стены) должна быть на 0,2 м выше уровня расчетного объема разлившейся жидкости, равного номинальному объему наибольшего резервуара в группе, но не менее:

- 1 м для резервуаров общей вместимостью объемом до 10 000 м³;
- 1,5 м для резервуаров общей вместимостью от 10 000 м³ и выше.

Высота обвалования рассчитывается по формуле:

$$h = \frac{V_{\max \text{ рез}}}{S_{\text{св}}} + 0,2, \quad (5.1)$$

где $V_{\max \text{ рез}}$ – объем наибольшего резервуара в группе, м³;

$S_{\text{св}}$ – площадь обвалования без учета площади занимаемой емкостями, м², определяется по формуле

$$S_{\text{св}} = S_{\text{общ. обв.}} - \sum S_i, \quad (5.2)$$

где $S_{\text{общ. обв.}}$ – площадь общего пространства обвалования, м²;

$\sum S_i$ – площадь занимаемая резервуарами расположенными в обваловании м².

Ширина обвалования в верхней части должна быть не менее 0,5 м.

Нормативные требования к размещению резервуаров относительно обвалования приведены на рис. 5.20.

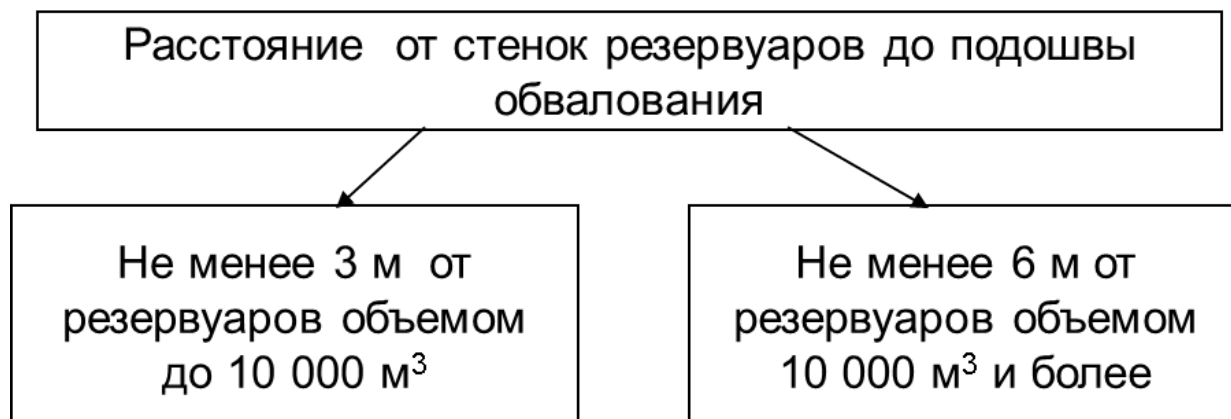


Рис. 5.20. Расстояние от стенок резервуаров до подошвы обвалования

Нормативные требования к организации обвалования приведены на рис. 5.21.

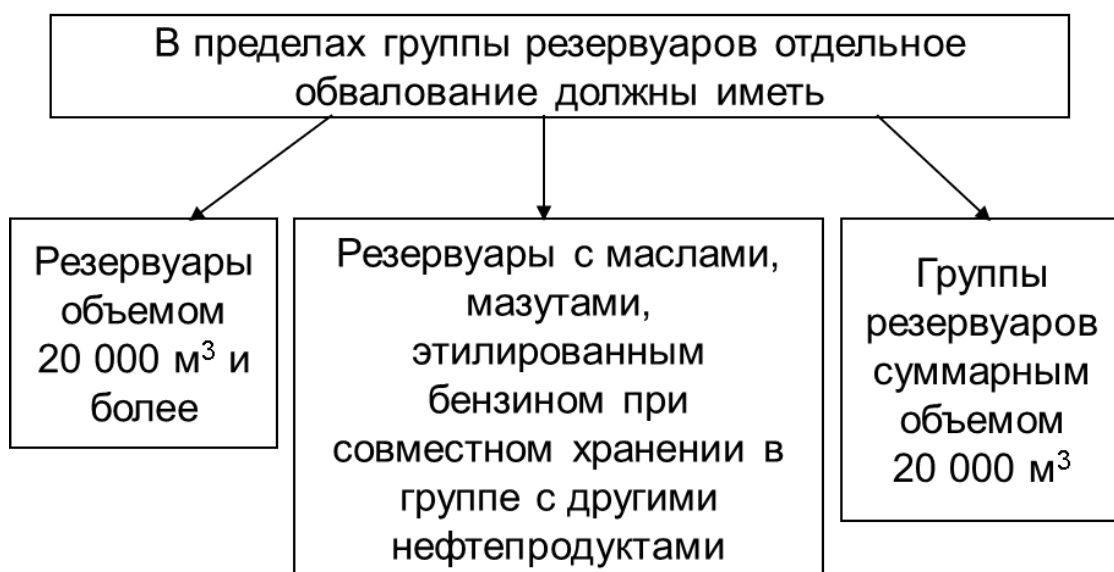


Рис. 5.21. Нормативные требования к организации обвалования

Высоту обвалования внутри группы резервуаров следует принимать:

- 1,3 м - для резервуаров объемом 10000 м³ и более;
- 0,8 м – для остальных резервуаров.

Некоторые запреты и ограничения при эксплуатации внутренней части обвалования приведены на рис. 5.22.



Рис. 5.22. Запреты и ограничения при эксплуатации внутренней части обвалования

Нормативные требования к организации рядов резервуаров внутри обвалования приведены на рис. 5.23.

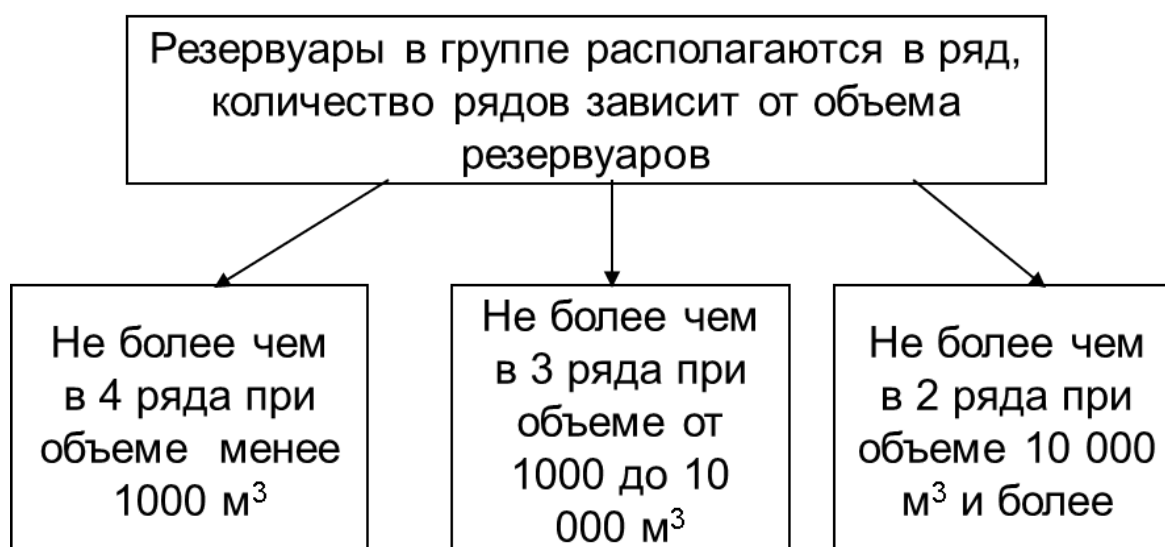


Рис. 5.23. Организации рядов резервуаров внутри обвалования

Расстояние между стенками резервуаров соседних групп должно быть не менее 60 м при объеме резервуаров $20\,000 \text{ м}^3$ и более, не менее 40 м при объеме резервуаров менее $20\,000 \text{ м}^3$.

