Документ подписан простой электронной подписью
Информация о владельце:
ФИО: Клочков Юрий Сергеевич
Должность: Ректор
Дата подписания: 15.10.2026 14:37:50
Уникальный программный ключ:
3beb265d5d589e7ff4c954946f3ad99a1e70ac12

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт транспорта

Кафедра «Транспорт углеводородных ресурсов»

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЕБАЗ И РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ

Методические указания по выполнению курсового проекта для обучающихся специальности 21.03.01 Нефтегазовое дело направленность «Управление и эксплуатация объектов транспорта и хранения углеводородов»
всех форм обучения
Часть 1

Составители
М. Ю. Земенкова,
доктор технических наук
А.У. Якупов
кандидат технических наук
Ю. Д. Земенков,
доктор технических наук
А.В.Рябков,
кандидат технических наук

Тюмень
ТИУ
2024

Проектирование и эксплуатация нефтебаз и резервуарных парков: методические указания по выполнению курсового проекта для обучающихся специальности 21.03.01 Нефтегазовое дело направленность «Управление и эксплуатация объектов транспорта и хранения углеводородов» всех форм обучения/сост. Земенкова М. Ю., Якупов А.У., Земенков Ю. Д., Рябков А. В.; Тюменский индустриальный университет. – Тюмень: Издательский центр БИК ТИУ, 2024. – 42 с.

Методические указания рассмотрены и рекомендованы к изданию на заседании кафедры транспорта углеводородных ресурсов
«27» марта 2024 года, протокол № 9.

Аннотация

Методические указания по выполнению курсовых проектов предназначены для обучающихся специальности 21.03.01 Нефтегазовое дело направленность «Управление и эксплуатация объектов транспорта и хранения углеводородов».

Приведены материалы и инструкции для выполнения курсовых проектов по проектированию нефтебаз, газохранилищ, заправочных станций.

Изложены основные методики расчета, справочные материалы, примеры расчетов и построений. Представлены основные требования к структуре, содержанию курсовых проектов, к оформлению и их защите.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение…….. 4
1. Общие требования к содержанию и структуре
курсового проекта (КП)…… 5
2. Требования к оформлению КП…….. 6
3. Требования к содержанию и структуре КП…….. 7
3.1. Проектирование нефтебазы…….. 7
3.2. Проектирование автозаправочной станции…… 9
3.3. Проектирование газового хранилища и газонаполнитель- 10
ной станции……..……..
3.4. Разработка проекта реконструкции…….. 10
4. Список рекомендуемых источников……. 11
5. Рекомендации по расчету свойств углеводородов…… 15
6. Рекомендации по проектированию резервуарного парка…… 16
6.1. Выбор оптимальных типоразмеров резервуаров……. 16
6.2. Компоновка резервуарного парка……. 25
6.3. Расчёт потерь нефти и нефтепродуктов…… 26
6.3.1. Потери от «больших» дыханий……. 26
6.3.2. Потери от «малых» дыханий……. 27
Приложения…… 35

1. Цели и задачи освоения дисциплины

Получение знаний, умений и навыков в области проектирования, реализации и совершенствования технологических процессов хранения и распределения углеводородов (газа, нефти, нефтепродуктов) на нефтебазах, терминалах, автозаправочных станциях, моделирования, планирования, соблюдения режимов эксплуатации оборудования, оптимизации технологических параметров режимов, обеспечение надежности и безопасности сооружений и оборудования, основ управления производственными процессами.

- задачи, связанные с оптимизацией выбора схем и оборудования нефтебаз, борьбы с потерями нефтепродуктов, гидравлическим расчетом внутрибазовых трубопроводов и сливоналивных коммуникаций, тепловыми расчетами коммуникаций и емкостей.

2. Место дисциплины в структуре ОПОП ВО

Дисциплина относится к дисциплинам части учебного плана, формируемой участниками образовательных отношений образовательной программы.

Необходимыми условиями для освоения дисциплины являются:

знать физические и эксплуатационные свойства углеводородов, ассортимент, показатели качества и свойства нефтепродуктов; методы количественного учета нефтепродуктов и методы борьбы с потерями, основы технологии транспорта, хранения и распределения углеводородов и основные сведения о специализированном оборудовании, резервуарах, трубопроводах и системах, сливоналивных операциях, методы борьбы с потерями;

уметь решать задачи моделирования технологических процессов, составлять и читать технологические схемы и генеральные планы, обосновывать параметры технологического оборудования нефтебаз и хранилищ, автозаправочных станций, выполнять гидравлический расчет внутрибазовых трубопроводов;

иметь навыки и (или) опыт деятельности методами и средствами физико-технического моделирования, технологического, теоретического и экспериментального исследования процессов транспорта, хранения, распределения углеводородов; навыками работы с нормативными документами, составления рабочей документации, обзоров, отчетов.

Содержание дисциплины является логическим продолжением содержания дисциплин:

Основы надежности и безопасности объектов транспорта и хранения нефти и газа

Чрезвычайные ситуации и безопасность на нефтегазотранспортных объектах

Технологии и процессы транспорта и хранения нефти и газа

Технологические режимы в системах транспорта и хранения нефти

Трубопроводный транспорт нефти

Химия нефти и газа

Термодинамика и теплопередача

Физика

Электротехника

Безопасность жизнедеятельности

Гидравлика

Основы нефтегазопромыслового дела

Введение в специальность

Метрология и стандартизация

Начертательная геометрия

Химия

3. Результаты освоения дисциплины: формируемые компетенции и индикаторы их достижения

Процесс изучения дисциплины направлен на формирование следующих компетенций:

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине
ПКС-1 способность осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-1.1 Осуществляет выбор и систематизацию информации о технологических процессах нефтегазового производства	Знать: З1.1 структуру и требования к информации о технологических процессах
		Уметь: У2.1 Выбирать и систематизировать информацию о технологических процессах
		Владеть: В3.1 Навыками анализа и интерпретации входящей информации
	ПКС-1.2 Разрабатывает и ведет нормативно-техническую документацию, регламентирующую осуществление технологических процессов	Знать: З1.1 методы разработки и ведения нормативно-технической документации, регламентирующей осуществление технологических процессов
		Уметь: У2.1 применять методы разработки и ведения нормативно-технической документации, регламентирующей осуществление технологических процессов

		Владеть: В3.1 приемами разработки и ведения нормативно-технической документации, регламентирующей осуществление технологических процессов
	ПКС-1.3 Корректирует технологические процессы с учетом реальной ситуации совместно с сервисными компаниями и специалистами технических служб	Знать: З1.1 методы коррекции технологических процессов с учетом реальной ситуации совместно с сервисными компаниями и специалистами технических служб
		Уметь: У2.1 применять методы коррекции технологических процессов с учетом реальной ситуации совместно с сервисными компаниями и специалистами технических служб
		Владеть: В3.1 навыками коррекции технологических процессов с учетом реальной ситуации совместно с сервисными компаниями и специалистами технических служб
	ПКС-1.4 Обеспечивает контроль производственных процессов с применением современного оборудования и материалов	Знать: З1.1 Технологии и методы контроля производственных процессов с применением современного оборудования и материалов
		Уметь: У2.1 Применять методы контроля производственных процессов с применением современного оборудования и материалов
		Владеть: В3.1 Навыками обоснования методов контроля производственных процессов с применением современного оборудования и материалов
ПКС-4 Способность осуществлять оперативное сопровождение технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-4.1 Выбирает технологические процессы в области нефтегазового дела для организации работы коллектива исполнителей	Знать: З1.1 приемы выбора технологических процессов в области нефтегазового дела для организации работы коллектива исполнителей
		Уметь: У2.1 применять приемы выбора технологических процессов в области нефтегазового дела для организации работы коллектива исполнителей
		Владеть: В3.1 навыками выбора технологических процессов в области нефтегазового дела для организации работы коллектива исполнителей

	ПКС-4.3 Выбирает порядок выполнения работ по сопровождению технологических процессов	Знать: З1.1 методы выбора порядка выполнения работ по сопровождению технологических процессов
		Уметь: У2.1 осуществлять выбора порядка выполнения работ по сопровождению технологических процессов
		Владеть: В3.1 навыками выбора порядка выполнения работ по сопровождению технологических процессов
	ПКС-4.4 Оперативно сопровождает технологические процессы в области нефтегазового дела	Знать: З1.1 методы оперативной организации технологических процессов в области нефтегазового дела
		Уметь: У2.1 выбирать методы оперативной организации технологических процессов в области нефтегазового дела
		Владеть: В3.1 навыками применения методов оперативной организации технологических процессов в области нефтегазового дела
ПКС-5 Способность оформлять технологическую, техническую, промысловую документацию по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-5.2 Анализирует и формирует заявки на промысловые исследования и работы, потребность в материалах	Знать: З1.1 основные методы формирования заявок на работы и материалы
		Уметь: У2.1 обосновывать положения заявок на работы и материалы
		Владеть: В3.1 навыками обоснования положений заявок на работы и материалы
	ПКС-5.3 Использует промысловые базы данных, геологические и технические отчеты	Знать: З1.1 структуру информации промысловых баз и отчетов
		Уметь: У2.1 анализировать информацию промысловых баз и отчетов
		Владеть: В3.1 навыками анализа информации промысловых баз и отчетов
ПКС-7 Способность выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной	ПКС-7.1 Осуществляет сбор, анализ и систематизацию исходных данных для проектирования	Знать: З1.1 приемы осуществления сбора, анализа и систематизации исходных данных для проектирования
		Уметь: У2.1 применять приемы осуществления сбора, анализа и систематизации исходных данных для проектирования
		Владеть: В3.1 навыками осуществления сбора, анализа и систематизации

сферой профессиональной деятельности		исходных данных для проектирования
	ПКС-7.2 Анализирует и обобщает современный опыт проектирования технологических процессов	Знать: З1.1 Методы анализа технологий проектирования технологических процессов
		Уметь: У2.1 Осуществлять сбор информации о технологиях проектирования технологических процессов
		Владеть: В3.1 навыками анализа технологий проектирования технологических процессов
	ПКС-7.3 Использует специализированное программное обеспечение при проектировании производственных и технологических процессов нефтегазовой отрасли	Знать: З1.1 методы использования специализированного программного обеспечения при проектировании производственных и технологических процессов нефтегазовой отрасли
		Уметь: У2.1 осуществлять использование специализированного программного обеспечения при проектировании производственных и технологических процессов нефтегазовой отрасли
		Владеть: В3.1 навыками использования специализированного программного обеспечения при проектировании производственных и технологических процессов нефтегазовой отрасли
	ПКС-7.4 Оформляет текстовую и графическую части проекта при проектировании производственных и технологических процессов нефтегазовой отрасли	Знать: З1.1 методы оформления текстовой и графической части проекта при проектировании производственных и технологических процессов нефтегазовой отрасли
		Уметь: У2.1 осуществлять оформление текстовой и графической части проекта при проектировании производственных и технологических процессов нефтегазовой отрасли
		Владеть: В3.1 навыками оформления текстовой и графической части проекта при проектировании производственных и технологических процессов нефтегазовой отрасли
ПКС-8 Способность выполнять работы по составлению проект-	ПКС-8.1 Осуществляет выбор нормативно-технической докумен-	Знать: З1.1 приемы осуществления выбора нормативно-технической документации, стандартов, действующих инструкций

ной, служебной документации в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	тации, стандартов, действующих инструкций	Уметь: У2.1 применять приемы осуществления выбора нормативно- технической документации, стандартов, действующих инструкций
		Владеть: В3.1 навыками осуществления выбора нормативно-технической документации, стандартов, действующих инструкций
	ПКС-8.2 Разрабатывает типовые проектные документы с использованием специализированного программного обеспечения	Знать: З1.1 методы разработки типовых проектных документов с использованием специализированного программного обеспечения
		Уметь: У2.1 применять методы разработки типовых проектных документов с использованием специализированного программного обеспечения
		Владеть: В3.1 приемами разработки типовых проектных документов с использованием специализированного программного обеспечения
	ПКС-8.3 Представляет и защищает результаты работ по элементам проекта	Знать: З1.1 методы представления и защиты результатов работ по элементам проекта
		Уметь: У2.1 осуществлять представление и защиты результатов работ по элементам проекта
		Владеть: В3.1 навыками представления и защиты результатов работ по элементам проекта

ВВЕДЕНИЕ

Современные предприятия трубопроводного транспорта – это сложные комплексы инженерно-технических сооружений, связанные между собой технологическими процессами, обеспечивающими прием, хранение, транспортировку и снабжение потребителей нефтью, нефтепродуктами или газом.

