

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

**Методические указания по выполнению
практических работ по дисциплине
«Сооружение и ремонт линейной части магистральных
трубопроводов»**

Направление подготовки/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело		
Направленность (профиль)/специализация	Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта		
Год начала обучения	2026		
Форма обучения	очная	заочная	очно-заочная
Реализуется в семестре	___5,6___	_____	___5,6___

Ставрополь, 2026

Оглавление

<u>1. НАЗНАЧЕНИЕ И ВИДЫ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТОВ</u>	4
.....	
<u>2. ВИДЫ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТОВ</u>	5
<u>3. САМОСТОЯТЕЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ТЕОРЕТИЧЕСКОГО КУРСА</u>	6
<u>4. САМОСТОЯТЕЛЬНОЕ ВЫПОЛНЕНИЕ ЗАДАНИЙ</u>	7
<u>5. ИНЫЕ ФОРМЫ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ</u>	7
<u>6. КОНТРОЛЬ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТОВ</u>	
<u>ПРЕПОДАВАТЕЛЯМИ</u>	7
<u>7. ФОРМЫ КОНТРОЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ</u>	8
<u>8. КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ РЕЗУЛЬТАТОВ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ</u>	
.....	8
<u>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ</u>	8

1. НАЗНАЧЕНИЕ И ВИДЫ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТОВ

Во время самостоятельной подготовки, обучающиеся должны быть обеспечены доступом к сети Интернет. Реализация основной образовательной программы подготовки бакалавров должна обеспечиваться доступом каждого к библиотечным фондам и базам данных, формируемым по полному перечню дисциплин основной образовательной программы из расчета обеспеченности учебниками и учебными пособиями не менее 0.5 экземпляра на одного студента. Библиотека вуза должна иметь достаточное количество современных учебников и учебных пособий по всем циклам дисциплин и постоянно восполняться научной литературой и периодическими изданиями нефтегазового профиля.

Объем времени, отведенный на внеаудиторную самостоятельную работу, находит отражение:

- в рабочем учебном плане – в целом по теоретическому обучению, каждому из циклов дисциплин и междисциплинарных курсов,
- в рабочих программах учебных дисциплин и междисциплинарных курсов с распределением по разделам или конкретным темам.

Под самостоятельной работой студентов понимается планируемая учебная, учебно-исследовательская, а также научно-исследовательская работа, которая выполняется во внеаудиторное время по инициативе студента или по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия.

Цели и задачи самостоятельной работы студентов

Самостоятельная работа проводится с целью:

- систематизации и закрепления полученных теоретических знаний и практических умений студентов; углубления и расширения теоретических знаний;
- формирования умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развития познавательных способностей и активности студентов: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности, организованности;
- формирования практических (профессиональных) умений и навыков;
- развитию исследовательских умений.

Целью освоения дисциплины «Сооружение и ремонт линейной части магистральных трубопроводов» является профессиональных компетенций (ПК-

23, ПК-29, ПК-30, ПК-31) у бакалавра по направлению 21.03.01 Нефтегазовое дело профиль «Сооружение и ремонт систем трубопроводного транспорта».

Задачи самостоятельной работы:

- овладение теоретическими знаниями, связанными применением методов прикладной математики в нефтегазовом деле;

- формирование опыта собственной поисковой, творческой, научно-исследовательской деятельности.

Самостоятельная работа способствует развитию ответственности и организованности, творческого подхода к решению проблем учебного и профессионального (в том числе научного) уровня.

2. ВИДЫ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТОВ

Основными видами самостоятельной учебной деятельности студентов являются:

- 1) предварительная подготовка к аудиторным занятиям, в том числе и к тем, на которых будет изучаться новый, незнакомый материал;

- 2) своевременная доработка конспектов лекций;

- 3) подбор, изучение, анализ и при необходимости – конспектирование рекомендованных источников по учебным дисциплинам;

- 4) выяснение наиболее сложных, непонятных вопросов и их уточнение во время консультаций;

- 5) подготовка к контрольным занятиям;

- 6) систематическое изучение периодической печати, научных монографий, поиск и анализ дополнительной информации по учебным дисциплинам.

На самостоятельную работу бакалавра по направлению 21.03.01 Нефтегазовое дело профиль «Сооружение и ремонт систем трубопроводного транспорта» по дисциплине «Сооружение и ремонт линейной части магистральных трубопроводов» отводится 75 академических часа.

Виды самостоятельной работы по дисциплине «Сооружение и ремонт линейной части магистральных трубопроводов» могут быть разделены на основные (аудиторные) и дополнительные (внеаудиторные).

Основные виды самостоятельной работы выполняются в обязательном порядке с последующим контролем результатов преподавателем, который проводит практические занятия в студенческой группе.

Дополнительные (внеаудиторные) виды самостоятельной работы выполняются по заданию преподавателя без его непосредственного участия.

Дополнительные виды самостоятельной работы по дисциплине «Сооружение и ремонт линейной части магистральных трубопроводов» рекомендуются тем студентам, которые наиболее заинтересованы в изучении этой дисциплины.

К основным (обязательным) видам самостоятельной работы студентов при изучении дисциплины «Сооружение и ремонт линейной части магистральных трубопроводов» относится:

- а) самостоятельное изучение теоретического материала;
- б) оформление практических заданий;
- в) подготовка к контрольным точкам.

Виды и содержание самостоятельной работы; формы их контроля

Код реализуемой компетенции	Вид деятельности студентов	Итоговый продукт самостоятельной работы	Средства и технологии оценки	
ПК-23, ПК-29, ПК-30, ПК-31	Самостоятельное изучение темы «Многокритериальная оптимизация»	Отчет по заданию	Собеседование, защита отчета	
ПК-23, ПК-29, ПК-30, ПК-31	Самостоятельное изучение темы «Решение обратных задач»	Отчет по заданию	Собеседование, защита отчета	
ПК-23, ПК-29, ПК-30, ПК-31	Самостоятельное изучение темы «Введение в оптимальное управление»	Отчет по заданию	Собеседование, защита отчета	
ПК-23, ПК-29, ПК-30, ПК-31	Подготовка к групповому проектному заданию по теме 5	Отчет по заданию	Собеседование, защита отчета	
ПК-23, ПК-29,	Подготовка к кейс-	Отчет по заданию	Собеседова	

ПК-30, ПК-31	задачам по темам 3, 6, 9		ние, защита отчета	

3. САМОСТОЯТЕЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ТЕОРЕТИЧЕСКОГО КУРСА

Самостоятельное изучение теоретического материала по дисциплине «Сооружение и ремонт линейной части магистральных трубопроводов» предусмотрено на всём протяжении курса. Такая работа сопровождает лекционные и практические занятия, текущий и промежуточный контроль, и в то же время является отдельным видом самостоятельной работы.

Источниками для самостоятельного изучения теоретического курса по дисциплине «Сооружение и ремонт линейной части магистральных трубопроводов» выступают:

- учебники по предмету;
- курсы лекций по предмету;
- учебные пособия по отдельным темам.

Умение студентов быстро и правильно подобрать литературу, необходимую для выполнения учебных заданий, является залогом успешного обучения. Самостоятельный подбор литературы осуществляется при подготовке к практическим занятиям, самостоятельном изучении тем.

Выполнение СРС на занятиях с проверкой результатов преподавателем позволяет студентам усваивать изучаемый материал более глубоко, меняется отношение к лекциям, так как без понимания теории предмета, без хорошего конспекта трудно рассчитывать на успех в решении заданий. Это улучшает посещаемость как практических, так и лекционных занятий.

4. САМОСТОЯТЕЛЬНОЕ ВЫПОЛНЕНИЕ ЗАДАНИЙ

Задания для самостоятельной работы преимущественно содержатся в учебно-методическом комплексе дисциплины (лабораторный практикум).

Сдача задания производится преподавателю, ведущему практические занятия, в установленные сроки.

5. ИНЫЕ ФОРМЫ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ

К иным формам самостоятельной работы студентов относятся: подготовка конспектов по самостоятельно изучаемым темам, готовность к собеседованию по этим темам.

6. КОНТРОЛЬ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТОВ ПРЕПОДАВАТЕЛЯМИ

Отдельной составляющей в итоговой оценке по дисциплине «Сооружение и ремонт линейной части магистральных трубопроводов» оценка самостоятельной работы не является.

Вместе с тем оценка самостоятельной работы всё же имеет непосредственное отношение к итоговой оценке по дисциплине.

Во-первых, оценка самостоятельной работы включается в оценку такой формы промежуточного контроля, как оценка текущей работы на практических занятиях.

Во-вторых, так как самостоятельная работа по предмету поощряется, преподаватель может использовать (и, как правило, использует) оценку самостоятельной работы в качестве поощрительной составляющей на при выставлении оценок по контрольным точкам.

В спорных ситуациях оценка самостоятельной работы может разрешить ситуацию в пользу студента.

Роль оценки самостоятельной работы студентов зависит от вида этой работы.

Контроль самостоятельной работы студентов предусматривает:

- соотнесение содержания контроля с целями обучения;
- объективность контроля;
- валидность контроля (соответствие предъявляемых заданий тому, что предполагается проверить);
- дифференциацию контрольно-измерительных материалов.

7. ФОРМЫ КОНТРОЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ

1. Просмотр и проверка выполнения самостоятельной работы преподавателем.
2. Самопроверка, взаимопроверка выполненного задания в группе.
3. Обсуждение результатов выполненной работы на занятии.
4. Письменный опрос.
5. Устный опрос.
6. Индивидуальное собеседование.

8. КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ РЕЗУЛЬТАТОВ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ

Независимо от вида самостоятельной работы, критериями оценки самостоятельной работы могут считаться:

- уровень освоения студентом учебного материала;
- умение студента использовать теоретические знания при выполнении практических задач;
- умение студента активно использовать электронные образовательные ресурсы, находить требующуюся информацию, изучать ее и применять на практике;
- обоснованность и четкость изложения ответа;
- оформление материала в соответствии с требованиями;
- умение ориентироваться в потоке информации, выделять главное.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Основная литература:

1. Чемодуров Ю.К. Трубопроводный транспорт газа, нефти и нефтепродуктов: учебное пособие / Ю.К. Чемодуров. – Минск: Беларусь, 2009. – 520 с.
2. Коршак А.А., А.М. Шаммазов Основы нефтегазового дела. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2005. 528 с.

Дополнительная литература:

1. Быков Л.И., Мустафин Ф.М., Рафиков С.К. и др. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов, под общ. ред. Быкова Л.И. – Спб: Недра, 2006
2. Коршак А. А. Ресурсосберегающие методы и технологии транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов. Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2006. 196 с.
3. Абузова Ф.Ф., Алиев Р.А., Новоселов В.Ф. Техника и технология транспорта нефти и газа. М.: Недра, 1992. 320 с.
4. Коршак А. А. Современные средства сокращения потерь бензинов от испарения. Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2001. 141 с.
5. Трубопроводный транспорт нефти / С.М. Вайншток, В.В. Новоселов, А.Д. Прохоров, А.М. Шаммазов и др.; Под ред. С.М. Вайнштока: Учеб. для вузов: в 2 т. – М.: ООО «Недра-Бизнес-центр», 2004. – Т. 2. – 621 с., Т. 1.
6. ГОСТ Р 52720-2007 Арматура трубопроводная
7. РД 39-0148139-0001-2000 Система технического обслуживания и ремонта компрессорных станций на базе тех. диагностики.
8. СН 452-73 Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов
9. СНиП 2.05.06-85 Магистральные трубопроводы
10. СНиП 3.01.01-85 Организация строительного производства
11. СНиП 3.02.01-87 Земляные сооружения, основания и фундаменты
12. СНиП 3.05.05-84 Технологическое оборудование и трубопроводы

Методическая литература:

Электронный курс лекций.

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«Северо-Кавказский федеральный университет»

В. В. Вержбицкий, А.О. Шестерень

СООРУЖЕНИЕ И РЕМОНТ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Учебное пособие (лабораторный практикум)

Ставрополь

2026

УДК 622.276.6 (075.8)
ББК 33.361 я 73
С 63

Печатается по решению
Учебно-методического совета
Северо-Кавказского федерального
университета

Рецензенты:

М.Д.Полтавская, Заместитель директора Института нефти и газа по учебной работе, к.п.н., СКФУ

И.И.Андрианов, доцент кафедры строительства нефтяных и газовых скважин, к.т.н., СКФУ

Сооружение и ремонт линейной части магистральных трубопроводов
Учебное пособие (практикум) / В. В. Вержбицкий, А.О. Шестерень –
Ставрополь: Изд во СКФУ, 2017. – 123 с.

Учебное пособие (лабораторный практикум) содержит общие вопросы трубопроводного транспорта нефти газа, включая гидравлические расчеты простых и сложных трубопроводов, осложнения, возникающие при эксплуатации магистральных нефтепроводов (коррозия, гидратообразование, парафиноотложения); отражены вопросы хранения нефти и нефтепродуктов, приведены расчет нормы естественной убыли нефти и нефтепродуктов при хранении.

Предназначено для студентов направления подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело, профиль подготовки «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта».

УДК 622.276.6 (075.8)
ББК 33.361 я 73

Ставрополь, 2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
ГЛОССАРИЙ	7
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 1	
Сооружение траншей одноковшовыми экскаваторами	15
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 2	
Сооружение траншей экскаваторами непрерывного действия	25
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 3	
Расчет объёма земляных работ при сооружении газонефтепроводов	29
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 4	
Проведение траншей канатно-скреперными установками	32
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 5	
Выбор землеройной техники и комплекта машин для транспортировки грунта	41
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 6	
Конструкция балочных переходов	45
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 7	
Нагрузки и воздействия при расчёте напряжённо-деформированного состояния балочных переходов	48
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 8	
Расчёт изгибных напряжений по конфигурации оси балочного перехода	52
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 9	
Расчет напряженного состояния трубопровода при изоляционно- укладочных работах	57
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 10	
Гидравлический расчет нефтяной линии	63
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 11	
Расчет пропускной способности вертикального гравитационного сепаратора	67
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 12	
Определение условий гидратообразования при транспорте природного газа в заданных технологических условиях	70
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 13	
Расчет изменения гидравлических параметров транспорта нефти в результате отложения парафинов на внутренней стенке трубопроводов	76
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 14	
Гидравлический расчет простых трубопроводов	87
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 15	

Гидравлические расчёты сложных трубопроводов	91
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 16	
Катодная защита одноточечных магистральных трубопроводов	100
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 17	
Оценка эффективности ингибиторов коррозии	107
СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	112
ПРИЛОЖЕНИЯ	113

ВВЕДЕНИЕ

Трубопроводный транспорт углеводородов России – сложная техническая система с мощным энергетическим потенциалом. Природный газ, нефть и нефтепродукты помимо внутренних потребителей поставляются по трубопроводам в 25 стран СНГ, Балтии и Европы. Поэтому к трубопроводам предъявляются высокие требования по обеспечению надёжности и безопасности их функционирования. Основной особенностью строительства является разнообразие природно-климатических и гидрологических характеристик местности вдоль трассы, что требует значительного разнообразия конструктивных и технологических решений при прокладке и эксплуатации линейной части трубопровода.

Существуют принципиально различные конструктивные схемы прокладки газонефтепроводов: подземная, полуподземная, наземная и надземная. При проектировании магистральных трубопроводов в соответствии с положениями СНиП 2.05.06 допускается использовать надземную схему прокладки. При соответствующем технико-экономическом обосновании надземная схема прокладки может быть использована как для всего трубопровода, так и для его отдельных участков. По этой причине при пересечении подземным магистральным трубопроводом некоторых естественных и искусственных препятствий используют балочные схемы прокладки. По сравнению с подземными участками балочные переходы испытывают дополнительные нагрузки от собственного веса трубы, веса транспортируемого продукта и снежного покрова, а также от ветрового воздействия. Кроме этого, балочные переходы подвержены более значительным температурным воздействиям, вызванным колебаниями температуры наружного воздуха, и дополнительным нагрузкам, возникающим при прохождении очистных устройств и снарядов-дефектоскопов.

В учебном пособии приведены задания и варианты решения задач, которые чаще других приходится решать при строительстве линейной части газонефтепроводов. Рассматриваются вопросы расчёта и оценки опасности напряжённо-деформированного состояния балочных переходов магистральных трубопроводов в процессе их эксплуатации.

Цель проведения практических занятий – научить студентов рассчитывать параметры напряжённо-деформированного состояния балочных переходов магистральных трубопроводов, обосновывать возможность их дальнейшей безопасной эксплуатации и необходимость проведения стабилизационных мероприятий, осуществлять выбор строительной техники при сооружении газонефтепроводов, выполнять технологический расчет простых и сложных трубопроводов.

Овладение следующими компетенциями: способностью изучать и анализировать отечественную и зарубежную научно-техническую информацию по направлению исследований в области бурения скважин, добычи нефти и

газа, промыслового контроля и регулирования извлечения углеводородов на суше и на море, трубопроводного транспорта нефти и газа, подземного хранения газа, хранения и сбыта нефти, нефтепродуктов и сжиженных газов (ПК-23), способностью составлять в соответствии с установленными требованиями типовые проектные, технологические и рабочие документы (ПК-30),

В результате освоения дисциплины обучающийся должен:

ЗНАТЬ:

- порядок и очерёдность выполнения основных работ при сооружении и ремонте магистральных трубопроводов;
- особенности их проведения и требования к ним;

УМЕТЬ:

- анализировать, воспринимать информацию;
- намечать пути и выбирать средства развития достоинств и устранения недостатков;
- стремиться к повышению своей квалификации;

ВЛАДЕТЬ:

- методами теоретического и экспериментального исследования;
- современными образовательными и информационными технологиями.

Ключевые слова: сооружение, конструктивные схемы, газонефтепроводы, линейная часть, компрессорные станции, насосные станции, земляные работы, землеройная техника, транспортная схема, такелажные средства, монтажные приспособления, балластировка, трубосварочные базы (ТСБ).

