

**Ямалетдинова А.А., Очилов А.А.,
Шарипов К.К., Сатторов М.О.**

ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЕБАЗ И АВТОЗАПРАВОЧНЫХ СТАНЦИЙ



Бухара

**Министерство высшего и среднего-специального образования
Республики Узбекистан**

Бухарский инженерно-технологический институт

**Ямалетдинова А.А., Очилов А.А., Шарипов К.К.,
Сатторов М.О.**

ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЕБАЗ И АВТОЗАПРАВОЧНЫХ СТАНЦИЙ

Учебное пособие

*(для студентов направления бакалавриата 5321400-Технология
нефтегазохимической промышленности)*

БУХАРА-2020

Ямалетдинова А.А., Очилов А.А., Шарипов К.К., Сатторов М.О. Эксплуатация нефтебаз и автозаправочных станций. Бухара. 2020. 291 стр.

Аннотация

В учебном пособии приведен материал по основным разделам дисциплины «Эксплуатация нефтебаз и АЗС». Рассмотрены вопросы от производства нефтепродуктов до их реализации, транспортировка нефтепродуктов трубопроводным, железнодорожным, водным и автомобильным транспортом. Особое внимание уделено снижению потерь нефтепродуктов при эксплуатации нефтебаз и АЗС, их транспортировке, хранению, сливным и наливным операциям.

Приведена методика выбора объема резервуаров для нефтебаз и АЗС, рассмотрены вопросы защиты от коррозии и молний, автоматического тушения пожара. Отражены вопросы влияния нефтепродуктов на человека и окружающую среду.

Каждый раздел завершается перечнем вопросов для самоконтроля, что позволяет читателю проверить степень усвоения изучаемого материала.

Учебное пособие предназначено для студентов, обучающихся по направлению бакалавриата 5321400 - «Технология нефтегазохимической промышленности», и может быть полезно студентам других родственных специальностей высших учебных заведений, соискателям, инженерам.

Табл. 37. Ил. 45. Библиогр.: 42 назв.

Рецензенты:

Бердиев З.И.	Главный инженер ООО «Бухарская нефтебаза»
Солихов О.Ф.	Директор частное предприятие «Солихов Олимжон Фазлиддинович»
Дустов Х.Б.	Профессор кафедры «Нефтегазовое дело» БухИТИ, д.х.н.

ВВЕДЕНИЕ

Автомобиль и различная техника являются одними из наиболее заметных результатов развития XX века. На сегодняшний день количество транспортных средств с двигателями внутреннего сгорания, техники, применяемых в сельском хозяйстве и других отраслях, превысило миллиард единиц.

Увеличение общего количества автомобильного парка страны до 5 миллионов является результатом ускоренного развития автомобильной промышленности в Республике Узбекистан.

В настоящее время более 90 процентов перевозимых грузов и пассажиров в Республике Узбекистан осуществляется автомобильным транспортом. Надежная работа транспортных средств, экономические показатели во многом зависят от степени их обеспеченности горюче-смазочными материалами и качества этих продуктов.

Успехи, достигнутые после независимости, переход всех систем в рыночную экономику, преимущества, созданные для предпринимательства привели к большим изменениям в системе поставок горюче-смазочных материалов.

Если в 1996 году около 150 автозаправочных станций, существующих на территории Республики Узбекистан, были прикреплены к нефтебазам государственного управления, то на сегодняшний день только количество частных автозаправочных станций превысило 1600 и ежегодно строятся несколько десятков новых автозаправочных станций.

Учитывая, что нефтебазы и автозаправочные станции входят в число пожароопасных и экологически опасных предприятий, совершенствование, обновление всех пунктов является одним из актуальных вопросов сегодняшнего дня, безопасность в пунктах напрямую зависит от опыта работающих в этих пунктах работников, их теоретических и практических навыков, культуры и уровня обслуживания.

Опираясь на Постановление Президента Республики Узбекистан от 9 июля 2019 года №ПП-4388 «О мерах по стабильному обеспечению экономики и населения энергоресурсами, финансовому оздоровлению и совершенствованию системы управления нефтегазовой отраслью» были поставлены задачи по модернизации и развитию нефтегазовой отрасли. А также реконструкция и строительство современных нефтебаз и автозаправочных станций.

Современная нефтебаза – это сложное и многообразное хозяйство. Оно включает резервуарные парки, разветвленную сеть трубопроводов, насосное оборудование, наливное и сливное оборудование, лаборатории анализа качества нефтепродуктов. От правильного проектирования и эксплуатации нефтебазы зависит её эффективность.

Автозаправочные станции (АЗС) представляют собой комплекс зданий, сооружений, оборудования и предназначены в основном для заправки транспортных средств моторным топливом и маслами.

Красиво оформленные и оборудованные АЗС являются украшением города или автомобильной магистрали. Они проектируются с учетом требований СНиПов, ГОСТов, РД, обеспечивая пожарную безопасность и безопасность жизнедеятельности.

Основными строительными нормами и правилами при проектировании и эксплуатации нефтебаз и АЗС, руководящими документами, государственными стандартами являются: СНиП 2.11.03 – 93 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы», РД 153 – 39.2 – 080 – 01 «Правила технической эксплуатации автозаправочных станций», РД 153 – 39.4 – 078 – 01 «Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз», ГОСТ 1510-84 «Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение».

Современные заправочные станции располагаются на автомагистралях, в городах, населенных пунктах и могут производить заправку автотранспорта газом, бензином и дизельными топливами. На заправках можно приобрести

расфасованные масла, смазки, специальные жидкости, запасные части. На некоторых АЗС располагаются мойки, станции технического обслуживания, столовые.

В Узбекистане эксплуатируется более 1,2 млн. мобильных транспортных машин с двигателями внутреннего сгорания, среди которых около 30 млн. автомобилей. На автомобильный транспорт приходится более 50 % грузовых и пассажирских перевозок. Для обеспечения движения автомобилей и другой техники используют двигатели внутреннего сгорания, которые в качестве топлива используют, в основном, нефтепродукты.

Постановление Президента Республики Узбекистан от 20 апреля 2017 года №ПП-2909 «О мерах по дальнейшему развитию системы высшего образования» выделяется следующие задачи:

- формирование целевых параметров подготовки кадров с высшим образованием, оптимизацию направлений и специальностей обучения в высших образовательных учреждениях с учетом перспектив комплексного развития регионов и отраслей экономики, потребностей, реализуемых территориальных и отраслевых программ;
- дальнейшее совершенствование образовательного процесса, учебных планов и программ высшего образования на основе широкого использования новейших педагогических технологий и методов обучения, качественное обновление и внедрение современных форм организации научно-образовательного процесса магистратуры;
- создание и широкое внедрение в систему высшего образования учебных пособий нового поколения, обеспечение высших образовательных учреждений современной учебной, учебно-методической и научной литературой, в том числе на основе приобретения и перевода новейшей зарубежной литературы, регулярное обновление фондов информационно-ресурсных центров;

При наличии вышеуказанного постановления авторами разработано данное учебное пособие для использования его в ВУЗах.

В учебном пособии рассмотрены вопросы от производства нефтепродуктов до их реализации. На пути к потребителю нефтепродукты транспортируются до нефтебаз, сливаются, хранятся, подвозятся к станциям по заправке техники жидким и газообразным топливом.

Современный инженер должен знать новейшие технологии получения качественных топлив, смазочных материалов, отечественную и зарубежную маркировку, эксплуатационные, экологические свойства нефтепродуктов, требования к ним и их анализ; перевозку нефти и нефтепродуктов водным, железнодорожным и автомобильным транспортом; передовой опыт, нормативные документы, способы экономии, правила хранения, учет нефтепродуктов, технику безопасности.

Технически правильная и рациональная эксплуатация нефтебаз и АЗС возможна только хорошо подготовленными специалистами.

В учебном пособии приведены материалы, охватывающие основные разделы курса «*Эксплуатация нефтебаз и АЗС*». Целью учебного пособия является формирование знаний у студентов направления 5321400-*Технология нефтегазохимической промышленности* в области эксплуатации нефтебаз и АЗС, перевозок нефтепродуктов и их хранения, снижения потерь от испарения, отпуска и их учета, влияния нефтепродуктов на человека и окружающую среду, взрывной и противопожарной безопасности.

АББРЕВИАТУРЫ

(сокращения)

АВБ – аварийно-восстановительная бригада.

АВП – аварийно-восстановительный пункт.

АГЗС – газовая автозаправочная станция.

АЗС – автозаправочная станция.

АНС – автоналивная станция.

АСДКУ – автоматизированная система диспетчерского контроля и управления.

АСЗТ – аварийная система защиты трубопровода.

АСУ – Отдел автоматизированных систем управления.

АРМ – автоматизированное (на базе компьютера) рабочее место.

АХО – Административно-хозяйственный отдел.

БПТО - База производственно-технического обслуживания.

ВРП – внешний резервуарный парк.

ГПЗ – газоперерабатывающий завод.

ГПС – головная нефтеперекачивающая станция.

ГСМ – горюче-смазочные материалы.

ГТД – грузовая таможенная декларация.

ДЗ – диспетчерское задание.

ДТ – дизельное топливо (также – *дизтопливо*).

ЖБР – железобетонный резервуар.

КИП – контрольно-измерительные приборы.

ККМ – контрольно-кассовая машина.

КП – конечный пункт нефтепродуктопровода.

КП – контролируемый пункт телемеханики.

КР – капитальный ремонт.

КФС – ключевые факторы стоимости.

ЛПДС – линейная производственно-диспетчерская (или просто – диспетчерская) станция.

МА – магистральный насосный агрегат.

МГП – месячный график приема нефтепродуктов.

МН(ПП) – магистральный нефтепродуктопровод.

МСА ПС – микропроцессорная система автоматики перекачивающей станции.

МТ – магистральный трубопровод.

МТ – маршрутная телеграмма.

НБ – нефтебаза.

НК – нефтяная компания.

ННС – нефтеналивная станция.

НП – нефтепродукт.

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод.

НПП – нефтепродуктопровод.

НПС – нефтеперекачивающая станция.

НХК – нефтехимический комбинат.

ППС – промежуточная перекачивающая станция.

ПРБ – производственно-ремонтная база.

ПС – перекачивающая станция.

РБ – раздаточный блок.

РВС - вертикальный стальной резервуар.

РВСП - вертикальный стальной резервуар с понтоном.

РВСПК - вертикальный стальной резервуар с плавающей крышей.

РГС - горизонтальный стальной резервуар.

РДП – районный диспетчерский пункт.

РП – резервуарный парк.

РСК - ремонтно-строительная колонна.

СЗЗ - санитарно-защитная зона.

СКЗ – станция катодной защиты.

СКУ – система контроля и управления.

СИ – средство измерений.

СНГ – сжиженный нефтяной газ.

СТ – соединительный трубопровод.

СУ РП – система управления резервуарного парка.

ТОР – техническое обслуживание и ремонт.

ТР – технический ремонт.

ТРК – топливораздаточный комплекс.

ТТН - товарно-транспортная накладная.

ТПС – трубопроводная система.

ТУО - товаро-учетная операция.

ТЭС – тетраэтилсвинец.

ЦДП – центральный диспетчерский пункт.

ШФЛУ – широкие фракции легких углеводородов.

ЭХЗ – электрохимзащита.

ГЛАВА 1. СВОЙСТВА НЕФТИ И ГАЗА И ПРОЦЕССЫ, ПРОТЕКАЮЩИЕ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ПРОДУКТОВ ИЗ НИХ

1.1. Основные свойства нефти и газа

Нефть – горючая, маслянистая жидкость, преимущественно темного цвета, представляет собой смесь различных углеводородов. В нефти встречаются следующие группы углеводородов: метановые (парафиновые) с общей формулой C_nH_{2n+2} ; наftenовые – C_nH_{2ni} ; ароматические – C_nH_{2n-6} . Преобладают углеводороды метанового ряда (метан CH_4 , этан C_2H_6 , пропан C_3H_8 и бутан C_4H_{10}), находящиеся при атмосферном давлении и нормальной температуре в газообразном состоянии. Пентан C_5H_{12} , гексан C_6H_{14} и гептан C_7H_{16} неустойчивы, легко переходят из газообразного состояния в жидкое и обратно. Углеводороды от C_8H_{18} до $C_{17}H_{36}$ – жидкие вещества. Углеводороды, содержащие больше 17 атомов углерода – твердые вещества (парафины). В нефти содержится 82,87 % углерода, 11,14 % водорода (по весу), кислород, азот, углекислый газ, сера, в небольших количествах хлор, йод, фосфор, мышьяк и т.п.

Основной показатель товарного качества нефти – ее плотность (r) (отношение массы к объему), по ней судят о ее качестве. Легкие нефти наиболее ценные.

Плотность (объемная масса) – масса единицы объема тела, т.е. отношение массы тела в состоянии покоя к его объему. Единица измерения плотности в системе СИ выражается в $кг/м^3$. Измеряется плотность ареометром. Ареометр – прибор для определения плотности жидкости по глубине погружения поплавка (трубка с делениями и грузом внизу). На шкале ареометра нанесены деления, показывающие плотность исследуемой нефти.

Вязкость – свойство жидкости или газа оказывать сопротивление перемещению одних ее частиц относительно других. Зависит она от силы взаимодействия между молекулами жидкости (газа). Для характеристики

этих сил используется **коэффициент динамической вязкости** (η). За единицу динамической вязкости принят паскаль-секунда ($\text{Па}\cdot\text{с}$), т.е. вязкость такой жидкости, в которой на 1 м^2 поверхности слоя действует сила, равная одному ньютону, если скорость между слоями на расстоянии 1 см изменяется на 1 см/с. Жидкость с вязкостью 1 $\text{Па}\cdot\text{с}$ относится к числу высоковязких.

В нефтяном деле, также, как и в гидрогеологии и ряде других областей науки и техники, для удобства принято пользоваться единицей вязкости, в 1000 раз меньшей – $\text{мПа}\cdot\text{с}$. Так, пресная вода при температуре 20°C имеет вязкость 1 $\text{мПа}\cdot\text{с}$, а большинство нефтей, добываемых в Узбекистане, - от 1 до 10 $\text{мПа}\cdot\text{с}$, но встречаются нефти с вязкостью менее 1 $\text{мПа}\cdot\text{с}$ и несколько тысяч $\text{мПа}\cdot\text{с}$. С увеличением содержания в нефти растворенного газа ее вязкость заметно уменьшается. Для большинства нефтей, добываемых в Узбекистане, вязкость при полном выделении из них газа (при постоянной температуре) увеличивается в 2,4 раза, а с повышением температуры резко уменьшается.

Вязкость жидкости характеризуется также **коэффициентом кинематической вязкости**, т.е. отношением динамической вязкости к плотности жидкости. За единицу в этом случае принят $\text{м}^2/\text{с}$. На практике иногда пользуются понятием условной вязкости, представляющей собой отношение времени истечения из вискозиметра определенного объема жидкости ко времени истечения такого же объема дистиллированной воды при температуре 20°C .

Цвет нефти варьирует от светло-коричневого до темно-бурого и черного, плотность от 730 до 980,1050 $\text{кг}/\text{м}^3$ (плотность менее 800 $\text{кг}/\text{м}^3$ имеют газовые конденсаты). По плотности нефти делятся на 3 группы: легкие (с плотностью до 870 $\text{кг}/\text{м}^3$), средние (871,970 $\text{кг}/\text{м}^3$) тяжелые (свыше 970 $\text{кг}/\text{м}^3$). Вязкость изменяется в широких пределах (при 50°C $1,2\text{--}55\cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$) и зависит от химического и фракционного состава нефти и смолистости (содержания в ней асфальтеново-смолистых веществ).

Другое основное свойство нефти – испаряемость. Нефть теряет легкие фракции, поэтому она должна храниться в герметичных сосудах.

В пластовых условиях свойства нефти существенно отличаются от атмосферных условий.

Движение нефти в пласте зависит от пластовых условий: высокие давления, повышенные температуры, наличие растворенного газа в нефти и др. Наиболее характерной чертой пластовой нефти является содержание в ней значительного количества растворенного газа, который при снижении пластового давления выделяется из нефти (нефть становится более вязкой и уменьшается ее объем).

В пластовых условиях изменяется плотность нефти, она всегда меньше плотности нефти на поверхности.

При увеличении давления нефть сжимается. Для пластовых нефтей коэффициенты сжимаемости нефти b_n колеблются в пределах $0,4, 14,0 \text{ ГПа}^{-1}$, коэффициент b_n определяют пересчетом по формулам, более точно получают его путем лабораторного анализа пластовой пробы нефти.

Из-за наличия растворенного газа в пластовой нефти, она увеличивается в объеме (иногда на 50,60%). Отношение объема жидкости в пластовых условиях к объему ее в стандартных условиях называют объемным коэффициентом « v ». Величина, обратная объемному коэффициенту, называется пересчетным коэффициентом. Этот коэффициент служит для приведения объема пластовой нефти к объему нефти при стандартных условиях.

Используя объемный коэффициент, можно определить усадку нефти, т.е. на сколько изменяется ее объем на поверхности по сравнению с глубинными условиями.

Важной характеристикой нефти в пластовых условиях является *газосодержание* – количество газа, содержащееся в одном кубическом метре нефти. Для нефтяных месторождений Узбекистана газовый фактор изменяется от 20 до $1000 \text{ м}^3/\text{т}$. По закону Генри растворимость газа в

жидкости при данной температуре прямо пропорциональна давлению. Давление, при котором газ находится в термодинамическом равновесии с нефтью, называется **давлением насыщения**. Если давление ниже давления насыщения, из нефти начинает выделяться растворенный в ней газ. Нефти и пластовые воды с давлением насыщения, равным пластовому, называются насыщенными. Нефти в присутствии газовой шапки, как правило, насыщенные.

Газы нефтяных и газовых месторождений и их физические свойства

Природные углеводородные газы находятся в недрах земли или в виде самостоятельных залежей, образуя чисто газовые месторождения, либо в растворенном виде содержится в нефтяных залежах. Такие газы называются нефтяными или попутными, так как их добывают попутно с нефтью.

Углеводородные газы нефтяных и газовых месторождений представляют собой газовые смеси, состоящие главным образом из предельных углеводородов метанового ряда C_nH_{2n+2} , т.е. из метана CH_4 и его гомологов – этана C_2H_6 , пропана C_3H_8 , бутана C_4H_{10} и других, причем содержание метана в газовых залежах преобладает, доходя до 98-99%.

Кроме углеводородных газов, газы нефтяных и газовых месторождений содержат углекислый газ, азот, а в ряде случаев сероводород и в небольших количествах редкий газ, такой как гелий, аргон и др.

Физическая характеристика газов нефтяных и газовых месторождений

Плотность газов существенно зависит от давления и температуры. Она может измеряться в абсолютных единицах ($г/см^3$, $кг/м^3$) и в относительных. При давлении 0,1 МПа и температуре $0^{\circ}C$ плотность газов примерно в 1000 раз меньше плотности жидкости и изменяется для углеводородных газов от 0,0007 до 0,0015 $г/см^3$ (в зависимости от содержания в газе легких и тяжелых углеводородов).

Относительной плотностью газа называют отношение плотности газа при атмосферном давлении (0,1 МПа) и стандартной температуре (обычно 0⁰С) к плотности воздуха при тех же значениях давления и температуры. Для углеводородных газов относительная плотность по воздуху изменяется в пределах 0,6,1,1.

Растворимость углеводородных газов в жидкости при неизменной температуре определяют по формуле

$$S = aP^b \quad (1.1)$$

где S – объем газа, растворенного в единице объема жидкости, приведенной к стандартным условиям; P – давление газа над жидкостью, a – коэффициент растворимости газа в жидкости, характеризующий объем газа (приведенный к стандартным условиям), растворенный в единице объема жидкости при увеличении давления на 1МПа; b – показатель, характеризующий степень отклонения растворимости реального газа от идеального. Значение a и b зависят от состава газа и жидкости.

Коэффициент растворимости a для нефтей и газов основных месторождений Узбекистана изменяется в пределах 5,11 м³/м³ на 1МПа. Показатель b изменяется в пределах 0,8,0,95.

На многих месторождениях природный газ первоначально существует в растворенном состоянии в нефти и выделяется из раствора только при снижении давления. Чем больше снижается давление, тем больше выделяется газа из раствора. То давление, при котором газ начинает выделяться из нефти, называется **давлением насыщения** нефти газом.

Вязкость нефтяного газа при давлении 0,1 МПа и температуре 0⁰С обычно не превышает 0,01МПа·с. С повышением давления и температуры она незначительно увеличивается. Однако при давлениях выше 3 МПа увеличение температуры вызывает понижение вязкости газа, причем газы, содержащие более тяжелые углеводороды, как правило, имеют большую вязкость.

Теплоемкость газа. Теплоемкостью называется количество тепла, необходимое для нагревания единицы веса или объема этого вещества на 1°C . Весовая теплоемкость газа измеряется в кДж/кг, а объемная в кДж/м³.

Теплота сгорания газа. Теплота сгорания какого-либо вещества определяется количеством тепла, выделяющимся при сжигании единицы веса или единицы объема данного вещества. Теплота сгорания газов выражается в кДж/кг и кДж/м³ и является основным показателем, характеризующим газ или топливо.

Если при постоянной температуре повышать давление какого-либо газа, то после достижения определенного значения давления этот газ сконденсируется, т.е. перейдет в жидкость. Для каждого газа существует определенная предельная температура, выше которой ни при каком давлении газ нельзя перевести в жидкое состояние.

Наибольшая температура, при которой газ не переходит в жидкое состояние, как бы велико ни было давление, называется **критической температурой**.

Давление, соответствующее критической температуре, называется **критическим давлением**. Таким образом, критическое давление – это предельное давление, при котором и менее которого газ не переходит в жидкое состояние, как бы ни низка была температура. Так, например, критическое давление для метана» 4,7 МПа, а критическая температура-82,5⁰С.

Природные газы могут воспламеняться или взрываться, если они смешаны в определенных соотношениях с воздухом и нагреты до температуры их воспламенения при наличии открытого огня.

Минимальные и максимальные содержания газа в газозвудушных смесях, при которых может произойти их воспламенение, называются верхним и нижним пределом взрываемости. Для метана эти пределы составляют от 5 до 15%. Эта смесь называется **гремучей** и давление при взрыве достигает 0,8 МПа.

Влагосодержание и гидраты природных газов состав гидратов природных газов

Гидратами углеводородных газов называются кристаллические вещества, образованные ассоциированными молекулами углеводородов и воды; они имеют различную кристаллическую структуру.

Свойство гидратов газов позволяет рассматривать их как твердые растворы. Исследования показывают, что содержание водяного пара в газообразной фазе в системе газ - гидрат меньше, чем в системе газ - вода.

Возникновение гидрата обусловлено определенными давлением и температурой при насыщении газа парами воды. Гидраты распадаются после того, как упругость паров воды будет ниже парциальной упругости паров исследуемого гидрата.

Углеводородные и некоторые другие газы, контактирующие с водой при определенных давлении и температуре, также могут образовывать кристаллогидраты. Кристаллогидраты природных газов внешне похожи на мокрый спрессованный снег, переходящий в лед. Плотность гидратов несколько меньше плотности воды – 980 кг/м^3 . Образование их сопровождается выделением тепла, разложение – поглощением. Существует мнение ученых-геологов, что, значительные запасы природного газа связаны с газогидратными залежами, расположенными в зонах вечномерзлотных пород, и на дне океанов, где, как известно, температура составляет $2,3^0 \text{ C}$.

1.2. Подготовка нефти и газа к переработке

Подготовка нефти к переработке. Сырая нефть, которая добывается из скважин, не является объектом торговли, и в первую очередь она нуждается в отделении примесей и некоторых других манипуляциях, и потому подготовка нефти к переработке становится весьма важной задачей.

В составе сырой нефти можно видеть:

- Пластовую воду, которую необходимо отделить и вернуть в пласт;
- Попутные газы;

- Минеральные соли, которые оказываются растворенными в воде.

Все эти примеси мешают нормальной транспортировке нефти, ее хранению и переработке. И именно подготовительные работы позволяют привести такой материал в должный вид, убрав из него все лишнее.

В процессе подготовки к переработке обязательно выполняются следующие операции: обессоливание материала и его дегидрация, удаление газов, которые растворены в нефти и стабилизация сырья.

Если рассматривать практику крупных месторождений, то необходимо отметить, что там подобные работы объединяются в рамках единого цикла, и они входят в систему сбора, транспортировки и обработки добываемых материалов.

В такой ситуации добытые среды направляются на замерные установки, в которых происходит отделение газа и отдельная оценка объемов этого продукта и нефти.

После этого происходит новое смешение нефти, газа и воды, и смесь поступает на коллектор, где вновь отделяется от нефти и отправляется на газоперерабатывающий завод, а нефть отправляется на станцию подгонки. Там газы отделяются окончательно и без остатка, а кроме того, нефть обессоливается и обезвоживается.

Вода очищается и снова закачивается в скважину, а очищенная нефть отправляется в резервуары, после чего ее проверяют на качество и объем.

Если к качеству нареканий нет, то материал подается в товарный резервуар, после чего отправляется на переработку. Если качество оказывается неудовлетворительным, то ее снова очищают.

Современные тенденции в подготовке нефти к переработке

Если рассматривать современный подход к вопросу и перспективы, то в первую очередь следует подчеркнуть, что ведутся разработки методов магистральной транспортировки нефти в смеси с газом для доставки всего необходимого в рамках единого трубопровода.

При этом вязкость материала будет снижена, что позволит снизить расходы на его транспортировку, а кроме того, подобный подход позволит утилизировать попутные газы наиболее полным образом.

Как уже отмечалось, подготовка нефти к переработке предполагает также ее стабилизацию. В сырой нефти обычно бывает немало растворенных углеводородов легкого типа, которые способны выделяться в процессе хранения нефти и ее транспортировки, меняя состав данного материала.

Избегая риска загрязнения атмосферы и утери бензиновых фракций, которые обладают особой легкостью, в промышленности просто извлекают таковые до переработки материала. Именно этот процесс и называется стабилизацией, и в зависимости от ситуации применимыми оказываются разные варианты исполнения такой процедуры.

А такая подготовка нефти к переработке, как ее обезвоживание и обессоливание, проводится как на заводах по подготовке при местах добычи, так и на нефтепереработках, и в любом случае при выполнении таких работ приходится сталкиваться с необходимостью разрушения нефте-водяных эмульсий.

При промысле выполняют разрушение эмульсий естественного происхождения, которые возникают при добыче нефти, а что касается заводов переработки – тут работать приходится с искусственными эмульсиями, которые получаются из-за промывки нефти водой для удаления солей.

Для того чтобы выполнить такую работу, применяют методы отстаивания, нагревания, а также специальные электрические и химические методы.

Таким образом, процесс подготовки такого материала к его дальнейшей переработке оказывается вовсе не однозначным и не простым, он весьма многогранен и сложен.

Выполнение такого рода работ реально только в профессиональных условиях под контролем опытных специалистов. А профессионализм в

данной сфере строится не только на базовых познаниях, но и на возможности постоянного получения новой информации, свежих технологий и многого другого.

Подготовка газа к переработке. Очистка газов от механических примесей. Очистка от механических примесей осуществляется, в основном механическими приспособлениями.

Методы:

- сухой газоочистки;
- мокрой газоочистки.

Сухая газоочистка - сухие пылеуловители:

- циклоны;
- осадительные аппараты;
- электрофильтры.

Действие циклона основано на вводе газа в цилиндрический аппарат по касательной: за счет создаваемой центробежной силы пыль отбрасывается к стенкам и ссыпается в низ аппарата. Центробежная сила тем выше, чем меньше диаметр циклона, поэтому при большом количестве очищаемого газа применяют группы циклонов (по 4-8 штук). Применяют также батарейные циклоны, объединяющие в одном агрегате до нескольких сотен циклонов. Показателем степени очистки газа в циклоне служит коэффициент очистки - отношение массового количества уловленной пыли к массовому количеству входящей в аппарат пыли. Он зависит от размера частиц и диаметра циклона.

Осадительный аппарат - пустотелый цилиндр диаметром 0.5-1.5 м. В результате резкого уменьшения скорости движения газа частицы пыли под действием силы тяжести оседают на дно. Скорость оседания выражена уравнением Стокса.

Наиболее действенны электрофильтры (степень очистки газа -90-98%). Принцип основан на ионизации газа в электрическом поле электродов (постоянный ток напряжением 40-75 КВ). Образующиеся ионы (продукты

расщепления молекул) движутся к противоположно заряженному осадительному электроду. Частицы отдают электроду свои заряды и опускаются под действием силы тяжести или сбрасываются встряхиванием электрода.

Мокрая газоочистка основана на контакте потока запыленного газа с минеральным маслом. Пыль остается в масле. Применяют скрубберы, мокрые циклоны, вращающиеся промыватели и др. Скрубберы - аппараты средней очистки (80-90%), барботеры с колпачковыми распределителями пенные аппараты, так как масло интенсивно перемешивается с газом, в результате чего образуется большой объем пены. Степень улавливания 98-99% (диаметр частиц выше 5мкм), 75-80 (<5 мкм).

Осушка газов. Пары воды способны образовывать с углеводородами комплексные соединения (гидраты) - белые кристаллы, похожие на спрессованный снег. Они способны закупоривать трубопроводы. Каждой температуре соответствует определенное значение давления природного газа, при котором пары воды, насыщающие его, способны образовывать гидраты. При постоянной температуре для образования гидратов требуется тем большее давление, чем меньше молекулярный вес углеводорода. Для существования гидрата требуется, чтобы парциальное давление водяного пара в газовой смеси было больше давления насыщенных паров гидрата. Следовательно, содержание влаги снижают так, чтобы парциальное давление пара было ниже ДНП гидрата. О влагосодержании природного газа судят по точке росы - температуре, ниже которой пар выпадает из газа в виде росы.

Наибольшее распространение получил способ осушки газов с помощью жидких и твердых поглотителей.

Жидкие поглотители (абсорбенты, процесс - абсорбция):

С 1929 г. - глицерин.

С 1936 - диэтиленгликоль ($\text{O}(\text{CH}_2\text{CH}_2\text{OH})_2$).

Несколько позже - триэтиленгликоль ($\text{C}_2\text{H}_4(\text{OCH}_2\text{CH}_2\text{OH})_2$).

Процесс:

В цилиндрический аппарат (абсорбер) сверху подается абсорбент, снизу - газ. В абсорбере есть тарелки для улучшения контакта. $t=20^{\circ}\text{C}$, $P=20-60$ ат. Сверху уходит осушенный газ, снизу - обводненный абсорбент. Он поступает в середину десорбера (цилиндрический тарельчатый аппарат). t до 170°C для ДЭГ, до 191°C для ТЭГ (выше они разлагаются). Сверху уходят пары воды, снизу - регенерированный гликоль (содержание воды 1-5 % масс.) возвращается в абсорбер. Вода конденсируется в холодильнике и частично подается на орошение (в верхнюю часть десорбера). Часть регенерированного гликоля нагревается в паровом подогревателе и возвращается в десорбер для поддержания температурного режима аппарата.

Твердые поглотители - адсорбенты, процесс - адсорбция.

Теория: на поверхности адсорбента есть участки со свободными остаточными валентностями - активные центры (теория Лэнгмюра). Природа до конца не выяснена. Участки постепенно заполняются молекулами, образующими химические связи с поверхностью. Наконец наступает равновесие, вещество удерживается на поверхности в виде мономолекулярной пленки. Допускается образование новых пленок. С повышением давления и снижением температуры количество адсорбированного вещества увеличивается.

Промышленные адсорбенты для осушки газов: силикагель, алюмогель (активированный оксид алюминия), активированный боксит, молекулярные сита 4А, 5А.

Молекулярные сита - кристаллические цеолиты (водные алюмосиликаты кальция, натрия и других металлов), обладающие высокой адсорбционной избирательностью. Поры кристаллических решеток молекулярных сит отличаются идеальной однородностью.

Процесс:

Два адсорбера, заполненные адсорбентом. В одном - адсорбция, в другом - десорбция. Адсорбция: $t=25-40^{\circ}\text{C}$, $P=2-4\text{ ат}$. Когда в газе после адсорбера начнется превышение содержания влаги выше допустимого (по точке росы), аппарат переключают на регенерацию: в адсорбер подают сухой подогретый газ. Для силикагеля и др. $t=180-200^{\circ}\text{C}$, цеолитов - $310-370^{\circ}\text{C}$ (меньше размер пор, большее влияние капиллярных сил). Давление - атмосферное. Регенерацию ведут до прекращения выделения водяного пара. Адсорбер - цилиндр, высота: диаметр = 2:1...5:1. Адсорбент - на опорных решетках, между ними - 1.2-1.5 м.

Подвид: короткоцикловые адсорбционные процессы осушки. Продолжительность адсорбции 1.5-10 мин., давление повышенное, t нормальная. Регенерация - давление атмосферное, t та же. Время регенерации снижается, производительность установки растет. НО! Адсорбент регенерируется не полностью. Адсорбент - силикагель.

Осушку адсорбентами применяют, когда хотят снизить точку росы (обеспечить депрессию) более, чем на 45°C . По остальным показателям адсорбция и абсорбция близки, при больших объемах газов абсорбция экономичнее по капиталовложениям и эксплуатационным расходам.

Очистка газов от сероводорода и CO_2 . Методов много. Очистка этаноламинами позволяет одновременно удалять сероводород, углекислый газ и воду (разработана в 1930 г.) - когда концентрация сероводорода и CO_2 не более 2-2.5 % мол. Применяют водный раствор моноэтаноламина (15-20%). Моноэтаноламин дешев, имеет высокую реакционную способность, легкость регенерации. Процесс ведется при высоком давлении и $t=25-40^{\circ}\text{C}$. Регенерация - низкое давление, $t>105^{\circ}\text{C}$.

Для дополнительного обезвоживания применяют смесь этаноламина с этиленгликолем: приводит к обезвоживанию сырья и снижению расхода пара на регенерацию растворителей.

Также применяют водную промывку и очистку водными растворами карбонатами щелочных металлов (более дешевы, чем этаноламины) - когда высока концентрация H_2S и CO_2 . Применяют карбонаты, обычно, для снижения концентрации H_2S и CO_2 до 2-2.5% мол., а затем используют этаноламины.

Отбензинивание попутных углеводородных газов. Отбензинивание попутных углеводородных газов и получение сжиженных газов проводится как две последовательные операции:

- получение нестабильного газового бензина;
- стабилизация газового бензина с выделением компонентов сжиженных газов или индивидуальных углеводородов.

Методы выделения газового бензина:

- Компрессионный. Применяют для жирных газов (более 150 г/м³ тяжелых углеводородов - если меньше - неэкономично). Основан на сжатии газа компрессорами и охлаждении его в холодильнике. При этом образуется жидкая фаза выделяемых компонентов - нестабильный газовый бензин. Давление обычно 20-40 ат. Несколько ступеней компрессоров с промежуточным охлаждением. После каждой ступени с холодильником - сепарация, отделение жидкой фазы. Недостаток метода - нечеткое отделение легких углеводородов от тяжелых, отсюда легкие попадают в газовый бензин, а часть тяжелых теряется с газовой фазой. Газовый бензин нестабилен, его отбор от потенциала ниже.

- Абсорбционный - наиболее распространен. Степень извлечения пропана - 70-90%, бутана - 97-98%, пентан - весь. Компоненты газовой смеси избирательно поглощаются жидкостью. Абсорбенты - бензин, керосин, солярий дистилят, поглощаются, в основном пропан и выше. Растворение повышается с понижением температуры и повышением давления. Абсорберы - тарельчатые аппараты, снабженные тарелками. $t=30-40^\circ\text{C}$, $P=10-50$ ат. Десорбция: $t=160-200^\circ\text{C}$, $P=3-5$ ат. Десорбирующий агент - водяной пар. Отпаренные углеводороды проходят водоотделитель. По этой

схеме извлекают 50% пропана. Для повышения степени извлечения применяют абсорбционно-отпарную колонну (фракционирующий абсорбер): две секции. Верхняя - узкая, в ней - собственно абсорбция, нижняя - широкая, в ней выделяется из абсорбента метан - пропан, последний в верхней части вновь поглощается абсорбентом. Сверху колонны - сухой газ, снизу - насыщенный абсорбент.

- Адсорбционный метод. Для выделения газового бензина из тощих газов (тяжелых углеводородов до 50 г/м³). Установки малопроизводительны, аппаратура громоздка, обслуживание их сложно. Преимущество - низкое давление, возможность извлечения углеводородов из тощих газов. Адсорбент - активированный уголь, силикагель, молекулярные сита. Повышение температуры на процессе сказывается отрицательно. Обычно - температура окружающего воздуха, $P=2-5$ ат. Процессы бывают периодические и непрерывные. При периодическом 4 стадии: 1) адсорбция; 2) десорбция острым водяным паром; 3) сушка адсорбента горячим газом; 4) охлаждение адсорбента холодным газом (степень извлечения пропана > 50%, бутана 70-85%, пентан почти весь).

- низкотемпературное отбензинивание газов. Процессы: отдельные или комбинированные процессы низкотемпературной конденсации и низкотемпературной ректификации.

Стабилизация газового бензина. Стабилизация - удаление метана, этана, пропана, частично бутана. Без этого бензин легко меняет состав при хранении из-за испарения легких.

Различают стабилизационные установки:

- с получением стабильного бензина и сжиженных газов (пропан-бутановой фракции);

- с получением стабильного бензина и технических индивидуальных углеводородов.

По первому варианту бензин - теплообменник - стабилизационная колонна (10-15 ат, $t_{\text{верха}} = 40^{\circ}\text{C}$). Сверху пропан-бутановая фракция, снизу стабильный бензин.

По второму варианту - этановая колонна (40 ат) - пропановая (15 ат) - бутановая колонна (4-6 ат) - стабильный бензин. Газы из бутановой колонны разделяются в изобутановой колонне. Стабильный бензин содержит следы пропана и 10-30: бутанов.

1.3. Переработка нефти и газа

Переработка нефти. Переработка нефти (нефтепереработка) — процесс производства нефтепродуктов, прежде всего различных видов топлива (автомобильного, авиационного, котельного и т. д.) и сырья для последующей химической переработки.



Рисунок-1.1. Светлые и тёмные нефтепродукты

Нефтепродукты — смеси углеводородов, а также индивидуальные химические соединения, получаемые из нефти и нефтяных газов. К нефтепродуктам относятся различные виды топлива (бензин, дизельное топливо, керосин и др.), смазочные материалы, электроизоляционные среды, растворители, нефтехимическое сырьё.

Первичные процессы

Первичные процессы переработки не предполагают химических изменений нефти и представляют собой её физическое разделение на фракции. Сначала промышленная нефть проходит первичный технологический процесс очистки добытой нефти от нефтяного газа, воды и

механических примесей— этот процесс называется первичной сепарацией нефти.

Подготовка нефти

Нефть поступает на НПЗ (нефтеперерабатывающий завод) в подготовленном для транспортировки виде. На заводе она подвергается дополнительной очистке от механических примесей, удалению растворённых лёгких углеводородов ($C_1—C_4$) и обезвоживанию на электрообессоливающих установках (ЭЛОУ).

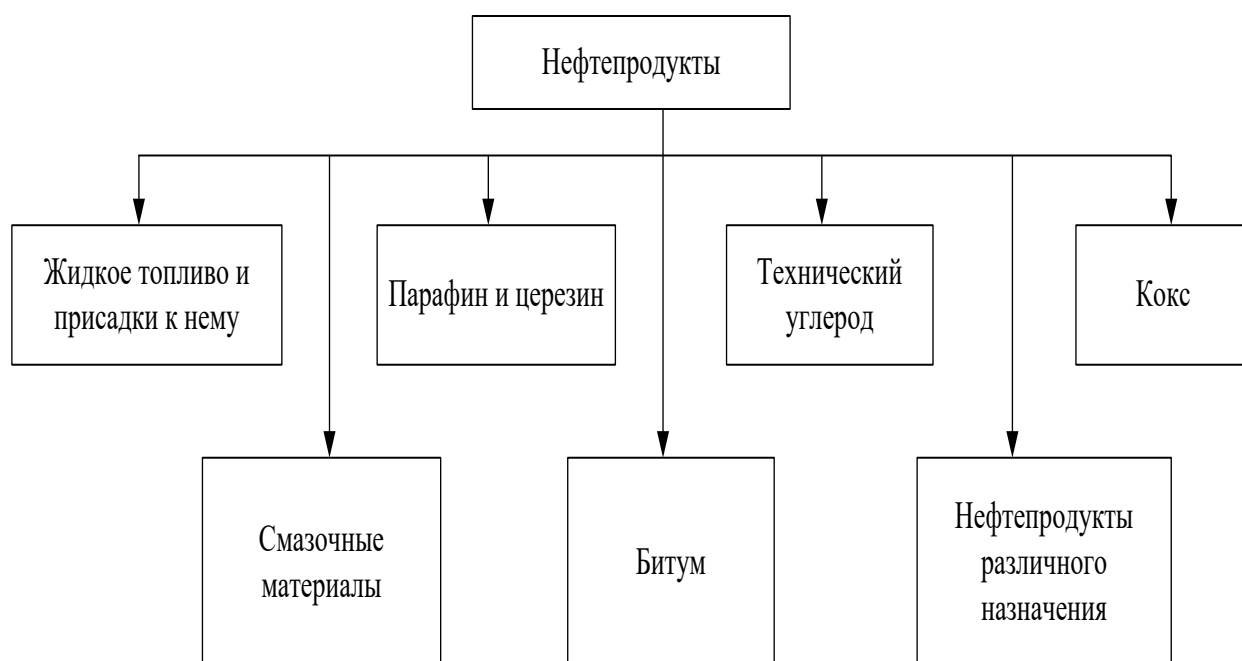


Рисунок-1.2. Классификация нефтепродуктов

Атмосферная перегонка

Нефть поступает в ректификационные колонны на атмосферную перегонку (перегонку при атмосферном давлении), где разделяется на несколько фракций: легкую и тяжёлую бензиновые фракции, керосиновую фракцию, дизельную фракцию и остаток атмосферной перегонки — мазут. Качество получаемых фракций не соответствует требованиям, предъявляемым к товарным нефтепродуктам, поэтому фракции подвергают дальнейшей (вторичной) переработке.

Вакуумная дистилляция

Вакуумная дистилляция — процесс отгонки из мазута (остатка атмосферной перегонки) фракций, пригодных для переработки в моторные топлива, масла, парафины и церезины, и другую продукцию нефтепереработки и нефтехимического синтеза. Остающийся после этого тяжелый остаток называется гудроном. Может служить сырьем для получения битумов и асфальта.

Вторичные процессы

Целью вторичных процессов является увеличение количества производимых моторных топлив, они связаны с химической модификацией молекул углеводородов, входящих в состав нефти, как правило, с их преобразованием в более удобные для окисления формы.

По своим направлениям, все вторичные процессы можно разделить на три вида:

Углубляющие: каталитический крекинг, термический крекинг, висбрекинг, замедленное коксование, гидрокрекинг, производство битумов и т. д.

Облагораживающие: риформинг, гидроочистка, изомеризация и т. д.

Прочие: процессы по производству масел, МТБЭ, алкилирования, производство ароматических углеводородов и т. д.

Риформинг

Каталитический риформинг — каталитическая ароматизация нефтепродуктов (повышение содержания аренов в результате прохождения реакций образования ароматических углеводородов). Риформингу подвергаются бензиновые фракции с пределами выкипания 85—180⁰С. В результате риформинга бензиновая фракция обогащается ароматическими соединениями, и октановое число бензина повышается примерно до 85. Полученный продукт (риформат) используется как компонент для производства автобензинов и как сырье для извлечения индивидуальных ароматических углеводородов, таких как бензол, толуол и ксилолы.

Гидроочистка

Гидроочистка — процесс химического превращения веществ под воздействием водорода при высоком давлении и температуре. Гидроочистка нефтяных фракций направлена на снижение содержания сернистых соединений в товарных нефтепродуктах. Побочно происходит насыщение непредельных углеводородов, снижение содержания смол, кислородсодержащих соединений, а также гидрокрекинг молекул углеводородов. Наиболее распространённый процесс нефтепереработки.

Каталитический крекинг

Каталитический крекинг — процесс термокаталитической переработки нефтяных фракций с целью получения компонента высокооктанового бензина и непредельных жирных газов. Сырьем для каталитического крекинга служат атмосферный и легкий вакуумный газойль, задачей процесса является расщепление молекул тяжелых углеводородов, что позволило бы использовать их для выпуска топлива. В процессе крекинга выделяется большое количество жирных (пропан-бутан) газов, которые разделяются на отдельные фракции и по большей части используются в третичных технологических процессах на самом НПЗ. Основными продуктами крекинга являются пентан-гексановая фракция (т. н. газовый бензин) и нафта крекинга, которые используются как компоненты автобензина. Остаток крекинга является компонентом мазута.

Гидрокрекинг

Гидрокрекинг — процесс расщепления молекул углеводородов в избытке водорода. Сырьем гидрокрекинга является тяжелый вакуумный газойль (средняя фракция вакуумной дистилляции). Главным источником водорода служит водородсодержащий газ, образующийся при риформинге бензиновых фракций. Основными продуктами гидрокрекинга являются дизельное топливо и т. н. бензин гидрокрекинга (компонент автобензина).

Коксование

Коксование — процесс получения нефтяного кокса из тяжелых фракций и остатков вторичных процессов.

Изомеризация

Процесс получения изоуглеводородов (изобутан, изопентан, изогексан, изогептан) из углеводородов нормального строения. Целью процесса является получение сырья для нефтехимического производства (изоп из изопентана, МТБЭ и изобутилен из изобутана) и высокооктановых компонентов автомобильных бензинов.

Алкилирование

Алкилирование — введение алкила в молекулу органического соединения. Алкилирующими агентами обычно являются алкилгалогениды, алкены, эпоксисоединения, спирты, реже альдегиды, кетоны, эфиры, сульфиды, диазоалканы.

Переработка газа. Разделение пластовой продукции газоконденсатных месторождений на фракции производится на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ) и промысловых установках с применением абсорбционных, адсорбционных, хемосорбционных, конденсационных и других процессов.

Продукцию ГПЗ и промысловых установок условно можно разделить на 5 групп.

В первую группу входят газовые смеси, используемые как топливо. Их основным компонентом является метан. Эти газы содержат также несколько процентов других углеводородов, диоксид углерода, азот и незначительные количества сернистых соединений. Содержание последних регламентируется отраслевым стандартом ОСТ 51.40-83 и техническими условиями.

Одним из основных отличий продукции этой группы является то, что концентрация отдельных углеводородов в них не регламентируется.

Следует отметить, что незначительное количество продукции этой группы используется как сырье для производства метанола, аммиака и т.д.

Вторая группа включает в себя газообразные технически чистые углеводороды и гелий, а также газовые смеси с заданным составом. Эти продукты, как правило, используются для специальных целей.

Третья группа объединяет жидкие углеводороды, в том числе широкую фракцию легких углеводородов (ШФЛУ), смеси сжиженного пропана, сжиженные *изо*- и *н*-бутаны, жидкий гелий и т. д. Общим признаком этой группы является то, что в жидком состоянии при 20 °С эти углеводороды находятся при определенном избыточном давлении.

В четвертую группу входят продукты, находящиеся в нормальных условиях в жидком состоянии, такие как газовый конденсат и продукты его переработки.

К пятой группе относятся твердые продукты: канальная сажа, технический углерод и газовая сера.

Параметры, влияющие на потребительские свойства продуктов, включая способы их доставки к потребителям, принято называть показателями качества. Практически на все виды продукции установлены показатели качества, которые зафиксированы в государственных общесоюзных стандартах (ГОСТ), отраслевых стандартах (ОСТ) и технических условиях (ТУ).

Государственные и отраслевые стандарты устанавливают показатели качества на срок 5 лет. Разработка новой редакции стандартов производится с учетом развития техники и технологии газопереработки и потребности народного хозяйства в отдельных продуктах.

Технические условия (ТУ), как правило, отражают договоренность отдельных предприятий с производителем продукции. В отличие от стандартов ТУ устанавливаются на неограниченный срок и могут изменяться в любое время с взаимного согласия поставщика и потребителя.

Одной из особенностей ГПЗ является изменение состава перерабатываемого сырья в зависимости от пластовых параметров нефтяного или газоконденсатного месторождения. В связи с этим для ряда основных

видов продукции не регламентируется компонентный состав как показатель качества. К таковым можно отнести, в первую очередь, товарный газ и газовый конденсат, а также моторные топлива, получаемые при переработке конденсата или нефтей. Благодаря этому при относительно низких эксплуатационных затратах удастся осуществить переработку газожидкостных смесей с получением товарной продукции.

Изменение состава добываемой продукции, в первую очередь, отражается на показателях сырья, поставляемого на нефтяных, газоконденсатных или газовых месторождений на ГПЗ. Перечисленные показатели отражают эффективность работы промышленного оборудования, и, воздействуя на ряд режимных показателей, возможно поддерживать их на определенном уровне.

Природные газы от устья скважин до подачи в магистральные газопроводы проходят сложную систему сбора и обработки. Системы сбора продукции скважин включают комплект оборудования, арматуры и коммуникаций, предназначенных для подачи газов от устья скважин до установок комплексной подготовки газа (УКПГ), головных сооружений (ГС) или газоперерабатывающих заводов (ГПЗ).

Выбор схемы сбора зависит от запасов, объема и состава (наличие кислых компонентов и тяжелых углеводородов) газа, дебита и устьевых параметров скважин, площади и конфигурации месторождения, числа и характеристики продуктивных пластов и других параметров. В косвенном виде учитываются также способ подготовки газа к транспортированию, требования к качеству товарного газа, мощности технологических установок, наличие поблизости эксплуатируемого или спутникового месторождения и т.д.

Способы отбензинивания газа. На газоперерабатывающих заводах с полным (закопченным) технологическим циклом существуют пять основных технологических процессов:

- прием, замер и подготовка нефтяного газа к переработке, т. е. сепарация, очистка, осушка:

- компримирование газа до давления, необходимого для переработки и транспортирования по магистральным газопроводам до потребителей;

- отбензинивание газа, т. е. извлечение из него нестабильного газового бензина;

- разделение нестабильного бензина, вырабатываемого на заводе и поступающего извне, например, с промысловых нефте-стабилизационных установок или с других ГПЗ, на газовый бензин и индивидуальные технически чистые углеводороды пропан, изобутан,

- н-бутан (а в некоторых случаях, кроме того, этан, изопентан, -пентан и н-гексан);

- прием, хранение и отгрузка железнодорожным транспортом или по трубопроводам жидкой продукции завода.

Кроме того, некоторые заводы по переработке нефтяного газа к своему составу имеют установки по извлечению гелия и выработке элементарной серы из сероводорода, содержащегося в газе.

Основным технологическим процессом газоперерабатывающего завода является процесс отбензинивания. В зависимости от объемов перерабатываемого нефтяного газа, содержания в этом газе целевых компонентов, заданной глубины извлечения целевых компонентов, а также от местных промысловых условий и других факторов применяют четыре способа отбензинивания:

- компрессионный,
- низкотемпературные конденсация и ректификация,
- абсорбционный,
- адсорбционный.

Компрессионный способ отбензинивания. Основан на сжатии последующем охлаждении газа в воздушных и водяных холодильниках; при

этом некоторая часть тяжелых углеводородов и паров воды, входящих в состав газа, конденсируется, затем отделяется в сепараторах.

Компрессионный способ как самостоятельный применяют крайне редко и только для отбензинивания очень «жирных» газов с содержанием C_3H_8 и выше от 1000 г/м^3 и выше. Этот способ не обеспечивает достаточной глубины извлечения целевых компонентов из газа и обычно сочетается с другими способами отбензинивания.

Процесс низкотемпературной конденсации (НТК). В этом процессе сжатый газ охлаждается до низких (минусовых) температур специальными хладагентами (пропаном, аммиаком), в результате чего значительная часть газа конденсируется. Углеводородный конденсат, содержащий все углеводороды, входящие в состав исходного газа, отделяется в сепараторе и затем подается в ректификационную колонну - деэтанализатор. Сверху колонны отводится метан и этан, а снизу - нестабильный газовый бензин.

Применение способа низкотемпературной конденсации целесообразно, когда в сырьевом газе содержание C_3H_8 и выше превышает 300 г/м^3 и из газа извлекают гелий.

Установки НТК по своему технологическому оформлению и эксплуатации более просты, чем, например, абсорбционные установки.

Низкотемпературная ректификация (НТР) отличается от процесса НТК тем, что процесс НТР происходит при более низкой температуре и в ректификационную колонну поступает двухфазная смесь: охлажденный газ и выпавший из него углеводородный конденсат. Сверху колонны уходит отбензиненный газ, а снизу - деметанизированный углеводородный конденсат. Этан из конденсата отделяют во второй колонне - деэтанализаторе.

Абсорбционный способ отбензинивания основан на различной растворимости компонентов газа в жидких нефтепродуктах, применяемых в качестве абсорбентов -- поглотителей.

Процесс отбензинивания проводят в цилиндрической колонне, называемой абсорбером. Абсорбер по высоте разделен поперечными

перегородками - барботажными тарелками, на которых происходит контактирование восходящего снизу-вверх потока газа и стекающего сверху вниз абсорбента. По мере подъема газа от нижней тарелки до верхней содержащиеся в газе тяжелые углеводороды постепенно растворяются в абсорбенте, и сверху абсорбера отводится отбензиненный газ, почти не содержащий тяжелых углеводородов.

Снизу абсорбера отводится насыщенный абсорбент, который направляется на следующую стадию - десорбцию. На этой стадии благодаря нагреву и снижению давления происходит отпарка из абсорбента поглощенных из газа углеводородов, которые, покидая десорбер сверху, проходят через конденсаторы-холодильники, где конденсируются и образуют нестабильный газовый бензин.

Установки осушки газа жидкими поглотителями обычно строят на головных сооружениях магистральных газопроводов, а также на газоперерабатывающих заводах на потоках газа между компрессорными станциями сырого газа и установками низкотемпературной конденсации (ректификации) или низкотемпературной абсорбции, когда рабочие процессы этих установок протекают при температурах 10-40°C. На газоперерабатывающих заводах, где процессы отбензинивания осуществляют при температуре окружающего воздуха, установки осушки предназначены для осушки отбензиненного газа перед подачей в магистральный газопровод.

Установки осушки газа с применением гликолей бывают двух разновидностей: абсорбционные установки и установки с впрыском гликоля в поток газа.

Установку осушки газа впрыском гликоля условно можно разделить на три основных узла: узел впрыска гликоля, трехфазный разделитель, узел регенерации гликоля.

Эффективность процесса абсорбции зависит от величины поверхности контакта влажного газа с поглотителем. Большая поверхность контакта создается распылением жидкого поглотителя в потоке движущегося газа.

Распыление осуществляется специальными соплами, которые монтируют в головных теплообменниках непосредственно на входе газа. Пределом увеличения поверхности контакта практически является такое распыление гликоля, при котором его мельчайшие частицы превращаются в туман. Внутри конуса распыления происходит не только быстрый обмен веществ, но и моментальное выравнивание температур. Поэтому распыление гликоля может осуществляться при более высоких температурах.

По мере движения потока газа внутри труб теплообменника происходит укрупнение распыленных частиц раствора гликоля, и выпавшая жидкость движется по дну трубок; контакт между газом и гликолем ухудшается. Верхние и боковые поверхности труб могут покрываться гидратами, что будет снижать теплопередачу и пропускную способность теплообменника.

Твердые поглотители (адсорбенты) применяют как для осушки и очистки углеводородных газов, так и для обезвоживания углеводородных жидкостей: сжиженных газов, нефтяных продуктов. Адсорбенты обладают свойством поглощать влагу из углеводородного потока при относительно низких температурах и во время десорбции отдавать ее другому потоку (в газовой фазе), имеющему более высокую температуру. Адсорбция (удержание молекул на поверхности твердого тела) объясняется действием поверхностных сил и капиллярной конденсации. В процессе адсорбции выделяется теплота, называемая теплотой адсорбции.

Природный газ очищают даже при содержании в нем малых количеств сероводорода, поскольку его допустимое содержание в газе, закачиваемом в магистральные газопроводы, не должно превышать 20 мг/м^3 .

В большинстве же случаев очистка газов предпринимается не только для доведения содержания вредных примесей до установленных норм, но и для их извлечения с целью промышленной утилизации.

В настоящее время существует большое число методов очистки углеводородных газов, которые условно относят к двум группам - абсорбционные и адсорбционные методы. Наиболее широко распространены

первые методы, допускающие любое начальное содержание примесей в газе, а адсорбционные процессы используют при малых начальных содержаниях примесей (до 3-5 % (об.)), но они позволяют глубоко очистить газ.

Абсорбционные методы по характеру используемого абсорбента делят на методы химической сорбции (хемосорбции) и физической абсорбции.

Хемосорбционные процессы основаны на химическом взаимодействии H_2S и CO_2 с активным компонентом абсорбентов.

Абсорбционные процессы основаны на физическом растворении извлекаемых компонентов в абсорбенте, в качестве которого применяют N-метилпирролидон, гликоли (ди- и триэтиленгликоли), трибутилфосфат, сульфолан, метанол и др.

Наиболее широкое распространение получили процессы очистки аминами (моноэтаноламином МЭА и диэтаноламином - ДЭД).

При взаимодействии с кислыми компонентами газа они образуют химические соединения, легко распадающиеся на исходные компоненты при повышении температуры и снижении давления.

ДЭА-процесс очистки газов стал широко использоваться в последние годы, поскольку он лишен ряда недостатков, присущих МЭА-процессу. В частности, этот процесс используется для очистки газов, содержащих COS и CS_2 , так как образует с ними соединения, легко гидролизующиеся при повышенных температурах с выделением H_2S и CO_2 .

Существует две разновидности ДЭА-процесса-обычный ДЭА-процесс (концентрация ДЭА в растворе 20-25 %, поглотительная способность 0,6-0,8 моль/ моль) и процесс ДЭА-SNPA (концентрация ДЭА в растворе 25-35 %, поглотительная способность 1,0-1,3 моль/моль).

Первый обычно используют при парциальном давлении кислого газа в сыром углеводородном газе 0,2 МПа и выше, второй - при парциальном давлении выше 0,4 МПа.

Вывод

Для получения светлых и тёмных нефтепродуктов сырая нефть и природный газ добывается из скважин, подвергаются отделению примесей и некоторым другим манипуляциям. После чего подготовленные нефть и газ, в качестве сырья транспортируется на нефте и газоперерабатывающие заводы для дальнейшей переработки. В этой главе подробно описываются все процессы подготовки нефти и газа к переработке.

Ключевые слова: добыча, молярная масса, плотность, вязкость, подготовка, очистка, осушка, переработка, перегонка.

Контрольные вопросы:

1. Какие основные свойства нефти и газа знаете?
2. Какие требования предъявляются при подготовке нефти и газа к переработке?
3. Существующие процессы переработки нефти и газа?

ГЛАВА 2. ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ТОПЛИВ

2.1. Бензины

Бензины принято разделять по их использованию: газовые бензины, бензины растворители, авиационные (Б) и автомобильные (А). Классифицируются бензины также по способу их получения.

Ниже приводится характеристика бензинов, полученных в результате прямой перегонки нефти. Бензин можно получить и из каменного угля или газа.