Обеспечение эффективности предприятий трубопроводного транспорта достигается не только за счет технико-экономических показателей, но и за счет внедрения новой техники и технологии, улучшающей экономические показатели. Все эти преимущества, в конечном счете, определяют высокую техническую и экономическую эффективность.

Повышенные требования к качеству эксплуатации предопределяют и условия работы предприятий трубопроводного транспорта, требующие принятия неординарных и экономически целесообразных решений. Возросшие требования к эксплуатационному персоналу предполагает необходимость повышения теоретического уровня специалистов и знаний ими современных технологий и приемов, позволяющие дробиться максимальной эффективности, при минимуме риска нанести ущерб обслуживающему персоналу и природе.

Методические указания предназначены для организации курсового проектирования сложных технологических объектов хранения и распределения нефти, нефтепродуктов и газа, такие как нефтебазы, газовые хранилища и автозаправочные станции. Курсовое проектирование относится с самостоятельной работе обучающегося, потребует способностей к самоорганизации и высокого уровня знаний теоретической части дисциплины. При проектировании необходимо изучит нормативные документы, учебную и справочную литературу, типовые проекты, каталоги современного оборудования и научные публикации.

Работа выполняется в соответствии с закрепленной темой курсового проекта, содержанием и исходными данными, которые отображаются *в задании.*

Ввиду широкой классификации и многочисленной, постоянно обновляющейся, нормативной документации и учебной литературы, в данном издании приведены основные сведения и рекомендации по проектированию объекта и узлов, разработки технических решений, выполнению отдельных заданий и расчетов.

Данные указания содержат список основных рекомендуемых источников, основные требования к курсовому проекту, оформлению и содержанию.

Положения готового курсового проекта, состоящего из пояснительной записки и графической части формата А1, подлежат устной защите обучающимся преподавателю или комиссии.

1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СОДЕРЖАНИЮ И СТРУКТУРЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА (КП)

Задание для курсового проекта выдается преподавателем в начале курса или на установочной сессии. Утвержденное задание подшивается в пояснительную записку и содержит основные исходные данные для расчётов курсового проекта.

Курсовой проект должен содержать следующие части пояснительной записки:

– введение;

– **общая часть:** исходные данные о видах нефти, нефтепродуктов или газа; информация о климатических и географических условиях расположения объекта, расположение на карте (при необходимости), информация о наличии ветровой, снеговой нагрузки, особых условиях проектирования;

– **расчетная часть:** расчет свойств нефти, нефтепродуктов или газа согласно условиям проектирования, технологический расчет оборудования, аналитические проверки режимов работы оборудования; графики режимов и т.д.;

– **технологическая часть:** разработка технологической схемы или генерального плана; описание основных технологических операций на объекте; обоснование оборудования;

– **специальная часть:** индивидуальный вопрос согласно варианту;

и приложение к пояснительной записке

– **графическая часть**: лист формата А1 с проектом генерального плана (с указанием масштаба) или технологической схемы (с указанием условных обозначений); дополнительный* лист формата А1 со специальным заданием (чертежи оборудования, график остаточных напоров и т.д).

– заключение (результаты расчетов и технические решения кратко);

– список использованных источников.

**Количество листов формата А1 определяется заданием преподавателя, утвержденным на год обучения.*

Все расчеты из разделов являются обязательными составляющими курсового проекта и выполняются согласно заданию преподавателя.

Приветствуется, если работа содержит рисунки, чертежи, фотографии и описание современного технологического оборудования и производителя согласно каталогам. Ориентировочный объем пояснительной записки -30-40 стр. Содержание оформляется максимально подробно, чтобы высокое качество проектирования не оставляло сомнений. Расчеты должны заканчиваться выводами, допущения, технические решения и выводы – обоснованиями и ссылками на источники(при необходимости).

Выполненная работа должна содержать оглавление(содержание), введение, заключение, список использованных источников. При использовании источника ссылка оформляется согласно требованиям ГОСТ Р 7.0.5-2008. Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Библиографическая ссылка. Общие требования и правила составления

Список источников должен содержать не менее 10 наименований и не менее 50% источников ТИУ, методические указания.

Для успешного и качественного выполнения задания необходимо изучить комплекс материалов из списка рекомендуемых источников настоящих указаний.

Современный сортамент трубопроводных материалов или насосно-силовых агрегатов, резервуаров и емкостей, сложного оборудования может быть определен с помощью онлайн источников: каталогов, характеристик, паспортов с указанием соответствующей ссылки.

Курсовой проект представляется к защите в распечатанном и подшитом виде (для обучающихся дистанционной формы в электронном). Курсовой проект оформляется в соответствии с требованиями ЕСКД, графический лист сворачивается до формата А4. В большой рамке обязательно ставится дата сдачи работы и подпись обучающегося. Подробное описание оформления работы изложено в издании:

Земенков Ю.Д. Выполнение выпускных квалификационных работ и курсовых проектов: учебное пособие/Земенков Ю.Д., Чекардовский С.М., Земенкова М.Ю., Дмитриева Е.А. – Тюмень: ТИУ, 2017 – 80с.

2. ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ КП

Текст должен быть напечатан на одной стороне стандартного листа формата А4 в редакторе Word и в электронном виде. Необходимо установить автоматическую расстановку переносов.

Текст следует печатать с соблюдением следующих размеров полей:

- верхнее – 20, нижнее – 20, правое –10, левое – 25.

Размер шрифта — 14; междустрочный интервал — одинарный; шрифт TimesNewRoman — прямой; выравнивание по ширине листа.

Мелкий шрифт (11-го или 12-го кегля) в случае необходимости допускается только в таблицах.

Абзацный отступ должен быть одинаковым для всего текста и равняться 1,25. Номер страницы проставляется внизу посередине листа (от края до номера страницы — 1-2,0 см). Колонцифра должна быть того же размера, что и основной текст. Используемые изображения должны быть формата TIFF, JPEG, PNG и иметь разрешение 300 ppi.

Изображения вставляются в работу с привязкой к тексту. Элементы составных изображений и изображений, созданных из автофигур MicrosoftWord, должны быть связаны. Иллюстрации и таблицы не должны выходить на поля документа. Для проверки можно включить режим сетки в

меню «Вид» редактора MS WORD. Названия рисунков размещаются под рисунками с выравниванием по центру.

Формулы должны быть набраны в редакторе формул типа Mathtype или встроенного редактора MS WORD.

При заимствовании текста, рисунка, таблицы в конце абзаца выставляются квадратные скобки с указанием номера источника в списке источников, например.

Рекомендуемый объем проекта для полноценного раскрытия темы – 30-40 страниц, минимальный объем используемых источников - 12-15.

3. ТРЕБОВАНИЯ К СОДЕРЖАНИЮ И СТРУКТУРЕ КП

3.1. Проектирование нефтебазы

Нефтебазы представляют собой комплекс сложных многофункциональных инженерно-технических сооружений с объектами различного производственно-хозяйственного назначения, выполняющие задачи бесперебойного и надежного снабжения потребителей нефтью и нефтепродуктами и обеспечивающие необходимые условия приема и отпуска нефтепродуктов, сбор, отгрузку и регенерацию отработанных масел.

Обычно ***нефтебазы классифицируют*** по:

- *назначению*: оперативные, хранения и гражданского запаса;
- *основному виду транспорта*: железнодорожные, трубопроводные, водные, глубинные;
- *виду проводимых операций*: перевалочные, распределительные и перевалочно-распределительные;
- *объему резервуарного парка*:

✓ нефтебазы первой группы подразделяются на три категории: нефтебазы с общим объемом резервуаров более 100 тыс.м^3, общим объемом резервуаров от 20 до 100 тыс.м^3, общим объемом резервуаров до 20 тыс.м^3 включительно;

✓ на складах второй группы допускается хранение в наземных хранилищах 2000 м^3 легко воспламеняющихся продуктов и 10000 м^3 горючих продуктов, в подземных – 4000 м^3 и 20000 м^3 соответственно.

- *виду хранимого продукта*: для светлых и для темных нефтепродуктов.

При подготовке **расчетной части** и подборе оборудования в зависимости от типа проектируемой нефтебазы необходимо выполнить следующие расчеты:

1. выбор оптимальных типоразмеров резервуаров;
2. компоновка резервуарного парка;
3. подбор насосно-силового оборудования (насосов и двигателей);
4. разработка и описание технологической схемы нефтебазы.
5. гидравлический и механический расчет технологических трубопроводов;

6. расчет потерь нефти и нефтепродуктов от «больших» дыханий;
7. подбор дыхательного клапана;
8. расчет автомобильной эстакады;
9. расчет железнодорожной эстакады;
10. график остаточных напоров;
11. расчет причалов;
12. расчет принудительного слива;
13. расчет самотечного слива.

При подготовке **технологической части** необходимо разработать технологическую схему объекта (генеральный план), описать работу всего объекта в целом с указанием функций всех узлов и подсистем, а затем более подробно отразить основные технологические особенности основных операций.

Объекты нефтебазы целесообразно объединять по их технологической или функциональной принадлежности и располагать на территории по зонам. Обычно выделяют шесть – семь таких зон:

- зона железнодорожного приема и отпуска, включающая железнодорожные сливоналивные устройства, насосные и компрессорные станции, хранилища жидкостей в таре, погрузочно-разгрузочные площадки, лаборатории, технологические трубопроводы различного назначения, операторные помещения и другие объекты, связанные с проводимыми операциями;
- зона водного приема и отпуска определяется морскими или речными пирсами и причалами, насосными станциями, технологическими трубопроводами, операторными, манифольдами и другими сооружениями, обеспечивающими сливо-наливные операции в транспортные емкости;
- зона резервуарного хранения включает резервуары, технологические трубопроводы, газосборники, газовые обвязки, насосные, операторные, манифольды и др.;
- зона розничного отпуска – автоэстакады, устройства для налива нефтепродуктов в автоцистерны, разливочные, хранилища для нефтепродуктов в таре, цеха затаривания нефтепродуктов, цеха регенерации отработанных масел, маслоосветительные установки, насосные, оперативные площадки чистой и грязной тары, автовесы, погрузочные площадки, лаборатории и т.д.;
- зона очистных сооружений – буферные резервуары, пескоуловки, нефтеловушки, флотары, фильтры, биофильтры, хлораторные, азонаторные, пруды-отстойники, пруды-испарители, шлаконакопители (иловые площадки);
- зона подсобных зданий и сооружений – ремонтно-механические мастерские, пропарочные установки, котельные, малярные цеха, электростанции и трансформаторные подстанции, распределительные пункты, водопроводы, склады для тары и материалов, цеха по ремонту оборудования;

• зона административно-хозяйственная – объекты противопожарной службы, административные здания, столовые, проходные, гаражи, объекты охраны и т.д.

При подготовке **специальной части** проработке подлежат любые актуальные вопросы в области проектирования объекта, могут быть проработаны следующие темы: мероприятия по сокращению количественных потерь нефтепродуктов; расчет потерь от «малых» дыханий; разработка системы пожаротушения; оборудование для сливо-наливных операций; анализ нормативных документов в области проектирования и эксплуатации нефтебаз; современные нормативные требования к качеству нефтепродуктов; современное технологическое оборудование нефтебаз и хранилищ; мероприятия по обеспечению сохранения качественных потерь нефтепродуктов; современные технологии слива/налива.