ГЛОССАРИЙ

Авария на магистральном трубопроводе – авария на трассе трубопровода, связанная с выбросом и выливом под давлением опасных химических или пожаровзрывоопасных веществ, приводящая к возникновению техногенной чрезвычайной ситуации.

Автомобильные транспортные средства – автоцистерны, авто топливозаправщики, автомаслозаправщики и автобитумовозы, автогудронаторы и т. д.

Агрегат – укрупнённый унифицированный блок технологического оборудования, органически объединённый в едином корпусе или соединяющий механически на едином основании несколько видов оборудования, выполняющих законченный процесс подготовки и транспорта нефти и газа.

Анкерный болт – крепёжная деталь, забетонированная в монолитную конструкцию или заложённая в кирпичную кладку и служащая для соединения строительных изделий и конструкций, а также крепления оборудования.

Арка – брус с криволинейной осью.

Архитектура – искусство проектирования и строительства зданий; создания художественно выразительных ансамблей. Архитектура отражает эстетические отношения процесса создания строительного объекта. Основная цель архитектуры состоит в формировании среды для труда, быта и отдыха населения.

Балка – это брус, работающий преимущественно на изгиб.

Балластировка – дополнительные пригрузки, утяжелители, обеспечивающие устойчивость трубопроводов против всплытия.

Блочно-комплектное устройство – объект (или его функционально законченная часть), поставляемый к месту строительства (монтажа) в виде комплекта блочных устройств, а также (преимущественно в транспортных контейнерах) в виде сборных конструкций и заготовок инженерных коммуникаций.

Бокс – транспортабельное здание (или его часть) из лёгких строительных конструкций, вписывающихся в габариты погрузки.

Брус – элемент, в котором два размера во много раз меньше третьего.

Бутобетон – материал, применяемый для устройства фундаментов, состоящий из втопленного в бетонную смесь наполнителя: камня, крупного гравия, щебня, кирпичного боя и т. п. После укладки наполнителя слоями его поливают раствором и плотно трамбуют.

Временные нагрузки – нагрузки, которые в отдельные периоды строительства и эксплуатации могут отсутствовать.

Вторая группа предельных состояний – предельные состояния по непригодности к нормальной эксплуатации.

Гидравлический удар – резкое возрастание давления в трубопроводе с движущейся жидкостью, возникающее при быстром перекрытии запорных устройств. При гидравлическом ударе распространяется упругая волна.

Гидравлический удар может выхватить разрыв стенок трубопровода.

Гидроизоляционные строительные материалы – строительные материалы, предназначенные для защиты строительных конструкций от постоянного воздействия агрессивной влажной среды.

Гидроизоляционный раствор – строительный раствор, предназначенный для гидроизоляционных слоёв и штукатурок. В гидроизоляционных растворах применяют портландцемент, расширяющиеся цементы, а также сульфатостойкий портландцемент.

Гидроизоляционный слой – слой, защищающий строительные конструкции от разрушающего воздействия воды и других жидкостей.

Гидроизоляция – защита строительных конструкций от действия природной влаги, чаще – от действия воды под давлением.

Городской коммунально-сетевой трубопровод – трубопровод для удовлетворения нужд городского населения и небольших промышленных предприятий.

Градостроительство – наука и практика организации и формирования основной жизненной среды человека и общества во времени и пространстве.

Грузовместимость – объём грузовых помещений транспортного средства. **Грунт** – собирательное название горных пород (включая почвы), залегающих преимущественно в зоне выветривания земной коры и являющихся объектом инженерно-строительной деятельности человека. Различают: 1) скальные грунты – породы, залегающие в виде монолитного или трещиноватого массива; 2) рыхлые грунты – крупнообломочные, песчаные породы.

Диаграмма растяжения – графическая зависимость величины механических напряжений от значения относительной деформации.

Дюкер – напорный участок трубопровода, прокладываемый под руслом реки (канала), по склонам или дну глубокой долины (оврага), под дорогой, расположенной в выемке.

Естественные основания – основания, состоящие из грунтов природного сложения.

Железобетон – комплексный строительный материал, в котором совместно работают бетон и стальная арматура.

Железобетонные конструкции – элементы зданий и сооружений, выполненные из железобетона. Различают монолитные, сборные и сборно-монолитные железобетонные конструкции.

Жёсткость конструкции – сопротивляемость конструкции деформациям, например прогибам.

Жёлоб – специальное приспособление с углублением, которое служит для отвода воды.

Заглушка – деталь трубопроводной арматуры или трубопровода, герметически закрывающая внутренние полости арматуры или трубопровода.

Искусственные основания – основания, состоящие из уплотнённых, закреплённых или заменённых грунтов.

Капитальное строительство – в РФ строительство объектов, для возведения которых требуется проведение земляных и строительно-монтажных работ по устройству заглублённых фундаментов; по возведению несущих и ограждающих конструкций; по подводке инженерных коммуникаций.

Кожух – защитный футляр, предохраняющий трубопроводы при переходах через искусственные препятствия.

Компенсатор – устройство для устранения влияния колебаний температуры, давления и других факторов на работу машин и оборудования.

Компенсаторы на трубопроводах – конструкции, обладающие повышенной податливостью, для восприятия перемещений трубопровода.

Конструктивная схема балки – схема, в которой отражены материал, форма и размеры сечения, а также специальные устройства (анкеры, болты, приварка и т. д.).

Котлован – выемка в земле для закладки в ней фундамента некоторого сооружения.

Коэффициент надёжности по материалу (γ_m) – коэффициент, учитывающий возможные отклонения сопротивления материала в неблагоприятную сторону от нормативных значений, $\gamma_m > 1$.

Коэффициент надёжности по нагрузкам (γ_f) – коэффициент, учитывающий возможные отклонения нагрузок в неблагоприятную (большую или меньшую) сторону от их нормативных значений. Как правило, $\gamma_f > 1$.

Коэффициент условий работы (γ_c) – учитывает особенности работы материалов, элементов и соединений конструкций, а также зданий и сооружений в целом, если эти особенности имеют систематический характер, но не отражаются в расчётах прямым путём (учёт температуры, влажности, агрессивности среды, приближённости расчётных схем и др.).

Линейная часть – основная составляющая магистрального трубопровода, непрерывная нить, сваренная из отдельных труб или секций и уложенная вдоль трассы тем или иным способом.

Листовые конструкции – конструкции, представляющие собой сплошные тонкостенные пространственные конструкции в виде различной формы оболочек, обычно совмещающих несущие и ограждающие функции. Их используют для хранения, перегрузки, транспортирования, переработки жидкостей, газов и сыпучих материалов.

Магистральный трубопровод – трубопроводная система с давлением более 12 кг/см² (1,2 МПа), позволяющая транспортировать углеводороды с промысла на нефтегазоперерабатывающие заводы и другим потребителям.

Массив – конструкция, в которой все размеры одного порядка.

Местная газораспределительная сеть – в РФ система газопроводов и сооружений, предназначенная для газоснабжения покупателей газа в пределах одного территориального образования.

Модуль упругости (модуль Юнга) – прочностная характеристика материала, представляющая собой коэффициент пропорциональности между напряжением и величиной упругой деформации, численно равная тангенсу угла

наклона диаграммы к оси абсцисс: $E = \operatorname{tga}$.

Незавершённое строительство – строительный объект, не введенный в эксплуатацию и не сданный заказчику.

Неоднородные основания – это основания, состоящие из нескольких пластов.

Несущий пласт грунта – пласт, непосредственно воспринимающий нагрузки от фундамента.

Некапитальное строительство – в РФ строительство объектов площадью не более 20 кв. м из лёгких сборных конструкций, не предусматривающих устройство заглублённых фундаментов и подземных помещений.

Нефтепровод – вид транспорта: 1) для сбора нефти от месторождений и последующей закачки в хранилища; 2) для транспортировки нефти к терминалам в портах погрузки; 3) для непосредственных поставок нефти для переработки. Резервные нефтепроводы сооружаются по стратегическим соображениям, для обеспечения гибкости в погрузке танкеров и для снижения длины маршрута транспортировки. Нефтепроводы бывают стационарные, магистральные и сборно-разборные (полевые магистральные).

Новое строительство – в РФ строительство на новых площадях вновь создаваемых предприятий, зданий, сооружений, а также филиалов и новых производств, которые после ввода в эксплуатацию будут находиться на самостоятельном балансе.

Нормальная эксплуатация – такая эксплуатация здания или его конструкции, которая осуществляется в соответствии с предусмотренными в нормах или заданиях на проектирование технологическими или бытовыми условиями.

Нормативная нагрузка – нагрузка, рассчитываемая по проектным размерам конструкций или принимаемая в соответствии с нормативными документами.

Нормативное сопротивление материала – представляет собой основной параметр сопротивления материалов внешним воздействиям и устанавливается нормативными документами.

Оболочка – сплошная конструкция (или элемент), две ограничивающие криволинейные поверхности которой отстоят друг от друга на весьма малое расстояние, во много раз меньше, чем прочие размеры.

Оболочки вращения – оболочки, образованные вращением произвольной плоской кривой вокруг оси Z-Z, каждая точка меридиана описывает окружность, плоскость которой нормальна к оси Z-Z.

Объёмные нагрузки – нагрузки, прикладываемые к каждой частице конструкции (тела), к ним относятся силы притяжения (гравитации) и силы инерции.

Объект магистральных нефтепроводов – производственный комплекс (часть магистрального нефтепровода), включающий трубопроводы, здания, основное и вспомогательное оборудование, установки и другие устройства,

обеспечивающие его безопасную и надёжную эксплуатацию.

Ограждающие конструкции – строительные конструкции, ограничивающие объём здания или сооружения и разделяющие его на отдельные помещения; предназначенные для защиты помещений от температурных воздействий, ветра, влаги, шума, радиации и т. п. Различают: 1) внешние ограждающие конструкции, служащие для защиты от атмосферных воздействий; 2) внутренние ограждающие конструкции, служащие для разделения внутреннего пространства здания и шумоизоляции.

Однородные основания – это основания, состоящие из одного слоя грунта (пласта).

Осадка сооружения – вертикальное перемещение основания сооружения под воздействием нагрузки, передаваемой на грунт весом сооружения. Осадка является следствием сжатия грунта.

Основание – это часть массива грунтов, непосредственно воспринимающая нагрузки от фундамента.

Основные сочетания нагрузок – сочетания нагрузок, состоящие из постоянных, длительных и кратковременных нагрузок.

Особое сочетание нагрузок – сочетание, состоящее из постоянных, длительных, возможных кратковременных и одной из особых нагрузок.

Относительная деформация – это отношение удлинения экспериментального образца к его первоначальной длине.

Первая группа предельных состояний – предельные состояния по потере несущей способности или непригодности к эксплуатации.

Плита – элемент, в котором один размер во много раз меньше двух других. Плита является частным случаем более общего понятия – оболочки, которая, в отличие от плиты, имеет криволинейное очертание.

Поверхностные нагрузки – нагрузки, возникающие в месте опирания (соединения) различных конструкций.

Подкос – работающий на сжатие наклонный брус в строительных конструкциях. Подкос поддерживает горизонтальные элементы конструкции и опирается на вертикальные элементы.

Подстилающие пласты грунта – пласты, располагающиеся ниже несущего. **Постоянные нагрузки** – нагрузки, которые при строительстве и эксплуатации сооружения действуют постоянно.

Предельные состояния – состояния для здания, сооружения, а также основания или отдельных конструкций, при которых они перестают удовлетворять заданным эксплуатационным требованиям, а также требованиям, заданным при их возведении.

Пресс-фитинг – прибор для обжима соединительных деталей трубопроводов, устанавливаемых в местах поворотов, переходов и разветвлений, а также соединений звеньев труб.

Проект организации строительства (ПОС) – составная часть технико-экономического обоснования (проекта), разрабатываемого проектной организацией, имеющей соответствующие лицензии, и утверждаемого в

установленном порядке.

Проект производства работ (ППР) – документ, содержащий технические решения и основные организационные мероприятия по обеспечению безопасности производства работ и санитарно-гигиеническому обслуживанию работающих.

Проникающая гидроизоляция – гидроизоляция бетонных и каменных конструкций путём инъекций специальных составов.

Прочность – неразрушаемость конструкции в течение всего периода её эксплуатации.

Прямой изгиб балки – это изгиб, возникающий при действии внешних сил в одной (вертикальной) плоскости и перпендикулярно к оси балки.

Рама – брус с ломаной осью.

Распределённые поверхностные нагрузки – нагрузки, при которых передача усилия (давления) осуществляется по линии или площади.

Расчётная нагрузка – нагрузка, принимаемая в расчёте конструкций, определяемая путём умножения нормативной нагрузки на коэффициент надёжности по нагрузке (γ_f).

Расчётная схема – это схема, полученная на основе конструктивной схемы с учётом принятых упрощений.

Расчётное сопротивление материала – определяется путём деления величины нормативного сопротивления на коэффициент надёжности по материалу.

Резервуары – это сосуды, предназначенные для приёма, хранения, технологической обработки и отпуска нефти, нефтепродуктов, сжиженных газов, воды, жидкого аммиака, технического спирта и других жидкостей.

Раскос – строительный элемент, соединяющий два узла каркаса, фермы и т. п. Раскосы располагаются по диагонали замкнутого контура и обеспечивают жёсткость конструкции.

Ростверк – нижняя часть фундамента, распределяющая нагрузку на свайное основание.

Сборные конструкции – строительные конструкции, отдельные элементы которых изготавливаются заранее; доставляются на место их окончательного устройства в законченном виде; требуют монтажа.

Сейсмостойкое строительство – возведение зданий и сооружений, способных перенести сейсмические воздействия при заданном уровне повреждений, не представляющих угрозу жизни людей и обеспечивающих сохранность ценного оборудования.

Сооружение – единичный результат строительной деятельности, предназначенный для осуществления определённых потребительских функций. Различают:

- 1) гражданские сооружения: жилые, спортивные, рекреационные и т. п.;
- 2) транспортные сооружения: дороги, ЛЭП, трубопроводы;
- 3) гидротехнические и мелиоративные сооружения;
- 4) ёмкостные сооружения: резервуары, бункеры, силосы.

Сортамент – перечень прокатных профилей с указанием их формы, геометрических характеристик, массы единицы длины и других данных.

Сосредоточенные поверхностные нагрузки – нагрузки, действующие на небольшую площадь (поверхность) контакта, например при опирании балки на стену, колонн.

Срединная поверхность оболочки – это воображаемая поверхность, равноотстоящая от обеих ограничивающих поверхностей.

Стойка (колонна) – это брус, работающий преимущественно на сжатие, представляющий собой вертикальные стержневые элементы, передающие нагрузку от вышерасположенных конструкций на фундамент или на нижерасположенные конструкции.

Строительная конструкция – часть здания или другого строительного сооружения, выполняющая определённые несущие, ограждающие и/или эстетические функции.

Строительное изделие – изделие, предназначенное для применения в качестве элемента строительных конструкций зданий и сооружений.

Строительные работы – производственная деятельность, направленная на возведение, ремонт и/или реконструкцию строительной продукции.

Строительный материал – материал (в том числе штучный), предназначенный для создания строительных конструкций зданий и других сооружений, а также изготовления строительных изделий.

Строительство – отрасль материального производства, в которой создаются основные фонды производственного и непроизводственного назначения: готовые к эксплуатации здания, сооружения, их комплексы.

Субструкция – конструкция, поддерживающая снизу ту или иную часть архитектурного сооружения.

Суперблок – обобщённое понятие транспортабельных крупнообъёмных устройств и сооружений полной заводской готовности, размеры которого превышают габариты погрузки.

Технологический трубопровод – трубопровод промышленного предприятия, по которому транспортируются: 1) сырьё, полуфабрикаты и готовые продукты; 2) пар, вода, топливо, реагенты и другие материалы, обеспечивающие выполнение технологического процесса и эксплуатацию оборудования; 3) отработанные реагенты и газы; 4) промежуточные продукты, полученные или использованные в технологическом процессе; 5) отходы производства.

Транспортировка газа – в РФ перемещение газа по местной газораспределительной сети.

Траншея – временное земляное сооружение, длина которой многократно превышает ширину.

Трубопровод – устройство или сооружение из плотно соединённых труб, предназначенное для транспортировки жидких, газообразных или сыпучих веществ. В зависимости от транспортируемой среды для трубопроводов используются термины: водопроводы, газопроводы, паропроводы,

нефтепроводы, воздухопроводы, маслопроводы, молокопровод и т. д.

Трубопровод-лупинг – трубопровод, уложенный на отдельных участках газопровода, проложенный параллельно ему для увеличения производительности.

Трубопроводная арматура – устройство, устанавливаемое на трубопроводах, агрегатах, сосудах и предназначенное для управления (отключения, распределения, сброса, смешивания, фазоразделения) потоками рабочих сред (жидкой, газообразной, газожидкостной, порошкообразной, суспензии и т. п.) путём изменения площади проходного сечения. Трубопроводная арматура характеризуется двумя главными параметрами: условным проходом (номинальным размером) и условным (номинальным) давлением.

Трубопроводный транспорт – нефтепровод, продуктопровод, газопровод, по которому производится перекачка от одного пункта до другого.

Трубоукладочное судно – судно специальной постройки для прокладки морских трубопроводов, имеющее: 1) сварочные посты; 2) рентгеноскопический пост для контроля качества швов; 3) стрингер, позволяющий увеличить радиус прогиба трубы для снижения напряжения в местах сварки при укладке на больших глубинах.

Трубы – полые цилиндрические или профильные изделия, длина которых больше сечения. Основными характеристиками труб являются: условный проход, наружный диаметр, толщина стенки и масса одного погонного метра трубы. В жилых помещениях трубы применяются для устройства водопровода, газопровода, канализации и отопления.

Устойчивость – это сохранение формы конструкции.

Устройство – в широком смысле механический, электрический или электронный аппарат, прибор, механизм. Устройство характеризуется свойствами масштабируемости и модульности.

Фахверк – каркасная система, состоящая из связанных между собой стоек, балок и раскосов.

Фундамент – нижняя опорная часть сооружения, передающая нагрузки на грунт. Обычно часть фундамента скрыта под землёй.