Подземные резервуары так же, как и наземные располагаются группами.

Площадь зеркала 1-го резервуара должна быть не более 7000 м^2 , площадь зеркала группы должна быть не более $14\,000 \text{ м}^2$.

Расстояние между стенками резервуаров в группе должно быть не менее 1 м, расстояние между стенками подземных резервуаров соседних групп не менее 15 м.

Обвалование подземных резервуаров следует предусматривать только при хранении в этих резервуарах нефти и мазутов. Объем, образуемый между внутренними откосами обвалования, следует определять из условия удержания разлившейся жидкости в количестве, равном 10 % объема наибольшего подземного резервуара в группе. Обвалование не предусматривается, если объем, образуемый откосами земляного полотна автомобильных дорог вокруг группы этих резервуаров, удовлетворяет указанному условию.

Для перехода через обвалование или ограждающую стену, а также для подъема на обсыпку резервуаров необходимо на противоположных сторонах ограждения или обсыпки предусматривать лестницы-переходы шириной не менее 0,7 м в количестве четырех - для группы резервуаров и не менее двух - для отдельно стоящих резервуаров.

5.2.2. Требования к аварийным резервуарам

При хранении в производственном здании ЛВЖ или ГЖ соответственно более 1 и 5 м^3 необходимо предусматривать слив в аварийный резервуар (рис. 5.24) объемом не менее 30 % вместимости всех резервуаров, но не менее вместимости наибольшего резервуара или перекачивания в основные резервуары склада.

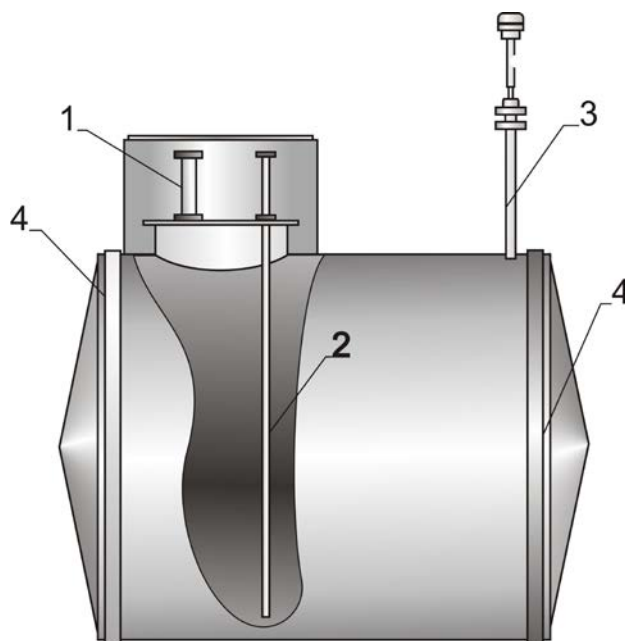


Рис. 5.24. Схема аварийного резервуара [9]:
1 - патрубок отбора нефтепродукта; 2 - замерная труба;
3 - линия деаэрации; 4 - бандажная лента

Расстояние от аварийного резервуара до стены здания с проёмами не менее 5 м, без проёмов не менее 1 м.

Трубопровод для слива в аварийный резервуар должен иметь диаметр не менее 100 мм, должен быть снабжен запорной арматурой и устройством, предотвращающим распространение огня.

5.3. Особенности пожарной опасности при хранении нефти и нефтепродуктов в таре [12]

Хранение нефти и нефтепродуктов в таре производится на открытых площадках или складских зданиях и сооружениях. Требования к открытым площадкам приведены на рис. 5.25.

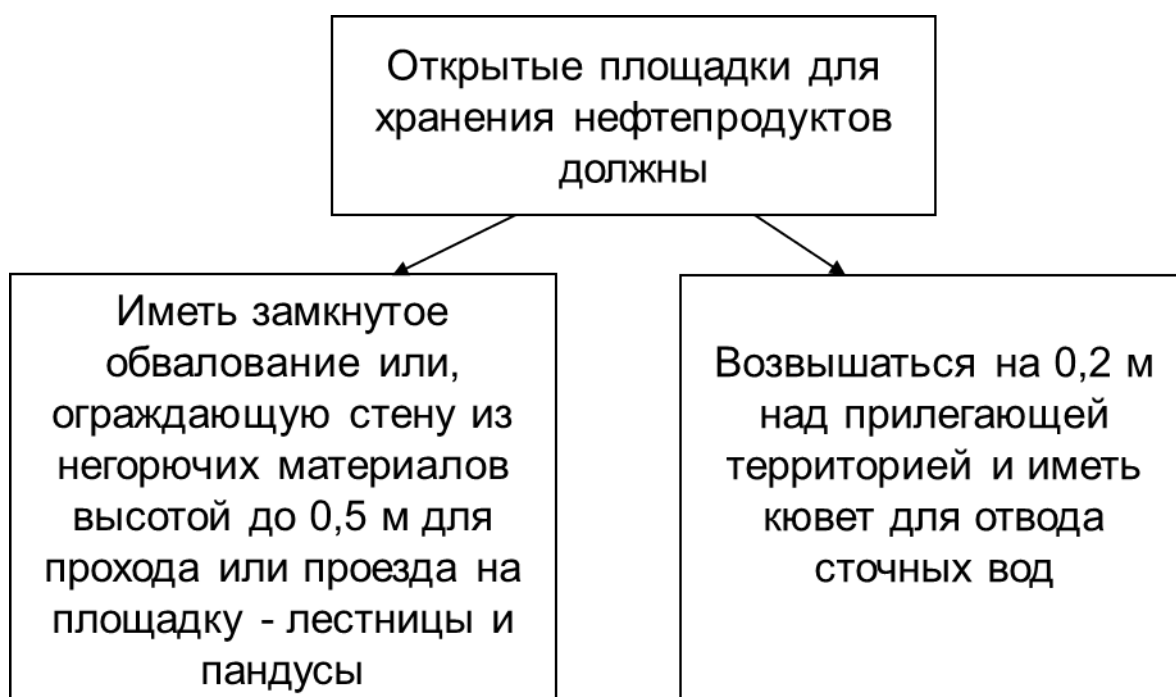


Рис. 5.25. Требования к открытым площадкам для хранения нефти и нефтепродуктов

Тара с нефтепродуктами должна укладываться в штабеля.

В пределах одной обвалованной площадки допускается размещать не более 4-х штабелей бочек размером 15х25 м, разрывы между штабелями не менее 10 м, расстояние между штабелем и валом (стенкой) – не менее 5 м, разрывы между штабелями соседних площадок должно быть не менее 20 м.

Запрещается:

– хранить в таре на открытых площадках нефтепродуктов с $T_{всп.} = 45^{\circ}\text{C}$ и ниже;

– разливать нефтепродукты, а также хранить упаковочный материал и тару непосредственно в хранилищах и на обвалованных площадках.

Складские здания для нефтепродуктов в таре следует принимать:

– для ЛВЖ одноэтажными I, II степени огнестойкости;
– для ГЖ не более трех этажей при степенях огнестойкости этих зданий I, II и одноэтажными при степени огнестойкости III допускается предусматривать одноэтажные подземные сооружения. Бочки с нефтепродуктами должны храниться в штабелях. Требования к штабелям бочек в складских помещениях приведены на рис. 5.26.

Общая вместимость одного складского здания или площадки под навесом для нефтепродуктов в таре не должна превышать $1\,200\text{ м}^3$ легковоспламеняющихся или 6000 м^3 горючих. Вместимость одного отсека не должна превышать 200 м^3 ЛВЖ, 1000 м^3 ГЖ.