3.2. Проектирование автозаправочной станции

При подготовке **расчетной части** и подборе оборудования в зависимости от типа проектируемой АЗС необходимо выполнить следующие расчеты:

1. определение исходных расчетных данных;
2. описание свойств нефтепродуктов и современных требований качества к ним;
3. выбор оптимальных типоразмеров резервуаров и обоснование количества;
4. гидравлический и механический расчет технологических трубопроводов, подбор насосов;
5. расчет технологических потерь;
6. обоснование технологического оборудования.

При подготовке технологической части необходимо разработать технологическую схему объекта (генеральный план), описать работу всего объекта в целом с указанием функций всех узлов и подсистем, а затем более подробно отразить основные технологические особенности основных операций и узлов, например:

– основные технологические системы АЗС: линии наполнения резервуаров, линия выдачи топлива, линия деаэрации, система рециркуляции паров топлива, выбор типа топливораздаточных колонок на АЗС, насосное оборудования, система учета;
– система пожаротушения;
– обеспечение качества нефтепродуктов;
– основные технологические операции;
– схема установки оборудования (вертикальная планировка).

3.3. Проектирование газового хранилища и газонаполнительной станции

Объектом курсового проектирования может быть газовое хранилище или газонаполнительная станция с базой хранения. Тогда основными задачами становится расчет объема газового хранилища, подбор резервуаров, механический и гидравлический расчеты и подбор компрессорного оборудования, разработка технологической схемы и ее описание.

Газгольдерами называются сосуды большого объема, предназначенные для хранения под давлением газов. По принципу работы газгольдеры различают переменного и постоянного объема, а по форме сферические и цилиндрические. Газгольдеры переменного объема разделяют на сухие и мокрые. Объем газохранилища, необходимый для выравнивания сезонной неравномерности, определяют по графикам месячной неравномерности. В качестве дополнительных источников покрытия неравномерностей газопотребления иногда используют резервные емкости отдельных крупных потребителей и баз сжиженного газа.

Подземное хранилище газа (ПХГ) - технологический комплекс, предназначенный для закачки, хранения и отбора газа, включающий наземные инженерно-технические сооружения; участок недр, ограниченный горным отводом; объект хранения газа; контрольные пласты; буферный объем газа; фонд скважин различного назначения. Проект выполняется согласно действующим нормам проектирования.

При проектировании ***хранилища сниженного углеводородного газа*** в состав расчетной части целесообразно включить решения по разработке сливной эстакады для выгрузки СУГ (например из вагонов-цистерн с подъездными путями), проект резервуарного парка хранения СУГ; проект насосно-компрессорного цеха и испарительного участка, разработке цеха наполнения баллонов, проект коммуникации жидкой и паровой фаз СУГ.

Хранилище сниженного природного газа (СПГ) - технологический объект, предназначенный для накопления и хранения СПГ в изотермических резервуарах и выдачи его потребителям. В состав хранилища СПГ входят следующие оборудование и сооружения: резервуары СПГ; производственные здания и сооружения (операторная, лаборатория, противопожарный резервуар, насосная станция пожаротушения); склады расходных материалов и резервного оборудования; технологические трубопроводы и эстакады и др. Целесообразно при проектировании предусмотреть систему обнаружения утечек.

3.4. Разработка проекта реконструкции

Курсовой проект может быть выполнен на базе фактических данных о реальном объекте или на основании существующего проекта с целью изменения его технологической схемы, генерального плана, повышения эффективности эксплуатации. Исходные данные согласовываются с преподавателем заранее, и тема утверждается в установленном в ТИУ порядке.

Тогда в общей и технологической части проекта указываются сведения об исходных технологических характеристиках и все решения принимаются согласно обычному проекту на проектирование объекта с указанием изменений и эффекта от принятых решений. Курсовой проект дополняется разделом «Показатели эффективности реконструкции», в котором излагаются результаты и параметры изменений и их следствия.

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

4. СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

При формировании списка источников необходимо включать в перечень методическую литературу, действующую нормативную документацию, регламенты, научные публикации. Список источников должен включать не менее 10 наименований, из которых не менее 50% - не старше 7 лет литература ТИУ кафедры ТУР.

Рекомендуемые учебные издания и источники:

1. Газонаполнительные и газораспределительные станции [Текст]: учебное пособие для студентов нефтегазового профиля / ТюмГНГУ ; ред. Ю. Д. Земенков. - 2-е изд., перераб. и доп. - Тюмень : Вектор Бук, 2009. - 335с.

2. Мониторинг гидродинамических и технических характеристик трубопроводных систем [Текст] : учебное пособие для студентов нефтегазового профиля / ред. Ю. Д. Земенков. - Тюмень : Вектор Бук, 2008. - 445 с.

3. Типовые расчеты процессов в системах транспорта и хранения нефти и газа [Текст] : учебное пособие для студентов нефтегазового профиля / ТюмГНГУ ; ред. Ю. Д. Земенков. - СПб. : Недра, 2007.-599 с.

4. Трубопроводный транспорт нефти и газа [Текст] : учебник для студентов вузов обучающихся по специальности "Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз" / В. Д. Белоусов [и др.] ; под ред. В. А. Юфина. - М. : Недра, 1978. - 407 с.

5. Хранение нефти и нефтепродуктов [Текст]: учебное пособие / под общей редакцией Ю.Д. Земенкова; 3-е изд., переработ. и доп. – Тюмень: Издательство «Вектор Бук», 2009. – 536 с.

6. Эксплуатация насосно-силового оборудования на объектах трубопроводного транспорта [Текст] : учебное пособие для студентов, бакалавров и магистров, обучающихся по специальности "Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ" направления подготовки дипломированных специалистов "Нефтегазовое дело" / Ю.

Д. Земенков [и др.] ; ред. Ю. Д. Земенков ; ТюмГНГУ. - Тюмень : ТюмГНГУ, 2010. - 456 с.

7. Эксплуатация магистральных газопроводов [Текст] : учебное пособие для студентов нефтегазового профиля / Под ред. Ю.Д. Земенкова ; ТюмГНГУ. - 3-е изд., перераб. и доп. - Тюмень : Вектор Бук, 2009. - 528 с.

8. Эксплуатация магистральных нефтепроводов [Текст] : учебное пособие для студентов нефтегазового профиля / под общ. ред. Ю. Д. Земенкова ; ТюмГНГУ. - 4-е изд., перераб. и доп. - Тюмень : Вектор Бук, 2009. - 662 с.

9. Эксплуатация оборудования и объектов газовой промышленности. (Справочник мастера по эксплуатации оборудования газовых объектов) [Текст] : учебное пособие для студентов нефтегазового профиля : в 2 т. / Г. Г. Васильев [и др.] ; общ. ред. Ю. Д. Земенкова. - М. : Инфра-Инженерия. - (Библиотека нефтегазодобытчика и его подрядчика (service)) (Познай новые технологии). - Загл., сост. каталогизатором : Справочник мастера по эксплуатации оборудования газовых объектов. Т. 1. - 2008. - 606 с.

10. Эксплуатация оборудования и объектов газовой промышленности. (Справочник мастера по эксплуатации оборудования газовых объектов) [Текст] : учебное пособие для студентов нефтегазового профиля : в 2 т. / Г. Г. Васильев [и др.] ; ред. Ю. Д. Земенков. - М. : Инфра-Инженерия. - (Библиотека нефтегазодобытчика и его подрядчика (service)) (Познай новые технологии). - Загл., сост. каталогизатором : Справочник мастера по эксплуатации оборудования газовых объектов. Т. 2. - 2008. - 606 с.

11. Техника и технологические процессы при транспорте энергоресурсов [Текст] : учебное пособие для студентов нефтегазового профиля : в 2 т. Т. 1 / ТюмГНГУ ; ред. Ю. Д. Земенков. - Тюмень : Вектор Бук, 2008. - 380 с

12. Техника и технологические процессы при транспорте энергоресурсов [Текст] : учебное пособие для студентов нефтегазового профиля : в 2 т. Т. 2 / ТюмГНГУ ; ред. Ю. Д. Земенков. - Тюмень : Вектор Бук, 2008. - 320 с.

13. Компрессоры и компрессорные станции магистральных газопроводов. Устройство и работа компрессорных машин [Текст]: Учебное пособие / ред. Ю. Д. Земенков. – Тюмень: Издательство «Нефтегазовый университет», 2011. – 154 с.

14. Основы эксплуатации гидравлических систем нефтегазовой отрасли [Текст] : учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по направлению подготовки специалистов 130500 "Нефтегазовое дело" / Земенков Ю. Д. [и др.] ; под общ. ред. Ю. Д. Земенкова ; ТюмГНГУ. - Тюмень : Вектор Бук, 2012. - 400 с.

15. Основы производства работ на объектах нефтегазовой отрасли [Текст] : учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по направлению подготовки бакалавров 131000 "Нефтегазовое дело" / Б. П. Елькин, И. Г. Волынец ; ТюмГНГУ. - Тюмень : ТюмГНГУ, 2012. - 232 с.

16. Энергомеханическое оборудование перекачивающих станций нефтепродуктопроводов [Текст] : учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по направлению подготовки специалистов 131000 "Нефтегазовое дело" / Ю. Д. Земенков [и др.] ; под ред. Ю. Д. Земенкова ; ТюмГНГУ. - Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. - 404 с.

17. Эксплуатация магистральных и технологических нефтегазопроводов. Объекты и режимы работы [Текст] : учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по направлению подготовки специалистов 130500 "Нефтегазовое дело" / В. О. Некрасов [и др.] ; под общ. ред. Ю. Д. Земенкова; ТюмГНГУ. - Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. - 282 с.

18. Эксплуатация магистральных и технологических нефтегазопроводов. Распределение и учет [Текст] : учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по направлению подготовки специалистов 130500 "Нефтегазовое дело" / С. Ю. Подорожников [и др.] ; под общ. ред. Ю. Д. Земенкова ; ТюмГНГУ. - Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. - 370 с.

19. Техника и технологии сбора и подготовки нефти и газа [Текст] : учебник для студентов образовательных организаций высшего образования, обучающихся по направлению подготовки магистратуры "Нефтегазовое дело" / Ю. Д. Земенков [и др.] ; ред. Ю. Д. Земенков ; ТюмГНГУ. - Тюмень : ТюмГНГУ, 2015. - 159 с.

20. Тепломасообменное оборудование и тепловые процессы в системах транспорта и хранения нефти и газа [Текст] : учебник для студентов образовательных организаций высшего образования, обучающихся по направлению подготовки магистратуры "Нефтегазовое дело" / Ю.Д. Земенков [и др.] ; ред. Ю. Д. Земенков ; ТюмГНГУ. - Тюмень : ТюмГНГУ, 2015. - 175 с.

Список электронных изданий, каталогов, библиотек

1. Полнотекстовая база ТИУ. https://www.tyuiu.ru/bibliotechno-izdatelskij-kompleks/bibliotechnye-resursy/polnotekstovaya-baza-dannyh-tiu/

2. Электронный фонд «Техэксперт» http://docs.cntd.ru/search/gostlastyear

Список дополнительных рекомендуемых учебных изданий

1. Тугунов П.И., Новоселов Н.Ф., Коршак А.А., Шаммазов А.М.. Типовые расчеты при проектировании нефтебаз и нефтепроводов – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. – 658 с.

2. Едигаров С.Г., Михайлов В.М., Прохоров А.Д., Юфин В.А. Проектирование и эксплуатация нефтебаз. Учебник для ВУЗов. – М.:«Недра», 1982. - 280 с.

3. Афанасьев В.А., Березин В.Л. Сооружение газохранилищ и нефтебаз. – М.: «Недра», 1986. -334с.
4. Арзунян А.С., Афанасьев В.А., Прохоров А.Д. Сооружение нефтегазохранилищю-М.: «Недра, 1986.-335с.
5. Бунчук В. А. Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа. М.: «Недра», 1977 - 366 с.
6. Шишкин Г. В. Справочник по проектированию нефтебаз.-Л., Недра, 1978. - 216 с.
7. Мацкин Л.А., Черняк И.Л., Илембитов И.С. Эксплуатация нефтебаз. - М.: «Недра», 1975.-392 с.