Футеровка – весьма недолговременное защитное покрытие.

Цементогрунт – материал, применяемый для фундаментов и стен, состоящий из цемента, грунта и воды, подлежащий тщательному уплотнению при использовании.

Центрально-сжатые элементы – элементы, нагрузка на которые действует по центру тяжести сечения (в колоннах с симметричным сечением центр тяжести сечения принимается совпадающим с геометрическим центром).

Шанец – отверстие, оставляемое в бетонном фундаменте или полу, предназначенное для установки анкерных болтов.

Лабораторная работа 1

Сооружение траншей одноковшовыми экскаваторами

Цель: ознакомление с конструкциями одноковшовых экскаваторов и определением их производительности и мощности для заданных условий.

В результате выполнения задания формируется компетенция ПК-23 в части трубопроводного транспорта нефти и газа.

Актуальность темы:

На современном этапе совершенствования строительства магистральных трубопроводов, выбор землеройной техники является актуальной задачей.

Теоретическая часть

Одноковшовые экскаваторы по конструктивным параметрам разделяются на размерные группы. Конструктивные особенности экскаваторов, отраженные в классификационных признаках разных групп, включают в себя: *тип ходового устройства* и *тип подвески рабочего оборудования* (Рисунок 1.1).

По типу ходового устройства экскаваторы подразделяются на гусеничные, пневмоколесные, на специальном шасси, на базе трактора или автомобиля.

По типу подвески рабочего оборудования экскаваторы подразделяются на экскаваторы с гибкой подвеской (канатно-блочное управление, механический привод) и на экскаваторы с жесткой подвеской (гидравлический привод).

Основными параметрами одноковшовых экскаваторов, отраженных в классификационных признаках являются: эксплуатационная масса, вместимость ковша и мощность основного двигателя.

Различают геометрическую и номинальную вместимость (емкость) ковша. В отличие от геометрической, номинальная вместимость ковша дополнительно учитывает объем материала, разрабатываемого экскаватором и удерживаемого над открытой поверхностью ковша (объем «шапки»).

Мощность основного двигателя - мощность двигателя, установленного на машине и являющегося приводом для механизмов экскаватора. В большинстве экскаваторов основным двигателем является двигатель внутреннего сгорания.

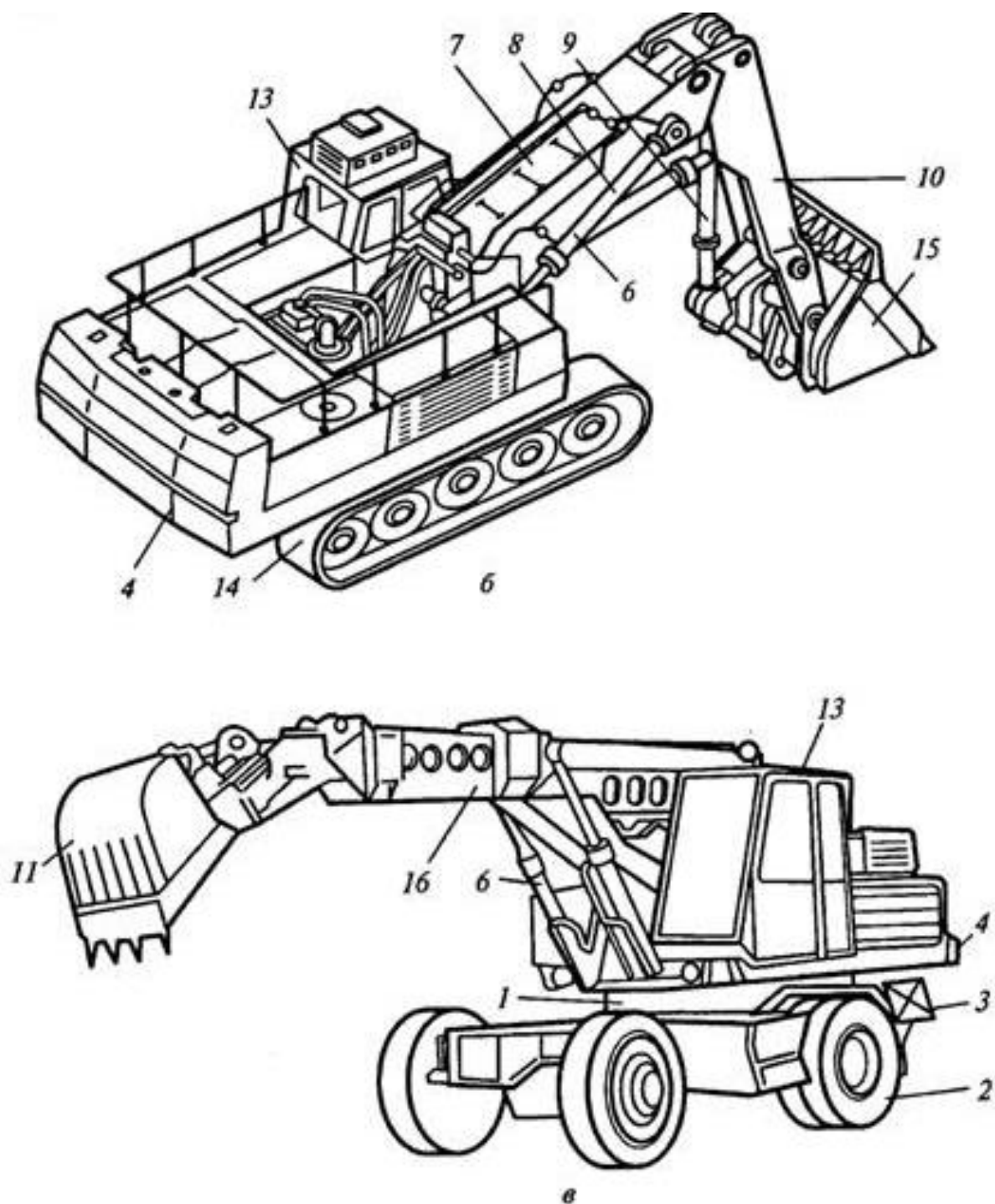


Рисунок 1.1 - Одноковшовые гидравлические полноповоротные экскаваторы с жесткой подвеской рабочего оборудования: 1 - опорно-поворотное устройство; 2 - пневмоколесное ходовое устройство; 3 - выносная опора; 4 - поворотная платформа; 5 - силовая установка; 6,8,9 - гидроцилиндры стрелы; 7 - стрела; 10 - рукоять; 11 - ковш обратной лопаты; 12 - бульдозерный отвал; 13 - кабина машиниста; 14 - гусеничное ходовое устройство; 15 - ковш прямой лопаты; 16 - телескопическая стрела

К технико-эксплуатационным параметрам одноковшовых экскаваторов относятся: скорость передвижения, величина давления на грунт, наибольший преодолеваемый угол подъема пути, глубина и радиус копания, высота выгрузки и время выполнения операций рабочего цикла.

Основные рабочие размеры являются параметрами, определяющими технологию экскаваторных работ. Для экскаваторов, оснащенных навесным оборудованием обратной лопатой при проведении открытых выработок основными рабочими параметрами являются: радиусы и высота копания и выгрузки, кинематическая глубина копания, размеры ходового устройства экскаватора, характеризующиеся колесами и базой.

Основными видами сменного оборудования одноковшовых экскаваторов с канатной подвеской являются: прямая и обратная лопаты, драглайн, грейфер и кран (Рисунки 1.2, 1.3, 1.4, 1.5, 1.6). Каждый вид сменного оборудования требует соответствующей запасовки канатов.

Гидравлические экскаваторы могут быть оснащены сменными ковшами различной вместимости и формы, а также сменным оборудованием в виде гидромолота, зуба рыхлителя различной конструкции или рыхлительным оборудованием захватно-клещевого типа.

Рыхлительное оборудование в виде гидромолота, обеспечивающее ударное разрушение разрабатываемых пород и негабаритов, как и зубья рыхлители укрепляются на оголовке стрелы экскаватора вместо ковша.

Рыхлительное оборудование захватно-клещевого типа обеспечивает рыхление мерзлых и крепких пород без снятия ковша экскаватора.

Объективным показателем, характеризующим горные породы по трудности их разработки экскаваторами является удельное сопротивление копанию экскаваторными ковшами. Для горных пород, плотностью 1,2-2,5 т/м³, разрабатываемых ковшом экскаватора типа «обратная лопата» удельное сопротивление копанию колеблется от 0,18 до 0,95 МПа.

Технологические схемы проведения одноковшовыми экскаваторами открытых горных выработок делятся на: бестранспортную и транспортную. При работе по бестранспортной схеме экскаватор укладывает породу из выработки в отвал. При работе по транспортной схеме порода грузится в кузова транспортных средств. Возможны различные варианты как бестранспортных, так и транспортных технологических схем сооружения траншей одноковшовыми экскаваторами. По месту расположения на дневной поверхности экскаватора и экскаваторного забоя относительно торца и бортов проходимой выработки различают лобовую и боковую закрытые проходки.

Лобовой проходкой экскаватор ведет разработку забоя по торцу выработки, перемещаясь по дневной поверхности в контуре выработки по ее ширине.

Боковой закрытой проходкой экскаватор разрабатывает забой по одному из бортов выработки, перемещаясь по дневной поверхности вне контура выработки по ее ширине.

Лобовая и боковая закрытая проходка более рациональны при проведении канав и траншей и могут быть осуществлены как по бестранспортной, так и транспортной технологическим схемам.

Процесс периодического перемещения экскаватора вдоль трассы траншеи после выемки заданного объема породы или достижения заданной глубины и профиля выработки называется передвижкой экскаватора. Передвижка экскаватора при лобовой и боковой закрытой проходках производится на поверхности без захода машины в выработку, что обеспечивает мобильность. Рабочие параметры экскаваторного оборудования, проектные размеры и целевое назначение выработок являются основными факторами, которые определяют выбранную технологическую схему.

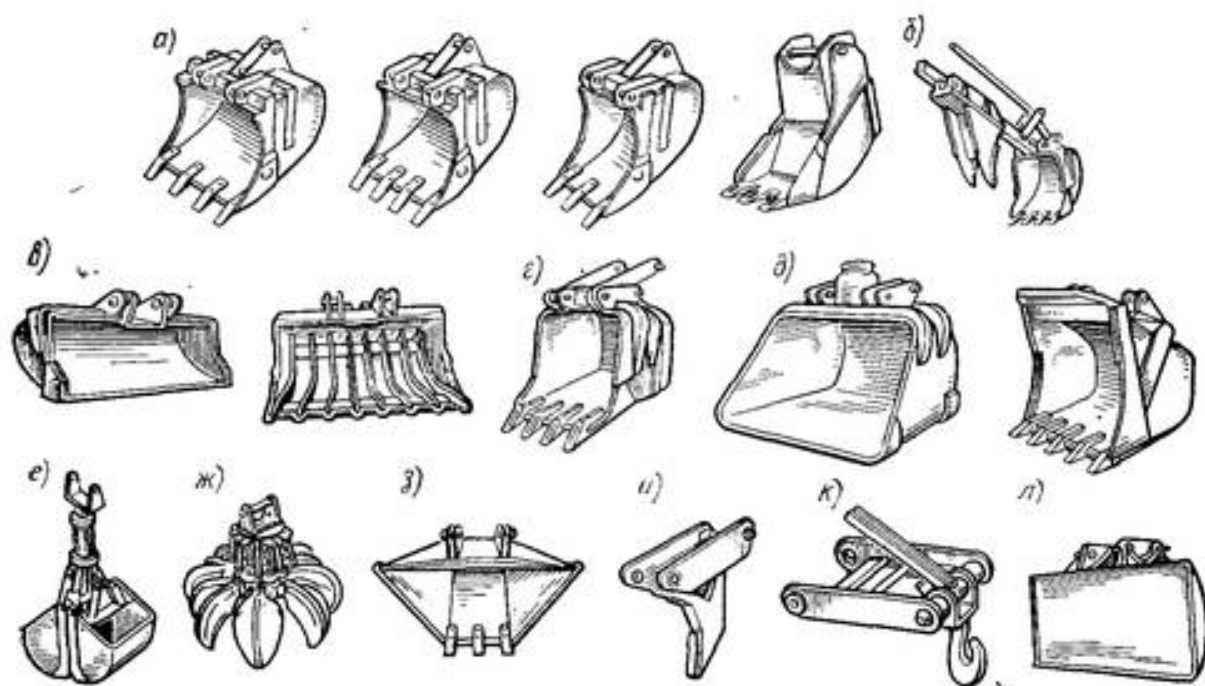


Рисунок 1.2 - Сменные рабочие органы гидравлических экскаваторов
а- ковши обратной лопаты;
б — приспособление для захвата негабаритов;
в — планировочный и зачистной ковш;
г — ковш прямой лопаты;
о — погрузочные ковши;
е — грейферный ковш;
ж — грейферный захват;
з —профильный ковш;
и — рыхлитель;
к — крюковая подвеска;
л — отвал