Газовые бензины – это первые выкипающие фракции бензина, например, от 40 до 50 °С, которые входят в состав пусковых жидкостей (20 – 50 %), применяемых для облегчения запуска двигателей внутреннего сгорания при низких температурах.

Бензины растворители – это фракции бензина прямой перегонки с температурным диапазоном выкипания 70 – 120 °С. Применяют в резиновой, лакокрасочной промышленности. Представителем бензиновых растворителей является БР-2 с плотностью 730 кг/м³ и температурой начала кипения 80 °С.

Авиационные бензины – это фракции нефти, выкипающие до 160 °С. Автомобильные бензины – это фракции нефти, выкипающие до 200 °С.

В соответствии с ГОСТ 2084 – 77 вырабатывались 3 марки бензинов: А-76, Аи-93, Аи-98 с содержанием тетраэтилсвинца. Показатели данных бензинов приведены в таблице 2.1. В обозначении марки бензина буква «А» обозначает автомобильный, 76 – октановое число. Буква «и» указывает, что октановое число определено исследовательским методом.

Таблица 2.1

Характеристики бензинов

<i>Показатели</i>	<i>А-76</i>	<i>Аи-93</i>	<i>Аи-98</i>
Октановое число:			
по моторному методу;	76	85	89
по исследовательскому методу	–	93	98
Содержание тетраэтилсвинца, г/кг, не более	0,41	0,82	0,82
Цвет	Жёлт.	Оранж.	Синий
Давление насыщенных паров, мм рт. ст., не более	500	500	500
Фракционный состав:			
начало перегонки, не ниже 35 °С;			
$t_{10\%}$ (10 % испарившегося топлива)			
Л;	70	70	70
З.	55	55	–
$t_{50\%}$ (50 % испарившегося топлива)			
Л;	115	115	115
З.	100	100	–
$t_{90\%}$ (90 % испарившегося топлива)			
Л;	180	180	180
З.	160	160	–
Содержание серы, %, не более	0,1	0,1	0,1

По ГОСТ Р. 51105–97 выпускаются 4 марки неэтилированных бензинов, показатели которых приведены в таблице 2.2.

Характеристики бензинов

<i>Показатели</i>	<i>Марки бензина</i>			
	<i>«Нормаль 80»</i>	<i>«Регуляр 91»</i>	<i>«Премиум 95»</i>	<i>«Супер 98»</i>
1. Октановое число:				
по моторному методу,	76	82,5	85	88
по исследовательскому	80	91	95	98
2. Концентрация свинца, г/л, не более	0,01	0,01	0,01	0,01
3. Содержание серы, %, не более	0,05	0,05	0,05	0,05
4. Индукционный период, мин., не менее	360	360	360	360

Индукционный период определяется с целью оценки допустимого срока хранения нефтепродуктов, и он должен быть не менее 360 мин. Это время испытания образца (100 см³) в объеме кислорода при давлении 0,7 МПа, температуре 100 °С до начала активного поглощения кислорода. Окисление начинается при снижении давления, контролируемого по манометру (ГОСТ–1105–97).

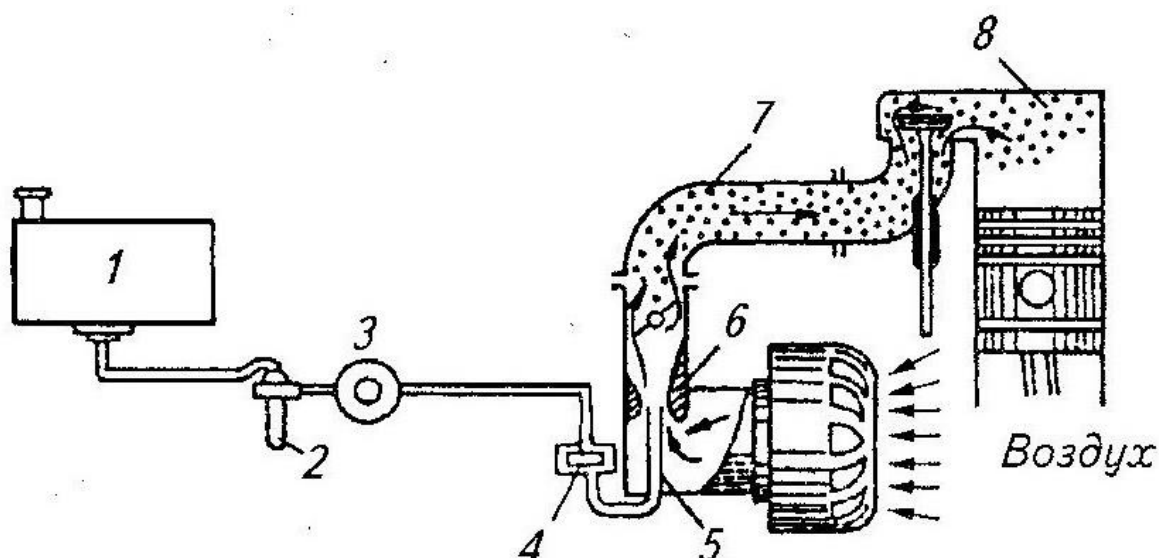


Рисунок-2.1. Особенности использования бензина в двигателе

1- топливный бак; 2- фильтр-отстойник; 3- топливный насос; 4- поплавковая камера; 5- жиклёр; 6- диффузор; 7- впускная труба; 8- цилиндр двигателя

Компоненты товарного бензина

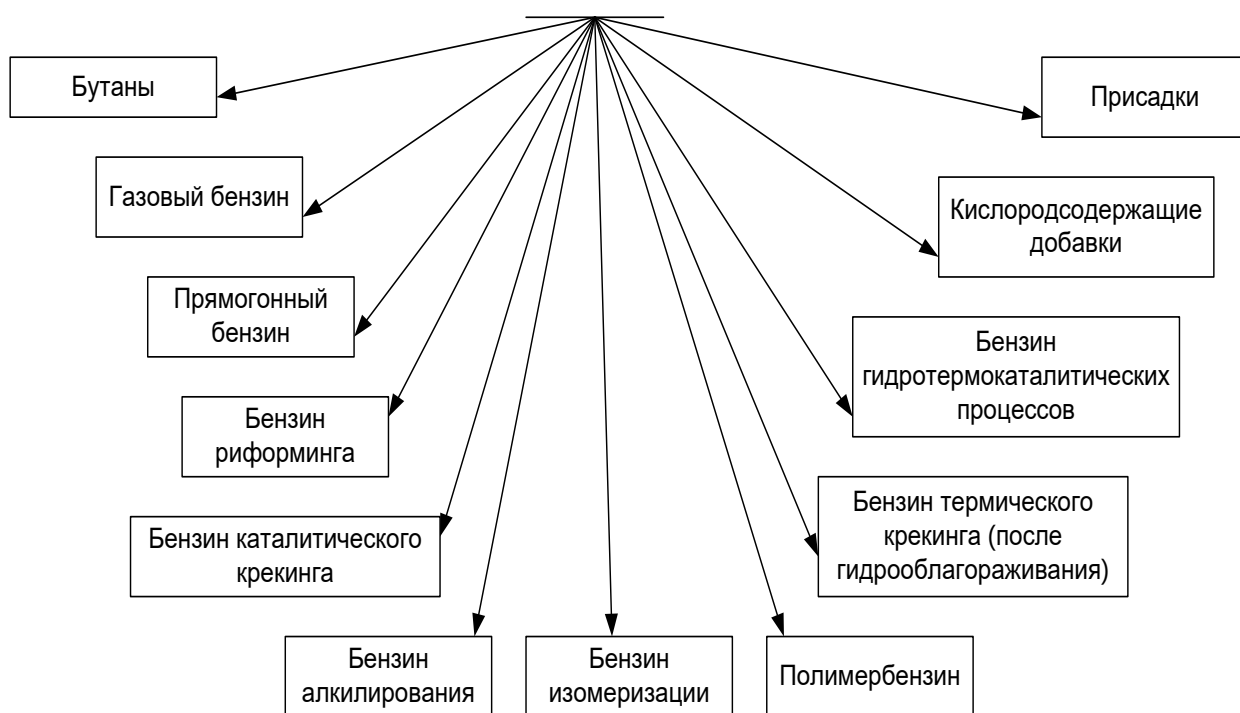


Рисунок-2.2. Компоненты товарного бензина

Бензины, полученные прямой перегонкой, практически не содержат ненасыщенных углеводородов, имеют высокую химическую стабильность

(большой индукционный период) и возможность длительного хранения. Бензины, полученные при помощи крекинг-процесса, имеют до 50 % ненасыщенных углеводородов, малый индукционный период и срок хранения.

По уровню вредных (загрязняющих) веществ в отработавших газах двигателей бензины по экологической безопасности подразделяются на 2, 3, 4 классы. Концентрации свинца (мг/л) и серы (мг/кг) для 2, 3, 4 классов не должны превышать, соответственно, 10 и 500, 5 и 150, 0 и 50.

2.2. Дизельные топлива

Основные показатели дизельных топлив (ГОСТ 305-82) приведены в таблице 2.3. В маркировке дизельных топлив указывают его вид, допустимое содержание серы в процентах, температуру вспышки для летнего и температуру замерзания для зимнего (Л – 0,2–50; З – 0,2 минус 35). У арктического топлива указывается только допустимое содержание серы (А – 0,2).



Рисунок-2.3. Разные виды дизельного топлива

Температура помутнения – это минимальная температура, при которой топливо теряет прозрачность и однородность. Из топлива выделяются кристаллы парафина, образуя сетчатый (сотовый) каркас.

Температура вспышки – это минимумы температур, при которых пары топлива, смешанные с воздухом, воспламеняются от источника пламени (спички).

Температура застывания характеризует потерю подвижности топлива. Если в пробирку стандартных размеров поместить топливо и охладить, оно остается неподвижным в течение 1 мин, при наклоне пробирки на 45° (это и есть температура застывания). При помутнении топлива забиваются фильтры, а при застывании теряется его подвижность в топливопроводах и двигатель прекращает работу. Летние топлива получают из парафиновых, а зимние и арктические – из нафтеновых (циклановых) нефтей.

Таблица 2.3

Характеристики дизельных топлив

Показатели	Л	З	А
Цетановое число, не менее	45	45	45
Фракционный состав, °С			
$t_{50\%}$ не выше,	280	280	255
$t_{96\%}$ (конец перегонки), не выше	360	340	330
Кинематическая вязкость, мм ² /с, при 20 °С	3,0 – 6,0	1,8 – 5,0	1,5 – 4,0
Температура помутнения, °С, не выше, для климатической зоны:			
умеренной;	-5	-25	—
холодной	—	-35	—
Температура застывания, °С, не выше, для климатической зоны:			
умеренной;	-10	-35	—
холодной	—	-45	-55
Массовая доля серы, %, не более,			
в топливе вида I,	0,2	0,2	0,2
в топливе вида II	0,5	0,5	0,4

Массовая доля меркаптановой серы, %	0,01	0,01	0,01
Температура вспышки (в закрытом тигле), не ниже, для дизелей общего назначения	40	35	30
Концентрация фактических смол, мг/100 см ³ , не более	40	30	30
Кислотность, мг КОН/100 см ³ , не более	5	5	5
Зольность, %, не более	0,01	0,01	0,01
Коэффициент фильтруемости, не более	3	3	3
Плотность, кг/м ³ , при 20 °С, не более	860	840	830

Кислотным числом топлива называют количество миллилитров (см³) едкого калия КОН, необходимого для нейтрализации кислот, содержащихся в 100 см³ топлива.

Чистоту топлива оценивают **коэффициентом фильтруемости** по ГОСТ 19006–73. Он характеризует присутствие в топливе всех видов загрязнений и представляет собой отношение времени фильтрования через фильтр из бумаги при атмосферном давлении десятой порции перетекаемого топлива к первой. На коэффициент фильтруемости влияет содержание механических примесей, воды, смолистых веществ. При коэффициенте фильтруемости более 3 снижается срок службы фильтров.

Прибор для определения коэффициента фильтруемости состоит из стеклянной градуированной трубки, сверху которой расположена стеклянная воронка с краном, а внизу – разборный корпус фильтра с краном. Перед началом опыта в корпус устанавливается бумажный фильтр. От степени загрязнения бумажного фильтра зависит скорость вытекания топлива и значение коэффициента фильтруемости.

По национальному стандарту «*Топливо дизельное ЕВРО*», *ГОСТ 52368 – 2005* стали предъявлять более жесткие требования к содержанию в топливах примесей, например, серы.

В условном обозначении топлива указывают его сорт (А, В, С, D, Е, F) в зависимости от значений предельной температуры фильтруемости (для класса и температуры помутнения), класс (0, 1, 2, 3, 4) и вид топлива в зависимости от содержания серы (I, II, III).

Пример.

1. «Топливо дизельное ЕВРО по ГОСТ Р 52368-2005, сорт А, вид I». Сорт А имеет предельную температуру фильтруемости 5 °С (помутнения) – топливо летнее, вид I – содержание серы не более 0,35 г на 1 кг топлива.

Топливо должно соответствовать требованиям настоящего стандарта и изготавливаться по технологии, утвержденной в установленном порядке.

По физико-химическим и эксплуатационным показателям топливо должно соответствовать требованиям, указанным в таблице 2.4.

Таблица 2.4

Требования к топливу

Наименование показателя	Значение
1. Цетановое число, не менее	51,0
2. Плотность при 15 °С, кг/м ³	820÷845
3. Содержание серы, мг/кг, не более, для топлива:	
<i>вид I</i>	350,0
<i>вид II</i>	50,0
<i>вид III</i>	10,0
4. Температура вспышки в закрытом тигле, °С, не ниже	55
5. Зольность, % (по массе), не более	0,01
6. Содержание воды, мг/кг, не более	200
7. Кинематическая вязкость при 40 °С, мм ² /с	2,0÷4,50

8. Фракционный состав:	
при температуре 250 °С, % (по объему), менее	65
при температуре 350 °С, % (по объему), не менее	85
перегоняется при температуре 360 °С, % (по объёму), не менее	95

Топливо для умеренных климатических условий должно соответствовать требованиям, указанным в таблице 2.5.

Под предельной температурой фильтруемости топлива, например, для сорта «С» минус 5 °С, понимается температура, при которой оно теряет подвижность и не проходит через фильтры.

Таблица 2.5

Требования к топливу для умеренного климата

Наименование показателя	Значение для сорта					
	A	B	C	D	E	F
Предельная температура фильтруемости, °С, не выше	5	0	-5	-10	-15	-20

Топливо для холодного и арктического климата должно соответствовать требованиям, указанным в таблице 2.6.

Таблица 2.6

Требования к топливу для холодного и арктического климата

Наименование показателя	Значение для класса				
	0	1	2	3	4
1. Предельная температура фильтруемости, °С, не выше	-20	-26	-32	-38	-44
2. Температура помутнения, °С, не выше	-10	-16	-22	-28	-34
3. Плотность при 15 °С,					

кг/м ³	800–845	800–845	800–840	800–840	800–840
4. Кинематическая вязкость при 40 °С, мм ² /с	1,50–4,0	1,50–4,0	1,50–4,0	1,40–4,0	1,20–4,0
5. Цетановое число, не менее	49,0	49,0	48,0	47,0	47,0
6. Фракционный состав: до температуры 180 °С, % (по объему), не более	10	10	10	10	10
до температуры 340 °С, % (по объему), не менее	95	95	95	95	95

Предельная температура фильтруемости (на холодном фильтре) – самая высокая температура, при которой данный объём топлива не протекает через проволочную сетку (фильтрующую установку) в течение определенного времени (более 60 с). Топливо полностью не стекает обратно через фильтр в измерительный сосуд.

2.3. Газообразные топлива

Широкое применение в технике получили два вида газообразного топлива – сжиженный нефтяной газ (СНГ) и сжатый природный газ (СПГ).

В таблице 2.7 даны характеристики газов, применяемых в качестве топлив в двигателях внутреннего сгорания.

Сжиженные и сжатые газы. Автомобильная газобаллонная установка рассчитана на подачу топлива в камеру сгорания под действием давления паров газа в баллоне. Зависимость давления насыщенных паров пропана и бутана мало изменяется от температуры, что позволяет хранить сжиженные газы в баллонах при давлении 1,6 МПа. Для перевода в жидкое состояние пропана и бутана достаточно при 20 °С повысить давление соответственно на 0,8 и 0,2 МПа.

Таблица 2.7

Основные характеристики газов

Параметры	Метан	Этан	Пропан	Бутан
1. Молекулярная формула	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀
2. Молекулярная масса, кг/кмоль	16	30	44	58
3. Относительная плотность газовой фазы по воздуху	0,55	1,05	1,56	2,1
4. Теплотворная способность МДж/кг, МДж/м ³	49,7 33,8	47,1 59,9	45,9 85,6	45,4 111,6
5. Теоретически необходимое количество воздуха для сгорания, кг / кг	17,2	16,8	15,7	15,6
6. Температура самовоспламенения, °С	680–750	650–580	510–580	475–510
7. Октановое число по моторному методу	110	108	105	94

Главным преимуществом пропана и бутана является высокое октановое число, равное 94 и 105 единицам по моторному методу.

В соответствии с ГОСТ 20448–90 выпускается две марки сжиженных газов: СПБТЗ – смесь пропана, бутана, техническая, зимняя; СПБТЛ – летняя (табл. 2.8).

Таблица 2.8

Характеристики сжиженных газов

Содержание газов, %	СПБТЗ	СПБТЛ
Пропан	75	34
Бутан	20	60
Метан, этан, этилен	5	6

При емкости баллонов 50 л их заполняют на 45 л, обеспечивая запас 10 % в связи с расширением газа при повышении температуры.

Пропан-бутановая жидкая смесь имеет теплотворную способность ниже, чем бензин, поэтому при переводе двигателя на газ его мощность снижается на 10÷20 %.

Пропан-бутановая смесь тяжелее воздуха, и при ее утечках газ будет скапливаться внизу. Скопление газа может спровоцировать взрыв и пожар.

В качестве топлива используют и **сжатый метан (CH_4)**. Теплота сгорания 1 кг метана – 49,7 МДж, а 1 м³ – 33,8 МДж. Теоретически необходимое количество воздуха для сгорания 1 кг газа – 17,2 кг. Температура самовоспламенения – 680–720 °С. Плотность при 20 °С – 0,717 кг/м³. Октановое число, определенное по моторному методу – 110.

Сжатый газ под давлением 20 МПа хранится в баллонах, масса которых в незаполненном состоянии составляет около 100 кг. Использование тяжелых баллонов на легковых автомобилях не рационально. Их используют на грузовых автомобилях и автобусах.

Преимущества работы двигателя на газе.

1. Срок службы моторного масла увеличивается в 2 – 3 раза.
2. Токсичность отработанных газов снижается в 3 – 4 раза.
3. Уменьшается образование нагара в цилиндропоршневой группе.

Недостатки.

1. Мощность двигателя снижается на 10 – 20 %.
2. Работа автомобиля на газе требует герметичной системы. Для определения утечек газа (по запаху) в него добавляется этилмеркаптан C_2H_5SH с неприятным запахом.
3. Плохие пусковые качества и пожароопасность.
4. Сложность конструкции системы питания.

Вывод

При обеспечении транспортных средств различным видом топлива устанавливаются эксплуатационные требования к каждому из них. В этой главе изложены характеристики, преимущества и недостатки различных марок бензинов, дизельных и газообразных топлив.

Ключевые слова: бензин, индукционный период, дизельное топливо, температура помутнения, температура вспышки, температура застывания, кислотное число, коэффициент фильтруемости, пропан-бутановая смесь

Контрольные вопросы:

1. Маркировка бензинов. Характеристики бензинов.
2. Что называют октановым числом бензинов?
3. Какова причина необходимости замены бензина и дизельного топлива на газ?
4. Преимущества и недостатки применения газа в качестве топлива. Дайте характеристику пропану, бутану и метану.
5. Характеристики дизельных топлив (цетановое число, температура вспышки, помутнения и замерзания).

ГЛАВА 3. МАСЛА И СМАЗКИ

3.1. Моторные масла

От качества моторного масла зависят долговечность двигателя, его износ, время запуска. Основная функция, которую выполняют моторные масла, – это снижение трения и износа трущихся деталей двигателя за счет создания на их поверхностях прочной масляной пленки.

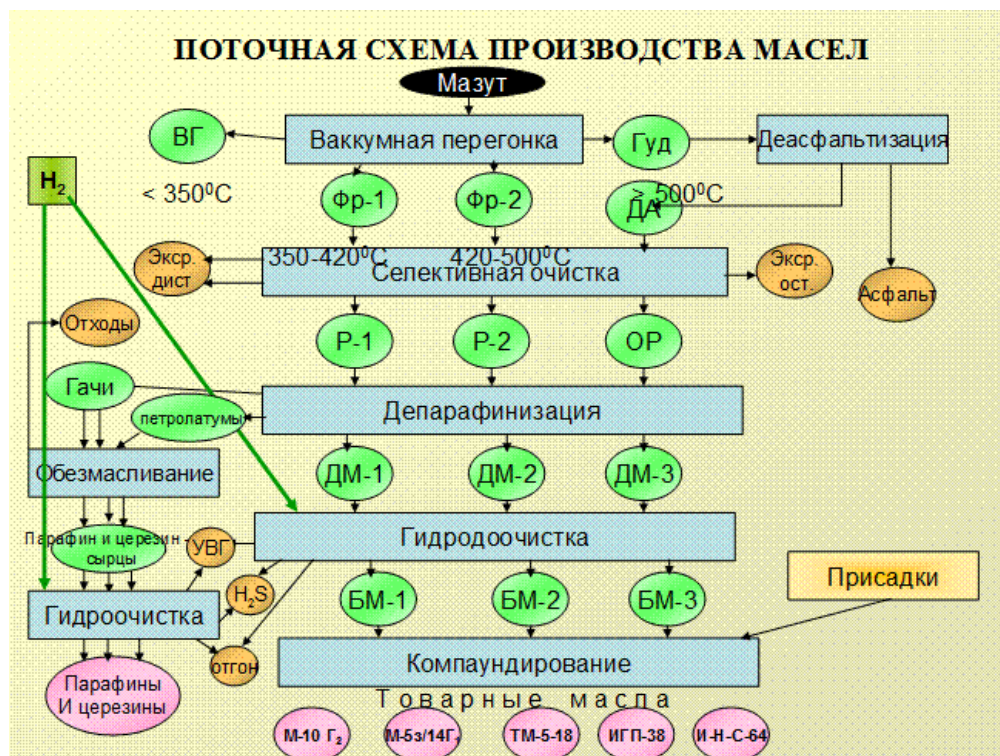


Рисунок-3.1. Поточная схема производства масел

Основной характеристикой моторного масла является **вязкость**. Вязкость масла указывается при 100 °С, так как такой температуры (и выше) оно достигает в процессе работы двигателя. Например, М-10 – моторное масло (М) классом вязкости 10 (вязкость 9,5 – 11,5 сСт при 100 °С).

Затем указывается область применения и условия эксплуатации:

А – для нефорсированных бензиновых и дизельных двигателей;

Б – малофорсированных двигателей;

В – среднефорсированных двигателей;

Г – высокофорсированных двигателей;

Д – высокофорсированных дизелей с наддувом, работающих в тяжёлых условиях.

Если масло предназначено для бензиновых двигателей, указывается цифра 1, если для дизелей – 2. Например, М-10Г₁ – моторное масло летнее классом вязкости 10 для высокофорсированных бензиновых двигателей, М-З₃Г₁ – зимнее, М-З₃/10Г₁ – всесезонное.



Рисунок-3.2. Классификация масел

В отечественной маркировке масел указывается 4 зимних масла (основных), 5 летних и 4 всесезонных (табл. 3.1).

По системе SAE (Общество американских инженеров автомобилистов) применяют зимние, летние и всесезонные масла (табл. 3.1).

Область применения моторных масел по американской системе указывает API (Американский институт нефти):

S – для легковых *бензиновых* двигателей (сервис);

C – для *дизельных* двигателей (коммерция);

CF – для дизелей с разделенными камерами сгорания;

CF-4 – для четырехтактных дизелей;

CF-2 – для двухтактных дизелей транспортных средств;

CG-4 – для четырехтактных дизелей, работающих на топливе с содержанием серы до 0,05 %;

CH-4 – для четырехтактных дизельных двигателей, длительно работающих без замены масла;

CD – высокофорсированные двигатели с наддувом;

CC – высокофорсированные двигатели без наддува или с уменьшенным наддувом;

SL – для двигателей выпуска до 2001 г.;

SE – высокофорсированные бензиновые двигатели;

EC – энергосберегающие масло.

Таблица 3.1

Классы вязкости моторных масел

<i>Классы вязкости</i>	<i>SAE</i>	$\nu_{100}, ^\circ\text{C мм}^2/\text{с}$	$\nu_{-18}, ^\circ\text{C, мм}^2/\text{с}$
3 _з	5W	Не менее 3,8	<1250
4 _з	10W	Не менее 4,1	<2600
5 _з	15W	Не менее 5,6	<6000
6 _з	20W	Не менее 5,6	<10400
6	20	5,6–7,0	–
8	20	7,0–9,5	–
10	30	9,5–11,5	–
12	30	11,5–13	–
14	40	13–15	–
3 _з /8	5W-20	7,0–9,5	<1250
4 _з /8	10W-20	7,0–9,5	<2600
5 _з /10	15W-30	9,5–11,5	<6000
6 _з /14	15W-40	13–15	<10400

Пример обозначения: SAE - 5W/30, API- SE, EC. Всесезонное моторное масло с кинематической вязкостью 10 сСт при 100 °С при отрицательных температурах ведет себя как масло типа 5W (W – зимнее), обеспечивает

легкий запуск двигателя до температуры не ниже – 25 °С, предназначено для высокофорсированных бензиновых двигателей, энергосберегающее.

Моторные масла производят по следующей технологии. Мазут нагревают до температуры 450 °С, направляют в ректификационную колонну, которая работает при давлении 50 мм рт. ст.

Известно, что с понижением давления над жидкостью уменьшается температура кипения. Так, например, углеводород при атмосферном давлении 760 мм рт. ст. имел температуру кипения 500 °С, а при снижении давления до 50 мм рт. ст. его температура кипения уменьшилась до 250 °С. Тяжелые углеводороды будут **испаряться**, а не разлагаться. Появляется возможность мазут разделить по их температурам кипения и получить масла разной вязкости. На этом принципе и основана вакуумная дистилляция мазута.

Нагретый мазут в ректификационной колонне разделяется на дистилляты (легкие, средние, тяжелые). Затем идет их очистка от смолистых соединений с получением рафинатов. Далее рафинаты **депарафинизуются** (удаляется парафин) и получают базовые масла. Затем к базовым маслам добавляют присадки и получают конечный продукт – **товарные масла**.

Дистиллятом называют неочищенную нефтяную фракцию, полученную перегонкой. Полученное масло, например, SAE 5W (М-З₃), очищают, затем депарафинизуют, добавляют присадки и получают товарные масла. Основные методы очистки: **кислотная** (применение серной кислоты) **и селективная**.

Неочищенное масло смешивается с серной кислотой. Смолистые вещества вступают в реакцию с кислотой, образуя густую, тяжелую массу – кислый гудрон. Гудрон удаляют из бака, в котором остается чистое масло.

При селективной (выборочной) очистке применяют растворитель (фенол, ацетон). Растворяются, например, сернистые соединения при повышении температуры. При понижении температуры сернистые соединения выпадают в осадок.

При депарафинизации масло смешивают со смесью растворителей (толуол, метилэтилкетон). Полученный раствор охлаждают до температуры минус 6 – 12 °С. Кристаллы парафина выпадают в осадок. Удаление парафинов позволяет понизить температуру застывания масел.

Товарные масла с необходимыми эксплуатационными свойствами получают из базовых масел, которые смешиваются между собой с добавлением соответствующих присадок.

3.2. Трансмиссионные масла

Трансмиссия (лат. *передача*) служит для передачи и изменения крутящего момента вала двигателя на колёса автомобиля. Включает в себя: коробку перемены передач (коробку автоматическую), карданный вал, главную передачу и дифференциал.

Основное назначение трансмиссионных масел – смазка высоконагруженных зубчатых механизмов, подшипников и других узлов силовой передачи автомобиля.

В Узбекистане в соответствии с ГОСТ 17479–85 (табл. 3.2) производятся трансмиссионные масла пяти групп.

Таблица 3.2

Область применения трансмиссионных масел

Группа масел		Наличие присадок	Область применения
Узбекистан	API		
ТМ-1	GL-1	Без присадок	Цилиндрические, конические, червячные при σ_k до 600 МПа, при t масла до 90 °С
ТМ-2	GL-2	Противоизносная	Прямозубые, конические, червячные до σ_k 1200 МПа и $t = 120$ °С
ТМ-3	GL-3	Противозадирные	Те же передачи, что и для ТМ-1

			и ТМ-2, σ_k до 2000 МПа и $t = 120\text{ }^{\circ}\text{C}$
ТМ-4	GL-4	Противозадирные с высоким эффектом	Все передачи с t до $130\text{ }^{\circ}\text{C}$ и σ_k до 2000 МПа
ТМ-5	GL-5	Противозадирные, противоизносные присадки	Гипоидные передачи σ_k до 3000 МПа и t до $150\text{ }^{\circ}\text{C}$

Трансмиссионные масла делятся на 4 основные класса по вязкости (табл. 3.3).

Таблица 3.3

Классы вязкости

<i>Класс вязкости</i>	<i>ν, мм²/с, при 100 °С</i>	<i>Макс. темп., °С, при $\mu = 150\text{ Па}\cdot\text{с}$</i>
9	6 – 11	- 45
12	11 – 14	- 35
18	14 – 25	- 18
34	25 – 41	—

По стандартам Узбекистана и SAE выпускают следующие виды трансмиссионных масел (табл. 3.4).

Таблица 3.4

Виды трансмиссионных масел

<i>Класс вязкости SAE</i>	<i>Узбекистан ГОСТ 174792-85</i>	<i>ν, мм²/с</i>	
		<i>мин.</i>	<i>макс.</i>
70w, 75w	9	4,1	—
80w, 85w	12	7,0	—
90	18	13,5	24,0
140	34	24	41

В трансмиссионных маслах применяют противоизносные и противозадирные присадки. Отечественная маркировка трансмиссионных масел: Т – трансмиссионное; М – масло; 1, 2, 3, 4, 5 – область применения масел (группа масел). Зарубежная маркировка масел:

W – зимнее масло; GL – главная смазка (General – *главный*, Lube – *масло*); 90 – класс вязкости (номер масла, соответствующий вязкости);

API – Американский институт нефти (указывает область применения масел); SAE – Общество американских инженеров (указывает класс вязкости масел).

Например, ТМ-5-18 – трансмиссионное масло, 5-й группы, класс вязкости 18 (вязкость 14 – 25 мм²/с при 100 °С).

API GL-5, SAE 90 – масло трансмиссионное, 5-й группы, класс вязкости 90 (вязкость 13,5 – 24 мм²/с при 100 °С).

Некоторые нефтеперерабатывающие заводы и фирмы помимо масел, выпускаемых по ГОСТам и общепромышленным техническим условиям, изготавливают трансмиссионные масла под своей торговой маркой и по собственным техническим условиям.

3.3. Пластичные смазки

Пластичные (консистентные) смазки – это вязкие мази, применяемые для смазки узлов автомобилей (подшипников ступиц передних и задних колес, рессор, резьбовых соединений, гибких валов, шаровых опор, игольчатых подшипников).

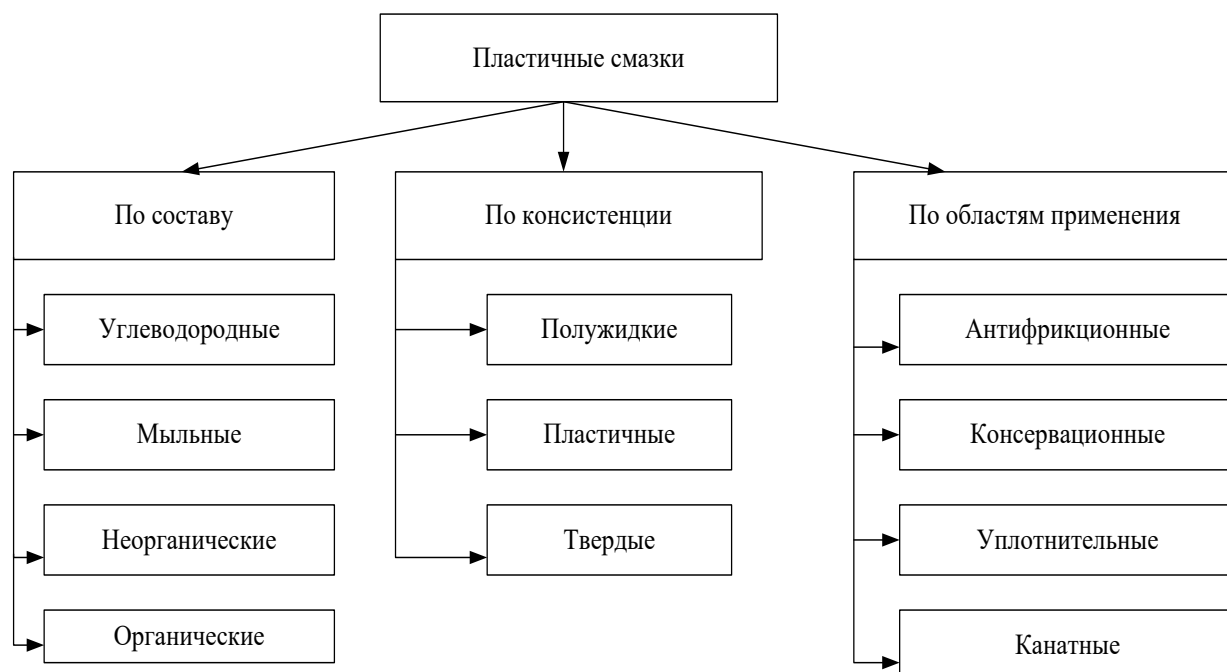


Рисунок-3.3. Классификация пластичные смазки

Пластичная смазка (ПС) состоит из 80 – 90 % маслянистой основы и 10 – 20 % загустителя (мыла). Пластичные смазки часто называют консистентными (от лат. – густею).

Промышленность Узбекистане выпускает следующие пластичные смазки:

1. Антифрикционные ПС – для снижения трения в деталях.
2. Защитные или консервационные – для предотвращения коррозии металлов при хранении и эксплуатации.
3. Канатные – для смазки и снижения коррозии стальных канатов.
4. Уплотнительные – для герметичности запорной арматуры.

Маркировка ПС.

1. Антифрикционные:

С – среднеплавкие, t плавления до 70 °С;

О – общего назначения с t плавления до 110 °С;

М – многоцелевые, t от 30 до 130 °С;

Х – химически стойкие;

Н – низкостойкие (морозостойкие), ниже – 40 °С;

Ж – жаростойкие (термостойкие), более 150 °С;

П – приборные;

2. З – защитные;

3. К – канатные;

4. Уплотнительные:

А – арматурные, Р – резьбовые, В – вакуумные.

В обозначении указывается тип загустителя, например,:

Ка – кальциевые; Ли – литиевые; На – натриевые.

Рекомендованный температурный диапазон указывается дробью. Число, уменьшенное в 10 раз, в числителе (без знака минус) – минимально допускаемая отрицательная температура, в знаменателе – максимальная положительная. Затем указывается класс густоты или консистенции. Например, М Ли 3/13-4 – многоцелевая пластичная смазка, приготовлена на литиевом мыле, t от минус 30 °С до плюс 130 °С, класс густоты – 4.

Основные виды пластичных смазок.

1. Кальциевые пластичные смазки.

1.1. Солидол «С» синтетический, t кипения 55 – 85 °С.

1.2. Графитная смазка УСС – А с добавлением 10 % графита для смазки рессор, болтов крепления. Цвет серебристо-черный.

2. Литиевые ПС водостойкие, термостойкие до 150 °С.

2.1. Литол 24 – для смазки узлов всех типов.

2.2. ШРУС – шарнирная смазка равных угловых скоростей с противозадирной присадкой.

2.3. Смазка № 158 – синего цвета с добавлением фтолацониона меди $C_{32}H_{16}N_6Cu$. Применяется в игольчатых подшипниках, в шариковых подшипниках генераторов.

3. Бариевые ПС. ШРБ-4 – шарнирная смазка, загущенная бариевым мылом, которое не разрушает резину. Цвет коричневый, температура плавления 150 °С. Применяется в шарнирах, шаровых опорах.

4. Углеродистая ПС. ВТВ (вазелин технический волокнистый). Цвет белый, нерастворимый в электролитах, хорошо прилипает к металлу. Применяется для смазки клемм аккумуляторных батарей и консервации.

Характеристики основных пластичных смазок, применяемых на автомобилях, приведены в таблице 3.5. Характеристика дана по пятибалльной системе.

Таблица 3.5

Характеристики пластичных смазок

<i>Тип смазки</i>	<i>Класс густоты</i>	<i>Температурный интервал применения</i>	<i>Коллоидная стабильность</i>	<i>Испаряемость</i>	<i>Водостойкость</i>	<i>Смазочные свойства</i>	<i>Взаимозаменяемость</i>
Солидол	2	-20 / 65	5	3	4	3	Литол-24
Пресс-солидол	1	-30 / 50	4	3	4	2	Фиол-1
Графитная	2	-20 / 60	5	4	3	4	ШРУС-4
Литол-24	3	-40 / 120	4	4	4	3	ЛСЦ-5
ШРБ-4	2	-40 / 130	4	4	4	4	ШРУС-4
ШРУС-4	2	-40 / 120	4	4	5	5	ШРБ-4

Солидол С синтетический, Литол-24 применяются для смазки узлов трения всех типов; графитная – для рессор, резьбовых соединений; Фиол-1 – для гибких тросов; ЛСЦ-15 – для петель дверей; ШРБ-4, ШРУС-4 – для шарниров и шаровых соединений; ВТВ – для клемм аккумуляторных батарей; № 158 – для игольчатых подшипников.

Вывод

В данной главе описываются различные схемы получения, отрасль использования и методы очистки масляных нефтепродуктов. А так же приведены множество характеристик применения различных типов присадок для улучшения качества масляных нефтепродуктов.

Ключевые слова: моторные масла, дистиллят, депарафинизация, товарные масла , мазут , трансмиссия, пластичные смазки

Контрольные вопросы

1. Что представляют собою консистентные (пластичные) смазки, их состав?
2. Назначение консистентных смазок.
3. Как классифицируются консистентные смазки?
4. С какой целью применяют моторные масла?
5. Расскажите технологию получения товарных масел.
6. Укажите классы вязкости трансмиссионных масел.
7. Дайте характеристику присадкам, улучшающим качество трансмиссионных масел (противозадирным, противоизносным).

ГЛАВА 4. ТРАНСПОРТ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

4.1. Общие сведения о транспорте нефтепродуктов

Транспорт (лат. перемещаю) – отрасль, например, в нефтяной промышленности, осуществляющая перемещение нефти, нефтепродуктов из мест промысла, хранения, переработки до потребителя.

Транспортировка нефтепродуктов осуществляется железнодорожным, водным, автомобильным, трубопроводным транспортом, а также сетью нефтебаз, газохранилищ.

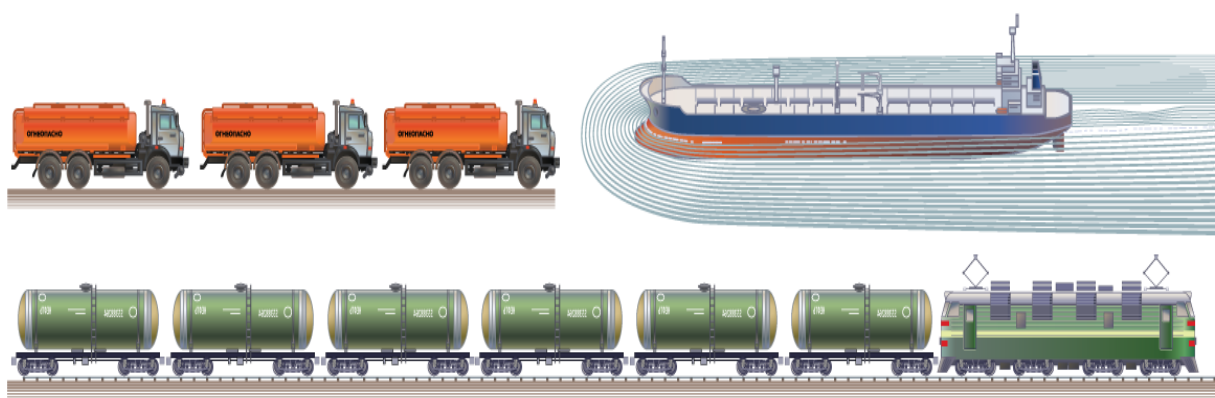


Рисунок-4.1. Виды транспорты нефтепродуктов

Вид транспорта применяется в зависимости от состояния транспортных путей, объёма перевозок, характера нефтегрузов, расположения нефтепромыслов, нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ), нефтебаз и потребителей. При выборе вида транспорта преследуется главная цель – это минимальные затраты грузоперевозок при сокращении сроков доставки.

При выборе данного вида транспорта учитываются его недостатки и преимущества. Известно, что удельные затраты тем меньше, чем больше мощность транспортной магистрали. Однако нельзя пренебрегать и такими факторами, как сезонность работы и расстояние перевозки. Например, водным транспортом можно перевозить только в навигационный период, а

железнодорожным и трубопроводным – круглый год. При перевозках на короткие расстояния пользуются автомобильным транспортом.

В случае доставки нефтепродуктов на весьма большие расстояния, когда не удастся ограничиться одним видом транспорта, приходится передавать нефтегруз с одного вида транспорта на другой. Перемещение грузов несколькими видами транспорта называется смешанными перевозками.

4.2. Железнодорожный транспорт

Железнодорожным транспортом перевозят все виды нефтепродуктов, нефть и сжиженные газы. В общем объеме на его долю приходится около 40 % перевозок. Нефть и нефтепродукты перевозятся по железным дорогам, как правило, в вагонах-цистернах. Только небольшая часть, около 2 %, транспортируется в мелкой таре – в бочках, контейнерах и бидонах. Для транспортировки отдельных видов масел, смазок и небольших партий светлых и темных нефтепродуктов используются крытые вагоны. Отличительная особенность железнодорожных перевозок – это возможность доставки нефтегрузов в любое время года, благодаря чему большинство распределительных баз расположено на железнодорожных магистралях. Однако железнодорожный транспорт имеет существенные недостатки. К ним относятся: большие капиталовложения при строительстве новых и реконструкции действующих путей; относительно высокие эксплуатационные расходы на перевозку нефти по сравнению с другими видами транспорта (в 2–4 раза дороже водного и трубопроводного).



Рисунок-4.2. Общий вид вагон-цистерны

Нефть и нефтепродукты перевозятся в железнодорожных цистернах грузоподъемностью 25, 50, 60, 90 и 120 т. Наибольшее распространение имеют четырехосные цистерны объемом 50 и 60 м³. Вагоны-цистерны формируют в поезда, называемые наливными маршрутами. Цистерны оборудуются универсальными сливными приборами. Они устанавливаются в нижней части котла цистерны и обеспечивают полный слив нефтепродукта.

Для ограничения максимально допустимого давления и вакуума в железнодорожных цистернах, сверх которых могут возникнуть опасные напряжения в стенке котла, цистерны снабжают пружинными предохранительными клапанами.

Цистерны, предназначенные для перевозки высоковязких застывающих нефтепродуктов, оборудуют наружными паровыми рубашками или внутренними устройствами для подогрева. Паровая рубашка обеспечивает подогрев (подплавление) пограничного слоя застывшего нефтепродукта без разогрева остальной его массы. Цистерны с внутренними подогревателями обычно снабжены наружной теплоизоляцией (цистерны-термосы) для уменьшения тепловых потерь, когда цистерна находится в пути.

Для перевозки битума как весьма тугоплавкого нефтепродукта применяют специальные железнодорожные вагоны, называемые бункерными полувагонами. Особенность их заключается в том, что они состоят из четырех бункеров с паровой рубашкой (объемом по 11,8 м³), установленных на раме вагона. Опорные точки бункера расположены таким образом, что в заполненном состоянии его центр тяжести находится выше этих точек, и бункер легко опрокидывается (при освобождении захватов). Битум вываливается в затвердевшем виде на разгрузочную площадку, а затем после опорожнения бункер возвращается в первоначальное вертикальное положение.

По железной дороге нефтепродукты перевозят также и в контейнерах. Контейнеры представляют собой небольшие цистерны грузоподъемностью 2,5 и 5 т. Их устанавливают на железнодорожных платформах и по прибытии

к месту назначения в заполненном виде перегружают кранами на грузовые машины. В цистернах-контейнерах перевозят главным образом масла и смазки. Поскольку масла и смазки имеют высокую вязкость, контейнеры снабжены паровыми рубашками для подогрева нефтепродуктов при их опорожнении.

Слив и налив нефтепродуктов в железнодорожные цистерны, прибывающие на нефтебазу, производятся на специальных сливно-наливных устройствах (эстакадах).

На нефтебазу цистерны подают по подъездным железнодорожным путям, которые примыкают к железнодорожным магистралям у ближайшей станции.

В зависимости от характера проводимых операций подъездные железнодорожные пути разделяют на основные, предназначенные для слива и налива нефти и нефтепродуктов; вспомогательные – для разгрузки или погрузки тарных грузов и других вспомогательных материалов; обгонные – для маневровых работ. На основных железнодорожных путях размещают устройства для сливно-наливных операций, которые вместе с ними называются сливно-наливным фронтом.

Нефтепродукты всех видов перевозят по железным дорогам в соответствии с «Правилами перевозок грузов» МПС. Этими правилами предусмотрен порядок формирования железнодорожных цистерн в маршруты, условия перевозок нефтегрузов, подачи железнодорожных маршрутов под слив и налив на эстакады, правила сдачи наполненных маршрутов по железной дороге, нормы времени на погрузочно-разгрузочные операции, а также основные требования к технической эксплуатации.

4.3. Водный транспорт

Водным транспортом перевозят нефть, нефтепродукты и сжиженные газы.

Водный транспорт подразделяется на морской и речной. Он осуществляет перевозку нефти и нефтепродуктов как внутри страны, так и за ее пределами. На долю водного транспорта приходится около 13 % от общего объема перевозок нефтегрузов.

По сравнению с железнодорожным транспортом водный требует меньшего расхода топлива на единицу перевозок, характеризуется небольшой численностью обслуживающего персонала, меньшими затратами металла на единицу грузоподъемности и небольшой собственной массой по отношению к массе перевозимого груза.

К преимуществам морского транспорта относится низкая себестоимость перевозки нефти за счет использования судов большой грузоподъемности на дальние расстояния.

К преимуществам речного транспорта относится высокая пропускная способность речных путей и возможность перебрасывать флот из одного речного бассейна в другой. Для отдельных районов речной транспорт является основным способом доставки нефтепродуктов.

К отрицательным свойствам речного транспорта можно отнести то, что на зимний период прекращаются речные перевозки. Это приводит к созданию межнавигационных запасов нефти в перевалочных пунктах или у потребителей. Приходится сооружать крупные резервуарные емкости на промыслах, НПЗ и водных нефтебазах для соответствующего накопления и длительного хранения нефти.

К недостаткам речного транспорта также относятся несовпадения географического расположения сети с наполнением нефтяных грузопотоков, что удлиняет расстояние перевозки, и малая скорость нефтеналивных судов по сравнению с другими видами транспорта.

Нефтеналивные суда подразделяют на морские, речные, озерные и смешанного плавания. Они могут быть самоходными и несамоходными.

Самоходные наливные суда имеют машинные отделения; несамоходные суда (баржи) передвигаются при помощи буксиров различной мощности.

Нефтеналивное судно характеризуется следующими показателями:

1) осадкой судна – глубиной, на которую погрузилось судно; осадку определяют по положению ватерлинии. Ватерлиния делит судно на надводную и подводную части и называется порожней (легкой) ватерлинией, соответствующей порожнему судну; ватерлиния, соответствующая осадке судна с максимальным грузом, называется грузовой ватерлинией;

2) водоизмещением – равным массе воды, вытесненной груженным судном до грузовой ватерлинии (при суммарной массе судна и груза);

3) грузоподъемностью – массой транспортируемого груза;

4) дедвейтом – полной массой груза, включающей транспортируемую массу и груз для собственных нужд (вода, топливо, багаж и продовольствие), который может быть принят судном без потери своей плавучести и остойчивости и при сохранении скорости хода;

5) остойчивостью – способностью судна не переворачиваться, а возвращаться в свое положение при крене, в которое оно приводится волной, ветром или неравномерной нагрузкой. Наклон судна в поперечном направлении, т.е. в сторону одного из его бортов, называется креном, а наклон в продольном направлении, т.е. в сторону носа или кормы – дифферентом;

6) непотопляемостью – способностью судна держаться на воде при пробоинах в корпусе. Она тем больше, чем больше в нем перегородок, разделяющих судно на отдельные герметичные отсеки. При отсутствии перегородок жидкий груз при крене или дифференте получает возможность перетекать в сторону наклона судна, увеличивая крен за пределы, обеспечивающие остойчивость, что в результате может привести к

переворачиванию судна. Во избежание крена загрузку и выгрузку отсеков (танков) производят по определенной очередности.

Танкеры и баржи различаются как по грузоподъемности, так и по их конструкции. По конструктивной схеме нефтеналивное судно представляет собой стальной каркас (с поперечными и продольными связями), к которому крепится обшивка. В корпусе танкера различают три основные части – среднюю, носовую, кормовую.

Средняя часть танкера в связи с пожарной безопасностью отделена от носа и кормы сдвоенными непроницаемыми переборками, образующими свободную полость, которая называется коффердамом. Коффердам заливают обычной водой, чтобы создать надежную изоляцию опасной зоны судна от других его частей. Средняя часть танкера при помощи непроницаемых перегородок разделена на отсеки (танки), в которые заливают нефтепродукт. Танки сообщаются между собой через специальные клинкеты, установленные в нижней части перегородок, которые открываются во время налива или выкачки нефтегруза. Управление клинкетами выведено на палубу судна.

Наличие отдельных отсеков повышает остойчивость танкера. При аварии с одним танком (пробоина или пожар) остальные танки остаются в защищенном состоянии.

Для выполнения операций по выкачке нефтегрузов, а также для внутренних перекачек служит насосное (машинное) отделение, которое оборудовано грузовыми насосами. В носовой части имеются сухогрузный трюм для перевозки нефтепродуктов в таре и сухих грузов, а также отделение для хозяйственных грузов.

Налив и откачка нефтепродуктов производятся по системе трубопроводов, соединяющих машинное отделение с отсеками. При наливе следят, чтобы танки были залиты полностью во избежание самопроизвольного перемещения нефтепродуктов при перекачке танкера. Перемещение нефтепродукта при перекачке может вызвать большие

гидравлические удары и вероятность нарушения прочности стенок. На корме размещаются машинное отделение, топливные баки, жилые помещения.

Озерно-речные танкеры в отличие от морских имеют меньшую осадку (вследствие малых речных глубин), чем и объясняется их малая грузоподъемность (10 – 12 тыс. т).

Танкеры не имеют возможности причаливать к берегу и стоят в рейде. В этом случае нефтегрузы перегружают на лихтеры, грузоподъемность которых достигает 100 т. Лихтеры бывают самоходные и несамоходные.

Для перевозки вязких нефтепродуктов баржи оборудованы подогревателями, причем пар для этих целей подается с буксира или специальных плавучих насосных станций.

В настоящее время применяют смешанные перевозки. Разновидность грузовых судов смешанного плавания – нефтерудовозы. Руду загружают в центральный трюм, а нефтепродукты заливают в бортовые цистерны – по четыре с каждого борта. У нефтерудовоза нет «холостых» пробегов, неизбежных для танкера или рудовоза. Так, в Швецию они доставляют нефть, а обратно возвращаются с рудой.

При перевозке нефтепродуктов по водным магистралям соблюдаются правила Министерства морского и речного флота. Этими правилами предусмотрены порядок подготовки судна к наливу, погрузочно-разгрузочным операциям, условия перевозки при различных температурных режимах, требования к герметичности систем и другим мерам технической эксплуатации; установлен также порядок замера количества груза и оформления грузовых документов.

4.4. Автомобильный транспорт

Автотранспорт широко используется при перевозках нефтепродуктов с распределительных нефтебаз непосредственно потребителю. Наиболее эффективно он используется в районах, куда невозможно доставить нефтепродукты железнодорожным или водным путями сообщения. Основное

назначение автотранспорта – доставка готовых нефтепродуктов с крупных нефтебаз на более мелкие и далее к потребителю. Доставка производится автоцистернами, топливозаправщиками путем перекачки по местным трубопроводам. На долю автомобильного транспорта приходится около 20 % перевозок нефтегрузов.

Автоцистерны оснащены комплектом оборудования, включающим патрубок для налива нефтепродукта, дыхательный клапан, стержневой указатель уровня, клиновую быстродействующую задвижку для слива топлива, два шланга с наконечниками и насос с механическим приводом. Объем отдельных автоцистерн достигает 40 м³. Внутри цистерны установлены поперечные и продольные волнорезы для уменьшения силы ударной волны жидкости при движении автомашины.

Для обеспечения пожарной безопасности на автоцистернах установлены огнетушители и устройства для заземления цистерн и шлангов для отвода статического электричества, которое может образоваться при наливке и сливе нефтепродуктов.

Автотопливо-заправщиками называются автоцистерны, оборудованные комплектом насосно-раздаточных устройств. Автозаправщики предназначены для заправки топливом автомашин, а также сельскохозяйственных машин и самолетов.

Автозаправщики обычно монтируют на шасси грузовых машин и оборудуют раздаточным насосом, трубопроводной обвязкой, приемными и раздаточными шлангами, водовоздухо-отделителями, фильтрами, счетчиками и другими контрольно-измерительными приборами. Автотопливо-заправщики предназначены для хранения и транспортировки светлых нефтепродуктов по всем видам дорог и местности, а также для заправки топливом различной техники.

На рис. 4.3 показаны формы поперечного сечения кузовов-цистерн, а на рис. 4.4 приведены схемы установки цистерн на шасси автомобилей и прицеп.

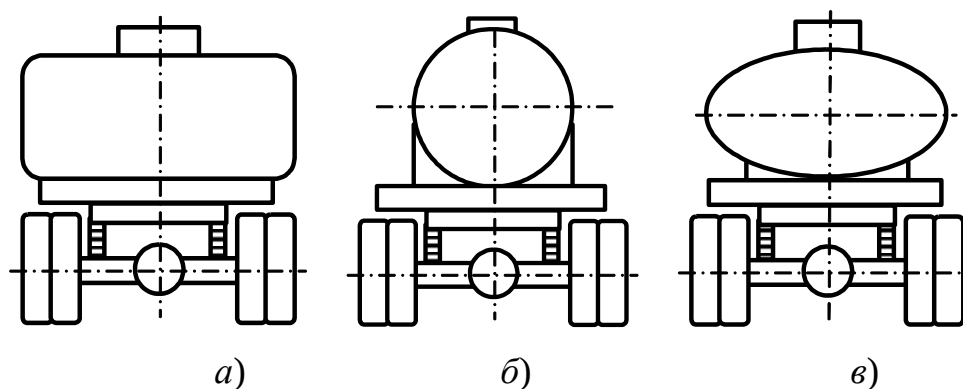
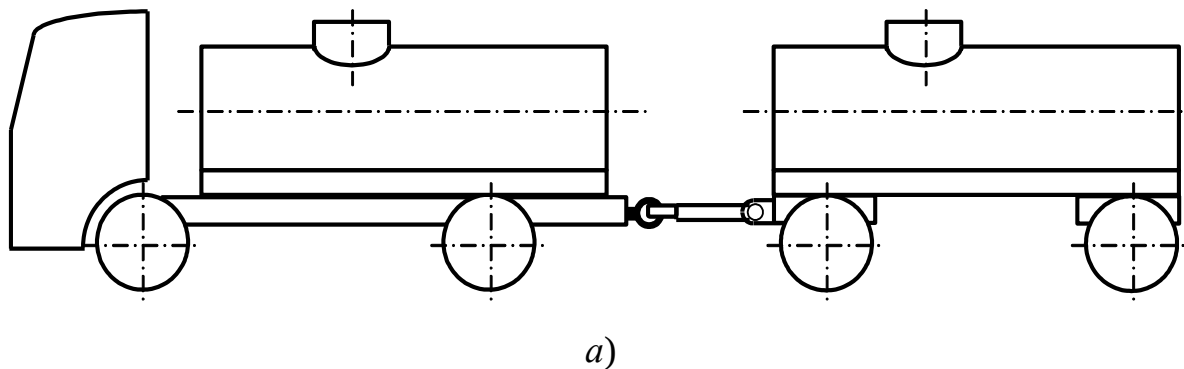


Рисунок-4.3. Формы поперечного сечения кузовов-цистерн:

а – прямоугольная ("чемоданная"); *б* – круглая; *в* – эллиптическая

Форма поперечного сечения (рис. 4.3) определяется свойствами перевозимого груза. Прямоугольная форма цистерны (*а*) обеспечивает наибольший объем перевозимого груза. Цистерна для сжатого газа должна обладать повышенной прочностью, что в наибольшей степени обеспечивает цилиндрическая цистерна с круглым поперечным сечением (*б*). Эллиптическая форма поперечного сечения (по сравнению с круглой) обеспечивает более низкий центр масс автоцистерны (*в*).

Способ разгрузки (опорожнения) цистерны выбирается в зависимости от свойств перевозимого груза. Жидкости сливают из цистерн самотеком (под действием гравитационных сил), при помощи насосов или самосвальной разгрузкой. Сжатые или жидкие газы «сливаются» из цистерны под действием собственного давления.



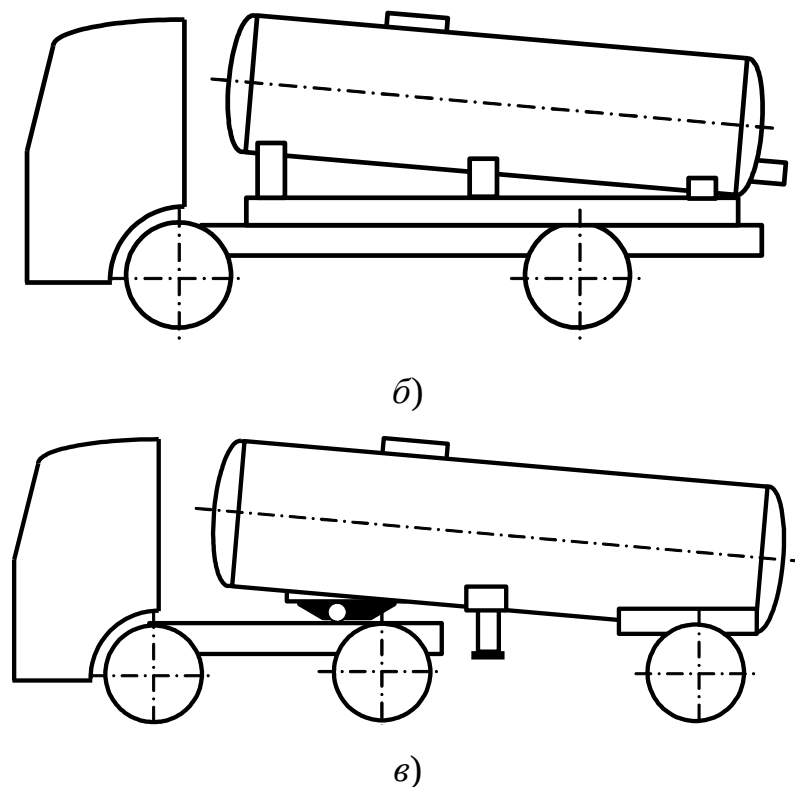


Рисунок- 4.4. Схемы установки цистерн на шасси автомобилей и прицеп:

а – прицепной автопоезд-цистерна с горизонтальной установкой цистерн на шасси автомобиля-тягача и прицепа; *б* – автомобиль-цистерна с наклонной установкой цистерны; *в* – полуприцеп-цистерна несущей конструкции с наклонной установкой цистерны

В таблице 4.1 приведены основные технические данные автотопливо-заправщиков (АТЗ). В обозначении автомобильного топливозаправщика указывается вместимость цистерны, м³ (АТЗ - 4,9).