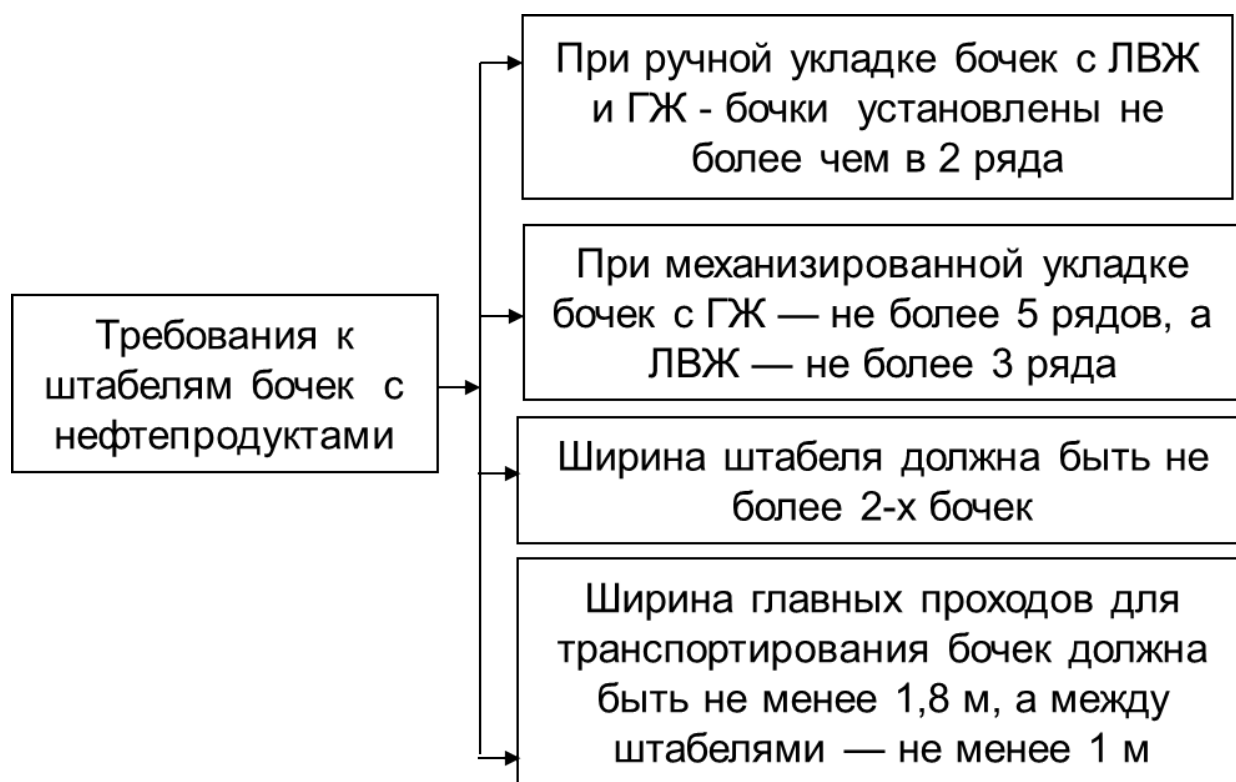


Рис. 5.26. Требования к штабелям бочек с нефтепродуктами в складских помещениях

Общая вместимость одного складского здания или площадки под навесом для нефтепродуктов в таре не должна превышать $1\,200\text{ м}^3$ легковоспламеняющихся или 6000 м^3 горючих. Вместимость одного отсека не должна превышать 200 м^3 ЛВЖ, 1000 м^3 ГЖ.

Складские здания и площадки под навесами для хранения нефтепродуктов к таре следует разделять противопожарными перегородками 1-го типа

на отсеки (помещения) вместимостью каждого не более 200 м^3 легковоспламеняющихся и не более 1000 м^3 горючих нефтепродуктов. Складские помещения для хранения нефтепродуктов в таре должны быть отделены от других помещений противопожарными перегородками 1-го типа.

В дверных проемах внутренних стен и перегородок следует предусматривать пороги или пандусы высотой $0,15 \text{ м}$.

Полы в складских зданиях должны быть из негорючих и не впитывающих нефтепродукты материалов и иметь уклоны для стока жидкости к лоткам, приемкам и трапам.

В помещениях категорий А и Б следует применять безискровые типы полов.

Грузовые платформы (рампы) для железнодорожного и автомобильного транспорта должны быть из негорючих материалов. Для складов III категории допускается проектировать грузовые платформы из трудногорючих и горючих материалов.

5.4. Требования пожарной безопасности к проектированию расходных складов

Расходные склады нефтепродуктов, входящих в состав предприятий (промышленных, транспортных, сельскохозяйственных, энергетических, строительных и др.).

Общая вместимость складов не должна превышать значений, указанных в табл. 5.4.

Таблица 5.4

Вместимость складов [12]

Вид нефтепродукта	Наземное хранение	Подземное хранение
ЛВЖ, м^3	2000	4000
ГЖ, м^3	10000	20000

При совместном хранении ГЖ и ЛВЖ на складе второй группы расчет общей вместимости склада выполняется с учетом того, что:

- 1 м^3 ЛВЖ приравнивается к 5 м^3 ГЖ;
- 1 м^3 (вместимости при наземном хранении) приравнивается к 2 м^3 (вместимости при подземном хранении).

Допускается хранить нефтепродукты в производственных зданиях I-II степени огнестойкости, III степени огнестойкости класса конструктивной пожарной опасности СО, одноэтажных.

Количество нефтепродуктов и условия их хранения. Количество нефтепродуктов указано в табл. 5.5. для специальных помещений с противопожар-

ными перегородками 1-го типа и перекрытиями 3-го типа, имеющих выход непосредственно наружу, в зданиях [12] .

Таблица 5.5

Количество нефтепродуктов и условие их хранения в зданиях

Условия хранения	Количество нефтепродуктов (в резервуарах и таре), м	
	легковоспламеняющихся	горючих
В специальном помещении, отделенном от соседних помещений противопожарными перегородками 1-го типа и перекрытиями 3-го типа и имеющем выход непосредственно наружу, в зданиях: - I и II степеней огнестойкости - III класса С0 и IV класса С0	30 10	150 50
В производственных и складских помещениях зданий I и II степеней огнестойкости	1	5
В подвальных помещениях, отделенных от соседних помещений противопожарными перегородками 1-го типа и перекрытиями 3-го типа и имеющих выход непосредственно наружу, в зданиях I и II степеней огнестойкости	Не допускается	300
То же, в подвальных помещениях с резервуарами (баками) для масел в зданиях: - I и II степеней огнестойкости - III класса С0 и IV класса С0	Не допускается То же	400 100

5.5. Пожарная безопасность при эксплуатации эстакад и насосных станций СНН

5.5.1. Требования пожарной безопасности к продуктовым насосным станциям

Продуктовая насосная станция — группа насосных агрегатов, установленных в здании, под навесом или на открытой площадке, и предназначенных для перекачки нефти и нефтепродуктов.

В зависимости от перекачиваемых продуктов помещения продуктовых насосных станций могут быть категорий А, Б, В. В помещениях категорий А, Б должны быть установлены на окнах легкобрасываемые конструкции (далее ЛСК), сигнализаторы до взрывных концентраций, общеобменная и аварийная вентиляция. Помещения насосных станций должны быть оборудованы АУПТ, АУПС согласно п.13.1, СП 155.13130.2014 [12]. В насосных станциях необходимо вывешивать схему обвязки насосов, телефоны вызова пожарной охраны.

Для перекачки ГГ и ЛВЖ следует, как правило, применять бессальниковые насосы и насосы с торцевыми уплотнениями.

На трубопроводах, работающих неполным сечением, должны устанавливаться гидрозатворы.

Запрещается производить перекачку продуктов:

- негерметичными насосами;
- при отключенных сигнализаторах до взрывных концентраций;
- при ведении огневых работ;
- с отключенной схемой блокировки включения насосных агрегатов при неработающей системе вентиляции.