Список рекомендуемых электронных ресурсов (примеры)

Российская государственная библиотека. http://www.rsl.ru/ru

Отраслевые специализированные научные журналы (примеры):

Газовая промышленность. http://gasoilpress.ru/gij/

Нефтяное хозяйство. http://www.oil-industry.ru/

Трубопроводный транспорт: теория и практика. http://www.vniist.ru/journal/242.htm

Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. http://transpress.transneft.ru/

Нефтегазовое дело. http://ogbus.ru/

Neftegaz.ru. http://neftegaz.ru/

Известия вузов. Нефть и газ. http://www.tsogu.ru/1028-2/folder-2005-06-10-5748944590/oilgas/

Территория Нефтегаз. http://neftegas.info/

Газонаполнительные станции. https://progazosnabgenie.ru/gazovaya-armatura/gazonapolnitelnye-stantsii.html

Нормативные документы (примеры)

СП 110.13330.2011. Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы http://docs.cntd.ru/document/871001020

ВНТП 5-95 Нормы технологического проектирования предприятий по обеспечению нефтепродуктами (нефтебаз) http://docs.cntd.ru/document/1200006901

СП 240.1311500.2015 Хранилища сжиженного природного газа. Требования пожарной безопасности. http://docs.cntd.ru/document/1200123953

ГОСТ Р 57817-2017 Подземные хранилища газа. Нормы проектирования. http://docs.cntd.ru/document/1200157212

СП 156.13130.2014 Свод правил станции автомобильные заправочные.Требования пожарной безопасности http://www.mchs.gov.ru/document/3744769

5. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАСЧЕТУ СВОЙСТВ УГЛЕВОДОРОДОВ

Выполнение проекта целесообразнее всего начать с определения исходных расчетных данных и приведения их в единую систему (СИ). Исходными расчетными данными являются вязкость, плотность и давление насыщенных паров продукта (продуктов). Расчет вязкости проводится при максимальной и минимальной температурах окружающей среды района проектирования:

$$\nu_t = \nu^* \cdot e^{-U(t-t^*)}, \quad (5.1)$$

где ν_t - вязкость при температуре *t*, $м^2/с$; ν^* - вязкость при известной температуре t^*, $м^2/с$; t - температура нефтепродукта, °*C*; U – показатель крутизны вискограммы, *1/°C;*

$$u = \frac{1}{t_2 - t_1} \ln \frac{\nu_{t1}}{\nu_{t2}}, \quad (5.2)$$

где ν_{t1}-вязкость при температуре t_1; $м^2/с$; ν_{t2}- вязкость при температуре t_2; $м^2/с$.

Расчет плотности также проводится при максимальной и минимальной температурах окружающей среды района проектирования:

$$\rho_t = \frac{\rho_{20}}{1 + \beta(t - 20)}, \quad (5.3)$$

где ρ_t-плотность нефти при температуре *t*, $кг/м^3$; ρ_{20}-плотность нефти при *20 ℃*, кг/м^3; *t*-температура нефти, *℃*; β-коэффициент объёмного расширения (табл. 5.2).

Давление насыщенных паров определяется при наихудших условиях, т.е. при максимальной температуре продукта:

$$P_s = P_{s38} \cdot 10^{4,6 - \frac{1430}{T}}, \quad (5.4)$$

где P_{s38}-давление насыщенных паров по Рейду, *кПа* (табл. 5.1); *T*-температура при которой определяется P_s, ^0K.

Таблица 5.1

Значения давления насыщенных паров для некоторых видов нефтепродуктов.

Давление насыщенных паров, Ps, мм.рт.ст.							
Реактивные топлива		Дизельные топлива		Автобензины		Авиационные бензины	
Т-1	56	Дл	9,7	А-76	500/600*	Б-100/130	240/360
		Дз	11	А-80	500/600*	Б-91/115	220/360
				А-92	500/600*	Б-95/130	220/360
				экстра	400		

*Примечание: в числителе дроби приведены значения Ps для летнего автобензина, в знаменателе – для зимнего.

Таблица 5.2

Средние температурные поправки, плотность и коэффициент объемного расширения для нефтепродуктов.

Плотность ρ_{293}, кг/м^3	Температурная поправка ξ, кг/(м^3 К)	Коэффициент объемного расширения β, 1/К	Плотность ρ_{293}, кг/м^3	Температурная поправка ξ, кг/(м^3 К)	Коэффициент объемного расширения β, 1/К
700-709	0,897	0,001263	890-899	0,647	0,000722
710-719	0,884	0,001227	900-909	0,638	0,000699
720-729	0,870	0,001193	910-919	0,620	0,000677
730-739	0,857	0,001160	920-929	0,607	0,000656
740-749	0,844	0,001128	930-939	0,594	0,000635
750-759	0,831	0,001098	940-949	0,581	0,000615
760-769	0,818	0,001068	950-959	0,567	0,000594
770-779	0,805	0,001039	960-969	0,554	0,000574
780-789	0,792	0,001010	970-979	0,541	0,000555
790-799	0,778	0,000981	980-989	0,528	0,000536
800-809	0,765	0,000952	990-999	0,515	0,000518
810-819	0,752	0,000924	1000-1009	0,502	0,000499
820-829	0,738	0,000896	1010-1019	0,489	0,000482
830-839	0,725	0,000868	1020- 1029	0,476	0,000464
840-849	0,712	0,000841	1030-1039	0,463	0,000447
850-859	0,699	0,000818	1040-1049	0,450	0,000431
860-869	0,686	0,000793	1050-1059	0,437	0,000414
870-879	0,673	0,000769	1060-1069	0,424	0,000398
880-889	0,660	0,000746	1070-1079	0,411	0,000382

6. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА

6.1. Выбор оптимальных типоразмеров резервуаров

Резервуары являются одним из основных сооружений нефтебаз и предназначены для хранения нефтепродуктов и производства некоторых технологических операций. По материалу, из которого сооружены резервуары, различают металлические, железобетонные, каменные и земляные. Большое развитие получили резервуары, сооружаемые в горных выработках. Основным строительным материалом для выработок является сама горная порода.

При выборе типа резервуаров студенту рекомендуется руководствоваться СП 110.13330.2011 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы», а в частности:

1. Выбор резервуаров нужно проводить из числа утвержденных ти-

повых проектов. Для строительства резервуаров, выполненных по индивидуальным проектам, требуется специальное обоснование и утверждение.

2. Для снижения потерь от испарений при хранении легкоиспаряющихся нефтепродуктов нужно применять резервуары с понтоном, плавающими крышами и резервуары, рассчитанные на повышенное давление.

3. Предпочтение следует отдавать резервуарам больших объемов, т.к. с увеличением объема резервуара уменьшаются потери от испарений, удельный расход стали, площади для резервуарных парков.

4. Для каждого вида нефтепродукта нужно предусматривать не менее двух резервуаров, чтобы иметь возможность одновременно выполнять операции по приему и отпуску данного вида нефтепродукта, а также выполнять ремонты резервуаров, подогрев нефтепродукта, отстой и др.

5. Применение однотипных, одинаковых по объему и конструкции резервуаров облегчает проведение товарных операций на нефтебазе и создает хорошие условия для ведения строительно-монтажных работ при сооружении резервуарных парков поточным методом.

6. С уменьшением степени заполнения резервуара увеличивается объем газового пространства, а это ведет к увеличению потерь при хранении.

Подбор типоразмеров резервуаров производится отдельно для каждого вида продукта. Для этого определяется необходимый объем группы резервуаров:

$$V_{продукта} = \frac{V_{р.п.} \cdot \%}{100\%}, \qquad (6.1.1)$$

где $V_{р.п.}$ – объем резервуарного парка нефтебазы, *м*^{3}; *%* - доля продукта в общем объеме грузооборота нефтебазы, *проц*.

По отношению к уровню земли резервуары могут быть:

- *подземными*, когда наивысший уровень нефтепродукта в резервуаре находится не менее чем на 0,2 м ниже наинизшей планировочной отметки прилегающей площадки (к подземным относятся также резервуары, имеющие обсыпку не менее чем на 0,2 м выше допускаемого наивысшего уровня нефтепродукта в резервуаре);
- *наземными*, когда днище резервуара находится на одном уровне или выше наинизшей планировочной отметки прилегающей площадки (в пределах 3 м от стенки резервуара).

Для полной сохранности качества и количества нефтепродуктов, разработано большое количество различных конструкций резервуаров. Выбор типа резервуара в каждом конкретном случае должен быть обоснован специальным технико-экономическим расчётом.

Ёмкости для хранения нефтепродуктов могут быть подразделены по следующим признакам:

1) по *материалу,* из которого они изготовлены: металлические, железобетонные, каменные, земляные, синтетические, ледогрунтовые и горные в различных горных породах;

2) по *величине избыточного давления*: резервуары низкого давления, в которых избыточное давление мало отличается от атмосферного ($P_н \leq$ 0,002 МПа) и резервуары высокого давления ($P_н >$ 0,002 МПа);

3) по *технологическим операциям:*

- резервуары для хранения маловязких нефтей и нефтепродуктов;
- резервуары для хранения высоковязких нефтей и нефтепродуктов;
- резервуары-отстойники;
- резервуары специальных конструкций для хранения нефтей и нефтепродуктов с высоким давлением насыщенных паров;

4) по *конструкции*:

- стальные резервуары вертикальные цилиндрические с коническими и сферическими крышами, горизонтальные цилиндрические с плоскими и пространственными днищами, каплевидные, шаровые;
- железобетонные резервуары (вертикальные и горизонтальные цилиндрические, прямоугольные и траншейные).

Нефтехранилища в горных выработках, сооружаемые в пластах каменной соли путем размыва и уплотнения пластических пород взрывом, шахтные и ледогрунтовые.

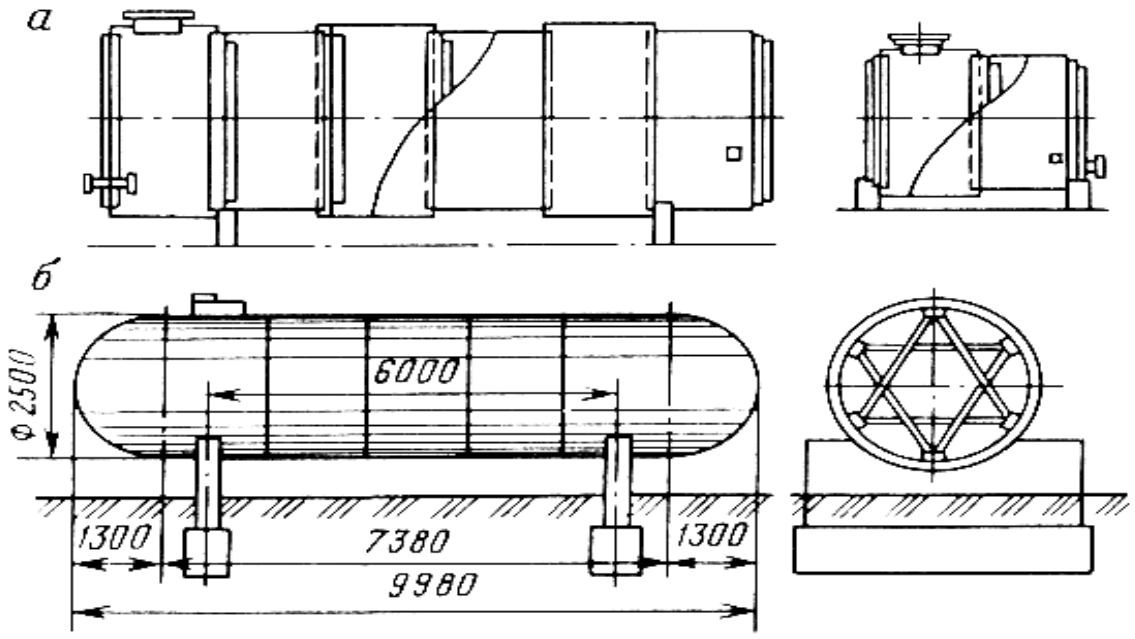


Рис. 6.1 Горизонтальный резервуар объемом 50 м^3
а – с плоским днищем; б – с цилиндрическим днищем