Рисунок-4.5. Общий вид автоцистерны

Прицепы цистерны (ПЦ) и полуприцепы-цистерны (ППЦ) предназначены для транспортировки и кратковременного хранения светлых нефтепродуктов различной плотности и рассчитаны на эксплуатацию в тех же дорожно-климатических условиях, что и базовый тягач. В маркировке прицепов и полуприцепов-цистерн, например, цифрой 17 указана вместимость нефтепродукта, м³, а последняя цифра указывает на количество отсеков в цистерне.

Таблица 4.1

Технические данные топливозаправщиков на базе автомобилей

Базовое шасси	Вместимость цистерны, л	Время заполнения насосом, мин	Время слива самотеком, мин	Глубина всасывания, м
ГАЗ – 3307	4900	15	25	5
УРАЛ – 4320-10	6200	15	25	4,5
ЗИЛ – 433362	6500	15	25	4,5
КамАЗ – 43101	7800	30	45	4,5
УРАЛ – 5557	8600	25	35	4,5
КамАЗ – 53212	11000	20	25	4,5
МАЗ – 5337	11000	25	45	5,5
УРАЛ – 4320 1912 – 30	11800	33	45	4,5
КамАЗ – 53229	17000	45	65	4,5

В таблице 4.2 приведены характеристики цистерн, выполненных в виде прицепов и полуприцепов.

Технические данные прицепов и полуприцепов-цистерн

Прицепы и полуприцепы-цистерны	Вместимость цистерны, л	Время слива насосом, мин	Время слива самотеком, мин	Скорость транспортирования, км/ч
ПЦ – 6,2 - 1	6200	–	25	85
ПЦ – 8,5 - 1	8500	–	30	85
ПЦ – 10,7 - 1	10700	–	35	80
ППЦ – 17 - 2	17000	48	35	80
ППЦ – 24 - 3	24000	35	–	80
ППЦ – 30 - 3	30000	40	–	90
ППЦ – 40 - 4	40000	27	30	80

Автомасло-заправщики предназначены для транспортировки масел с нефтебаз и заправки транспортных средств маслом в стационарных и полевых условиях. Они оборудованы специальным подогревателем для нагрева масла. Маслозаправщик состоит из шасси автомобиля и смонтированного на нем оборудования.

Кроме котла установлены: насос с приводом, фильтр, счетчик, приёмные и раздаточные шланги, кабина управления с контрольно-измерительной аппаратурой и средства пожаротушения.

Масло подогревается в котле-цистерне при помощи форсунок. Высокая температура масла сохраняется длительное время благодаря теплоизоляции котла. Во избежание подгорания масла в трубчатке (змеевике) в процессе подогрева масло циркулирует при помощи насоса со скоростью не менее 2 м/с.

Автотранспортом осуществляется также перевозка нефтепродуктов в контейнерах и в мелкой таре.

Контейнерами называются емкости небольшого объема (1 – 5 м³), в которых нефтепродукты доставляются потребителю без перекачки в

стационарные хранилища. Контейнеры сгружают с машин при помощи кранов. Контейнерные емкости не закрепляются за автомашиной и попеременно могут служить транспортной емкостью и временным хранилищем. Контейнерные перевозки весьма удобны для отдаленных районов и при организации полевых передвижных складов. В качестве контейнеров используют металлические или эластичные резинотканевые емкости объемом 2,5 и 4 м³. Их устанавливают обычно на грузовых автомобилях типа ГАЗ или ЗИЛ, причем заполняют их непосредственно в кузове автомобиля.

Из мелкой тары наиболее распространены бочки и бидоны. Различают два основных вида бочек – металлические для транспорта жидкого топлива (бензина, керосина и др.) и фанерные (штампованные), используемые в основном для консистентных смазок. Металлические бочки бывают объемом 50 – 500 л, а фанерные – 50 л.

Бидоны применяют двух типов: металлические и фанерные. Металлические бидоны изготавливают из белой жести прямоугольной и цилиндрической формы объемом 5 – 62 л. Металлофанерные бидоны для консистентных смазок изготавливают объемом 16 л, корпус у них фанерный, а днище металлическое штампованное. Эти бидоны, покрытые внутри бензостойким материалом, используются также под масло.

4.5. Трубопроводный транспорт

Нефтепродуктопроводы протяженностью более 50 км и диаметром более 219 мм называются магистральными. Магистральные трубопроводы в зависимости от перекачиваемой жидкости соответственно называются: нефтепроводами – при перекачке нефти; нефтепродуктопроводами – при перекачке жидких нефтепродуктов, например, бензина, керосина, дизельного топлива, мазута.



Рисунок-4.6. Общий вид магистрального трубопровода

Магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы и ответвления от них в соответствии со Строительными нормами и правилами (СНиП II–45–75) сооружают диаметром до 1220 мм с избыточным давлением не выше 10 МПа (100 ат). Они предназначены для транспортировки нефти и нефтепродуктов из районов их добычи, производства или хранения до мест потребления – нефтебаз, пунктов налива и отдельных промышленных предприятий.

Магистральные нефтепроводы в зависимости от диаметра трубопровода подразделяются на четыре класса: к I классу относятся трубопроводы диаметром 1000 – 1200 мм; ко II классу – трубопроводы диаметром 500 – 1000 мм; к III классу – трубопроводы диаметром 300 – 500 мм; к IV классу – трубопроводы диаметром менее 300 мм.

Протяженность магистральных трубопроводов Узбекистана составляет около 13,6 тыс. км. Транспортировка продукции топливно-энергетического комплекса в 2000 г. составила более 30 % общего грузооборота.

Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы по устройству в принципе одинаковы и состоят из трубопровода и насосных станций, располагаемых вдоль трассы трубопровода. Различаются они только отдельными элементами технологических схем магистрального трубопровода.

Длину трубопровода непосредственно по его трассе измеряют топографической лентой. При предварительных расчетах длину трубопровода можно определять по карте.

Основной задачей транспортировки нефти и нефтепродуктов является их доставка к нефтехранилищам, нефтеперерабатывающим заводам, нефтебазам и заправочным станциям.

Чтобы доставить нефтепродукт из пункта А в пункт Е по трассе с подъёмами и спусками, рассмотрим схему, изображённую на рис. 4.3. Насос, установленный в пункте А, должен иметь напор, необходимый для преодоления высоты H_r , потерь энергии на трение по длине трубопровода h и обеспечения требуемого свободного напора на выходе.

Гидравлический уклон i есть тангенс угла α ($\operatorname{tg} \alpha = h/L$). Величина L представляет собой проекцию профиля трассы на координатную ось. Величина h представляет собой потери энергии на трение по длине трубопровода на участке переменного профиля АЕ. Например, если гидравлический уклон равен 0,002, то на длине горизонтального трубопровода 1000 м теряется 2 м столба (напора) перекачиваемой жидкости.

Вертикальный отрезок $AC = H_{\Pi} = H_r + h$ изображает полный напор (H_{Π}), идущий на преодоление высоты подъема (H_r) и всех сопротивлений на указанном участке трубопровода (h). По величине H_{Π} выбирают марку насоса. При выборе марки насоса важным являются его развиваемый напор, расход и коэффициент полезного действия.

Между давлением P и напором H существует связь $P = \rho \cdot g \cdot H$, где ρ – плотность, кг/м^3 , g – ускорение свободного падения $9,81 \text{ м/с}^2$.

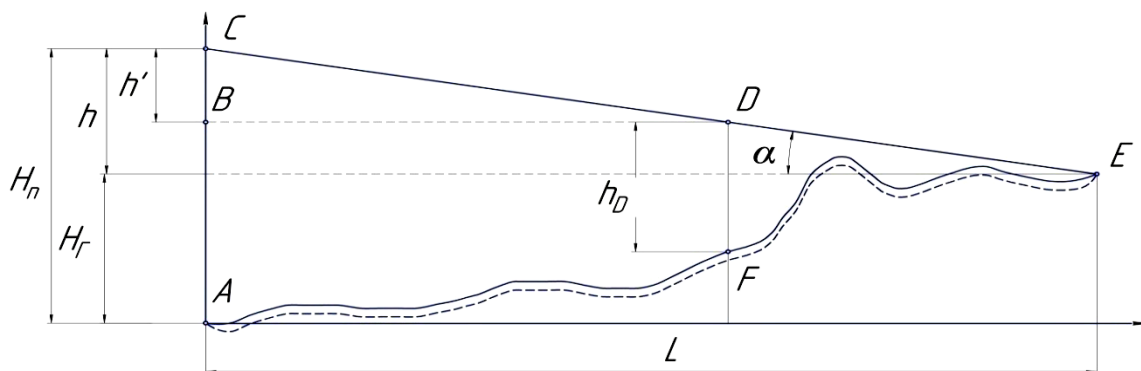


Рис. 4.7. Профиль трассы с линией гидравлического уклона

Линия CDE называется линией гидравлического уклона. В точке D линии CE вертикальный отрезок DF (между линией профиля трассы и линией гидравлического уклона) равен пьезометрическому напору h_D . Отрезок BC = h^1 , находящийся между линией гидравлического уклона и горизонталью BD, представляет собой потери напора от трения на пути от начальной точки до точки профиля F.

Линию гидравлического уклона можно представить, как ось воображаемого трубопровода, в верхний конец которого жидкость подается насосами, а оттуда движется самотеком под влиянием собственной тяжести.

По своему назначению нефтепроводы (нефтепродуктопроводы) можно разделить на следующие группы:

промысловые – соединяющие скважины с различными объектами и установками подготовки нефти на промыслах;

технологические – предназначенные для транспортировки в пределах промышленного предприятия различных веществ – сырья, полуфабрикатов, конечных продуктов;

магистральные – предназначенные для транспортировки товарной нефти и нефтепродуктов (в том числе конденсатов) из района их добычи, производства или хранения до мест потребления (нефтебаз, перевалочных баз, пунктов налива в цистерны, нефтеналивных терминалов, отдельных промышленных предприятий, нефтеперерабатывающих заводов).

Основным сооружением магистрального нефтепровода является **головная перекачивающая станция**, которую размещают на начальном участке трубопровода (в районе нефтепромыслов). Она служит для приема нефти с последующей подачей ее в трубопровод.

Промежуточные перекачивающие станции обеспечивают дальнейшее передвижение нефти по трубопроводу, имеют аварийно-ремонтные пункты и устройства линейной и станционной связи.

В состав **перекачивающих станций** входят: резервуарный парк, устройства для пуска скребков или разделителей, установки для фильтров, а

также отдельные емкости для сброса утечек и приема жидкости из предохранительных систем защиты.

Принятая на данном нефтепроводе технология перекачки нефти и нефтепродуктов диктует схему соединения насосов и резервуаров. Среди возможных схем можно выделить три основные: *постанционную, с подключением резервуара, из насоса в насос* (рис. 4.8).

Постанционная перекачка характеризуется тем, что нефть поступает в резервуар промежуточной перекачивающей станции до его заполнения, а затем из него откачивают нефть для подачи на следующую станцию (рис. 4.8, а).

Для обеспечения непрерывности работы трубопровода на станциях предусматривается не менее двух резервуаров, причем в один резервуар производится закачка, а из другого одновременно осуществляется откачка для подачи в трубопровод. По этой схеме требуется большее число резервуаров, что связано с усложнением условий эксплуатации и дополнительными затратами. Постанционная перекачка применяется только в отдельных случаях: при наладке нефтепровода, выявлении пропускной способности отдельных его перегонов.

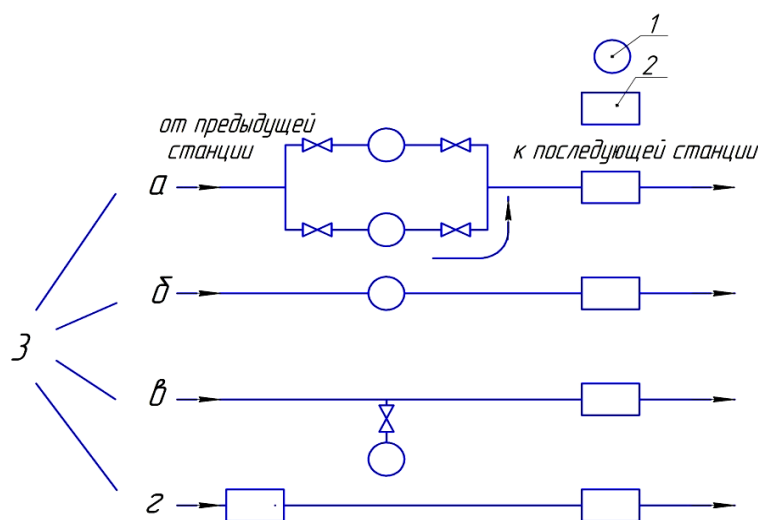


Рисунок- 4.8. Схемы трубопроводного транспорта

1 — резервуар; 2 — насосная станция; 3 — системы перекачек: а — постанционная; б — через резервуар; в — с подключённым резервуаром; г — из насоса в насос

На практике чаще применяют *транзитную перекачку* (рис. 4.8, б – г). При такой перекачке поступающий в резервуар продукт немедленно всасывается насосами и перекачивается на следующую станцию. Резервуар одновременно включен и на прием продукта предыдущей станции, и на всасывание насосов для дальнейшей его перекачки.

В зависимости от способа включения самого резервуара различают следующие системы транзитной перекачки: через резервуар, с подключенным резервуаром, из насоса в насос.

Рассмотрим каждую из этих систем в отдельности. При последовательном включении резервуара жидкость, поступающая с предыдущей станции, прежде чем попасть на прием насосов, проходит через резервуар (рис. 4.8, б). Такой вид транспортировки нефтепродуктов называют перекачкой через резервуар.

Усиленное движение нефтепродукта способствует интенсивному испарению. *Перекачка «через резервуар»* применяется в случаях необходимости освобождения перекачиваемой жидкости от воздуха и газа до поступления ее в насос или для отстоя перекачиваемого продукта от воды по ходу перекачки. Не рекомендуется для перекачки нефти и светлых нефтепродуктов.

В процессе перекачки (с подключенным резервуаром) жидкость поступает в насосы непосредственно из трубопровода, минуя резервуар, включенный в магистраль параллельно (рис. 4.8, в). Из трубопровода в резервуар или наоборот жидкость поступает лишь в периоды нарушения согласованности в работе перекачивающих станций. Потери от испарения из резервуаров значительно снижаются, так как в резервуары попадает часть перекачиваемого продукта. Основное количество нефтепродукта проходит из начального пункта нефтепровода в конечный, не заходя в резервуары промежуточных станций.

Перекачка «из насоса в насос» является наиболее совершенной в отношении предотвращения потерь продукта от испарения (рис. 4.8, г). Недостатком этой схемы является «жесткая» гидравлическая связь всех участков, работающих в данном режиме. Любое изменение на отдельном участке вызывает изменения на всех остальных. Аварийная остановка одного участка ведет к остановке всех последовательных участков.

Основные элементы магистрального трубопровода – сваренные в непрерывную нитку трубы, представляющие собой собственно трубопровод. Трубы защищают от коррозии специальными покрытиями и, как правило, заглубляют в грунт обычно на глубину 0,8 м.

С интервалом 10 – 30 км, в зависимости от рельефа трассы, на трубопроводе устанавливают линейные задвижки для перекрытия участков в случае аварии или ремонта. Магистральные нефтепроводы имеют производительность от 1 до 78 млн. т в год.

Для магистральных трубопроводов применяются цельнотянутые или сварные трубы диаметром 300 – 1220 мм. Толщина стенок определяется проектным давлением в трубопроводе, которое может достигать 10 МПа.

В качестве перекачивающих агрегатов ***наиболее эффективны центробежные насосы***, так как они легко поддаются синхронизации и автоматическому регулированию. Кроме того, в отличие от поршневых насосов они не дают опасного повышения давления даже при полном закрытии задвижки на нагнетании. Использование поршневых насосов может привести к тяжелой аварии вследствие недопустимого давления на выходе насосов предыдущей станции. В этом случае обязательна установка предохранительных клапанов на приеме и выходе, отрегулированных на допустимый избыток давления. Для приема избытка продукта из предохранительных клапанов предусматривают специальные резервуары.

Вывод

Данная глава содержит виды, системы транспортировки нефтепродуктов и газа в нефтегазовой промышленности, осуществляющие перемещение нефти, газа, нефтепродуктов из мест промысла, хранения, переработки до потребителя. В зависимости от способа транспортировки определяется вид транспорта нефтепродуктов и газа. В нашем регионе широкое применение получил трубопроводный транспорт.

Ключевые слова: транспортировка, цистерны, контейнеры, танкеры и баржи, нефтегруз, автоцистерны, металлофанерные бидоны, гидравлический уклон, нефтепродуктопроводы, транзитная перекачка

Контрольные вопросы

1. Схемы установок цистерн на шасси автомобилей.
2. Технические данные прицепов и полуприцепов-цистерн.
3. В чем преимущества и недостатки трубопроводного транспорта?
4. Схемы трубопроводного транспорта.
5. Дайте характеристику магистральных труб и центробежных насосов.
6. Как определяется высота подъема нефтепродукта на трассе с переменным профилем?

ГЛАВА 5. КЛАССИФИКАЦИЯ НЕФТЕБАЗ И ИХ РАЗМЕЩЕНИЕ

5.1. Классификация нефтебаз

Нефтебазами называют предприятия, состоящие из комплекса сооружений и установок, предназначенных для приема, хранения и отпуска нефтепродуктов потребителям.

По назначению нефтебазы бывают самостоятельными предприятиями, производящими прием, хранение и отпуск нефтепродуктов потребителям, и входящими в состав промышленных, транспортных и других предприятий, предназначенных для снабжения этих хозяйств.

Технологические процессы, осуществляемые на нефтебазах, подразделяются на основные и вспомогательные.

К основным технологическим процессам относят:

- прием нефтепродуктов на нефтебазу;
- хранение нефтепродуктов в резервуарах и складах;
- налив нефтепродуктов в железнодорожные цистерны, нефтеналивные суда или перекачка по трубопроводам;
- отпуск нефтепродуктов потребителям в автоцистерны, бочки.

К вспомогательным процессам относят:

- очистку и обезвоживание (осветление) нефтепродуктов;
- регенерацию отработавших масел.

Нефтебазы подразделяются:

- по транспортным связям поступления и отгрузки нефтепродуктов – на железнодорожные, водные (морские, речные), трубопроводные, автомобильные и смешанные;
- номенклатуре хранимых нефтепродуктов – на нефтебазы для легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов и нефтебазы общего назначения;
- годовому грузообороту – на пять классов (табл. 5.1).

Разделение нефтебаз на классы

Классы нефтебаз	Грузооборот в тыс. тонн в год
1	От 500 и более
2	От 100 до 500
3	От 50 до 100
4	От 20 до 50
5	От 20 и менее

Нефтебазы представляют большую опасность в пожарном отношении. Наиболее пожароопасными объектами являются резервуары. Поэтому за критерий пожароопасности нефтебаз принят суммарный объем резервуарного парка. Его величина в м^3 , а также максимальный объем одного резервуара V_{max} положены в основу деления нефтебаз на категории по пожароопасности:

I – общий объем резервуарного парка свыше 100 000 м^3 ;

II – то же от 20 000 до 100 000 м^3 ;

III А – то же от 10 000 до 20 000 м^3 и $V_{\text{max}} = 5000 \text{ м}^3$;

III Б – то же от 2000 до 10 000 м^3 и $V_{\text{max}} = 2000 \text{ м}^3$;

III В – то же до 2000 м^3 включительно и $V_{\text{max}} = 700 \text{ м}^3$.

В зависимости от категории пожароопасности нефтебаз строительными нормами и правилами (СНиП) предусмотрено расстояние до соседних объектов (жилых и общественных зданий):

I – не менее 200 м; II и III – не менее 100 м.

При выборе земельного участка для сооружения нефтебазы и при размещении объектов на ее территории руководствуются следующими условиями (табл. 5.2).

Размещение зданий и сооружений по зонам на территории нефтебаз

Зоны	Здания и сооружения, размещаемые в пределах зоны
1. Железнодорожного приема и отпуска	Железнодорожные сливные и наливные устройства, насосные, компрессорные, сливные (нулевые) резервуары, хранилища жидкостей в таре, погрузочно-разгрузочные платформы, лаборатории, помещения для рабочих
2. Водного приема и отпуска	Причалы, насосные, помещения для рабочих и другие объекты, связанные с разгрузочными и погрузочными операциями.
3. Резервуарного хранения	Резервуары, газосборники, теплообменники, насосные, компрессорные
4. Розничного отпуска и производственных зданий, и сооружений	Разливочные, расфасовочные, маслоосветлительные установки, насосные, хранилища жидкостей в таре, наливные колонки, оперативные площадки чистой и грязной тары, автовесы, погрузочные площадки
5. Подсобных зданий и сооружений	Механические и сварочные мастерские, пропарочные установки, электростанции, трансформаторные подстанции, котельные, кузницы, склады материалов, склады топлива, диспетчерские пункты, водомаслонагревательные станции
6. Административно-хозяйственных зданий и сооружений	Офисы, проходные, гаражи, здания охраны

5.2. Выбор района для строительства нефтебазы

При выборе района для строительства нефтебазы необходимо учитывать.

1. Расстояние от крупных потребителей нефтепродуктов до нефтебазы должно быть наименьшим.

2. Рельеф площадки должен обеспечивать наиболее рациональное расположение всех сооружений нефтебазы. При размещении резервуарного парка необходимо иметь колонки для заправки автоцистерн и эстакады для налива железнодорожных цистерн.

3. Не должно быть оползней; допускаемая нагрузка на грунт должна обеспечивать прочность возводимых сооружений. По химическому составу грунт не должен вызывать интенсивной коррозии при нормальной изоляции. Высота уровня грунтовых вод не должна превышать допускаемых пределов.

4. Расстояния от нефтебазы до границ соседних предприятий, поселков должны быть не меньше 100 – 200 м. Вне территории нефтебазы допускается насаждение садов, огородов, лиственных деревьев и размещение открытых складов негорючих материалов, при этом возле ограждения нефтебазы необходимо оставлять свободные полосы шириной 10 м.

5. При расположении нефтебаз поблизости от реки их необходимо размещать по течению реки ниже гидроэлектростанций, гидротехнических сооружений, судостроительно-ремонтных заводов; мостов, пристаней и речных вокзалов на расстоянии не менее 300 м.

6. При сооружении причалов на водных нефтебазах необходимо обеспечить достаточную для подхода судов глубину примыкающей акватории реки и возможно меньшую длину трубопроводов от причала к емкостям нефтебазы.

7. Подъездные железнодорожные пути нефтебазы должны иметь наименьшую длину и выдерживать радиусы закруглений не менее 250 м.

8. Относительно городов и жилых поселков нефтебазы должны располагаться так, чтобы пары нефтепродуктов при господствующих ветрах не относились на жилые дома, котельные.

9. Вблизи территории нефтебаз должны быть хорошие грунтовые или шоссейные дороги, соединяемые с внутрибазовыми дорогами проездами шириной не менее 6 м.

10. Необходимо обеспечить снабжение нефтебазы электроэнергией и водой для производственных и бытовых нужд.

11. При отводе участка следует предусматривать возможность дальнейшего расширения нефтебазы.

5.3. Генеральный план нефтебазы

Генеральный план нефтебазы представляет собой определенное расположение различных объектов на территории, отведенной для строительства. Генеральный (главный) план нефтебазы составляется с учетом всех местных условий: рельефа, геологических и гидрогеологических особенностей площадки, метеорологических условий, номенклатуры нефтепродуктов и некоторых особых условий эксплуатации (противопожарных, санитарных, транспортных).

Топографической основой для разработки генерального плана является ситуационный план с горизонталями. С помощью ситуационного плана с железнодорожными путями, автомобильными дорогами и инженерными сетями (телефон, водопровод, канализация, линии электропередач) нефтебазы увязываются с транспортными магистралями и соответствующими сетями района. Железнодорожные тупики помимо малой протяженности и удобного примыкания к магистрали должны быть проведены с необходимыми уклонами и радиусами кривизны. После привязки сетей приступают к размещению всех сооружений по семи зонам. Для облегчения разбивки отдельных объектов на топографический план

площадки наносят розу ветров и координатную сетку 100×100 или 50×50 м.

Зона хранения наиболее опасна в пожарном отношении, поэтому ее выделяют в обособленную площадку, доступ на которую разрешается лишь ограниченному кругу людей. Оперативную зону следует располагать ближе к выезду и въезду, чтобы потребители не задерживались на территории базы. На нефтебазах I и II категорий под оперативную зону отводится специально огороженный участок с самостоятельным въездом и выездом на дороги общего пользования. Объекты зоны вспомогательных технических сооружений отделяют от других зон, так как там производят работы с открытым огнем, а в производственном отношении существует взаимосвязь между ними.

При компоновке зон и отдельных сооружений необходимо добиваться максимально возможного сокращения протяженности технологических трубопроводов и инженерных сетей.

Размещению объектов на плане должна предшествовать горизонтальная планировка всей территории нефтебазы.

Все здания и сооружения на генплане должны иметь габаритные размеры и координаты одного из углов.

Вертикальную планировку площадки нефтебазы производят с учетом следующих требований:

- должны быть созданы нормальные условия всасывания насосов;
- по возможности должен быть обеспечен самотечный слив и налив железнодорожных цистерн, налив автоцистерн и мелкой тары;
- трубопроводные сети должны быть проложены без «мешков» (резкого изгиба оси трубы в вертикальной плоскости).

На рис. 5.1 приведена часть нефтебазы, в которой резервуары наполняются из железнодорожных цистерн. Показана сливная железнодорожная эстакада, насосная, эстакады налива нефтепродуктов в автомобильные цистерны, зона очистных сооружений, склад

пенообразователя (для тушения пожара), операторская, въездные ворота для железнодорожного транспорта и автотранспорта.

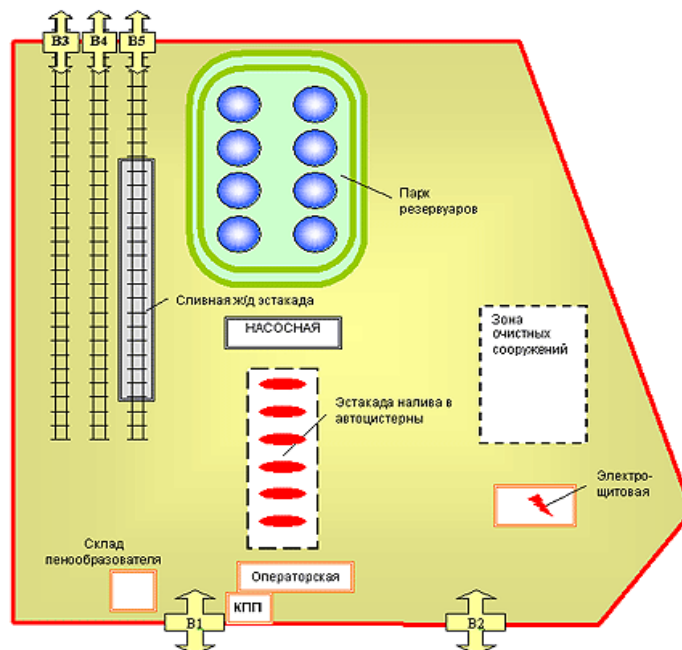


Рисунок- 5.1. План участка нефтебазы

На железнодорожных эстакадах устанавливают сливные и наливные станки. Они представляют собой устройства для слива нефтепродукта из цистерн или их налива. Станок состоит из опорной вертикальной стойки с хомутами, в которых может поворачиваться стояк, выполненный из трубы. Стояк представляет собой трубу, плавно изогнутую в верхней части, и образует радиус вращения около 3 м. Высота стояка 5,5 м. На конце стояка установлен резиновый рукав длиной 4 м и внутренним диаметром 100 мм.

Наполнение цистерн нефтепродуктами осуществляется под избыточным давлением, создаваемым насосом. Слив светлых нефтепродуктов может осуществляться под разрежением (сифонный способ). Станок имеет патрубок для нижнего слива, вентили, фиксирующее устройство, насос.

После разработки генерального плана приступают к составлению технологического плана и схемы трубопроводов нефтебаз, которые являются основными (исходными) документами для гидравлического расчета трубопроводов.

Технологическая схема представляет собой безмасштабную схему сети трубопроводов (с оборудованием), при помощи которой обеспечивается выполнение всех операций по перекачке жидких нефтепродуктов. Для составления схемы необходимо знать число и объем операций, их одновременность, а также номенклатуру хранимых на нефтебазе нефтепродуктов. При составлении схемы следует учесть, что помимо основных операций по приему и отпуску нефтепродуктов необходимо осуществлять еще и внутрибазовую перекачку любым насосом из резервуара в резервуар в пределах определенной группы нефтепродуктов.

На рис. 5.2 показана технологическая схема перевалочно-распределительной нефтебазы. В состав объектов нефтебазы входят: причальное сооружение I; автоналивная эстакада II; резервуарный парк светлых нефтепродуктов III; резервуарный парк темных нефтепродуктов IV; узел учёта V; камера приёма очистного устройства VI; разливочная VII; насосные VIII; нулевой подземный резервуар IX; сливная железнодорожная эстакада X.

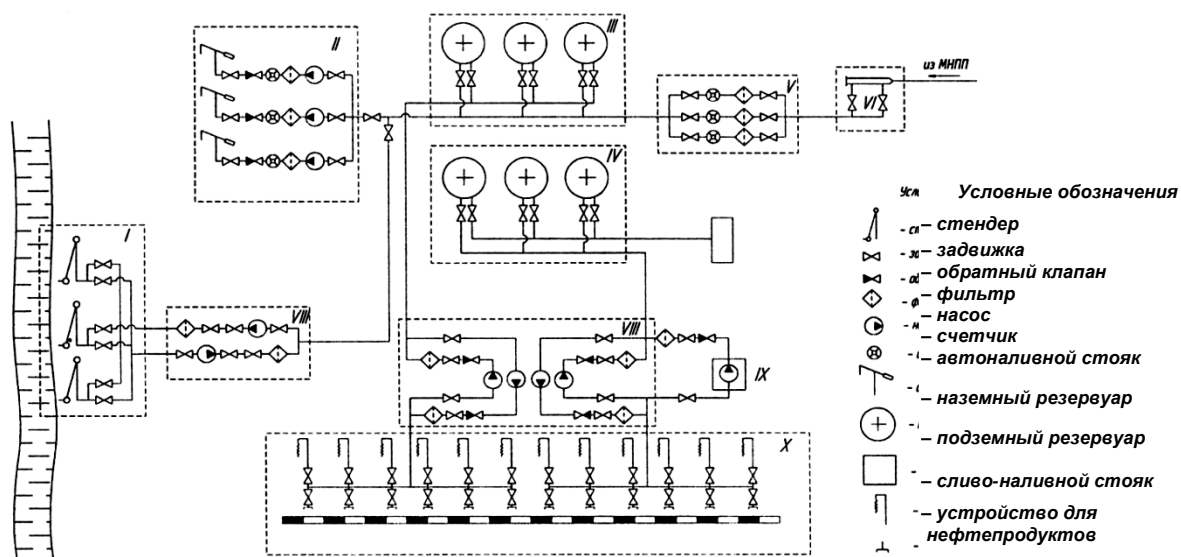


Рис. 5.2. Принципиальная технологическая схема перевалочно-распределительной нефтебазы: I – причальные сооружения; II – автоналивная эстакада; III – резервуарный парк светлых нефтепродуктов; IV – резервуарный парк темных нефтепродуктов; V – узел учета; VI – камера

приема очистного устройства; VII – разливочная; VIII – насосная; IX – нулевой резервуар; X – сливная железнодорожная эстакада

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

Эстакада железнодорожная сливо-наливная – сооружение у специальных железнодорожных путей, оборудованное сливо-наливными устройствами, обеспечивающее выполнение операций по сливу нефти и нефтепродуктов из железнодорожных цистерн или их наливу.

Разливочная – сооружение, оборудованное приборами и устройствами, обеспечивающими выполнение операций по наливу нефтепродуктов в бочки.

Нефтеловушка (очистные сооружения) – сооружение для механической очистки сточных вод от нефти и нефтепродуктов.

Стационарная система пенного пожаротушения включает резервуары для воды и пенообразователя, насосную станцию и сеть растворопроводов с пожарными гидрантами. Средства автоматики включают систему подачи пены при возгорании нефтепродукта.

Нефтебаза может принимать нефтепродукты по магистральному нефтепроводу (только светлые), по железной дороге (светлые и темные). Отпуск светлых нефтепродуктов производится автомобильным, водным и железнодорожным транспортом, темных нефтепродуктов – по железной дороге и через разливочную систему.

Технологический план представляет собой схему, нанесенную в масштабе на генеральный план нефтебазы. По этому плану для каждого трубопровода составляется профиль трассы, который имеет следующие графы:

- в первой прочеркивается сплошной линией профиль земной поверхности и жирной линией указывается положение трубопровода;

- во второй указывается ситуация вдоль трассы трубопровода (колодцы, насосные, пересечения дорог и т. д.);
- в третьей приводятся красные отметки – требуемые отметки поверхности Земли;
- в четвертой даются фактические отметки поверхности Земли наиболее характерных точек трассы (разность отметок третьей и четвертой граф составляет величину выемки или подсыпки грунта);
- в пятой указываются отметки нижней части трубопровода (при подземной прокладке – отметки дна траншеи);
- в шестой приводятся расстояния между характерными точками трассы, а также указываются пикеты через каждые 100 м и километровые столбы;
- в седьмой приводятся уклоны трубопровода и расстояния, на которых этот уклон должен быть выдержан.

В состав АО Узбекнефтегаз входят следующие нефтебазы:

1	•ООО "Тахиаташская нефтебаза"
2	•ООО "Андижанская нефтебаза"
3	•ООО "Бухарская нефтебаза"
4	•ООО "Джизакская нефтебаза"
5	•ООО "Навоинская нефтебаза"
6	•ООО "Каршинская нефтебаза"
7	•ООО "Туракурганская нефтебаза"
8	•ООО "Марокандская нефтебаза"
9	•ООО "Термезская нефтебаза"
10	•ООО "Гулистанская нефтебаза"
11	•ООО "Пахтинская нефтебаза"
12	•ООО "Чинабадская нефтебаза"
13	•ООО "Кучлукская нефтебаза"
14	•ООО "Ферганская нефтебаза"
15	•ООО "Ургенчская нефтебаза"

"Бухарская нефтебаза" была построена в 1972 году по проекту Института "Южгипронефтепровод" Министерства нефтяной промышленности.

Место нахождения: сс"Туткунда" Каганского района Бухарской области.

После проведения реконструкции в 1985 году установлены новые резервуары и на сегодняшний день увеличен общий объем резервуаров.

ООО "Бухарская нефтебаза" занимается деятельностью по приему, хранению и доставке светлых нефтепродуктов и масло продуктов.

Имеются резервуары типа РВС и РГС разного объёма для хранения дизельного топлива, автобензина, печевых топлив и тёмных масляных продуктов.

Нефтепродукты доставляются через железно-дорожную станцию Бухара-2 с вагон-цистернами.

Для того, чтобы принимать и выгружать нефтепродукты имеется двухстороннюю железнодорожная эстакада. Для освобождения нефтепродуктов из нижней части железнодорожных вагонов-цистерн установлены устройства УСН-175.

Используются насосы типа 6 НДВб, АСЦЛ, 5 НК для спуска светлых, масляных нефтепродуктов и размещения их в отдельные емкости.

Кукчинский филиал

Кукчинская нефтебаза была построена по проекту проектного института ООО "Нефтепроект" в 1995-1997 годах на станции Мамокчи Гиждувонского района Бухарской области.

Каракульский филиал

Каракульская нефтебаза была заново построена и реконструирована в 1987-1991 годах.

Вывод

Данная глава содержит материал, касающийся классификации нефтебаз и технологических процессов, осуществляемых на нефтебазах. Приём, хранение, налив и перекачка нефтепродуктов относятся к основным технологическим процессам. Схемы и планы выбора района для строительства нефтебазы. Также, размещение зданий и сооружений по зонам на территории нефтебаз.

Ключевые слова: нефтебаза, нефтепродукты, генеральный план, годовой грузооборот, насосная станция, эстакада железнодорожная сливо-наливная, технологический план

Контрольные вопросы

1. На какие классы подразделяются нефтебазы по годовому грузообороту в тысячах тонн?
2. Как делятся нефтебазы на категории пожароопасности по суммарному объему резервуарного парка?
3. Что учитывается при выборе района для строительства нефтебазы?
4. Выбор места для строительства нефтебазы.
5. Что называют генеральным планом нефтебазы?
6. Технологическая (гидравлическая) схема нефтебазы.

ГЛАВА 6. РЕЗЕРВУАРЫ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

6.1. Общие требования к резервуарным паркам

Резервуарное оборудование для хранения нефтепродуктов имеется на всех АЗС и других предприятиях, занимающихся добычей, переработкой, сбытом нефти и ее производных. Для нефтепродуктов разной вязкости разработаны резервуары специальной конструкции. В зависимости от расположения, емкости бывают наземными и подземными. Различаются они также по материалу изготовления, конструктивным особенностям, объему.

Виды резервуаров, в зависимости от места расположения

По размещению относительно уровня земли различают емкости наземной и подземной установки. От правильного выбора места расположения емкости во многом зависит качество обслуживания клиентов на АЗС и эффективность бизнеса.

Наземные

Вся емкость находится на поверхности грунта или над ней. В районах Крайнего Севера конструкции устанавливаются на свайных опорах. Для сосудов, устанавливаемых на фундаменте, предусматривают технологический люк телескопической конструкции, которая позволяет изменять высоту отсека относительно уровня грунта.

Подземные

К этой категории относятся заглубленные в грунт конструкции, в которых высший уровень нефтепродукта находится ниже уровня грунта на 0,2 м и более. Они обычно предназначаются для длительного хранения нефтепродуктов, с их помощью экономится наземное пространство. Емкости монтируются на подготовленную железобетонную конструкцию и прочно фиксируются к ней.

Подземные конструкции изготавливаются двустенными с промежутком между стенками 4 мм и более. Зазор заполняется жидкостью или газом, имеющими меньшую плотность, по сравнению с содержащимся в емкости продуктом. В межстенное пространство устанавливаются датчики контроля. Они сигнализируют о разгерметизации сосуда и помогают предотвратить аварии.

Одностенные конструкции также могут устанавливаться под землей, но только внутри бетонной оболочки, чтобы при аварийном проливе нефтепродукт не попал в грунт.

Типы конструкций резервуаров для хранения нефти и различных нефтепродуктов

Основные конструктивные элементы: корпус, перекрытие, основание, защитные ограды, люки, лестницы, дыхательная аппаратура, узлы для приема и выдачи продукта, системы ликвидации отложений на дне, вентпатрубки с огнепреградителями.

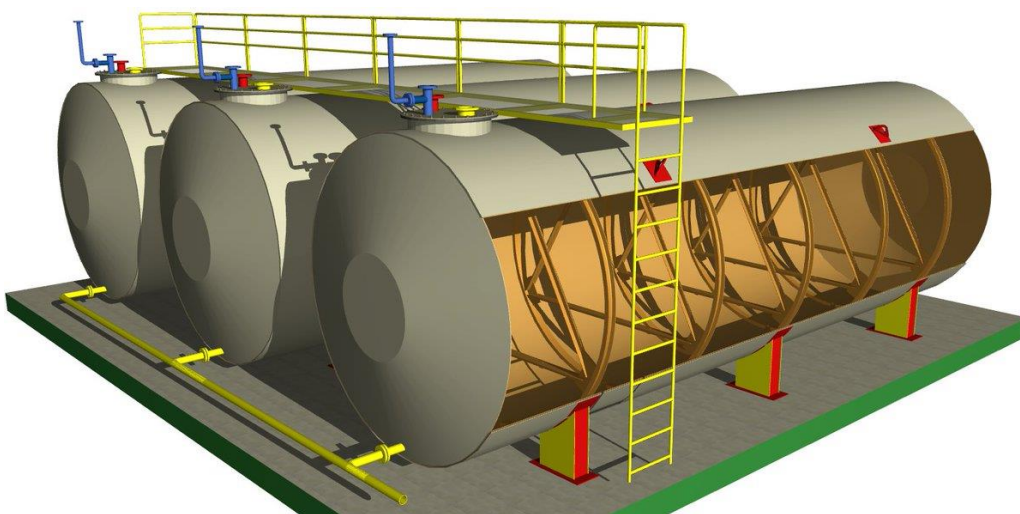


Рисунок-6.1. Общий вид горизонтального резервуара

Конструкции небольшого объема изготавливаются полностью в заводских условиях. Крупногабаритные изделия доставляются к месту сборки отдельными элементами.

Классификация резервуаров для хранения светлых нефтепродуктов по количеству стенок корпуса:

- Одностенные. Установка таких емкостей под землей осуществляется только в бетонный саркофаг.

- Двустенные емкости наиболее часто используются для хранения топлива, поскольку такая конструкция позволяет оперативно получить сигнал о протечке и принять адекватные меры по обеспечению безопасности персонала, клиентов, окружающей среды. Между двумя стенками закачивается азот под небольшим давлением. Давление в межстенном пространстве контролируется манометром. При падении давления, свидетельствующем о разгерметизации внутреннего корпуса, на пульт поступает сигнал аварии. Вместо азота может использоваться термосол.

По конфигурации корпуса наиболее популярны цилиндрические конструкции, благодаря экономному расходу металла на изготовление, простоте производственной и монтажной технологий, прочности и надежности. Способы изготовления —полистовой и рулонный. Цилиндрическая тара может иметь практически любой объем, удобна в эксплуатации и обслуживании. Дно—катаное или коническое (донце). Для усиления цилиндра служат ребра жесткости.

Материалы, используемые при изготовлении емкостей для АЗС

Наиболее популярный материал для изготовления резервуаров — листовая нелегированная или низколегированная сталь. В сварных конструкциях используются марки стали с низким содержанием углерода.

Резервуары изготавливаются для районов с умеренным и холодным климатом. Материал изготовления выбирается в соответствии с климатическими условиями региона, в котором будет эксплуатироваться сосуд:

- Ст3 — минимально допустимая температура -30°C ;
- низколегированная сталь 09Г2С-12 — для регионов с минимально возможной температурой -40°C ;

- сталь 09Г2С-15 — для районов, в которых температура зимой может опускаться до -60°C .

Для наружного покрытия емкостей используют изоляционные материалы усиленного типа, специальные эмали, спецсоставы, повышающие устойчивость металла к коррозии, причина возникновения которой — контакт стальной стенки с грунтовой или атмосферной влагой.

Внутри емкости для хранения нефтепродуктов могут иметь покрытия, не позволяющие ни нефтепродуктам, ни подтоварной воде соприкасаться с внутренней стенкой резервуаров. Однако такое покрытие стоит достаточно дорого, поэтому его покупают редко.

Горизонтальные стальные резервуары: виды и основные характеристики

Наиболее распространенный тип емкостей, применяемых для хранения нефти и нефтепродуктов, — горизонтальные стальные резервуары (РГС). Это универсальное оборудование, эффективное практически для всех предприятий нефтепродуктообеспечения. Его применяют для приема, хранения, выдачи нефтепродуктов. Емкость представляет собой горизонтально расположенный цилиндр наземного (РГСН) или подземного (РГСП) монтажа, при котором сосуд может располагаться в сухих и влажных почвах. Цилиндр изготавливается одно- или двустенным. Обычно такие конструкции дополняются лестницами, площадками для обслуживания, поручнями безопасности.

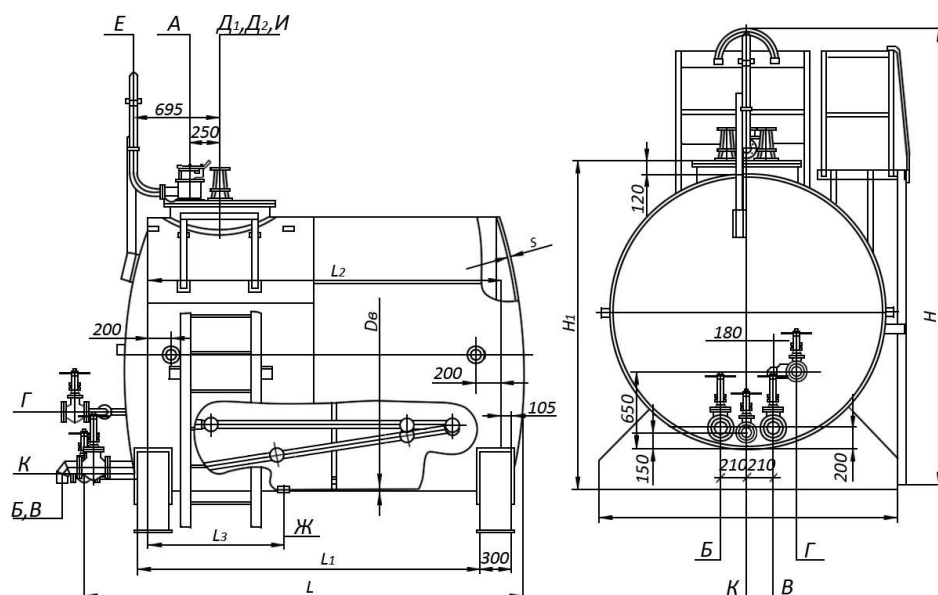


Рисунок-6.2. Схема стального наземного резервуара РГС-5.

Внутреннее пространство—одно-, двух- или многосекционное. Наличие нескольких секций позволяет хранить в одном резервуаре нефтепродукты разных марок.



Рисунок-6.3. Общий вид стального наземного резервуара РГС-5.

На секции двустенная емкость разделяется двустенными перегородками, в межстенное пространство между которыми закачивают азот или термосол. Герметичность секций проверяется с помощью манометра, которым измеряют давление в межсекционном пространстве. Падение давления свидетельствует о протечках топлива. Герметичность камер особенно

актуальна в резервуарах, в которых одновременно хранится бензин и дизельное топливо.

Таблица 6.1.

Характеристики РГД наземного расположения с наружным покрытием из битумно-полимерного состава «элабит»

Характеристика	Тип				
	V=10	V=25 одна секция	V=25 две секции	V=50 одна секция	V=50
Максимальный объем, м ³	14,12	28	13,9+13,9	52,6	26,2+26,2
Толщина листов для наружной обечайки и дна, мм	4	4	4	4	4
Толщина листов для внутренней обечайки и дна, мм	5	5	5	5	5
Масса, кг	3600	6720	7390	9870	10240
Рабочее давление, кгс/см ²	0,2	0,0	0,2	0,2	0,2

При размещении АЗС на территории населенного пункта общая вместимость резервуарного парка для нефтепродуктов не должна превышать 40 м³, вне населенных пунктов — 60 м³.

Резервуарный парк – группа (группы) наземных резервуаров, предназначенных для хранения нефти и нефтепродуктов и размещенных на территории, ограниченной по периметру обвалованием или ограждающей стенкой.

Минимальное расстояние между резервуарами, расположенными в одной группе, – 30 м (СНиП 2.11.03-93). Резервуары в группе следует располагать не более чем в 4 ряда объемом менее 1000 м³, не более чем в три ряда объемом от 1000 до 10 000 м³, не более чем в 2 ряда объемом 10 000 и более м³. Расстояние между стенками ближайших резервуаров, расположенных в соседних группах, до 40 м при объеме резервуара до 20 000 м³.

В каждую группу наземных вертикальных резервуаров, расположенных в два ряда и более, должны быть предусмотрены заезды внутрь обвалования для передвижной пожарной техники. При этом планировочная отметка проезжей части заезда должна быть на 0,2 м выше уровня расчётного объема разлившейся жидкости.

Для каждого резервуара, находящегося в эксплуатации, должны быть следующие документы:

- а) технический паспорт резервуара;
- б) технический паспорт на понтон;
- в) градуировочная таблица резервуара;
- г) технологическая карта резервуара и схема технологических трубопроводов;
- д) журнал текущего обслуживания;
- е) журнал эксплуатации молниезащиты, защиты от проявления статического электричества;
- ж) схема молниезащиты и защиты резервуара от проявлений статического электричества.

Каждый резервуар должен быть оснащен полным комплектом оборудования, предусмотренным проектом, в зависимости от назначения и условий эксплуатации. В паспорте на резервуар приводятся технические данные на установленное на нем оборудование.

Наибольшее распространение получили наземные вертикальные стальные цилиндрические резервуары (тип РВС), на мелких нефтебазах и

АЗС - подземные и наземные горизонтальные цилиндрические резервуары (тип РГС), для хранения нефти и мазута - железобетонные резервуары (тип ЖБР).

Широко распространены резервуары типа РВС низкого давления со щитовой, конические и сферические кровлей и плоским днищем, т.н. атмосферные. Это в основном типовые резервуары (изготавливаются на заводе в виде рулонов, а на месте установки их монтируют на подготовленном фундаменте), рассчитанные на внутренние избыточное давление до 0,002 МПа и вакуум до 0,00025 МПа; сооружаются объёмом 100-120 000 м³. Для нефти и нефтепродуктов с высоким давлением насыщенных паров резервуары оборудуются внутренним понтоном (рис. 6.4) или плавающей крышей (рис. 6.5) вместо стационарной.

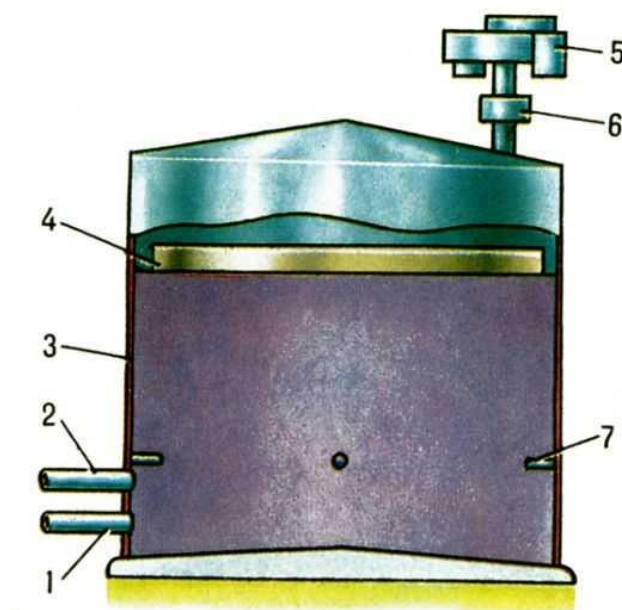


Рисунок-6.4. Схема резервуара с понтоном для сокращения испарения нефти и нефтепродуктов

1 - патрубок для подачи нефти; 2 - патрубок для отбора нефти; 3 - корпус резервуара; 4 - понтон; 5 - дыхательный клапан; 6 - огневой предохранитель; 7 - ограничитель хода понтона.

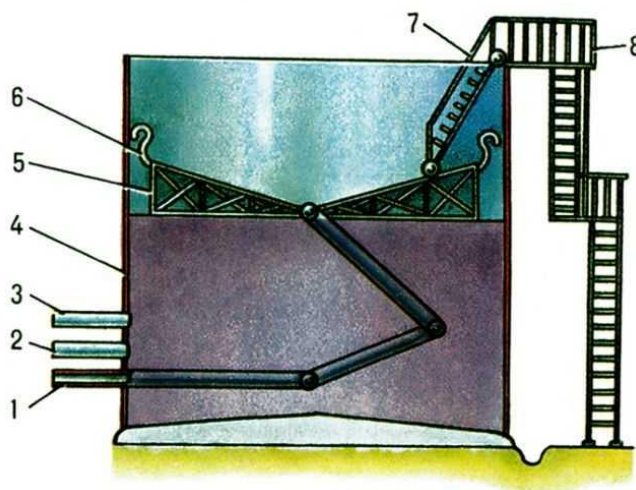


Рисунок-6.5. Схема резервуара с плавающей крышей

1 - шарнирная труба для сброса ливневых вод с плавающей крыши; 2 - патрубок для отбора нефти; 3 - патрубок для подачи нефти; 4 - корпус резервуара; 5 - плавающая крыша; 6 - затвор, уплотняющий зазор между плавающей крышей и корпусом; 7 - лестница для осмотра крыш; 8 - маршевая лестница.

Резервуары типа РГС в отличие от вертикальных изготавливают, как правило, на заводах объёмом 3-100 м³ и поставляют на место установки в готовом виде; используют для хранения различных нефтепродуктов и малых количествах. По сравнению с резервуарами типа РВС они более металлоёмки, но хранить нефтепродукты в них можно под высоким избыточным давлением и вакуумом. Типовые резервуары РГС выдерживают избыточное давление до 0,07 МПа и вакуум до 0,001 МПа; их габаритные размеры принимаются с учётом возможности транспортировки в готовом виде ж.-д. транспортом. Резервуары устанавливают под землёй на глубину не более 1,2 м от поверхности площадки. При необходимости самотёчного отпуска нефтепродукта или, когда затруднена подземная установка из-за высокою стояния грунтовых вод, их монтируют на опорах и фундаментах.

Резервуары оборудуются в соответствии с проектами.

Для стальных вертикальных цилиндрических резервуаров применяется следующее оборудование:

- дыхательные клапаны, предохранительные клапаны;
- стационарные сниженные пробоотборники;
- огневые предохранители, приборы контроля и сигнализации;
- противопожарное оборудование;
- сифонный водоспускной кран, вентиляционные патрубки;
- приемораздаточные патрубки, хлопуши;
- люки-лазы, люки световые, люки измерительные;
- диски-отражатели.

Горизонтальные резервуары оснащаются стационарно встроенным оборудованием: дыхательными клапанами, огневыми предохранителями, измерительными люками, измерительными трубами и другими необходимыми устройствами.

Для контроля давления в резервуарах рекомендуется устанавливать автоматические сигнализаторы предельных значений давления и вакуума и другие приборы.

Резервуары для нефтепродуктов рекомендуется оснащать следующими типами приборов и средствами автоматики:

- местным и дистанционным измерителями уровня нефтепродукта в резервуаре;
- сигнализаторами максимального оперативного уровня нефтепродукта в резервуаре;
- сигнализатором максимального (аварийного) уровня нефтепродукта в резервуаре;
- дистанционным измерителем средней температуры нефтепродукта в резервуаре;
- местным и дистанционным измерителями температуры нефтепродукта в районе приемо-раздаточных патрубков в резервуаре, оснащенный устройством для подогрева;
- пожарными извещателями автоматического действия и средствами включения системы пожаротушения;

- дистанционным сигнализатором загазованности над плавающей крышей;

- сниженным пробоотборником;

- сигнализатором верхнего положения понтона.

На каждый резервуарный парк должна быть составлена технологическая карта по эксплуатации резервуаров с указанием для каждого резервуара:

- типа резервуара, наличия понтона (плавающей крыши);

- номера резервуара по технологической схеме;

- фактической высоты резервуара до верхнего уголка, м;

- фактической высоты резервуара до врезки пеногенератора, м;

- максимально допустимого уровня нефтепродукта, м;

- минимально допустимого уровня нефтепродукта, м;

- аварийного уровня нефтепродукта, м;

- максимально допустимой производительности закачки, $\text{м}^3/\text{ч}$;

- максимально допустимой производительности откачки, $\text{м}^3/\text{ч}$;

- геометрической вместимости резервуара, м^3 ;

- пропускной способности дыхательного клапана, $\text{м}^3/\text{ч}$;

- пропускной способности предохранительного (гидравлического) клапана, $\text{м}^3/\text{ч}$;

- типа и количества дыхательных клапанов;

- типа и количества предохранительных клапанов;

- типа и количества огневых предохранителей;

- средства измерения и контроля уровня;

- средства измерения и контроля температуры;

- средства измерения массы нефтепродукта.

Технологическая карта должна находиться на рабочем месте персонала, производящего оперативные переключения и отвечающего за правильность их выполнения.

Антикоррозийная защита резервуаров для нефти и нефтепродуктов должна выполняться с учетом требований СНиП 2.03.11-85 «Защита

строительных конструкций от коррозии». Выполняют в соответствии с проектом и требованиями антикоррозийной защиты «Основные требования к антикоррозийной защите объектов проектируемых и реконструируемых предприятий нефтепродуктообеспечения» и ГОСТ 21.513 «Антикоррозийная защита конструкций, зданий и сооружений». Анализируются «рабочие чертежи» с учетом конструктивных особенностей резервуаров, условий их эксплуатации и требуемого срока службы.

В процессе эксплуатации резервуара подвергаются коррозии наружная и внутренняя стороны.

Для защиты резервуаров от внутренней коррозии используются лакокрасочные покрытия.

Технологический процесс противокоррозионной защиты внутренней поверхности резервуаров лакокрасочными материалами включает следующие операции:

- подготовительные работы;
- подготовку внутренней поверхности резервуара под окраску;
- нанесение лакокрасочного материала и его сушку;
- контроль качества покрытия;
- заделку технологических отверстий и их окраску.

При выборе защитных покрытий следует учитывать степень агрессивного воздействия среды на элементы металлоконструкций внутри резервуара и на его наружные поверхности, находящиеся на открытом воздухе.

Для агрессивных сред применяют следующие системы лакокрасочных покрытий:

- грунт ВЛ-08, эмаль ЭП-56;
- шпатлевка ЭП-00-10, эмаль ЭП-773; эмаль ЭП-5116.

6.2. Молниезащита и автоматическое пожаротушение резервуарных парков

В соответствии с назначением резервуарные парки нефтеперекачивающих станций и нефтебаз, согласно Правилам устройства электроустановок, относятся к зонам класса В – 1г, подлежат оборудованию устройствами молниезащиты не ниже II категории и должны быть защищены от прямых ударов молнии, ее вторичных проявлений и статического электричества.

Защита от прямых ударов молнии резервуарных парков нефтеперекачивающих станций (НПС) и нефтебаз (НБ) должна выполняться отдельно стоящими стержневыми или тросовыми молниеотводами. Не допускается использование стержневых молниеотводов, установленных на крышах резервуаров. Отдельно стоящие стержневые молниеотводы выполняются из стали любой марки сечением не менее 100 мм² и длиной не менее 200 мм и защищаются от коррозии оцинкованием или покраской.

Конструктивное исполнение устройств защиты от ударов молний определяется проектом.

В зону защиты молниеотвода резервуаров должны входить газоотводные и дыхательные трубы, дыхательные клапаны резервуаров и пространство над обрезом дыхательных труб, ограниченное полусферой с радиусом 5 м. Для вертикальных стальных резервуаров со стационарной крышей, с понтоном и плавающей крышей, а также для железобетонных резервуаров, расположенных в группах, зона защиты должна определяться границами обвалования.