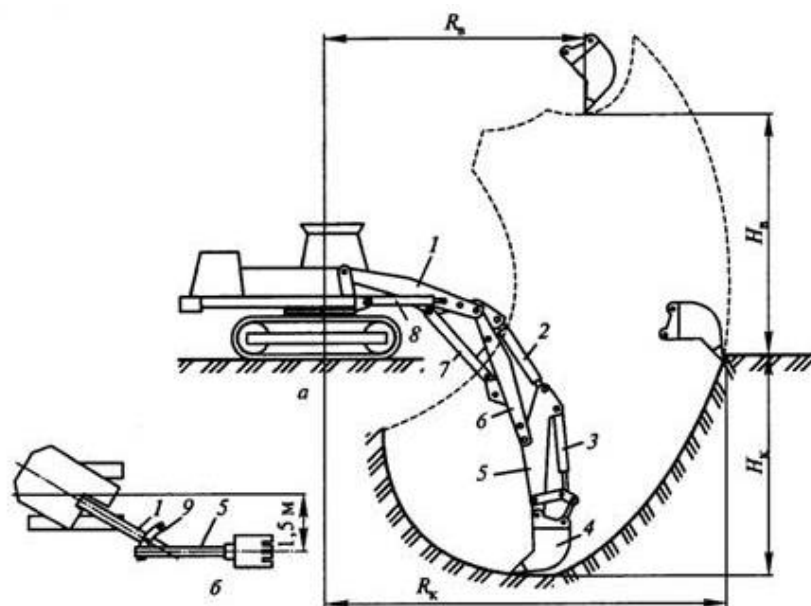


Рисунок 1.3 - Экскаватор с рабочим оборудованием обратная лопата

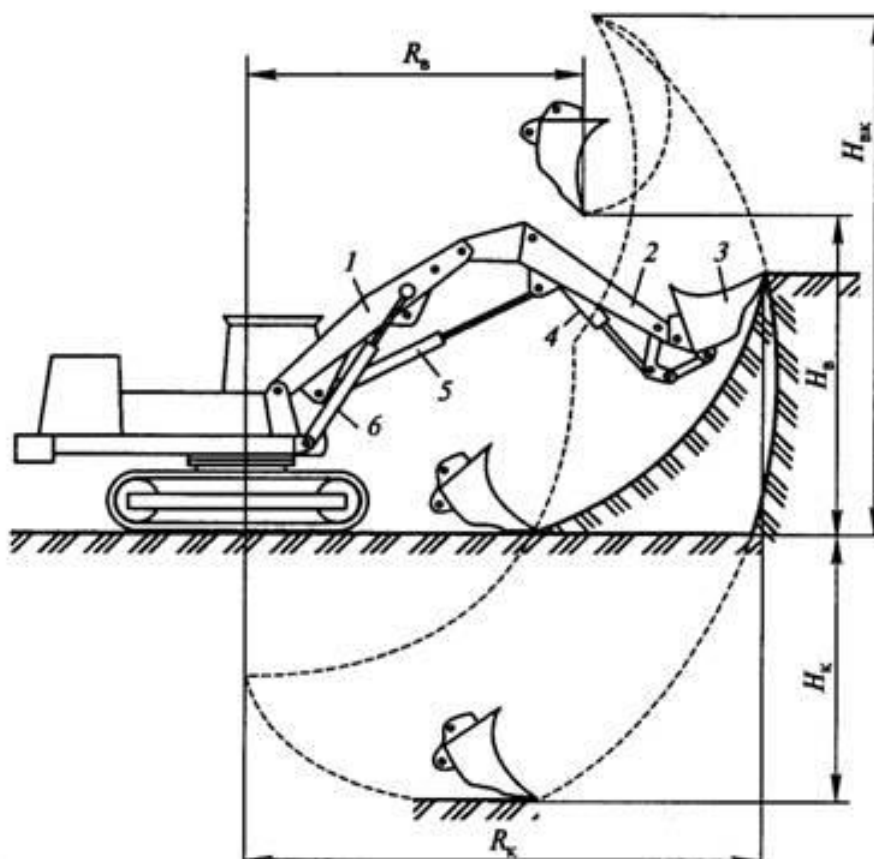


Рисунок 1.4 - Экскаватор с рабочим оборудованием прямая лопата

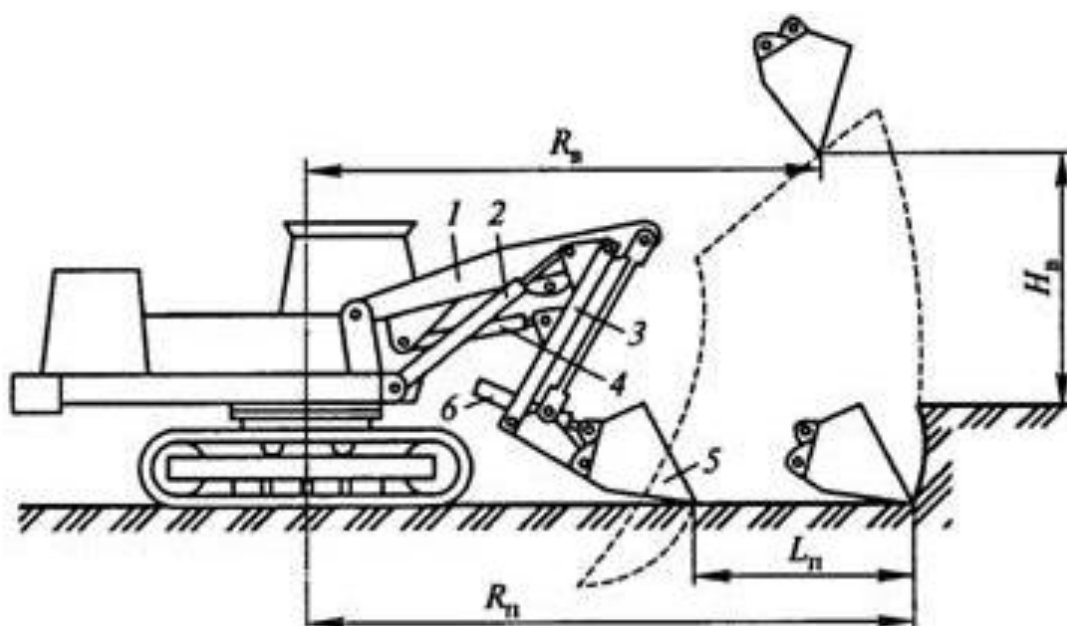


Рисунок 1.5 - Экскаватор с погрузочным оборудованием

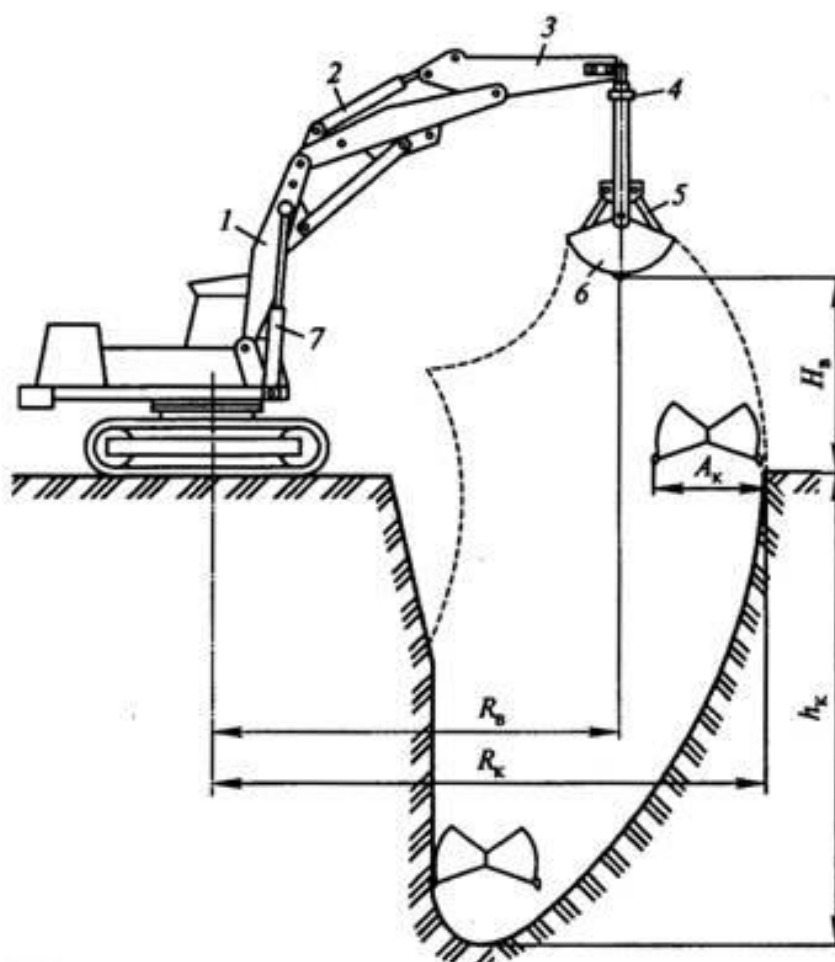


Рисунок 1.6 - Экскаватор с грейферным оборудованием

Техническая производительность одноковшовых экскаваторов определяется по формуле:

$$П_{ТХ} = 3600 \cdot q \cdot K_p \cdot K_n / t_{ц}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (1.1)$$

где q - вместимость ковша, м³;

K_p - коэффициент разрыхления породы;

K_n - коэффициент наполнения ковша;

$t_{ц}$ - продолжительность цикла.

Техническая производительность является возможной максимальной производительностью для данных условий и технологии работ. Кроме нее следует различать теоретическую и эксплуатационную производительность.

Эксплуатационная производительность учитывает потери времени на запланированные простои (профилактика, перерывы при подаче транспортных средств и т.п.), которые не должны превышать 20%, и определяется по формуле:

$$П_э = П_{ТХ} \cdot K_y \cdot K_b, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (1.2)$$

где $П_э$ – эксплуатационная производительность, м³/ч;

K_y – коэффициент зависящий от уровня квалификации машиниста экскаватора,

$K_y = 0,89 \div 0,98$; (низкая- 0,89; средняя-0,94; высокая- 0,98)

K_b – использования экскаватора в смену,

$K_b = 0,64$ при нагрузке в транспортные средства,

$K_b = 0,75$ при отсыпке в отвал.

Теоретическая производительность одноковшовых экскаваторов применяется только как часовая и определяется по формуле:

$$П_T = 3600 \cdot q / t_{ц}, \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (1.3)$$

Производительность экскаваторов находится в прямой зависимости от содержания валунно-галечниковых включений в разрабатываемых породах.

При разработке предварительно разрыхленных пород величина размеров ковша экскаватора определяет допустимые размеры отдельных кусков разрыхленной породы. Допустимые размеры кусков, выявленные по минимуму затрат на разработку, рекомендуется определять по формулам:

допустимый размер куска при отсыпке в отвал-

$$d_{cp} \leq (0,7 \div 0,8) \cdot \sqrt[3]{q}, \text{ м}, \quad (1.4)$$

допустимый размер куска при отсыпке в транспорт-

$$d_{cp} \leq (0,5 \div 0,6) \cdot \sqrt[3]{q}, \text{ м}, \quad (1.5)$$

оптимальный размер куска-

$$d_{cp} \leq (0,15 \div 0,2) \cdot \sqrt[3]{q}, \text{ м}, \quad (1.6)$$

где q – объем ковша экскаватора, м³.

Для обеспечения эффективного использования экскаваторов, применяемые типоразмеры этих машин должны соответствовать объемам работ на объекте.

При погрузке экскаватором породы в автосамосвалы, стоимость работ зависит от их грузоподъемности. На экономическую эффективность

применения одноковшовых экскаваторов существенно влияют вид рабочего оборудования.

Требуемая мощность силовой установки определяется из условий преодоления расчетных сопротивлений на расчетных скоростях рабочих движений. Значения этих параметров выработаны практикой проектирования и эксплуатации одноковшовых экскаваторов.

Мощность необходимая при наиболее энергоемкой операции копания грунта можно определить по формуле:

$$N = \frac{Aq}{t_k \cdot k_m \cdot \eta} \quad (1.7)$$

где A – удельная энергоемкость копания, равная работе, затрачиваемой на разработку 1 м³ грунта;

$A = 200$ кПа, для грунтов II - III категорий;

$A = 250$ кПа, для грунтов IV категории;

t_k – продолжительность копания

t_n – продолжительность рабочего цикла в сек;

q – вместимость ковша, в м³;

k_m – коэффициент использования двигателя при копании с учетом привода вспомогательных устройств, $k_m = 0,72 \div 0,75$

η – коэффициент полезного действия привода и рабочего оборудования, принимаемый для экскаваторов с гидравлическим приводом $0,52 \div 0,64$, с механическим приводом – $0,65$.

Вопросы и задания:

Вариант 1

Рассчитать техническую, теоретическую и эксплуатационную производительности, допустимые куски при отсыпке в отвал и в транспорт, оптимальный размер куска, мощность экскаватора при разработке траншеи II категории грунта; уровень квалификации машиниста, разрабатывающего траншею – низкий; экскаватор с гидравлическим приводом;

$q=0,2$; $K_p = 1,14$; $K_n = 1,1$; $t_{ц} = 25$; $K_v = 0,75$; $t_n = 25$; $t_k = 0,3 \cdot t_n$; $k_m = 0,73$

Вариант 2

Рассчитать техническую, теоретическую и эксплуатационную производительности, допустимые куски при отсыпке в отвал и в транспорт, оптимальный размер куска, мощность экскаватора при разработке траншеи II категории грунта; уровень квалификации машиниста, разрабатывающего траншею – низкий; экскаватор с гидравлическим приводом;

$q=0,5$; $K_p = 1,14$; $K_n = 1,1$; $t_{ц} = 25$; $K_v = 0,75$; $t_n = 25$; $t_k = 0,3 \cdot t_n$; $k_m = 0,73$

Вариант 3

Рассчитать техническую, теоретическую и эксплуатационную производительности, допустимые куски при отсыпке в отвал и в транспорт,

оптимальный размер куска, мощность экскаватора при разработке траншеи II категории грунта; уровень квалификации машиниста, разрабатывающего траншею – низкий; экскаватор с гидравлическим приводом;

$$q=0,7; K_p = 1,14; K_n = 1,1; t_{ц} = 25; K_{\varphi} = 0,75; t_n = 25; t_k = 0,3 \cdot t_n; k_m = 0,73$$

Вариант 4

Рассчитать техническую, теоретическую и эксплуатационную производительности, допустимые куски при отсыпке в отвал и в транспорт, оптимальный размер куска, мощность экскаватора при разработке траншеи II категории грунта; уровень квалификации машиниста, разрабатывающего траншею – низкий; экскаватор с гидравлическим приводом;

$$q=0,9; K_p = 1,14; K_n = 1,1; t_{ц} = 25; K_{\varphi} = 0,75; t_n = 25; t_k = 0,3 \cdot t_n; k_m = 0,73$$

Вариант 5

Рассчитать техническую, теоретическую и эксплуатационную производительности, допустимые куски при отсыпке в отвал и в транспорт, оптимальный размер куска, мощность экскаватора при разработке траншеи II категории грунта; уровень квалификации машиниста, разрабатывающего траншею – низкий; экскаватор с гидравлическим приводом;

$$q=1,0; K_p = 1,14; K_n = 1,1; t_{ц} = 25; K_{\varphi} = 0,75; t_n = 25; t_k = 0,3 \cdot t_n; k_m = 0,73$$

Вариант 6

Рассчитать техническую, теоретическую и эксплуатационную производительности, допустимые куски при отсыпке в отвал и в транспорт, оптимальный размер куска, мощность экскаватора при разработке траншеи III категории грунта; уровень квалификации машиниста, разрабатывающего траншею – средний; экскаватор с гидравлическим приводом;

$$q=1,2; K_p = 1,14; K_n = 1,1; t_{ц} = 25; K_{\varphi} = 0,75; t_n = 25; t_k = 0,3 \cdot t_n; k_m = 0,73$$

Вариант 7

Рассчитать техническую, теоретическую и эксплуатационную производительности, допустимые куски при отсыпке в отвал и в транспорт, оптимальный размер куска, мощность экскаватора при разработке траншеи III категории грунта; уровень квалификации машиниста, разрабатывающего траншею – средний; экскаватор с гидравлическим приводом;

$$q=1,3; K_p = 1,14; K_n = 1,1; t_{ц} = 25; K_{\varphi} = 0,75; t_n = 25; t_k = 0,3 \cdot t_n; k_m = 0,73$$

Вариант 8

Рассчитать техническую, теоретическую и эксплуатационную производительности, допустимые куски при отсыпке в отвал и в транспорт, оптимальный размер куска, мощность экскаватора при разработке траншеи III категории грунта; уровень квалификации машиниста, разрабатывающего траншею – средний; экскаватор с механическим приводом;

$$q=1,4; K_p = 1,14; K_n = 1,1; t_{ц} = 25; K_{\varphi} = 0,75; t_n = 25; t_k = 0,3 \cdot t_n; k_m = 0,73$$

Вариант 9

Рассчитать техническую, теоретическую и эксплуатационную производительности, допустимые куски при отсыпке в отвал и в транспорт, оптимальный размер куска, мощность экскаватора при разработке траншеи III категории грунта; уровень квалификации машиниста, разрабатывающего траншею – средний; экскаватор с механическим приводом;

$$q=0,2; K_p = 1,14; K_n = 1,1; t_{ц} = 25; K_{\varphi} = 0,75; t_n = 25; t_k = 0,3 \cdot t_n; k_m = 0,73$$

Вариант 10

Рассчитать техническую, теоретическую и эксплуатационную производительности, допустимые куски при отсыпке в отвал и в транспорт, оптимальный размер куска, мощность экскаватора при разработке траншеи III категории грунта; уровень квалификации машиниста, разрабатывающего траншею – средний; экскаватор с механическим приводом;

$$q=0,5; K_p = 1,14; K_n = 1,1; t_{ц} = 25; K_{\varphi} = 0,75; t_n = 25; t_k = 0,3 \cdot t_n; k_m = 0,73$$

Вариант 11

Рассчитать техническую, теоретическую и эксплуатационную производительности, допустимые куски при отсыпке в отвал и в транспорт, оптимальный размер куска, мощность экскаватора при разработке траншеи IV категории грунта; уровень квалификации машиниста, разрабатывающего траншею – высокий; экскаватор с механическим приводом;

$$q=0,6; K_p = 1,14; K_n = 1,1; t_{ц} = 25; K_{\varphi} = 0,75; t_n = 25; t_k = 0,3 \cdot t_n; k_m = 0,73$$

Вариант 12

Рассчитать техническую, теоретическую и эксплуатационную производительности, допустимые куски при отсыпке в отвал и в транспорт, оптимальный размер куска, мощность экскаватора при разработке траншеи IV категории грунта; уровень квалификации машиниста, разрабатывающего траншею – высокий; экскаватор с механическим приводом;

$$q=0,7; K_p = 1,14; K_n = 1,1; t_{ц} = 25; K_{\varphi} = 0,75; t_n = 25; t_k = 0,3 \cdot t_n; k_m = 0,73$$

Вариант 13

Рассчитать техническую, теоретическую и эксплуатационную производительности, допустимые куски при отсыпке в отвал и в транспорт, оптимальный размер куска, мощность экскаватора при разработке траншеи IV категории грунта; уровень квалификации машиниста, разрабатывающего траншею – высокий; экскаватор с механическим приводом;

$$q=0,8; K_p = 1,14; K_n = 1,1; t_{ц} = 25; K_{\varphi} = 0,75; t_n = 25; t_k = 0,3 \cdot t_n; k_m = 0,73$$

Вариант 14

Рассчитать техническую, теоретическую и эксплуатационную производительности, допустимые куски при отсыпке в отвал и в транспорт, оптимальный размер куска, мощность экскаватора при разработке траншеи IV

категории грунта; уровень квалификации машиниста, разрабатывающего траншею – высокий; экскаватор с механическим приводом;

$q=0,9$; $K_p = 1,14$; $K_n = 1,1$; $t_{ц} = 25$; $K_v = 0,75$; $t_n = 25$; $t_k = 0,3 \cdot t_n$; $k_m = 0,72 \div 0,75$

Вариант 15

Рассчитать техническую, теоретическую и эксплуатационную производительности, допустимые куски при отсыпке в отвал и в транспорт, оптимальный размер куска, мощность экскаватора при разработке траншеи IV категории грунта; уровень квалификации машиниста, разрабатывающего траншею – высокий; экскаватор с механическим приводом;

$q=1,1$; $K_p = 1,14$; $K_n = 1,1$; $t_{ц} = 25$; $K_v = 0,75$; $t_n = 25$; $t_k = 0,3 \cdot t_n$; $k_m = 0,73$

Вопросы к практическому занятию:

1. Какие бывают экскаваторы по типу ходового устройства?
2. Какие бывают экскаваторы по типу подвески рабочего оборудования?
3. Перечислите основные параметры одноковшовых экскаваторов.

Лабораторная работа 2

Сооружение траншей экскаваторами непрерывного действия

Цель: провести расчет сооружения траншей экскаваторами непрерывного действия.

В результате выполнения задания формируется компетенция ПК-23 в части строительства магистральных трубопроводов.

Актуальность темы:

На современном этапе совершенствования прокладки магистральных трубопроводов, экскаваторы непрерывного действия значительно сокращают время строительства, поэтому необходимо знать принцип действия их работы.

Теоретическая часть

Роторные траншейные экскаваторы непрерывного действия предназначены для открытия траншей под магистральные трубопроводы в грунтах I-IV категорий и в мерзлых грунтах с промерзанием на всю глубину траншеи и состоят из двух основных агрегатов: тягача, представляющего собой переоборудованный промышленный трактор и рабочего органа. Рабочий орган экскаватора состоит из двух основных устройств: ротора и транспортера. Ротор предназначен для разработки грунта и подачи его на транспортер. Он представляет собой жесткое полое колесо с равномерно расположенными ковшами, оснащенными режущим инструментом.

При разработке траншеи в неустойчивых грунтах к раме рабочего органа с двух сторон крепят ножи-откосники, срезающие грунт со стенок траншеи и придающие тем самым последним трапецеидальную форму поперечного сечения. Обрушиваемый грунт подхватывается ковшами ротора и высыпается на транспортер.

Транспортер предназначен для удаления разработанного ротором и ножами-откосниками грунта в отвал (бруствер). Он расположен в верхней части внутренней полости ротора перпендикулярно к продольной оси экскаватора и укреплен на раме рабочего органа. При отрытии траншеи ротор, вращаясь, разрушает зубьями грунт, который, попадая затем в ковши, поднимается ими вверх по специальному щиту, ограничивающему просыпание грунта, до места разгрузки на транспортер. Транспортер подхватывает высыпавшийся из ковша грунт, разгоняет его и выбрасывает в сторону от траншеи, образуя ровный отвал.