5.5.2. Требования пожарной безопасности к железнодорожным сливноналивным эстакадам

Эстакада железнодорожная сливноналивная — сооружение специальных железнодорожных путей, оборудованное сливноналивными устройствами, обеспечивающее выполнение операций по сливу нефти и нефтепродуктов из железнодорожных цистерн или их наливу (рис. 5.27) [9].

Эстакады могут быть односторонними, обеспечивающими слив (налив) на одном железнодорожном пути, или двухсторонними, обеспечивающими слив (налив) на двух параллельных железнодорожных путях, расположенных по обе стороны от эстакады [12].

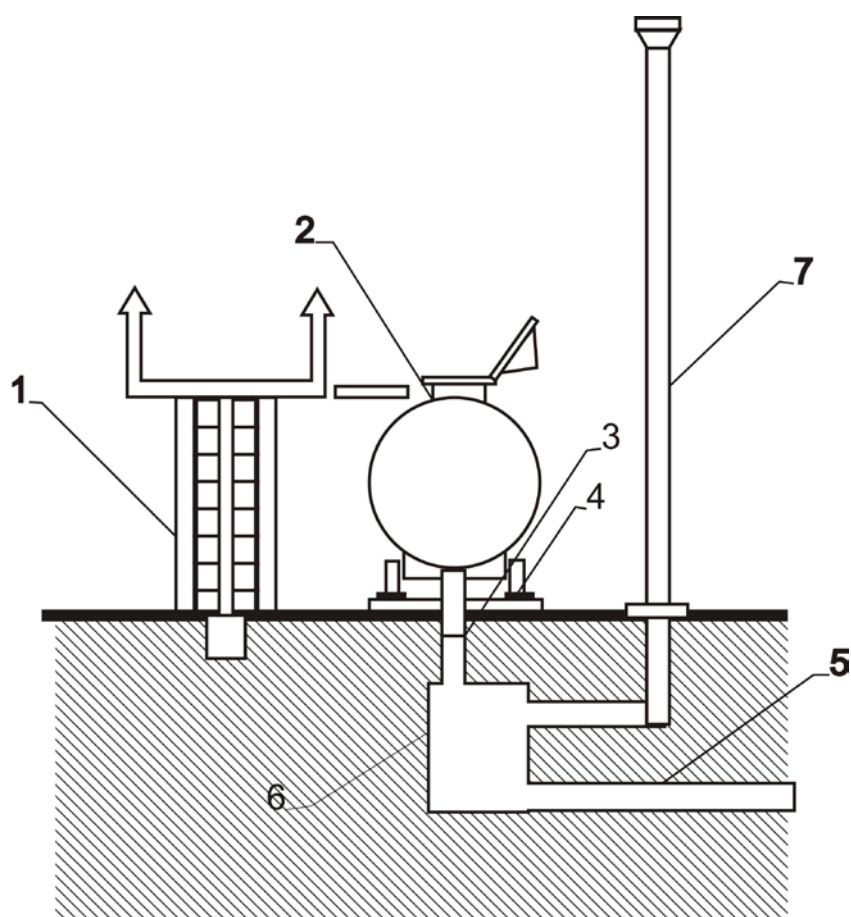


Рис. 5.27. Эстакада железнодорожная сливно-наливная: 1 – галерея; 2 – вагон-цистерна; 3 – сливное устройство; 4 – железнодорожные подъездные пути; 5 – отводящий трубопровод; 6 – коллектор (желоб); 7 – дыхательная труба (вантуз)

Сливоналивное устройство - техническое средство, обеспечивающее выполнение операций по сливу и наливу нефти и нефтепродуктов в железнодорожные или автомобильные цистерны и танкеры.

Промежуточный резервуар (сливная емкость) — резервуар у сливноналивных эстакад, предназначенный для обеспечения операций по сливу (наливу) цистерн.

Эстакады должны располагаться на прямом, несквозном участке железнодорожного пути. Допускается для складов III категории их расположение на криволинейных участках радиусом не менее 200 м. Железнодорожные пути должны иметь съезд на параллельный путь (в обе стороны), при обслуживании односторонней эстакады допускается проектировать односторонний путь длиной не менее 30 м (для возможности расцепки цистерн). На складах I категории сливноналивные эстакады для легковоспламеняющихся и горючих жидкостей должны быть раздельными.

Расстояние между осями ближайших железнодорожных путей соседних сливноналивных эстакад, расположенных на параллельных путях, должно быть не менее 20 м.

Площадки для сливноналивных эстакад должны иметь твердое водонепроницаемое покрытие, огражденное по периметру бортиком высотой не менее 0,2 м, и уклоны не менее 2 % для стока жидкости к приемным устройствам (лоткам, колодцам, приемкам).

На сливноналивных эстакадах лестницы должны быть из негорючих материалов, располагаться в торцах, а также по длине эстакад на расстоянии друг от друга не более 100 м. Лестницы должны иметь ширину не менее 0,7 м и уклон не более 1:1. Лестницы и эстакады должны иметь ограждения высотой не менее 1 м.

Промежуточные резервуары сливноналивных устройств (кроме сливных емкостей для нефтепродуктов с температурой вспышки выше 120°C и мазутов) не допускается размещать под железнодорожными путями.

5.6. Требования к генеральным планам

При размещении СНН на местности необходимо учитывать противопожарные расстояния, приведённые на рис. 5.28 в соответствии с требованиями, ст. 10 [13] главы 6 [12]. Расходные склады нефтепродуктов размещаются на местности в соответствии с требованиями главы 8 [12].