Тросовые молниеприемники должны быть выполнены из стальных многопроволочных канатов сечением не менее 35 мм².

При техническом обслуживании проверяется целостность и защищенность от коррозии доступных обзору частей комплексной системы защиты и контактов между ними. Особое внимание обращается на состояние мест соединения элементов заземляющего устройства.

При уменьшении сечения элементов заземляющих устройств (вследствие коррозии, надлома, оплавлений) больше чем на 30 % необходимо заменять их полностью либо заменять отдельные дефектные места.

Болтовые контактные соединения проверяются измерением переходного сопротивления (не более 0,05 Ом).

Устройства защиты от прямых ударов молнии, ее вторичных проявлений, защиты от статического электричества и заноса высокого потенциала должны быть испытаны, приняты и введены в эксплуатацию до начала заполнения резервуара нефтью.

На складах нефти и нефтепродуктов необходимо предусматривать ***пожаротушение воздушно-механической пеной и водяное охлаждение резервуаров.***

Основным средством тушения пожаров в резервуарах является пена средней и низкой кратности, подаваемая на поверхность горящей жидкости.

Обеспечение пожарной безопасности резервуарных парков в последние годы связывают с новой системой тушения пожаров, когда пену низкой кратности подают в основание резервуара, непосредственно в горящую жидкость.

Система подслоного пожаротушения пожаров в резервуарах – это совокупность специального оборудования, пенообразователя и технологии, позволяющая генерировать, транспортировать и вводить пену низкой кратности в слой горючего или подтоварную воду через проем в стенке резервуара через систему пенных насадок, что позволяет обеспечивать быстрое тушение пожара (рис. 6.6).



Рисунок-6.6. Тушение пожара при помощи пены, автоматически подаваемой на поверхность горящего факела через нефтепродукт, находящийся в резервуаре

На рис. 6.7 показана система подслоного подвода пены к горящему факелу в резервуаре.

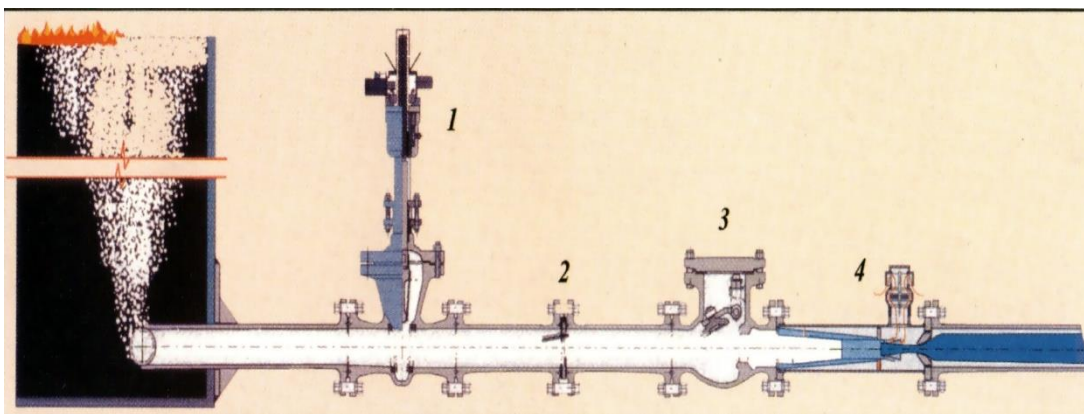


Рисунок-6.7. Система подслоного тушения пожара в резервуаре
 1 – задвижка подачи пены в резервуар (показана в открытом состоянии); 2 – предохранительная мембрана; 3 – обратный клапан; 4 – высоконапорный пеногенератор

Данная система может быть реализована только при использовании специального фторсодержащего пленкообразующего пенообразователя. Пена не должна смешиваться с нефтью, а пеногенераторы должны образовывать

пену при отрицательной температуре окружающей среды и при наличии противодавления нефти со стороны резервуара.

Система автоматического пожаротушения резервуарного парка включает:

1) насосную пожаротушения, состоящую из основных и резервных насосов для подачи огнетушащего средства; баков-дозаторов для хранения пенообразователя и дозирования требуемой пропорции раствора пенообразователя в воде; системы управления, предусматривающей автоматический, дистанционный и ручной пуск установки, а также автоматическое отключение через 10 мин ее работы;

2) растворопроводы с пожарными гидрантами; водопроводы;

3) резервуары противопожарного запаса воды;

4) пеногенераторы низкой, средней, высокой кратности, а также камеры низкократной пены для защиты кольцевого зазора между понтоном и стенкой вертикальных стальных резервуаров с понтоном (плавающей крышей);

5) системы обнаружения пожара (автоматические и ручные пожарные извещатели, приемно-контрольные приборы и станции, преобразующие сигнал пожарных извещателей в команды по включению установки, систем защиты резервуарного парка и оповещению дежурного персонала).

Автоматические установки пенного пожаротушения должны соответствовать требованиям нормативных документов, а также внутриведомственной документации, утвержденной в установленном порядке. Установка должна обеспечивать время срабатывания с инерционностью, не превышающей 3 мин. Время тушения пожара не должно превышать 10 мин. На каждую автоматическую установку пенного пожаротушения должен быть заведен паспорт, который заполняется и ведется лицом, ответственным за техническое состояние установки. На резервуаре должно быть не менее двух пеногенераторов.

Оперативный контроль эксплуатационных параметров и работы оборудования установок автоматического пожаротушения осуществляется

автоматизированными системами управления технологическим процессом, а также персоналом нефтеперекачивающих станций.

Система технического обслуживания и ремонта предусматривает выполнение работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностированию и замене оборудования специализированными подразделениями предприятий или ремонтным персоналом НПС, а также сторонними организациями, имеющими лицензию на данный вид деятельности и допуск к ремонтным работам оборудования для тушения пожаров.

Автоматические установки пенного пожаротушения должны проходить 3 вида проверок и испытаний:

- 1) проверка работоспособности – ежемесячно;
- 2) испытание в автоматическом режиме – 1 раз в год;
- 3) комплексное испытание – 1 раз в 5 лет.

Применение систем подслоного пожаротушения позволяет ликвидировать горение нефти в резервуаре, несмотря на наличие закрытых сверху участков поверхности горения. Эффективность действия системы пожаротушения практически не зависит от времени развития пожара, поскольку пена автоматически подается к очагу горения.

Вывод

В главе описываются резервуары, резервуарное оборудование для хранения нефтепродуктов, которое имеется на всех АЗС и других предприятиях, занимающихся добычей, переработкой, сбытом нефти и ее производных. Резервуары для нефтепродуктов рекомендуется оснащать необходимыми приборами и средствами автоматики, также оборудовать их устройствами молниезащиты и системами пожаротушения.

Ключевые слова: резервуар, градуировочная таблица резервуара, молниезащиты, огневые предохранители, нефтепродукт, антикоррозийная защита, пеногенераторы

Контрольные вопросы

1. Как выполняется молниезащита резервуаров для хранения нефтепродуктов?
2. Как организована подслоная система тушения пожара при автоматической подаче пены?
3. Методика определения размеров дыхательного клапана, работающего на процесс «вдоха» и «выдоха».

ГЛАВА 7. СТАНЦИИ ПО ЗАПРАВКЕ АВТОТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ ЖИДКИМИ НЕФТЕПРОДУКТАМИ

7.1. Назначение и типы АЗС

Автозаправочная станция – это разновидность малой распределительной нефтебазы, обеспечивающей топливом автомобили.

Автозаправочная станция (АЗС) – комплекс зданий, сооружений и оборудования, ограниченный участком площадки и предназначенный для заправки транспортных средств (кроме гусеничного транспорта) моторным топливом и маслом.

На АЗС организуется продажа масел, консистентных смазок, запасных частей, принадлежностей к автомобилям и другим транспортным средствам, прием от владельцев индивидуального транспорта отработанных масел и мелкой тары из-под нефтепродуктов, техническое обслуживание, а также оказание сервисных услуг по обслуживанию автотранспорта.

АЗС подразделяются на станции **общего** пользования, на которых осуществляется заправка любых автомобилей, независимо от их вида собственности и ведомственной принадлежности, и станции **ведомственные**, осуществляющие заправку автомобилей только определенных предприятий, организаций, фирм. На первых станциях осуществляется розничная торговля топливом за деньги либо по безналичной системе платежей. На вторых производится безналичный отпуск топлива с осуществлением его строгого учета по каждому потребителю (например, заправка автомобилей автотранспортного предприятия).

Автозаправочные станции общего пользования обычно располагаются в местах наибольшего скопления автомобилей: у автостоянок, в местах пересечения дорог, на автомагистралях.

Ведомственные автозаправочные станции обычно располагаются на территории тех предприятий, автомобили которых они заправляют. При их организации используются местные условия этих предприятий, поэтому их

конструкция зачастую отличается от конструкций станций при одинаковых общих требованиях к ним.

По количеству оказываемых услуг АЗС подразделяются на собственно автозаправочные станции, осуществляющие только заправку автотранспорта топливом и маслами, и автозаправочные комплексы (АЗК), на которых помимо заправки топливом и маслами осуществляется его техническое обслуживание, мойка, расположены магазины по продаже запчастей, расфасованных нефтепродуктов, кафе и рестораны, кемпинги и прочие объекты для оказания услуг по обслуживанию автотранспорта и его владельцев и пассажиров.

Принята следующая классификация АЗС.

Традиционная автозаправочная станция – АЗС с подземным расположением резервуаров для хранения топлива, технологическая схема которой характеризуется разнесением резервуаров и топливораздаточных колонок (ТРК).

Модульная автозаправочная станция – АЗС с надземным расположением резервуаров для хранения топлива, технологическая схема которой характеризуется разнесением ТРК и контейнера хранения топлива, выполненного как единое заводское изделие.

Модульные АЗС, расположенные вне населенных пунктов и предприятий, подразделяются на два типа: тип А – общая вместимость резервуаров от 40 до 100 м³; тип Б – не более 40 м³.

Передвижная автозаправочная станция – АЗС, предназначенная для розничной продажи топлива, мобильная технологическая система которой установлена на автомобильном шасси, прицепе или полуприцепе и выполнена как единое заводское изделие.

Контейнерная автозаправочная станция – АЗС с надземным расположением резервуаров для хранения топлива, технологическая система которой характеризуется размещением ТРК в контейнере хранения топлива, выполненном как единое заводское изделие.

Топливораздаточный пункт – АЗС, размещается на территории предприятия и предназначен для заправки транспортных средств этого предприятия.

Многотопливная автозаправочная станция – АЗС, на территории которой предусмотрена заправка транспортных средств двумя или тремя видами топлива, среди которых допускается жидкое моторное топливо (бензин и дизельное топливо), сжиженный газ (пропан – бутан) и сжатый природный газ.

Автомобильная газонаполнительная компрессорная станция – АЗС, на территории которой предусмотрена заправка баллонов топливной системы: грузовых, специальных и легковых автомобилей сжатым природным газом, используемым в качестве их моторного топлива.

Автомобильная газозаправочная станция – АЗС, на территории которой предусмотрена заправка баллонов грузовых, специальных и легковых автомобилей сжиженным газом (сжиженным пропан-бутаном), используемым в качестве их моторного топлива.

Стационарные АЗС располагаются в населенных пунктах и на автодорогах. По производительности они делятся по числу заправок в часы пик – 57, 100, 135, 170 автомобилей в час.

Контейнерные АЗС (КАЗС) располагаются на автомагистралях, туристических автомаршрутах, в автохозяйствах, на промышленных и сельскохозяйственных предприятиях, платных автостоянках, в гаражных кооперативах, а также в других местах сосредоточения автотранспорта.

Передвижные АЗС (ПАЗС) размещают в местах сосредоточения автотранспорта, моторных лодок и катеров, сельскохозяйственной техники, на туристических автомаршрутах, территориях стационарных АЗС в период зачистки и ремонта резервуаров.

Доставка моторных топлив на АЗС осуществляется автомобильным или, в редких случаях, железнодорожным и трубопроводным транспортом. Автозаправочные станции подчиняются нефтебазам, комбинатам

обслуживания, производственным объединениям, акционерным обществам, а также частным предприятиям и владельцам.

Строительство АЗС может вестись как по типовым проектам, так и по индивидуальным. Технические характеристики типовых автозаправочных станций даны в таблице 7.1.

Таблица 7.1

Технические характеристики типовых автозаправочных станций

Типы автозаправочных станций	Количество заправок в сутки	
	250...500	500...1000
1. Типовые АЗС (без пунктов технического обслуживания автомобилей)		
1.1 Площадь земельного участка, га	0,35...0,4	0,4...0,5
1.2 Количество заправочных постов, шт.		
– топливо	5...6	8...10
– масло	4	4
1.3 Количество резервуаров		
– для топлива (по 25 м ³)	5...6	8...10
– для масла (5 м ³)	4	4
1.4 Номера типовых проектов	503...204 503...205	503...202 503...203
2. Типовые автозаправочные станции с пунктами технического обслуживания автомобилей		
2.1 Площадь земельного участка, га	0,4...0,45	0,47...0,55
2.2 Количество заправочных постов, шт.		
– топливо	3...8	10...12
– масло	4	4
2.3 Количество резервуаров		
– для топлива (по 25 м ³)	3...8	10...12
– для масла (5 м ³)	4	4

– для отработанных масел (5 м ³)	1	1
2.4 Потребляемая электрическая мощность, кВт		
– освещение	2...7,4	6,6...7,4
– силовая	3,9...19	20...21
– отопление	7,3...25	25
– нагрев воды	12	12
2.5 Номера типовых проектов	3793	3795
	3794	3796

При организации АЗК с пунктами технического обслуживания автомобилей, мойками, пунктами сервисного обслуживания потребителей, магазинами площадь земельного участка под строительство таких станций увеличивается по сравнению с указанной в таблице 7.1 на величину площади, необходимой для размещения дополнительных зданий и сооружений, а также подъездных путей к ним и дополнительных стоянок для автомобилей.

7.2. Состав сооружений типовых АЗС

На АЗС и АЗК обязательными являются: здание операторной, сооружения для очистки сточных вод, сооружения для размещения технологического оборудования (сооружения для установки и обслуживания резервуаров, короба для прокладки трубопроводов и кабелей, эстакады для слива нефтепродукта), информационные табло с указанием ассортимента отпускаемых нефтепродуктов, оказываемых услуг и видов обслуживаемого транспорта.

На АЗС могут размещаться следующие служебные и бытовые здания (помещения) для персонала АЗС: администрации, приема пищи, службы охраны, санузлов, кладовых для спецодежды, инструмента, запасных деталей, приборов и оборудования.

На АЗК, кроме того, должны быть построены здания для размещения пунктов технического обслуживания автомобилей и пунктов сервисного обслуживания потребителей (магазин сопутствующих товаров, кафе, рестораны, санузлы).

При этом здания и сооружения АЗК имеют следующие особенности:

- помещения операторных, станций технического обслуживания автомобилей (СТОА), кафе-баров, магазинов сопутствующих товаров, санузлов и т.п. могут располагаться в одном или нескольких зданиях;
- помещения, здания и сооружения АЗК могут оснащаться системами автоматического пожаротушения;
- закрытые пространства очистных сооружений АЗК могут оснащаться сигнализаторами взрывоопасных концентраций паров топлива;
- площадки для установки автоцистерн могут оснащаться сооружениями для отвода и сбора крупных проливов нефтепродуктов;
- территории зоны АЗС, СТОА, трансформаторных подстанций могут иметь ограждения.

На территории АЗС с наземными резервуарами, наряду с помещениями для персонала АЗС, допускается предусматривать помещение магазина сопутствующих товаров без торгового зала.

При этом указанные помещения должны быть выполнены в конструкциях, соответствующих степени огнестойкости основного здания, отделяться от помещения сервисного обслуживания водителей, пассажиров или их транспортных средств противопожарными перегородками и перекрытиями.

Не допускается объединять в едином здании:

- помещения сервисного обслуживания транспортных средств и помещения сервисного обслуживания водителей и пассажиров;
- помещения магазина, в котором предусмотрена продажа легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, и помещения общественного питания.

В зданиях сервисного обслуживания транспортных средств допускается предусматривать не более трех постов технического обслуживания.

Здания и сооружения, расположенные на территории АЗС, должны быть I, II или III степени огнестойкости, как правило, одноэтажные. Допускается проектирование двухэтажных зданий общей площадью не более 150 м², в которых отсутствуют складские помещения для легковоспламеняющихся и горючих жидкостей.

Конструкции зданий и материалы для их строительства должны приниматься в соответствии со степенью их огнестойкости.

С целью ускорения сроков строительства и его удешевления применяется блочно-панельный способ возведения зданий, когда целые блоки здания или их элементы поставляются на строительную площадку с максимальной заводской готовностью.

На территории АЗС должны быть установлены указатели расположения средств и систем пожаротушения и могут быть размещены художественно оформленные витрины и рекламные плакаты. Такое оформление должно выполняться по специальным дизайнерским проектам.

7.3. Устройство автозаправочных станций

На рис. 7.1 показана схема стационарной АЗС, имеющей подземное размещение резервуара, снабженной огневыми предохранителями.

Резервуар 2 полностью заглублен в землю так, что его наивысший уровень находится на расстоянии не менее 0,2 м от поверхности земли. Крепится резервуар к бетонному основанию (фундаменту) 1 с помощью металлических хомутов 15. При отсутствии грунтовых вод в месте размещения резервуара возможна его установка без фундамента, прямо на песчаную подушку. В крышке горловины резервуара размещены: приемная 7, всасывающая 11, мерная 9 и воздушная 5 трубы. Приемная труба 7 своим наружным концом выведена в приемный люк 3 и сообщается с ним через топливный фильтр 6. Внутренний конец приемной трубы расположен ниже

обратного клапана 14 всасывающей трубы 11 в так называемом «мертвом» остатке бензина, который создает гидравлический затвор. Он предохраняет поступление воздуха в резервуар при его заполнении и служит одновременно для огневой защиты.

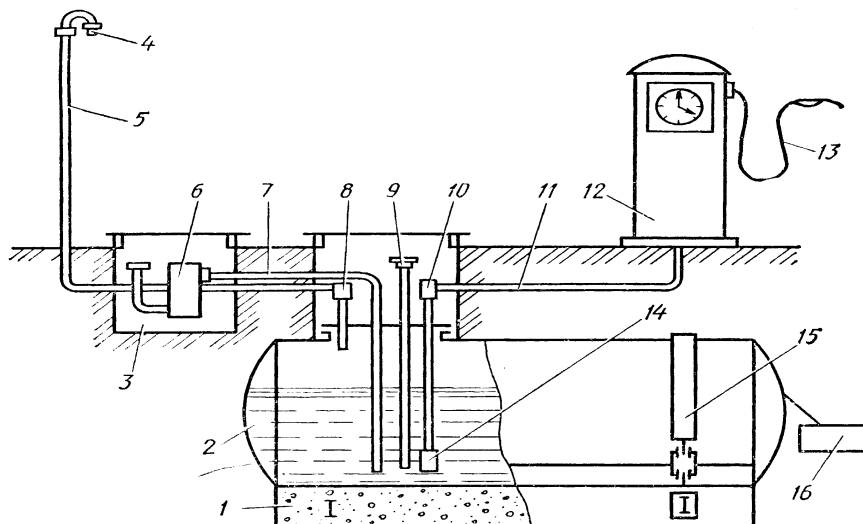


Рисунок-7.1. Стационарная АЗС: 1 – бетонное основание (фундамент); 2 – резервуар для топлива; 3 – приемный люк для топлива; 4 – огневой предохранитель воздушной трубы; 5, 7, 11 – воздушная, приемная и всасывающая трубы; 6 – топливный фильтр; 8, 10 – угловые огневые предохранители воздушной и всасывающей труб; 9 – мерная труба; 12 – раздаточная колонка; 13 – раздаточный шланг; 14 – обратный клапан с фильтром; 15 – хомут для крепления резервуара; 16 – устройство для заземления

Топливный фильтр 6 снабжен также сетчатым фильтром, находящимся во впускном патрубке, выполняющем роль огневого предохранителя. Угловые огневые предохранители 8 и 10 установлены в воздушной 5 и всасывающей 11 трубах. Кроме того, конец воздушной трубы, выведенный в атмосферу, также имеет огневой предохранитель 4 (гаситель пламени).

Внутри мерной трубы 9 расположен щуп с нанесенными делениями, которые в объемных единицах указывают степень наполнения резервуара. В

современных АЗС процесс контроля уровня топлива и его учет выполняется при помощи автоматических устройств.

Одним из них является переносной электронный уровнемер «Hermetic», который предназначен для учета нефтепродуктов в резервуарах. Уровнемер «Hermetic», называемый еще погружной рулеткой, обеспечивает одновременное измерение уровня жидких сред и температуры. Весит прибор около 4 кг и имеет точность измерения уровня ± 2 мм, питается от батареи напряжением в 9 вольт.

Всасывающая труба 11 наружным концом соединена с раздаточной колонкой 12. В целях предохранения всего оборудования АЗС от разряда статического электричества резервуар 2 для топлива имеет заземляющее устройство 16. Огневые предохранители, устанавливаемые в трубопроводах оборудования станции, представляют из себя так называемую латунную сетку, имеющую от 144 до 220 ячеек на 1 см². Ее помещают между фланцами защищаемой трубы в два слоя с зазором 3 – 5 мм.

Расстояния от раздаточных колонок нефтепродуктов до зданий и сооружений предприятий (СНиП 2.11.03-93 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы») следует принимать не менее, м:

- 1) до стен без проёмов зданий I, II, III степеней огнестойкости – 3;
- 2) до стен с проёмами зданий I, II, III степеней огнестойкости – 9;
- 3) до стен зданий IV, V степеней огнестойкости – 18.

На рис. 7.2 показаны технологические схемы АЗС с горизонтальным и вертикальным расположением резервуаров и монтажные параметры оборудования.

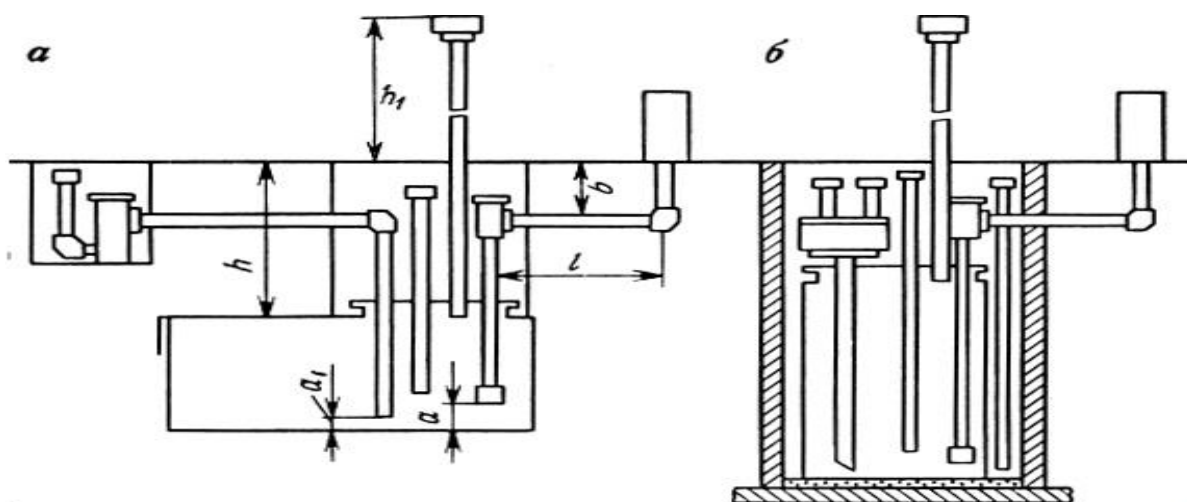


Рисунок-7.2. Принципиальная технологическая схема АЗС:

а – с горизонтальным резервуаром; б – с вертикальным резервуаром

Таблица 7.2.

Монтажные размеры оборудования АЗС

Расстояние от конца приемного клапана до дна резервуара а, мм	150
Расстояние от дна сливной трубы до дна резервуара a_1 , мм	100
Заглубление резервуара (крышки горловины), не более h , мм	1200
Заглубление технологических трубопроводов, не менее b , мм	200
Расстояние от колонки до резервуара с топливом, не более L , мм	30000
Расстояние от поверхности земли до «дыхательного» клапана резервуара, не менее h_1 , мм	2500
Давление открытия дыхательного клапана, МПа	0,01 – 0,025
Минимальный уклон технологических трубопроводов к резервуарам (% от длины):	
Сливного	0,5
Всасывающего	0,2
Вентиляционного	0,2

Полный объем цилиндрического вертикального резервуара

$$V = \pi \cdot D^2/4 \cdot h, \quad (7.1)$$

где D – внутренний диаметр; h – высота резервуара.

В таблице 7.2 приведены технические характеристики резервуаров, применяемых на АЗС для хранения топлива.

В таблице 7.3 приведены величины емкостей топливных баков легковых, грузовых автомобилей и автобусов. По средней расчетной вместимости топливного бака и числа заправок в сутки определяется необходимая емкость резервуаров АЗС.

Схемы генеральных планов АЗС должны учитывать следующие основные технологические требования:

- возможность заправки топливом автотранспорта с левосторонним, правосторонним и двухсторонним расположением топливных баков;
- независимый подъезд автотранспорта к заправочным колонкам;
- минимальную протяженность коммуникаций топлива;
- оптимальные радиусы поворота для автотранспорта;
- достаточную зону отстоя для машин, ожидающих заправку;
- возможность контроля мест заправки оператором из здания АЗС.

Выбор вместимости резервуаров и их количества зависит от мощности АЗС, которая характеризуется количеством заправок в сутки (250, 500, 750, 1000), видом топлива (бензин, дизельное топливо), емкостью топливного бака.

Стационарные АЗС, кроме количества заправок в сутки, характеризуются способностью производить число заправок в час в период максимального скопления автомобилей (часы «пик»). Для 250 – это 57 заправленных автомобилей, для 500 – 100, для 750 – 135, для 1000 – 170.

Параметры резервуаров для хранения нефтепродуктов приведены в таблице 7.3.

**Технические характеристики резервуаров для хранения
нефтепродуктов**

Номинальная вместимость, м^3	Наружный диаметр, мм	Длина, мм; Высота, мм	Толщина стенки, мм	Масса, кг
Горизонтальные				
5	1846	2036 (длина)	3	446
10	2220	3100	4	980
25	2760	4278	4	1886
50	2870	8480	4	3369
Вертикальные				
5	1788	2018 (высота)	4	473
10	2223	2579	4	840
15	2806	2519	4	1140
25	3186	3218	4	1750

В таблице 7.4 приведена вместимость топлива в баках легковых, грузовых автомобилей и автобусов. Коэффициент использования емкости заправочных баков автомобилей составляет 0,2 – 0,4. Водители заправляют бак, когда в нем находится примерно 30 – 50 % топлива. Из 100 автомобилей, находящихся в эксплуатации, – 80 легковых и 20 грузовых. В среднем за одну заправку в бак автомобиля заливают 75 л бензина (при емкости топливных баков от 50 до 450 л). Учитывая, что в баке перед заправкой находится до 30 % топлива, то одна средняя заправка составляет примерно 50 литров бензина. Можно предположить, что для АЗС мощностью 500 заправок в сутки одним видом топлива, например, бензином, емкость цистерны должна соответствовать не менее 25000 л или 25 м^3 .

Таблица 7.4

Вместимость топливных баков автомобилей

Тип автомобиля	Грузоподъемность, т	Емкость бака, л
Легкие грузовики	2,5	100
Средние грузовики	5,0	150
Тяжелые грузовики	10,0	450
Автобусы	3 – 8	300
Легковые автомобили	0,5	45

При заправке дизельным топливом средняя заправка составляет примерно 100 л.

Емкость топливного бака должна обеспечивать бесперебойную работу трактору не менее 10 – 12 часов, а автомобилю – пробег в тяжелых дорожных условиях не менее 300 – 400 км.

Часовой расход топлива для трактора определяется из выражения

$$G_q = q_e \cdot N_e, \quad (7.2)$$

где q_e – удельный расход топлива, кг/(кВт·ч), для дизельных двигателей он составляет 0,2 – 0,23; N_e – мощность двигателя на номинальном режиме, кВт.

Затраты топлива на 100 км пробега автомобиля определяются по методике, изложенной в разделе 11 данного учебного пособия (нормы расхода топлива).

Время, затрачиваемое на заправку одного автомобиля, принимается для бензина 3 мин, для дизельного топлива – 5 мин. Одной бензоколонкой за 1 час времени можно заправить до 15 легковых автомобилей.

Более подробные данные о среднезаправочной дозе автомобилей в л и времени заправки в мин приведены в таблице 7.5. Подача насосов топливозаправочных колонок принята равной 40 л/мин.

Таблица 7.5

Время одной заправки различных автомобилей в минутах

Тип автомобиля	Средняя заправочная доза, л	Время одной заправки, мин
Грузовые и специальные бензиновые	60	3
Грузовые с дизельными двигателями	100	4,5
Автобусы общего пользования	150	6
Легковые автомобили	22	2

Мощность АЗС и их количество в данном регионе зависят от числа автомобилей, тракторов, комбайнов, дорожной и другой техники. В Узбекистане эксплуатируется более 4 млн. автомобилей.

Основным видом топлива для автомобилей пока является бензин (60 – 70 %), затем дизельное топливо (20 – 30 %) и газ (10 – 20 %). Трактора и комбайны работают в основном на дизельном топливе.

7.4. Основные системы АЗС

Для обеспечения работы АЗС и ее противопожарной безопасности она должна иметь требуемое количество резервуаров определенной емкости, наливные устройства, заправочные колонки, угловые огневые предохранители, дыхательные клапаны, заземление.

На рис. 7.3, 7.4, 7.5, 7.6 показаны схемы установки резервуара для хранения нефтепродукта, его наливное устройство, конструкции дыхательных клапанов и гасителя пламени.

Схема установки вертикального резервуара показана на рис. 7.3.

Резервуар оснащен следующими устройствами: сливным – для приёма нефтепродукта из автоцистерн; всасывающим – для подачи нефтепродуктов из резервуара к заправляющим колонкам; замерным (зондовым) – для

измерения уровня жидкости; дыхательным – для сообщения резервуара с атмосферным воздухом.

Герметичность резервуаров проверяют избыточным давлением воздуха, равным 0,025 МПа, в течение 3 мин или гидравлическим, превышающим в 1,25 раза рабочее давление.

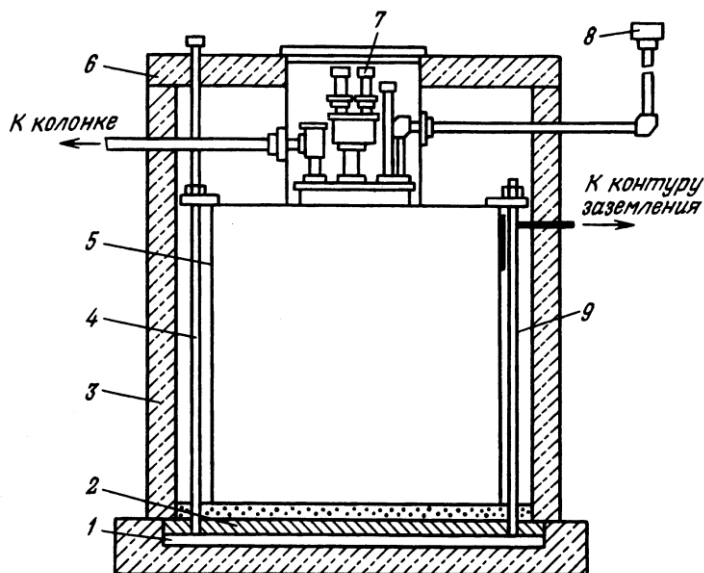


Рисунок-7.3. Схема установки вертикальных резервуаров на АЗС:

1 – швеллер; 2 – основание; 3 – железобетонный колодец; 4 – зондовая труба;
5 – резервуар; 6 – перекрытие; 7 – сливное устройство; 8 – дыхательный
клапан; 9 – тяги крепления резервуара

Объем топлива в цилиндрическом резервуаре внутренним диаметром D и высотой залитого топлива h находят из выражения

$$V_T = 0,785 \cdot D^2 \cdot h. \quad (7.3)$$

Общий вид наливного устройства изображен на рис. 7.4.

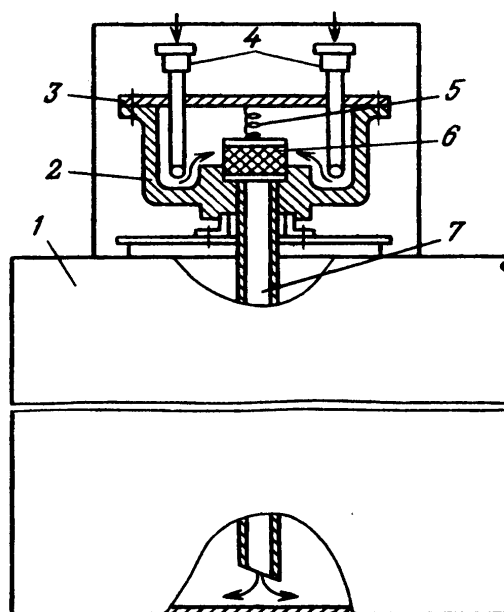


Рисунок-7.4. Схема наливного устройства с двумя приемными патрубками: 1 – резервуар; 2 – корпус; 3 – крышка; 4 – приемные патрубки; 5 – прижимная пружина; 6 – фильтр; 7 – сливная труба

Для снижения простоя АЗС при сливе нефтепродуктов в резервуары используют:

- одновременный слив нефтепродукта несколькими шлангами в один резервуар (применение сливных устройств новой конструкции);
- перекачку нефтепродуктов при помощи насосных установок автоцистерн или АЗС;
- плановый завоз нефтепродуктов в часы их минимальной загрузки (ночное время);
- автоматизацию контроля полноты слива нефтепродукта из автоцистерны и замера уровня нефтепродукта в резервуарах.

Конструкция дыхательного клапана автомобильной цистерны показана на рис. 7.5. Клапан снижает потери бензина от испарения, открывается под действием избыточного давления 2000 – 20000 Па, величина которого зависит от толщины стенок, прочности материала, объема резервуара. В комбинированных дыхательных клапанах кроме клапана, открывающегося под избыточным давлением, имеется второй клапан, который открывается

под действием разрежения. Вакуумметрическое давление, при котором клапан открывается, составляет 200 – 1000 Па. Чем больше объем резервуара, тем меньше давление срабатывания клапана избыточного давления и разрежения. Снижение давления связано с прочностью резервуара.

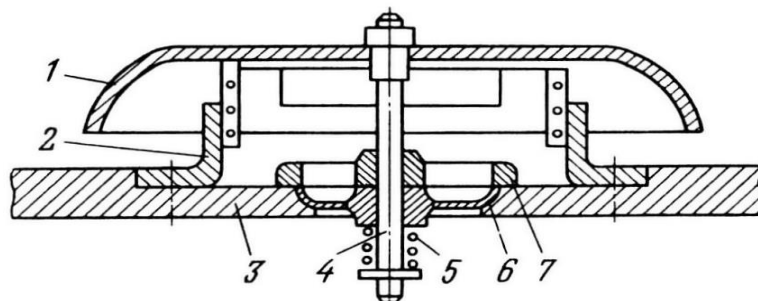


Рисунок-7.5. Конструкция дыхательного клапана автомобильной цистерны: 1 – крышка; 2 – уголок; 3 – корпус; 4 – шток; 5 – пружина; 6 – клапан; 7 – груз

Чтобы клапан не примерзал к седлу при отрицательных температурах, соприкасающиеся поверхности покрывают фторопластовой пленкой.

Кроме дыхательных клапанов в резервуарах устанавливают предохранительные клапаны. Давление открытия данных клапанов выше на 10 % давления открытия дыхательных клапанов.

Угловой предохранитель (рис. 7.6) состоит из корпуса 1, фильтра 2, пружины 3, крышки 4, прижима 5. Через мелкую латунную сетку фильтруются нефтепродукты, поступающие из резервуара в топливораздаточные колонки. Теплоемкость этой сетки, ее малое проходное сечение обеспечивают гашение пламени в случае его возникновения в трубопроводе.

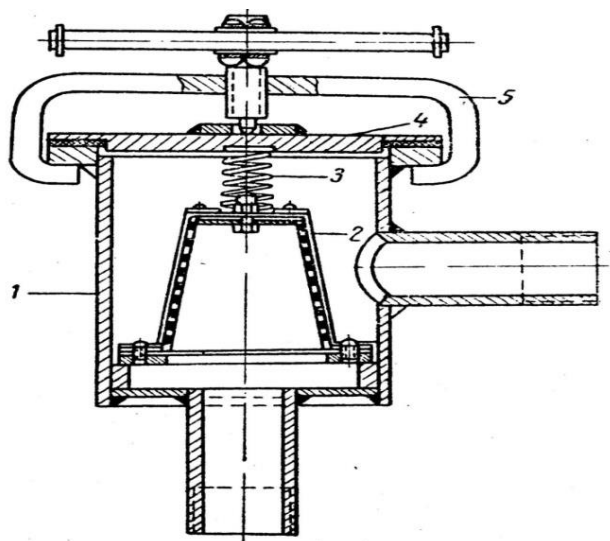


Рисунок-7.6. Угловой предохранитель (гаситель пламени):

1 – корпус; 2 – сетка; 3 – пружина; 4 – крышка; 5 – прижим

7.5. Топливораздаточные колонки

Для выдачи топлива и масел потребителям применяются топливораздаточные, смесераздаточные и маслораздаточные колонки различных конструкций. Основной задачей колонок является выдача потребителям задаваемых доз топлива или масла с требуемой точностью (погрешность отпуска дозы не должна превышать $\pm 0,5\%$).

На АЗС и АЗК используются, в основном, топливораздаточные колонки, управляемые дистанционно с помощью специальных пультов дистанционного управления либо с помощью специальных автоматизированных систем, в том числе и систем безналичного отпуска нефтепродуктов.

Несмотря на многообразие конструктивных исполнений, все типы и модели топливораздаточных колонок имеют общие узлы и детали. Работу колонок можно рассмотреть (рис. 7.7) на примере топливораздаточной колонки модели 1ТК-40 (подача 40 л/мин) с электромеханическим задающим устройством, выпускаемой Серпуховским заводом «Нефтеаппаратприбор».

Рассмотрим схему (рис. 7.7) топливораздаточной колонки и ее принцип действия. Задается требуемое количество топлива, при этом включается

электродвигатель 15 колонки. Под действием разрежения, созданного роторно-шиберным насосом 3, топливо из резервуара поступает по трубопроводу через фильтр 1 и нижний обратный клапан 2, фильтр 4 в роторно-шиберный насос. Насос подает жидкость в отделитель газа 5, верхний обратный клапан 6, поршневой счетчик жидкости 11, поворотный прозрачный индикатор 12, раздаточный рукав, кран 13 и в бак автомашины.

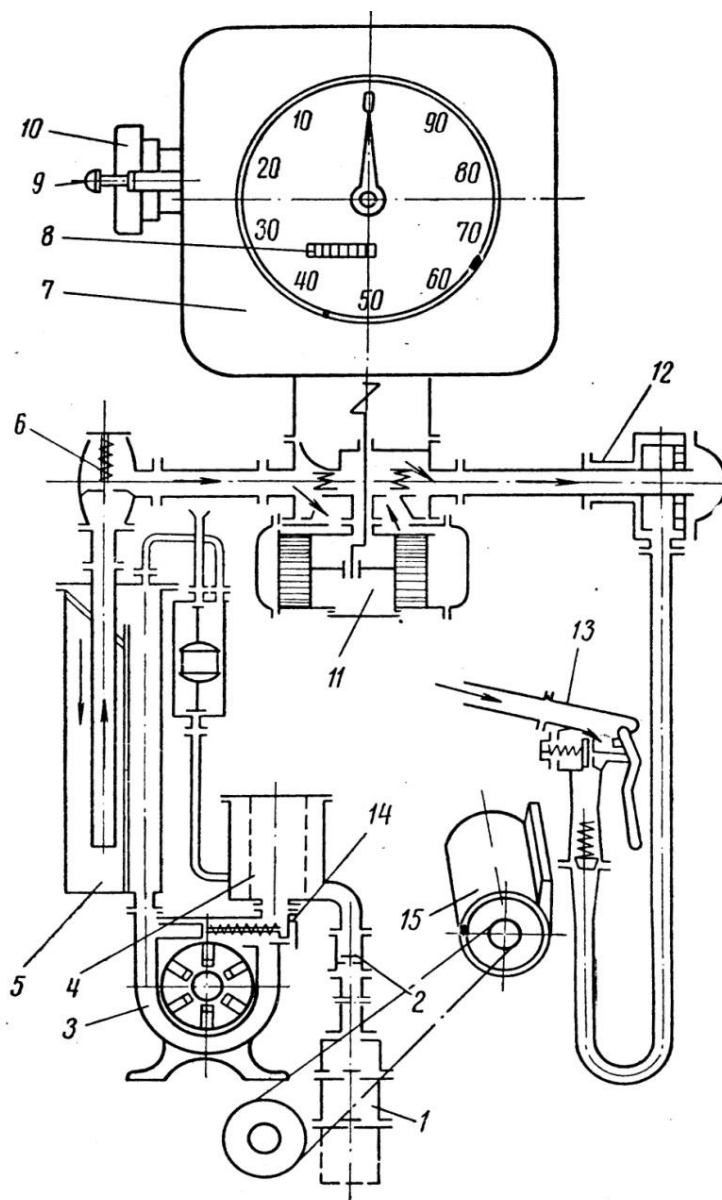


Рисунок-7.7. Принципиальная схема топливораздаточной колонки модели 1TK-40

При поступлении жидкости в газоотделитель скорость протекания ее резко снижается, одновременно происходит изменение направления потока, в результате чего из жидкости выделяются воздух и пары топлива. Воздух скапливается в верхней полости корпуса газоотделителя и через жиклер, вместе с некоторой частью жидкости, и сливную трубку попадает в поплавковую камеру, где воздух и пары через воздушную трубку выходят в атмосферу, а часть жидкости попадает через сливную трубку обратно в фильтр. Жидкость, поступая в счетчик, перемещает попеременно поршни счетчика жидкости, связанные с коленчатым валом и передающие ему вращение. Коленчатый вал, в свою очередь, передает вращение на счетное устройство 7, имеющее два циферблата (передний и задний), на каждом из которых установлено по одной стрелке, которые совершают один оборот при отпуске 100 л горючего.

На передний циферблат выходит окно шестибарабанного суммарного счетчика 8, который показывает нарастающий итог количества отпущенной жидкости в литрах.

По окончании выдачи дозы жидкости, что видно по стрелочному указателю, дозатор через импульс задатчика 10 автоматически отключает электродвигатель колонки, а нажатием на кнопку сброса 9 стрелку возвращают в нулевое положение.

Вывод

На сегодняшний день автозаправочная станция является одной из основных разновидностей обеспечения топливом автомобилей. Автозаправочные станции (АЗС) эксплуатируются в соответствии с Правилами технической эксплуатации стационарных, контейнерных и передвижных АЗС.

Ключевые слова: автозаправочная станция, традиционная АЗС, модульная АЗС, передвижная АЗС, топливораздаточный пункт, топливный фильтр, топливо, ёмкость топливного бака, дыхательный клапан

Контрольные вопросы:

1. Область применения и распространения правил?
2. Какие требования к территории и оборудованию нефтебаз?
3. Какие требования безопасности при эксплуатации основных сооружений, устройств и оборудования нефтебаз и АЗС?

ГЛАВА 8. ЗАКОНАДАТЕЛЬНЫЕ ОСНОВЫ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕБАЗ И АВТОЗАПРАВОЧНЫХ СТАНЦИЙ

8.1. Область применения и распространения правил

Настоящие Правила устанавливают требования по охране труда, обязательные для исполнения при проектировании, реконструкции нефтебаз и автозаправочных станций, эксплуатации их зданий, сооружений, основного и вспомогательного оборудования, проведении ремонтных работ.

Правила распространяются на все действующие, проектируемые и реконструируемые нефтебазы, их филиалы, стационарные, передвижные, контейнерные и малогабаритные автозаправочные станции (АЗС, ПАЗС, КАЗС, МАЗС) независимо от форм собственности.

При выполнении работ, не предусмотренных настоящими Правилами (земляные, строительно-монтажные, погрузочно-разгрузочные, перевозки и перемещения грузов, работы с ионизирующими излучениями и др.), руководители предприятий (организаций) должны руководствоваться соответствующими нормативными документами.

При отсутствии в Правилах и нормативных документах требований, соблюдение которых при производстве работ необходимо для обеспечения безопасных условий труда, руководитель предприятия должен принять меры, обеспечивающие безопасность труда при производстве этих работ.

Правила не регламентируют порядок ведения работ при ликвидации аварийной ситуации. Требования безопасности при аварийных ситуациях излагаются в инструкциях по охране труда для работников, а также в плане мероприятий по ликвидации последствий аварийных ситуаций.

На основе настоящих Правил руководитель (или его представитель) нефтебазы (АЗС) должен принять меры по разработке и обеспечению работников инструкциями по охране труда по профессиям и видам работ. Все действующие на предприятиях инструкции по охране труда и другие нормативные документы должны быть приведены в соответствие с

настоящими правилами. Опасные и вредные производственные факторы, действующие на работников.

Нефтебазы и АЗС - сложные многофункциональные системы с объектами различного производственного назначения, обеспечивающие хранение, прием и отпуск нефтепродуктов, многие из которых токсичны, имеют низкую теплоту испарения, способны электризоваться, пожаро- и взрывоопасны. В связи с этим работающие на нефтебазах и АЗС могут быть подвержены воздействию различных физических и химических опасных и вредных производственных факторов.

Основные физические опасные и вредные производственные факторы:

движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, нефтепродуктов; повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; повышенный уровень шума на рабочем месте; повышенный уровень вибрации; повышенная или пониженная влажность воздуха; повышенная (пониженная) подвижность воздуха; повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; повышенный уровень статического электричества; недостаточная освещенность рабочей зоны; расположение рабочего места на значительной высоте (глубине) относительно поверхности земли.

Основным опасным и вредным химическим фактором является токсичность многих нефтепродуктов и их паров, особенно этилированных бензинов.

Допускаемые уровни опасных и вредных производственных факторов.

Производственное оборудование, являющееся источником опасных факторов от движущихся машин, механизмов и подвижных частей, должно соответствовать общим требованиям безопасности по ГОСТ 12.2.003.

Санитарно-гигиенические требования к температуре, влажности, барометрическому давлению, скорости движения воздуха в пределах рабочей

зоны производственных помещений и открытых площадок должны соответствовать ГОСТ 12.1.005. Рабочей зоной считается пространство, ограниченное по высоте 2 м над уровнем пола или площадки, на которой находятся места постоянного или временного пребывания работающих.

Требования безопасности, предъявляемые к организации производственных процессов

Требования безопасности производственных процессов - по ГОСТ 12.3.002.

Безопасность производственных процессов на нефтебазах и АЗС достигается предупреждением опасной аварийной ситуации и должна быть обеспечена: применением технологических процессов приема, хранения, отпуска и учета нефтепродуктов в соответствии с действующими правилами и инструкциями; применением производственного оборудования, удовлетворяющего требованиям нормативной документации и не являющегося источником травматизма и профессиональных заболеваний; обустройством территории нефтебаз и АЗС; применением надежно действующих и регулярно проверяемых контрольно-измерительных приборов, устройств противоаварийной защиты, средств получения, переработки и передачи информации; применением быстродействующей герметичной запорной и регулирующей арматуры и средств локализации опасных и вредных производственных факторов; рациональным размещением производственного оборудования и организации рабочих мест; профессиональным отбором, обучением работников, проверкой их знаний и навыков безопасности труда; применением средств защиты работников; осуществлением технических и организационных мер по предотвращению взрыва и противопожарной защите; соблюдением установленного порядка и организованности на каждом рабочем месте, высокой технологической и трудовой дисциплины. Производство работ в местах, где имеется или может возникнуть повышенная производственная опасность, должно осуществляться по наряду-допуску. Перечень таких работ, а также перечни

должностей специалистов, имеющих право выдавать наряд-допуск и руководить этими работами, утверждается главным инженером нефтебазы (для АЗС, относящихся к комбинату, - главным инженером комбината).

Производство работ повышенной опасности должно осуществляться в соответствии с инструкцией, устанавливающей требования к организации и безопасному проведению таких работ, а также утвержденным порядком оформления нарядов-допусков.

Для взрывоопасных технологических процессов должны предусматриваться автоматические системы противоаварийной защиты, предупреждающие образование взрывоопасной среды и другие аварийные ситуации при отклонении от предусмотренных регламентом предельно допустимых параметров во всех режимах работы и обеспечивающие безопасную остановку или перевод процесса в безопасное состояние.

Требования по охране окружающей природной среды

Эксплуатация нефтебаз и АЗС не должна приводить к загрязнению окружающей среды (воздуха, водоемов и почвы) вредными веществами выше допустимых норм.

К числу основных загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу из источников нефтебазы, относятся пары нефтепродуктов, а также дымовые газы котельных. На выбросы загрязняющих веществ должно быть разрешение по установленной форме, выдаваемое органами по охране природы на основании утвержденных норм предельно-допустимых выбросов (ПДВ). После установления норм ПДВ на нефтебазе должен быть организован контроль за их соблюдением. Места отбора проб воздуха,

периодичность отбора, методы анализа должны согласовываться с органами санитарно-эпидемиологической и гидрометеорологической служб.

Для предотвращения загрязнения водоемов и почвы вредными веществами производственно-дождевые сточные воды нефтебаз в обязательном порядке должны очищаться. Необходимая степень очистки

должна обосновываться с учетом места сброса сточных вод и установленного норматива предельно-допустимого сброса (ПДС) загрязняющего вещества.

Нормы ПДС этих веществ должны устанавливаться в разрешениях на специальное водопользование по установленной форме.

Для уменьшения загрязнения окружающей среды на нефтебазах необходимо осуществлять мероприятия по сокращению потерь нефтепродуктов от испарения, разливов, снижению выбросов загрязняющих веществ со сточными водами и дымовыми газами и повышению качества их очистки.

Требования пожаро- и взрывобезопасности

Нефтепродукты пожаро- и взрывоопасны. При неправильной организации технологического процесса или несоблюдении определенных требований возникают пожары со взрывами, которые приводят к авариям, термическим ожогам и травмированию работающих. Пожаро- и взрывоопасные свойства нефтепродуктов характеризуются температурами вспышки, самовоспламенения паров в воздухе, температурными и концентрационными пределами воспламенения (взрываемости) паров в воздухе.

Требования пожарной безопасности при эксплуатации нефтебаз и АЗС - в соответствии с Правилами пожарной безопасности в Узбекистане и правилами пожарной безопасности при эксплуатации предприятий нефтепродуктообеспечения.

Взрывобезопасность производственных процессов на нефтебазах и АЗС должна обеспечиваться предупреждением возникновения взрывоопасной ситуации, взрывозащитой, организационно-техническими мероприятиями.

Все производственные процессы должны удовлетворять требованиям ГОСТ 12.1.010, правил технической эксплуатации и действующим нормам технологического проектирования, утвержденным в установленном порядке, а также нормам и правилам безопасности, утвержденным соответствующими органами государственного надзора.

Исполнение электрооборудования и средств автоматизации, размещенных во взрывоопасных зонах, должно соответствовать классификации помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности в соответствии с ПУЭ и Правилами пожарной безопасности при эксплуатации предприятий нефтепродуктообеспечения.

Электрические контрольно-измерительные и автоматические приборы, устанавливаемые во взрывоопасных помещениях и наружных установках, должны соответствовать требованиям ПЭУ, ГОСТ 12.2.020 и ГОСТ 12.2.021.

8.2. Требования к территории и оборудованию нефтебаз

Требования к территории нефтебазы.

Территория нефтебазы должна быть спланирована, иметь автомобильные дороги, пожарные проезды и выезды на дороги общего пользования.

Дороги на территории нефтебазы должны иметь асфальтовое или гравийное покрытие.

Для обеспечения безопасного проезда все дороги и проезды на территории следует содержать в исправности, своевременно ремонтировать, в зимнее время очищать от снега, а в ночное время освещать.

Для пешеходного движения должны быть устроены асфальтированные и мощеные тротуары шириной не менее 0,75 м.

В целях безопасности пешеходов при переходе рельсовых путей в местах их пересечения с дорогами необходимо устраивать сплошные настилы вровень с головками рельсов, а также защитные барьеры, сигнализацию для предупреждения об опасности.

Наземные трубопроводы в местах пересечения автомобильных дорог и переходов должны быть подвешены на опорах высотой не менее 4,25 м над автомобильными дорогами и переездами и не менее 2,2 м - над переходами.

Территория нефтебазы должна быть ограждена продуваемой оградой из негорючих материалов высотой не менее 2 м. Ограда должна отстоять от зданий и сооружений (кроме административных) не менее чем на 5 м.

Размещение зданий, сооружений и оборудования на территории нефтебазы должно соответствовать СНиП 2.11.03-93.

Территорию нефтебазы необходимо содержать в чистоте и порядке. Не допускается засорение территории и скопление на ней разлитых нефтепродуктов и воды. В летнее время трава в резервуарном парке должна быть скошена и вывезена с территории в сыром виде.

На территории нефтебазы запрещается применять открытый огонь для освещения.

Курение на территории нефтебазы запрещается и может быть разрешено только в специально отведенных (по согласованию с пожарной охраной) и оборудованных местах, где вывешиваются надписи «Место для курения».

Во всех местах, представляющих опасность, должны быть установлены предупредительные (сигнальные) надписи и знаки безопасности по ГОСТ 12.4.026.

Требования к оборудованию

Для применяемого в технологическом процессе основного оборудования проектной организацией должен устанавливаться допустимый срок службы (ресурс), а для трубопроводов и арматуры, не являющихся составной частью оборудования - расчетный срок эксплуатации, что должно быть отражено в проектной документации и техническом паспорте. Эксплуатация оборудования, механизмов, инструмента в неисправном состоянии или при неисправных устройствах безопасности (блокировочные, фиксирующие и сигнальные приспособления и приборы), а также при нагрузках и давлениях выше паспортных запрещается. Вывод из эксплуатации оборудования, инструмента и контрольно-измерительных приборов должен проводиться по физическому износу их деталей.

Критерии вывода из эксплуатации оборудования, инструмента определяются разработчиком или предприятием-изготовителем совместно с заказчиком.

Ремонт оборудования должен проводиться только после его отключения, сброса давления, остановки движущихся частей и принятия мер, предотвращающих случайное приведение их в движение. На пусковом устройстве обязательно вывешивается плакат: «Не включать - работают люди».

Пуск в эксплуатацию вновь смонтированного или модернизированного оборудования осуществляется комиссией после проверки соответствия его проекту и требованиям правил технической эксплуатации. Пуск в эксплуатацию оборудования после капитального ремонта (без модернизации и изменения размещения) осуществляется руководством цеха с участием соответствующих специалистов.

При обнаружении в процессе технического освидетельствования, монтажа или эксплуатации несоответствия оборудования требованиям правил технической эксплуатации, оно не должно быть допущено к эксплуатации. Изменение в конструкцию оборудования может быть внесено только по согласованию с организацией-разработчиком и организацией-проектировщиком этого оборудования.

Технологические системы (отдельные элементы систем) должны быть оснащены необходимыми средствами контроля, защиты и блокировки, обеспечивающими их безопасную эксплуатацию.

При пуске в работу или остановке оборудования (аппаратов, участков трубопроводов и т.п.) должны предусматриваться меры по предотвращению образования в технологической системе взрывоопасных смесей (продувка инертным газом, контроль за эффективностью продувки и т.д.).

Применение оборудования, не соответствующего по категории исполнения климатическим условиям, не допускается.

Узлы, детали, приспособления и элементы оборудования, которые могут служить источником опасности для работников, а также поверхности оградительных и защитных устройств должны быть окрашены в защитные цвета.

На металлических частях оборудования, которые могут оказаться под напряжением, должны быть конструктивно предусмотрены видимые элементы для соединения защитного заземления или зануления. Рядом с этими элементами изображается символ «Заземление».

Оборудование, машины и установки (цепные и ременные передачи, открытые движущиеся и вращающиеся части, источники излучения и др.), могущие служить причиной травмирования обслуживающего персонала или вредного воздействия на него, ограждаются или экранируются. Ограждения и экраны блокируются с пусковым устройством оборудования.

Ограждение должно соответствовать назначению и конструктивному исполнению оборудования, а также условиям, в которых оно будет эксплуатироваться. Конструкция и крепление ограждения должны исключать возможность случайного соприкосновения, работающего с ограждаемым элементом.

Ограждения, устанавливаемые на расстоянии более 35 см от движущихся частей механизмов, могут выполняться в виде перил.

Если ограждение установлено на расстоянии менее 35 см от движущихся частей механизмов, то его делают сплошным или сетчатым в металлической оправе (каркасе).

Высота перильного ограждения определяется размерами движущихся частей механизмов. Она должна быть не менее 1,25 м. Высота нижнего пояса ограждения должна равняться 15 см, промежутки между осями смежных стоек - не более 2,5 м. Высота сетчатого ограждения должна быть не менее 1,8 м. Механизмы высотой менее 1,8 м ограждают полностью. Размер ячеек сеток должен быть не менее 30×30 мм.

Высота перильных ограждений для приводных ремней должна быть не менее 1,5 м. С внешней стороны обоих шкивов на случай разрыва ремня устанавливаются металлические лобовые щиты. Зубчатые и цепные передачи ограждаются сплошными металлическими щитами (кожухами), имеющими съемные части и приспособления для удобной сборки и разборки.

Выступающие детали движущихся частей станков и машин (в том числе шпонки валов и вращающихся соединений) должны быть закрыты кожухами по всей окружности вращения.

Открывать дверцы ограждений или снимать ограждения следует после полной остановки оборудования или механизма. Пуск оборудования или механизма разрешается только после установки на место и надежного закрепления всех съемных частей ограждения. На грузоподъемных машинах и механизмах, паровых котлах, сосудах, работающих под давлением, должны быть обозначены их предельная грузоподъемность, давление, температура и сроки следующего технического освидетельствования.

Лебедки, краны и другие грузоподъемные механизмы должны иметь ограничители допускаемой грузоподъемности, а также надежные тормозные устройства и фиксаторы, не допускающие самопроизвольного движения груза и самого механизма.

На крепежных деталях и элементах соединения машин и оборудования должны быть предусмотрены приспособления (контргайки, шплинты, клинья и др.), предотвращающие во время работы самопроизвольное раскрепление и рассоединение.

Оборудование должно быть установлено на прочном фундаменте (основании), обеспечивающем его нормальную работу.

Оборудование, для обслуживания которого требуется подъем рабочего на высоту до 0,75 м, оборудуется ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами.

Маршевые лестницы должны иметь уклон не более 60° (у резервуаров - не более 50°), ширина лестниц должна быть не менее 65 см, у лестниц для

переноса тяжестей - не менее 1 м. Расстояние между ступенями по высоте должно быть не более 25 см. Ступени должны иметь уклон вовнутрь 2-5°.