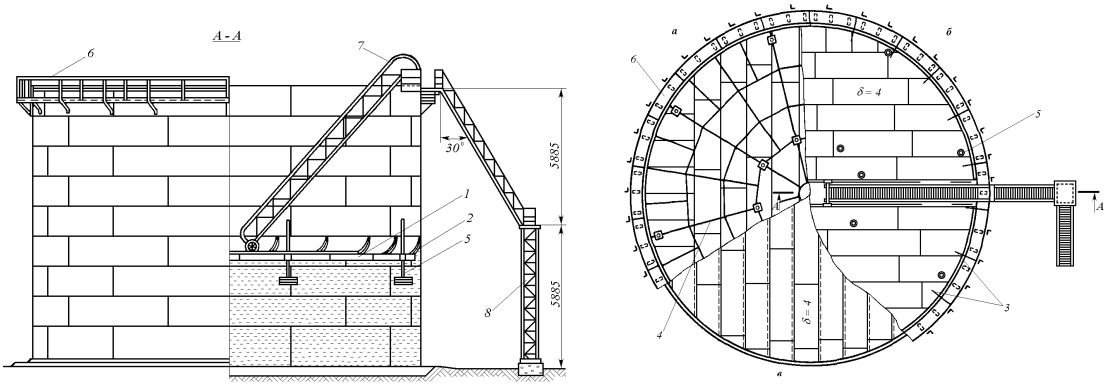


Рис. 6.2. Резервуар с плавающей крышей
а – план ребер жесткости; б – план верхнего настила плавающей крыши; в – план днища резервуара; 1 – плавающая крыша; 2 – затвор; 3 – кронштейны затвора; 4 – ребро жесткости; 5 – опорные стойки; 6 – балкон; 7 – подвижная лестница; 8 – неподвижная лестница

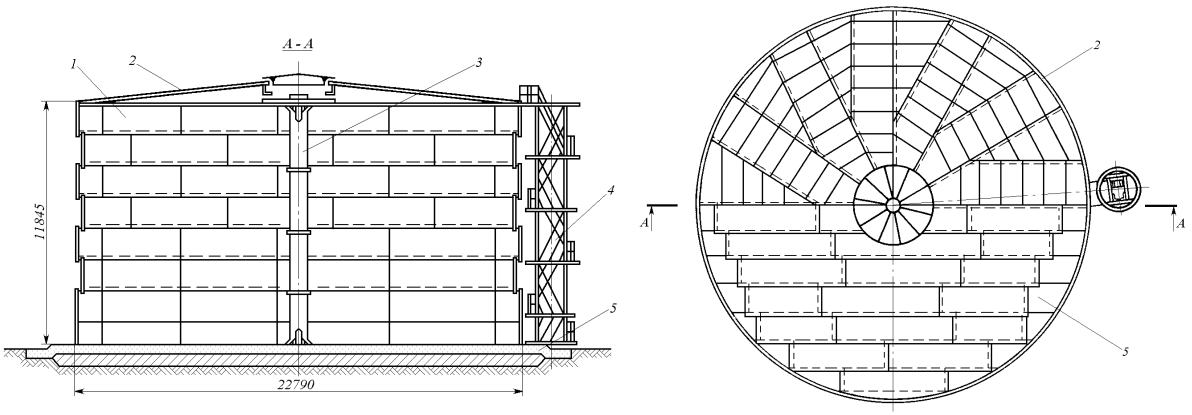


Рис. 6.3. Стальной цилиндрический резервуар со щитовой кровлей объёмом 5000 м^3 ;1 – корпус; 2 – покрытие; 3 – опорная стойка; 4 – лестница; 5 – днище

В зависимости от назначения резервуары разделяются на две группы. К ***первой группе*** относятся резервуары, предназначенные для хранения жидкостей при избыточном давлении от 0,07 МПа включительно и температуре до 120°С. Такие резервуары проектируются и изготовляются согласно «*Нормам и технологическим условиям проектирования и изготовления стальных конструкций и промышленных сооружений*». Ко ***второй группе*** относятся резервуары, работающие под давлением более 0,07 МПа. Они проектируются и изготовляются по специальным технологическим условиям. Эксплуатация этих конструкций находится под особым наблюдением специальной Государственной инспекции.

Цилиндрические резервуары являются наиболее распространенными для хранения нефтепродуктов, относительно просты в изготовлении и наиболее экономичны по стоимости. Различают вертикальные цилиндрические резервуары низкого и высокого давления, с плавающими крышами и

понтонами; горизонтальные цилиндрические резервуары высокого и низкого давления, наземные и подземные.

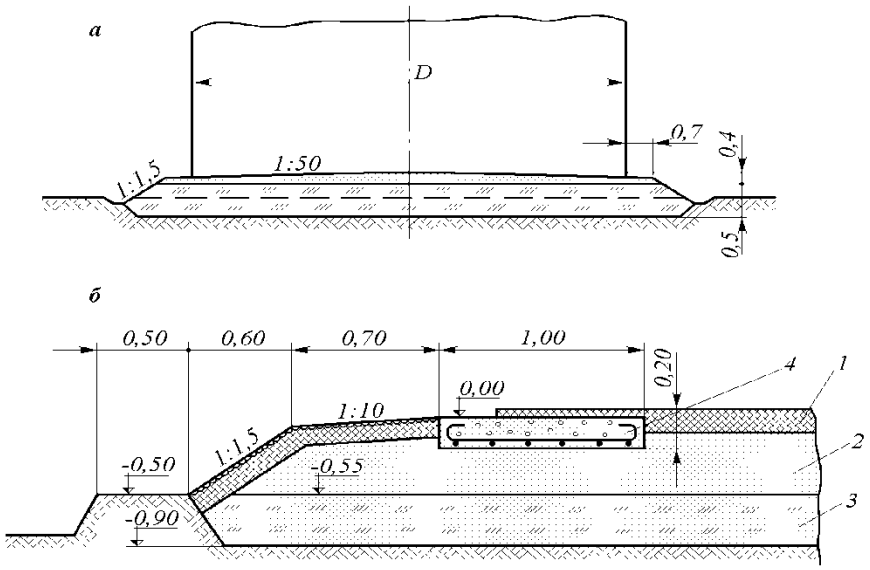


Рис. 6.4. Нормальный фундамент для вертикального стального резервуара
а – объёмом 5000 м^3; б – объёмом 10000 м^3; 1 – гидроизоляционный слой; 2 – песчаная подушка; 3 – насыпной грунт; 4 – бетонное кольцо со стальной арматурой

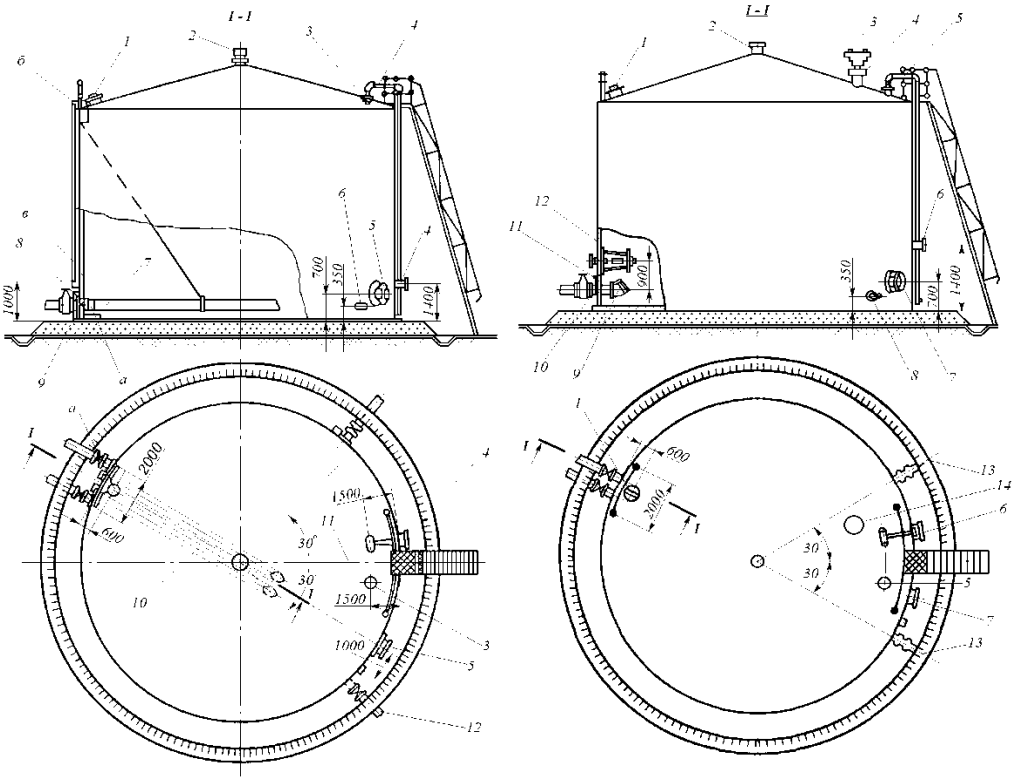


Рис. 6.5. Схема расположения оборудования на вертикальном стальном резервуаре: а – для маловязких нефтепродуктов; б – для высоковязких нефтепродуктов

При выборе резервуаров для различных типов нефтепродуктов не стоит забывать, что нефтепродукты с невысоким давлением насыщенных паров не требуют использования средств сокращения потерь ЛФУ, таких как понтоны и плавающие крыши. Для нефтепродуктов с высоким давлением насыщенных паров необходимо подбирать резервуары с понтоном или плавающей крышей. При выборе типов резервуаров необходимо учитывать климатические условия района проектирования: ветровую, дождевую и снеговую нагрузки. В районах с большой снеговой и дождевой нагрузкой резервуары с плавающей крышей не применимы, в районах с большой ветровой нагрузкой следует применять резервуары «северного исполнения» с высотой стенки до 12 м.

Все резервуары с приемлемыми типоразмерами сводятся в таблицу (табл. 6.1.1) из которых выбираются наиболее перспективные.

Таблица 6.1.1

Показатели	Номинальный объем, м^3		
1. Геометрический объем, м^3			
2. Внутренний диаметр, м			
3. Высота стенки, м			
4. Масса, т			
5. Расход стали на 1 м^3 объема, кг			
6. Сметная стоимость, тыс. руб.			
7. Типовой проект			

Резервуарный парк, оснащенный выбранными резервуарами, должен соответствовать следующим требованиям:

- иметь минимальный неиспользуемый объем резервуаров, не более 10%;
- иметь наименьшие металлозатраты, (6.1.3);
- иметь наименьшую сметную стоимость на сооружение, (6.1.4).

Неиспользуемый объем резервуарного парка находиться как разница необходимого объема резервуарного парка и фактического объема, полученного при расчетах(6.1.2).

$$V_{\text{г.р.}} = n \cdot V_p \cdot k_з \,, \qquad (6.1.2)$$

где $V_{г.р.}$ – объем группы резервуаров, *м*^{3}; n – количество резервуаров в группе, *шт.*; V_p – полезный объем резервуара, *м*^{3} (табл. прил. 6.1.1-6.1.4); $k_з$ - коэффициент заполнения резервуара (табл. 6.1.5).

Необходимое число резервуаров определенной конструкции находиться по формуле:

$$n = \frac{V_{продукта}}{V_p \cdot k_з} \,, \qquad (6.1.3)$$

Металлозатраты на сооружение группы резервуаров рассчитываются

по формуле (6.1.4):

$$M_{\text{г.р.}} = n \cdot У_{ст} \cdot V_p , \quad (6.1.4)$$

где $M_{г.р.}$ – масса группы резервуаров, *м*^{3}; n – количество резервуаров в группе, *шт.*; $У_{ст}$ – удельный расход стали на сооружение 1 м^3 полезного объема резервуара, *руб/м*^{3}.