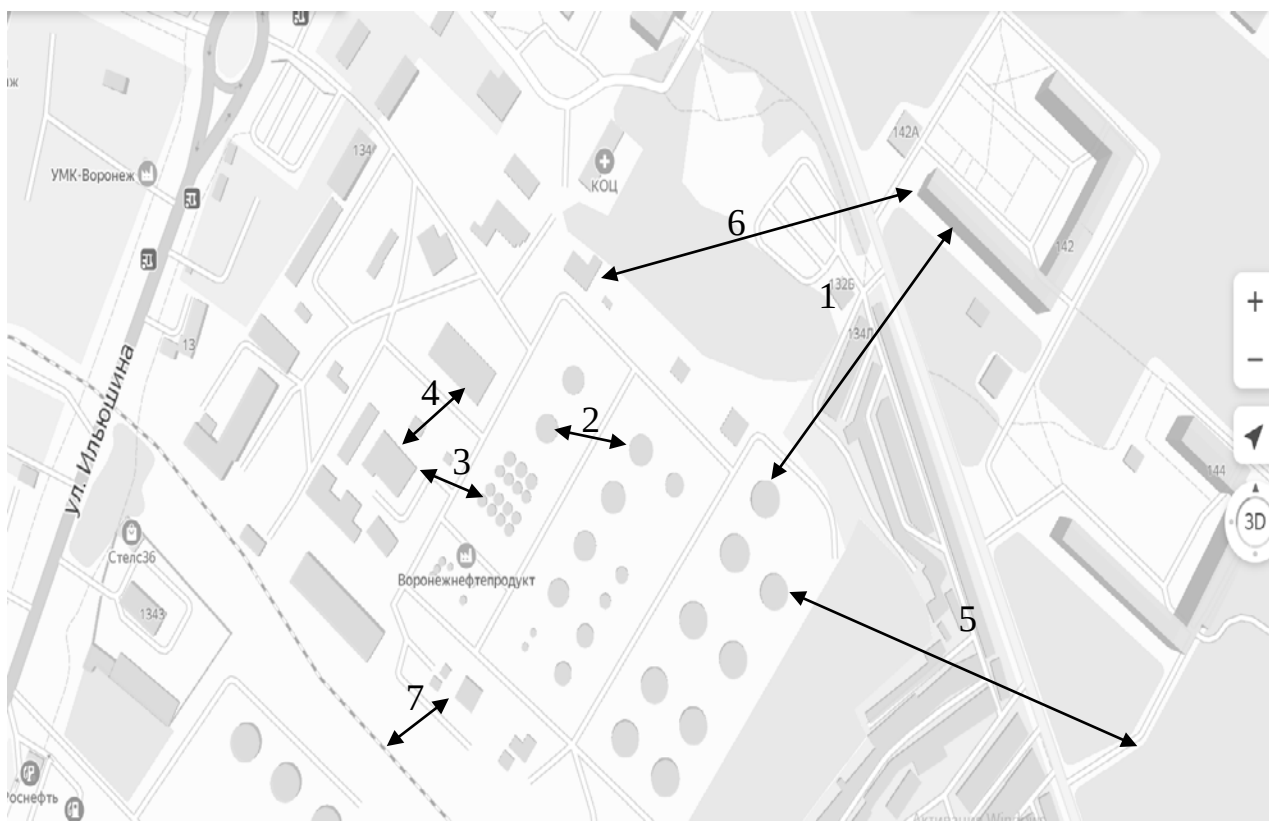


Рис. 5.28. Схема размещения на местности СНН

Противопожарные расстояния от зданий и сооружений категорий А, Б и В по взрывопожарной и пожарной опасности, а также наружных установок категорий АН, БН, ВН и ГН, расположенных на территориях СНН, до граничащих с ними жилых домов (расстояние 1, 6), лесных массивов (расстояние 5) и других объектов, следует принимать в соответствии с табл. 2 [12], табл. 12 [13], те же расстояния для расходных складов, по п. 8.2 [12].

Расстояние от наземных резервуаров для нефти и нефтепродуктов до зданий, наружных установок и сооружений СНН (расстояние 3) следует принимать по табл. 3 [12], те же расстояния для расходных складов по п. 8.3, 8.4, 8.6 [12].

Расстояние между стенками ближайших резервуаров, расположенных в соседних группах СНН (расстояние 2), следует принимать по п. 7.5 [12].

Расстояние от сливноналивных устройств для железнодорожных и автомобильных цистерн, до зданий, сооружений и наружных установок склада (за исключением резервуаров) на территории СНН (расстояние 4,7), следует принимать по табл. 4 [12].

Расстояние от ТРК расходного склада до зданий и сооружений предприятия следует принимать, м: до стен без проемов зданий степеней огнестойкости I, II, III и IV классов С0 - не менее 3; до стен с проемами зданий со степенью огнестойкости I, II, III и IV классов С0 - не менее 9; до остальных зданий – более 18 м.

6. ПРАКТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

6.1. Примеры решения задач

Пример 1. Предприятие планирует хранить нефтепродукты в таре в объеме 400 м^3 ЛВЖ и 400 м^3 ГЖ в складском помещении, расположенном на расстоянии 25 м от железнодорожной сливноналивной эстакады. Проверить размещение и возможность хранения на соответствие с [12].

Решение. В соответствии с табл. 1 [12] данный склад принадлежит категории III Б и должен быть расположен на расстоянии не менее 20 м (табл. 3 [12]) от железнодорожной сливноналивной эстакады. Расположение склада соответствует норме.

При одновременном хранении ЛВЖ и ГЖ 1 м^3 ЛВЖ соответствует 5 м^3 ГЖ. Поэтому переводим 400 м^3 ГЖ в ЛЖ:

$$V'_{\text{ЛВЖ}} = 400 \cdot 0,2 = 80 \text{ м}^3.$$

Общий приведенный объем:

$$V_{\text{общ}} = V_{\text{ЛВЖ}} + V'_{\text{ГЖ}} = 400 + 80 = 480 \text{ м}^3.$$

Общий приведенный объем соответствует требованиям п. 4.3 [12].

Пример 2. Склад нефти и нефтепродуктов включает наземное хранение в таре 500 м³ ЛВЖ и 1500 м³ ГЖ, резервуары с уловленными в нефтеловушках нефтепродуктами вместимостью 500 м³ ЛВЖ и 1000 м³ ГЖ наземного хранения; резервуары подземного хранения нефти вместимостью 200 м³ ЛВЖ и 100 м³ ГЖ. Расстояние от склада до хвойного леса 40 м и до железной дороги – 50 м. Соответствует ли данный склад нормам [12].

Решение. Найдем приведенный объем нефти и нефтепродуктов складов наземного тарного хранения, учитывая, что 1 м³ ЛВЖ соответствует 5 м³ ГЖ:

$$V'_{н.х.} = 500 + 1500/5 = 800 \text{ м}^3.$$

При расчете общей вместимости склада резервуары с уловленными в нефтеловушках продуктами не учитываются.

Найдем приведенный объем нефти и нефтепродуктов для резервуаров подземного хранения:

$$V'_{п.х.} = 200 + 100/5 = 220 \text{ м}^3.$$

В соответствии с табл. 9 [12] допустимая общая вместимость склада равна 2000 м³ ЛВЖ и 10 000 м³ ГЖ наземного хранения. Следовательно, вместимость данного склада не превышает нормы.

При расчете общей вместимости склада учитываем, что 1 м³ наземного хранения соответствует 2 м³ подземного хранения, следовательно, общий приведенный объем ЛВЖ в будет равен:

$$V'_{общ} = 800 + 220/2 = 920 \text{ м}^3.$$

В соответствии с табл. 1 [12] данный склад относится к категории Шв.

Нормативные расстояния проверяем по табл. 2 [12] с учетом категории склада расстояние до леса не соответствует норме (минимальное – 50 м), до железной дороги (минимальное – 100 м) – соответствует.

Пример 3. Определить объём аварийного резервуара, если в помещении производственного здания хранятся нефтепродукты в трех наземных резервуарах объемом 3, 8, 12 м³. Указать требования к расположению помещения, минимальное расстояние от стены производственного здания с оконными проёмами до аварийного резервуара.

Решение. Объем аварийного резервуара должен быть не менее 30 % суммарной вместимости всех расходных резервуаров и не менее вместимости наибольшего резервуара помещения, поэтому:

$$V_{ав.рез.} = (3 + 8 + 12) \cdot 0,3 = 6,9 \text{ м}^3.$$

Однако наибольший резервуар имеет объем 12 м^3 , следовательно, объем аварийного резервуара равен 12 м^3 .

Аварийный резервуар, в который обеспечиваются самотечный слив, должен быть подземным и располагаться снаружи здания на расстоянии не менее 1 м от стен без проемов и не менее 5 м от стен с проемами [12]. Специальный аварийный резервуар может не предусматриваться, если обеспечивается самотечный слив нефтепродуктов в резервуары основной емкости склада.

Пример 4. В генеральном плане района базы нефтепродуктов общей вместимостью $50\,000 \text{ м}^3$ предусмотрены следующие расстояния от зданий и сооружений склада до других объектов и сооружений, не расположенных на территории этого склада:

1. До жилых зданий поселка - 100 м.
2. До зданий и сооружений ТЭЦ - 60 м.
3. До автомобильной дороги II категории - 30 м.
4. До железной дороги (на перегоне) - 50 м.
5. До лесного массива хвойных и лиственных пород - 20 м.

Проверить соответствие запроектированных расстояний противопожарным требованиям и дать заключение, представив результаты в таблице (пример – табл. 6.1).

Решение: База нефтепродуктов имеет категорию II соответственно табл. 1 [12].

Таблица 6.1

Расположение базы нефтепродуктов

Расстояние	Исходные данные	СП 155.13130.2014	Вывод
До жилых зданий поселка	100	200	Не соответствует
До зданий и сооружений ТЭЦ	60	100	Не соответствует
До автомобильной дороги II категории	30	50	Не соответствует
До железной дороги (на перегоне)	50	50	Соответствует
До лесного массива хвойных и лиственных пород	20	50	Не соответствует

Пример 5. Рассчитать высоту обвалования для двух вертикальных резервуаров со стационарной крышкой с номинальным объемом 700 м^3 . Схема представлена на рис. 6.1.