С обеих сторон ступени должны иметь боковые планки или бортовую обшивку высотой 15 см, исключающие возможность проскальзывания ног человека. Лестницы должны быть с двух сторон оборудованы перилами высотой 1 м.

Рабочие площадки на высоте должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения, или досок толщиной не менее 40 мм, перила высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 40 см друг от друга, и борт высотой не менее 15 см, плотно прилегающий к настилу.

Температура наружных поверхностей оборудования и кожухов теплоизоляционных покрытий не должна превышать температуры самовоспламенения наименее взрывоопасного продукта, а в местах, доступных для работников, не должна быть более 45° С внутри помещений и 60° С - на наружных установках.

Требования безопасности к содержанию производственных помещений

Общие требования при проектировании производственных помещений должны соответствовать нормам СНиП 2.09.02-85.

Производственные объекты (цех, участок, установка и т.п.) должны вводиться в эксплуатацию в порядке, установленном действующим законодательством. Объекты могут быть приняты и введены в эксплуатацию только при обеспечении нормальных и безопасных условий труда для работников и выполнения всех работ в соответствии с требованиями проекта.

Категория зданий и помещений по взрыво - пожароопасности определяется проектной организацией на стадии проектирования.

На каждом производственном здании нефтебазы должны быть обозначены категории производства по взрыво и пожарной опасности (Приложение 5) и классы взрывоопасных зон по ПУЭ.

Производственные объекты, рабочие места в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны иметь соответствующие средства защиты.

Входы в производственные помещения при необходимости должны оснащаться тамбурами, устроенными по проекту с учетом категории климатического района по ВНТП-3-90.

Производственные помещения должны иметь выполненные по проекту устройства для проветривания - открывающиеся створки в оконных переплетах или фонарях и т.д.

В помещениях, где в результате технологического процесса могут выделяться пары нефтепродуктов, должно быть не менее двух выходов, расположенных в противоположных концах. Допускается устройство одного выхода, если площадь этажа не более 300 м² и имеется запасной выход на наружную пожарную лестницу. В этих помещениях створки окон и все двери должны открываться наружу. Верхние фрамуги и фонари должны иметь приспособления для открывания их с пола со специальных площадок.

Стены производственных помещений должны быть окрашены с учетом создания условий для снижения утомляемости работников и улучшения освещения.

Материалы, применяемые для покрытия полов, должны удовлетворять гигиеническим и эксплуатационным требованиям. Полы в производственных помещениях должны быть с твердым покрытием, без щелей, с уклоном к лоткам.

Проходы, выходы, коридоры, тамбуры, лестничные клетки, запасные выходы не должны загромождаться какими-либо предметами, материалами, оборудованием. Не допускается устройство кладовок, мастерских и т.п. под маршами лестничных клеток.

Лотки, каналы производственных помещений должны быть перекрыты легкосъёмными огнестойкими плитами. Лотки и каналы под взрывопожароопасными и пожароопасными производственными зданиями должны быть засыпаны песком или другими негорючими материалами.

Прокладывать трубопроводы для транспортирования пожаро-взрывоопасных, ядовитых и едких веществ через бытовые, подсобные и административно-хозяйственные помещения, распределительные устройства электропомещения, вентиляционные камеры не допускается.

Запрещается производить (без утвержденного проекта) переоборудование электросетей и газовой проводки, устанавливать нестандартные предохранители, а также пользоваться кустарными и неисправными электронагревательными приборами.

Каждый производственный объект, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством нефтебазы. Прямая телефонная связь нефтебазы с ближайшей пожарной частью населенного пункта должна постоянно содержаться в исправном состоянии.

Все производственные и другие помещения должны содержаться в чистоте и порядке. Производственные помещения и оборудование необходимо периодически очищать от пыли и горючих отходов по установленному графику. Производственные помещения должны быть снабжены аптечками с набором медикаментов.

Полы производственных помещений следует убирать по мере необходимости, но не реже одного раза в смену. Не допускается использование легковоспламеняющихся жидкостей для мытья полов. Разлитые нефтепродукты следует смывать водой в канализационные лотки.

В помещениях, где возможно выделение газа, необходимо периодически (по графику) проверять концентрацию вредных газов в воздухе рабочей

зоны. В этих помещениях должны быть вывешены таблички с соответствующими предупредительными надписями.

В производственных помещениях запрещается: развешивать для просушки одежду, а также класть какие-либо горючие материалы на поверхности трубопроводов и оборудования; хранить материалы, различные предметы, ненужные для целей производства.

Отопление и вентиляция

Отопление и вентиляция производственных и бытовых зданий и помещений должны соответствовать строительным нормам и правилам, нормам технологического проектирования.

Для обогрева помещений применяют централизованные и местные системы отопления. В качестве теплоносителя используются горячая вода, пар и нагретый воздух.

Производственные помещения нефтебазы должны быть оснащены вентиляцией для создания в зоне пребывания работающих воздушной среды, соответствующей требованиям санитарных норм.

Работа во взрывоопасных помещениях без включенной вентиляции запрещается.

Система приточной и вытяжной вентиляции производственных помещений должна обеспечивать необходимый воздухообмен.

Хранение в вентиляционных камерах каких-либо материалов и оборудования не допускается.

Включение вентиляции должно быть дистанционным (автоматическим) или местным (вне помещения).

Водоснабжение и канализация

Водопровод и канализация нефтебазы должны соответствовать нормам проектирования СНиП 2.04.01-85. Каждая нефтебаза и АЗС должны иметь

разрешение на спецводопользование. Качество питьевой воды для хозяйственно-питьевых нужд должно соответствовать ГОСТ 2874.

Сосуды (бачки) для питьевой воды следует изготавливать из оцинкованной стали или других материалов, легко очищаемых и дезинфицируемых.

Прокладка трубопроводов производственной канализации внутри обвалования резервуарных парков должна быть подземной, закрытой.

Для дождевой канализации допускается устройство лотков, перекрытых съемными плитами и решетками. Не допускается присоединение бытовой канализации к производственной. Эксплуатация нефтебаз и АЗС без системы сбора и очистки сточных вод не допускается. Не допускается эксплуатация канализационной системы при неисправных очистных сооружениях.

8.3. Требования безопасности при эксплуатации основных сооружений, устройств и оборудования нефтебаз и АЗС

Эксплуатация резервуарных парков и отдельных резервуаров должна осуществляться в соответствии с Правилами технической эксплуатации резервуаров и руководством по их ремонту и Правилами технической эксплуатации нефтебаз. Запрещается эксплуатация резервуаров, давших осадку, имеющих не герметичность, а также с неисправностями оборудования. Проведение временных огневых работ на действующих резервуарах без применения мер, исключаяющих возникновение пожара (взрыва) запрещается.

Для входа на территорию резервуарного парка по обе стороны обвалования должны быть установлены лестницы-переходы с перилами: для отдельно стоящего резервуара - не менее двух, для группы резервуаров - не менее четырех. Переходы должны устанавливаться по наиболее удобным для работников маршрутам и местам. Переход через обвалование в неустановленных местах запрещается. Не допускается пребывание на

территории резервуарных парков лиц, не имеющих непосредственного отношения к обслуживанию резервуаров, оборудования и к их ремонту.

Запрещается въезд на территорию резервуарных парков автомобилей, тракторов, мотоциклов и другого транспорта, не оборудованного специальными искрогасителями.

Ямы и траншеи, вырытые для проведения ремонтных работ внутри обвалования, по окончании этих работ должны быть засыпаны и спланированы. При длительных перерывах в работах (выходные и праздничные дни) должны устраиваться временные ограждения.

В случае, когда наличие углублений (ямы, котлованы, канавы) на территории резервуарного парка вызвано технической необходимостью, следует оградить их ограждениями высотой не менее 0,7 м с установкой предупредительных знаков.

При каких-либо работах на территории резервуарного парка не допускается нарушение целостности обвалования. На территории резервуарного парка, а также в местах возможного скопления взрывоопасных паров и газов (траншеях, колодцах канализации и т.п.) запрещается применение открытых источников огня (спичек, факелов, свечей и керосиновых фонарей). Для местного освещения следует применять аккумуляторные фонари во взрывобезопасном исполнении, включение и выключение которых должно производиться вне взрывоопасных зон.

Производство работ по монтажу и наладке электротехнических устройств (электрооборудования, электрических сетей и проводки, электроосвещения, заземляющих устройств) необходимо производить в соответствии с ПУЭ и СНиП 3.05.06-85.

По краю крыши резервуара в обе стороны от лестницы по всему периметру резервуара должны быть установлены перила высотой 1,0 м, примыкающие к перилам лестницы. Площадка для обслуживания оборудования на кровле резервуара должна жестко соединяться с верхней

площадкой маршевой лестницы. Применение для площадок настила из досок запрещается.

Лестницы и их перила необходимо содержать в чистоте, очищать от грязи, снега и льда с соблюдением правил безопасности, установленных для работы на высоте. Не допускается протирать лестницы и перила промасленными тряпками. Не допускается использовать в работе неисправные лестницы.

Очистку от снега металлических люков колодцев, резервуарных лестниц и крыш резервуаров допускается производить только деревянными лопатами. Не допускается засорять территорию резервуарного парка промасленными тряпками и другими материалами; они должны собираться в предназначенные для этой цели ящики с крышками.

Бросать в люк резервуара какие-либо предметы (деревянные пробки, палки и др.) запрещается из-за возможности скапливания на этих предметах зарядов статического электричества и его разряда при соприкосновении предметов со стенкой резервуара. Запрещается эксплуатация резервуара при наличии внутри него посторонних предметов.

Запрещается сбрасывать с резервуара на землю лот, рулетку, инструмент или другие предметы.

Отбор проб и измерение уровня нефтепродукта в резервуаре. Отбор проб нефтепродуктов из резервуаров следует производить в соответствии с требованиями ГОСТ 2517 с помощью стационарных или переносных пробоотборников.

Отверстие в люке резервуара для измерения уровня нефтепродукта должно иметь по всему внутреннему периметру кольцо из не искрящего материала с канавкой для движения измерительной ленты.

При открывании крышки люка резервуара (за ручку или скобку) для отбора пробы или измерения уровня нефтепродукта следует находиться с наветренной стороны люка. Заглядывать или низко наклоняться к горловине

открытого люка не допускается во избежание отравления парами нефтепродукта.

При измерении уровня или отбора пробы нефтепродукта необходимо обращать внимание на исправность люков и оборудования резервуара. О замеченных неисправностях следует доложить старшему по смене.

Пробоотборник должен иметь покрытие или быть изготовлен из материала, не дающего искру при ударе. Пробоотборник должен быть снабжен приваренным к его корпусу токопроводящим медным тросиком.

Перед отбором пробы пробоотборник должен быть надежно заземлен путем подсоединения медного тросика к клеммному зажиму, располагаемому преимущественно на перильном ограждении крыши резервуара. Целостность тросика должна проверяться перед каждым использованием пробоотборника.

Отбирать пробы нефтепродуктов во время заполнения или опорожнения резервуара не допускается.

Пробу нефтепродукта из резервуара следует отбирать не ранее, чем через 2 часа после окончания его заполнения.

Измерение уровня нефтепродукта должно производиться аккуратно с целью избежания искрения, ударов лотом о края замерного люка, а также трения измерительной ленты о стенки направляющей трубы. Обтирать ленту рулетки следует хлопчатобумажной ветошью. Использование для этой цели шерстяной или шелковой ветоши запрещается.

Крышка люка после отбора пробы и измерения уровня нефтепродукта должна закрываться осторожно, без падения и удара ее о горловину люка.

При разливе нефтепродукта на крыше резервуара при измерении уровня или отборе пробы все пятна нефтепродукта должны быть убраны, а крышка резервуара насухо вытерта. Оставлять на крышке резервуара ветошь, паклю, бутылки или другие какие-либо предметы, не допускается.

При отборе проб в неосвещенных местах для освещения должны применяться переносные светильники во взрывозащищенном исполнении

напряжением не более 12 В. Переносные светильники следует выключать и включать за земляным валом или ограждением резервуарного парка.

Переносить пробы нефтепродуктов от места отбора в лабораторию следует в специальных тканевых сумках, надеваемых через плечо, для обеспечения и безопасного спуска с резервуара.

Насосные станции

Общие требования безопасности, связанные с размещением насосного оборудования, и санитарные нормы помещений насосных станций должны соответствовать СНиП 2.11.03-93 и СНиП 2.04.05-91.

Стены насосных должны быть побелены, а стены насосных для перекачки этилированного бензина покрыты масляной краской, допускающей очистку и промывку.

Полы насосных должны быть выполнены из огнестойких материалов, не пропускающих и не впитывающих нефтепродукты.

Полы и лотки должны содержаться в чистоте; пролитые нефтепродукты с них следует удалять.

Двери и окна в насосной рекомендуется делать открывающимися наружу. Устройство порогов в дверных проемах не допускается.

Световые проемы не должны загромождаться, стекла окон и фонарей необходимо очищать по мере загрязнения. Двери заглубленной насосной станции должны быть сблокированы с пусковым устройством вентиляционной установки, которая в момент открытия двери включается автоматически.

В помещении насосной трубопроводы укладываются в каналы, перекрытые рифлеными металлическими сланями. Слани должны иметь ручки для подъема; ручки сланей должны быть западающими.

Места прохода труб через внутренние стены насосной должны иметь уплотнительные устройства.

Запорные, отсекающие и предохранительные устройства, останавливаемые на нагнетательном и всасывающем трубопроводах насоса или компрессора, должны быть максимально приближены к насосу (компрессору) и находиться в удобной и безопасной для обслуживания зоне.

Расстояние между выступающими частями соседних насосов, а также между ними и стенами помещений должны быть не менее 1 м; между рядами насосов при двухрядном расположении их - не менее 2 м. Выступающие части насосов, трубопроводов и другого оборудования должны быть расположены не ближе 1 м от дверей.

Все движущиеся части насосного оборудования должны быть снабжены металлическими защитными ограждениями в соответствии с ГОСТ 12.2.044 и ГОСТ 12.2.061.

При установке ограждения на расстоянии менее 350 мм от движущихся частей оборудования оно должно быть сплошным или сетчатым в металлической оправе. При использовании сетчатых ограждений диаметр проволоки сетки должен быть не менее 2 мм. Размеры отверстий сетки должны соответствовать указанным в ГОСТ 12.2.044. При ограждении в виде перил их высота определяется размерами движущихся частей, но должна быть не менее 1250 мм.

Ограждения оборудования, подлежащего частому осмотру, должны быть быстроразъемными или откидывающимися. Конструкция ограждений должна исключать снятие или открывание их без специального ключа.

Поверхность оборудования и трубопроводов при температуре выше 45° С должна иметь ограждения или несгораемую теплоизоляцию на участках возможного соприкосновения с ней работников.

Основное и вспомогательное оборудование, установленное в насосной станции, должно иметь порядковый стационарный номер в соответствии с технологической схемой. Номера должны быть нанесены на видном месте белой краской. При наличии промежуточной стены между двигателем и

насосом номера наносят на насос и двигатель, а при совмещенном монтаже насосного агрегата в одном зале - только на двигатель.

Основное и вспомогательное оборудование насосной, а также системы водоснабжения, вентиляции, воздухообеспечения, топливоснабжения и пожаротушения должны иметь отличительную краску. На трубопроводах рекомендуется указывать их назначение и направление движения перекачиваемого нефтепродукта.

На двигателе, насосе должны быть стрелки, указывающие направление вращения, а на пусковом устройстве - надписи: символы «ПУСК» и «СТОП».

Органы управления должны иметь четкие поясняющие надписи; символы органов управления должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.4.040.

Опознавательная окраска и предупредительные знаки трубопроводов должны соответствовать ГОСТ 14202. Сигнальные цвета и знаки безопасности, наносимые на оборудование и ограждения, должны соответствовать ГОСТ 12.4.026.

Кнопки и переключатели должны быть изготовлены во взрывозащищенном и влагонепроницаемом исполнении. Толкатели кнопок должны выполняться заподлицо с панелью. Кнопка «ПУСК» должна быть утоплена на 3-5 мм от поверхности. Аварийная кнопка «СТОП» должна иметь грибовидную форму, увеличенный размер и выступать над панелью.

На всасывающем и нагнетательном трубопроводах насосной, а также на каждом насосном агрегате должны быть установлены манометры. Эксплуатация насосов без манометров или с неисправными манометрами запрещается.

В насосном агрегате должно быть предусмотрено устройство для присоединения заземления, над которым должен быть нанесен знак заземления по ГОСТ 21130.

Насосные станции должны быть оборудованы принудительной приточно-вытяжной и аварийной вентиляцией, стационарными средствами

пожаротушения, а также стационарными или переносными грузоподъемными устройствами. Запрещается пускать в работу насосные агрегаты при выключенной вентиляции.

В насосных допускается хранение смазочных материалов только в металлических емкостях не более суточной потребности.

Помещения насосных станций должны быть оснащены газоанализаторами взрывоопасных концентраций, а при их отсутствии должен быть установлен порядок отбора и контроля проб.

Обтирочный материал следует собирать в металлические ящики с крышкой с последующей регенерацией его или ликвидацией. Длительное хранение промасленного материала не допускается.

Хранение легковоспламеняющихся жидкостей в насосных не допускается.

Не допускается загромождать проходы между насосами материалами, оборудованием или какими-либо предметами.

Особый контроль при работе насосов необходимо обеспечивать за подшипниками и сальниками. Подшипники должны иметь достаточное количество смазки. Перегрев подшипников выше 60° С не допускается.

Не допускается охлаждение подшипников или вала холодной водой, льдом и т.п. Температуру подшипников и сальников контролировать не реже одного раза в час.

Не допускается помещать на горячие части насосов и трубопроводов обтирочный материал или какие-либо предметы, прочитанные нефтепродуктами.

При эксплуатации насосных должен быть установлен надзор за герметичностью насосов и трубопроводов. Подтекание нефтепродуктов через торцовые и сальниковые уплотнения насосов выше допустимых нормативов, установленных заводом-изготовителем, должно немедленно устраняться.

Все текущие части насоса должны регулярно смазываться. При смазке не должно быть растекания и разбрызгивания смазочных материалов.

В случае обнаружения нарушений в режиме работы насоса (шум, повышенная вибрация, перегрев подшипников, подтекание сальников, трещины и дефекты отдельных частей и т.п.) насос должен быть остановлен.

До выяснения и устранения неисправностей работа насоса запрещается.

При отсутствии средств автоматического контроля оставлять работающий насос без присмотра не допускается.

При внезапном прекращении подачи электроэнергии следует немедленно отключить электродвигатель от сети.

В помещении насосной станции запрещается пользоваться открытым огнем. В качестве переносного освещения разрешается применять аккумуляторные фонари во взрывозащищенном исполнении, включать и выключать которые необходимо вне помещения насосной станции на расстоянии не менее 20 м.

На каждой насосной станции необходимо постоянно иметь комплект аварийного инструмента, запас аккумуляторных фонарей, которые должны храниться в специальных шкафах в операторной.

В насосных, перекачивающих этилированный бензин, устраиваются местные отсосы от сальников насосов; при невозможности устройства местных отсосов от сальников рекомендуется устройство механической вытяжки из нижней зоны.

Насосы и трубопроводы для перекачки этилированного бензина необходимо выделять, окрашивая их в отличительные цвета по ГОСТ 14202.

В насосном помещении, где установлен насос для перекачки этилированного бензина, в закрытых ящиках всегда должен находиться запас чистого песка, опилок, обтирочных материалов, а также бачок с керосином для мытья рук и деталей и запас дихлорамина или хлорной извести. Запас этих средств должен составлять: чистого песка (опилок) 1-2 м³ на 50 м² площади пола; дихлорамина (хлорной извести) 5-10 кг на 50 м² площади пола. Песок применяется для ликвидации очагов загорания, опилки - для устранения разлива нефтепродуктов.

Полы и стены насосных, где производятся работы с этилированным бензином, должны ежедневно после работы протираться керосином или 1,5% раствором дихлорамина в керосине. Инструменты и оборудование следует протирать сначала тряпками, смоченными в керосине, а затем сухими тряпками или ветошью.

Технологические трубопроводы

Общие требования безопасности, связанные с сооружением и размещением технологических трубопроводов, оборудования, запорной арматуры, должны соответствовать СНиП 3.05.05-84. Технологические трубопроводы (детали и арматура) подлежат проверке на герметичность и прочность в соответствии с требованиями СНиП 3.05.05-84.

На трубопроводы перекачивающих и наливных станций должна быть составлена технологическая схема расположения подземных и наземных трубопроводов и установленных на них запорных устройств. Изменять действующую схему расположения трубопроводов без разрешения главного инженера объединения не допускается. Насосы, применяемые для перекачки легковоспламеняющихся жидкостей, должны оснащаться: блокировками, исключающими пуск или прекращающими работу при отсутствии в его корпусе перекачиваемой жидкости или отклонениях верхнего и нижнего уровней жидкостей в приемной расходной емкостях от предельно-допустимых значений; средствами предупредительной сигнализации о нарушении параметров работы, влияющих на безопасность.

Трубопроводы взрывоопасных технологических систем не должны иметь фланцевых или других разъемных соединений. Кроме мест установки арматуры или присоединения аппаратов.

На нагнетательном трубопроводе центробежных насосов и компрессоров должна предусматриваться установка обратного клапана или другого устройства для предотвращения перемещения перекачиваемых жидкостей в обратном направлении и, при необходимости,

предохранительного устройства (клапана). На запорно-регулирующей аппаратуре должна быть нанесена операция, соответствующая исполнительным технологическим схемам. На запорной арматуре (задвижках, кранах), устанавливаемой на трубопроводах, должны быть указатели крайних положений.

За состоянием подвесок и опор трубопроводов, проложенных над землей, должен быть установлен надзор во избежание их опасного провисания и деформации, которые могут вызвать аварию.

В местах перехода работников через трубопроводы следует устраивать переходные площадки или мостики с перилами.

Лотки и траншеи должны быть покрыты плитами из негорючего материала.

Лотки, траншеи и колодцы на трубопроводах должны со держаться в чистоте и регулярно очищаться и промываться водой. Запорная арматура, расположенная в колодцах, камерах или траншеях (лотках), должна иметь приводы, позволяющие открывать (закрывать) ее без спуска работника в колодец или траншею (лоток).

Применять для открытия и закрытия трубопроводной арматуры ломы, трубы и т.п. запрещается.

При наличии на трубопроводах тупиковых участков за ними должен быть установлен систематический контроль. В зимний период года должны предусматриваться меры для предупреждения их замерзания.

Применение открытого огня (костров, факелов, паяльных ламп и т.п.) для обогрева трубопровода и арматуры не допускается. Обогревать можно только горячей водой, паром или нагретым песком, при этом обогреваемый участок должен быть отключен от действующих трубопроводов.

Чистка пробок, образовавшихся в трубопроводах, стальными прутками и другими приспособлениями, которые могут вызвать искрообразование от трения или ударов о трубу, не допускается.

Эксплуатация трубопроводов с использованием нестандартных соединительных деталей и арматуры не допускается.

Во взрывоопасных технологических системах применять гибкие шланги запрещается.

Во время перекачки нефтепродуктов проведение каких-либо работ по ремонту трубопроводов и их арматуры не допускается.

Трубопроводы для нефтепродуктов должны быть заземлены для отвода статического электричества. При отсутствии во фланцевых соединениях трубопроводов шайб из диэлектрических материалов и шайб, окрашенных неэлектропроводящими красками, надежное заземление трубопроводов обеспечивается их присоединением к заземленным резервуарам.

Железнодорожные эстакады

Общие требования безопасности, устанавливаемые при строительстве железнодорожных сливноналивных эстакад, должны соответствовать СНиП 2.11.03-93.

Расстояние от оси железнодорожного пути, по которому предусматривается движение локомотивов, до оси ближайшего пути со сливноналивной эстакадой должно быть не менее 20 м, если температура вспышки сливаемых или наливаемых нефтепродуктов 120° С и ниже и не менее 10 м, если температура вспышки выше 120° С. На железнодорожных путях сливноналивных эстакад, расположенных на электрифицированных железных дорогах, необходимо устанавливать два изолирующих стыка:

первый - за пределами фронта слива, второй - у стрелки тупика. Не допускается предусматривать железнодорожные пути со сливноналивной эстакады для сквозного проезда локомотивов. Подача маршрута с нефтепродуктами на эстакаду должна производиться только вагонами-цистернами вперед или при помощи обгонного пути, или с вытяжного пути. Заход локомотива на тупиковые пути эстакады не допускается.

По обе стороны от сливоналивных устройств или отдельно стоящих на железнодорожных путях стояков (на расстоянии двухосных или одного четырехосного вагонов) должны быть установлены сигнальные знаки - контрольные столбики, за которые запрещается заходить локомотивам.

К сливоналивным эстакадам должны быть предусмотрены пешеходные дорожки с твердым покрытием шириной не менее 0,75 м. Пешеходные дорожки следует предусматривать к торцам каждой эстакады, а в местах пересечения с железнодорожными вытями - сплошные настилы в уровень с головками рельсов.

Площадка (открытая или под навесом), занятая сливоналивной эстакадой или одиночными сливоналивными устройствами, должна иметь твердое водонепроницаемое покрытие, огражденное по периметру бортиком высотой 200 мм, и иметь уклон не менее 2% в сторону лотков, которые в свою очередь должны предусматриваться с уклоном 0,5% к сборным колодцам (приямкам), располагаемым на расстоянии не более 50 м. Эти лотки, как правило, должны располагаться с внешней стороны железнодорожных путей, выполняться из негорючих материалов и перекрываться съемными металлическими решетками.

Сливоналивные эстакады должны иметь лестницы из негорючих материалов, размещенные в торцах, а также по длине эстакад на расстоянии не более 100 м. Лестницы должны иметь ширину не менее 0,7 м предусматриваться с уклоном не более 45%. На эстакадах следует предусматривать площадки с перилами для обслуживания сливоналивных устройств. Лестницы, площадки обслуживания на эстакадах и эстакады должны иметь перила высотой 1 м со сплошной обшивкой.

Железнодорожные вагоны-цистерны под налив должны подаваться и выводиться плавно, без толчков и рывков.

Торможение железнодорожных вагонов-цистерн металлическими башмаками на территории железнодорожной сливо-наливной эстакады не

допускается. Для этой цели должны применяться только деревянные подкладки.

Откидные мостики сливноналивной эстакады должны иметь деревянные подушки с потайными болтами или резиновые подкладки.

Расстояние от площадки обслуживания эстакады до маховиков задвижек, рукояток кранов и подъемных механизмов наливных шлангов должно быть удобным для работы и составлять не более 1,5 м.

Освещение эстакад - прожекторное. Местное освещение допускается при условии применения взрывобезопасных аккумуляторных фонарей.

Стояки, рукава, сальники, фланцевые соединения трубопровода должны быть полностью герметичными, стояки должны быть пронумерованы.

Наливные шланги должны быть снабжены наконечниками из материалов, не вызывающих искр при ударе о горловину цистерны.

Не допускаются удары при открывании и закрывании крышек люков цистерн. Не разрешается производить сливноналивные операции с цистернами, облитыми нефтепродуктами и горючими жидкостями.

Крышки люков после сливноналивных операций и замера уровня нефтепродукта в вагоне-цистерне должны быть герметически закрыты.

При работах на эстакаде должен применяться инструмент, исключающий искрообразование. Во время наливных операций нельзя допускать переполнения цистерн.

Налив легковоспламеняющихся жидкостей в цистерны должен производиться равномерной струей под уровень жидкости.

На территории эстакады нельзя допускать разлива нефтепродуктов.

При открывании крышки люка цистерны с нефтепродуктом работник должен располагаться относительно люка с наветренной стороны.

Слив и налив железнодорожных цистерн, а также замер в них уровня нефтепродуктов на электрифицированных железнодорожных тупиках без отключения контактной сети запрещается. Отключение и включение

контактной сети производится соответствующей службой железной дороги по заявке предприятия.

Ремонт цистерн на территории сливноналивной эстакады запрещается.

Эстакада и ее территория должны содержаться в чистоте. Загромождение эстакады посторонними предметами запрещается.

Отогревать трубопроводы, задвижки и спусковые устройства открытым огнем запрещается; для этого должны применяться пар или горячая вода.

Во время налива вокруг эстакады в радиусе 100 м должны быть прекращены все ремонтные работы.

На территории эстакады запрещается:

производить профилактический ремонт и зачистку вагонов-цистерн;

применять фонари, переносные лампы общепромышленного изготовления;

производить слив-налив легковоспламеняющихся нефтепродуктов во время грозы; осуществлять налив нефтепродуктов в неисправные цистерны;

сбрасывать с эстакады и цистерны инструменты, детали и другие предметы.

Любое перемещение железнодорожных цистерн на эстакадах должно согласовываться с оператором участка (цеха) слива-налива нефтепродуктов с целью тщательного осмотра готовности цистерн к перемещению.

При гололедице площадки и лестницы необходимо очищать от снега и льда. Для налива этилированных бензинов должны быть выделены отдельные коллекторы и стояки; площадки, на которых расположены наливные устройства этилированных бензинов (отдельные стояки, эстакады), и железнодорожные пути должны быть бетонированными с цементной затиркой и иметь стоки в канализацию.

Отбирать пробу из железнодорожной цистерны допускается не ранее, чем через 10 минут после окончания ее заполнения.

Отбирать пробы этилированного бензина пробоотборщик должен в рукавицах из материала с пропиткой из маслобензостойкого состава по ГОСТ 12.4.010 и в защитной одежде по ГОСТ 12.4.111 и ГОСТ 12.4.112.

Пробу нефтепродукта пробоотборщик должен отбирать в присутствии наблюдающего (дублера).

Станции налива автоцистерн

Площадка, на которой расположена автоналивная эстакада, должна иметь твердое покрытие и обеспечивать беспрепятственный сток разлитого нефтепродукта в специальный сборник, а дождевых стоков - в канализацию.

Запрещается въезд на оперативную площадку неисправных автомобилей, а также их ремонт на этой площадке.

Водители автоцистерн должны быть проинструктированы (с записью в журнале и выдачей удостоверения) о требованиях охраны труда на территории нефтебаз и автоналивных эстакад.

Автоцистерны должны иметь металлическую заземлительную цепь с касанием ею земли по длине 100-200 мм.

Автоцистерны должны быть снабжены двумя огнетушителями, кошмой, песочницей с сухим песком и лопатой и иметь информационные таблицы системы информации об опасности (СИО).

Налив нефтепродуктов должен производиться при неработающем двигателе автомобиля.

Автоцистерны, предназначенные для перевозки легковоспламеняющихся нефтепродуктов, должны быть оборудованы заземляющими устройствами для присоединения к контуру заземления наливной эстакады. Конструкция заземлителей должна соответствовать ГОСТ 21130, а порядок заземления разделу 5 настоящих правил. Глушители автоцистерн должны быть оборудованы искрогасительными сетками и выведены вперед под двигатель или радиатор. Запрещается налив

автоцистерн без присоединения к заземляющему устройству, расположенному на площадке налива.

Оператор налива должен осуществлять контроль за процессом налива нефтепродукта в цистерну.

Если при наливке нефтепродукта в цистерну допущен его разлив, то запуск двигателя запрещается. В этом случае автоцистерна должна быть отбуксирована на безопасное расстояние с помощью троса или штанги.

По окончании налива наливные рукава из горловины автоцистерны выводят только после полного слива из них нефтепродукта.

Закрывать горловину автоцистерны крышкой следует осторожно, не допуская ударов.

При автоматической системе налива водитель должен выполнять действия, предусмотренные инструкцией для этой системы.

Автоналивные эстакады должны быть оборудованы специальными устройствами (светофорами, шлагбаумами и т.п.) для предотвращения выезда заполненных нефтепродуктами цистерн с опущенными в их горловины наливными устройствами.

Автоналивную эстакаду следует в зимнее время очищать от снега и посыпать песком. Наледи, образовавшиеся на оборудовании, площадках и металлоконструкциях, должны своевременно удаляться.

Разливочные и расфасовочные

Требования к устройству помещений, размещению резервуаров разливочных и расфасовочных на предприятиях должны соответствовать СНиП 2.11.03-93.

Устройства для налива и отпуска нефтепродуктов должны быть размещены в отдельных помещениях или на отдельных площадках.

Размещать их совместно с устройствами для налива и отпуска этилированного бензина запрещается.

Раздаточные резервуары единичным объемом от 25 до 100 м³, предназначенные для подогрева и выдачи масел, следует размещать так, чтобы торцы их располагались в помещении разливочной.

Резервуары для масел общей вместимостью не более 400 м³ допускается размещать в подвальных помещениях одноэтажных зданий разливочных и расфасовочных, а также под объединенными с ними в здании складскими помещениями для масел в таре. При этом указанное здание должно быть не ниже II степени огнестойкости, а выходы из подвального помещения должны в ести непосредственно наружу. Подвальные помещения не должны сообщаться с первым этажом.

Наливные краны должны иметь надписи с наименованием нефтепродукта. Под наливными кранами разливочной должен быть расположен лоток для отвода в сборник случайно пролитых нефтепродуктов.

Сборник для разлитого нефтепродукта должен располагаться вне помещения разливочной. Лотки и сборники необходимо очищать от загрязнений и промывать водой.

Если полы в разливочных выполнены из неэлектропроводных материалов, то на них должны быть уложены заземляющие металлические листы, на которые устанавливают тару при заполнении. Допускается осуществлять заземление бочек, бидонов и других передвижных сосудов путем присоединения их к заземляющему устройству медным тросиком с наконечником под болт, винт, шпильки.

Нефтепродукты в бочкотару должны отпускаться только работниками предприятия. Перед отпуском нефтепродуктов работник обязан осмотреть тару, предназначенную под налив. Наливать нефтепродукты в неисправную тару не допускается.

В помещении разливочной не допускается хранить пустую и заполненную тару, а также посторонние предметы и оборудование. В помещении разливочной должен быть предусмотрен главный проход шириной не менее 2 м. Загромождать проходы не допускается.

В помещении разливочной, где производится налив масел, количество упаковочного материала не должно превышать его суточной потребности, количество тары - сменной потребности для налива масел.

Выполнять работы, не связанные непосредственно с наливом нефтепродуктов в тару, в помещении разливочной не допускается.

Для налива этилированного бензина следует предусматривать отдельное помещение. Допускается налив всех нефтепродуктов в одном здании при условии отделения разливочных помещений для этилированного бензина от других помещений глухими стенками.

Тарные хранилища

Размещение тарных хранилищ и общие требования к ним должны соответствовать требованиям СНиП 2.11.03-93.

Виды тары для хранения и отпуска нефтепродуктов следует принимать по ГОСТ 1510.

Складские здания для нефтепродуктов в таре следует предусматривать:

для легковоспламеняющихся нефтепродуктов - одноэтажными; для горючих нефтепродуктов - не более трех этажей при степени огнестойкости I и II; двух этажей - при степени огнестойкости здания III.

Для хранения горючих нефтепродуктов в таре и дизтоплива допускается применять одноэтажные подземные сооружения. При хранении в закрытом складе легковоспламеняющихся нефтепродуктов не допускается хранение других веществ, могущих образовывать с ними взрывоопасные смеси.

Складские помещения для нефтепродуктов в таре допускается объединять в одном здании с разливочными и расфасовочными, а также с насосными и другими помещениями. Складские помещения должны быть отделены от других помещений противопожарными перегородками.

Дверные проемы в стенках складских зданий для нефтепродуктов в таре должны иметь размеры, обеспечивающие проезд средств механизации шириной не менее 2,1 м и высотой не менее 2,4 м. Двери рекомендуется

предусматривать самозакрывающимися. В дверных проемах следует предусматривать пороги (с пандусами) высотой 0,15 м.

Полы в складских зданиях для нефтепродуктов в таре должны быть из негорючих и невоспламеняющихся нефтепродукты материалов, а при хранении легковоспламеняющихся нефтепродуктов - из неискрящих материалов. Поверхность пола должна быть гладкой с уклоном для стока жидкости к приямкам.

При устройстве складских зданий и площадок под навесами для хранения нефтепродуктов в таре (бочках, канистрах, специальных контейнерах) при механизированной укладке тары следует принимать:

высоту стеллажей или штабелей поддонов - не более 5,5 м; размещение тары на каждом ярусе стеллажа - в один ряд по высоте и в два по ширине;

ширину штабеля - из условия размещения не более четырех поддонов;

ширину проездов между стеллажами и штабелями - в зависимости от габаритов применяемых средств механизации, но не менее 1,4 м; проходы между стеллажами и штабелями - шириной 1 м; расстояние от верха бочек до потолка - не менее 1 м; расстояние от стены до штабеля - 0,8 м.

При устройстве открытых площадок для хранения нефтепродуктов в таре следует принимать: количество штабелей тары - не более шести;

размеры штабеля не более: длина 25 м, ширина 15 м, высота 5,5 м;

укладку тары и поддонов в штабеле - в два ряда; расстояние между штабелями на площадке - 5 м, а между штабелями соседних площадок - 15 м.

У площадок (открытых и под навесом) для хранения нефтепродуктов в таре по периметру должно предусматриваться замкнутое обвалование или ограждающая стенка из негорючих материалов высотой 0,5 м. В местах прохода или проезда на площадку должны предусматриваться пандусы.

Погрузку, разгрузку, укладку и транспортировку заполненной тары рекомендуется механизировать. Там, где механизация отсутствует, скатывать и накатывать бочки на транспортные средства следует по деревянным

накатам, снабженным на концах металлическими полукольцевыми захватами.

Во избежание раскатывания бочек, установленных на стеллажах и транспортных средствах, крайние бочки каждого ряда необходимо укреплять подкладками.

Скатывание и накатывание бочки по накатам должны проводить двое рабочих. Находиться между накатами запрещается.

При перекачивании бочек по ровной поверхности рабочие должны находиться позади этих бочек.

Укладка бочек, заполненных нефтепродуктами с температурой вспышки паров 28° С и ниже, допускается только в один ряд, укладка бочек с прочими нефтепродуктами - не более чем в два ряда.

Бочки с нефтепродуктами следует укладывать пробками вверх. На пробки металлической тары должны быть установлены прокладки. Открывать и закрывать пробки необходимо с помощью специальных ключей. Применять молотки и зубила для открывания пробок запрещается.

В тарных хранилищах запрещается переливать и затаривать нефтепродукты в мелкую тару, а также хранить укупорочный материал, порожнюю тару и другие предметы.

Легковоспламеняющиеся нефтепродукты разрешается хранить в тарных складах только в металлической таре.

На участках отпуска нефтепродуктов должны быть предусмотрены запас песка и средства для ликвидации случайных разливов нефтепродуктов и зачистки загрязненных мест.

При наличии течи из тары или разлива нефтепродукта эксплуатация склада должна быть приостановлена до полной уборки нефтепродукта и снижения загазованности до ПДК. Неисправная тара должна быть освобождена от нефтепродукта.

Автозаправочные станции

Автозаправочные станции (АЗС) должны эксплуатироваться в соответствии с Правилами технической эксплуатации стационарных, контейнерных и передвижных АЗС.

Территория АЗС должна соответствовать проекту и нормативным документам, утвержденным в установленном порядке, и разделу 2 применительно к АЗС.

Здания и сооружения АЗС должны быть защищены от прямых ударов молнии, электростатической, электромагнитной индукции, заноса высоких потенциалов в соответствии с РД 34.21.122-87 и Правилами защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности.

Вырытые на территории АЗС для технических целей траншеи и ямы должны быть ограждены и обозначены предупредительными знаками, а по окончании работ - немедленно засыпаны.

Присоединительные сливные устройства резервуаров АЗС и наконечники рукавов автоцистерн должны быть изготовлены из неискрящих при ударе материалов или иметь покрытия из таких материалов.

Сливные рукава должны быть маслобензостойкими и токопроводящими. Нетокопроводящие рукава должны иметь устройства для отвода статического электричества.

Автоцистерна должна быть оборудована расположенным сзади кронштейном для крепления информационных таблиц системы информации об опасности.

Перед сливом нефтепродукта автопоезд следует устанавливать по ходу движения автотранспорта. Для него должен быть обеспечен свободный выезд с территории АЗС в случае аварийной ситуации.

Слив нефтепродуктов в резервуары АЗС должен быть герметизированным. Слив падающей струей не допускается.

Открывать и закрывать крышки люков и колодцев резервуаров следует плавно, без ударов, во избежание искрообразования.

Работники, открывающие люки автомобильных цистерн, резервуаров и колодцев или заправляющие в них приемные рукава, должны находиться с наветренной стороны во избежание вдыхания паров нефтепродуктов.

Во время слива не допускается движение автотранспорта на расстоянии ближе 3 метров от люков резервуаров АЗС.

Весь процесс слива нефтепродукта в резервуар АЗС из автоцистерны должен производиться в присутствии водителя автоцистерны и оператора АЗС, который должен следить за герметичностью сливного устройства и контролировать слив по уровнемеру. При обнаружении утечки нефтепродукта оператор должен немедленно прекратить слив.

Автоцистерны должны иметь устройства для отвода статического электричества при их наливке, сливе и в движении.

На автоцистерне должна быть табличка с надписью «При наливке и сливе топлива автоцистерна должна быть заземлена».

Автоцистерна при сливе нефтепродукта должна присоединяться к заземляющему устройству на площадке АЗС с помощью гибкого заземляющего проводника, соединенного с ее корпусом. Заземляющие зажимы должны соответствовать требованиям ГОСТ 21130. Не допускается использование для заземления болтов, шпилек, винтов, выполняющих роль крепежных деталей. Заземляющий проводник сначала присоединяют к корпусу цистерны, а затем - к заземляющему устройству. Не допускается подсоединять заземляющие проводники к окрашенным загрязненным металлическим частям автоцистерн. Каждая цистерна автопоезда должна быть заземлена отдельно от полного слива из нее нефтепродукта.

Снимается заземление после отсоединения шлангов от сливных устройств резервуара, сначала - от заземляющего устройства, а затем - с корпуса цистерны.

Электрооборудование колонок, расположенное в зоне 3 м вокруг колонки, должно иметь взрывозащищенное исполнение.

При заправке автотранспорта на АЗС должны соблюдаться следующие требования: мотоциклы, мотороллеры, мопеды необходимо перемещать к топливо- и смесераздаточным колонкам и от них вручную с заглушенным двигателем, пуск и остановка которого должны производиться на расстоянии не менее 15 м от колонок; все операции при заправке автотранспорта должны производиться только в присутствии водителя и при заглушенном двигателе.

Разрешается заправка автомобильного транспорта с работающим двигателем только в условиях низких температур, когда запуск заглушенного двигателя может быть затруднен; облитые нефтепродуктом места автоцистерны до пуска двигателя водители обязаны протереть насухо. Пролитые нефтепродукты должны быть засыпаны песком, а пропитанный ими песок должен вывозиться с территории автозаправочной станции в специально отведенные места; после заправки автотранспорта горючим водитель обязан установить раздаточный кран в колонку; расстояние между автомобилем, стоящим под заправкой, и следующим за ним, должно быть не менее 3 м, а между последующими автомобилями - не менее 1 м; при скоплении у АЗС автотранспорта необходимо следить за тем, чтобы выезд с АЗС был свободным, и была возможность маневрирования.

Заправка автомашин, груженых горючими или взрывоопасными грузами, производится на специально оборудованной площадке, расположенной на расстоянии не менее 25 м от территории АЗС, нефтепродуктами, полученными на АЗС в металлические канистры или с помощью ПАЗС, специально выделенной для этих целей.

В помещении АЗС запрещается использовать временную электропроводку, электроплитки, рефлекторы и другие электроприборы с открытыми нагревательными элементами, а также электронагревательные приборы не заводского изготовления.

Ремонт и техническое обслуживание электрооборудования АЗС должны производиться электромонтерами и электрослесарями, имеющими квалификацию не ниже III группы в соответствии с Правилами эксплуатации электроустановок потребителей и ПТБ при эксплуатации электроустановок потребителей.

На территории АЗС не допускается:

проводить без согласования с руководством нефтебазы, комбината или объединения какие-либо работы, не связанные с приемом или отпуском нефтепродуктов; курить и пользоваться открытым огнем;

мыть руки, стирать одежду и протирать полы помещения легковоспламеняющимися жидкостями; присутствие посторонних лиц, не связанных с заправкой или сливом нефтепродуктов и обслуживанием.

На АЗС запрещается: заправлять транспорт, водители которого находятся в нетрезвом состоянии; заправлять тракторы на резиновом ходу, у которых отсутствуют искрогасители, и гусеничные тракторы; заправлять автомобили, кроме легковых, в которых находятся пассажиры.

Облитуемую этилированным бензином одежду необходимо немедленно снять и отправить в стирку. Перед стиркой спецодежду необходимо проветрить на открытом воздухе не менее 2 ч.

На каждой АЗС должна быть аптечка с набором необходимых медикаментов для оказания первой помощи.

Эксплуатация передвижных автозаправочных станций (ПАЗС), контейнерных автозаправочных станций (КАЗС) и малогабаритных автозаправочных станций (МАЗС) должны производиться в соответствии с техническим паспортом и инструкцией по эксплуатации.

ПАЗС следует размещать на специально отведенных площадках.

КАЗС и МАЗС необходимо устанавливать на бетонированных площадках, бетонных плитах или на асфальтированных площадках, обеспечивающих сбор топлива с их поверхности при аварийных разливах.

На каждой ПАЗС должны быть нанесены несмываемой краской надписи «Передвижная АЗС» и «Огнеопасно».

Перед началом отпуска нефтепродуктов водителю-заправщику ПАЗС необходимо: установить ПАЗС на площадке, обеспечив надежное торможение автомобиля и прицепа; надежно заземлить ПАЗС; проконтролировать наличие и исправность первичных средств пожаротушения; проверить осмотром герметичность трубопроводов, шлангов, топливораздаточных агрегатов; подключить электропитание к внешней электросети или привести в рабочее состояние бензоэлектроагрегат.

В операторной КАЗС должно быть предусмотрено бытовое помещение.

При размещении одной или группы МАЗС на отдельно выделенной площадке, функционирующей как самостоятельная АЗС, дополнительно должна быть установлена операторная. Установка автозаправочного блочного пункта (АБП) в сельской местности при неполном рабочем дне (не более двух часов подряд) возможна без операторной.

Вывод

Глава содержит все законодательные основы, область применения, требования безопасности к территории и оборудованию при эксплуатации нефтебаз и автозаправочных станций.

Ключевые слова: регламент, требования безопасности, отопление, вентиляция, обслуживание.

Контрольные вопросы:

1. Область применения и распространения правил?
2. Какие требования к территории и оборудованию нефтебаз?
3. Какие требования безопасности при эксплуатации основных сооружений, устройств и оборудования нефтебаз и АЗС?

ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАДАЧИ

Практическое занятие № 1.

Расчет плотности и молярной массы нефтепродуктов

Плотность. Для нефти или нефтепродукта плотность является важнейшей физической величиной, определяемой отношением массы вещества к его объему. В качестве единица плотности в СИ применяют килограмм на кубический метр (кг/м^3) и дольные единицы. На практике чаще используют относительную плотность. Относительная плотность жидкого нефтепродукта – это безразмерная величина, представляющая собой отношение его истинной плотности к плотности дистиллированной воды, взятых при определенных температурах. При этом относительная плотность обозначается символом $\rho_{t_1}^{t_2}$, где t_1 – температура воды, °C (K), t_2 – температура нефтепродукта, °C (K). В Советском Союзе стандартными приняты температуры: для воды 4°C, для нефтепродукта 20°C (ρ_4^{20}). В США, Англии и некоторых других странах стандартные температуры для нефтепродукта и воды одинаковы – 15,6°C (ρ_{15}^{15}).

Известно, что плотность уменьшается с ростом температуры. Для большинства нефтей и нефтяных фракций эта зависимость носит линейный характер и определяется формулой Д.И.Менделеева.

$$\rho_4^t = \rho_4^{20} - \alpha(t - 20), \quad (1.1)$$

где ρ_4^t – относительная плотность при температуре t ; ρ_4^{20} – относительная плотность при 20°C; α – средняя температурная поправка относительной плотности на один градус.

Формула Д.И.Менделеева применима в сравнительно узком интервале температур от 0 до 50°C для нефтепродуктов, содержащих относительно небольшие количества твердых парафинов и ароматических углеводородов. Плотность жидких нефтепродуктов при высоких температурах можно

определить по графику (рис.1.1) и номограммам (прил.2 и 3). Указанные номограммы дают хорошие результаты при давлении до 1,5 Мпа.

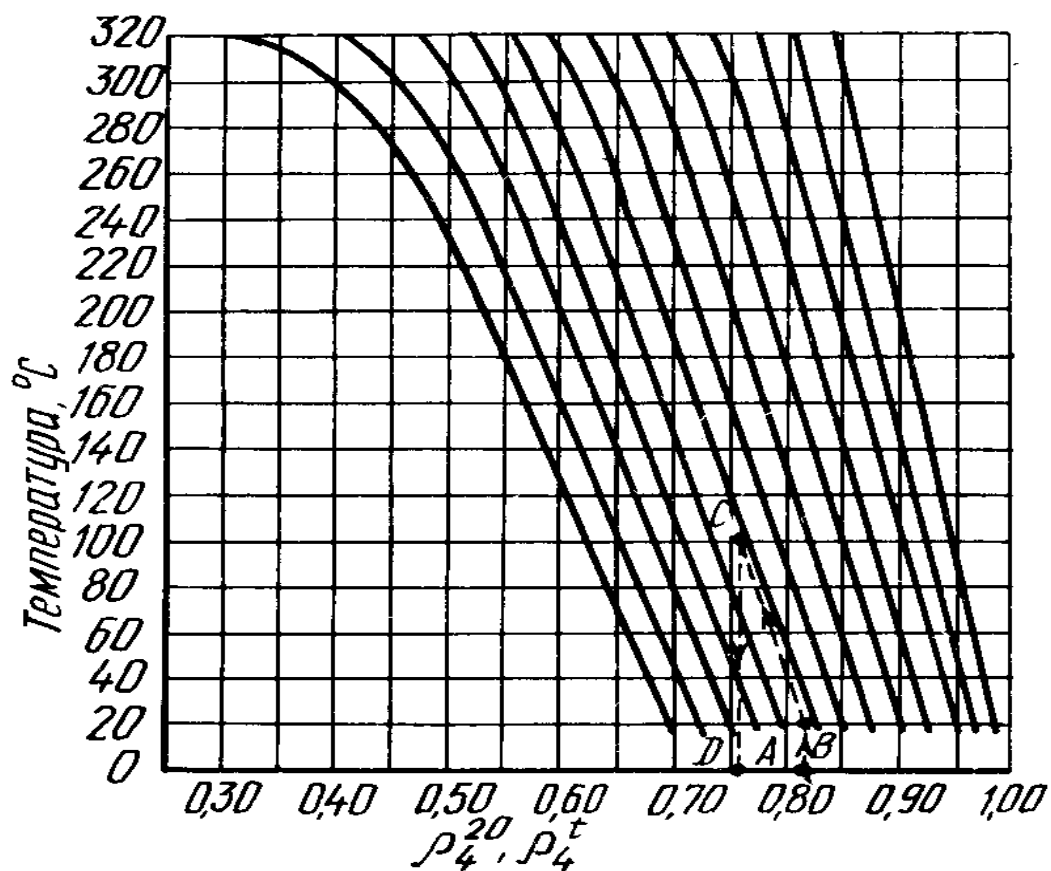


Рисунок-1.1. Зависимость относительной плотности жидких нефтепродуктов от температуры

Пример 1. Определить относительную плотность жидкой нефтяной фракции при 100°C, если ее $\rho_4^{20} = 0,811$.

Решение. Воспользуемся графиком (см. рис.1.1), который позволяет по известной плотности найти любую другую. На оси абсцисс отложим значение плотности 0,811. Из полученной точки *A* восставим перпендикуляр до пересечения с горизонталью, соответствующей температуре 20°C, при которой определена заданная плотность (точка *B*). Из точки *B* параллельно ближайшей наклонной кривой проводим линию до пересечения с горизонталью, соответствующей искомой температуре (точка *C*). Опустив из точки *C* перпендикуляр на ось абсцисс (точка *D*), находим требуемую плотность $\rho_4^{120} = 0,755$.

В некоторые формулы, применяемые в практических расчетах нефтезаводских процессов, входит значение плотности ρ_{15}^{15} . Пересчитать ее можно следующим образом:

$$\rho_4^{20} = \rho_{15}^{15} - 5\alpha. \quad (1.2)$$

Плотность является аддитивным свойством, поэтому при смешении различных нефтепродуктов смеси может быть легко определена. В зависимости от способа выражения состава смеси для расчета применяются следующие уравнения:

по заданным массам компонентов

$$\rho_{см} = \frac{m}{\Sigma(m_i / \rho_i)};$$

по массовым долям

$$\rho_{см} = \frac{1}{\Sigma(x_i / \rho_i)};$$

по объемным долям

$$\rho_{см} = \Sigma x_{V_i} \rho_i.$$

Если состав выражен в молярных долях, их следует вначале пересчитать в массовые доли и затем определить плотность смеси.

Молярная масса. В СИ необходимо четко различать безразмерную величину – молярную массу M с единицей СИ – килограмм на моль (кг/моль) и дольными единицами. Численные значения относительной молекулярной массы и молярной массы, выраженной в граммах на моль (килограммах на киломоль), совпадают. В нефтезаводских расчетах обычно используют единицу измерения молярной массы килограмм на киломоль (кг/кмоль).

Для нефти, нефтяных фракций и нефтепродуктов под понятием "молярная масса" подразумевается ее среднее значение, которое находится экспериментально или расчетом по эмпирическим зависимостям.

С повышением температуры кипения нефтяных фракций молярная масса растёт. Эта закономерность лежит в основе формулы Б.М.Воинова для определения молярной массы M нефтяной фракции.

Для парафиновых углеводородов и узких бензиновых фракций она записывается в виде

$$M = 60 + 0,3t_{\text{ср.м}} + 0,001t_{\text{ср.м}}^2$$

или

$$M = 52,63 - 0,246T_{\text{ср.м}} + 0,001T_{\text{ср.м}}^2.$$

Более точные результаты даёт эта формула с учетом характеризующего фактора K :

$$M = (7K - 21,5) + (0,76 - 0,04)t_{\text{ср.м}} + (0,0003K - 0,00245)t_{\text{ср.м}}^2$$

или

$$M = (40,28K - 411,6) + (2,0977 - 0,208K)T_{\text{ср.м}} + (0,0003K - 0,00245)T_{\text{ср.м}}^2 \quad (1.3)$$

По формуле (1.3) можно определить молярную массу фракций, выкипающих до 350°C со средней относительной ошибкой 5%.

Пример 2. В качестве сырья каталитического риформинга для получения ксилолов используется узкая бензиновая фракция $120-140^\circ\text{C}$ плотность $\rho_4^{20} = 0,7513$. Известно содержание (в молярных долях) в сырье 5-градусных фракций: $120-125^\circ\text{C} - 0,20$; $125-130^\circ\text{C} - 0,24$; $130-135^\circ\text{C} - 0,30$; $135-140^\circ\text{C} - 0,26$.

Найти среднюю молярную массу сырья.

Решение. Вначале определим средние арифметические температуры кипения 5-градусных фракций:

$$t_1 = \frac{120+125}{2} = 122,5^\circ\text{C}; \quad t_2 = \frac{120+130}{2} = 127,5^\circ\text{C}; \quad t_3 = 132,5^\circ\text{C}; \quad t_4 = 137,5^\circ\text{C}.$$

Найдем среднюю молярную температуру кипения сырья:

$$t_{\text{ср.м}} = \sum x_i t_i = 0,20 \cdot 122,5 + 0,24 \cdot 127,5 + 0,30 \cdot 132,5 + 0,26 \cdot 137,5 = 130,6^\circ\text{C}.$$

Пересчитаем ρ_4^{20} на ρ_{15}^{15} (формула 1.2):

$$\rho_{15}^{15} = 0,7513 + 5 \cdot 0,000831 = 0,7554.$$

Используя формулу (1.1), определим характеризующий фактор:

$$K = \frac{1,216\sqrt{130,6+273}}{0,7554} = 11,9.$$

Теперь можно подсчитать среднюю молярную массу сырья по формуле (1.3):

$$M = (7 \cdot 11,9 - 21,5)(0,76 - 0,04 \cdot 11,9)130,6 + (0,0003 \cdot 11,9 - 0,00245)(130,6)^2 = 117,99 \approx 118 \text{ кг} / \text{кмоль}.$$

Зависимость между молярной массой и плотностью выражает формула Крэга:

$$M = \frac{44,29\rho_{15}^{15}}{1,03 - \rho_{15}^{15}}. \quad (1.4)$$

Молярную массу смеси рассчитывают по правилу аддитивности исходя из известного состава и молярных масс компонентов,

$$M = \Sigma M_i x_i, \quad M = \frac{1}{\Sigma(x_i / M_i)}. \quad (1.5)$$

Пример 3. Смешали 27 кг масляной фракции I ($\rho_4^{20} = 0,8647$) и 63 кг масляной фракции II ($\rho_4^{20} = 0,8795$). Определить молярную массу смеси.

Решение. Найдем плотность ρ_{15}^{15} для фракции I:

$$\rho_{15}^{15} = 0,8647 + 5 \cdot 0,000686 = 0,8681,$$

для фракции II

$$\rho_{15}^{15} = 0,8795 + 5 \cdot 0,00067 = 0,8829.$$

По формуле (1.4) определим молярную массу каждой фракции:

$$M_1 = \frac{44,29 \cdot 0,8681}{1,03 - 0,8681} = 237,5 \text{ кг} / \text{кмоль}; \quad M_2 = \frac{44,29 \cdot 0,8829}{1,03 - 0,8829} = 265,8 \text{ кг} / \text{кмоль}.$$

Зная количество фракций, определим их массовые доли:

$$x_1 = \frac{27}{27 + 63} = 0,3; \quad x_2 = \frac{63}{27 + 63} = 0,7.$$

Молярная масса смеси

$$M = \frac{1}{\frac{0,3}{237,5} + \frac{0,7}{265,8}} = 256,6 \text{ Кг} / \text{кмоль}.$$

1. Нефть находится в резервуаре при температуре 12°C. Определить ее плотность (относительную) в данных условиях, если $\rho_4^{20} = 0,8675$.

2. При перекачке нефти по нефтепроводу ее температура изменяется от 8 до 15°C. Найти относительную плотность нефти в начальной и конечной точках транспортировки, если ее $\rho_4^{20} = 0,851$.

3. Нефть закачали в резервуар при температуре 15°C; плотность, определенная нефтенсиметром, составила 0,845. На следующий день температура нефти поднялась до 25°C. Определить ее плотность при этой температуре.

4. Дизельная фракция 180-230°C на выходе из холодильника атмосферно-вакуумной трубчатки (установка АВТ) имеет температуру 30°C. Найти ее относительную плотность при этой температуре, если $\rho_4^{20} = 0,8364$.

5. Плотность керосинового дистиллята (фракция 120-230°C) при температуре 27°C равна 805 кг/м³. Найти ρ_{15}^{15} .

6. Бензиновая фракция ($\rho_4^{20} = 0,7486$) нагревается в теплообменнике от 30 до 52°C. Определить изменение относительной плотности этой фракции.

7. В топливный бак автомобиля залили при температуре 5°C 30 л бензина А-76 ($\rho_4^{20} = 0,7650$). Определить массу заправленного в этих условиях бензина.