Таблица 6.1.2

Характеристика надземных горизонтальных резервуаров

Показатель	Номинальный объем, *м*^{3}					
	5	10	25	50	75	100
Геометрический объем, *м*^{3}	5,7	10,79	26,9	55,5	76,9	101,5
Диаметр, *мм*	1900	2220	2700	2760	3240	3240
Длина оболочки, *мм*	2030	2750	4150	8940	8940	11920
Пролет, *мм*	1980	2750	4150	4500	5400	5400
Толщина конического днища, *мм*	-	5	5	5	5	5
Толщина плоского днища, *мм*	4	4	4	4	4	4
Число опорных колец жесткости, *шт.*	-	-	-	-	2	2
Число промежуточных колец жесткости, *шт.*	-	1	1	1	2	4
Масса резервуара, *т*	0,72	1,09	1,86	3,44	4,23	5,41
Удельный расход стали на 1 м^3 объема, *кг*	126	101	69	62	55	53

Таблица 6.1.3

Технико-экономические показатели резервуаров с плавающей крышей

Показатель	Номинальный объем, *тыс. м*^{3}								
	1	2	3	5	10	20	30	50	100
Полезный объем, *тыс.м*^{3}	0,94	2,0	3,15	4,9	10,3	20,9	29,6	47,5	103,6
Диаметр, *м*	10,43	15,18	18.9	20,9	28,5	39,9	45,6	60,7	88,7
Высота стенки, *м*	11,92	11,92	11,9	14,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9
Расход металла, *т*	27,3	51,8	75,2	115	211	396	470	711	1514
Удельный расход металла на 1 м^3 полезного объема, *кг*	29,0	25,4	24,0	23,4	20,3	18,8	16,0	15,0	14,5

Общая сметная стоимость на сооружение группы резервуаров определяется по формуле (6.1.5):

$$S_{\text{г.р.}} = n \cdot S_p , \quad (6.1.5)$$

где $S_{г.р.}$ – общая сметная стоимость группы резервуаров, *руб.*; n – количество резервуаров в группе, *шт.*; $S_р$ – сметная стоимость одного резервуара, *руб* (табл. прил. 2.1-2.4).

Возможны и другие способы обоснования выбора варианта компоновки резервуарного парка, например, по надежности. Выбор способа производиться студентом самостоятельно.

Таблица 6.1.4

Технико-экономические показатели стальных резервуаров со стационарной крышей

Показатель	Номинальный объём, *тыс. м*^{3}					
	1	2	3	5	10	20
Геометрический объем, *тыс. м*^{3}	1,06	2,15	3,370	4,866	10,950	19,450
Полезный объем (вместимость), *м*^{3}	1.02	2,07	3,190	4,650	9,850	17,500
Диаметр, *м*	12,3	15,1	18,98	22,8	34,20	45,60
Высота стенки, *м*	11,9	11,9	11,92	11.92	11,92	11,92
Толщина стенки, *мм*	6x4	6x4x5	7+2x6	9+8x7	—	13+7*11
Масса, *т*:						
стенки	11,0	23,2	31,14	50,10	100,63	152,83
днища	3,87	7,07	11,72	19,50	41,70	84,04
центральной стойки	—	1,49	1.49	1,57	—	—
крыши	5,96	7,45	13,15	20,85	49,83	101,57
кольца жесткости	—	—	—	—	12,55	29,39
лестниц, ограждений, площадок	2,04	5,03	5,34	5,68	4,88	5,37
Общая масса резервуара, *т*	22,9	44,2	62,84	97,68	209,70	373,20
Удельный расход стали на 1 м^3 полезного объема, *кг*	21,4	20,6	18,7	20,0	19,2	19,0

Таблица 6.1.5

Рекомендуемые значения коэффициента использования

Емкость резервуара, м^3	Значение $k_и$ для типа резервуара		
	без понтона	с понтоном	с плавающей крышей
До 5 000 включительно	0,85	0,81	0,80
От 10 000 до 30 000	0,88	0,84	0,83

Таблица 6.1.6

Технико-экономические показатели резервуаров с понтоном

Показатель	Номинальный объем, *тыс. м*				
	1	2	3	5	10
Полезный объем, *тыс. м*^{3}	0,94	2,01	3,15	4,90	10,3
Диаметр, *м*	10,43	15,18	18,98	20,9	28,5
Высота стенки, *м*	11,92	11,92	11.92	14,9	17,9
Расход металла, *т*	30,0	55,5	83,5	119,8	224,2

Удельный расход металла на 1 м^3 полезного объема, *кг*	32,2	27,6	26,5	24,5	21,8

Таблица 6.1.7

Расстояние зданий и сооружений от наземных резервуаров

Здания и сооружения склада	Расстояние, м, от наземных резервуаров склада категории				
1	2	3	4	5	6
	I	II	IIIа	IIIб	IIIв
1 .Сливоналивные устройства: а) для морских и речным судов (сливоналивные причалы и пирсы);	75	50	50	50	50
б) для железнодорожных (железнодорожные сливоналивные эстакады) и автомобильных цистерн	30	20	20	20	20
2. Продуктовые насосные станции (насосные цехи), здания и площадей для узлов задвижек продуктовых насосных станций, узлы учета и замера, разливочные, расфасовочные, канализационные насосные станции неочищ.нефтесодержащих сточных вод	30	15	15	15	10
3. Складские здания для нефтепродуктов в таре, площадки для хранения нефтепродуктов в таре и для хранения тары (бывшей в употреблении или чистой горючей), здания и площадки пунктов сбора отработанных нефтепродуктов	30	20	20	20	15
4. Водопроводные (питьевого назначения) и противопожарные насосные станции, пожарные посты и помещения хранения противопожарного оборудования и огнегасящих средств, противопожарные резервуары или водоемы (до водозаборных колодцев или места забора воды)	40	40	40	40	30
5. Канализационные очистные сооружения производственных сточных вод (с нефтью и н/пр): а) пруды-отстойники, шламонакопители, закрытые нефтеловушки, флотационные установки вне здания (площадью зеркала б) флотационные установки и фильтры в зданиях, закрытые нефтеловушки (площадью зеркала менее 400 м^2 буферные резервуары и резервуары-отстойники объемом менее 700 м^3, установки по отмывке осадка включая резервуары-шламосборники и озонаторные установки; в) пруды-испарители	30 15 24	30 15 24	30 15 18	30 15 15	20 10 15
6. Здания и сооружения с производственными процессами с применением открытого огня (печи для разогрева нефти, котельные, процессы сварки и т.п.), гаражи и помещения технического обслуживания автомобилей от резервуаров: - с легковоспламеняющимися нефтью и нефтепр;	60	40	40	40	30
- с горючими нефтью и нефтепродуктами	60	30	30	30	24

7.Здания пожарных депо (без жилых помещений), административные и бытовые здания	40	40	40	40	30

Продолжение таблицы 6.1.7

1	2	3	4	5	6
8.Технологические установки с взрывопожароопасными производствами на центральных пунктах сбора нефтяных месторождений (установки подготовки нефти, газа и воды, предварительного сброса пластовой воды)	40	40	40	40	24
9.Узлы пуска или приема очистных устройств	30	30	30	30	30
10.Край проезжей части внутренних автомобильных дорог и проездов	15	15	9	9	9
11. Прочие здания и сооружения склада	20	20	20	20	20

6.2. Компоновка резервуарного парка

Для снижения риска взрыва или возгорания на территории резервуарного парка, компоновка резервуарного парка и расчет высоты обвалования производится в соответствии с требованиями СП 110.13330.2011.

Резервуары следует размещать группами. Склады нефти и нефтепродуктов в зависимости от их общей вместимости и максимального объема одного резервуара подразделяются по категориям согласно СП 110.13330.2011:

– 3-я «А» категория, максимальный объем одного резервуара до 5000 м^3 включительно. Общая вместимость склада от 10000 до 20000 м^3 включительно.

– 2-я категория, максимальный объем одного резервуара не оговаривается. Общая вместимость склада от 20000 до 100000 м^3 включительно.

– 1-я категория, максимальный объем одного резервуара не оговаривается. Общая вместимость склада свыше 100000 м^3.

Общую вместимость группы наземных резервуаров, а также расстояние между стенками резервуаров, располагаемых в одной группе, принимаем в соответствии со следующими требованиями:

– У резервуаров со стационарной крышей, минимальное расстояние между резервуарами в группе 0,75D, но не более 30 м.

– Расстояние между стенками ближайших резервуаров, расположенных в соседних группах, для наземных резервуаров объемом 20000 м^3 и более должно быть 60 м; объемом до 20 000 м^3 – 40 м.

– Резервуары с понтоном, единичный капитальный объем резервуара, установленного в группе менее 50000 м^3, допустимая общая номинальная вместимость группы 120000 м^3, минимальное расстояние между резервуарами в группе 0,65D, но не более 30 м.

– Расстояние между стенками ближайших резервуаров, расположенных в соседних группах, для наземных резервуаров объемом 20000 м^3 и

более должно быть 60 м; объемом до 20 000 м^3 – 40 м.

По периметру группы наземных резервуаров необходимо предусматривать замкнутое земляное обвалование шириной поверху не менее 0,5 м или ограждающую стену из негорючих материалов, рассчитанных на гидростатическое давление разлившейся жидкости. Высота обвалования или ограждающей стенки группы резервуаров должна быть на 0,2 м выше уровня расчетного объема разлившейся жидкости, но не менее 1 м для резервуаров номинальным объемом до 10 000 м^3 и 1,5 м для резервуаров объемом 10 000 м^3 и более.

Расстояние от стенок резервуаров до подошвы внутренних откосов обвалования следует принимать не менее 3 м от резервуаров объемом до 10000 м^3 и 6 м – от резервуаров объемом 10000 м^3 и более.

Определение высоты обвалования группы наземных резервуаров производится по формуле (3.1):

$$h = \frac{V_p}{a \cdot b - \frac{\pi d^2}{4} \cdot (n-1)}, \qquad (6.2.1)$$

где V_p – объём наибольшего резервуара в группе, *м^3*; D – диаметр наибольшего резервуара в группе, *м*; n – количество резервуаров в группе, шт.; a и b – стороны обвалования (рис. 3.1), *м.*

В соответствии с требованиями СП 110.13330.2011 высота обвалования принимается на 0,2 м больше расчетной. Высоту внутреннего земляного вала или стены следует принимать 1,3 м – для резервуаров объемом 10000 м^3 и более. Внутри обвалования группы резервуаров не допускается прокладка траншейных трубопроводов. Соединение трубопроводов, прокладываемых внутри обвалования, следует выполнять на сварке. Для присоединения арматуры допускается применять фланцевые соединения с негорючими прокладками.

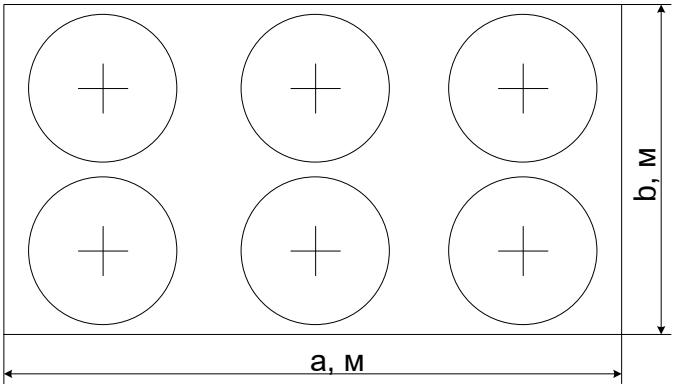


Рис. 6.6. Схема расстановки резервуаров и обвалования

6.3. Расчет потерь нефти и нефтепродуктов

6.3.1. Потери от «больших» дыханий

Потери нефти и нефтепродуктов от «больших дыханий» - это потери

от испарения при вытеснении паровоздушной смеси из газового пространства резервуаров и транспортных емкостей в атмосферу вследствие заполнения резервуара нефтепродуктом.