Подача экскаватора обеспечивается движением тягача на рабочих скоростях. Современные модели отечественных траншейных экскаваторов имеют 16 рабочих передач, изменяющих скорость рабочего хода в диапазоне 20-500 м/ч.

По конструкции рабочего органа экскаваторы разделяются на цепные многоковшовые, цепные скребковые, роторные многоковшовые и роторные бесковшовые (фрезерные).

В индексах серийно выпускаемых экскаваторов непрерывного действия отражены их основные конструктивные особенности.

Для экскаваторов траншейных (ЭТТ и ЭТЦ) первые две цифры - глубина копания в дециметрах, третья - порядковый номер модели. При модернизации после цифрового обозначения добавляют буквы по порядку алфавита. Например, индекс ЭТР-204 обозначает: экскаватор траншейный роторный, предельная глубина копания - 20 дециметров, четвертая модель.

Главным параметром экскаватора непрерывного действия является глубина копания.

При одинаковой вместимости ковшей траншейные экскаваторы роторного типа почти в два раза имеют большую мощность двигателя и примерно в столько же раз большую производительность, чем экскаваторы цепного типа. Роторные экскаваторы по сравнению с цепными, позволяют значительно уменьшить потери производительности от просыпания породы. Достоинством цепных экскаваторов по сравнению с роторными являются большая эффективность работы в липких и вязких породах, меньшие массы и большие глубины копания.

Рабочий орган траншейного экскаватора роторного типа оснащается сменными зубьями, которые могут быть установлены по различным схемам.

Вместимость ковшей экскаваторов непрерывного действия измеряется в литрах.

Расчет основных рабочих параметров роторных траншейных экскаваторов.

Производительность (техническая) траншейного экскаватора определяется возможной производительностью его рабочего органа и мощностью установленного на нем двигателя. Максимально возможная производительность роторного экскаватора в м³/ч составляет.

$$P_T = \frac{60 \cdot q \cdot z \cdot n \cdot K_H}{K_p} \quad (2.1)$$

где q – вместимость ковша, м³;

z – количество ковшей на роторе;

n – частота вращения ротора, об/мин;

K_H – коэффициент наполнения ковшей

K_p – коэффициент разрыхления грунта.

Эксплуатационная производительность роторного экскаватора ($P_э$) с учетом коэффициента использования машины во времени (K_v), который выбирается в пределах 0,5÷0,75 будет равна $P_э = P_T \cdot K_v$

На рабочих органах отечественных траншейных роторных экскаваторов устанавливают 10-18 ковшей. На широких роторах (например, ЭТР-254) число ковшей, установленных в два ряда со смещением одного относительно другого на полшага, удваивается.

Мощность двигателя траншейного роторного экскаватора расходуется на приводы ротора, транспортера, механизма передвижения и выбирают по суммарной мощности.

$$N_{\text{дв}} = (1,2 + 1,25) (N_p + N_{TP} + N_K), \quad (2.2)$$

Учитывающей 20 - 25% резерва, используемого для привода систем управления, привода устройств охлаждения и др.

Мощность привода ротора зависит от мощности, расходуемой на копание грунта, его подъем и на разгон грунта до скорости вращения ротора:

$$N_P = N_{\text{кон}} + N_{\text{под}} + N_{\text{ок}} \quad (2.3)$$

При работе роторного экскаватора с откосниками отделенный от массива грунт из боковых расширений обрушивается вниз, где подхватывается ковшами и выносится ими к месту выгрузки. учетом того формула (2.2) будет записана в следующем виде:

$$N_{\text{де}} = (1,2 + 1,25) (N_P + N_{\text{отк}} + N_{TP} + N_K), \quad (2.4)$$

Вопросы и задания:

Вариант 1

Рассчитать производительность роторного экскаватора и эксплуатационную производительность при:

$q=0,2$; $K_p = 1,14$; $K_H = 1,1$; $t_{\text{ц}} = 25$; $K_v = 0,75$; $n=11$ об/мин; $z=14$

Вариант 2

Рассчитать производительность роторного экскаватора и эксплуатационную производительность при:

$q=0,5$; $K_p = 1,14$; $K_n = 1,1$; $t_{ц} = 25$; $K_v = 0,75$; $n=12$ об/мин; $z=14$

Вариант 3

Рассчитать производительность роторного экскаватора и эксплуатационную производительность при:

$q=0,7$; $K_p = 1,14$; $K_n = 1,1$; $t_{ц} = 25$; $K_v = 0,75$; $n=13$ об/мин; $z=16$

Вариант 4

Рассчитать производительность роторного экскаватора и эксплуатационную производительность при:

$q=0,9$; $K_p = 1,14$; $K_n = 1,1$; $t_{ц} = 25$; $K_v = 0,75$; $n=14$ об/мин; $z=16$

Вариант 5

Рассчитать производительность роторного экскаватора и эксплуатационную производительность при:

$q=1,0$; $K_p = 1,14$; $K_n = 1,1$; $t_{ц} = 25$; $K_v = 0,75$; $n=15$ об/мин; $z=16$

Вариант 6

Рассчитать производительность роторного экскаватора и эксплуатационную производительность при:

$q=1,2$; $K_p = 1,14$; $K_n = 1,1$; $t_{ц} = 25$; $K_v = 0,75$; $n=16$ об/мин; $z=18$

Вариант 7

Рассчитать производительность роторного экскаватора и эксплуатационную производительность при:

$q=1,3$; $K_p = 1,14$; $K_n = 1,1$; $t_{ц} = 25$; $K_v = 0,75$; $n=17$; об/мин; $z=18$

Вариант 8

Рассчитать производительность роторного экскаватора и эксплуатационную производительность при:

$q=1,4$; $K_p = 1,14$; $K_n = 1,1$; $t_{ц} = 25$; $K_v = 0,75$; $n=18$ об/мин; $z=18$

Вариант 9

Рассчитать производительность роторного экскаватора и эксплуатационную производительность при:

$q=0,2$; $K_p = 1,14$; $K_n = 1,1$; $t_{ц} = 25$; $K_v = 0,75$; $n=11$ об/мин; $z=12$

Вариант 10

Рассчитать производительность роторного экскаватора и эксплуатационную производительность при:

$q=0,5$; $K_p = 1,14$; $K_n = 1,1$; $t_{ц} = 25$; $K_v = 0,75$; $n=11$ об/мин; $z=12$

Вариант 11

Рассчитать производительность роторного экскаватора и эксплуатационную производительность при:

$q=0,6$; $K_p = 1,14$; $K_n = 1,1$; $t_{ц} = 25$; $K_v = 0,75$; $n=12$ об/мин; $z=14$

Вариант 12

Рассчитать производительность роторного экскаватора и эксплуатационную производительность при:

$q=0,7$; $K_p = 1,14$; $K_n = 1,1$; $t_{ц} = 25$; $K_v = 0,75$; $n=12$ об/мин; $z=14$

Вариант 13

Рассчитать производительность роторного экскаватора и эксплуатационную производительность при:

$q=0,8$; $K_p = 1,14$; $K_n = 1,1$; $t_{ц} = 25$; $K_v = 0,75$; $n=14$ об/мин; $z=16$

Вариант 14

Рассчитать производительность роторного экскаватора и эксплуатационную производительность при:

$q=0,9$; $K_p = 1,14$; $K_n = 1,1$; $t_{ц} = 25$; $K_v = 0,75$; $n=14$ об/мин; $z=18$

Вариант 15

Рассчитать производительность роторного экскаватора и эксплуатационную производительность при:

$q=1,1$; $K_p = 1,14$; $K_n = 1,1$; $t_{ц} = 25$; $K_v = 0,75$; $n=12$ об/мин; $z=16$

Вопросы к практическому занятию:

1. Какие бывают многоковшовые экскаваторы по конструкции рабочего органа?
2. Назовите главный параметром экскаватора непрерывного действия?
3. Для чего предназначен транспортер?
4. Для чего предназначены ножи-откосники?
5. Чем определяется техническая производительность многоковшовых экскаваторов?

Лабораторная работа 3

Расчет объёма земляных работ при сооружении газонефтепроводов

Цель: рассчитать объём земляных работ при сооружении газонефтепроводов.

В результате выполнения задания формируется компетенция ПК-30 в части требований типовых проектных решений.

Актуальность темы:

Объём земляных работ необходимо определять для составления ведомости объемов работ и календарного графика строительства.

Теоретическая часть

Параметры земляных сооружений, применяемых при сооружении ГНП (ширина, глубина и откосы траншеи, сечение насыпи и крутизна её откосов и др.(рисунки 3.1)), устанавливают в зависимости от диаметра (D_n) трубопровода, способа его закрепления, рельефа местности, грунтовых условий. Размеры траншеи (глубина, ширина по дну, откосы) устанавливают в зависимости от назначения и диаметра трубопровода, характеристики грунтов, гидрогеологических условий.

Минимальная ширина траншеи по дну устанавливается СНиП и принимается равной $D + 300$ мм для трубопроводов диаметром до 700 мм (где D

- условный диаметр трубопровода) и $1,5D$ для трубопроводов диаметром 700 мм и более с учётом следующих дополнительных требований:
- для трубопроводов $D_n = 1200$ и 1400 мм при рытьё траншей с откосами не круче 1 : 0,5 ширину траншеи по дну уменьшают до величины $D + 500$ мм;
- допускается принимать ширину траншей равной ширине рабочего органа землеройной машины, но не менее указанной;
- ширина траншеи по дну на кривых участках под гнутые или сварные отводы равна двукратной величине по отношению к ширине на прямолинейных участках для обеспечения вписания трубопровода в кривую траншею;
- ширина траншеи по дну под балластными грузами или анкерными установками должна быть не менее $2,2D$, на участках трубопровода балластируемого грунтом с использованием нетканого синтетического материала, $1,6D$.

Крутизна откосов траншей под трубопровод и котлованов под трубопроводную арматуру принимается по СНиП.

Крутизна откоса – отношение глубины (Н) траншеи к проекции образующей стенки на горизонтальную плоскость.

Глубину траншеи устанавливают из условий предохранения трубопровода от механических повреждений при переезде через него автотранспорта, строительных и сельскохозяйственных машин и назначают равной: для трубопроводов диаметром D до 1000 м – $D + 0,8$ м; для трубопроводов диаметром 1000 м и более $D+1$ м; для болотистых грунтов, подлежащих осушению, $D + 1,1$ м; для песчано-барханных грунтов $D+1$ м от нижних межбарханных оснований; для скальных и болотистых грунтов при отсутствии проезда авто-транспорта, строительных машин $D + (0,6-0,8)$ м.

Методы разработки грунтов определяют в зависимости от параметров земляного сооружения и объёмов работ, геотехнических характеристик грунтов, классификации грунтов по трудности разработки, местных условий строительства, наличия землеройных машин в строительных организациях. При разработке траншей с откосами объём земляных работ $V_{з.р.}$ определяется:

$$V = \frac{B_1 + B_2}{2} \cdot L \cdot H,$$

или $V_{з.р.} = (B_2H + n H^2) L$,

где B_1 -ширина траншеи по верху, м;

B_2 - ширина траншеи по низу, м;

L -длина траншеи, м;

H – глубина траншеи, м;

n – коэффициент откоса (табл. 3.1).

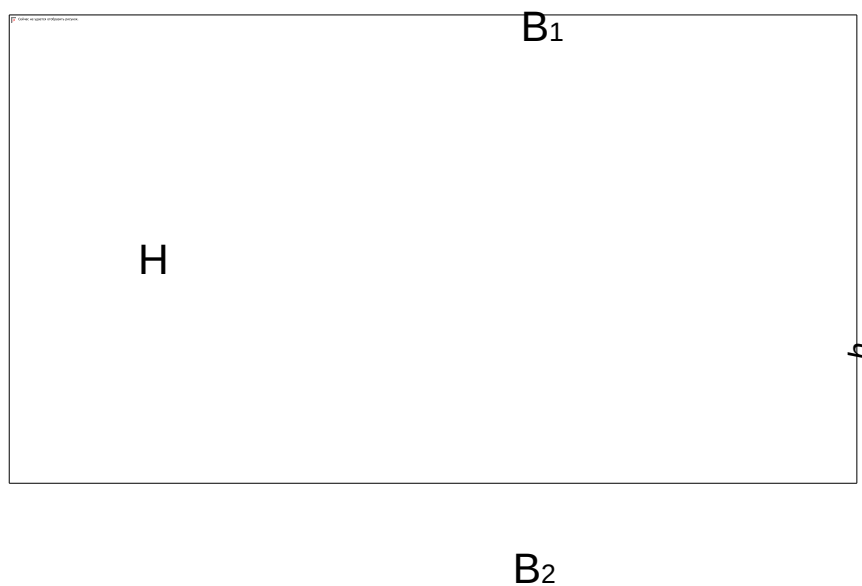


Рисунок 3.1 - Параметры траншеи

Определяем объём земляных работ при разработке траншей с откосами

Ширина траншеи по низу при $D_n = 1020$ мм $B_2 = 1,5D$, м, т. е.

$$B_2 = 1,5 \cdot 1,020 = 1,53 \text{ м.}$$

Глубина траншеи при диаметре трубопровода 1020 мм $H = D + 1$, м.

$$H = 1,020 + 1 = 2,02 \text{ м.}$$

По таблице 3.1 определяем коэффициент откоса $n = 1:0,5$

Таблица 3.1 – Крутизна откосов траншей

№ п/п	Виды грунтов	Крутизна откоса (отношение его высоты к заложению)		
		при глубине выемки, м, не более		
		1,5	3,0	5,0
1	Насыпные неслежавшиеся	1:0.67	1:1	1:1.25
2	Песчаные	1:0.5	1:1	1:1
3	Супесь	1:0.25	1:0.67	1:0.85
4	Суглинок	1:0	1:0.25	1:0.75
5	Глина	1:0	1:0.5	1:0.5
6	Лессовые	1:0	1:0.5	1:0.5

Определяем объём земляных работ при разработке траншей с откосами (рисунок 3.2) по формуле: $V_{з.р.} = (1,53 \cdot 2,02 + 0,5^1 \cdot 2,02^2) \cdot 35 \cdot 10^3 = 285631,1 \text{ м}^3$

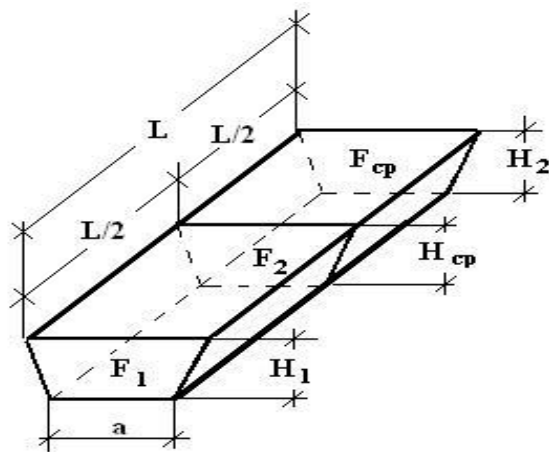


Рисунок 3.2 Параметры траншеи с откосами

Вопросы и задания:

Произвести расчёт объёма земляных работ при сооружении ГНП

Исходные данные

№ варианта	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
D (мм)	820	820	1020	1220	1420	1020	1020	1020	1420	1020
V (м/ч)	200	260	160	300	320	240	180	300	200	300
Тип	глин а	глин а	суглино к	супес ь	суглино к	песо к	супес ь	суглин ка	супес ь	песо к
Категор ия грунта	III	III	II	II	II	I	II	II	II	I

Вопросы к практическому занятию:

1. Назовите параметры земляных сооружений?
2. Как определить минимальную ширину траншеи по дну?
3. Как определить крутизну откоса?
4. От чего зависит метод разработки грунтов?

Лабораторная работа 4

Проведение траншей канатно-скреперными установками

Цель: ознакомление с конструкцией КСУ и приобретение навыков в расчете их основных параметров.

В результате выполнения задания формируется компетенция ПК-23 в части трубопроводного транспорта нефти и газа.

Актуальность темы:

Для рытья траншей на заболоченных и обводненных участках трассы применяются машины, специально оборудованные для работы в этих условиях. К этим машинам относятся различные типы канатно-скреперных установок (КСУ).

В работе предусматривается ознакомление с конструкциями и расчет производительности КСУ.

Теоретическая часть

Канатно-скреперная установка предназначена для рытья траншей на заболоченных и обводненных участках трассы, строительства переходов через небольшие реки и водоемы, а также в горной местности на уклонах более 20° .