Решение: Для того чтобы рассчитать высоту обвалования, необходимо выяснить расстояния между резервуарами и от резервуаров до обвалования в соответствии с [10] $D = 10,4 \text{ м}$, $H = 9 \text{ м}$.

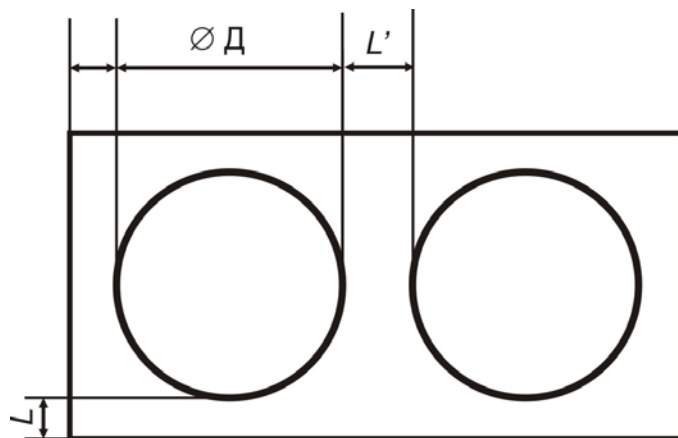


Рис. 6.1. Схема к примеру 5

В соответствии с табл. 6 [12] расстояние между резервуарами равно:

$$L' = 0,75 \cdot D = 0,75 \cdot 10,4 = 7,8 \text{ м.}$$

$L = 3 \text{ м}$ (пункт 3.6 [10]).

Площади территории внутри обвалования

$$S = (2L + D) \cdot (2L + L' + D) = (2 \cdot 3 + 10,4) \cdot (2 \cdot 3 + 7,8 + 10,4) = 396,9 \text{ м}^2.$$

Высоту обвалования вычисляем по формуле:

$$h = \frac{V}{S_{об} - \sum S_{рез}} + 0,2,$$

где V – объем наибольшего резервуара, м^3 ;

S – площадь территории, обнесенной обвалованием, м^2 ;

$\sum S_{рез}$ – площадь зеркал поверхностей всех резервуаров, м^2 .

$$h = \frac{700}{575,28 - 169,1} + 0,2 = 1,92 \text{ м.}$$

Пример 6. Предприятие запланировало территорию площадью 1000 м^2 для постройки группы наземных резервуаров общим объемом $9\,000 \text{ м}^3$. Достаточно ли данной территории.

Решение: Спроектируем группу из трех вертикальных наземных резервуаров со стационарной крышей номинальным объемом $3\,000 \text{ м}^3$ (табл. 2, прил. 2 [12]).

В соответствии с табл. 10 [12] диаметр каждого из резервуаров составит $D = 19 \text{ м}$, тогда минимальное расстояние между соседними наземными резервуарами должно быть более $L = D \cdot 0,75$, а расстояние от стенок каждого до обвалования данной группы резервуаров не менее $L' = 3 \text{ м}$.

Расстояние между соседними резервуарами:

$$L = 0,75 \cdot 19 = 14,25 \text{ м.}$$

Расположение резервуаров показано на рис. 6.2.

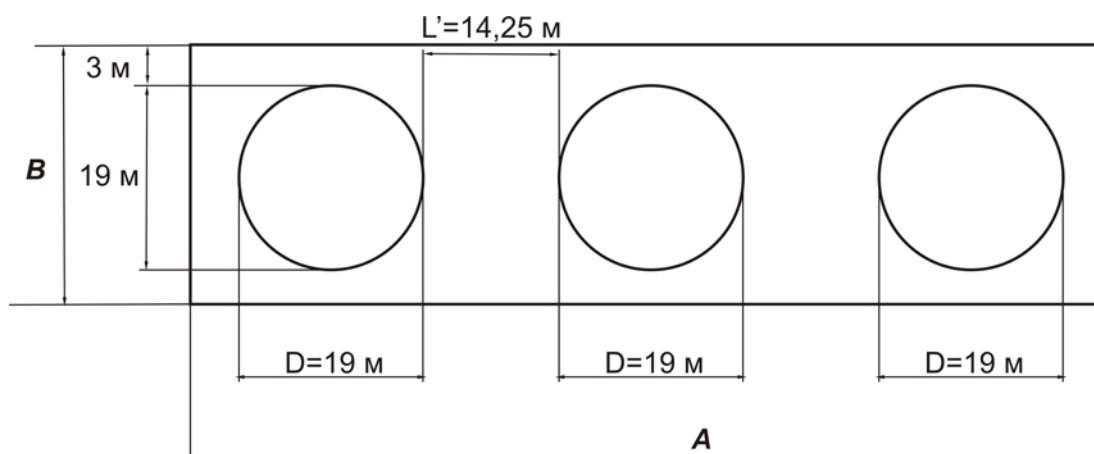


Рис. 6.2. Схема к примеру 6

Длина парка с обвалованием равна:

$$A = 3D + 2L' + 2L = 3 \cdot 19 + 2 \cdot 14,25 + 2 \cdot 3 = 57 + 28,5 + 6 = 91,5 \text{ м.}$$

$$B = D + 2L = 19 + 2 \cdot 14,5 = 47,5 \text{ м.}$$

Площадь парка:

$$S_n = A \cdot B = 47,5 \cdot 91,5 = 4346,25 \text{ м}^2.$$

Вывод: Планируемая группа резервуаров не может быть размещена на данной территории, не нарушая требования пожарной безопасности.

Пример 7. Предприятие планирует хранить нефтепродукты в таре в объеме 400 м^3 ЛВЖ и 400 м^3 ГЖ в складском помещении, расположенном на расстоянии 25 м от железнодорожной сливноналивной эстакады. Проверить размещение и возможность хранения на соответствие [12].

Решение. В соответствии с табл. 1 [12] данное складское помещение принадлежит категории III Б и должно быть расположено на расстоянии не менее 20 м (табл. 3 [12]) от железнодорожной сливноналивной эстакады. Расположение помещения соответствует норме.

При одновременном хранении ЛВЖ и ГЖ 1 м^3 ЛВЖ соответствует 5 м^3 ГЖ. Поэтому переводим 200 м^3 ГЖ в ЛЖ:

$$V'_{\text{ЛВЖ}} = 400 \cdot 0,2 = 80 \text{ м}^3.$$

Общий приведенный объем:

$$V_{\text{общ}} = V_{\text{ЛВЖ}} + V'_{\text{ГЖ}} = 400 + 80 = 480 \text{ м}^3.$$

Общий приведенный объем соответствует требованиям п. 4.3 [12].

6.2. Задания для самостоятельной работы

Задача 1. Генеральным планом района базы нефтепродуктов общей вместимостью V , м^3 предусмотрены следующие расстояния от зданий и сооружений склада до других объектов и сооружений, не расположенных на территории этого склада:

1. До жилых зданий поселка – L_1 , м.
2. До зданий и сооружений ТЭЦ – L_2 , м.
3. До автомобильной дороги II категории – L_3 , м.
4. До железной дороги (на перегоне) – L_4 , м.
5. До лесного массива хвойных и лиственных пород – L_5 , м.

Проверить соответствие запроектированным расстояниям, представленным в табл. 6.2, и дать заключение.