Масса паров нефтепродукта, вытесняемая из резервуара за одно «большое» дыхание определяется по формуле:

$$G_{б.д} = \left[V_б - V_1 \cdot \left(\frac{p_2 - p_1}{p_2 - p_s} \right) \right] \cdot \frac{p_s \cdot M_б}{T \cdot R}, \quad (6.3.1)$$

где $V_б$ – объем закаченного в резервуар нефтепродукта, *м³*; V_1 – объем газового пространства резервуара перед закачкой нефтепродукта, *м³*; p_2 – абсолютное давление в газовом пространстве в конечный момент времени закачки, *Па* (8.2); p_1 – абсолютное давление в газовом пространстве в начальный момент времени закачки, *Па* (6.3.3); p_s – давление насыщенных паров нефтепродукта при температуре поверхности резервуара (при +30°С p_s= 50,88 кПа = 50880 Па); $M_б$ – молекулярный вес бензиновых паров, *кг/моль* (8.4); T – средняя температура в газовом пространстве резервуара, *К* (6.3.5); R – универсальная газовая постоянная.

Абсолютные давления в газовом пространстве в конечный и начальный моменты времени закачки определяются по формулам:

$$p_1 = p_a + p_{к.в}, \quad (6.3.2)$$

$$p_2 = p_a + p_{к.д}, \quad (6.3.3)$$

где p_a – атмосферное (барометрическое) давление, принимается равным *0,1 МПа*; $p_{к.в.}$, $p_{к.д.}$ – вакуум и избыточное давление в резервуаре, при которых срабатывает дыхательный клапан, *МПа*.

Молекулярный вес бензиновых паров определяется по формуле:

$$M_б = 60 + 0{,}3 \cdot t_{н.к} + 0{,}001 \cdot t^2_{н.к}, \quad (6.3.4)$$

где $t_{н.к}$ – температура начала кипения нефтепродукта, *°С*.

Средняя температура в газовом пространстве резервуара определяется по формуле:

$$T = T_B + \frac{\Delta T_Г - \Delta T_B}{2}, \quad (6.3.5)$$

где T_B – температура воздуха в данный момент времени, *К*; ΔT_B – среднее изменение температуры воздуха, *К*; $\Delta T_Г$ – среднее изменение температуры газового пространства, *К*.

Объем закаченного в резервуар нефтепродукта рассчитывается с учетом коэффициента заполнения резервуара.

$$V_{прод} = k \cdot V_p, \quad (6.3.6)$$

где k – коэффициент заполнения резервуара; V_p – геометрический объем резервуара, *м³*.

6.3.2. Потери от «малых» дыханий

Изложенный в данной главе материал базируется на работе Н.Н. Константинова. Потери нефтепродукта при «малом дыхании» резервуара с установленными дыхательными клапанами определяют по формуле (6.3.2.1):

$$G_{м.д.} = \sigma \Delta V \qquad (6.3.2.1)$$

где $G_{м.д.}$ - масса нефтепродукта, теряемого из резервуара за одно «малое дыхание», *т*; σ - среднее массовое содержание паров нефтепродукта в вытесняемом объеме паровоздушной смеси, *т/м*^{3}; ΔV - вытесняемый объем паровоздушной смеси (6.3.2.2), *м*^{3}.

$$\Delta V = V_r \ln\left(\frac{p_a - p_{к.в.} - p_{\min}}{p_a + p_{к.д.} - p_{\max}} * \frac{T_{r_{MAX}}}{T_{r_{MIN}}} \right) \qquad (6.3.2.2)$$

где V_r - объем газового пространства резервуара, *м*^{3}; ρ_a - атмосферное (барометрическое) давление, *МПа*; $\rho_{к.в.}$, $\rho_{н.л.}$ - давление соответственно клапана вакуума и клапана давления, *МПа*; ρ_{min}, $\rho_{max.}$ - минимальное и максимальное парциальные давления нефтепродукта в газовом пространстве резервуара в течение суток, *МПа*; $T_{r\,min}$, $T_{r\,max}$ - минимальная и максимальная температуры газового пространства резервуара в течение суток, ^0C.

Среднее массовое содержание паров нефтепродукта в паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара, определяется по формуле (6.3.2.3)

$$\sigma = \frac{p_{\max} + p_{\min}}{R_n (T_{r_{MAX}} + T_{r_{MIN}})} \qquad (6.3.2.3)$$

где R_n - газовая постоянная паров нефтепродукта;

$$R_n = \overline{R} / M \qquad (6.3.2.4)$$

$\overline{R} = 8314,3$ Дж/(моль*К) универсальная газовая постоянная; M - молярная масса паров нефтепродукта, *кг/моль*.

Молярную массу бензиновых паров можно определять по формуле Воинова (6.3.2.5) в зависимости от T_u - средней температуры кипения фракций, находящихся в парах,

$$M = 52,629 - 0,246 T_n + 0,001 T_u^2 \qquad (6.3.2.5)$$

где $T_n = T_{n.k} - 30$, *Тн.к* — температура начала кипения нефтепродукта, ^0C.

Молярную массу можно определить также по формуле (6.3.2.6)

$$M = 50 + \frac{8 * 10^8}{P_{203}} \qquad (6.3.2.6)$$

где ρ_{293} - упругость паров бензина при 293 К.

Для удобства расчетов вводятся избыточные температуры $\Theta_{г\ min}$ и $\Theta_{г\ max}$, $\Theta_{ст\ min}$, $\Theta_{ст\ max}$, $\Theta_{в\ min}$, $\Theta_{в\ max}$, которые означают минимальную и максимальную температуры соответственно газового пространства резервуара, стенки резервуара и воздуха, отсчитываемые от средней температуры нефтепродукта.

Тогда минимальная и максимальная температуры газового пространства резервуара определяется (6.3.2.7):

$$T_{r_{MIN}} = \theta_{r_{MIN}} + T_{n.cp}$$
$$T_{r_{\max}} = \theta_{r_{\max}} + T_{n.cp} \qquad (6.3.2.7)$$

где $T_{n.cp}$ - средняя температура нефтепродукта, которую для практических расчетов с достаточной степенью точности можно принять равной средней температуре воздуха, определяемой как среднеарифметическая величина от максимальной $T_{в.max}$ и минимальной $T_{в.min}$ температур воздуха, т. е.

$$T_{n.cp} = T_{b.cp} = 0{,}5\left(T_{b_{MAX}} + T_{b_{\min}}\right) \qquad (6.3.2.8)$$

Избыточные температуры связаны между собой следующими соотношениями (6.3.2.9):

$$\theta_{R_{MIN}} = \frac{\theta_{ct_{MIN}}}{1 + \frac{F_n}{F} * \frac{\alpha'_r}{\alpha'_r}}$$
$$\theta_{R_{MAX}} = \frac{\theta_{ct_{MAX}}}{1 + \frac{F_n}{F} * \frac{\alpha'_r}{\alpha'_r} * \frac{m\lambda}{\alpha_n + m\lambda}} \qquad (6.3.2.9)$$

где F_n - площадь «зеркала» нефтепродукта, $м^2$; F - площадь поверхности, ограничивающей газовое пространство резервуара (часть боковой стенки и крыша), $м^2$; α'_n, α_n - коэффициент теплоотдачи от паровоздушной смеси, находящейся в газовом пространстве резервуара, к поверхности жидкости соответственно для ночного и дневного времени; α'_r, α_n - коэффициент теплоотдачи от стенки резервуара к паровоздушной смеси, находящейся в газовом пространстве резервуара, соответственно для ночного и дневного времени;

$$m = \sqrt{\frac{\pi}{2\alpha\tau_{дн}}} \qquad (6.3.2.10)$$

a - коэффициент температуропроводности нефтепродукта.

$$a = \lambda / c_p \rho \qquad (6.3.2.11)$$

$\tau_{дн}$ - продолжительность дня, *час*; λ - коэффициент теплопроводности нефтепродукта; ρ - плотность нефтепродукта при $T_{n.cp.}$; C_p -теплоемкость

нефтепродукта.

Температуры стенки резервуара определяются по формулам (6.3.2.12):

$$\theta_{ct_{MIN}} = \frac{\alpha'_n \theta_{b_{MIN}}}{\alpha'_b + \alpha'_{ct.n} + \alpha'_p \frac{F_n}{F}}$$

$$\theta_{ct_{MAX}} = \frac{q + \alpha'_b \theta_{b\max}}{\alpha_b + \alpha_{ct.n} + \alpha'_p \frac{F_n}{F}} \qquad (6.3.2.12)$$

где $\alpha'_в$, $\alpha_в$ - коэффициенты теплоотдачи от стенки емкости к внешнему воздуху соответственно в ночное и дневное время; каждый из них представляет сумму коэффициентов теплоотдачи конвекцией и лучеиспусканием, т. е.

$$\alpha'_в = \alpha'_{в.k} + \alpha'_{в.л}$$

$$\alpha_в = \alpha_{в.k} + \alpha_{в.л} \qquad (6.3.2.13)$$

$\alpha'_{ст.п}$, $\alpha_{ст.п}$ - приведенные коэффициенты теплоотдачи от стенки к нефтепродукту соответственно и ночное и дневное время; α'_p α_p - коэффициенты теплоотдачи радиацией от стенки резервуара к нефтепродукту через газовое пространство соответственно в ночное и дневное время;q-количество тепла, получаемого в полдень за счет солнечной радиации и отнесенного к 1 $м^1$ поверхности газового пространства резервуара.

Коэффициенты теплоотдачи от стенки емкости к внешнему воздуху с учетом теплоотдачи конвекцией и лучеиспусканием могут быть определены по графикам.

Приведенные коэффициенты теплоотдачи от стенки к нефтепродукту 'определяются по формулам

$$\alpha'_{ст.п} = \frac{\alpha'_п \frac{F_н}{F}}{1 + \frac{F_п}{F} * \frac{\alpha'_п}{\alpha'_r}}$$

$$\alpha_{ст.п} = \frac{\alpha_п}{\frac{\alpha_п}{\alpha r} + \frac{\alpha_п + m\lambda}{m\lambda \frac{F_п}{F}}} \qquad (6.3.2.14)$$

Количество тепла, получаемого 1 м^2 стенки, ограничивающей газовое пространство, за счет солнечной радиации (6.3.2.15):

$$q = \varepsilon_0 \frac{F_0}{F} i_0 \qquad (6.3.2.15)$$

где ε_0 - степень черноты внешней поверхности резервуара; F_0 -пло-

щадь проекции стенок газового пространства резервуара на плоскость, нормальную к направлению солнечных лучей в полдень (6.3.2.16, 6.3.2.17), *м*^{2}; i_0- интенсивность солнечной радиации.

Для вертикальных цилиндрических резервуаров с конической крышей (или сферической крышей с малой стрелой подъема)

$$F_0 = F_e \cdot \sin(\varphi - \phi_c) + F_H \cdot \cos(\varphi - \phi_c) \quad (6.3.2.16)$$

$$F_0 = F_e \cdot \sin^2(\varphi - \phi_c) + F_H \cdot \cos^2(\varphi - \phi_c) \quad (6.3.2.17)$$

для сферических и сфероидальных резервуаров

где $F_в$ и $F_н$ площади проекций поверхности стенок, ограничивающих газовое пространство резервуара (включая крышу), соответственно на вертикальную и горизонтальную плоскости; φ - географическая широта места установки резервуара; φ_c-расчетное склонение Солнца на данный день (или при усредненных расчетах в среднем для данного периода времени), определяемое по графику (рис. 6.7).

Интенсивность солнечной радиации на плоскость, нормальную к направлению солнечных лучей в полдень, может быть определена по формуле Кастрова—Савинова (6.3.2.18)

$$t_0 = \frac{1354}{1 + \dfrac{t - y}{y \cdot \cos(\varphi - \phi)}} \quad (6.3.2.18)$$

где γ-коэффициент прозрачности атмосферы, зависящий от ее влажности (облачности), запыленности и т. д.

При безоблачном небе $\gamma=1,7\div1,8$ Если облачность составляет 50%, то расчетная величина i_0, полученная для безоблачного неба, снижается на 20—30%, если облачность сплошная - на 40-50% (в зависимости от плотности облаков по сравнению с безоблачным небом). При усредненных расчетах за длительные периоды времени следует руководствоваться данными о числе дней с разной облачностью.