Установка состоит из силового оборудования, двухбарабанной лебедки, комплекта скреперных ковшей и якорного приспособления с блоком (рисунок 4.1)

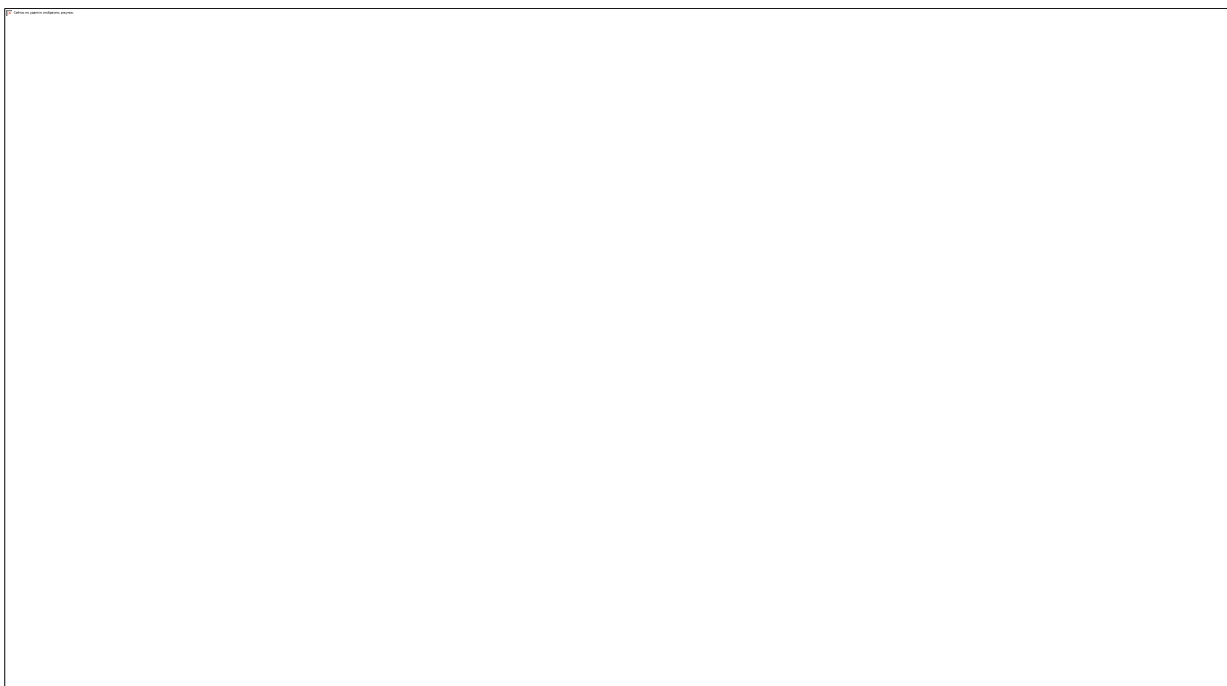


Рисунок 4.1 – Схема работы канатно-скреперной установки:
а – с одним ковшом; б – с двумя ковшами

При работе силовая установка с лебедкой устанавливается на одной стороне заболоченного участка или водоема, а якорь устанавливается на другой его стороне. На якоре имеется обойма с неподвижным блоком, через который пропускают канат. Канатов два. Каждый из них крепится одним концом к своему барабану лебедки, а вторым к ковшу. Канат прикрепленный к передней части ковша, называется тяговым, а к задней – холостым.

Тяговый канат непосредственно соединен с барабаном лебедки и подтягивает ковш к лебедке, а холостой сначала перекинут через неподвижный блок якоря, а потом идет на барабан и подтягивает ковш к якорю. Попеременно включая барабаны лебедки на наматывание и сматывание каната, перемещают ковш к лебедке – рабочий ход (скрепирование) или к якорю – холостой ход.

Ковш – волокушного типа не имеющего дна. Это необходимо для разгрузки ковша в начале холостого хода без его подъема и опрокидывания. При рабочем ходе ковш врезается зубьями в грунт - разрушает его, наполняется грунтом и транспортирует его к лебедке. На некотором расстоянии от лебедки ковш останавливается и начинает перемещаться назад – холостой ход, освобождаясь от грунта.

Лебедки скреперные ЛС302 и ЛС1001.

Лебедки предназначены для использования в качестве тягового средства при скрепировании траншей и протаскивания трубопроводов при строительстве переходов через водные преграды. Силовая установка, трансмиссия и два барабана лебедки ЛС302 смонтированы на общей раме, а у лебедки ЛС1001 – на прицепе-тяжеловозе (рисунок 3.2). Для осуществления автоматического изменения скорости выбирания каната в зависимости от требуемого усилия в трансмиссию лебедки встроен трансформатор, который ограничивает усилие в канате без отключения двигателя, предохраняя канат и трансмиссию лебедки от перегрузок.



а



б

Рисунок 4.2 – Лебедки скреперные: а - ЛС302; б - ЛС1001



Рисунок 4.3 – Схема монтажа КСУ

Таблица 4.2 – Технические характеристики

Параметры	ЛС302	ЛС1001
Тяговое усилие, кН (тс)	294 (30)	680 (70)
Максимальное тяговое усилие на 1 слое, кН (тс)	490 (50)	980 (100)
Скорость выбирания каната, м/мин	0-68	0-58
Канатоемкость каждого барабана, м	500	500
Диаметр тягового каната, мм	32,5	42
Транспортная скорость, км/ч	2,2-9,8	-
Двигатель		
тип	A41	Д160
Мощность, кВт (л.с.)	70 (100)	117 (160)
Частота вращения, об/мин	1750	1220
Габаритные размеры, мм: длина× ширина× высота	4015× 2200× 2605	9270× 3200× 3790
Масса, кг	14200	45000

Для расширения диапазона скоростей лебедка имеет двухскоростной редуктор. Управление лебедкой осуществляется из кабины или с выносного пульта (у ЛС1001).

По требованию дополнительно к лебедкам может поставляться комплект скреперного оборудования КСО232 (или КСО1001) в состав которого входят собственно скрепер, а также направляющая, установка блока и костыли. Объем ковша – 3 (8) м³, максимальный объем грунта в ковше – 3,6 м³, производительность 18 (25) м³/час. Ширина разрабатываемой траншеи – 1,6 м, длина – 200 (500) м.

Скреперное оборудование для двухбарабанных лебедок ЛС302 и ЛС1001.

Скреперное оборудование для двухбарабанных лебедок ЛС302 и ЛС1001 предназначено для разработки подводных траншей в грунтах I-VI категорий при строительстве магистральных трубопроводов. В комплект скреперного оборудования входят: направляющая, скрепер и блочная стяжка (рисунок 4.4).



Рисунок 4.4 – Скрепер

Технические характеристики скрепера приведены в таблице 4.3.

Иногда, чтобы использовать холостой ход ковшей в качестве рабочего, применяют два ковша; скрепленные друг с другом своей задней частью. Тогда оба ковша работают попеременно: когда у одного из них рабочий ход, у другого холостой, и наоборот (рис. 4.1 б)

Расчет параметров установки

При установившемся процессе скрепирования тяговое усилие равно сумме сопротивлений, возникающих при скрепировании:

$$P = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 \quad (4.1)$$

где P_1 - сопротивление грунта резанию;

P_2 - сопротивление перемещению грунта по грунту;

P_3 - сопротивление перемещению ковша по грунту;

P_4 - сопротивление волочению каната по грунту.

В случае применения двух спаренных ковшей возникает еще сопротивление перемещения порожнего ковша по грунту P_5 .

Таблица 4.3 – Технические характеристики

Параметры		ЛС1001	ЛС302
Скрепер			
Тип	с качающимся дышлом, опрокидывающийся		с откидывающимся днищем
Объем, м³	8		3
Коэффициент наполнения	1		1
Техническая производительность, м	500		500
Диаметр тягового каната, м³/час	25		18
Наибольшая длина скрепирования, м	500		200
Ширина траншеи по дну, м	3		1,6
Масса, кг	4000		2025
Направляющая			
Тип	А-образная, стационарная		
Высота, мм	1510		
Ширина, мм	3000		
Зазор между вертикальными роликами, мм	35		
Масса, кг	537		
Якорное устройство			
Тип	горизонтальный, неподвижный		
Количество, шт	2		
Диаметр, мм	525		
Масса, кг	270		
Якорь			
Тип	труба		
Диаметр, мм	325		
Толщина стенки, мм	10		
Длина, мм	5000		
Количество, шт	2		
Масса, кг	313		

Сопротивление грунта резанию P_1 (в кН) определяется зависимостью:

$$P_1 = b \cdot h \cdot k \quad (4.2)$$

где b - ширина слоя грунта, вырезаемого ковшом;

h - толщина срезаемого слоя грунта (глубина резания);

k - коэффициент удельного сопротивления грунта резанию.

Величина k зависит от свойств грунта и в данном случае формы ковша (для легких грунтов $k = 350 \div 600$ МПа; для тяжелых грунтов МПа).

Сопротивление перемещению грунта по грунту представляет собой силу трения грунта, заполнившего ковш, о дно траншеи:

$$P_2 = g(m_{\text{гр}} - m_{\text{гр}}^1) \cdot n_1 \cdot \cos\beta \quad (4.3)$$

где $m_{\text{гр}}$ - полная масса грунта в ковше;

$m_{\text{гр}}^1$ - масса грунта, заполняющего вогнутую часть ковша;

n_1 - коэффициент трения грунта по грунту;

β - угол продольного уклона местности.

Объем грунта, заполняющего вогнутую часть ковша определяется по формуле:

$$V_{\text{зп}}^1 = 0,1 \cdot q.$$

Масса 1 м³ грунта условна равна 1,2 тонны.

Сопротивление перемещению ковша по грунту (в кН) определяется зависимостью:

$$P_3 = g(M_{\text{к}} + m_{\text{гр}}^1) \cdot n_2 \cdot \cos\beta \quad (4.4)$$

где $M_{\text{к}}$ - масса ковша;

$m_{\text{гр}}^1$ - масса грунта, заполняющего вогнутую часть ковша и оказывающая давление на грунт;

n_2 - коэффициент трения грунта по грунту.

Сопротивление волочению каната по грунту определяется зависимостью:

$$P_4 = g \cdot l \cdot m_{\text{к}} \cdot f \cdot \cos\beta \quad (4.5)$$

где l - длина участка каната, волочащаяся по грунту при перемещении ковша ($l \approx 1/3L$);

$m_{\text{к}}$ - масса 1 м каната ($m_{\text{к}} \approx 1,8$ кг);

f - коэффициент трения каната по грунту ($f \approx 0,5$).

Сопротивление перемещению порожнего ковша по грунту:

$$P_5 = g \cdot M_{\text{к}} \cdot m_2 \cdot \cos\beta \quad (4.6)$$

Мощность, затрачиваемую на скрепирование, можно рассчитать по формуле:

$$N = \frac{P \cdot v}{\eta} \cdot K_{\text{в}}, \text{ кВт} \quad (4.7)$$

где P - суммарное тяговое усилие при скрепировании;

v - скорость перемещения ковша с грунтом;

η - КПД системы;

$K_{\text{в}}$ - коэффициент неучтенных сопротивлений ($K_{\text{в}}=1,2$).

Производительность канатно-скреперной установки (в м³/час) определяется по формуле:

$$\Pi = \frac{3600 \cdot q \cdot K_H \cdot K_u}{K_p \left(\frac{L}{v} + t \right)} \quad (4.8)$$

где q - вместимость ковша, м³;

K_H - коэффициент наполнения ковша грунтом;

K_u - коэффициент использования во времени ($K_u = 0,8$);

K_p - коэффициент, учитывающий степень разрыхления грунта;

L - длина участка скрепирования;

v - скорость перемещения ковша, м/с;

t - время, необходимое для перемены направления ковша.

Время, затрачиваемое на отрывку траншеи заданной длины, определяется по формуле:

$$t_1 = \frac{L \cdot F}{\Pi}, \text{ч} \quad (4.9)$$

где L – длина участка, м (согласно таблицы 4.1);

F – площадь поперечного сечения траншеи (для прямоугольного сечения $F = B \cdot H$).

Вопросы и задания:

Студент определяет свой вариант исходных данных из таблиц 4.1 и 4.2 (номер варианта определяется порядковым номером по журналу): по последней цифре определяется номер варианта по таблице 4.1, а по первой цифре определяются характеристики грунта (табл. 4.2).

После краткого ознакомления с конструкцией КСУ и порядка расчета рабочих параметров вычертить схему разработки траншеи (рисунок 4.1) для своего варианта (а или б) и определить параметры траншеи (H и B аналогично практическому занятию №3).

Рассчитать производительность установки для заданных условий.

Выбрать канатно-скреперную лебедку.

Определить производительность КСУ в зависимости от переменного параметра (таблица 4.1). По расчетным значениям в масштабе строится график зависимости производительности Π от исследуемого параметра и делается вывод.

Рассчитать время на отрывку траншеи заданной длины (в сутках).

Таблица 4.1 – Исходные данные к задаче

Параметры	Варианты									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Диаметр трубопровода D_0 ,	351	377	426	530	630	720	820	1020	1220	1420

мм										
2. Длина участка скрепирования L , м	45	60	95	145	165	195	250	300	40	500
3 Вместимость ковша q , м ³	1,2	1,6	2,5	3	3,5	4	5	6	7	8
4. Угол продольного уклона местности β	3,5	4	4,5	5	5,5	6	6,5	7	7,5	8
5. Масса ковша M_K , кг	980	1200	1770	2025	2240	2780	3150	3600	3800	4000
6. Ширина ковша, м	0,9	1,1	1,45	1,6	1,8	2,1	2,4	2,6	2,8	3
7. Высота ковша, м	0,2	0,25	0,28	0,3	0,32	0,38	0,42	0,45	0,5	0,6
8. Коэффициент трения грунта по грунту K_1	1,1	1,15	1,2	1,21	1,23	1,25	1,28	1,3	1,32	1,33
9. Коэффициент трения грунта по грунту K_2	1,01	1,05	1,1	1,15	1,19	1,21	1,23	1,25	1,27	1,29
10. Скорость перемещения ковша с грунтом V , м/мин	73	71	70	68	66	65	64	62	60	58
11. КПД системы η	0,84	0,86	0,88	0,9	0,91	0,92	0,93	0,94	0,95	0,96
12. Время, необходимое для перемены направления ковша t , с	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
13. Переменный параметр x и его величина	K_H 0,6 0,7 0,8 0,9	K_p 1,2 1,3 1,4 1,5	t 10 20 30 40	K_H 0,65 0,75 0,85 0,95	K_p 1,25 1,35 1,45 1,55	t 5 15 25 35	K_H 0,62 0,72 0,82 0,92	K_p 1,15 1,25 1,35 1,45	t 15 25 35 45	K_H 0,68 0,78 0,88 0,98

Таблица 4.2 – Исходные данные к задаче

Параметры	Варианты			
	0	1	2	3
1. Категория грунта	I	II	III	IV
2. Вид грунта	Песок, супесь, мягкий суглинок, средней крепости влажный и разрыхленный без включений	Суглинок без включений, мелкий и средний гравий, мягкая влажная или разрыхленная глина	Крепкий суглинок, глина средней крепости влажная или разрыхленная, аргиллиты и алевролиты	Крепкий суглинок со щебнем или галькой, крепкая и очень крепкая влажная глина, сланцы, конгломераты
3 Коэффициент разрыхления K_p	1,12	1,23	1,28	1,34

4. Коэффициент удельного сопротивления грунта резанию k	$k = 360$	$k = 480$	$k = 620$	$k = 790$
5. Коэффициент наполнения ковша грунтом K_H	0,78	0,83	0,89	0,94
6. Количество ковшей	2	1	2	1

Вопросы к практическому занятию:

1. Для чего предназначена канатно-скреперная установка?
2. Состав канатно-скреперной установки?
3. Назначение лебедок скреперных ЛС302 и ЛС1001?
4. Назначение скреперного оборудования для двухбарабанных лебедок ЛС302 и ЛС1001?

Лабораторная работа 5

Выбор землеройной техники и комплекта машин для транспортировки грунта

Цель: определение установочной мощности роторного экскаватора для рытья траншеи под трубопровод диаметром D мм в заданном типе и категории грунта со скоростью V м/ч.

В результате выполнения задания формируется компетенция ПК-30 в части подготовки проектной и рабочей документации для проектов на строительство магистральных трубопроводов.

Актуальность темы:

Выбор техники для строительства магистральных трубопроводов является необходимым критерием экономичности проекта.

Теоретическая часть

Параметры земляных сооружений, применяемых при сооружении ГНП (ширина, глубина и откосы траншеи, сечение насыпи и крутизна её откосов и др.), устанавливают в зависимости от диаметра (D_n) трубопровода, способа его закрепления, рельефа местности, грунтовых условий. Размеры траншеи (глубина, ширина по дну, откосы) устанавливают в зависимости от назначения и диаметра трубопровода, характеристики грунтов, гидрогеологических условий.

Минимальная ширина траншеи по дну устанавливается СНиП и принимается равной $D + 300$ мм для трубопроводов диаметром до 700 мм (где

D – условный диаметр трубопровода) и $1,5D$ для трубопроводов диаметром 700 мм и более с учётом следующих дополнительных требований:

- для трубопроводов $D_n = 1200$ и 1400 мм при рытьё траншей с откосами не круче $1 : 0,5$ ширину траншеи по дну уменьшают до величины $D + 500$ мм;
- допускается принимать ширину траншей равной ширине рабочего органа землеройной машины, но не менее указанной;
- ширина траншеи по дну на кривых участках под гнутые или сварные отводы равна двукратной величине по отношению к ширине на прямолинейных участках для обеспечения вписания трубопровода в кривую траншею;
- ширина траншеи по дну под балластными грузами или анкерными установками должна быть не менее $2,2D$, на участках трубопровода балластируемого грунтом с использованием нетканого синтетического материала, $1,6D$.

Вопросы и задания:

Определить установочную мощность роторного экскаватора для рытья траншеи под трубопровод диаметром D мм в заданном типе и категории грунта со скоростью V м/ч.

Исходные данные для задачи 2 принять рассчитанные характеристики первой задачи.

Таблица 5.1 Определение ёмкости ковша экскаватора будет зависеть от $V_{з.р.}$, для этого можно воспользоваться следующими требованиями.

$V_{з.р.}$ (объём земляных работ)	Q (ёмкость ковша экскаватора)
До 500	0,15
500...1500	0,24 и 0,3
1500...5000	0,5
2000...8000	0,65
6000...11000	0,8
13000...18000	1,0-1,25
Более 15000	1,5

Сначала необходимо определить параметры траншеи – глубина (h_m) и ширина траншеи по дну (B).

В соответствии со СНиП II-05-06-85* глубина траншеи определяется: $h_m = D + 0,8$ м, если $D < 1000$ мм;

$h_m = D + 1$ м, если $D > 1000$ мм.

Ширина траншеи также зависит от диаметра прокладываемого трубопровода:

$B = D + 300$ мм, если $D < 700$ мм;

$B = 1,5 D$, если $D \geq 700$ мм.

Принимается крутизна откосов в соответствии с таблицей 5.1.