8. Средняя молярная температура кипения легкой нефтяной фракции равна 97°C, характеризующий фактор – 12,3. Определить ее относительную плотность ρ_4^{20} .

9. Температура 50%-го отгона нефтепродукта равна 145°C. Найти его ρ_{15}^{15} , если $K=11,3$.

10. Мазут выходит из колонны К-2 атмосферной трубчатки (установка АТ) с температурой 330°C. Определить его плотность при этой температуре, если известны $\rho_4^{20} = 0,961$ и $K=10,1$.

11 Дизельная фракция ($\rho_4^{20} = 0,845$, $K=11,3$) нагревается в промежуточном теплообменнике до 210°C . Найти ее плотность при этой температуре.

12. Для проведения испытаний приготовили пробу бензина, состоящего из 5 кг прямогонной бензиновой фракции ($\rho_4^{20} = 0,769$) и 15 кг бензина каталитического крекинга ($\rho_4^{20} = 0,7623$). Определить относительную плотность (ρ_4^{20}) полученной смеси.

13. Для получения товарного масла смешивают две масляные фракции в соотношении 1:3 (по объему). Их относительные плотности (ρ_4^{20}) равны соответственно 0,8793 и 0,8576. Найти ρ_4^{20} смеси.

14. Найти молярные массы прямогонных бензиновых фракций, если их средние температуры кипения $t_{ср.м}$ равны 115°C и 132°C .

15. Компонент дизельного топлива имеет среднюю молярную температуру кипения 274°C , его характеризующий фактор 10,8. Рассчитать молярную массу компонента.

16. Бензин-растворитель БР-1 "Галоша" характеризуется $t_{ср.м}=97^\circ\text{C}$ и $K=12,5$. Какова его молярная масса?

17. Плотность авиакеросина при 20°C составляет 776 кг/м^3 . Определить его среднюю молярную массу.

18. Для летнего дизельного топлива $\rho_4^{20} = 0,8546$. Какова его молярная масса?

19. Эталонная смесь приготовлена из изо-октана и н-гептана, взятых в отношении 9:1 по массам. Найти среднюю молярную массу смеси.

20. Проба товарного бензина состоит из следующих компонентов:

	Число молей	Молярная масса, кг/кмоль
Прямогонная фракция	21	108
Бензин каталитического крекинга	46	131
Алкилат	33	119

Определить среднюю молярную массу бензина.

Практическое занятие № 2.

Расчет вязкости нефтяных масел

Вязкость жидкости. Это свойство оказывать сопротивление движению. В нефтепереработке различают динамическую, кинематическую и условную вязкость.

Динамическая вязкость μ характеризует внутреннее трение жидкости и входит в известное уравнение Ньютона. Единица измерения динамической вязкости в СИ – паскаль на секунду (Па·с). В технологических расчетах чаще используется кинематическая вязкость ν , представляющая собой отношение динамической вязкости к плотности при одной и той же температуре: $\nu = \mu / \rho$. Единицей кинематической вязкости в СИ является квадратный метр на секунду ($\text{м}^2/\text{с}$). Дольная единица квадратный миллиметр на секунду ($\text{мм}^2/\text{с}$) соответствует одному сантистоксу. Для характеристики вязких нефтепродуктов иногда применяют условную вязкость (ВУ). Она выражается отношением времени истечения 200 мл нефтепродукта из стандартного вискозиметра при температуре испытания к времени истечения такого же количества дистиллированной воды при 20°C. Условная вязкость измеряется в градусах ВУ – °ВУ. Пересчет условной вязкости к кинематическую осуществляют по прил.1.

Вязкость нефти и нефтепродуктов уменьшается с повышением температуры. При необходимости вязкость несложно пересчитать с одной температуры на другую с помощью номограммы. Номограмма дает возможность по двум известным величинам вязкости при любых температурах методом интер- или экстраполяции найти вязкость того же нефтепродукта для заданной температуры.

Пример 1. Условная вязкость масляной фракции при 100 и 50°C равна соответственно 2,6 и 20°ВУ. Найти ее условную вязкость при 70°C.

Решение. Для нахождения неизвестной вязкости воспользуемся номограммой (прил.10). На координатной сетке номограммы обозначим две точки с координатами 100°C , $2,6^{\circ}\text{ВУ}$ и 20°C , 20°ВУ . Через найденные точки A и B проведем прямую. Отметим точку C , где прямая пересечет вертикаль, соответствующую 70°C . Проецируя точку C на ось ординат, получим значение условной вязкости при 70°C : $\text{ВУ}_{70}=7,1$.

Качество масел зависит от степени изменения вязкости с повышением температуры. Оценка вязкостно-температурных свойств производится по показателю, который называют *индексом вязкости* – ИВ. Индекс вязкости определяется по номограмме по известным значениям кинематической вязкости при двух температурах (обычно 50 и 100°C). С улучшением качества масла его индекс вязкости возрастает.

Пример 2. Вязкость моторного масла при 100°C составляет $10,5 \text{ мм}^2/\text{с}$, а при 50°C – $59 \text{ мм}^2/\text{с}$. Определить индекс вязкости масла.

Решение. На ординатных осях вязкости и температуры отметим точки, соответствующие величинам $\nu_{50}=10,5 \text{ мм}^2/\text{с}$ и $t=100^{\circ}\text{C}$, и проведем через них прямую линию. Вторую линию проведем через две другие точки: $\nu_{50}=59 \text{ мм}^2/\text{с}$ и $t=50^{\circ}\text{C}$. Точка пересечения двух прямых будет находиться на кривой, обозначенной 100. Следовательно, индекс вязкости масла равен 100 (ИВ=100).

С повышением давления вязкость нефтепродуктов возрастает, хотя и не столь значительно, как с ростом температуры. Для расчетов можно принять, что до 4 МПа вязкость нефтепродуктов не зависит от давления.

Вязкость смесей жидкостей не может быть определена по правилу аддитивности, поэтому при смешении двух или более нефтепродуктов вязкость полученной смеси целесообразно определять экспериментально. Однако для приближенной оценки иногда пользуются эмпирическими формулами или номограммами, разработанными на их основе. Наиболее часто применяют номограмму, которая позволяет определить вязкость смеси

двух нефтепродуктов, взятых в известных соотношениях, или, наоборот, найти соотношение компонентов для получения продукта заданной вязкости. На номограмме для удобства отложены значения вязкости в квадратных миллиметрах на секунду ($\text{мм}^2/\text{с}$) и $^\circ\text{ВУ}$, причем правая ось ординат предназначена для менее вязкого компонента A , левая – для более вязкого компонента B . Следует иметь в виду, что надежность результатов возрастает при работе со смесями, приготовленными из близких по вязкостным свойствам компонентов.

Пример 3. Смесь составлена из компонентов A ($\nu_{50}=12,5 \text{ мм}^2/\text{с}$) и B ($\nu_{50}=60 \text{ мм}^2/\text{с}$). Определить: а) вязкость смеси, состоящей из 40% компонента A и 60% компонента B (по объему); б) соотношение в смеси компонентов A и B , при котором кинематическая вязкость $\nu_{50}=39 \text{ мм}^2/\text{с}$.

Решение. На координатных осях номограммы, соответствующих 100% компонента A и 100% компонента B , отложим значения вязкости 12,5 и 60 $\text{мм}^2/\text{с}$ и соединим полученные точки m и n прямой линией. Прямая mn характеризует вязкость смеси в зависимости от соотношения компонентов. Для ответа на первый вопрос из точки на оси абсцисс, отвечающей составу смеси (40% A и 60% B), восставим перпендикуляр до пересечения с прямой mn . Ордината точки пересечения даст значение кинематической вязкости данной смеси $\nu_{50}=29,5 \text{ мм}^2/\text{с}$ (на номограмме – сплошная линия). Ответ на другой вопрос находится следующим образом. На оси ординат определяем точку с кинематической вязкостью $\nu_{50}=39 \text{ мм}^2/\text{с}$ и через прямую mn проецируем ее на ось абсцисс. Получаем соотношение компонентов A – 25% и B – 75% (пунктирная линия).

ЗАДАЧИ

1. Кинематическая вязкость нефти Крукского месторождения $\nu_{20}=15,9 \text{ мм}^2/\text{с}$. Определить ее условную и динамическую вязкости при той же температуре, если $\rho_4^{20}=0,8731$.

2. Фракция 240-350°C соболиной нефти имеет кинематическую вязкость $\nu_{20}=8,4 \text{ мм}^2/\text{с}$ и $\nu_{50}=3,6 \text{ мм}^2/\text{с}$. Найти кинематическую и условную вязкости этой фракции при 70°C.

3. Кинематическая вязкость компонента дизельного топлива при 20°C равна $5,6 \text{ мм}^2/\text{с}$, а при 50°C – $2,6 \text{ мм}^2/\text{с}$. Какой будет кинематическая вязкость при 0°C?

4. Легкий прямогонный масляный дистиллят характеризуется следующими вязкостными показателями: $\nu_{50}=14,5 \text{ мм}^2/\text{с}$ и $\nu_{100}=3,9 \text{ мм}^2/\text{с}$. Определить индекс вязкости дистиллята.

5. Фракция нафтенопарафиновых углеводородов, выделенная из масляного погона, имеет кинематическую вязкость $\nu_{50}=31 \text{ мм}^2/\text{с}$ и $\nu_{100}=7 \text{ мм}^2/\text{с}$. Каков индекс вязкости фракции?

6. Моторное масло с $\nu_{100}=8 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ и ИВ=95 эксплуатируется в двигателе автомобиля. Какова будет вязкость масла в момент запуска двигателя при температуре 10°C?

7. Для приготовления смеси взяты базовые масла М-8 ($\nu_{100}=8 \text{ мм}^2/\text{с}$) и М-14 ($\nu_{100}=14 \text{ мм}^2/\text{с}$). Найти вязкость смеси при той же температуре, если соотношение компонентов 1:1 по объему.

8. Смесь состоит из 70% масляной фракции I ($\nu_{50}=14,5 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$) и 30% масляной фракции II ($\nu_{50}=55 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$). Определить вязкость смеси при 50°C.

9. Приготовили смесь из 35% масляного погона I и 65% масляного погона II. Вязкость погона I $\nu_{50}=12,5 \text{ мм}^2/\text{с}$ и $\nu_{100}=3,5 \text{ мм}^2/\text{с}$, вязкость погона II $\nu_{40}=28,5 \text{ мм}^2/\text{с}$. Определить кинематическую вязкость смеси при 40°C.

10. Кинематическая вязкость смеси двух масляных дистиллятов $\nu_{50}=35 \text{ мм}^2/\text{с}$, вязкость каждого из них соответственно 20 и 45 $\text{мм}^2/\text{с}$. Каково соотношение между дистиллятами в смеси?

11. В каком соотношении нужно смешать масла условной вязкости $\text{ВУ}_{20}=16$ и $\text{ВУ}_{20}=7,5$, чтобы получить масло с вязкостью $\text{ВУ}_{20}=11$?

Практическое занятие № 3.

Расчет теплоемкости нефтепродуктов

Теплоемкость. К величинам, отражающим тепловые свойства нефтепродуктов, относятся теплоемкость, теплота испарения, энтальпия и некоторые другие.

Теплоемкость представляет собой отношение количества теплоты, переданной веществу, к соответствующему изменению его температуры. В зависимости от способа выражения состава вещества различают удельную, молярную и объемную теплоемкости. Чаще применяют удельную теплоемкость, единица ее измерения в СИ – джоуль на килограмм-кельвин (Дж/(кг·К)), допускаются также кратные единицы.

С повышением нагрева теплоемкость жидких нефтепродуктов возрастает, поэтому в нефтепереработке приняты истинная и средняя теплоемкости.

Истинная теплоемкость (c , кДж/(кг·К)) соответствует некоторой фиксированной температуре T и до 200°С определяется по формуле Крэга.

$$c = \frac{1}{\sqrt{\rho_{15}^{15}}} (0,762 + 0,004T). \quad (3.1)$$

Среднюю теплоемкость определяют не при фиксированной температуре, а в интервале температур нагревания или охлаждения, что в большей степени соответствует реальным условиям. Расчет средней теплоемкости производится по уравнению Фортча и Уитмена

$$c_{cp} = 1,444 + 0,00371t_{cp}(2,1 - \rho_{15}^{15}) \quad (3.2)$$

где t_{cp} – средняя арифметическая температура температурного интервала, °С.

Формулы (3.1) и (3.2) позволяют подсчитать теплоемкость жидких фракций. Теплоемкость паров нефтепродуктов определяется по другим формулам. Так, истинную теплоемкость паров парафинистых нефтепродуктов c_n можно рассчитать по уравнению Бальке

$$c_n = \frac{4 - \rho_{15}^{15}}{1541} (1,8T + 211). \quad (3.3)$$

Уравнение (3.3) применимо при температурах до 350°C и небольших давлениях.

Теплоемкости нефтяной фракции и находящихся над ней паров связаны между собой соотношением

$$c_n = c - \frac{0,3768}{\rho_{15}^{15}}. \quad (3.4)$$

Приблизленно теплоемкости жидких нефтепродуктов и их паров можно определить по номограмме.

Пример 1. Определить среднюю теплоемкость нефтяной фракции, плотность которой $\rho_4^{20} = 0,8119$, в температурном интервале от 90°C до 130°C.

Решение. Пересчитаем плотность

$$\rho_{15}^{15} = \rho_4^{20} + 5a = 0,8119 + 5 \cdot 0,000752 = 0,8157.$$

Среднюю теплоемкость определим по формуле (3.2):

$$c_{cp} = 1,444 + 0,00371 \cdot 105(2,1 - 0,8157) = 1,97 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{К)}.$$

Пример 2. Найти теплоемкости жидкого бензина ($\rho_{15}^{15} = 0,743$) и его паров при температуре 100°C.

Решение. Теплоемкость жидкой фазы найдем по формуле (3.1):

$$c = \frac{1}{\sqrt{0,743}} (0,762 + 0,0034 \cdot 37) = 2,35 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{К)}.$$

По формуле (3.3) определим теплоемкость паров:

$$c_n = \frac{4 - 0,743}{1541} (1,8 \cdot 373 + 211) = 1,86 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{К)}.$$

Теплоемкость смесей нефтепродуктов подсчитывается по правилу аддитивности: $c_{см} = c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_nx_n = \sum c_i x_i$.

Теплота испарения. Эта величина характеризует количество теплоты, поглощаемой жидкостью при переходе ее в насыщенный пар. Удельная

теплота испарения выражается в СИ в джоулях на килограмм или чаще в килоджоулях на килограмм.

Теплоту испарения индивидуальных углеводородов можно найти в литературе.

Для нефтяных фракций существуют различные и графические методы определения теплоты испарения. Для парафинистых низкокипящих нефтепродуктов применимо уравнение Крэга

$$L = \frac{1}{\rho_{15}^{15}} (354,1 - 0,3768 T_{\text{ср.м}}), \quad (3.4)$$

где L – удельная теплота испарения, кДж/кг.

Возможен расчет теплоты испарения по разности энтальпий паровой l_t^n и жидкой $l_t^{\text{жс}}$ фаз, взятых при одинаковой температуре и давлении:
 $L = l_t^n - l_t^{\text{жс}}$.

Пример 3. Определить теплоту испарения узкой бензиновой фракции 62-85°C, если ее плотность $\rho_{15}^{15} = 0,7056$ и средняя молярная температура кипения $t_{\text{ср.м}} = 74^\circ\text{C}$.

Решение. Расчет теплоты испарения ведем по формуле Крэга:

$$L = \frac{1}{0,7056} (354,1 - 0,3768 \cdot 347) = 16,5 \text{ кДж / кг}.$$

Энтальпия. Удельная энтальпия жидких нефтяных фракций выражает количество теплоты (в джоулях или килоджоулях), которое необходимо сообщить 1 кг (1 кмоль) продукта при его нагреве от 0°C (273 К) до заданной температуры. Энтальпия паров больше энтальпии жидкости на величину количества теплоты, затраченного на испарение жидкости и перегрев паров. В нефтепереработке энтальпию обычно измеряют в килоджоулях на килограмм.

Энтальпию жидких нефтепродуктов при температуре T находят по уравнению Крэга

$$l_t^{жс} = \frac{1}{\sqrt{\rho_{15}^{15}}} (0,0017T^2 + 0,762T - 334,25). \quad (3.5)$$

Обозначая выражение в скобках $a = (0,0017T^2 + 0,762T - 334,25)$, можно упростить уравнение:

$$l_t^{жс} = \frac{1}{\sqrt{\rho_{15}^{15}}} a. \quad (3.6)$$

В прил.14 приведены значения величины, a в зависимости от температуры.

Энтальпию паров нефтепродуктов определяют по уравнению Итона

$$l_t^n = (129,58 + 0,134T + 0,00059T^2)(4 - \rho_{15}^{15}) - 308,99. \quad (3.7)$$

Это уравнение также можно упростить, обозначив

$$b = (129,58 + 0,134T + 0,00059T^2). \quad (3.8)$$

Тогда

$$l_t^n = b(4 - \rho_{15}^{15}) - 308,99. \quad (3.9)$$

Пример 4. Нефтяная фракция плотностью $\rho_{15}^{15} = 0,8346$ при 170°C представляет парожидкостную смесь. Определить энтальпию жидкости и паров фракции.

Решение. Энтальпию жидкости подсчитаем по формуле. По прил. найдем значение a при 170°C :

$$a = 33607;$$

$$l_{170}^{жс} = \frac{1}{\sqrt{0,8346}} 336,07 = 367,9 \text{ кДж / кг}.$$

Для определения энтальпии паров используем уравнение (3.9). Коэффициент b найдем по приложению при температуре 170°C : $b = 304,94$.

$$l_{170}^n = 304,94(4 - 0,8346) - 308,99 = 656,3 \text{ кДж / кг}.$$

Как и теплоемкость, энтальпию смеси можно рассчитать по правилу аддитивности: $l_{см} = \sum l_i x_i$.

ЗАДАЧИ

1. Определить истинную теплоемкость бензиновой фракции плотностью $\rho_4^{20} = 0,7613$ при температуре 70°C .
2. Какова истинная теплоемкость мазута ($\rho_{15}^{15} = 0,9687$), нагретого до 200°C ?
3. Найти среднюю теплоемкость масляного погона ($\rho_4^{20} = 0,9064$) в интервале температур нагрева $200\text{--}250^\circ\text{C}$.
4. Определить среднюю теплоемкость фракции реактивного топлива $\rho_4^{20} = 0,7912$ в процессе охлаждения с 75 до 35°C .
5. Бензиновая фракция ($\rho_{15}^{15} = 0,7742$) нагрета до 140°C . Определить теплоемкость ее паров при этой температуре.
6. Какова теплоемкость паров масляного погона ($\rho_{15}^{15} = 0,8964$) при 350°C ?
7. Пользуясь номограммой (прил.13), найти теплоемкость жидкой нефтяной фракции ($\rho_4^{20} = 0,7961$) и ее паров при температуре 190°C .
8. При температуре 200°C компонент дизельного топлива ($\rho_4^{20} = 0,8120$) находится в парожидкостном состоянии. Найти теплоемкости жидкой и паровой фаз.
9. Найти теплоемкость смеси, которая состоит из 250 кг фракции I ($c=2,43$ кДж/(кг·К)), 700 кг фракции II ($c=2,11$ кДж/(кг·К)) и 350 кг фракции III ($c=1,96$ кДж/(кг·К)).
10. Средняя молярная температура кипения легкой нефтяной фракции равна 86°C , ее плотность $\rho_4^{20} = 0,7144$. Определить теплоту испарения фракции.
11. Определить теплоту испарения *n*-гептана при 90°C , если его температура кипения $98,4^\circ\text{C}$ и плотность $\rho_{15}^{15} = 0,6882$.
12. Определить энтальпию при 300°C масляного дистиллята, если его плотность $\rho_4^{20} = 0,9062$.

13. Фракция дизельного топлива выходит из атмосферной колонны с температурой 20°C. Определить энтальпию фракции, если ее $\rho_4^{20} = 0,8310$.

14. Пары легкой бензиновой фракции ($\rho_{15}^{15} = 0,7075$) покидают отбензинивающую колонну с температурой 110°C. Определить энтальпию паров.

15. Широкая масляная фракция ($\rho_4^{20} = 0,9173$) поступает в качестве сырья в реактор каталитического крекинга при температуре 490°C. Рассчитать энтальпию ее паров.

16. В теплообменник поступает 12 000 кг/ч дизельной фракции $\rho_4^{20} = 0,8459$. Рассчитать тепловой поток, который требуется для нагревания фракции от 90 до 150°C.

Практическое занятие № 4.

Расчет гидравлического сопротивления трубопроводов

По трубопроводу из гладких чугунных труб диаметром 300 мм и длиной 2,3 км перекачивается вода с расходом 68 л/с. Определить потерю напора в трубопроводе.

Дано	СИ
$d = 300 \text{ мм}$	$d = 0,3 \text{ м}$
$L = 2,3 \text{ км}$	$L = 2300 \text{ м}$
$Q = 68 \text{ л/с}$	$Q = 0,068 \text{ м}^3/\text{с}$
$h_{\text{л.п}} = ?$	$h_{\text{л.п}} = ?$

Решение

Так как на трубопроводе нет местных сопротивлений, то потеря напора в трубопроводе линейная и определяется по формуле Дарси-Вейсбаха

$$h_{\text{л.п}} = \lambda \cdot (L/d) \cdot [v^2 / (2 \cdot g)],$$

где λ – безразмерный коэффициент гидравлического сопротивления, зависящий от режима движения жидкости и зоны трения (закона сопротивления);

L – длина трубопровода, м; $L = 2300$ м;

d – внутренний диаметр трубопровода, м; $d = 0,3$ м;

v – скорость движения жидкости.

Скорость движения жидкости в трубопроводе определяется из уравнения расхода

$$Q = v \cdot F, \text{ м}^3/\text{с},$$

где Q – объемный расход жидкости в трубопроводе, $\text{м}^3/\text{с}$ – это объем жидкости, протекающей через живое сечение трубопровода в единицу времени; $Q = 0,068 \text{ м}^3/\text{с}$;

F – площадь живого (поперечного) сечения трубопровода – это площадь сечения, проведенного нормально (перпендикулярно) линиям тока или оси потока.

Для круглого сечения

$$F = \pi \cdot d^2 / 4, \text{ м}^2$$

где π – число Архимеда, $\pi = 3,14$

Тогда

$$v = 4 \cdot Q / (\pi \cdot d^2) = 4 \cdot 0,068 / (3,14 \cdot 0,3^2) = 0,96 \text{ м/с}$$

Для определения режима движения жидкости находится число Рейнольдса

$$Re = v \cdot d / \nu,$$

где ν – кинематическая вязкость воды, $\text{м}^2/\text{с}$. При температуре 20°C кинематическая вязкость воды $\nu = 1 \text{ сСт} = 1 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

$$Re = 0,96 \cdot 0,3 / 1 \cdot 10^{-6} = 288747$$

Так как $Re > 2300$ ($288747 > 2300$), то режим движения турбулентный. Турбулентное движение – это движение жидкости при больших скоростях, когда в движении нет видимой закономерности, и отдельные частицы, перемешиваясь между собой, движутся хаотично.

Для определения зоны трения находится первое переходное число Рейнольдса

$$Re_{\text{пер}} = 40 \cdot d / k,$$

где d – внутренний диаметр трубопровода;

k – абсолютная шероховатость стенок труб. Абсолютная шероховатость k – это величина выступов и неровностей внутренней поверхности труб, измеренная в линейных единицах (в мм или в м). Для новых чугунных труб $k = 0,3 \text{ мм} = 0,3 \cdot 10^{-3} \text{ м}$

$$Re_{1\text{пер}} = 40 \cdot 0,3 / 0,3 \cdot 10^{-3} = 40000$$

Так как $Re > Re_{1\text{пер}}$ ($288747 > 40000$), то находится второе переходное число Рейнольдса

$$Re_{2\text{пер}} = 500 \cdot d / k = 500 \cdot 0,3 / 0,3 \cdot 10^{-3} = 500000$$

Так как $Re_{1\text{пер}} < Re < Re_{2\text{пер}}$ ($40000 < Re < 500000$), то зона гидравлически шероховатых труб (зона смешанного трения, переходная зона). В этой зоне коэффициент гидравлического сопротивления определяется по формуле Альтшуля

$$\lambda = 0,1 \cdot \sqrt[4]{1,46 \cdot k_s / d + 100 / Re},$$

где k_s - эквивалентная шероховатость стенок труб, м. Эквивалентная шероховатость k_s – это величина выступов однородной абсолютной шероховатости, которая дает при подсчетах одинаковую с действительной шероховатостью величину потери напора. Для новых чугунных труб $k_s = 0,25 \text{ мм} = 0,25 \cdot 10^{-3} \text{ м}$.

$$\lambda = 0,1 \cdot \sqrt[4]{1,46 \cdot 0,25 \cdot 10^{-3} / 0,3 + 100 / 288747} = 0,020$$

$$h_{\text{л.п}} = 0,020 \cdot (2300 / 0,3) \cdot [0,96^2 / (2 \cdot 9,81)] = 7,16 \text{ м}$$

Ответ. Линейная потеря напора в трубопроводе $h_{\text{л.п}} = 7,16 \text{ м}$

Практическое занятие № 5.

Расчет оптимального числа механических препятствий при последовательной перекачки нефти и нефтепродуктов по трубопроводам

Пример. Определить необходимую пригрузку для подводного перехода газопровода при следующих данных: $D_n \times \delta = 1020 \times 14$ мм; $I = 0,56 \times 10^8$ см²; $q_{o.n.} = 347,3$ кгс/м; $q_{нз} = 9,9$ кгс/м; $q_{фуг} = 66,5$ кг/м; $q_{тр} = 347,3 + 9,9 + 66,5 = 423,7$ кгс/м; $\delta_{на} = 0,65$ мм; $\delta_{фуг} = 25$ мм; $D_{тр} = 1020 + 2 \times 0,65 + 2 \times 25 = 1071,3$ мм; $v_{ср} = 0,7$ м/с; $\gamma_n = 1100$ кгс/м²; температура воды 20⁰С ($\nu = 0,01$ сСт); $f_{тр} = 0,45$; $T_p = 50 \times 10^3$ кгс; $l_{пр} = 150$ м; $f = 2$ м.

Балластировка выполняется в виде сплошного обетонирования методом торкретирования.

По формуле

$$Re = \frac{70 \times 107,13}{0,01} = 7,5 \times 10^3 \quad (5.1)$$

Принимаем $C_x = 1$

По формуле

$$B_r = \frac{1}{0,45} \times 1 \times 1100 \times \frac{0,7^2}{9,81} \times 1,0713 = 130,8 \text{ кгс/м}$$

По формуле

$$B_b = 0,55 \times 1100 \frac{0,7^2}{9,81} \times 10,713 = 32,4 \text{ кгс/м}$$

По формуле

$$q_n = 0,8 \times 1,0713^2 \times 1100 = 1010 \text{ кгс/м}$$

По формуле

$$\begin{aligned} B_{бар} + B_{пр.с} &= \frac{8 * 200 [50 * 10^3 + \frac{48 \times 2,1 \times 10^6 \times 0,56 \times 10^3}{5 \times 15000^2}]}{18000^2} \\ &= 0,712 \text{ кгс/см} = 71,2 \text{ кгс/м} \end{aligned}$$

По формуле для наиболее неблагоприятного случая - не заполненного продуктом трубопровода ($q_{доп} = 0$) необходимая пригрузка составит

$$B \geq 1,1(1,15 \times 1010 + 130,8 + 32,4 + 71,2 - 423,7) = 1070 \text{ кгс/м}$$

Практическое занятие № 6.

Определение основных размеров вертикальных цилиндрических резервуаров. Определение объёмов резервуарных парков

Рис. 6.1 показан вертикальный резервуар и эпюра давления от жидкости вдоль стенки. Резервуар находится под постоянным давлением дыхательного клапана (2000 Н/м^2), которое, согласно закону Паскаля, передается во все точки резервуара без изменения. Стенки дополнительно воспринимают давление жидкости, которое изменяется от высоты H и определяется по формуле

$$P = \rho \cdot g \cdot H, \quad (6.1)$$

где ρ – плотность нефтепродукта, кг/м^3 ; g – ускорение свободного падения $9,8 \text{ м/с}^2$.

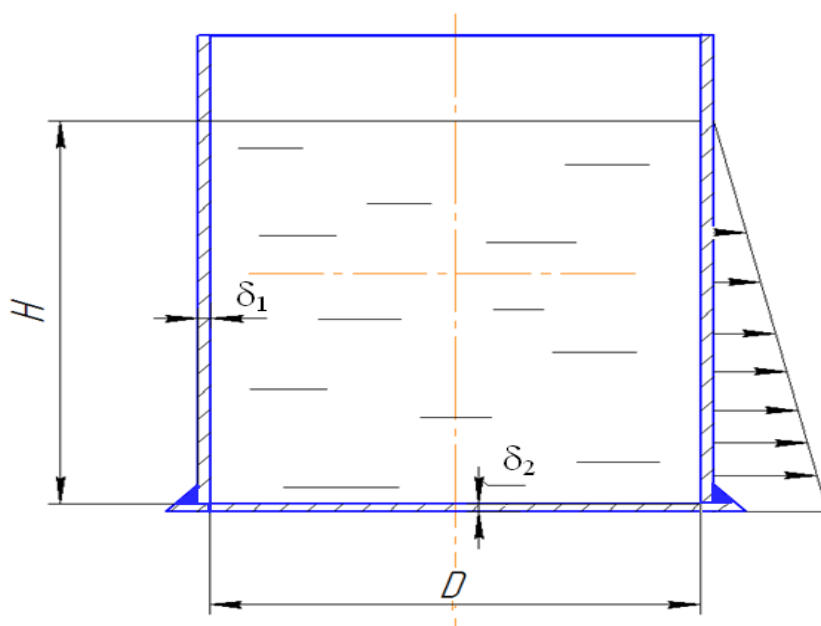


Рисунок-6.1. Расчетная схема вертикального резервуара

Для резервуара вертикального стального марки РВС – 1000 с высотой наполнения 8 м и плотностью нефтепродукта, равного 900 кг/м^3 , избыточное давление у основания составит 70560 Н/м^2 . Если учесть наличие дыхательного клапана, поддерживающего давление испарившегося топлива

2000 Н/м², то общее расчетное избыточное давление у основания резервуара составит 72560 Н/м².

Объем вертикального резервуара зависит от его площади основания $\pi \cdot D^2 / 4$, где D – внутренний диаметр резервуара и высоты резервуара H_p .

$$V_p = \left(\pi \cdot D^2 / 4 \right) \cdot H_p = \pi \cdot R_p^2 \cdot H_p, \quad (6.2)$$

где R_p – радиус резервуара.

На рис. 6.2 показана конструкция резервуара РВС-5000. Он представляет собой цилиндрический корпус 1, сваренный из стальных листов размером 1,5 х 6 м, толщиной 4 – 25 мм, со щитовой конической или сферической кровлей. При изготовлении корпуса длинная сторона листов располагается горизонтально. Один горизонтальный ряд сваренных между собой листов называют поясом резервуара. Соединение поясов может быть стыковое (С) или ступенчатое (нахлесточное Н).

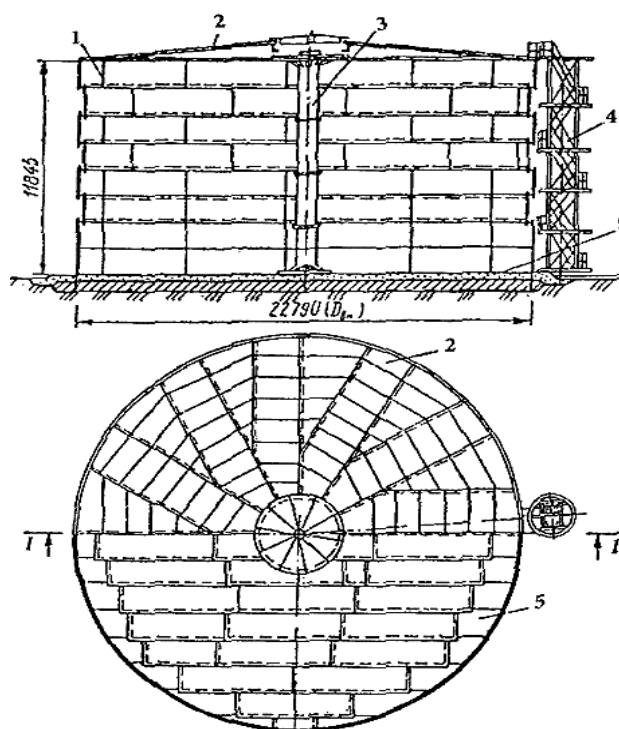


Рисунок-6.2. Вертикальный цилиндрический резервуар объемом 5000 м³ со щитовой кровлей: 1 – корпус; 2 – щитовая кровля; 3 – центральная стойка; 4 – шахтная лестница; 5 – днище

Щитовая кровля 2 опирается на центральную стойку 3. Днище резервуара 5 сварное, располагается на песчаной подушке. Обработано битумом с целью предотвращения коррозии и имеет уклон от центра к периферии для удаления воды.

В таблице 6.1 приведены основные данные по стальным вертикальным цилиндрическим резервуарам для нефти и нефтепродуктов.

Резервуары типа РВС сооружаются объемом от 100 до 100 000 м³. Они рассчитаны на избыточное давление около 2000 Па и разрежение около 200 Па (вакуумметрическое давление).

Таблица 6.1

Основные данные по стальным вертикальным цилиндрическим резервуарам для нефти и нефтепродуктов

Номинальный объем, м ³	Диаметр, м	Высота, м	Высота кровли, м		Резервуар без понтона		Резервуар со стальным понтоном		Резервуар с плавающей крышей	
			конической	сферической	Геометрическая вместимость, м ³	Масса, т	Геометрическая вместимость, м ³	Масса, т	Геометрическая вместимость, м ³	Масса, т
100	4,73	5,96	0,12	—	105	5,44	92	7,01	—	—
200	6,63	5,96	0,16	—	206	7,94	182	9,38	—	—
300	7,58	7,45	0,19	—	336	10,57	305	13,26	—	—
400	8,53	7,45	0,21	—	426	12,36	386	15,85	—	—
700	10,43	8,94	0,26	—	764	17,75	704	22,46	—	—
1000	12,33	8,94	0,31	2,5	1066	22,91	984	28,84	—	—
						26,45		32,38	—	—
2000	15,18	11,92	0,38	3,0	2157	44,25	2010	51,44	—	—
						48,56		55,51	—	—
3000	18,98	11,92	0,48	3,0	3370	62,84	3150	74,89	—	—
						67,10		83,46	—	—
5000	22,8	11,92	0,57	3,0	4866	93,44	4380	111,811	—	—

10000	34,2	11,92	0,65	3,0	10950	100,2 200,3	9590	8,2 244,8	— —	— —
15000	39,9	11,92	0,74	3,5	14900	220,2 268,5	13050	254,0 322,9	— —	— —
20000	45,6	11,92	0,85	4,0	19450	295,9 353,8	17050	338,4 422,7	— —	— —
30000	47,4	17,9	0,98	4,0	29420	390,7 597,7	28600	440,3 684,1	— —	— —
40000	53,4	17,9	—	—	38630	778,8		—	—	—
50000	60,7	17,9	—	—	47830	959,9		—	46460	1075
100000	88,7	17,9	—	—	—	—	99240	—	—	1620

Расчет на прочность стенок резервуара

В процессе эксплуатации резервуара его стенки испытывают напряжение растяжения и сжатия. При заполнении резервуара нефтепродуктом его стенки расширяются от давления столба жидкости и давления в газовом пространстве, величина которого зависит от давления открытия дыхательного клапана (2000 Па). В процессе слива нефтепродукта резервуар сжимается и давление в нём становится меньше атмосферного и определяется давлением открытия клапана разрежения (вакуумметрическое давление 200 Па).

Прочность материала цилиндрической части резервуара на единичной высоте ($h = D$) при растяжении находят из выражения

$$\sigma_B = N / F_2, \quad (6.3)$$

где σ_B – предел выносливости (прочности) материала при растяжении (для стали марки Ст2 – 334 МПа); $N = P \cdot F_1 = P \cdot D \cdot D$ – сила, Н, растягивающая цилиндрическую поверхность резервуара на единичной высоте; $F_2 = 2 \cdot D \cdot \delta_1$ – площадь сечения металла резервуара, на которую действует растягивающая сила.

Сокращая числитель и знаменатель составляющих выражения 6.3 на D (для упрощения расчетов), получим

$$\sigma_B = \frac{P \cdot D}{2\delta_1}, \quad (6.4)$$

откуда толщина стенки резервуара равна

$$\delta_1 = \frac{P \cdot D}{2\sigma_B}. \quad (6.5)$$

Для резервуара марки РВС-1000

$$\delta_1 = 72560 \cdot 12,3 / (2 \cdot 334 \cdot 10^6) = 0,0014 \text{ м или } 1,4 \text{ мм.}$$

С учетом запаса прочности (1,5 – 3,0) выбираем $\delta_1 = 4$ мм. Увеличение толщины стенки связано с нагрузкой от веса крыши, температурной деформацией, деформациями от «вдоха» и «выдоха», ветровой нагрузкой и возможными толчками в результате землетрясения.

В процессе эксплуатации резервуаров возможна деформация его стенки в результате превышения допустимых напряжений или образование трещин в результате «усталости» материала. Ниже даны примеры расчетов на прочность материала стенки стального резервуара, приведенные в работе .

Пример расчета стенки резервуара на прочность с учетом хрупкого разрушения. Исходные данные: резервуар РВС-10000; высота стенки $H = 11,92$ м; радиус резервуара $r = 17,1$ м; избыточное давление $p_u = 0,002$ МПа; плотность нефти $\rho = 917,4$ кг/м³; материал – сталь углеродистая, обыкновенного качества марки СтЗкп (кп – кипящая, наименее раскисленная); расчетное сопротивление (предел выносливости материала) $\sigma_B = 360$ МПа.

Напряжение в первом поясе по СНиП II-23 – 81:

$$\sigma = \frac{[n_1 \cdot g \cdot \rho \cdot (H - x) + n_2 \cdot p_u] \cdot r}{\delta}, \quad (6.6)$$

где σ – кольцевое напряжение, Па; n_1 – коэффициент перегрузки жидкости,

$n_1 = 1,1$; H – высота столба жидкости для рассчитываемого пояса, м; x – расстояние, равное 0,3 м для 1-го пояса; n_2 – коэффициент перегрузки в газовом

пространстве резервуара, $n_2 = 1,2$; $p_{и}$ – избыточное давление в газовом пространстве;

r – радиус окружности стенки, м; δ – фактическая толщина стенки, 0,011 м.

Напряжение в поясе не должно превышать допускаемого напряжения, определяемого по СНиП II-23 – 81 с учетом хрупкого разрушения:

$$[\sigma] = m \cdot \sigma_{\max} = \frac{m \cdot \beta \cdot \sigma_B}{\gamma_u}, \quad (6.7)$$

где $[\sigma]$ – допускаемое напряжение, Па; m – коэффициент условий работы стенки, $m = 0,8$; β – коэффициент, учитывающий возможное хрупкое разрушение, по СНиП II-23 – 81 $\beta = 0,85$; σ_B – расчетное сопротивление стали растяжению, сжатию, Па; γ_u – коэффициент надежности в расчетах по временному сопротивлению, по СНиП II-23 – 81 $\gamma_u = 1,3$.

Допустимое напряжение $[\sigma]$ в первом приближении можно принять равным $(0,4 - 0,6)\sigma_B$ или равным пределу текучести при растяжении (для листовой стали 3Сткп толщиной до 20 мм $\sigma_T = 235$ МПа).

Подставляя численные значения в выражения 6.6 и 6.7, получим

$$\sigma = \frac{[1,1 \cdot 9,81 \cdot 917,4(11,92 - 0,3) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 17,1}{0,011} = 182,6 \text{ МПа};$$

$$[\sigma] = \frac{0,85 \cdot 0,8 \cdot 360}{1,3} = 188,3 \text{ МПа}.$$

Условие прочности $\sigma \leq [\sigma]$ выполняется.

Пример расчета ресурса стенки резервуара до образования трещины в результате растяжения и сжатия при его наполнении и сливе.

Требуется определить ресурс (число циклов нагружения) резервуара объемом 5000 м³. Исходные данные: диаметр $D = 22,8$ м; высота $H = 12$ м; высота заполнения $H_{\max} = 10,4$ м; расчетная плотность нефти $\rho = 1000$ кг/м³. Материал – сталь Ст3, для которой относительное сужение площади поперечного сечения образца при разрыве $\psi = 0,31$; предел выносливости $\sigma_{-1} = 100$ МПа; предел текучести $\sigma_T = 230$ МПа; остаточная толщина стенки 8 мм.

Определим величину напряжения растяжения в стенке при максимальной ее нагрузке:

$$\sigma_M = \frac{\rho \cdot g \cdot (H_{\max} - x) \cdot r}{\delta} = \frac{1000 \cdot 9,8 \cdot (10,4 - 0) \cdot 11,4}{0,008} = 144 \text{ МПа} . \quad (6.8)$$

Находим коэффициент концентрации напряжений:

$$K_\sigma = \frac{\sigma_T}{\sigma_M} = \frac{230}{144,4} = 1,59. \quad (6.9)$$

Вычисляем амплитуду напряжений в расчетной точке:

$$\sigma_a = 0,5 K_\sigma \sigma_M = 115 \text{ МПа}; 2\sigma_a = 2 \cdot 115 = 230 = \sigma_T, \quad (6.10)$$

следовательно, $\sigma_a^* = 230 \text{ МПа}$.

Вычислим число циклов работы резервуара до образования трещины без учета коррозионного воздействия по следующей зависимости:

$$N = \frac{1}{4} \left(\frac{1,28 \cdot E \cdot \ln \frac{1}{1-\psi}}{1,28 \cdot K \cdot \sigma_T \frac{1}{\varphi} - \sigma_{-1}} - 1 \right)^2, \quad (6.11)$$

$$N = \frac{1}{4} \left(\frac{1,28 \cdot 2 \cdot 10^5 \cdot \ln \frac{1}{1-0,31}}{1,28 \cdot 2 \cdot 230 \frac{1}{0,8} - 100} - 1 \right)^2 = 5476.$$

В приведенной формуле 6.11 величина $E = 2 \cdot 10^5 \text{ Па}$ – модуль упругости материала, $\psi = 0,31$ – относительное сужение образца, $\sigma_T = 230 \text{ МПа}$ – предел текучести, $\sigma_{-1} = 100 \text{ МПа}$ – предел выносливости, $K = 2$ – коэффициент запаса прочности материала, $\varphi = 0,8$ – коэффициент, учитывающий снижение характеристик металла в результате сварки.

Коэффициент коррозии λ зависит от принятых мер по снижению коррозии и может лежать в пределах $0,02 - 0,1$. Принимаем значение $\lambda = 0,1$ (без применения мер по снижению коррозии).

Коэффициент влияния окружающей среды определяется выражением

$$\beta_{kc} = \lambda \cdot \lg N = 0,1 \cdot \lg 5476 = 0,37.$$

Остаточный ресурс стенки резервуара до образования трещин с учетом коррозии находим по формуле

$$N_o = N \cdot (1 - \beta_{kc}) = 5476 \cdot (1 - 0,37) = 3450. \quad (6.12)$$

При частоте циклов заполнения $m = 300$ раз в год остаточный срок службы резервуара составит:

$$T = \frac{N_o}{m} = \frac{3450}{300} = 11,5 \text{ года.}$$

В 1883 г. академик В.Г. Шухов предложил определять оптимальные размеры резервуаров с учетом минимального расхода металла. Данное решение стало классическим и до сих пор используется при строительстве резервуаров.

Шухов В.Г. предложил строительство резервуаров с переменной по высоте толщиной стенки.

На рис. 6.3 показан резервуар с переменной по высоте толщиной стенок, что снижает расход металла и повышает устойчивость.

Высота резервуара H_p равняется

$$H_p = V_p / \pi \cdot R_p^2. \quad (6.13)$$

Толщину стенки резервуара можно найти из выражения:

$$\delta_1 = \rho \cdot g \cdot H_p \cdot 2 \cdot R_p / 2 \cdot \sigma_B = \rho \cdot g \cdot V_p / (\sigma_B \cdot \pi \cdot R_p^2). \quad (6.14)$$

Формула 6.14 позволяет установить связь между всеми параметрами резервуара.

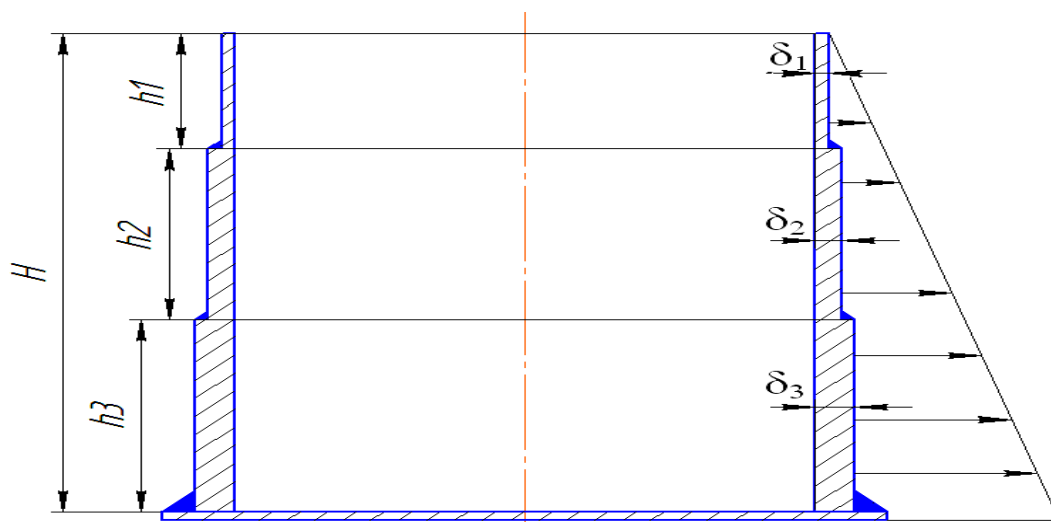


Рисунок-6.3. Резервуар с переменной по высоте толщиной стенок

Эпюра давлений представлена в виде прямоугольного треугольника. Давление жидкости пропорционально повышается от верхней части резервуара к нижней. Резервуар состоит из трех поясов высотой h_1 , h_2 , h_3 и различной толщиной стенок δ_1 , δ_2 и δ_3 .

Предельная толщина отдельных листов стенки резервуаров в различных поясах, находящихся в эксплуатации, показана в таблице 6.2.

Таблица 6.2

**Предельная минимальная толщина листов стенки резервуаров,
изготовленных из стали ВСТЗ**

Вместимость резервуара, м ³	Марка стали	Номер пояса							
		1	2	3	4	5	6	7	8
100	ВСТЗ	2,0	2,0	1,5	1,5				
200	ВСТЗ	2,0	2,0	1,5	1,5				
400	ВСТЗ	2,5	2,0	1,5	1,5				
700	ВСТЗ	3,0	2,5	2,0	2,0	1,5	1,5		
1000	ВСТЗ	3,5	3,0	2,5	2,5	2,0	2,0	1,5	1,5
	09Г2С	3,2	2,4	2,4	2,0	2,0	2,0	1,5	1,5
2000	ВСТЗ	5,5	5,0	4,0	3,5	3,0	3,0	2,0	2,0
	09Г2С	4,3	4,2	3,8	3,2	2,8	2,0	2,0	2,0

3000	ВСТЗ	7,0	6,0	5,0	4,0	3,5	2,5	2,0	2,0
	09Г2С	5,2	4,8	4,5	3,5	3,0	2,0	2,0	2,0
5000	ВСТЗ	7,8	6,8	5,9	4,8	3,8	2,7	2,0	2,0
	09Г2С	6,0	5,3	4,5	3,9	3,5	2,5	2,0	2,0
10000	ВСТЗ	10,5	10,0	8,5	7,0	5,5	4,0	3,0	3,0
	09Г2С	9,0	8,0	7,0	6,0	4,8	3,0	3,0	3,0
20000	09Г2С	12,0	11,0	10,0	9,0	8,0	6,0	6,0	6,0

Примеры решения задач

Пример 1. Определить вместимость резервуарного парка нефтебазы для хранения бензина Аи-93 при заданном графике поступления и отгрузки (в процентах от годовой реализации, указанной в таблице 6.3).

Среднемесячное потребление бензина составляет 1000 м^3 .

Решение:

1. Рассчитываются месячные остатки и их сумма с нарастающим итогом. Данные заносим в таблицу 6.3.

Таблица 6.3

График поступления и отгрузки нефтепродукта по месяцам

Показатели	Значения показателей, %												
	месяц												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	всего
Поступление	13	14	11	7	4	3	4	6	8	9	10	11	100
Отгрузка	2	4	6	6	7	13	15	13	12	11	6	5	100

Таблица 6.4

Остатки нефтепродуктов

Показатели	Значения показателей, %												
	месяц												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Месячный остаток	11	10	5	1	-3	-10	-11	-7	-4	-2	4	6	
Сумма месячных остатков	11	21	26	27	24	14	3	-4	-8	-10	-6	0	

2. Величина страхового запаса нефтепродукта принимается 10 % от среднемесячного потребления $\Delta V_i^{cm} = 10 \%$.

3. Необходимый полезный объем резервуаров находится по формуле (10.28) и с учетом того, что $\Delta V_i^{\min} = -10 \%$, $\Delta V_i^{\max} = 27 \%$, определится:

$$V_i = 12000 \cdot [27 - (-10) + 10] : 100 = 5640 \text{ м}^3.$$

4. Выбираем два резервуара типа РВС – 5000. Тогда необходимый геометрический объем резервуаров с учетом коэффициента использования емкости

$k_u = 0,85$ составит

$$V_{pi} = V_i / k_u = 5649 / 0,85 = 6635,3 \text{ м}^3.$$

Пример 2. Определить необходимый полезный объем резервуарного парка речной перевалочной нефтебазы, расположенной южнее 60° северной широты в районе, где промышленность потребляет 50 % нефтепродуктов. Среднемесячное потребление дизельного топлива составляет 7000 м^3 .

Решение:

1. По таблице 10.8 методом интерполяции находится среднее значение $K_{НП} = 1,35$.

2. По формуле (10.25), принимая $\Delta V_i^{cm} = 15 \%$, находится значение полезного объема резервуарного парка для дизельного топлива

$$V_i = 1,15 \cdot 7000 \cdot 1,35 \cdot (1 + 15/100) = 12497,6 \text{ м}^3.$$

Практическое занятие № 7.

Расчет количества сливных и наливных устройств.

При доставке нефтепродуктов железнодорожным транспортом число маршрутов, прибывающих на нефтебазу за сутки, рассчитывается по формуле:

$$N = \frac{G_{\text{сут}}}{G_{\text{марш}}}, \quad (7.1)$$

где $G_{\text{сут}}$ – суточный грузооборот нефтебазы;

$G_{\text{марш}}$ – грузоподъемность одного маршрута.

Суточный грузооборот

$$G_{\text{сут}} = \frac{G_{\text{год}}}{365} \cdot k_1 \cdot k_2. \quad (7.2)$$

Годовой грузооборот нефтебаз:

$$G_{\text{год}} = V_{\text{пр}} \cdot k_{\text{об}}, \quad (7.3)$$

где $k_{\text{об}}$ – коэффициент оборачиваемости нефтебазы; k_1 – коэффициент неравномерности завоза и вывоза нефтепродукта, принимается 1 – 2; k_2 – коэффициент неравномерности подачи железнодорожных цистерн, принимается > 1 .

Грузоподъемность маршрута в каждом конкретном случае согласовывается с Министерством путей сообщения, но не превышает 3÷4 тыс. тонн.

Необходимое число эстакад определяют по формуле

$$\mathcal{E} = \frac{N_m \cdot \tau_{\mathcal{E}}}{24}, \quad (7.4)$$

где $\tau_{\mathcal{E}}$ – время занятия эстакады маршрутом с учетом времени на технологические операции, подачу и уборку цистерн и приготовление маршрута на станции, ч.

Время сливо-наливных операций регламентируется «Правилами перевозок жидких грузов наливом в вагонах-цистернах и бункерных полувагонах».

В немеханизированных пунктах налив независимо от рода нефтепродуктов проводят для всей одновременно поданной партии цистерн. Для двухосных цистерн и бункерных полувагонов – 2 ч, четырехосных (и более) цистерн и бункерных полувагонов – 3 ч. Слив, независимо от рода

нефтепродуктов, проводят для всей поданной партии цистерн: из двухосных цистерн – 2 ч, четырехосных (и более) цистерн – 4 ч.

В механизированных пунктах время налива, независимо от рода нефтепродукта и грузоподъемности цистерн и бункерных полувагонов, составляет 2 ч, слив из двухосных цистерн и бункерных полувагонов – 1 ч 15 мин, из четырехосных (и более) цистерн и бункерных полувагонов – 2 ч.

На нефтебазах при маршрутном сливе-наливом нефтепродукта количество сливо-наливных устройств выбирается в зависимости от расчетного количества наливных маршрутов по таблице 7.1.

Таблица 7.1

Рекомендуемое количество сливо-наливных устройств

Количество маршрутов	Количество сливо-наливных устройств	Примечание
от 0,35 до 1 включительно	на 1/3 маршрута	Распределительная нефтебаза
более 1 до 3 включительно	на 1/2 маршрута	Распределительная нефтебаза
более 3 до 6 включительно	на 1 маршрут	Перевалочная нефтебаза

При операциях с высоковязкими нефтепродуктами в величину m , входит время, требуемое для их разогрева.

В зависимости от выполняемых операций железнодорожные эстакады делятся на наливные (НС) (табл. 7.2) и комбинированные (КС) (табл. 7.3) – сливные и наливные.

Длина железнодорожной эстакады рассчитывается как сумма длин цистерн одного вида плюс 30 м на тупик для расцепки (в целях пожаробезопасности):

$$l_{\text{э}} = \sum_{i=1}^n a_i \cdot l_i, \quad (7.5)$$

где a_i – количество цистерн одного типа; l_i – длина цистерны.

Таблица 7.2

Основные данные эстакад для налива в железнодорожные цистерны

Показатели	НС-2	НС-3	НС-4	НС-5	НС-6	НС-7	НС-8	НС-9
1. Длина эстакады, м	72	108	144	180	216	252	288	324
2. Число средних звеньев		1	2	3	4	5	6	7
3. Число стояков:								
при 3 коллекторах,	34	52	70	88	106	124	142	160
при 4 коллекторах	44	68	92	116	140	164	188	212
4. Число четырехосных цистерн	12	18	24	30	36	42	48	54
5. Грузоподъемность маршрута (по бензину), т	800	1170	1540	1910	2280	2650	3010	3380

Таблица 7.3

Основные сведения об эстакадах для слива и налива светлых нефтепродуктов в железнодорожные цистерны

Показатели	КС-2	КС-3	КС-4	КС-5	КС-6	КС-7	КС-8	КС-9
Длина эстакады, м	72	108	144	180	216	252	288	324
Число средних звеньев	—	1	2	3	4	5	6	7
Число одновременно сливаемых (наливаемых) цистерн	12	18	24	30	36	42	48	54
Грузоподъемность маршрута (по бензину), т	800	1170	1540	1910	2280	2650	3010	3380

Характеристика железнодорожных цистерн дана в таблице 7.4

Техническая характеристика железнодорожных цистерн

Груз	Модель цистерны	Параметры цистерн			
		Вместимость, м ³		Диаметр, м	Длина, м
		полная	полезная		
Бензин и светлые нефтепродукты	15-890				
	15-892	61,2	60,0	2,8	10,3
	15-894				
	15-1443				
	15-1427	73,1	71,7	3,0	10,77
	15-1428				
	15-1547	85,6	83,9	3,2	11,194
	15-871	140,0	137,2	3,0	19,990
Вязкие нефтепродукты	15-1500	161,6	156,2	3,2	20,650
	15-897	62,3	60,3	2,8	10,520
	15-1566	73,2	70,0	3,0	10,77

При перевозке нефтепродуктов водным транспортом число причалов определяют по формуле

$$n_{\Pi} = \frac{\sum \tau_i \cdot G_{\text{зод}} \cdot K_n}{\tau_{\text{нав}} \cdot q_c}, \quad (7.6)$$

где $\sum \tau_i$ – суммарное время пребывания судна у причала; $G_{\text{зод}}$ – количество завозимых (вывозимых) нефтегрузов за навигационный период $\tau_{\text{нав}}$; K_n – коэффициент неравномерности завоза (вывоза), изменяющийся в зависимости от условий судоходства в пределах 1,2 – 2; q_c – средний тоннаж нефтеналивных судов.

Суммарное время пребывания судна у причала включает в себя время, затрачиваемое на следующие операции:

– подготовительные операции (подход, швартовка, соединение с береговыми трубопроводами): $\tau_1 = 0,5 - 2$ ч;

– выгрузка (загрузка) нефтепродукта:

$$\tau_2 = \begin{cases} K \cdot q_c / q_n & \text{– при выгрузке} \\ q_c / q_n & \text{– при загрузке,} \end{cases} \quad (7.7)$$

где K – коэффициент, показывающий, какая часть наливного груза откачивается грузовыми насосами (для маловязких нефтепродуктов $K = 0,25 - 0,97$, для вязких $K = 0,92 - 0,95$); q_n – производительность насосной установки;

– зачистка судна от остатков при выгрузке:

$$\tau_3 = \frac{(1-K) \cdot q_c}{q_3}, \quad (7.8)$$

где q_3 – подача зачистных насосов;

– подогрев вязких нефтепродуктов перед выгрузкой, время τ_4 задается или выбирается в каждом конкретном случае;

– разъединение трубопроводов и расчалка $\tau_5 = 0,5 - 1$ ч.

Данные о нефтеналивных речных судах приведены в таблице 7.5.

При поставках нефтепродуктов автомобильным транспортом расчетное количество наливных устройств, станций налива определяется для каждой марки (сорта) нефтепродуктов по формуле:

$$n_{ny} = \frac{G_{cym i} \cdot K_{nv}}{\rho_i \cdot q_{ny} \cdot K_u \cdot \tau_{pn}}, \quad (7.9)$$

где $G_{cym i}$ – среднее суточное потребление i -го нефтепродукта плотностью ρ_i ; K_{nv} – коэффициент неравномерности потребления нефтепродуктов; q_{ny} – расчетная производительность наливных устройств, $\text{м}^3/\text{ч}$; K_u – коэффициент использования наливных устройств, $K_u = 0,7$; τ_{pn} – количество часов работы наливных устройств в сутки.

Основные показатели речных танкеров и нефтерудовозов

Показатели	Номер проекта					
	1754А	P77	1553	558	1577	587
Грузоподъемность, т	1000	2150	2700	4500	4800	3000
Грузовые насосы: марка	ЦСП-57	ЦСП-57	8НДВ	10НД-6х1	10НД-6х1	6НДВБ
число	2	2	2	2	2	2
подача, м ³ /ч	130	148	500	500	500	360
напор, м	55	71,5	33	55	55	47
Размеры, м: длина,	86,7	108,8	119,9	132,6	132,6	110,2
ширина	12,99	15,10	13,42	16,75	16,90	13,40
Осадка с грузом	1,6	2,5	3,5	3,6	3,5	3,3

На рис. 7.1 показана конструкция сливного и наливного устройства для железнодорожных цистерн.