Минимальное парциальное давление в газовом пространстве резервуара определяют с учетом соотношения фаз (6.3.2.19)

$$P_{\min} = \frac{1 - 0.055\sqrt{V_r / V_ж}}{0{,}89} P_в$$

$$P_{\min} = 1.29\left(\frac{T_{r\min} - 273}{311 - 273}\right)^{0.08} \cdot (V_ж / V_r)^{0.19} p_д \quad (6.3.2.19)$$

где V_r и $V_ж$ объемная часть соответственно газового пространства (в долях от полного объема резервуара) и нефтепродукта; p_a - давление насыщенных паров нефтепродуктов при $T=T_{p\ min}$ и T=311 K и $V_ж/V_r$ = 0,25, которое определяют по графику (рис. 6.8).

Изложенный порядок расчета p_{m1n} относится к резервуару с высоким уровнем нефтепродукта в нем (степень заполнения более 0,6, что обычно

бывает после закачки нефтепродукта). После выкачки нефтепродукта из резервуара (при низких уровнях) полное насыщение газового пространства происходит спустя некоторое время, поэтому при расчете минимального парциального давления необходимо учитывать степень насыщенности газового пространства парами нефтепродукта. В этом случае расчет потерь от испарения при «малом дыхании» производится по формуле

$$P''_{\min} = P_{\min} \frac{\Delta G}{C_b} \qquad (6.3.2.20)$$

где p_{min} определяют по выражениям (6.3.2.19); $\Delta C/C_b$-средняя относительная концентрация в газовом пространстве резервуара в рассматриваемый момент времени (6.3.2.21); C_b-концентрация на линии насыщения.

$$\frac{\Delta C}{C_b} = \frac{H_{1г}}{H_{1г}} + \frac{\Delta C_2}{C_b} \qquad (6.3.2.21)$$

H_{1r} ,H_{2r}-высоты газового пространства в резервуаре соответственно до и после выкачки нефтепродукта;

$\Delta C_1/C_s$-прирост средней относительной концентрации в газовом пространстве резервуара за время выкачки $T_в$ нефтепродукта;

$\Delta C_2/C_s$ то же, за время простоя.

Скорость входящего воздуха u_b можно определить по (6.3.2.22):

$$u_b \approx \frac{4Q_b}{k\pi d_n^2} \qquad (6.3.2.22)$$

где Q_b-производительность выкачки; k-число действующих дыхательных клапанов; d_n-диаметр (условный проход) монтажного патрубка дыхательного клапана.

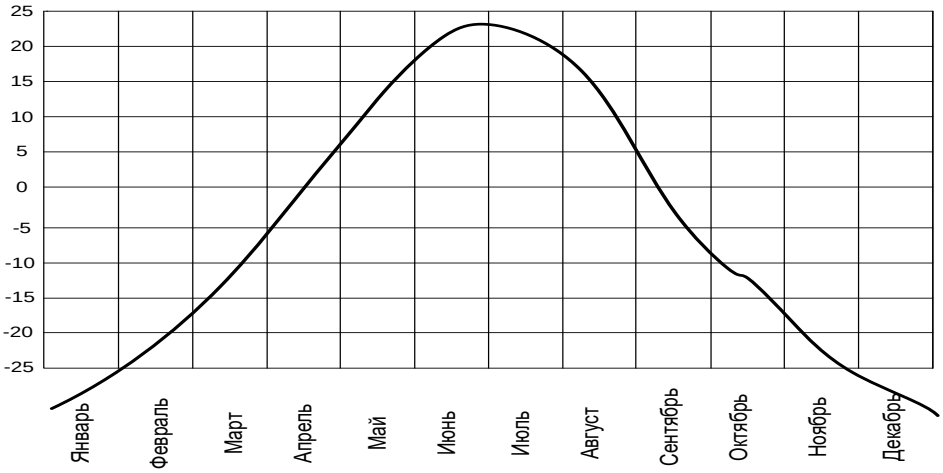


Рис. 6.7.График для определения расчётного склонения Солнца (на первое число каждого месяца)

При известном $tg\ \Delta C_1/C_s$ можно определить по графикам, один из которых приведен на рис.6.8.

Если на резервуаре установлены разнотипные клапаны, то u_b определяют делением $Q_в$ на суммарную площадь монтажных патрубков действующих клапанов. Если данных по $\Delta C_1/C_s$ нет, то в первом приближении этой величиной можно пренебречь.

Величина $\Delta C_2/C_s$ зависит от погоды и длительности простоя (рис. 6.8).

При расчетах следует помнить о том, что$\Delta C/C_s$ не может быть больше единицы.

Максимальное парциальное давление в газовом пространстве при «малых дыханиях» определяется следующим образом: рассчитывают температурный напор (рис. 6.8)

$$\theta = 5.5 + \frac{29.1\left(\cos(\varphi - \phi) - 0{,}333 \ln\left[3\cos(\varphi - \phi) + 1\right] - 0.008\right)}{1.49 + (\varphi - \phi)} \qquad (6.3.2.23)$$

здесь φ и φ подставляют в радианах;

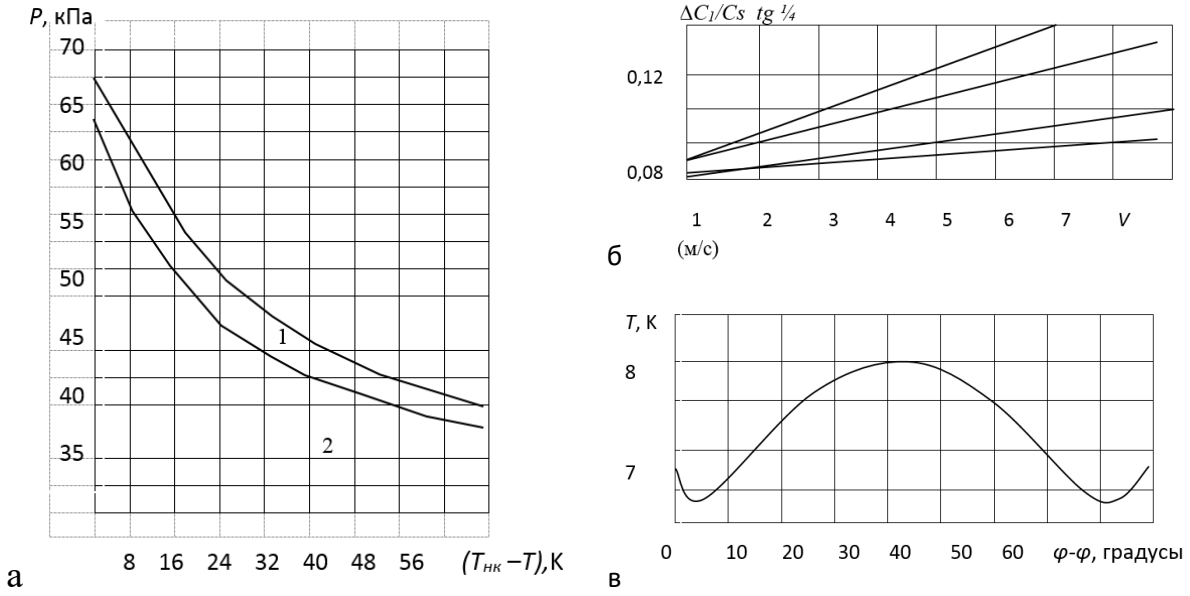


Рис. 6.8. Графики: а) для определения давления насыщенных паров нефтепродуктов: 1-авиационный бензины; 2-автомобильный бензины; б) часового прироста относительной концентрации в газовом пространстве во время выкачки из резервуара, оборудованного двумя дыхательными клапанами типа НДКМ: 1-РВС-3000;2-РВС-5000; 3-РВС-10000; 4-РВС-20000; в)График для определения температурного напора.

По формулам (6.3.2.4) с учетом формулы (6.3.2.5) или (6.3.2.6) вычисляют R_n при известных D, H_r, Θ, R_n, $T_{n.cp}$ и p_r рассчитывают почасовой рост концентраций (в % в 1 ч) в газовом пространстве.

$$C_\tau = 0{,}01725 \frac{R_n \theta^{1.25}}{T_{n.cp}^{0.25} p_f D H_r^{0.25}} \qquad (6.3.2.24)$$

где H_r- высота газового пространства,

$$H_r = H - H_{вал} + \Delta V / F_n \qquad (6.3.2.25)$$

H-высота боковых стенок вертикальной части резервуара; $H_{вал}$ -высота взлива нефтепродукта в резервуаре; ΔV-объем, ограничиваемый поверхностью крыши и плоскостью, проходящей через верхний срез цилиндрической части резервуара (для вертикальных цилиндрических резервуаров с конической крышей здесь H_r - высота конуса крыши); p_r -давление в газовом пространстве резервуара, которое в течение суток может меняться в пределах от $(p_a - p_{k.b})до(p_a + p_{k,д})$ перед восходом Солнца:

$$p_r = p_a - p_{k.b} \qquad (6.3.2.26)$$

в конце «выдоха" $p_r = p_a + p_{k.b}$

вычисляют продолжительность выхода (время роста парциальных давлений в газовом пространстве) $\tau = 0.5\tau_{dn} + 3$

где τ_{dn} - продолжительность дня,

$$\tau_{dn} = 2\arccos(-tg\varphi \cdot tg\phi) \qquad (6.3.2.27)$$

здесь φ и φ подставляют в градусах;

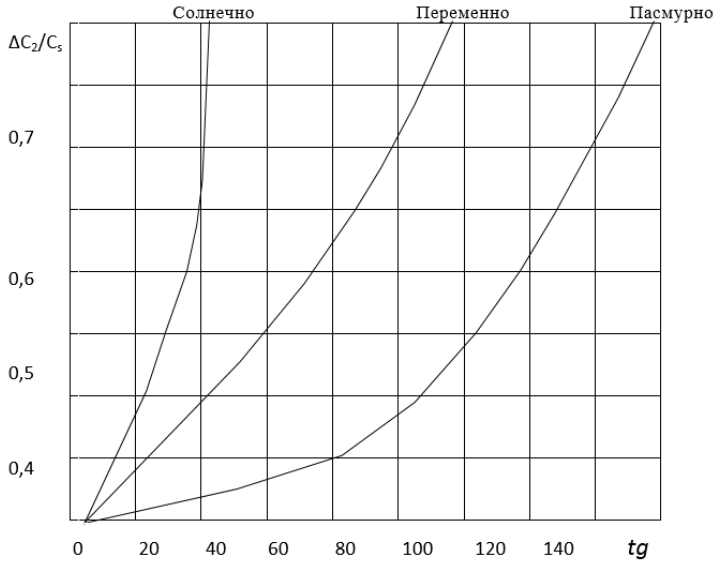


Рис. 6.9. Зависимость прироста концентрации от длительности простоя резервуара и погодных условий (от конца выкачки до начала рассматриваемого периода " малого дыхания")

Находим максимальную концентрацию

$$C_{\max} = c_\tau \tau + C_{\min} \qquad (6.3.2.28)$$

где

$$C_{\min} = \frac{p_{\min}}{p_a - p_{k.b}} \cdot 100$$

рассчитываем максимальное парциальное давление в газовом пространстве резервуара

$$p_{\max} = \frac{(p_a + p_{k.d})C_{\max}}{100} \qquad (6.3.2.29)$$

Зная $T_{r.min}$, $T_{r.max}$, P_{min} *и* P_{max} по формулам (6.3.2.3) и (6.3.2.4) вычисляются потери от «малых дыханий».

ПРИЛОЖЕНИЕ

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра «Транспорт углеводородных ресурсов»

КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

по дисциплине

«ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЕБАЗ И РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ»

«НАИМЕНОВАНИЕ ТЕМЫ КУРСОВОГО ПРОЕКТА»

ВАРИАНТ №___

ВЫПОЛНИЛ:
обучающийся группы_____
_____Фамилия И. О.

ПРОВЕРИЛ:
должность, учёная степень
_____Фамилия И. О.

Тюмень, 20__