Определяется площадь поперечного сечения, в зависимости от крутизны откосов. Площадь поперечного сечения представляет собой трапецию (за исключением случаев, когда крутизна откоса равна 1 : 0 – при таких откосах поперечное сечение траншеи представляет собой прямоугольник со сторонами h_m и B). Площадь трапеции представляет собой произведение полусуммы оснований на высоту. Например, на рисунке 5.1 представлена траншея с крутизной откосов 1 : 0,25. В этом случае площадь поперечного сечения определяется по формуле:

$$S_T = \frac{B + (B + 0.5 h_m)}{2} h_m. \quad (5.1)$$

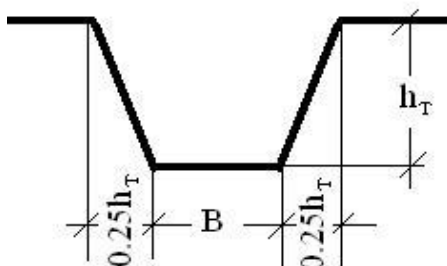


Рисунок 5.1 - Пример геометрии траншеи с крутизной откосов 1 – 0,25

Тогда установочная мощность может быть определена по формуле:

$$N = k_y \cdot k_B \cdot k_p S_T \frac{V}{3600}, \quad (5.2)$$

k – коэффициент, учитывающий отношение времени копания к времени рабочего цикла (определяется по табл. 5.2);

k_B – коэффициент, учитывающий расход мощности на вспомогательные механизмы (по табл. 5.3);

k – удельное сопротивление резанию и копанию (по табл. 5.4);

V – скорость движения экскаватора, м/ч;

S – площадь поперечного сечения траншеи, м².

Таблица 5.2 – Коэффициент, учитывающий отношение времени копания к времени рабочего цикла (k_y)

Тип землеройной техники	Значение коэффициента k_y
Одноковшовый экскаватор	0,5 – 0,8
Бульдозер	0,3 – 0,9
Роторный экскаватор	1,0

Таблица 5.3 – Коэффициент, учитывающий расход мощности вспомогательные механизмы

Тип землеройной техники	Значение коэффициента k_B
Одноковшовый экскаватор	0,2 – 0,5
Бульдозер	0,2 – 0,5
Роторный экскаватор	0,6 – 0,8

Таблица 5.4 – Удельное сопротивление резанию и копанию

Категория грунта	Число ударов плотномера ДОРНИИ	Бульдозер	Экскаватор с обратной лопатой	Роторный экскаватор
I	1-4	20-85	30-80	70-230
II	5-8	58-210	70-160	210-400
III	9-16	160-300	120-250	380-660
IV	17-34	260-440	220-360	650-800
V	35-70	330-600	330-550	800-1200
VI	70-140	480-850	430-750	1000-2200

На основании рассчитанной установочной мощности выбираем марку роторного экскаватора для земляных работ по табл. 5.5

Таблица 5.5 – Технические характеристики роторных экскаваторов

Параметры	Индекс машины		
	ЭТР-223А	ЭТР-224А	ЭТР-254А
Максимальная техническая производительность, $m^3/ч$	650	600	1200/220
Категория разрабатываемого грунта	I-IV, мёрзлые грунты при глубине промерзания до 1,2 м		I-IV, мёрзлые грунты при глубине промерзания до 2,5 м

Размеры разрабатываемой траншеи, м:			
глубина	2,2	2,2	2,5
ширина по дну	1,5	0,85	2,1
по верху (с откосами)	2,58	1,85	3,8
Рабочее оборудование (тип)	Навесное		Полуприцепное
Базовая машина	T-10M	T-10M	ДЭТ-250M2
Мощность двигателя, кВт	125	125	220
Диапазон скоростей рабочего хода, м/ч	10...300	10...300	12...1210
Транспортные скорости, км/ч	1,5...4,2	1,5...4,2	0,5...5,75
Диаметр ротора по зубьям ковшей, мм	3830	3830	4410

Вывод: Для разработки траншеи под трубопровод диаметром D мм необходимо использовать роторный экскаватор ЭТР_XXX с глубиной копания XX м, диаметром ротора XX м и мощностью.

Вопросы к практическому занятию:

1. Какова минимальная ширина траншеи по дну в соответствии со СНиП?
2. Какие коэффициенты входят в формулу для определения мощности?

Лабораторная работа №6

Конструкция балочных переходов

Цель: изучить конструкции и схемы балочных переходов.

В результате выполнения задания формируется компетенция ПК-30 в части подготовки проектной документации для проектов на строительство балочных переходов.

Актуальность темы:

Балочные переходы являются неотъемлемой частью магистральных трубопроводов, поэтому необходимо знать их конструкции и выбирать число пролетов.

Теоретическая часть

Сооружение балочных переходов трубопроводов осуществляют по двум конструктивным схемам: без компенсации и с компенсацией продольных деформаций (Рис. 6.1).

В зависимости от особенностей пересекаемого препятствия и характеристик трубопровода (вид транспортируемого продукта, наружный диаметр, толщина стенки труб) балочные переходы могут иметь как один,

так и несколько пролётов. Например, на головном участке магистрального нефтепровода Уса – Ухта наружным диаметром 720 мм балочные переходы имеют от четырёх до семи пролётов, а на магистральном газопроводе Ухта – Торжок (1 нитка) наружным диаметром 1220 мм балочные переходы, как правило, однопролётные (рис. 6.2).

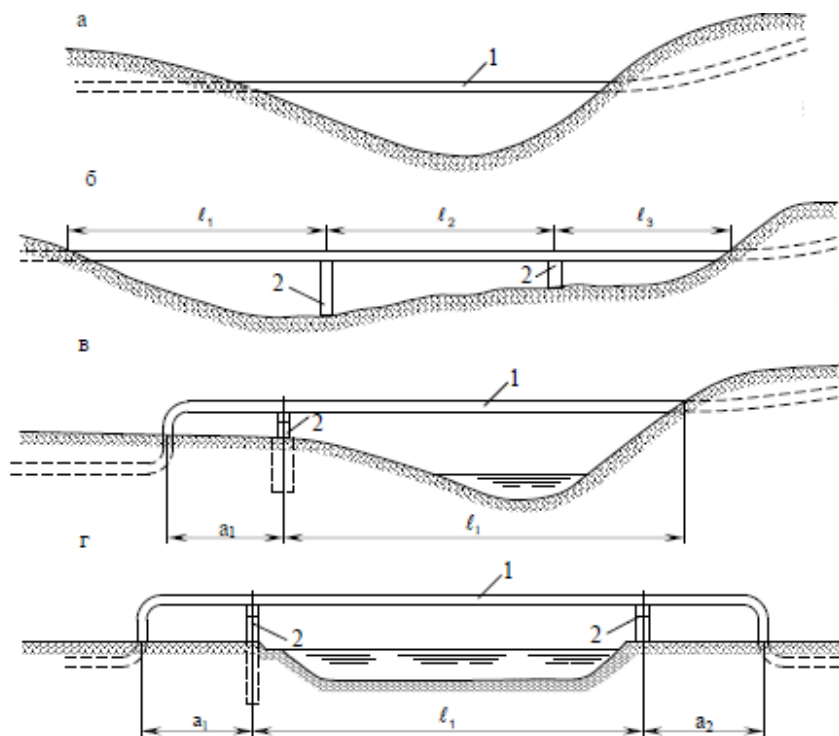


Рисунок 6.1 Схемы балочных переходов МТ:

а, б, балочные переходы без компенсации продольных деформаций; а однопролётный; б трехпролётный; в, г балочные переходы с компенсацией продольных деформаций; в однопролётный, одноконсольный с одним компенсатором; г - однопролётный, двухконсольный с двумя компенсаторами; 1 трубопровод; 2 опора (ℓ_1, ℓ_2, ℓ_3 длина пролета балочного перехода).



а



б

Рисунок 6.2 – Общий вид балочных переходов без компенсации продольных деформаций:

- а – пятипролётный балочный переход нефтепровода;
- б – однопролётный балочный переход газопровода

Балочные переходы трубопроводов без компенсации продольных деформаций должны укладываться на промежуточных свайных или монолитных опорах с продольно подвижными опорными частями, допускающими перемещение трубопровода лишь вдоль оси. Концы открытого участка балочных переходов трубопроводов засыпают грунтом (в мягких грунтах под трубы подкладывают железобетонные плиты). В балочных системах трубопроводов в местах их выхода из грунта опоры допускается не устанавливать. В местах выхода трубопровода из слабосвязанных грунтов следует предусматривать мероприятия по обеспечению проектного положения (искусственное упрочнение грунта, укладку железобетонных плит и др.). Отсутствие компенсаторов продольных деформаций вызывает возникновение в трубопроводе продольных напряжений, возрастающих с увеличением температуры стенок труб и внутреннего давления в трубопроводе.

Балочные переходы трубопроводов с компенсацией продольных деформаций имеют специальные устройства (компенсаторы), устанавливаемые на концах надземных участков трубопроводов длиной до 200-300 м, а при большей длине также дополнительно через каждые 100-300 м. Наибольшее распространение имеют П-, Г- и Z-образные компенсаторы, но их наличие ограничивает возможность применения очистных поршней и внутритрубных дефектоскопических устройств. При сооружении таких балочных переходов трубопроводов используют опоры с неподвижными, свободно подвижными и продольно подвижными опорными частями различных модификаций (роликовые, катковые, скользящие и др.). Средние между компенсаторами опоры имеют неподвижные опорные части, ближние к компенсаторам – свободно подвижные, допускающие поперечные и продольные перемещения, остальные – продольно подвижные. Для компенсации продольных деформаций применяют также прокладку балочных переходов трубопроводов с изгибом (изломом) в плане отдельных участков трубопровода. Изгиб или излом осуществляют с помощью криволинейных отводов или вставок-отводов, изготовленных в заводских условиях либо методом холодного гнутья на месте сооружения трубопровода. Расстояние между опорами в системах балочных переходов трубопроводов с компенсацией зависит от диаметра труб, числа пролётов, принятой схемы прокладки и от природных условий. На газопроводах условным диаметром труб 700-1400 мм расстояние между опорами обычно 30-50 м, на нефте- и нефтепродуктопроводах – 25-40 м. При необходимости учёта резонансных колебаний в ветровом потоке в многопролётных

балочных переходах трубопроводов условным диаметром труб 700-1400 мм расстояние между опорами должно составлять 25-40 метров.

Для увеличения пролётов балочных переходов применяют консольные балочные системы, а в некоторых случаях усиление наиболее напряжённых участков трубопровода навариванием дополнительных элементов или использованием шпренгельных конструкций. При этом следует отметить, что шпренгельные конструкции уменьшают габарит под трубопроводом, что иногда неприемлемо.

Вопросы к практическому занятию:

1. Перечислите конструктивные схемы балочных переходов МТ.
2. Назовите какие бывают компенсаторы?

Лабораторная работа №7

Нагрузки и воздействия при расчёте напряжённо-деформированного состояния балочных переходов

Цель: изучить нагрузки и воздействия, действующие на балочные переходы.

В результате выполнения задания формируется компетенция ПК-23 в части анализа нормативной литературы.

Актуальность темы:

Нагрузки и воздействия неотрывно связаны с надёжностью процесса эксплуатации трубопроводов, их необходимо учитывать при проектировании магистральных трубопроводов при транспорте нефти и газа.

Теоретическая часть

Нагрузки и воздействия при расчёте балочных переходов принимают по СНиП 2.05.06. Нагрузки и воздействия подразделяются на функциональные, природные, строительные и случайные.

Функциональные нагрузки – это нагрузки, обусловленные процессом эксплуатации трубопровода. К функциональным нагрузкам относят внутреннее давление транспортируемого продукта, температурные воздействия, весовые нагрузки, упругий изгиб газопровода.

Под термином нормативное рабочее давление понимается наибольшее внутреннее давление, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации трубопровода. Расчётным давлением является значение нормативного рабочего давления, увеличенного на коэффициент надёжности

по нагрузке.

Температурные воздействия обуславливаются разностью между максимальной (минимальной) температурой стенки трубопровода во время эксплуатации и минимальной (максимальной) температурой, при которой фиксируется расчётная схема трубопровода (свариваются захлесты, привариваются компенсаторы и т. п.).

Весовые нагрузки определяются с учётом веса труб, транспортируемого продукта, противокоррозионного и теплоизоляционного покрытий.

Нормативные значения весовых нагрузок (Н/м) вычисляются по следующим формулам:

– собственный вес трубы:

$$q_{\text{тр}} = 7850 \cdot g \cdot F_{\text{тр}}, \quad (7.1)$$

где g – ускорение свободного падения, м/с²;

$F_{\text{тр}}$ – площадь поперечного сечения трубы, м²;

– вес изоляционного (теплоизоляционного) покрытия:

$$q_{\text{из}} = \frac{\pi}{4} ((D_{\text{из}})^2 - (D_{\text{н}})^2) \gamma_{\text{из}} \quad (7.2)$$

где $D_{\text{из}}$ – диаметр трубопровода с учётом изоляции, м;

$D_{\text{н}}$ – наружный диаметр трубопровода, м;

$\gamma_{\text{из}}$ – плотность изоляционного (теплоизоляционного) покрытия, кг/м³;

– вес транспортируемого газа:

$$q_{\text{газ}} = 2150 \cdot \gamma_{\text{газ}} \cdot g(p_a D_{\text{вн}}^2 / zT), \quad (7.3)$$

где $\gamma_{\text{газ}}$ – плотность газа, кг/м³ (при 0° С и 1013 кПа);

p_a – абсолютное давление газа в газопроводе, МПа;

$D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубы, м;

z – коэффициент сжимаемости газа;

T – абсолютная температура, К.

Допускается вычислять погонный вес природного газа по следующей формуле:

$$q_{\text{газ}} = 10^2 p D_{\text{вн}}^2, \quad (7.4)$$

где p – рабочее давление, МПа;

$$q_{\text{прод}} = \gamma_{\text{н}} g \frac{\pi D_{\text{вн}}^2}{4} \quad (7.5)$$

где $\gamma_{\text{н}}$ – плотность транспортируемой нефти (нефтепродукта).

Упругий изгиб трубопровода появляется в процессе его сооружения на участках, где происходит изменение направления его оси, которое возможно осуществить без применения кривых холодного гнутья. Упругий изгиб трубопровода учитывают при проверке его прочности.

К природным нагрузкам, учитываемым при расчёте балочных переходов, относятся нагрузки от ветра, снега и обледенения.

Нормативную ветровую нагрузку, $q_{\text{вет}}$, (Н/м) для одиночной трубы вычисляют как горизонтальную погонную нагрузку от действия ветра по формуле:

$$q = (q_{\text{н}}^{\text{с}} + q_{\text{н}}^{\text{д}}) D \quad (7.6)$$

где $q_{\text{н}}^{\text{с}}$ – нормативное значение статической составляющей ветровой нагрузки,

Н/м², определяемое согласно СНиП 2.01.07–85;

$q_{\text{н}}^{\text{д}}$ – нормативное значение динамической составляющей ветровой нагрузки,

Н/м², определяемое согласно СНиП 2.01.07 как для сооружений с равномерно распределённой массой и постоянной жёсткостью;

$D_{\text{н.д}}$ – наружный диаметр трубы с учётом изоляционного покрытия и футеровки, м.

Нормативную нагрузку от обледенения, $q_{\text{лед}}$, (Н/м) следует определять по формуле:

$$q_{\text{лед}} = 17bD_{\text{н.и}}, \quad (7.7)$$

где b – толщина слоя гололёда, мм, принимаемая согласно таблице 7.1.

СНиП 2.01.07 в зависимости от района гололёдности.

Нормативную нагрузку от снега, $q_{\text{сн}}$, (Н/м) следует определять по формуле:

$$q_{\text{сн}} = C^{\text{с}} \cdot s_0 \cdot D_{\text{н.и}}, \quad (7.8)$$

где C^c – коэффициент перехода от веса снегового покрова на единицу поверхности земли к снеговой нагрузке на единицу поверхности трубопровода, принимаемый для одиночно проложенного трубопровода равным 0,4;

s_0 – нормативное значение распределённого веса снегового покрова, принимаемое согласно таблице 4 СНиП 2.01.07 в зависимости от снегового района, Н/м.

При расчёте надземных трубопроводов учитывают только одну (или снеговую или нагрузку от обледенения) нагрузку, имеющую большее значение. Для одиночного трубопровода, как правило, нагрузка от обледенения больше, чем от снега. Снеговая нагрузка может быть больше нагрузки от обледенения на участках трубопровода, имеющих пешеходные мостики.

Таблица 7.1 – Значения коэффициентов надёжности по нагрузке

Нагрузка	n
Масса (собственный вес) трубопровода и устройств	1,10
Воздействие предварительного напряжения трубопровода (упругий изгиб и др.)	1,00
Внутреннее давление для газопроводов	1,10
Внутреннее давление для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов диаметром 700-1200 мм с промежуточными НПС без подключения ёмкостей	1,15
Внутреннее давление для нефтепроводов диаметром 700-1200 мм без промежуточных или с промежуточными НПС, работающими постоянно только с подключённой ёмкостью, а также для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов диаметром менее 700 мм	1,10
Масса продукта или воды	1,00
Температурные воздействия	1,00
Снеговая нагрузка	1,40
Гололёдная нагрузка	1,30
Ветровая нагрузка	1,20
Нагрузки и воздействия, возникающие при пропуске очистных устройств	1,20
Нагрузки и воздействия, возникающие при испытании трубопроводов	1,00

Строительные нагрузки – нагрузки, возникающие при выполнении строительно-монтажных работ на трубопроводе и при его испытании. К строительным нагрузкам относят собственный вес испытательной среды, а также возможность образования вакуума при вакуумной осушке трубопровода.

Случайные нагрузки – нагрузки, возникающие с частотой менее 10^{-4} в год на километр газопровода. Причинами возникновения случайных нагрузок могут быть сейсмические воздействия, взрыв, внезапная разгерметизация, пожар, механические повреждения трубопровода.

При расчёте трубопроводов на прочность и устойчивость должно быть учтено наиболее неблагоприятное сочетание функциональных, природных, строительных и случайных нагрузок, которые могут возникнуть одновременно.

В основное сочетание (коэффициент сочетания равен 1,0) включаются: собственный вес трубопровода, вес изоляции и обустройств, вес настила, перил и других элементов конструкции, вес транспортируемого продукта, продольные усилия от внутреннего давления транспортируемого продукта, температурные воздействия.