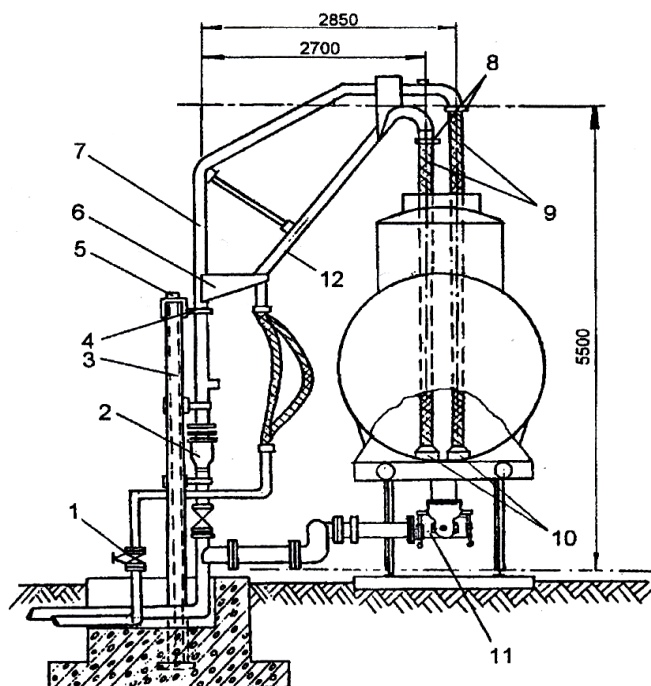


Рисунок-7.1. Сливно-наливной стояк для верхнего и нижнего слива и налива нефтепродуктов: 1 – вентиль; 2 – поворотное устройство с сальниковой набивкой; 3 – опорная стойка; 4 – хомут; 5 – стопор-ограничитель; 6 – косынка; 7 – стояк; 8 – соединение шланга со стояком; 9 – шланг (рукав); 10 – наконечник; 11 – установка нижнего слива; 12 – зачистной трубопровод

В цистерну при сливе продукта опускаются два рукава, рассчитанные на разную пропускную способность, что позволяет максимально выбрать остатки нефтепродукта. Кроме того, стояк дополнительно оборудован установкой нижнего слива, герметически соединенной со сливным прибором цистерны и коллектором. При этом имеется устройство, гарантирующее предотвращение пролива нефтепродукта как в процессе слива из цистерны, так и после слива или налива. При эксплуатации данного стояка (станка) приведенная схема может быть использована для слива и налива вязких нефтепродуктов с путевым подогревом.

Примеры расчетов

Пример 1. Определить количество сливо-наливных устройств и выбрать тип эстакады для приема 180 000 т дизельного топлива в год на нефтебазе, расположенной в сельском районе. Плотность дизтоплива принять равной $0,84 \text{ т/м}^3$. Доставка топлива железнодорожным транспортом.

Решение:

1. Принимаем $K_1 = 1,1$. По таблице 10.8 находим $K_2 = K_{III} = 1,7$.
2. Среднесуточный грузооборот топлива находим по формуле (7.2):

$$G_{\text{сут}} = \frac{180000 \cdot 1,1 \cdot 1,7}{365} = 922 \text{ т/сут.}$$

3. Полагая грузоподъемность маршрута равной $G_m = 1170 \text{ т}$, находим расчетное число маршрутов по формуле (7.1):

$$N_m = \frac{922}{1170} = 0,78 \text{ (1/сут).}$$

4. Время занятия эстакады маршрутом в наихудшем случае (четырёхосные цистерны модели 15-1500) составляет 3 часа. Поэтому необходимое число эстакад по формуле (7.4)

$$\Theta = \frac{1 \cdot 3}{24} = 0,125 .$$

Число эстакад принимаем равным 1.

5. Так как $0,35 < 0,78 < 1$, то в соответствии с таблицей 7.1 количество сливо-наливных устройств должно обеспечивать одновременный слив 1/3 маршрута (модель цистерн 15-150 объемом 156 м^3 , табл. 7.4). Количество устройств (станков) для слива и налива нефтепродукта:

$$n_y = \frac{1}{3} \cdot \frac{922}{0,84 \cdot 156} = 2,34 \approx 3.$$

6. Поскольку в сутки на нефтебазу поступает 922 т дизтоплива, что больше, чем 800 т, то эстакада должна быть двусторонней. По таблице 7.3 выбираем тип эстакады КС-2 (комбинированный). Для перевозки 922 т дизельного топлива необходимо 7 цистерн модели 15–150 объемом 156 м^3 .

Пример 2. Определить количество наливных устройств для подачи в автоцистерны 300 т/сут дизтоплива плотностью 850 кг/м^3 . Станция налива работает 8 часов в сутки.

Решение:

1. По таблице 7.1 находим величину коэффициента неравномерности потребления нефтепродуктов $K_{НП} = 1,1$.

2. Полагая расчетную производительность наливных устройств равной $50 \text{ м}^3/\text{ч}$, по формуле (7.3) находим их необходимое число:

$$n_{н.у} = \frac{300 \cdot 1,1}{0,85 \cdot 50 \cdot 0,7 \cdot 8} = 1,39.$$

Округляя в большую сторону, принимаем два наливных устройства.

Характеристики автомобильных цистерн представлены в таблице 7.6.

Таблица 7.6

**Технические характеристики автомобилей-цистерн для
транспортировки светлых нефтепродуктов**

Показатель	АЦ-4-131	АЦ-6,5	АЦ- 5,5-4320	АЦ-7,8	АЦ-11
Базовое шасси	ЗИЛ-131	ЗИЛ-433362	Урал-4320	КамАЗ 43101	КамАЗ 53212

Габаритные размеры, мм:	6856	7555	7684	7735	8800
длина;	2455	2500	2550	2500	2500
ширина;	2480	2656	2680	3110	3200
высота					
Вместимость, м ³ , эксплуатационная	4,1	6,5	5,5	7,8	11,0
Время заполнения цистерны с помощью своего насоса, мин	12	15	18	20	20
Время слива, мин, с помощью насоса и самотеком	12 18	15 25	18 25	20 25	20 25
Размеры цистерны, мм:	2625	2735	3680	3830	4300
длина;	1050	1100	1200	1220	1630
малая ось эллипса;	1000	1900	2050	2170	2170
большая ось эллипса					
Подача насоса, м ³ /ч	25	25	25	25	30
Дыхательный клапан	РС-38	РС-38	РС-38	РС-38	РС-38
Количество, шт.	1	1	1	1	2
Давление открытия, МПа	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01

ЛАБОРАТОРНЫЕ РАБОТЫ

Лабораторная работа №1.

Порядок проведения лабораторных работ. Правила техника безопасности

А. Общие профилактические мероприятия по технике безопасности и охране труда

1. На рабочем столе необходимо соблюдать чистоту и порядок. Не относящиеся к проводимому эксперименту реактивы, материалы и аппаратуру следует удалять.

2. Все процессы, связанные с выделением ядовитых газов, паров и дыма, производятся в вытяжном шкафу с опущенными дверцами.

3. Нельзя применять реактивы без этикеток, так как при реакциях с неизвестным реактивом могут образоваться опасные вещества (горючие, взрывоопасные и ядовитые).

4. Нельзя пробовать на вкус и вдыхать химические вещества.

5. Запрещается хранить в сосудах, служащих для химических работ, напитки и предметы питания, а также принимать пищу в лаборатории.

6. При работе с сжиженными газами можно пользоваться только теми баллонами, которые окрашены в условный цвет и имеют соответствующую надпись.

7. При работе с аппаратами, находящимися под вакуумом, а также при всех работах, связанных с возможностью засорения, ожога и раздражения глаз, необходимо надеть защитные очки.

8. Розлив из бутылей кислот, растворов щелочей и других едких жидкостей производят с помощью сифона и только вдвоем. У каждого работника должна быть резиновая обувь, резиновые перчатки и фартук, а на глазах занятие очки.

9. При разведении водой минеральных кислот (серной, азотной и соляной), концентрированных растворов едких щелочей и некоторых других веществ, выделяющих тепло, следует переливать их тонкой струей в холодную воду при одновременном перемешивании.

10. Нельзя прикасаться руками к охлаждающим смесям, помня, что они могут причинить ожог.

11. Нельзя держать близ огня сосуда с нефтепродуктами, а также проводить работу с легковоспламеняющимися веществами.

12. Нельзя сливать нефтепродукты и органические растворители в раковину. Эти остатки необходимо сливать в специальные закрытые бачки.

13. Нельзя приливать концентрированные кислоты к концентрированным щелочам и наоборот. До проведения нейтрализации их следует разбавить водой.

14. При перегонке легкокипящих горючих смесей сперва включается вода в холодильник и только потом включается нагревание. Во время перегонки необходимо следить за работой прибора. Рекомендуется нагревательный прибор и перегонную колбу размещать на противне или в кювете с песком.

15. Для нагрева воспламеняющихся веществ следует применять электрические приборы с закрытой спиралью или соответствующие бани.

16. При включении в сеть электронагревательных приборов руки должны быть сухими. Следует всегда помнить, что электрический ток напряжением 127—220 в опасен для жизни.

17. Необходимо уметь пользоваться фильтрующими промышленными противогазами, особенно при отборе проб из газовых и пыльных камер.

18. Перед отбором пробы из аппарата следует ознакомиться с процессом изготовления и свойствами отбираемого вещества.

Б. Противопожарные мероприятия

1. Каждый работающий в лаборатории должен знать, где расположены средства пожаротушения и уметь ими пользоваться.

Необходимо знать, где находятся кошма-одеяло из асбеста, листовой асбест, сухой песок, огнетушители и пожарный водяной стояк.

2. При возникновении вспышки в вытяжном шкафу следует отключить тягу, на магистрали перекрыть газовый кран и выключить рубильник, а затем приступить к ликвидации очага вспышки.

3. Если загорелась одежда необходимо немедленно накрыть пострадавшего комшой и облить его водой.

4. При обнаружении запаха газа нельзя зажигать огонь в лаборатории.

5. В случае вспышки газа за счет неплотности деталей и арматуры на газопроводе немедленно перекрыть вентиль подачи газа к рабочему столу.

6. При случайном разливе нефтепродуктов и растворителей следует немедленно выключить электроплитки или другие нагревательные приборы, а с места разлива убрать жидкость.

7. Использованные масляные тряпки, склонные к самовозгоранию, складываются в специальные металлические закрытые ящики.

8. В случае перерыва подачи отопительного газа следует немедленно перекрыть все газовые краны.

В. Первая помощь при ожогах и порезах

1. В случае попадания в глаза брызг растворов следует немедленно их промыть обильным количеством воды и обратиться к врачу.

2. При попадании на тело непосредственно или через одежду кислот или щелочей следует немедленно снять одежду и омыть струей воды место ожога.

3. При порезах стеклом прежде всего следует убедиться, что в ране нет осколков стекла.

4. Небольшой порез кисти рук надо смазать йодной настойкой, при большем порезе смазываются йодной настойкой края порезов, а

кровотечение останавливается применением 10%-ного раствора трехвалентного хлорида железа или 3%-ным раствором перекиси водорода. Для перевязки пореза применяются стерилизованные перевязочные материалы (бинт, марля, вата).

5. При ожогах водяным паром от соприкосновения с горячими предметами, брызгами горячей воды, растворителей и т. п. смазывают пораженное место 5—10%-ным раствором перманганата и накладывают стерильную повязку.

6. При ожогах горячим маслом обтирают обожженное место тампоном, смоченным легким бензином, который впитывает в себя масло, а затем пораженное место смазывают мазью от ожога. 352

Приложения

1. При попадании на кожу кислот или щелочей немедленно обмывают пораженное место обильным количеством воды, затем 3%-ным раствором бикарбоната натрия (при попадании кислоты) и 3%-ным раствором уксусной кислоты или присыпают борной кислотой (при попадании щелочи) После этого пораженное место необходимо смазать мазью от ожога.

Примечания. 1. Каждый работающий в лаборатории должен знать, где находится аптечка, и уметь применять рекомендуемые средства для оказания первой помощи пострадавшему.

2. Во всех случаях после оказания первой помощи пострадавшего следует направить в медпункт.

Лабораторная работа №2.

Определение фракционного состава бензина

Цель работы: закрепить теоретические знания по разделу «Дистилляция», сформировать умения и навыки исследования фракционного состава образца бензина по ГОСТ 2177.

Аппаратура, реактивы и материалы: прибор для определения фракционного состава АРНС-Э, колба Вюрца, холодильник с водяным охлаждением, аллонж, термометр ртутный, цилиндр на 100 мл, кипелки (кусочки пористой керамической пластинки).

Краткие теоретические сведения

Способ перегонки с разделением смеси на несколько фракций, в различной степени обогащенных низкокипящими компонентами, называется *фракционной перегонкой*.

Фракционным составом нефтепродуктов называют содержание в них тех или иных фракций (выраженное в объемных или массовых процентах), выкипающих при перегонке этих продуктов в заданном диапазоне температур. Фракционный состав топлив обычно определяют на стандартном аппарате для перегонки нефтепродуктов по ГОСТ 2177 (рис. 2.1).

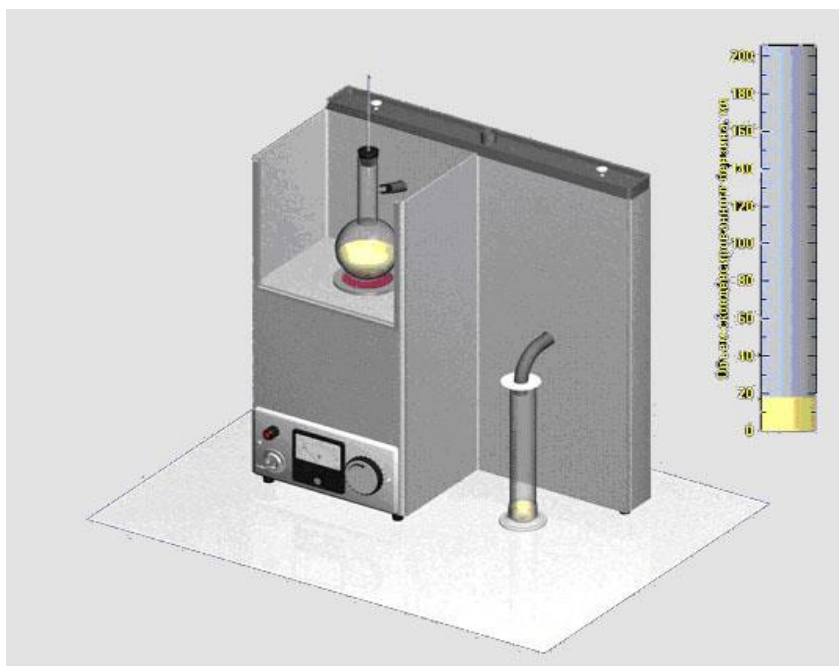


Рисунок-2.1. Панель и внешний вид аппарата для исследования фракционного состава бензина АРНС-Э

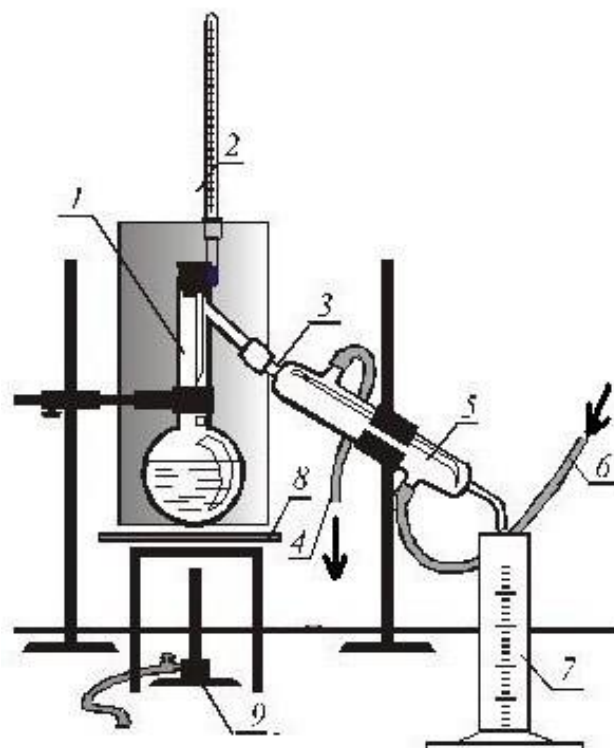


Рисунок-2.2. Аппарат для перегонки нефтепродуктов

1 – колба; 2 – термометр; 3 – трубка холодильника; 4 и 6 – патрубки для ввода и вывода воды; 5 – водяная рубашка холодильника; 7 – мерный цилиндр; 8 и 9 – нагревательный элемент

Метод определения фракционного состава по ГОСТ 2177 заключается в следующем. По мере испарения смеси содержание низкокипящих компонентов в отходящих парах непрерывно уменьшается, при этом можно получить несколько фракций различного состава. Принципиальная схема аппарата для разгонки нефтепродуктов представлена на рис. 2.2.

При определении фракционного состава любого топлива обязательно определяют температуру начала ($t_{\text{НК}}$) и конца ($t_{\text{КК}}$) перегонки (кипения). Кроме того, обычно определяют температуры выкипания (перегонки) 10 % (t_{10}), 50 % (t_{50}), 90 % (t_{90}) продукта.

В ряде случаев проводят перегонку топлива с замером температуры через каждые 10 % получаемого конденсата. Полученные результаты оформляют в виде таблицы или строят кривую фракционной перегонки. По

этим данным можно определить среднеобъемную температуру кипения топлива $t_{cp.o}$ по одной из формул:

$$t_{cp.o.} = \frac{t_{10} + t_{20} + t_{30} + t_{40} + t_{50} + t_{60} + t_{70} + t_{80} + t_{90}}{9}; \quad (1)$$

$$t_{cp.o.} = \frac{t_{HK} + 4t_{50} + t_{KK}}{6}. \quad (2)$$

Порядок выполнения работы

Провести исследование фракционного состава пробы автомобильного бензина на аппарате АРНС-Э.

Испытуемый бензин (100 мл) наливают в колбу и устанавливают ее для дальнейшего нагрева и охлаждения испаряемой жидкости в специальный прибор для перегонки бензина.

Прибор включают в сеть нажатием кнопки «Вкл.», находящейся на панели управления. Загоревшаяся лампочка, расположенная слева, свидетельствует о начале работы прибора.

На рукоятке регулирования напряжения устанавливают необходимую величину для начала кипения бензина.

Рекомендуемая величина напряжения – 50 В. После падения первой капли данные о температуре заносят в таблицу конечных результатов. Рекомендуемое значение каплепадения – 25 капель / 10 с (данное значение каплепадения характерно для всего процесса перегонки бензина).

После конденсирования 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90 % бензина данные о температурах заносят в таблицу конечных результатов. После конденсирования 96–97 % бензина данные о температуре конца кипения заносят в таблицу конечных результатов, прибор отключают.

Определяют объем остатка в колбе и потери при перегонке, а также среднюю температуру перегонки по формуле (1 и 2).

По полученным данным строят кривую перегонки бензина в координатах объем бензина (% , ось X) – температура (°C, ось Y).

Таблица 2.1.

Результаты исследования фракционного состава нефти на аппарате для перегонки нефтепродуктов

Количество выкипевшего вещества, %	Температура °С
0 (начало кипения)	48
10	74
20	78
30	81
40	85
50	90
60	101
70	109
80	121
90	130
97 (конец кипения)	145

Определим среднеобъемную температуру кипения нефти:

$$t_{cp.o} = \frac{t_{10} + t_{20} + t_{30} + t_{40} + t_{50} + t_{60} + t_{70} + t_{80} + t_{90}}{9} =$$

$$= \frac{74 + 78 + 81 + 85 + 90 + 101 + 109 + 121 + 130}{9} = 96^{\circ}\text{C}$$

$$t_{cp.o} = \frac{t_{HK} + 4t_{50} + t_{KK}}{6} = \frac{48 + 4 \cdot 90 + 139}{6} = 92^{\circ}\text{C}$$

Таблица 2.2.

Результаты исследования фракционного состава бензина на АРНС-Э

Количество выкипевшего вещества, %	Температура °С
0 (начало кипения)	63
10	83
20	95
30	105
40	115

50	125
60	130
70	140
80	155
90	165
97 (конец кипения)	183

Определим среднеобъемную температуру кипения бензина:

$$t_{cp.o} = \frac{t_{10} + t_{20} + t_{30} + t_{40} + t_{50} + t_{60} + t_{70} + t_{80} + t_{90}}{9} =$$

$$= \frac{83 + 95 + 105 + 115 + 125 + 130 + 140 + 155 + 175}{9} = 124^{\circ}\text{C}$$

$$t_{cp.o} = \frac{t_{HK} + 4t_{50} + t_{KK}}{6} = \frac{63 + 4 \cdot 125 + 183}{6} = 124^{\circ}\text{C}$$

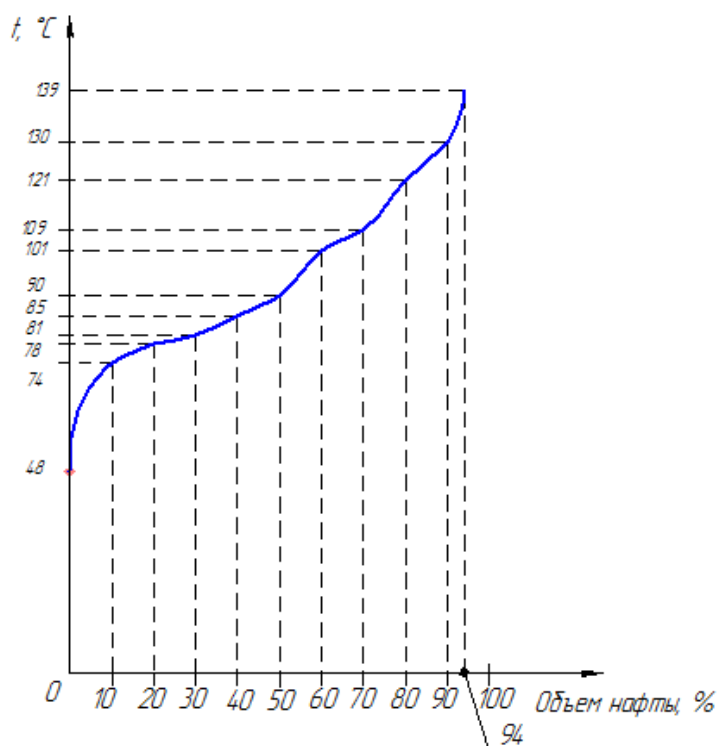


Рисунок-2.3. Кривая перегонки нефти

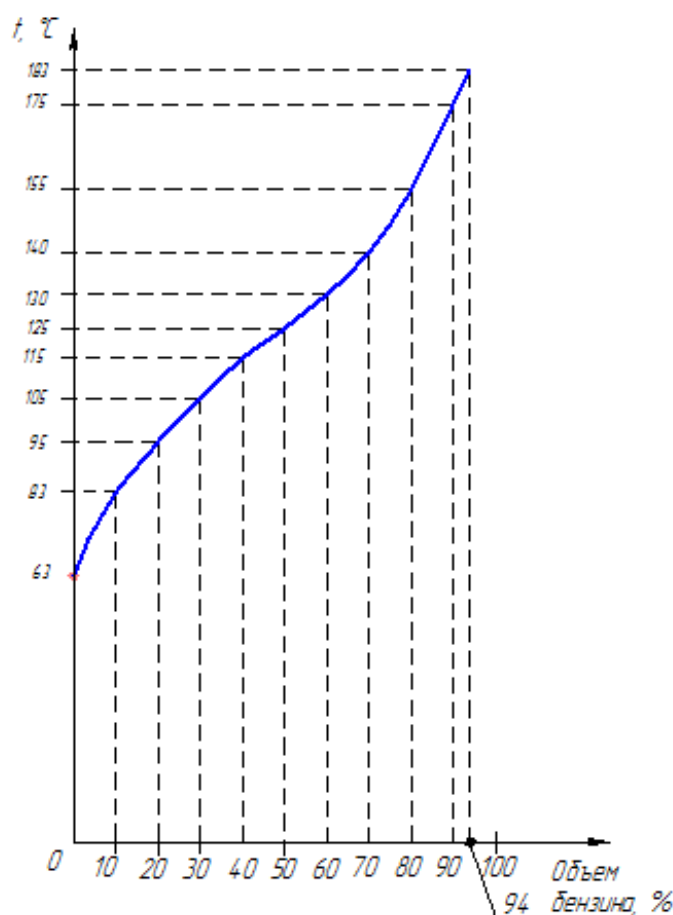


Рисунок-2.4 Кривая перегонки бензина

Нафта – это прозрачная жидкость, получаемая непосредственно при перегонки сырой нефти, состоящая преимущественно из нормальных парафинов $\text{C}_5\text{-C}_9$. Нафта используется прежде всего в качестве сырья для нефтехимической промышленности, при производстве олефинов в паровых крекинг-установках. Она также используется для производства бензина, как в качестве добавки, так и в качестве сырья для специальных перерабатывающих установок (реформинг-установок), вырабатывающих высокооктановые добавки.

Нафта обычно состоит из углеводородов короткой цепи, содержащих 5-10 атомов углерода. Диапазон удельного веса составляет $0,68\text{-}0,745 \text{ г/см}^3$, диапазон точки кипения: $30\text{-}180^\circ\text{C}$.

Лабораторная работа №3.

Определение вязкости дизельного топлива

Приборы и оборудование: Капиллярный вискозиметр, водяной термостат с электроподогревом и мешалкой, секундомер, стакан емкостью 50–100 мл, образец дизельного топлива.

Краткие теоретические сведения

Одним из основных показателей качества дизельных топлив, нормируемых стандартом, является вязкость. Вязкость влияет на прокачиваемость топлива по системе питания, на износ приборов системы питания и процесс смесеобразования.

Вязкость – это внутреннее трение между частицами жидкости, т. е. сопротивление, которое оказывают частицы жидкости их взаимному перемещению под действием внешних сил. Вязкость можно измерять в абсолютных (динамическая, кинематическая) и условных единицах.

Для дизельных топлив принято оценивать кинематическую вязкость. Она показывает отношение динамической вязкости к плотности жидкости при той же температуре. Единицей измерения кинематической вязкости является стокс. Сотая доля стокса называется сантистоксом и обозначается 1 сСт. Слишком большая вязкость топлива затрудняет прокачиваемость его через фильтры и трубопроводы, а также приводит к плохому распылению при впрыске в цилиндры двигателя. При малой вязкости ухудшается смазка топливного насоса, возрастает износ плунжерных пар, сокращается цикловая подача из-за подтекания топлива. На этом основании стандартом ограничены верхний и нижний пределы вязкости дизельных топлив.

Кинематическая вязкость обычно определяется в капиллярном вискозиметре. Для этих целей обычно используются вискозиметры ВПЖ-2 по ГОСТ 10028–67 (рис. 3.1,а) или типа Пинкевича (рис. 3.1,б).

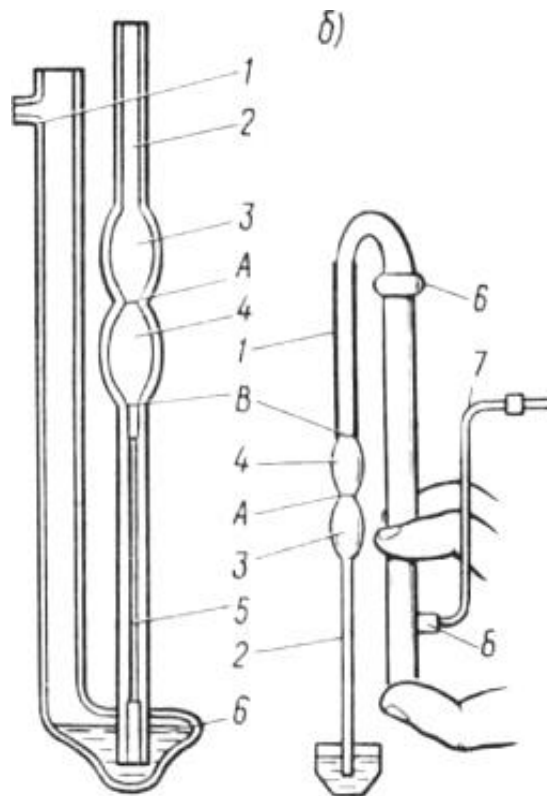


Рисунок-3.1.Заполнение жидкостью вискозиметра:

а — типа ВПЖ-2; б — типа Пинкевича; 1 — широкое колено; 2 — узкое колено; 3, 4, 6 — расширительные емкости; 5 — резиновая рубка; 7 — полый отросток; А — верхняя метка; Б — нижняя метка

Порядок выполнения работ

Наливаем в стакан 30–40 мл дизельного топлива, не содержащего воды и механических примесей. Надев на отводную трубку 3 вискозиметра резиновую трубку длиной 15–20 см перевернуть вискозиметр и опустить его узкое колено 1 в стакан с образцом топлива.

Зажать большим пальцем правой руки широкое колено 2 и, взяв свободный конец резиновой трубки в рот, засосать образец дизельного топлива. Оно должно заполнить без пузырьков и разрывов всю внутреннюю полость от конца колена 1 до метки М2. В тот момент, когда уровень топлива (при засасывании) достигнет метки повернуть вискозиметр в нормальное положение, освободить от зажатия широкое колено и снять резиновую трубку. Надеть на узкое колено 1 резиновую трубку, погрузить вискозиметр

(примерно до середины верхнего расширения 7) в воду, налитую в стакан, надеть резиновый манжет на широкое колено 2 и осторожно за а- крепить его в зажиме штатива, обратив особое внимание на то, что бы вискозиметр принял вертикальное положение.

При работе с вискозиметром необходимо проявлять максимум осторожности, чтобы не сломать и не загрязнить его. Для этого необходимо соблюдать следующие правила:

- при заполнении, установке и других операциях держать вискозиметр только за одно колено (широкое или узкое);
- надевая или снимая резиновую трубку, держать вискозиметр за то колено, на которое надевается или с которого снимается эта трубка;
- не затягивать чрезмерно зажим при закреплении вискозиметра в штативе.

Установить и поддерживать в термостате необходимую для испытания температуру ($20 \pm 0,1$ °C). Контроль температуры вести по термометру с ценой шкалы давления 0,1 °C.

Необходимо избегать перегрева жидкости в термостате сверх заданной температуры, что достигается медленным нагреванием стакана, начиная с того момента, когда температура станет на 3–5 °C ниже заданной.

Выдержать вискозиметр с дизельным топливом при температуре испытания в течение 10 мин.

1. Медленно засосать дизельное топливо, находящееся вовремя термостатирования в расширении 6, в узкое колено немного выше метки М₁ (рис. 3.1, а, б), следя за тем, чтобы в капилляре 5 и в расширении 4 не образовывалось пузырьков воздуха и разрыва жидкости.

Наблюдая за опусканием жидкости в расширении, включить секундомер в момент прохождения уровня жидкости через метку М₁.

Записав время истечения, отмеченное секундомером, с точностью до 0,2 с, повторить опыт не менее двух раз, чтобы получить три замера, отличающихся друг от друга не более чем на 0,5.

2. Вычислить кинематическую вязкость испытуемого дизельного топлива при температуре испытания по формуле:

$$\gamma = c \times \tau$$

Постоянную вискозиметра C взять из паспорта. Значение τ берется как среднее арифметическое из трех отсчетов времени истечения испытуемого топлива.

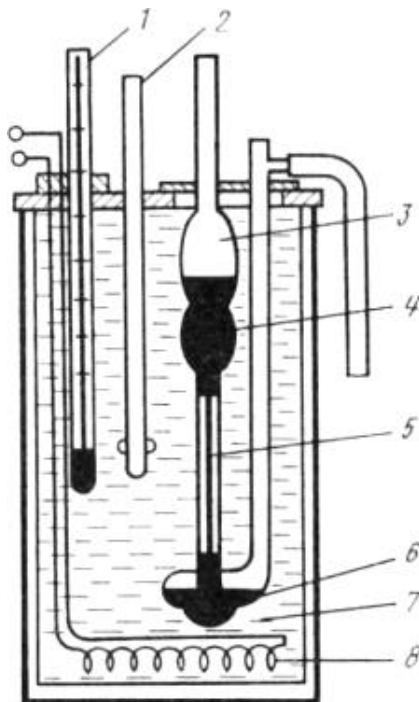


Рисунок-3.2. Прибор для определения вязкости нефтепродуктов.

1 — термометр; 2 — мешалка; 3, 4, 6 — расширения вискозиметра; 5 — капилляр вискозиметра; 7 — термостат (баня); 8 — электроподогреватель

Результаты вычисления выразить в сСт и округлить, оставив три значащих цифры (например 0,835; 0,883).

Лабораторная работа №4.

Определение плотности бензина

Определение плотности ареометром. Метод применяется для определения плотности нефти и нефтепродуктов ареометром для нефти.

Сущность метода

Сущность метода заключается в погружении ареометра в испытуемый продукт, снятии показания по шкале ареометра при температуре определения и пересчете результатов на плотность при температуре 20 °С.

Аппаратура

Ареометры для нефти по ГОСТ 18481. Допускается применять аналогичные ареометры, отградуированные по нижнему мениску.

Цилиндры для ареометров стеклянные по ГОСТ 18481 или металлические соответствующих размеров.

Термометры ртутные стеклянные типа ТЛ-4 по ТУ 25-2021.003 или термометры стеклянные для испытаний нефтепродуктов типа ТИН 5 по ГОСТ 400 при использовании ареометров типа АН. Термометр должен быть калиброван на полное погружение.

Термостат или водяная баня для поддержания температуры с погрешностью не более 0,2 °С.

Подготовка к испытанию

В зависимости от свойств испытуемого продукта пробу доводят до температуры испытания, указанной в табл.4.1.

Таблица 4.1.

Вид испытуемого продукта	Характеристика продукта	Температура испытания
Легколетучий	Давление насыщенных паров ниже 180 кПа	Охлаждают в закрытом сосуде до 2 °С и ниже
Средней летучести	Температура начала кипения не выше 120 °С	Охлаждают в закрытом сосуде до 20 °С и ниже
Средней летучести и вязкий	Температура начала кипения не выше 120 °С, очень вязкий при 20 °С	Нагревают до минимальной температуры для приобретения достаточной текучести
Нелетучий	Температура начала кипения выше 120 °С	Испытывают при любой температуре не выше 90 °С

В случаях, не предусмотренных табл.1, пробу испытуемого продукта выдерживают при температуре окружающей среды до достижения этой температуры.

Для измерения количества нефти или нефтепродукта по объему (или обратного пересчета) плотность определяют при температуре, при которой известен объем.

Проведение испытания

Цилиндр для ареометров устанавливают на ровной поверхности. Пробу испытуемого продукта наливают в цилиндр, имеющий ту же температуру, что и проба, избегая образования пузырьков и потерь от испарения. Пузырьки воздуха, которые образуются на поверхности, снимают фильтровальной бумагой.

Температуру испытуемой пробы измеряют до и после измерения плотности по термометру ареометра (при испытании темных нефтепродуктов термометр ареометра приподнимают над уровнем

жидкости настолько, чтобы был виден верхний конец столбика термометрической жидкости и можно было отсчитать температуру) или дополнительным термометром. Температуру поддерживают постоянной с погрешностью не более 0,2 °С.

Чистый и сухой ареометр медленно и осторожно опускают в цилиндр с испытуемым продуктом, поддерживая ареометр за верхний конец, не допуская смачивания части стержня, расположенной выше уровня погружения ареометра.

Когда ареометр установится и прекратятся его колебания, отсчитывают показания по верхнему краю мениска, при этом глаз находится на уровне мениска (черт.1). Отсчет по шкале ареометра соответствует плотности нефтепродукта при температуре испытания (масса продукта, содержащейся в единице его объема, г/см³).

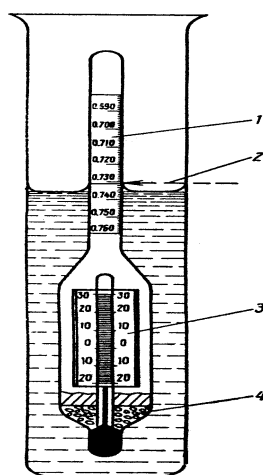
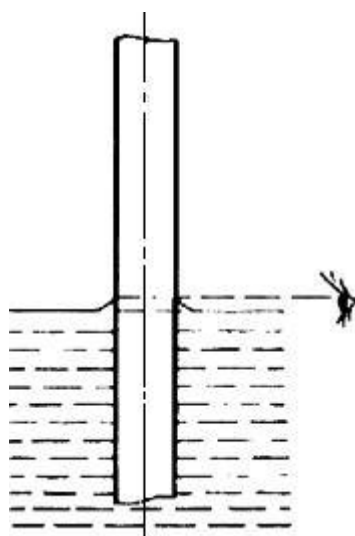


Рисунок-4.2. Ареометр для нефти АН:

1-шкала плотности; 2-длина отстоя; 3-шкала термометра; 4-груз.



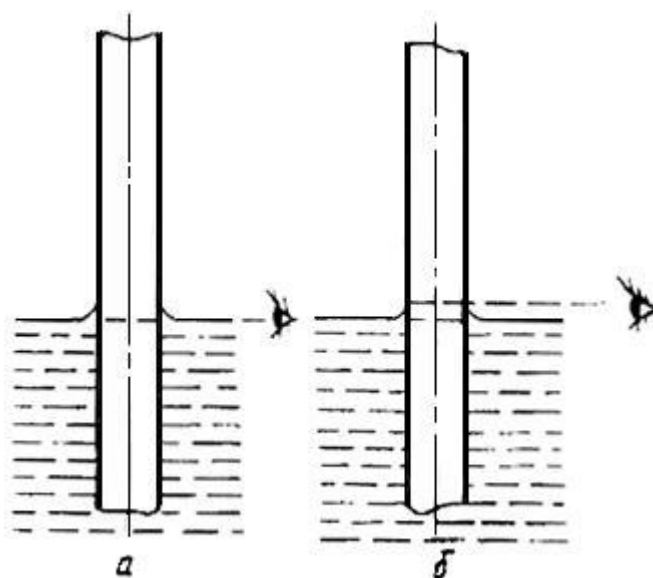
Черт.1

При использовании ареометров, градуированных по нижнему мениску, показания отсчитывают в соответствии с черт.2 и вносят поправку на мениск в соответствии с табл.4.2.

Таблица 4.2

Наименование показателя	Диапазон измеряемой плотности	Цена деления ареометра	Допускаемая погрешность измерения	Поправка на мениск
Плотность при 20 °С, , г/см	От 0,60 до 1,00	0,0005	$\pm 0,0003$	+0,0007
	" 0,60 " 1,10	0,001	$\pm 0,0006$	+0,0014

Черт.2



Черт.2

Обработка результатов

Измеренную температуру испытания округляют до ближайшего значения температуры, указанной в таблице приложения 1.

По округленному значению температуры и плотности, определенной по шкале ареометра, находят плотность испытуемого продукта при 20 °С.

Пример пересчета плотности, измеренной при температуре испытания, на плотность при температуре 20 °С. За результат испытания принимают среднеарифметическое двух определений.

Для нефти и нефтепродуктов, предназначенных на экспорт, допускается пересчитывать измеренную плотность на плотность при 15 °С по таблицам МС ИСО 91-1-82, при пересчете массы нефти и нефтепродуктов в массовых единицах (тонны) на объемные (баррели) вносят поправку.

Сходимость

Два результата определений, полученные одним исполнителем, признаются достоверными (с 95%-ной доверительной вероятностью), если расхождение между ними не превышает 0,0005 г/см³ для прозрачных продуктов; 0,0006 г/см³ - для темных и непрозрачных продуктов.

Воспроизводимость

Два результата испытаний, полученные в двух лабораториях, признаются достоверными (с 95%-ной доверительной вероятностью), если расхождение между ними не превышает 0,0012 г/см для прозрачных продуктов; 0,0015 г/см - для темных и непрозрачных продуктов.

Лабораторная работа №5.

Определение несовершенства трубопроводов пропускающие нефть и нефтепродукты

Метод контроля защитных покрытий по заданной прочности при ударе

Для контроля защитных покрытий по заданной прочности при ударе используются ударное приспособление, выполненное по схеме (рис. 5.1), и искровой дефектоскоп типа ДЭП-1. Измерения проводят на 2% труб с защитным покрытием в 10 точках, отстоящих друг от друга на расстоянии не менее 0,5 м, а также в местах, вызывающих сомнение. В точках проведения испытаний на ударную прочность предварительно определяют сплошность покрытия искровым дефектоскопом. Ударное приспособление устанавливают на поверхности покрытия в точках проведения испытания с помощью винтов-ножек 4 и уровня 2.

Свободно падающий груз поднимают на высоту H , см, определяемую по формуле

$$H = U / P,$$

где U - прочность покрытия при ударе, Дж (кгс·см);

P - вес груза, равный 3 кгс, и сбрасывают на поверхность защитного покрытия

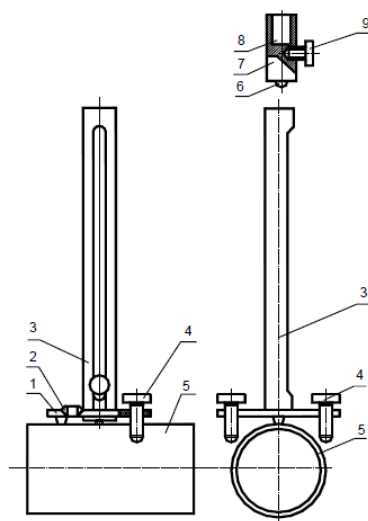


Рисунок-5.1. Приспособление для контроля прочности защитных покрытий при ударе:

1 - основание; 2 - уровень (индикатор горизонтальности); 3 - направляющая; 4 - винты-ножки; 5 - труба с испытуемым покрытием; 6 - стальной боек; 7 - груз; 8 - утяжелитель; 9 - винт-рукоятка В месте удара искровым дефектоскопом контролируют сплошность покрытий. Защитное покрытие считают удовлетворительным, если после испытания в 10 точках покрытие не разрушено, то есть при падении груза с высоты, определяемой в зависимости от ударной прочности покрытия, в местах удара отсутствуют поры и трещины.

ТЕСТЫ

1.Автомобильные смазочные материалы применяют для

- А) Все ответы верны;
- Б) Уменьшения потерь на трение;
- С) Снижения износа трущихся деталей;
- Д) Охлаждения трущихся поверхностей;

2.Аппарат, предназначенный для конденсации паров называется..... .

- А) Конденсатор
- Б) Испаритель
- С) холодильник
- Д) подогреватель

3.Бензин— горючая смесь углеводородов с температурой кипения....

- А) От 33 до 205 °С (в зависимости от примесей)
- Б) От 100 до 150 °С (в зависимости от примесей)
- С) От 200 300 °С (в зависимости от примесей)
- Д) От 150 до 210 °С (в зависимости от примесей)

4.«Большая манёвренность» относится к?

- А) Ж/д транспорту
- Б) Водному транспорту
- С) Газопроводному
- Д) Автомобильному транспорту

5.В результате очистки масляных фракций от маслянистых веществ цвет масел изменяется. Они становятся ...

- А) Светлее
- Б) Мутнее
- С) Гуще
- Д) Темнее

6.Вместимость большой цистерны в автомобильной транспортировки?

- А) 25 т
- Б) 1518 т
- С) 515 т
- Д) 1825 т

7.Газ транспортируется потребителям преимущественно ...

- А) трубопроводным транспортом
- Б) железнодорожным транспортом
- С) автомобильным транспортом
- Д) водным транспортом

8.Где производят замер дебитов скважин?

- А) в автоматизированной групповой замерной установке.
- Б) в установке подготовке нефти.
- С) в установке подготовке воды.
- Д) в сепараторе.

9.Гудрон используют в качестве:

- А) Топлива
- Б) Как горючее
- С) Покрытия дорог
- Д) Парфюмерии

10.Давление газа, МПа, в газопроводах низкого давления составляет:

- А) 0,008
- Б) 0,006
- С) 0,007
- Д) 0,005

11.Давление газа, МПа, в газопроводах среднего давления составляет:

- А) свыше 0,6 до 1,0
- Б) свыше 0, 005 до 0,3
- С) свыше 0,3 до 0,6
- Д) свыше 0,4 до 1,0

12.Дегидратация — это реакция...

- А) Отщепление воды
- Б) Присоединение воды
- С) Отщепление сероводорода
- Д) Присоединение сероводорода

13.Дистиллятные масла получают из:

- А) Мазута;
- Б) Гудрона;
- С) Кокса;
- Д) Газойля;

14.Для строительства газопроводов применяют трубы:

- А) стальные, медные и полиэтиленовые
- Б) стальные, чугунные и полиэтиленовые
- С) стальные, алюминиевые и полиэтиленовые
- Д) только стальные

15.Для чего предназначена стабилизации нефтей?

- А) Для удаления механических примесей
- Б) Для удаления асфальтенов
- С) Для удаления газовых компонентов
- Д) Для удаления сероводорода

16.Единица измерения кинематической вязкости

- А) Н
- Б) $\text{м}^2 / \text{с}$
- С) $\text{Па} \cdot \text{с}$
- Д) $\text{Па} / \text{с}$

17.Единица измерения подачи насоса:

- А) м^3
- Б) $\text{м}^3 / \text{с}$
- С) $\text{кг} / \text{м}^3$
- Д) $\text{Н} / \text{м}$

18.Единицы измерения плотности по системам *СИ* и *МКС*?

А) $г / см^3$

Б) $кг / м^3$

С) H

Д) $^{\circ}C$

19.Из чего получают битум и асфальт?

А) Из мазута

Б) Из смеси парафинов

С) Из солярового масла

Д) Из смазочного масла

20.Ингибиторы коррозии защищают внутренние стенки трубопроводов за счет того что..

А) предотвращают возникновение и прохождение по металлу электрического тока.

Б) создают барьер между коррозионной средой и металлом.

С) изменяют вязкость жидкости.

Д) изменяют полярность воды.

21.К каким процессам относятся теплообменные аппараты?

А) Механические.

Б) Массообменные.

С) Тепловые.

Д) нагревательные

22.Как изменится плотность нефти при снижении температуры?

А) Уменьшится

Б) Увеличится

С) Останется неизменной

Д) Не зависит от температуры

23.Какая классификация лежит в основе деления нефтей на малосернистые, сернистые и высокосернистые?

А) технологическая

- Б) химическая
- С) генетическая
- Д) экологическая

24.Какая классификация лежит в основе деления нефтей на малосернистые, сернистые и высокосернистые?

- А) Галактическая
- Б) Экономическая
- С) Технологическая
- Д) Экологическая

25.Какая основная цель процесса гидроочистки?

- А) Очистка: от воды и механических примесей
- Б) Очистка: от кислорода и горных пород
- С) Очистка: от воды и углеродных газов
- Д) Очистка: от серы и азота

26.Какая производительность магистральных нефтепроводов?

- А) От 0,2 до 100 млн. т нефти в сутки;
- Б) От 0,7 до 80 млн. т нефти в сутки.
- С) От 0,1 до 50 млн. т нефти в сутки;
- Д) От 0,10 до 140 млн. т нефти в сутки;

27.Какая протяженность первого нефтепровода, сооруженного в США?

- А) 10 км
- Б) 20 км
- С) 6 км
- Д) 30 км

28.Какая температура замерзания зимнего дизельного топлива?

- А) $t_3 = -45$;
- Б) $t_3 = -30$;
- С) $t_3 = -25$;
- Д) $t_3 = -55$;

29.Какая температура является стандартной для тормозной жидкости?

- А) Температура кипения;
- Б) Температура испарения;
- С) Номинальная температура;
- Д) Температура замерзания;

30.Какая характеристика нефти изначально считается показателем ее качества?

- А) Мягкость
- Б) Плотность
- С) Липкость
- Д) Горючесть

31.Какая характеристика нефти изначально считается показателем ее качества?

- А) плотность
- Б) вязкость
- С) молекулярная масса
- Д) горючесть

32.Какие газы называют природными?

- А) Получаемые при переработке каменного угля
- Б) Выделяемые с нефтью при её добыче из нефтяных скважин
- С) Выделяемые из газов нефтепереработки
- Д) Добываемые из чисто газовых месторождений

33.Какие достоинства у автомобильного вида транспорта газа, нефти и нефтепродуктов?

- А) Доставка небольших партий нефтепродуктов на различные расстояния с большой скоростью;
- Б) Большая маневренность и высокая проходимость;
- С) Высокая оперативность;
- Д) Высокая оперативность, большая маневренность и высокая проходимость, доставка небольших партий нефтепродуктов на различные расстояния с большой скоростью

34.Какие классы углеводородов являются желательными компонентами бензинов?

- А) Нафтенy
- Б) Парафины
- С) Меркаптаны
- Д) САВ

35.Какие недостатки у воздушного вида транспорта газа, нефти и нефтепродуктов?

- А) Высокие затраты на эксплуатацию;
- Б) Сравнительно небольшая грузоподъемность;
- С) Зависимость от погодных условий;
- Д) Все ответы верны.

36.Какие парафиновые углеводороды концентрируются в гудронах?

- А) Метановые
- Б) Жидкие парафины
- С) Церезины
- Д) Пропан-бутан

37.Какими контрольнопредохранительными и запорными устройствами должны снабжаться сосyды, находящиеся под переменным давлением?

- А) предохранительные, редукиционные и обратные клапаны, уровнемер жидкости, манометры, задвижки
- Б) предохранительные и редукиционные клапаны, уровнемер жидкости, манометры и термометры, задвижки;
- С) предохранительные клапаны, запорные устройства, уровнемер жидкости, манометры и термометры;
- Д) предохранительные клапаны, разрывные мембраны, уровнемер жидкости, манометры, задвижки;

38.Какими основными показателями характеризуются нефтеналивные суда?

- А) Дедвейтом – массой поднимаемого груза (транспортного и хозяйственного);
- Б) Грузоподъемностью – массой транспортного груза;
- С) Осадкой при полной загрузке и скоростью при полной загрузке;
- Д) Осадкой при полной загрузке и скоростью при полной загрузке, грузоподъемностью – массой транспортного груза, дедвейтом – массой поднимаемого груза (транспортного и хозяйственного)

39.Какими свойствами обладают моторные масла?

- А) Вязкостные свойства, моющие свойства, смазочные свойства;
- Б) Окислительные свойства, коррозионные свойства;
- С) Антизащитные свойства, согревающие свойства;
- Д) Все ответы верны;

40.Какой буквой обозначается плотность?

- А) g
- Б) m
- С) V
- Д) ρ

41.Какой единицей измерения обладает число Рейнольдса:

- А) безразмерная величина
- Б) Кг
- С) М
- Д) Н (Ньютон)

42.Какой наиболее распространенный способ добычи нефти?

- А) карьерным способом
- Б) шахтным методом
- С) методом атомного синтеза
- Д) посредством бурения скважин

43.Какой способ установки резервуаров обеспечивает стабильность температуры и давления в них?

- А) Подземный
- Б) Групповой
- С) Надземный
- Д) Горизонтальный

44.Какой транспорт используют для транспортирования энергоносителей?

- А) Железнодорожный, автомобильный;
- Б) Водный;
- С) Трубопроводный;
- Д) Железнодорожный, автомобильный, водный, трубопроводный

45.Классификация автомобильных цистерн по вместимости

- А) Малая цистерна
- Б) Средняя цистерна
- С) Большая
- Д) Большая, средняя цистерна, малая цистерна

46.Когда был подписан Указ Президента Республики Узбекистан Ислама Каримова” Об образовании Узбекского государственного концерна нефтяной и газовой промышленности” Узбекнефтегаз”?

- А) 3 мая 1992 г.
- Б) 1 сентября 1991 г.
- С) 8 декабря 1992 г.
- Д) 31 августа 1990 г.

47.Кто выдвинул идею использования трубопроводов для перекачки нефти и продуктов ее переработки?

- А) Д.И. Менделеев
- Б) М.В.Ломоносов
- С) Н.А.Соколов
- Д) А.Н. Сукачев

48. Кто из химиков является родоначальником гипотезы минерального происхождения нефти?

- А) Энглер;
- Б) Менделеев;
- С) Вернадский.
- Д) Ломоносов;

49. Маркировка моторных масел начинается с буквой:

- А) М;
- Б) Т;
- С) Г;
- Д) П;

50. Масла обрабатывают при контактном способе очистки:

- А) Отбеливающими глинами;
- Б) Серной кислотой;
- С) Растворителем;
- Д) Цеолитами;

51. Масла-это смеси углеводородов с температурой кипения:

- А) 350-500 °С;
- Б) 205-350 °С;
- С) 40-200 °С;
- Д) 550-650 °С;

52. Масло, сливаемое из поддона картера...

- А) Подлежит сбору для последующей переработки и применения ;
- Б) Разрешается сливать в канализацию при наличии очистных сооружений;
- С) Разрешается выливать или собирать для последующей переработки в зависимости от местных условий;
- Д) Верного ответа нет;

53. Минимальная температура, при которой пары нефтепродукта в смеси с воздухом воспламеняются без внешнего источника огня.

- А) Температура самовоспламенения

- Б) Температура кристаллизации
- С) Температура застывания
- Д) Температура плавления

54. На сколько групп подразделяются нефтепроводы?

- А) 2
- Б) 8
- С) 15
- Д) 20

55. На сколько классов подразделяются магистральные нефтепроводы?

- А) 10
- Б) 4
- С) 20
- Д) 30

56. Назовите основные секции в сепараторах любого типа?

- А) основная сепарационная секция, осадительная секция, секция сбора нефти;
- Б) основная сепарационная секция, осадительная секция;
- С) секция сбора нефти, каплеуловительная секция;
- Д) основная сепарационная секция, осадительная секция, секция сбора нефти, каплеуловительная секция;

57. Наличие чего в газе приводит к снижению пропускной способности газопроводов?

- А) Воды
- Б) Жидких углеводородов
- С) Механических примесей
- Д) Жидких углеводородов, механических примесей, воды

58. Недостатком кольцевой системы является:

- А) большая металлоемкость
- Б) при выходе из строя какого либо газорегуляторного пункта нагрузку по снабжению

- С) потребителей газом принимают на себя другие ГРП
- Д) различная величина давлений газа у потребителей большая капиталовложения

59.Объемный расход нефти в трубопроводе переменного диаметра

- А) Меньше там, где меньше диаметр
- Б) Больше там, где больше скорость нефти
- С) Постоянен
- Д) Больше там, где больше диаметр

60.Октановым числом (О.Ч) называется:

- А) Процентное содержание изооктана в смеси с п-гептаном;
- Б) Процентное содержание изооктана в смеси с п-гексадеканом;
- С) Процентное содержание п-гексадекана в смеси с п-гептаном;
- Д) Процентное содержание (по объёму) цетана в смеси с п-гептаном;

61.Основные потери легких фракций нефти на промыслах происходят

- А) в системах с дифференциальным разгазированием.
- Б) в системах не обеспечивающих равновесных условий разгазирования.
- С) в сырьевых и товарных резервуарах при больших и малых «дыханиях».
- Д) в системах с контактным разгазированием.

62.От чего зависит вязкость?

- А) Давление
- Б) Сопротивление
- С) Скорость
- Д) Температура

63.Отложение парафина и солей на стенках труб можно успешно предотвратить...

- А) увеличением перепада давления в системе сбора.
- Б) выделением легких фракций из нефти в системе сбора.
- С) применением высоконапорной герметизированной системы сбора скважинной продукции.
- Д) предварительным сбросом воды в системе сбора.

64. Отношение плотности исследуемого вещества к плотности эталонного вещества – это...

- А) относительная плотность
- Б) удельный вес
- С) кажущаяся плотность
- Д) насыпная плотность

65. Очистку нефти проводят для...

- А) Удаления механических примесей
- Б) Увеличения концентрации нефтепродуктов
- С) Увеличения выхода бензина
- Д) Извлечения мазута

66. Очищенная нефть называется?

- А) Сырой
- Б) Неочищенной
- С) Товарной
- Д) Парафиновой

67. Пластичные смазки используют для:

- А) Труднодоступных узлов и агрегатов автомобиля;
- Б) Сильно нагруженных узлов и агрегатов автомобиля;
- С) Смазки всех узлов и агрегатов автомобиля;
- Д) Верного ответа нет;

68. Плотность бензина определяется с помощью

- А) Ареометра;
- Б) Вязкозиметра;
- С) Гигрометра;
- Д) Титрометра;

69. Плотность вещества $0,9 \text{ г/см}^3$. Какова его плотность в кг/м^3 ?

- А) 9 кг/м^3
- Б) 90 кг/м^3
- С) 900 кг/м^3

Д) 9000 кг/м^3

70. Плотность вещества определяется

А) $\rho = mV$

Б) $\rho = \frac{V}{m}$

С) $\rho = \frac{m}{V}$

Д) $m = \frac{\rho}{V}$

71. Плотность нефти:

А) 0,73-0,98 г/мл

Б) 0,1-0,15 г/мл

С) 0,2-2 г/мл

Д) 2-3 г/мл

72. По какой классификации нефть может быть названа парафинонафтеновой?

А) Химическая

Б) Экономическая

С) Генетическая

Д) Экологическая

73. По какой формуле вычисляется плотность?

А) $V = S \cdot h$

Б) $F = m \cdot g$

С) $\rho = m/V$

Д) $s = u \cdot t$

74. Поддержание наивыгоднейшего теплового режима в двигателях с жидкостным охлаждением достигается за счет...

А) Периодического пропускания части жидкости через радиатор, использования жалюзи, отключаемого вентилятора, утеплительного чехла;

Б) Постоянного пропускания всей жидкости через радиатор;

- С) Только изменения скорости циркуляции жидкости в рубашке охлаждения;
- Д) Использования одного из указанных способов в зависимости от модели двигателя;

75.Подтекание охлаждающей жидкости через контрольное отверстие в нижней части корпуса водяного насоса свидетельствует о...

- А) Изнашивании или повреждении деталей сальника;
- Б) Ослаблении крепления крыльчатки на валу насоса;
- С) Возникновении любой из перечисленных неисправностей;
- Д) Неплотности соединения крышки и корпуса насоса;

76.При каком способе очистки из масла удаляются смолистоасфальтовые вещества?

- А) Деасфальтизация масел;
- Б) Селективная очистка масел;
- С) Кислотнощелочная очистка масел;
- Д) Депарафинизация масел;

77.При селективном способе очистки масла:

- А) Подогретое масло смешивают с растворителем который растворяет нежелательные примеси;
- Б) Масло обрабатывают 92-96% ной серной кислотой, затем щелочью, промывают водой и сушат;
- С) Предполагает очистку масла от примесей с помощью отбеливающих глин;
- Д) Все ответы верны;

78.При хранении масла недопустимо попадание в него:

- А) Воды;
- Б) Воздуха;
- С) Света;
- Д) Верного ответа нет;

79.Присадка – вещество, добавляемое к топливу для придания ему новых свойств или изменение существующих. Какие функции выполняют депрессорные присадки?

- А) Снижают температуру застывания топлив;
- Б) Повышают октановое и цетановое число топлив;
- С) Уменьшают дымность выхлопа;
- Д) Предотвращают образование кристаллов льда в топливе;

80. Процесс осаждения осуществляется в аппаратах

- А) отстойники
- Б) фильтры
- С) Центрифуги
- Д) Абсорберы

81. С каким диаметром трубопроводы относятся к магистральным нефтепроводам?