Таблица 6.2

Исходные данные к задаче 1

Вариант	V , м^3	L_1 , м.	L_2 , м.	L_3 , м.	L_4 , м.	L_5 , м.
1	10	15	60	10	2	150
2	20	12	100	10	10	160
3	10	40	120	15	2	120
4	15	16	200	19	10	200
5	30	20	300	35	15	30
6	40	22	30	40	30	40
7	10	30	25	20	40	50
8	25	35	150	30	10	60
9	30	40	400	25	25	80
10	47	10	320	10	30	70
11	50	50	50	12	47	120
12	15	15	25	14	50	160
13	10	19	12	10	15	20
14	12	35	40	15	10	35
15	18	40	18	15	2	960
16	22	45	70	115	10	190
17	32	25	50	30	20	500
18	30	72	40	40	2	60
19	45	50	60	14	10	45
20	10	12	23	20	15	12

Задача 2. В генеральном плане района базы нефтепродуктов общей вместимостью V (м^3) предусмотрены расстояния от зданий и сооружений склада до других объектов и сооружений, не расположенных на территории этого склада (табл. 6.3). Проверить соответствие запроектированных расстояний противопожарным требованиям и дать заключение.

Таблица 6.3

Исходные данные к задаче 2

Варианты	Расстояние от базы нефтепродуктов до..., м					Вместимость базы нефтепродуктов V , м^3
	До жилых зданий поселка	До зданий и сооружений ТЭЦ	До автомобильной дороги II категории	До железной дороги	До лесного массива хвойных и лиственных пород	
1	100	40	40	100	120	1000
2	200	45	120	200	150	10000
3	150	100	130	300	400	2000
4	400	20	80	400	500	5000
5	50	30	70	50	600	6000
6	600	15	150	60	300	60000
7	400	200	200	70	120	5000
8	200	300	400	80	150	400
9	320	500	300	90	180	4500
10	500	600	250	400	50	5000
11	100	200	450	100	40	7000
12	120	250	900	20	60	600
13	130	400	800	30	30	2000
14	250	600	100	250	20	4500
15	360	300	60	320	50	800
16	250	250	50	600	100	1000
17	400	70	40	100	165	540

Задача 3. Предприятие запланировало территорию площадью S , м^2 для постройки группы резервуаров общим объемом V , м^3 . Достаточно ли данной территории. Вычертить план-схему с учетом данных табл. 6.4.

Таблица 6.4

Исходные данные к задаче 3

Вариант	$S, \text{м}^2$	$V, \text{м}^3$	Вариант	$S, \text{м}^2$	$V, \text{м}^3$
1	2 000	20 000	11	3 000	220 000
2	4 500	120 000	12	5 500	150 000
3	1 500	30 000	13	2 500	35 000
4	2360	4000	14	2 550	45 000
5	2 580	70 000	15	2 580	80 000
6	7 000	100 000	16	7 000	120 000
7	6 200	20 000	17	8 200	220 000
8	7 000	30 000	18	800	38 000
9	2 300	50 000	19	1800	55 000
10	5 000	100 000	20	5 500	200 000

Задача 4. Определить высоту обвалования для группы резервуаров, состоящих из двух $V, \text{м}^3$ с бензином, со стационарной крышей, расстояние от стенки резервуара до внутренней кромки обвалования составляет $L', \text{м}$. Необходимо вычертить план-схему обвалования резервуаров, при этом используя данные табл. 6.5.

Таблица 6.5

Исходные данные для задачи 4

Вариант	Объем одного резервуара, м^3	Расстояние $L', \text{м}$	Вариант	Объем одного резервуара, м^3	Расстояние $L', \text{м}$
1	100	11	11	100	10
2	200	10	12	200	9
3	300	5	13	300	8
4	400	7	14	400	7
5	700	6	15	700	6
6	1 000	8	16	1 000	5
7	2 000	9	17	2 000	12
8	3 000	12	18	3 000	16
9	5 000	15	19	5 000	18
10	10 000	20	20	10 000	25

Задача 5. Предприятие планирует хранить нефтепродукты в таре в объеме $V_1, \text{м}^3$ ЛВЖ и $V_2, \text{м}^3$ ГЖ в складском помещении, расположенном на расстоянии $L, \text{м}$ от железнодорожной сливноналивной эстакады (СНЭ). Проверить размещение и возможность хранения на соответствие [12], исходные данные представлены в табл. 6.6.

Таблица 6.6

Исходные данные к задаче 5

Вариант	Расстояние до СНЭ L , м	Объем нефтепродуктов	
		V_1 , м ³ ЛВЖ	V_2 , м ³ ГЖ
1	20	200	100
2	30	500	100
3	10	400	1000
4	12	500	5000
5	15	600	4500
6	25	800	800
7	20	450	900
8	16	1000	550
9	70	1500	650
10	80	2300	450
11	50	500	300
12	55	360	2500
13	61	450	8000
14	15	800	500
15	13	780	450
16	18	60	300
17	19	590	390
18	10	450	250
19	25	250	850

Задача 6. Предприятие планирует хранить нефтепродукты в таре в объеме V_1 , м³ ЛВЖ и V_2 , м³ ГЖ в складском помещении, расположенном на расстоянии L , м от железнодорожной сливноналивной эстакады (СНЭ). Проверить размещение и возможность хранения на соответствие [12], исходные данные представлены в табл. 6.7.

Таблица 6.7

Исходные данные к задаче 6

Вариант	Расстояние до СНЭ L , м	Объем нефтепродуктов	
		V_1 , м ³ ЛВЖ	V_2 , м ³ ГЖ
1	20	200	100
2	30	500	100
3	10	400	1000
4	12	500	5000
5	15	600	4500
6	25	800	800
7	20	450	900
8	16	1000	550

Задача 7. Склад нефти и нефтепродуктов включает наземное хранение в таре V_1 , м³ ЛВЖ и V_2 , м³ ГЖ, резервуары с уловленными в нефтеловушках нефтепродуктами вместимостью V_1'' , м³ ЛВЖ и V_2'' , м³ ГЖ наземного хранения; резервуары подземного хранения нефти вместимостью V_1''' , м³ ЛВЖ и V_2''' , м³ ГЖ. Расстояние от склада до хвойного леса A_1 , м³ и до железной дороги – A_2 , м³. Соответствует ли данный склад нормам [12], исходные данные представлены в табл. 6.8.

Таблица 6.8

Исходные данные к задаче 7

Вариант	Наземное хранение		Подземное хранение		Нефтеловушки, м ³		Расстояния А, м	
	V_1 ЛВЖ	V_2 ГЖ	V_1'' , ЛВЖ	V_2'' , ГЖ	V_1''' , ЛВЖ	V_2''' , ГЖ	A_1 Листвен- ный лес	A_2 ж/д
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	300	2000	200	300250	50	10	20	100
2	500	1500	100	450	60	20	30	2120
3	450	4000	201	840	100	100	100	150
4	600	2100	145	560	120	120	40	200
5	300	700	120	25	130	150	50	210
6	500	800	13	410	150	100	7	410
7	1000	3200	400	320	200	145	10	30
8	890	1500	500	200	620	123	112	20
9	780	2000	230	400	150	159	15	50
10	1200	3600	100	170	180	175	18	60
11	3000	5000	250	900	200	148	30	400
12	500	800	123	700	300	123	60	300
13	102	2500	125	250	120	90	50	500
14	205	1420	1292	150	145	98	40	450
15	320	2356	245	500	150	210	20	100
16	216	1562	236	600	400	320	30	20
17	125	1489	380	700	300	125	10	40
18	741	1752	420	650	120	301	10	30
19	250	1300	450	480	90	215	24	45
20	325	2500	650	1500	75	320	25	32

Задача 8. Определить объём аварийного резервуара, если в помещении производственного здания хранятся нефтепродукты в трех резервуарах объемом V_1 , V_2 , V_3 м³. Указать требования к расположению помещения, минимальное расстояние от стены производственного здания с оконными проёмами до аварийного резервуара, данные по вариантам представлены в табл. 6.9.