- А) От 330 до 950 мм;
- Б) От 600 до 1300 мм;
- С) От 529 до 1220 мм.
- Д) От 729 до 1010 мм;

82. С какого языка «биос» означает «жизнь»?

- А) С английского языка
- Б) С латинского языка
- С) С греческого языка
- Д) С персидского языка

83. Свойство жидкости оказывать сопротивление перемещению её частиц относительно друг друга при движении называется:

- А) градиентом
- Б) парообразованием
- С) конвекцией
- Д) вязкостью

84. Сколько датчиков имеет система распределенного впрыска топлива?

- А) 8;
- Б) 10;
- С) 7;

Д) 5;

85. Степень использования резервуарного парка характеризуется

А) коэффициентом изменения полезного объема при выпадении донного «мертвого» осадка.

Б) устойчивостью постоянного уровня нефти в резервуарах при малом «дыхании».

С) коэффициентом потерь легких фракций нефти от больших дыханий.

Д) коэффициентом обрачиваемости.

86. Существует шесть групп (А, Б, В, Г, Д, Е) моторных масел. Для каких двигателей предназначена группа Д?

А) Для высокофорсированных дизельных двигателей, работающих в тяжёлых условиях;

Б) Для высокофорсированных дизельных двигателей;

С) Для высокофорсированных карбюраторных двигателей;

Д) Для высокофорсированных карбюраторных двигателей, работающих в тяжёлых условиях;

87. Топливо для электростанций, кораблей; сырье для производства масел:

А) Лигроин

Б) Никотин

С) Мазут

Д) Бензин

88. Трубопроводы с каким деаметром относятся к магистральным нефтепродуктопроводам?

А) Не менее 219 мм.

Б) Не менее 420 мм;

С) Более 103 мм;

Д) Более 630 мм;

89. У дизельных топлив цетановое число должно быть не менее:

А) $C_4 - 45$;

Б) $C_4 - 40$;

С) $C_4 - 35$;

Д) $C_4 - 30$;

90. Укажите какой дистиллят не относится к тяжёлым?

А) Смазочные масла

Б) Сжиженный газ

С) Вазелин

Д) Остаточные топлива

91. Укажите нефтегазоносные регионы Узбекистана:

А) Бухара, Фергана

Б) Устюрт, Бухара-Хива, Юго-Западный Гиссар, Сурхандарья, Фергана

С) Шуртан, Мубарек, Карши, Караулбазар, Фергана

Д) Юго-Западный Гиссар, Сурхандарья, Фергана, Самарканд

92. Укажите процентное содержание топлива и воздуха при нормальной горючей смеси.

А) 1:15;

Б) 1:15-1:16;5;

С) 1:17-1:23;

Д) 1:33;

93. Укажите что не относится к остаткам перегонки?

А) Газойль

Б) Асфальт

С) Битум

Д) Гудрон

94. Условный показатель, отражающий результат сопоставления вязкостного показателя данного масла с двумя эталонными при этом вязкостно температурные свойства одного приняты за 100, а другой за единицу

А) Индекс вязкости;

Б) Остаточный индекс;

С) Дистиллятный индекс;

Д) Верного ответа нет;

95.Цвет сырой нефти зависит от содержания в ней ...

А) смолистых веществ

Б) воды

С) металлов

Д) механических примесей

96.Цвет сырой нефти зависит от содержания в ней ...

А) Смолистых веществ

Б) Металлов

С) Воды

Д) Механических примесей

97.Цифра, стоящая в маркировке моторных масел показывает:

А) Класс кинематической вязкости;

Б) Тип двигателя;

С) Группу по эксплуатационным свойствам;

Д) Вид присадки;

98.Чем отличаются баржи от танкеров?

А) Баржи отличаются от танкеров тем, что не имеют собственных насосов.

Б) Они не отличаются;

С) Большой грузоподъемностью;

Д) Не разделением на отсеки;

99.Через какое расстояние в МГ устанавливаются линейные КС?

А) 105-205 км

Б) 75-95 км

С) 100-150 км

Д) 250-300 км

100.Что из нижеперечисленного относится к светлым нефтепродуктам?

А) Мазут

Б) Керосин

С) Гудрон

Д) Битум

101. Что измеряет манометр?

А) давление

Б) дебит

С) температуру

Д) нефтеотдачу

102. Что не является основным продуктом переработки БНПЗ?

А) Битум

Б) Бензин А76

С) Бензин АИ93

Д) Авиакеросин

103. Что означает слово нефть?

А) От англ. слова нефта «жидкость»

Б) От персидского слова нефта «просачивающаяся, вытекающая»

С) От греч. слова «вязкость»

Д) От лат. слова «смесь»

104. Что определяется как масса в единице объема?

А) Температура

Б) Плотность

С) Вязкость

Д) Молекулярный вес

105. Что перекачивает сырую нефть из резервуара в систему?

А) Нагреватель.

Б) Холодильник.

С) Насос.

Д) приёмник

106. Что подразумевается под термином «Сырая нефть»?

А) Горючая, маслянистая жидкость черного цвета и является сложной смесью углеводородов с примесью сернистых, азотистых и кислородсодержащих соединений

- Б) Большое скопление газов, образовавшихся в недрах Земли при анаэробном разложении органических веществ
- С) Вид топлива, образовавшийся из частей древних растений
- Д) Полезное ископаемое из битумных масс, излившихся на поверхность планеты, подвергшихся метаморфизму

107. Что принято за условное топливо?

- А) Донецкий каменный уголь $Q_H = 29307$ кДж/кг,
- Б) Антрацит $Q_H = 30230$ кДж/кг,
- С) Бурый уголь $Q_H = 14235$ кДж/кг,
- Д) Нефть $Q_H = 41867$ кДж/кг,

108. Что такое балктанкеры?

- А) Комбинированные суда, предназначенные для перевозки нефтей и нефтепродуктов, навалочных грузов и руды.
- Б) Это самоходное судно, корпус которого системой продольных и поперечных переборок разделен на отсеки;
- С) Тара для нефтегрузов;
- Д) Цистерна;

109. Что такое танкер?

- А) Тара для нефтегрузов;
- Б) Самоходное судно, корпус которого системой продольных и поперечных переборок разделен на отсеки.
- С) Цистерна;
- Д) Бочка;

110. Что такое устье скважины?

- А) Пересечение трассы скважины с дневной поверхностью
- Б) Дно буровой скважины, перемещающееся в результате воздействия породоразрушающего инструмента на породу
- С) Воображаемая линия, соединяющая центры поперечных сечений буровой скважины
- Д) Холодильник

111. Что являются топливом?

- А) Бензин, керосин, дизель и мазут
- Б) Бензин
- С) Керосин и дизель
- Д) Мазут и керосин

112. ... текстовые описания или схематическое изображение, связанных между собой машин и аппаратов?

- А) Способ переработки.
- Б) Технология.
- С) Технологическая схема
- Д) Способ транспортировки

ГЛОССАРИЙ

Авиационный керосин (авиакеросин, керосин для реактивных двигателей, реактивное топливо) – специальный керосин, разработанный как топливо для реактивных двигателей. В авиакеросине более строго регламентируются фракционный состав и особенно низкотемпературные свойства – по вязкости, температурам кристаллизации и помутнения, чтобы во время полета при температурах даже ниже $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$ не нарушилось поступление топлива к двигателям. Кроме того, проверяют содержание ароматических углеводородов, смол, серы, степень очистки керосина и др. Одним из наиболее известных сортов А.к. является авиакеросин марки ТС-1 (топливо самолетное). Его плотность при $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ составляет не менее 775 кг/м^3 , а кинематическая вязкость при этой температуре – не менее 1,25 сСт.

Автоналивная станция (АНС) - пункты налива автомобильных цистерн на *конечном пункте* или *наливной станции* нефтепродуктопровода.

Автоналивная эстакада – сооружение, оборудованное устройствами, обеспечивающее выполнение операций по наливу нефтепродуктов в автомобильные цистерны

Агрегат – насос (насосный агрегат). На перекачивающих станциях применяются 2 вида А.: магистральные и подпорные.

Антиокислительные присадки (стабилизаторы) – вещества, применяемые для повышения *химической стабильности* бензинов.

Ареометр - прибор, который служит для определения плотности, а, следовательно, и уд. веса тел. Устройство А. основано на гидростатическом законе (Архимедов закон).

Арматура – устройства и детали (клапаны, вентили, выключатели и т. п.), не входящие в состав основного оборудования, но обеспечивающие его нормальную работу. Различают арматуру трубопроводную, электротехническую, печную и т.д.

Ароматизация – увеличение содержания ароматических фракций.

Баррель - единица измерения добычи нефти и нефтепродуктов. 1 баррель = 42 ам. галлонам = 159 литров; 7,3 барреля = 1 тонне нефти; 6,29 баррелей = 1 м³.

Бензин прямогонный (бензиновые фракции, прямоперегонный бензин) - вырабатывается из малосернистых нефтей на установках первичной перегонки нефти ЭЛОУ-АВТ. Прямогонный бензин используется в качестве сырья для дальнейшей переработки, а также в качестве компонента товарных бензинов. В прямогонных бензинах исключено присутствие компонентов бензина вторичного происхождения. Фракция бензиновая НК - 62 °С вырабатывается при вторичной перегонке прямогонного бензина и используется в качестве сырья для пиролиза. Как топливо не используется.

Бензины – самые легкие (№2 – *автобензин* и №3 – *авиабензин*) фракции нефти.

Вантуз – *штуцер* в верхней части трубопровода.

Вертикальные стальные резервуары (РВС) – имеют стационарную крышу и изготавливаются из стальных листов размерами 1,5 на 6 м. Диаметры оснований составляют 40 м, высоты – до 20 м. Объемы таких резервуаров колеблются от 100 до 50 тыс. м³, толщина стенки – от 4 до 25 мм, максимальное избыточное давление над зеркалом нефтепродукта в них может быть не более 0,02 атм, а вакуум – не более 0,002 атм. Днище резервуаров покоится на песчаной подушке, щитовая кровля опирается на фермы, а у резервуаров большой вместимости – на центральную стойку. Наиболее распространены в резервуарных парках нефтепродуктов.

Вертикальные стальные резервуары с плавающей крышей (РВСПК) - отличаются от РВС тем, что они не имеют стационарной крыши. Роль крыши выполняет пустотелый цилиндрический короб, плавающий поверх нефтепродукта, опускающийся вместе с ним вниз при опорожнении резервуара и поднимающийся вверх при заполнении резервуара нефтепродуктом. Применяются в резервуарных парках ГПС и ППС.

Вертикальные стальные резервуары с понтонами (РВСП) - по конструкции аналогичны резервуарам РВС, т.к. имеют стационарную крышу. Отличие состоит в том, что поверхность нефтепродукта не открытая, а на ней плавает понтон, металлический или синтетический, призванный уменьшить испарение нефтепродуктов. Этот понтон перемещается по направляющим трубам и имеет систему петельных или иных уплотнений. Эти резервуары используют в резервуарных парках для легких нефтепродуктов в условиях повышенной температуры, чтобы снизить их испаряемость.

Вязкость топлива – физическая характеристика нефтепродукта, определяющая свойства его текучести. Различают два вида вязкости:

Газойль (газовое масло) – 1) фракции нефти, выкипающие при 230-360 °С, а также смесь 60% *керосина* и 40% *солярового масла*; 2) промежуточный дистиллят, получаемый при переработке нефти на стадии между *смазочными маслами* и *керосином*; используется для производства *дизельного топлива* и сжигается в системах центрального отопления. В 1937 г. вместо Г. стали применяться *дизельные топлива*, которые по своему фракционному составу лишь незначительно отличались от Г. После 1942 г. название «газойль» перестало использоваться и Г. был объединен с *дизельными топливами*.

Газообразные топлива – обобщенное название легких фракций нефти при ее перегонке – *бензинов*.

Генеральный план – схема генерального плана перекачивающей станции (или другого объекта) с сохранением определенного масштаба изображаемых объектов.

Гидрирование – внедрение водорода в молекулы органических соединений.

Глиняная пробка – способ ликвидации аварии с помощью перекрытия грунтом места разрыва трубы.

Глубина дефекта – предполагаемая максимальная глубина *потери металла* или трещины поперечного сварного шва.

Головная перекачивающая станция (ГПС) – перекачивающая станция, предназначенная для последовательной закачки нефтепродуктов в

трубопровод и создания необходимого напора в начале первого участка. Как правило, Г.п.с. имеет резервуарный парк для накапливания необходимых для перекачки объемов нефтепродуктов, их количественного учета и для компенсации неравномерности поступления и откачки нефтепродуктов. Используется также название *Магистральная перекачивающая станция*.

Горизонтальные стальные резервуары (РГС) - резервуары небольшого объема (до 100 м³) используют, как правило, для сбора утечек нефтепродуктов; большие емкости (до 10 000 м³) используют для специального и, в частности, подземного хранения нефтепродуктов.

Градуировка (калибровка) резервуара – составление градуировочных характеристик с интервалом в 1 см, позволяющих определить количество продукта на высоте уровня. Необходима для определения вместимости резервуара.

Грунт - обобщенное наименование, рассматриваемое с инженерно-строительной точки зрения любой горной породы, залегающей преимущественно в пределах зоны выветривания коры земной.

Группы нефтепродуктов: **1 группа** – бензины автомобильные всех марок, **2 группа** – топливо для реактивных двигателей Т-2, **3 группа** – топливо для реактивных двигателей всех марок, кроме указанных во 2 ой группе, керосин для технических целей; **4 группа** – топлива дизельных марок «Зимнее» и «Арктическое»; **5 группа** – топлива дизельные, кроме указанных в 4 группе, топливо печное бытовое.

Детонационная стойкость – наиболее важный показатель, характеризующий качество *автомобильного бензина*. Д.с. бензинов выражается в *октановых числах*. Для повышения Д.с. бензинов и, соответственно, повышения *октанового числа*, в них вводят тетраэтилсвинец (ТЭС) в количестве до 3,3 г на 1 кг бензина.

Дефекты трубопровода - потенциально опасные отклонения геометрического или конструктивного параметра, толщины стенки или показателя качества металла трубы (или сварного шва), выходящие за рамки

требований действующих нормативных документов, возникшие при изготовлении трубы, строительстве или эксплуатации трубопровода.

Дистиллят – продукт перегонки или выпаривания.

Дренажная защита – метод защиты от коррозии металла трубопровода, состоящий в возможности и периодическом удалении оседающей влаги.

Железнодорожная сливноналивная (наливная) эстакада (ЖД эстакада) –

1) сооружение у специальных железнодорожных путей, оборудованной сливноналивными устройствами, обеспечивающее выполнение операций по сливу нефтепродуктов из железнодорожных цистерн или (и) их наливу; 2) технологическое сооружение на *конечном пункте* или *наливной станции* нефтепродуктопровода для перевалки нефтепродукта на железнодорожный вид транспорта.

Железобетонные резервуары (ЖБР) - используют в резервуарных парках для длительного хранения больших партий нефтепродуктов.

Задвижка – запорное устройство на трубопроводе.

Зольность – характеризует загрязненность топлива. Для ее определения выпаривают 1 л топлива в колбе до получения 30 мл остатка. Остаток прокалывают в тигле при темно-красном калении до полного озоления. Полученную золу выражают в процентах к литру топлива.

Изооктан – быстровоспламеняющаяся углеводородная жидкость, *октановое число* которой принимается за 100. Присутствует в *бензинах*. Повышает *октановое число*.

Капитальный ремонт (капремонт, КР) - ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близкого к полному восстановлению ресурса объекта с заменой или восстановлением любых его составных частей, включая базовые.

Карта раскладки – документ, позволяющий определить, какое количество смеси можно добавить в тот или иной резервуар. В частности, с помощью К.р. можно определить концентрации и моменты отсечки головы и хвоста

смеси, чтобы в тот или иной резервуар попало не большее, чем допустимо, количество смеси.

Каталитический крекинг – процесс, при котором тяжелые молекулы углеводорода распадаются на легкие молекулы при прохождении через соответствующий катализатор (обычно при нагреве). В нефтяной отрасли способствует углублению переработки нефти. Используется для получения высокооктановых бензинов.

Конечный (наливной) пункт (пункт приема нефтепродуктов, КП) – 1) конечный пункт нефтепродуктопровода, на котором нефтепродукты принимают из трубопровода в отдельные резервуары и далее либо отгружают потребителям (автомобильным, водным или железнодорожным транспортом), либо переваливают на другую трубопроводную систему; 2) технологический пункт, являющийся конечной точкой направления перекачки; обязательно имеет в своем составе РП и не имеет магистральных насосных агрегатов; может принадлежать структурному подразделению АК (Брянский НП) или иной организации (Курская нефтебаза); на К.п. может производиться отпуск н/п в ж/д и (или) автоцистерны, а также сдача во внешние резервуарные парки.

Коррозия металлов – разрушение металлов вследствие химического или электрохимического взаимодействия их с коррозионной средой. При коррозии металла происходит не только потеря его массы, но и снижение механической прочности, пластичности и других свойств.

Локализация аварийного разлива нефтепродукта – проведение комплекса мероприятий по ограничению распространения нефтепродукта по водной поверхности, а также придание потоку нефтепродукта заданного направления перемещения.

Мазуты топочные (ГОСТ 10585-75). Вырабатываются из остатков переработки нефти. В мазуты марки 40 для снижения температуры застывания вводят среднестиллятные фракции. Предназначены для сжигания в стационарных котельных и технологических установках.

Механические примеси в дизельных топливах – определяются как процентное содержание по массе твердых частиц примеси путем фильтрования 100 г топлива через бумажный фильтр. Присутствие М.п. в топливах опасно для двигателей внутреннего сгорания и особенно для быстроходных дизелей.

Надежность – свойство объекта сохранять во времени и установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортировки.

Наливная станция – промежуточная перекачивающая станция, на которой нефтепродукты не только перекачивают, но и осуществляют частичный отпуск потребителям или перевалку на другие виды транспорта, поэтому Н.с. имеют резервуарный парк, обеспечивающий выполнение указанных функций.

Неисправное состояние - состояние объекта, при котором он не соответствует, хотя бы одному из требований нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации. (ГОСТ 27.002-89).

Неисправность – состояние объекта, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Неработоспособное состояние - состояние объекта, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Нефтеперерабатывающий завод (НПЗ) – предприятие для крупнотоннажного производства, основанного на превращениях нефти, ее фракций и нефтяных газов в товарный нефтепродукт и сырье для нефтехимии, основного органического синтеза и микробиологического синтеза. Это производство представляет собой совокупность физических и

химико-технологических процессов и операций, включающих подготовку сырья, его первичную и вторичную переработку.

Нефтепродуктопровод (НПП) – трубопровод для перекачки нефтепродуктов. По стратегической важности НПП делятся на *магистральные, соединительные и распределительные* нефтепродуктопроводы (последние называются также *отводами*). По виду транспортируемого нефтепродукта эти трубопроводы могут называться *керосинопроводами, бензинопроводами* и т.д. Магистральная часть трубопровода может состоять из труб одного или различных диаметров (например, 300, 350, 500 мм) и иметь произвольный профиль. Обычно используются одно- или двухтрубные системы. Всего по нефтепродуктопроводам перекачивают более 10 видов и сортов *светлых нефтепродуктов*, основные из них – *бензины, керосины, дизельные и печные топлива*.

Нефтепродукты (НП, н/п) – 1) в широком смысле смеси углеводородов и некоторых их производных, реже – индивидуальные химические соединения, получаемые переработкой нефти и нефтяных попутных газов; 2) результаты переработки нефти и газоконденсата на НПЗ. Используются в качестве топлива, смазочных материалов, сырья для нефтехимического синтеза и др.

Октановое число – условная количественная характеристика детонационных свойств бензина, численно равная процентному по объему содержанию хорошо детонирующего *изооктана* в его смеси с плохо детонирующим *н-гептаном*. Присутствует в названии марок бензина. Определяется на специальных одноцилиндровых установках *моторным* (ГОСТ 511-82) или *исследовательским* (ГОСТ 8286-82) методом, а также методом детонационных испытаний на автомобильных двигателях в стендовых и дорожных условиях (ГОСТ 10373-75). О.ч., определяемое по исследовательскому методу, несколько выше, чем О.ч., определяемое по моторному методу. О.ч., определенное по *исследовательскому методу*, присутствует в названиях марок автобензинов. Применение в двигателях

бензина с О.ч. ниже требуемого недопустимо, т.к. это приводит к возникновению детонации в цилиндрах. Использование бензина с О.ч. выше требуемого также нежелательно, т.к. вызывает увеличение теплонапряженности двигателя. Кроме того, применение высокооктанового бензина в непредназначенных для него двигателях убыточно.

Осветительный керосин – используется как источник света (в лампах и фонарях), и как источник тепла (в керосинках, примусах и т.п.). Существуют осветительные приборы, в которых свет рождается горением самого керосина (например, керосиновые лампы) или горящий керосин раскаляет специальные калильные сетки, дающие ослепительно белый свет (например, прожекторы маяков). Осветительные и тепловые свойства керосина зависят от его *фракционного состава* и присутствия различных инородных веществ – смол, нафтеновых кислот, серы и т.п. Главными показателями, по которым оценивают потребительские свойства О.к., являются *фракционный состав*, *температура вспышки*, цвет и высота некоптящего пламени. Плотности О.к. колеблются от 840 до 860 кг/м³, вязкости при 20 °С составляют от 1,25 до 2,0 сСт.

Попутная нефтебаза - технологический пункт, расположенный на отводе от МНПП и имеющий РП, на который производится сдача н/п непосредственно в процессе его перекачки по направлению транспортировки. П.н. принадлежит организации, не являющейся структурным подразделением АК.

Пределы кипения – интервалы температур, при которых жидкости переходят в паровую фазу.

Присадки - применяются в качестве добавок к смазочным маслам и улучшают их эксплуатационные свойства.

Проба на медную пластинку – испытание, в котором определяют, содержатся ли в топливе активные сернистые соединения или свободная сера. Для этого медную пластинку выдерживают 3 ч в топливе при 50 °С. Если на пластинке появляются черные или темно-коричневые пятна, то такое топливо считают непригодным к употреблению.

Промежуточная перекачивающая станция (ППС) – перекачивающая станция, находящаяся на границе соседних участков трубопроводов и предназначенная для создания дополнительного напора, обеспечивающего дальнейшую транспортировку нефтепродуктов. Используется также название *Попутная перекачивающая станция*.

Протекторная защита - метод защиты от коррозии металла трубопровода и стальных резервуаров, состоящий в использовании электрополяризованных протекторов.

Пункт налива автомобильных цистерн – технологическое сооружение на *конечном пункте* или *наливной станции* нефтепродуктопровода для перевалки нефтепродукта на автомобильный вид транспорта.

Работоспособное состояние – состояние объекта, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Раздаточный блок – пункт хранения н/п для использования на собственные нужды (синоним – топливо-раздаточный комплекс).

Резервуар – инженерная конструкция, предназначенная для приема, хранения, отпуска, учета нефтепродуктов.

Резервуарный парк перекачивающей станции (РП) – группа резервуаров, предназначенных для приема, хранения и выдачи нефтепродуктов и размещенных на территории, ограниченной по периметру территории или ограждающей стенкой при наземных резервуарах, противопожарными проездами – при подземных резервуарах и резервуарах, установленных в котлованах и выемках.

Ремонт – комплекс операции по восстановлению исправности или работоспособности объекта при восстановлении ресурсов объекта или их составных частей.

Ремонт - комплекс операций по восстановлению исправности, работоспособности, ресурсов объекта или их составных частей.

Сантипуаз – единица измерения динамической вязкости. $1 \text{ сП} = 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с} = 10^{-3} \text{ кг/м}\cdot\text{с}$.

Сантистокс - единица измерения кинематической вязкости. $1 \text{ сСт} = 10^{-2} \text{ Ст} = 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

Светлые нефтепродукты – обобщенное название легких нефтепродуктов (у нас и за рубежом – десятки наименований). Наиболее важные С.н. – *моторные топлива*. По отношению к трубопроводному транспорту под С.н. подразумеваются нефтепродукты, применяемые в качестве топлив: бензин, керосин, дизельное топливо.

Сжиженный нефтяной газ (СНГ) - смесь легких углеводородов из нефтеносного пласта, которые при нормальной температуре находятся в газообразном состоянии и сжижаются при охлаждении или под давлением. Состоит в основном из бутана и пропана, поэтому С.н.г. называют также *пропан-бутановой смесью*. Иногда называется конденсат (чаще – газоконденсат).

Скиммер – нефтесборщик.

Смесевые резервуары – резервуары для приема части смесей для последующей раскладки по исходным нефтепродуктам. Располагаются на *конечных пунктах и наливных станциях*.

Содержание водорастворимых кислот и щелочей – доля водорастворимых кислот (серной, соляной, азотной) и щелочей (едкое кали, едкий натр) в *дизельном топливе*, определяемое с помощью лакмусовых и фенолфталеиновых индикаторов. Топлива даже с ничтожным содержанием водорастворимых кислот и щелочей непригодны к употреблению.

Содержание серы в бензине – один из основных показателей эксплуатационных свойств бензина. Предопределяет коррозионную активность бензинов. Применение сернистых *автомобильных бензинов* приводит к сокращению ресурса работы двигателей, а также к снижению его мощности. С.с. проверяют анализом на медной пластинке. Оно не должно превышать 0,10-0,15%.

Содержание серы в дизельном топливе - один из основных показателей эксплуатационных свойств *дизельного топлива*. Определяется сжиганием 1,5-5,0 мл топлива в стандартной лампочке с приспособлением для улавливания сернистого газа. В зависимости от С.с. вырабатывается *дизельное топливо* двух видов: 1- С.с. не более 0,2%; 2- С.с. не более 0,5% (для *арктического* – 0,4%).

Соединительный трубопровод – нефтепродуктопровод, соединяющий нефтеперерабатывающий завод с *головной перекачивающей станцией*.

Соляровое масло (смазочное масло) – фракции нефти, выкипающие при 300-400 °С. Используется как *моторное топливо*.

Текущий ремонт – ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановлений работоспособности объекта.

Температура вспышки – 1) температура, при которой *дизельное топливо* в закрытом тигле начинает вспыхивать при нормальном атмосферном давлении; 2) температура, для которой необходимо нагреть *дизельное топливо*, чтобы его пары образовывали с воздухом взрывчатую смесь, воспламеняющуюся при поднесении к ней открытого огня. Чем больше в топливе легких фракций, тем выше его Т.в. Согласно ГОСТ 305-82, Т.в. различных сортов дизельного топлива может составлять 35, 40 (например, дизельное топливо летнее Л-40) и 62 °С (например, дизельное топливо летнее Л-62). Т.в. для топлива марки Л должна быть выше 40 °С, марки З - выше 30 °С, марки А - выше 30 °С для дизелей общего назначения и соответственно: Л - выше 61 °С, З - выше 40 °С, А - выше 35 °С для тепловозных и судовых двигателей и газовых турбин.

Температура застывания - температура, при которой жидкое топливо застывает (теряет подвижность).

Температура конца кипения – температура, при которой при заданном давлении в закрытом сосуде стандартных размеров выкипает определенная

порция бензина. Для летних сортов бензина Т.к.к. составляет, согласно ГОСТ 305-82, 195 °С, для зимних – 185 °С.

Температура помутнения – температура, при которой топливо теряет фазовую однородность. Для летних сортов топлива она должна быть не выше -5 °С (*температура застывания* – (-10) °С), для зимних – на 10 °С выше *температуры застывания* (-25 или -35 °С). Для обеспечения надежной работы дизельных двигателей необходимо, чтобы Т.п. была на 6-8 °С, а *температура застывания* – на 10-15 °С ниже температуры окружающего воздуха.

Тетраэтилсвинец (ТЭС) – вещество, используемое для повышения *октанового числа* бензинов.

Технический коридор – 1) система параллельно проложенных трубопроводов по одной трассе, предназначенных для транспортирования нефти, нефтепродуктов, в том числе сжиженных углеводородных газов, или газа (газового конденсата); 2) территория, по которой проходит нефтепродуктопровод или система параллельно проложенных трубопроводов и коммуникаций, ограниченная с двух сторон *охранными зонами*.

Техническое диагностирование трубопровода (ТД) – определение технического состояния трубопровода, включая *контроль технического состояния*, поиск места дефекта и *повреждения*, прогнозирование технического состояния.

Техническое состояние – совокупность определенных величин (параметров), характеризующих в определенный момент времени признаками (свойствами объекта), установленной технической документацией. Видами технического состояния являются исправное, неисправное, работоспособное, неработоспособное.

Топливо печное бытовое (ТУ 38.101656-87). Вырабатывается из дистиллятных фракций прямой перегонки нефти и деструктивных процессов - термического, каталитического крекинга, коксования. В отличие от дизельного топлива печное бытовое топливо имеет более высокую вязкость и

более тяжелый фракционный состав. Печное топливо должно иметь достаточно низкую температуру застывания - ниже минус 15°C.

Тракторный керосин – керосин, использующийся в качестве топлива для тракторных карбюраторных двигателей. Поскольку керосин не имеет пусковых фракций, необходимых для запуска карбюраторного двигателя, последний запускают и прогревают на бензине, а затем переводят работающий двигатель на керосин. Т.к. готовят как из фракций *прямой перегонки нефти*, так и из их смесей с фракциями *термического крекинга*. К нему могут быть добавлены *лигроиновые* и даже *бензиновые фракции*.

Трасса трубопровода - положение оси трубопровода, определяемое на местности ее проекцией в горизонтальной плоскости.

Трубопровод - сооружение из труб, соединенных чаще всего сварными, реже -фланцевыми, резьбовыми и прочими стыками для транспортировки жидкостей, газов, суспензий и пр. под действием разности давлений в различных сечениях. В зависимости от вида транспортируемого продукта трубопроводы называют также газопроводами, нефтепроводами, *нефтепродуктопроводами*, конденсатопроводами и т.д.

Тяжелый бензин – бензин, обогащенный (в результате смесеобразования) дизельным топливом.

Узел приема и пуска разделительных и очистных устройств – 1) система технологических трубопроводов и запорной арматуры, предназначенная для обеспечения пуска и приема разделителей, очистных устройств и т.п. 2) камера с запорной арматурой для пуска и приема технических устройств в потоке нефтепродукта.

Участок трубопровода – часть трубопровода, ограниченная двумя последовательно расположенными перекачивающими станциями. Каждый такой участок может иметь *отводы* к промежуточным потребителям или не иметь их.

Фракционный состав бензинов – один из основных показателей эксплуатационных свойств бензина. Характеризуется температурами

перегонки 10, 50, 90% бензина и *температурой конца кипения*. Ф.с.б., наряду с *детонационной стойкостью*, является одним из важнейших показателей качества *автомобильных бензинов*, т.к. влияет на надежность пуска, длительность прогрева и износостойкость двигателя.

Фракционный состав дизельного топлива – характеризует наличие в *дизельном топливе* спектра углеводородов. В стандартную колбу наливают 100 мл топлива и нагревают. Испарившуюся часть топлива конденсируют в специальном приемнике-холодильнике. При этом отмечают, какая часть топлива перегналась из колбы в приемник при заданной температуре. Зимние сорта топлива по сравнению с летними имеют облегченный фракционный состав – 96% топлива выкипает при температуре не выше 340 °С (летние – не выше 360 °С) – и меньшую вязкость (1,8-5,0 сСт).

Химическая стабильность бензина – один из основных показателей эксплуатационных свойств бензина. Характеризуется способностью бензина противостоять химическим изменениям при хранении, транспортировании и применении. Х.с.б. зависит от состава и строения, содержащихся в нем углеводородов и неуглеводородных примесей. Для повышения Х.с.б. применяют *антиокислительные присадки (стабилизаторы)*.

Центральный диспетчерский пункт (ЦДП) – условное наименование диспетчерской службы уровня АК, используемое в документах по информационным системам (ТЗ, техпроект). Фактически, является синонимом ЦДУ.

Цетан – высоковоспламеняемая углеводородная жидкость, содержащаяся в *дизельном топливе*, *цетановое число* которой принимается за 100.

Цетановое число – условная количественная характеристика воспламенительных свойств *дизельного топлива*, численно равная процентному содержанию хорошо воспламеняемого *цетана* (углеводородной жидкости, Ц.ч. которой принимается за 100) в его смеси с плохо воспламеняемым *альфа-метилнафталином* (углеводородной жидкостью, Ц.ч. которой принимается за 0), эквивалентной по воспламенительным

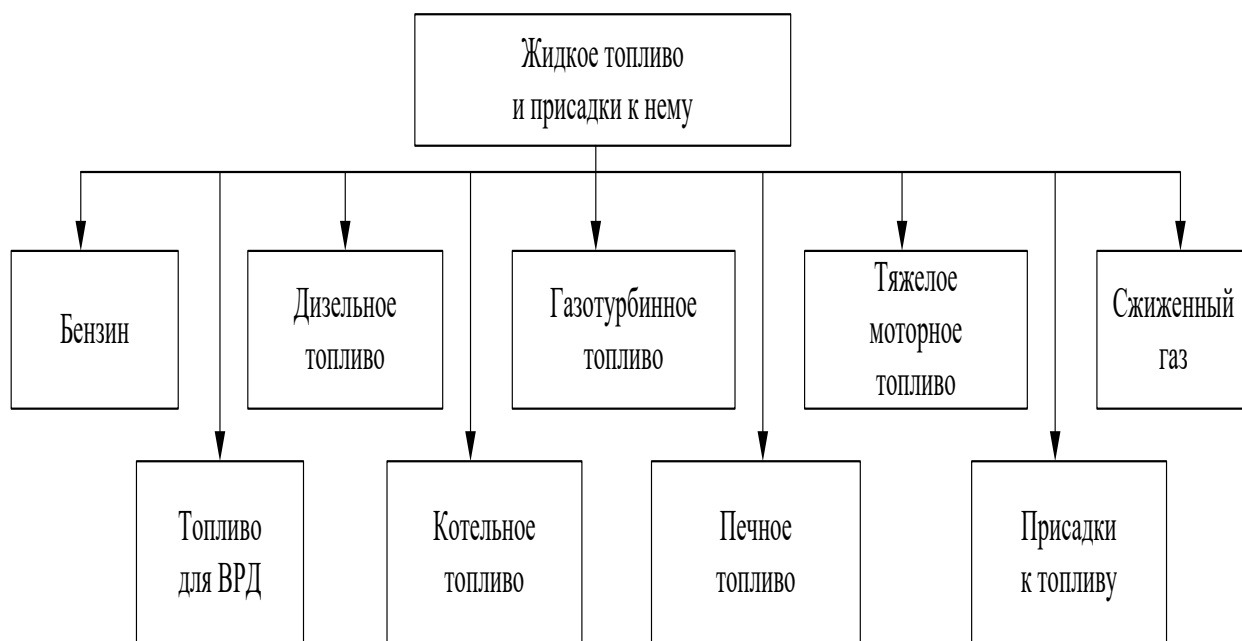
свойствам испытываемому топливу при стандартных условиях испытания. Для *дизельного топлива* всех марок Ц.ч. не должно быть ниже 45. Использование топлива с Ц.ч. выше 60 нецелесообразно, т.к. процесс сгорания практически не улучшается.

Штуцер (от нем. Stutzen) – соединительный патрубок обычно с резьбой на концах. С помощью Ш. (*вантуза*) подсоединяют трубы к резервуарам, аппаратам, трубам и т. п. /БСЭ/.

Электрохимическая коррозия (коррозионное разрушение) - возникает под действием коррозионно-активной среды, разнообразна по характеру. Вызывает большинство коррозионных разрушений трубопроводов и оборудования. Электрохимическая коррозия протекает с наличием двух процессов – катодного и анодного.

ПРИЛОЖЕНИЯ

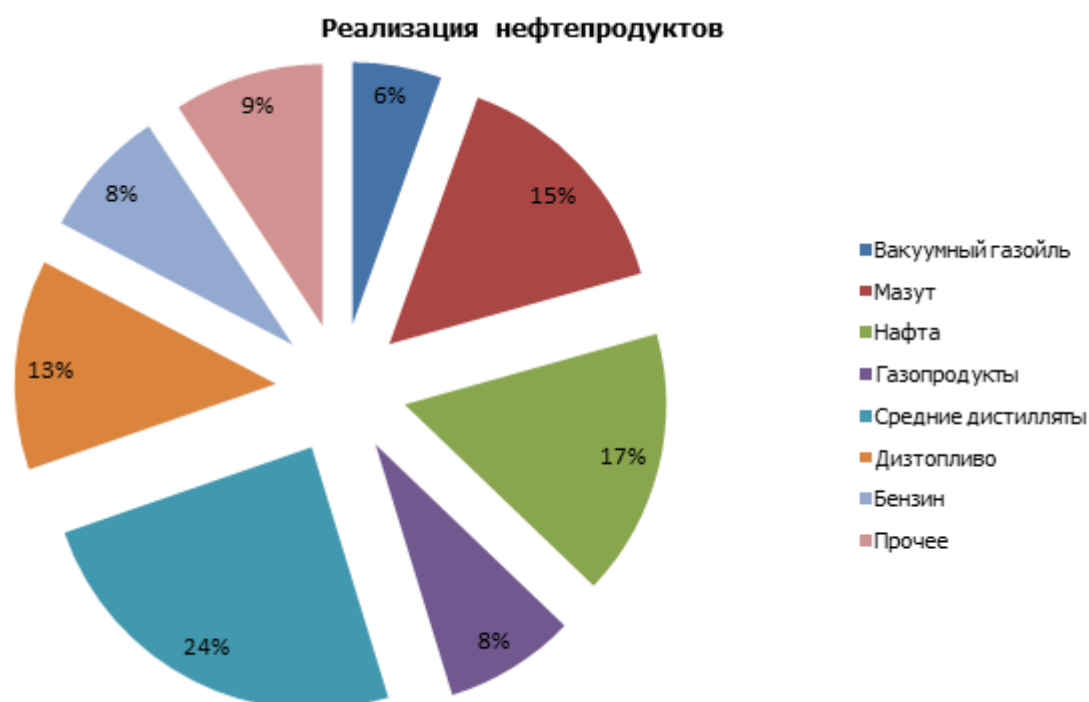
Приложение 1



Приложение 2

Специальные нефтепродукты





Требования к автобензинам Европейского экономического сообщества

Показатель	Евро-3 (2000г.)	Евро-4 (2005г.)	Евро-5 (2009г.)
Октановое число	95	95	95
Содержание, % (max):			
бензола	1,0	1,0	1,0
серы, млн. ⁻¹	150	50	10
ароматических углеводородов	42	35	35
олефиновых углеводородов	18	14	14
Кислорода	2,3	2,7	2,7
Фракционный состав (перегоняется), %, не менее:			
до 100 °С	46	46	46
до 150 °С	75	75	75
Давление насыщенных паров, к Па, не более	60	60	60
Наличие моющих присадок	Обязательно	Обязательно	Обязательно

Авиационные бензины – для применения в поршневых авиационных двигателях малых винтовых самолетов и вертолетов.



Требования к качеству реактивных топлив

Показатель	Марка топлива		Зарубежное топливо
	ТС-1	РТ	
Плотность при 20 °С, кг.мЗ, не менее	775	775	775-840(15 °С)
Фракционный состав:			
начало кипения, °С			
Не выше	150	-	-
Не ниже	-	135	-
10% (об.), °С, не выше	165	175	205
98% (об.), °С, не выше	250	280	330
Высота некоптящего пламени, мм, не менее	25	25	20-25
Температура начала кристаллизации, °С, не выше	-60	-55	-47

Содержание ароматических углеводородов, % (мас.), не более	22	22	27-28
Содержание общей серы, % (мас.), не более	0,2	0,1	0,3
Содержание меркаптановой серы, % (мас.), не более	0,003	0,001	0,003
Температура вспышки в закрытом тигле, °С, не ниже	28	28	38

Приложение 7

Требования ЕЭС к качеству дизельного топлива

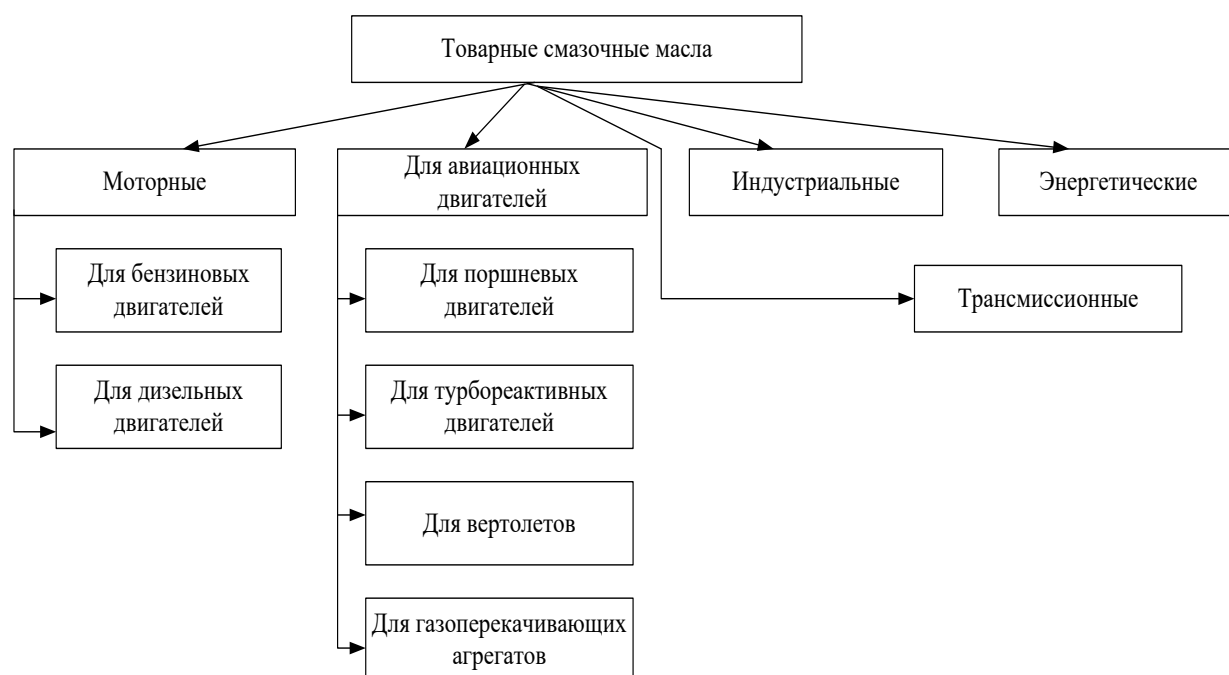
Показатели	Евро-3	Евро-4	Евро-5
Цетановое число, не менее	51	51	54-58
Плотность при 15 °С, кг/м ³	820-845	825-845	825-830
Содержание полициклических ароматических углеводородов, % мас., не более	11	11	2
Массовая доля серы, % мас., не более	0,035	0,005 и 0,001	0,001
Окислительная стабильность, г/м ³ , не более	25	25	25
Смазывающая способность, мкм, не более	460	460	460
Кинематическая вязкость при 40 °С, мм ² /с	2,0-4,5	`	2,0-4,5
Фракционный состав: 95% перегоняется до, °С	360	340-360	340-360





Классификация базовых масел по API

Группа	Содержание, %		Индекс вязкости	Технология производства
	Насыщенных соединений	серы		
I	<90	>0,03	≥80 и <120	Традиционная (селективная) очистка
II	≥90	≤0,03	≥80 и <120	Гидроочистка
III	≥90	≤0,03	≥120	(гидрокрекинг) гидроизомеризация
IV	Поли-α-олефины			Органический синтез
V	Прочие, не включенные группы I-IV			





СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Постановление Президента Республики Узбекистан от 20 апреля 2017 года №ПП-2909 «О мерах по дальнейшему развитию системы высшего образования». Ташкент.
2. Постановление Президента Республики Узбекистан от 9 июля 2019 года №ПП-4388 «О мерах по стабильному обеспечению экономики и населения энергоресурсами, финансовому оздоровлению и совершенствованию системы управления нефтегазовой отраслью». Ташкент.
3. В. В. Шалай, Ю. П. Макушев. Проектирование и эксплуатация нефтебаз и АЗС., Учебное пособие. Мск: Изд-во ОмГТУ, 2010. – 296 с.
4. А. А. Коршак, Г. Е. Коробков, Е. М. Муфтахов. Нефтебазы и АЗС: Учебное пособие — Уфа: Дизайн Полиграф Сервис, 2006. — 416 с.
5. Kamolov S.K., Farmonov Sh.V., Neft va neft mahsulotlarini saqlash hamda taqsimlash uskunolari. –Т.: Sharq. 2007.
6. К.И.Иброхимов, Т.Кадиршаев, А.Собиржонов, Н.М.Мўминжонов, С.С.Рахимбердиев. Ёнилғи куйиш шохобчасида техник сервис кўрсатиш. Ўқув кўлланма. Тошкент. Иқтисод-молия. 2013. 200 б.
7. Шарипов К.К. Получение дизельного топлива с улучшенными эксплуатационными и экологическими характеристиками адсорбционной деароматизацией. Автореф. дис...канд.тех.наук.- Т.: 2012г.
8. Муродов М.Н. Адсорбционная очистка трансформаторных масел Навбахорским бентонитом: Автореф. канд.тех.наук.- Т.: 2005.- 24с.
9. Абдукаримов Р.С. Разработка импортзамещающей технологии адсорбционной доочистки авиакеросина: Автореф. дис...канд.тех.наук.- Т.: 2008г.
10. Авлиякулов Н.Н. Метрологические обеспечение производства нефтегазовой отрасли. Учебное пособие. Издательство «Фан ва технологиялар». Ташкент.2014.С.344

11. Гнатченко И.И. Автомобильные масла, смазки, присадки: справочное пособие / И.И. Гнатченко [и др.]. – М.: ООО «Издательство АСТ», 2000. – 360 с.
12. ГОСТ 26098-84. Нефтепродукты. Термины и определения.
13. ГОСТ 2517-85. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб.
14. ГОСТ 1510-84. Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение.
15. ГОСТ 19433-88. Грузы опасные. Классификация. Маркировка.
16. ГОСТ-Р-50913-96. Автомобильные транспортные средства для транспортировки и заправки нефтепродуктами.
17. ГОСТ 25371 – 97. Нефтепродукты. Методы расчета индекса вязкости.
18. ГОСТ 20772-81. Устройства присоединительные для технических средств заправки, перекачки, слива-налива, транспортирования и хранения нефти и нефтепродуктов. Типы. Основные параметры и размеры. Общие технические требования.
19. ГОСТ 25560-82. Устройства дыхательных цистерн для нефтепродуктов. Технические условия.
20. Золотницкий В.А. Автомобильные газовые топливные системы / М.: АСТ. Астрель, 2007. – 127 с.
21. Обельницкий А.М. Топливо, смазочные материалы и охлаждающие жидкости / А.М. Обельницкий [и др.]. – М.: ИПО «Полиграм», 1997. – 267 с.
22. Плитман И.Б. Справочное пособие для работников автозаправочных и автомобильных газонаполнительных станций / И.Б. Плитман. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: «Недра», 1990. – 156 с.
23. СНиП 2.11.03 – 93. Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы. – М.: Госстрой, 1993.
24. СНиП 2.01.07 – 85. Нагрузки и воздействия. – 1987.
25. СНиП 2.04.06 – 85. Магистральные трубопроводы. 1986.
26. СНиП 2.04.08 – 87. Газоснабжение. – М.: Строительное издательство, 1989.

27. СНиП 2.04.12 – 86. Расчет на прочность стальных трубопроводов.
28. СНиП 3. 01 – 09. Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов.
29. Транспорт и хранение нефти и газа в примерах и задачах: учеб. пособие / под общ. ред. Ю.Д. Земенкова. – СПб.: Недра, 2004. – 544 с.
30. Тугунов П.И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: учеб. пособие для вузов / П.И. Тугунов [и др.] – Уфа: ООО «Дизайн-Полиграф Сервис», 2002. – 658 с.
31. Хранение нефти и нефтепродуктов: учеб. пособие / под общ. ред. 32. Ю.Д. Земенкова. – 2-е изд., перераб. и доп. – Тюмень: Издательство «Вектор Бук», 2003. – 536 с.
33. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз. — Уфа: ИПТЭР, 2001. — 174 с.
34. Коршак А. А. Современные средства сокращения потерь бензинов от испарения. — Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2001. — 144 с.
35. Кравцов В. В. Защита от коррозии внутренней поверхности стальных резервуаров: Учебное пособие. — Уфа: Изд-во УГНТУ, 2003. — 111 с.
36. Капустин В.М. Технология переработки нефти. В 4-х частях. Часть первая. Первичная переработка нефти. Под ред. О.Ф. Глаголевой-М.: Колосс, 2002, 456 стр.
37. Капустин В.М., Рудин М.Г. Химия и технология переработки нефти. – М.: Химия. 2013. – 496 с.
38. www.lex.uz
39. www.ziyonet.uz
40. www.ung.uz
41. www.gubkin.ru
42. www.oilgas.ru

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
АББРЕВИАТУРЫ	8

ГЛАВА 1. СВОЙСТВА НЕФТИ И ГАЗА И ПРОЦЕССЫ, ПРОТЕКАЮЩИЕ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ПРОДУКТОВ ИЗ НИХ

1.1. Основные свойства нефти и газа	11
1.2. Подготовка нефти и газа к переработке.....	17
1.3. Переработка нефти и газа.....	26

ГЛАВА 2. ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ТОПЛИВ

2.1. Бензины	39
2.2. Дизельные топлива.....	43
2.3. Газообразные топлива	48

ГЛАВА 3. МАСЛА И СМАЗКИ

3.1. Моторные масла	52
3.2. Трансмиссионные масла.....	56
3.3. Пластичные смазки	58

ГЛАВА 4. ТРАНСПОРТ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

4.1. Общие сведения о транспорте нефтепродуктов	63
4.2. Железнодорожный транспорт.....	64
4.3. Водный транспорт.....	67
4.4. Автомобильный транспорт	70
4.5. Трубопроводный транспорт.....	76

ГЛАВА 5. КЛАССИФИКАЦИЯ НЕФТЕБАЗ И ИХ РАЗМЕЩЕНИЕ

5.1. Классификация нефтебаз	84
-----------------------------------	----

5.2. Выбор района для строительства нефтебазы	87
5.3. Генеральный план нефтебазы	88

ГЛАВА 6. РЕЗЕРВУАРЫ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

6.1. Общие требования к резервуарным паркам	96
6.2. Молниезащита и автоматическое пожаротушение резервуарных парков...	108

ГЛАВА 7. СТАНЦИИ ПО ЗАПРАВКЕ АВТОТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ ЖИДКИМИ НЕФТЕПРОДУКТАМИ

7.1. Назначение и типы АЗС	114
7.2. Состав сооружений типовых АЗС	118
7.3. Устройство автозаправочных станций	120
7.4. Основные системы АЗС	127
7.5. Топливораздаточные колонки	131

ГЛАВА 8. ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫЕ ОСНОВЫ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕБАЗ И АВТОЗАПРАВОЧНЫХ СТАНЦИЙ

8.1. Область применения и распространения правил.....	135
8.2. Требования к территории и оборудованию нефтебаз	140
8.3. Требования безопасности при эксплуатации основных сооружений, устройств и оборудования нефтебаз и АЗС	149
ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАДАЧИ.....	175
ЛАБОРАТОРНЫЕ РАБОТЫ	215
ТЕСТЫ	236
ГЛОССАРИЙ	258
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	274
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	282

МУНДАРИЖА

КИРИШ	4
ҚИСҚАРТМАЛАР	8

1-БОБ. НЕФТ ВА ГАЗНИНГ ХОССАЛАРИ ВА УЛАРДАН МАҲСУЛОТЛАР ОЛИШ УЧУН БОРАДИГАН ЖАРАЁНЛАР

1.1. Нефт ва газнинг асосий хоссалари	11
1.2. Нефт ва газни қайта ишлашга тайёрлаш.....	17
1.3. Нефт ва газни қайта ишлаш	26

2-БОБ. ЁҚИЛҒИЛАРНИНГ АСОСИЙ ТУРЛАРИ

2.1. Бензин	39
2.2. Дизел ёқилғиси	43
2.3. Газсимон ёқилғилар	48

3-БОБ. МОЙЛАР ВА СУРКОВЛАР

3.1. Мотор мойлари	52
3.2. Трансмиссион мойлар.....	56
3.3. Пластик сурковлар	58

4-БОБ. НЕФТ ВА НЕФТ МАҲСУЛОТЛАРИНИ ТАШИШ

4.1. Нефт маҳсулотларини ташиш ҳақида умумий маълумотлар	63
4.2. Темир йўл транспорти	64
4.3. Сув транспорти.....	67
4.4. Автомобил транспорти	70
4.5. Қувур транспорти.....	76

5-БОБ. НЕФТ БАЗАЛАР СИНФЛАНИШИ ВА УЛАРНИНГ ЖОЙЛАШИШИ

5.1. Нефт базалар синфланиши	84
------------------------------------	----

5.2. Нефтбазалар қурилиши учун ҳудуд танлаш	87
5.3. Нефт базаларнинг бош режаси	88

6-БОБ. НЕФТ ВА НЕФТ МАҲСУЛОТЛАРИНИ САҚЛАШ РЕЗЕРВУАРЛАРИ

6.1. Резервуарлар саройига қўйиладиган талаблар.....	96
6.2. Резервуарлар саройини яшиндан ҳимоялаш ва автоматик ёнғин ўчириш...	108

7-БОБ. АВТО ТАШУВЧИ ВОСИТАЛАРНИ СУЮҚ НЕФТ МАҲСУЛОТЛАРИ БИЛАН ТЎЛДИРИШ ШОХОБЧАЛАРИ

7.1. АЁҚШ мақсади ва турлари	114
7.2. Намунавий АЁҚШ иншоотлари таркиби.....	118
7.3. АЁҚШ қурилмалари	120
7.4. АЁҚШ асосий тизимлари	127
7.5. Суюқлик тарқатувчи устунлар.....	131

8-БОБ. НЕФТ БАЗАЛАР ВА АВТО ЁҚИЛҒИ ҚУЙИШ ШОХОБЧАЛАРИНИ ИШЛАТИШДА ҚОНУНЧИЛИК АСОСЛАРИ

8.1. Қоидаларнинг қўлланилиш ва тарқалиш соҳалари	135
8.2. Нефт база майдон ва жиҳозларига қўйиладиган талаблар	140
8.3. Нефт базалар ва АЁҚШнинг асосий иншоотлари, қурилмалари ва жиҳозларини ишлатишда техника хавфсизлиги.....	149
АМАЛИЙ МАСАЛАЛАР	175
ЛАБОРАТОРИЯ ИШЛАРИ.....	215
ТЕСТЛАР.....	236
ГЛОССАРИЙ.....	258
ИЛОВАЛАР.....	274
АДАБИЁТЛАР РЎЙХАТИ	282

CONTENTS

INTRODUCTION.....	4
ABBREVIATIONS.....	8

CHAPTER 1.OIL AND GAS PROPERTIES AND PROCESSES PROCESSING FOR PRODUCING PRODUCTS FROM THEM

1.1. The main properties of oil and gas.....	11
1.2. Oil and gas preparation for processing.....	17
1.3. Oil and gas processing.....	26

CHAPTER 2. MAIN TYPES OF FUEL

2.1. Gasoline.....	39
2.2. Diesel fuel.....	43
2.3. Gaseous fuels.....	48

CHAPTER 3. OILS AND GREASES

3.1. Motor oils.....	52
3.2. Gear oils	56
3.3. Grease.....	58

CHAPTER 4. TRANSPORT OF OIL AND OIL PRODUCTS

4.1. General information on the transportation of petroleum products.....	63
4.2. Railway transport.....	64
4.3. Water transport.....	67
4.4. Automobile transport.....	70
4.5. Pipeline transport.....	76

CHAPTER 5. CLASSIFICATION OF OIL BASES AND THEIR PLACEMENT

5.1. Classification of oil depots.....	84
5.2. The choice of area for the construction of a tank farm.....	87

5.3. Oil tank farm master plan.....	88
-------------------------------------	----

CHAPTER 6. RESERVOIRS FOR STORAGE OF OIL AND OIL PRODUCTS

6.1. General requirements for tank farms.....	96
6.2. Lightning protection and automatic fire extinguishing tank farms.....	108

CHAPTER 7. MOTOR VEHICLE FILLING STATIONS

LIQUID OIL PRODUCTS

7.1. Purpose and types of gas stations.....	114
7.2. Composition of typical gas station facilities.....	118
7.3. The device of gas stations.....	120
7.4. Main gas station systems.....	127
7.5. Fuel dispensers.....	131

CHAPTER 8. LEGISLATIVE BASES FOR OPERATION OF OIL

DEPOSITS AND PETROL FILLING STATIONS

8.1. Scope and distribution of rules.....	135
8.2. Requirements for the territory and equipment of oil depots.....	140
8.3. Safety requirements for the operation of the main structures, devices and equipment of oil depots and gas stations.....	149

PRACTICAL OBJECTIVES.....	175
----------------------------------	------------

LABORATORY WORKS.....	215
------------------------------	------------

TESTS.....	236
-------------------	------------

GLOSSARY.....	258
----------------------	------------

ATTACHMENT.....	274
------------------------	------------

LIST OF REFERENCES.....	282
--------------------------------	------------

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Ямалетдинова Айгуль Ахмадовна



Преподаватель кафедры “Нефтегазовое дело” Бухарского инженерно-технологического института. Автор более 30 научных работ, в том числе 1 авторское свидетельство, 10 зарубежных статей и тезисов. Сейчас ведёт исследовательскую работу на тему “Разработка ПАВ для регулирования текучести нефтяных эмульсий на основе местных отходов”.

Очилов Абдурахим Абдурасулович



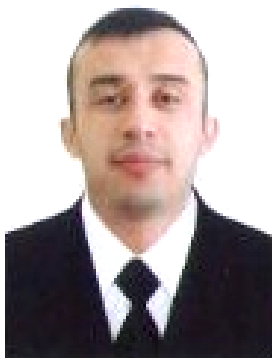
Старший преподаватель кафедры “Нефтегазовое дело” Бухарского инженерно-технологического института. Автор более 60 научных работ, в том числе 2 авторских свидетельств, 25 зарубежных статей и тезисов. Сейчас ведёт исследовательскую работу на тему “Разработка композиций деэмульгаторов для разрушения высокосмолистых эмульсий тяжёлых нефтей”.

Шарипов Кахрамон Кандиёрович



Кандидат химических наук, заведующий кафедры “Нефтегазовое дело” Бухарского инженерно-технологического института. Автор более 70 научных работ, в том числе 1 монография, 1 авторское свидетельство, 20 зарубежных статей и тезисов. Сейчас ведёт исследовательскую работу на тему “Разработка технология получения экологически чистый дизельных топлив с улучшенными характеристиками”.

Сатторов Мирвохид Олимович



Старший преподаватель кафедры “Нефтегазовое дело” Бухарского инженерно-технологического института. Автор более 70 научных работ, в том числе 1 авторское свидетельство, 1 монография, 30 зарубежных статей и тезисов. Сейчас ведёт исследовательскую на тему “Разработка бинарных систем ПАВ для деэмульгирования местных водонефтяных эмульсий и совершенствование технологии их применения”.