Таблица 6.9

Исходные данные для задачи 8

Вариант	V_1 , м ³	V_2 , м ³	V_3 , м ³
1	20	15	30
2	15	20	79
3	26	20	15
4	25	40	56
5	45	23	15
6	23	70	50
7	15	25	36
8	20	70	80
9	25	36	42
10	12	20	32
11	5	17	25
12	36	40	78
13	10	15	14
14	10	40	80
15	12	48	23
16	25	25	42
17	10	12	15
18	45	48	50
19	32	35	40
20	50	54	60

Вопросы для самопроверки

1. Дайте общую характеристику нефтеперерабатывающих предприятий, их пожарную опасность и требования пожарной безопасности.
2. Дайте характеристику нефти и основным получаемым нефтепродуктам.
3. Какие существуют способы бурения нефтяных скважин, добычи нефти и применяемое для этого оборудование?
4. Какова пожарная опасность добычи нефти и основные требования пожарной безопасности?
5. Каким документом устанавливаются противопожарные нормы для объектов хранения нефтепродуктов?
6. Какие виды резервуаров для хранения нефтепродуктов существуют?
7. По какому критерию относят нефтехранилища к категории?
8. Что такое резервуарный парк?
9. Что подразумевают под номинальным объемом резервуара?
10. Какие емкости не учитываются при определении общей вместимости складов нефти и нефтепродуктов?
11. Какой степени огнестойкости должны быть склады нефти и нефтепродуктов?
12. Каким образом можно вычислить высоту обвалования для группы резервуаров?
13. Что такое сливноналивная эстакада?
14. Где нельзя размещать промежуточные резервуары сливноналивных эстакад?
15. Каковы особенности проектирования подъездов для пожарных машин на территории резервуарного парка?
16. Каковы особенности проектирования подъездов для пожарных машин вокруг сливноналивной эстакады?
17. Каковы особенности озеленения территории нефтепродуктохранилищ?
18. Какова общая площадь зеркала подземного резервуарного парка?
19. Какие нефтепродукты недопустимо хранить в таре на открытых площадках?
20. Каковы особенности этажной планировки складских помещений для нефтепродуктов?
21. Какова общая вместимость складов нефтепродуктов в таре?
22. Когда допускается предусматривать тупиковый путь для сливноналивных эстакад?
23. Каково расстояние между железнодорожными путями соседних сливноналивных эстакад?
24. Каково расстояние до железнодорожного пути от сливноналивной эстакады?
25. Что понимается под разливочными и расфасовочными нефтехранилищ?
26. Что представляет собой насосная станция?

27. Какие основные документы регулируют противопожарную безопасность объектов, связанных с добычей и переработкой нефти?
28. Каково минимальное расстояние между наружными установками и ограждением? С чем связано такое требование?
29. Каковы минимальные расстояния от объектов А, Б, АН, БН до железнодорожных и автомобильных путей?
30. Что входит в производственную зону предприятия?
31. Какова максимальная площадь квартала производственной зоны предприятия?
32. Каковы минимальные расстояния от предприятия до лесного массива?
33. Каковы особенности размещения объектов нефтедобычи и нефтепереработки вблизи водных объектов?
34. Какие основные факторы влияют на принятие решения о размещении нефте- и нефтепродуктопровода?
35. Какие здания и сооружения должны быть расположены на максимальном удалении от нефтепродуктопровода (75 м)?

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Учебное пособие подробно описывает стадии добычи, транспортировки, переработки нефти, что позволяет оценить возможные причины возникновения взрывопожароопасных ситуаций на объектах добычи и производства, без знания которых невозможна разработка эффективных противопожарных мероприятий, направленных на защиту людей, имущества и окружающей среды.

Применение основ взрывопожаробезопасности рассмотренных объектов, а также требований пожарной безопасности, предъявляемых к ним для решения практических задач, обеспечит сформированность общеобразовательных, общепрофессиональных и профессиональных компетенций, необходимых для реализации профессиональной деятельности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бардик, Дональд Л. Нефтехимия [Текст] / Дональд Л. Бардик, Уильям Л. Леффлер. – М.: Олимп-Бизнес. – 2012. – 496 с.
2. ВППБ 01-03-96 Правила пожарной безопасности для предприятий АК "Транснефтепродукт" [Электронный ресурс] / Информационная система СНИПов.НЕТ – Режим доступа: http://snipov.net/c_4651_snip_106891.html. – Загл. с экрана. – Яз. рус.
3. ГОСТ Р 53324-2009 Ограждение резервуаров [Электронный ресурс] / GOSTexpert. База ГОСТОВ РФ. – Режим доступа: <http://gostexpert.ru/gost/gost-12.3.047-98>. – Загл. с экрана. – Яз. рус.
4. ГОСТ 1510-84* Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение [Электронный ресурс] / Проект NGE.RU. – Режим доступа: http://www.nge.ru/g_1510-84.htm. – Загл. с экрана. – Яз. рус.
5. ГОСТ 31385-2008 Межгосударственный стандарт. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия. [Электронный ресурс] / <https://docs.cntd.ru/document/1200073853?marker=7D20K3>.
6. Королев, Д. С. Методика прогнозирования пожаро-опасных свойств продуктов нефтепереработки для обеспечения пожарной и промышленной безопасности: диссертация ... кандидата технических наук : 05.26.03 / Королев Д. С.; [Место защиты: С.-Петербург. ун-т ГПС МЧС России]. - Воронеж, 2017. - 109 с.: ил.
7. Корольченко, А.Я. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения [Текст] / А. Я. Корольченко, Д. А. Корольченко. - Справочник: в 2-х частях ч. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Асс. «Пожнаука», 2004. – Ч.1. – 713 с.
8. Постановление Правительства РФ от 16 сентября 2020 года N 1479 О противопожарном режиме [Электронный ресурс] / <https://docs.cntd.ru/document/565837297>.
9. Пожарная безопасность технологических процессов [Текст]: учебное пособие / ВИ ГПС МЧС России; Е. В. Романюк, Д. В. Каргашилов. – Воронеж: ВИ ГПС МЧС России, 2014. – 153 с.
10. Пожарная безопасность технологических процессов: учебник / С. А. Швырков и др.; под общ. ред. С. А. Швыркова. – М.: Академия ГПС МЧС России, 2012. – 388 с.
11. СП 4.13130.2013 Система противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям [Электронный ресурс] / <https://docs.cntd.ru/document/1200101593?marker=7D20K3>.

12. СП 155.13130.2014 Свод правил. Склады нефти и нефтепродуктов требования пожарной безопасности [Электронный ресурс] / <https://www.mchs.gov.ru/dokumenty/svody-pravil/539>.
13. Федеральный закон №123-ФЗ от 22.07.2008 г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [Электронный ресурс] / <https://docs.cntd.ru/document/902111644>.
14. <http://900igr.net/prezentatsii/ekonomika/Neft-i-pererabotka-nefti/014-Protssess-pererabotki-nefti-i-gaza.html>.
15. <http://900igr.net/prezentacija/biologija/uslovija-khraneniya-nefti-i-nefteproduktov-77596/sovremennye-stalnye-rezervuary-v-zavisimosti-ot-formy-i-9.html>.

Учебное издание

**Куприенко Павел Сергеевич
Иванова Ирина Александровна
Паршина Анастасия Петровна
Каргашилов Дмитрий Валентинович
Сушко Елена Анатольевна**

**ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ОБЪЕКТОВ С НАЛИЧИЕМ НЕФТИ
И НЕФТЕПРОДУКТОВ И ИХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ**

Учебное пособие

Рисунок на обложке взят из источника:
<https://www.rsholod.ru/katalog/uslugi/proektirovanie/skladov/nefti-i-nefteproduktov/>

Редактор Козявина Е. П.

Подписано в печать 06.04.2022.
Формат 60х84 1/16. Бумага для множительных аппаратов.
Уч.-изд. л. 4,3. Усл. печ. л. 4,0. Тираж 350 экз. Заказ № 26.

**ФГБОУ ВО «Воронежский государственный технический университет»
394006 Воронеж, ул. 20-летия Октября, 84**

**Участок оперативной полиграфии издательства ВГТУ
394026 Воронеж, Московский проспект, 14**