В дополнительное (к основному) сочетание (с коэффициентом сочетания 0,9) включается нагрузка от обледенения или снега. Дополнительное сочетание нагрузок для трубопроводов является, как правило, наиболее невыгодным, т. е. расчётным. Вертикальная нагрузка при этом определяется по формуле:

$$q = q_{\text{тр}} + q_{\text{из}} + q_{\text{прод}} + 0,9[\max(q_{\text{лед}}, q_{\text{сн}})] \quad (7.9)$$

Расчётные значения нагрузок получают умножением нормативных значений на коэффициенты надёжности по нагрузке, n , приведённые в таблице 7.1.

Вопросы к практическому занятию:

1. Как подразделяются нагрузки и воздействия?
2. Когда проявляется упругий изгиб трубопровода?
3. Какие нагрузки относятся к случайным?

Лабораторная работа №8

Расчёт изгибных напряжений по конфигурации оси балочного перехода

Цель: изучить нагрузки и воздействия, действующие на балочные переходы.

В результате выполнения задания формируется компетенция ПК-23 в части анализа нормативной литературы.

Актуальность темы:

Изгибные напряжения по конфигурации оси балочного перехода являются причинами аварий на магистральных трубопроводах.

Теоретическая часть

Вычисление изгибных напряжений на участке балочного перехода, выполняемое исходя из действующих нагрузок и воздействий, не всегда даёт достоверные результаты. Это обусловлено тем, что при сооружении балочного перехода возможны отклонения от проектных решений и нарушения технологии производства работ. Например, при значительном изменении высотных отметок рельефа местности для обеспечения необходимого положения трубопровода на участках, примыкающих к балочному переходу, надземная часть может быть выполнена путём её дополнительного изгиба, а при сооружении балочного перехода с несколькими пролётами возможно нарушение проектных отметок верха опор. Такие отклонения вызывают возникновение дополнительных изгибных напряжений в стенках трубопровода, которые могут быть достаточно значительными. Оценить наличие дополнительных изгибных напряжений при расчёте балочного перехода исходя из установленных проектом нагрузок и воздействий возможно путём сравнения расчётной и фактической конфигураций трубопровода на участке балочного перехода, однако количественная оценка значений дополнительных изгибных напряжений в этом случае не представляется возможной. Принимая во внимание, что фактическая конфигурация трубопровода является результатом всех приложенных нагрузок и воздействий, определить значения фактических изгибных напряжений становится возможным на основании данных о плано-высотном положении трубопровода балочного перехода. Измерение координат производят геодезическими методами с использованием нивелира и теодолита, а положение подземных участков, примыкающих к конечным участкам балочного перехода, определяют либо контактным способом, применяя отрывку шурфов до верхней образующей трубы, либо бесконтактным, используя трассоискатели. Изгибные напряжения в этом случае вычисляют по формуле:

$$\sigma_{\text{и}} = \frac{ED_{\text{н}}}{2\rho}, \quad (8.1)$$

где ρ – радиус изгиба оси трубопровода, определяемый по данным геодезического обследования положения трубопровода:

$$\rho = \frac{1}{y^{II}(x)}, \quad (8.2)$$

где $y^{II}(x)$ – вторая производная уравнения оси трубопровода.

Уравнение оси трубопровода представляют полиномом P_m m -ой степени.

аппроксимируя координаты x и y , полученные геодезическим методом:

$$y = P_m(x) = a_0 + a_1x^2 + \dots + a_mx^m$$

Степень полинома определяют из минимума сумм квадратов разностей $S_m = \min(S_1; S_2; \dots)$:

$$S = \sum_{i=1}^n [P_m(x_i) - y_i]^2 \quad (8.3)$$

Рекомендуется проводить сглаживание экспериментальных данных на участке балочного перехода, имеющего пять точек контроля с шагом (5-10) D_n . На таком участке, как правило, аппроксимация координат оси (x, y) может быть выполнена квадратичной параболой $y(x) = a_0 + a_1x + a_2x^2$. В этом случае минимальный радиус изгиба оси трубопровода на основании формулы (8.2) составит:

$$\rho = \frac{1}{2a_2}. \quad (8.4)$$

Процедура решения системы (8.6) повторяется для каждой контрольной точки, исключая по две точки на концах балочного перехода.

Для определения коэффициентов a_0, a_1, a_2 решают систему уравнений, полученную на основании метода наименьших квадратов:

$$\begin{cases} na_0 + a_1 \sum_{i=1}^n x_i + a_2 \sum_{i=1}^n x_i^2 = \sum_{i=1}^n y_i, \\ a_0 \sum_{i=1}^n x_i + a_1 \sum_{i=1}^n x_i^2 + a_2 \sum_{i=1}^n x_i^3 = \sum_{i=1}^n x_i y_i, \\ a_0 \sum_{i=1}^n x_i^2 + a_1 \sum_{i=1}^n x_i^3 + a_2 \sum_{i=1}^n x_i^4 = \sum_{i=1}^n x_i^2 y_i. \end{cases} \quad (8.5)$$

Вопросы и задания:

Объект: участок магистрального газопровода III категории; наружный диаметр $D_n = 1220$ мм; толщина стенки $\delta = 12$ мм; материал трубы – сталь 17ГС, для которой $R_1^H = 510$ МПа, $R_2^H = 350$ МПа, модуль упругости $E = 206000$ МПа. Высотные отметки верха трубы (y), полученные в результате геодезической съёмки положения балочного перехода, представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Высотные отметки верха трубы на участке балочного перехода

Номер точки контроля	1	2	3	4	5	6	7
X, м	0	3	6	9	12	15	18
Y, м	97,731	97,732	97,733	97,734	97,736	97,742	97,757
Номер	8	9	10	11	12	13	14

точки контроля							
X, м	21	24	27	30	33	36	39
Y, м	97,782	97,820	97,874	97,946	98,040	98,159	98,304

Результаты расчёта:

В соответствии с вышеприведённой методикой последовательно рассматриваем участки балочного перехода между каждыми пятью контрольными точками, в которых выполняли геодезическую съёмку положения трубопровода, т. е. сначала рассматриваем участок от контрольной точки №1 до контрольной точки №5, затем от контрольной точки №2 до контрольной точки №6 и т. д. Изгибные напряжения, получаемые при рассмотрении каждого участка, соответствуют его середине, т. е. при рассмотрении участка от контрольной точки №1 до контрольной точки №5 получим значения изгибных напряжений в контрольной точке №3, при рассмотрении участка от контрольной точки №2 до контрольной точки №6 получим значения изгибных напряжений в контрольной точке №4 и т. д. Таким образом, после последовательного рассмотрения всех расчётных участков балочного перехода получим распределение изгибных напряжений по его длине от контрольной точки №3 до контрольной точки №12.

Результаты расчёт изгибных напряжений сведены в таблицу 8.2 и показаны на рисунке 8.1.

Максимальное значение изгибных напряжений наблюдается в контрольном сечении №7, находящемся в 18 м от начала перехода. Значение изгибных напряжений составляет 147,7 МПа.

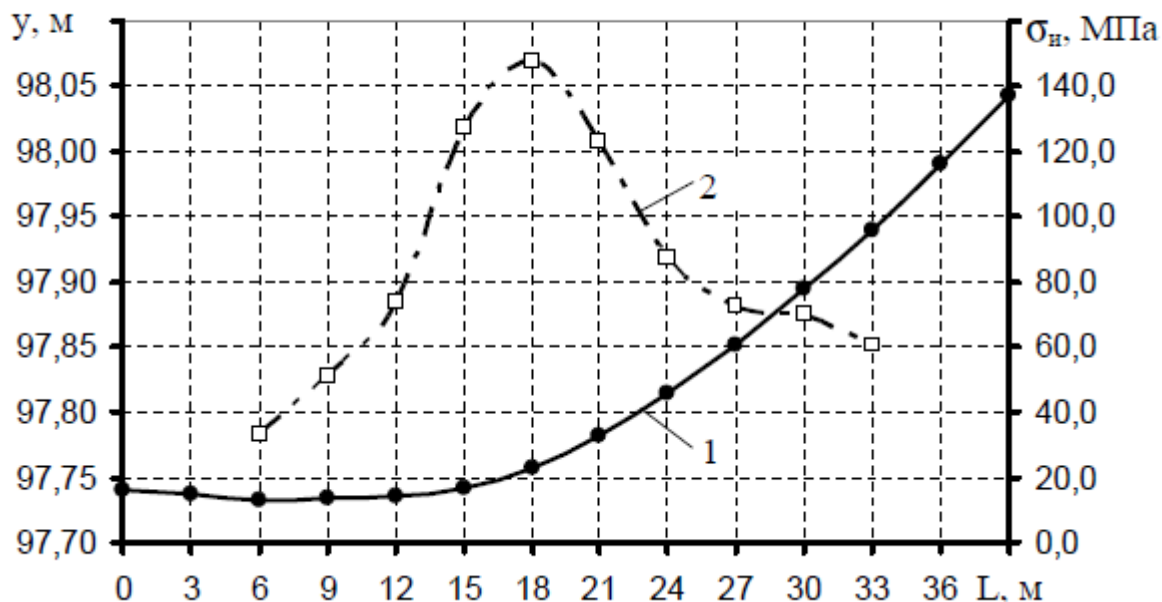


Таблица 8.2- Значения изгибных напряжений в контрольных точках балочного перехода

Номер точки контроля	1	2	3	4	5	6	7
X, м	0	3	6	9	12	15	18
$\sigma_{из}$, МПа	-	-	33,3	51,1	73,6	127,5	147,7
Номер точки контроля	8	9	10	11	12	13	14
X, м	21	24	27	30	33	36	39
$\sigma_{из}$, МПа	123,0	86,8	72,0	69,6	60,4	-	-

Рассмотрев пример расчёта изгибных напряжений по конфигурации оси балочного перехода, студентам предлагается в рамках СРС выполнить аналогичный расчёт по исходным данным таблицы 7.3. Вариант выбирается по последней цифре шифра.

Таблица 8.3 – Исходные данные для расчета

Параметр		Показать следующую страницу (стрелка вправо)									
№ точки	Координаты точки	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
1	X, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Y, м	78,831	84,345	73,876	95,546	89,768	82,328	98,878	91,786	87,657	94,549
2	X, м	3	3	2	2	4	3	2	1	4	3
	Y, м	78,830	84,413	73,435	95,879	89,795	82,456	98,574	91,476	87,453	94,768
3	X, м	5	6	3	6	6	4	5	5	6	6
	Y, м	78,833	84,217	73,354	95,978	89,774	82,876	98,769	91,578	87,323	94,745
4	X, м	7	9	4	9	9	7	6	10	9	8
	Y, м	78,837	84,541	73,789	96,325	89,781	82,349	98,643	91,634	87,657	94,763
5	X, м	8	12	7	12	12	11	11	13	12	12
	Y, м	78,844	84,789	74,265	95,679	89,543	82,745	98,343	91,659	87,454	94,797
6	X, м	11	15	9	15	15	15	15	14	16	15
	Y, м	78,850	84,975	74,765	95,984	89,345	82,897	98,211	91,355	87,987	94,743
7	X, м	12	18	11	20	18	17	19	18	19	19
	Y, м	78,870	85,176	74,890	96,247	88,897	83,011	98,477	91,781	87,551	97,298
8	X, м	14	21	14	22	21	21	21	21	23	23
	Y, м	78,895	85,232	74,322	96,354	89,246	82,768	98,469	91,717	87,141	97,311
9	X, м	16	24	15	24	24	26	23	24	25	25
	Y, м	79,107	85,347	73,879	96,128	89,256	82,788	98,546	92,329	86,987	97,412
10	X, м	19	27	17	27	27	28	27	28	29	28
	Y, м	79,219	84,969	73,657	96,241	89,353	83,089	98,756	91,544	86,954	97,522
11	X, м	20	30	20	30	30	32	32	31	34	32
	Y, м	79,234	84,487	73,346	96,253	89,547	83,143	98,576	91,598	86,968	97,901
12	X, м	21	33	25	34	33	33	34	34	37	35
	Y, м	79,239	84,563	73,582	96,214	89,121	82,633	98,454	92,032	86,768	98,006
13	X, м	22	36	27	39	36	36	37	38	39	38
	Y, м	79,324	85,097	73,784	95,763	88,879	82,789	98,692	92,064	87,067	97,868
14	X, м	25	39	30	43	39	38	41	40	42	41
	Y, м	79,425	85,134	74,169	95,541	88,893	82,597	98,445	91,986	87,089	97,855
$D_{из}$, мм		1220	820	1020	1420	920	1420	1220	920	1420	920

Вопросы к практическому занятию:

1. Как вычисляются изгибные напряжения на участке балочного перехода?
2. Как оценить наличие дополнительных изгибных напряжений?
3. С помощью чего производят измерение геодезических координат?

Лабораторная работа №9

Расчет напряженного состояния трубопровода при изоляционно-укладочных работах

Цель: Рассчитать расстояние между трубоукладчиками и усилия на крюки трубоукладчика при изоляционно-укладочных работах. При известных: наружном диаметре трубы D_n , толщине стенке - δ , марки стали, категории участка строительства.

В результате выполнения задания формируется компетенция ПК-23 в области сооружения магистральных трубопроводов в нормальных условиях.

Актуальность темы:

Изоляционно-укладочные работы занимают важное место при строительстве магистральных трубопроводов.

Теоретическая часть

Общим условием всех схем изоляционно-укладочных работ является перемещение трубопровода, находящегося на бровке траншеи, с помощью трубоукладчика на дно траншеи.

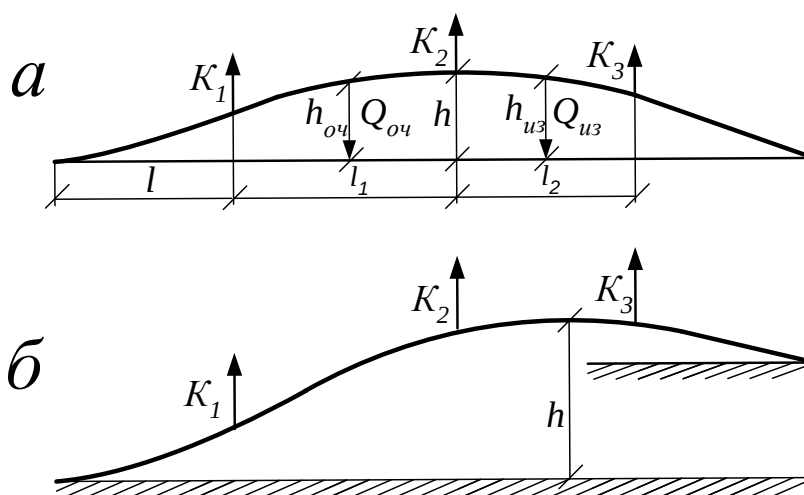


Рисунок 9.1. Расчетная схема трубопровода при изоляционно-укладочных работах: а) симметричная б) несимметричная

При этом трубопровод изгибается как в вертикальной, так и в горизонтальной плоскости. Напряженно-деформированное состояние труб должно быть таким, чтобы в них имели место только упругие деформации. Для предупреждения изломов трубопровода кранами, между трубами или их группами необходимо соблюдать определенное расстояние. По условиям строительства расчетная схема при изоляционно-укладочных работах может быть симметричной (подъем и перемещение трубопровода на одном горизонтальном уровне), и не симметричной - на разных уровнях (рисунок 9.1).

Весь приподнятый над землей трубопровод можно рассматривать как многопролетную неразрезанную балку, в которой имеются две крайние зоны и одна средняя, заключенная между креплениями трубоукладчика.

Как показывают примеры расчетов, наиболее напряженным является первый пролет длиной l :

$$l = 0,246 \cdot \sqrt{\frac{EJh}{q_{тр}}}; \quad (9.1)$$

$$l_2 = 0,246(\beta - \alpha) \cdot \sqrt[4]{\frac{EJh}{q_{тр}}}$$

h - высота подъема трубопровода при укладке, м;

Расстояния между трубоукладчиками l_1 , l_2 определяются по следующим формулам:

$$l_1 = 0,246(\alpha - 1) \cdot \sqrt[4]{\frac{EJh}{q_{тр}}}; l_2 = 0,246(\beta - \alpha) \cdot \sqrt[4]{\frac{EJh}{q_{тр}}} \quad (9.2)$$

;

где h - высота (тах) подъема трубопровода при укладке, м; E – модуль упругости материала трубы, Па; J – осевой момент инерции поперечного сечения трубы, м⁴;

$$J = \frac{\pi \cdot (D_H^4 - D_{BH}^4)}{64} \quad (9.3)$$

$q_{тр}$ - нагрузка от веса трубы, Н/м;

$$q_{тр} = n\gamma_{ст} \frac{\pi \cdot (D_H^2 - D_{BH}^2)}{4} \quad (9.4)$$

коэффициенты α , β - находятся по номограмме (рисунок 9.1) в зависимости от значений a и b , n - коэффициент надежности по нагрузке от веса трубы, $\gamma_{ст}$ - объемный вес стали, Н/м³ (для стали $\gamma_{ст} = 78500$ Н/м³);

$$\alpha = 0,164 \cdot \frac{h_{ог}}{h_{из}}, \quad b = 0,164 \cdot \frac{h_{ог} + h}{h_{из}} \quad (9.5)$$

где $h_{ог}$, $h_{из}$ - высота, на которой работают, соответственно, очистная и изоляционная машины, м.

По номограмме (рисунок 9.2) выбирается два ряда значений α , β , в дальнейшем расчет ведется для двух вариантов, затем выбирается оптимальный, при котором усилия на крюках трубоукладчика будут минимальными.

Эти усилия определяются по формулам:

$$K_1 = q_{тр} \left(0,12 \sqrt{\frac{EJh_{ог}}{q_{из}}} + \frac{l_2}{2} \right) + Q_{ог}$$

$$K_2 = q_{тр} \frac{l_1 + l_2}{2}; \quad (9.6)$$

$$K_3 = q_{тр} \left(0,164 \sqrt{\frac{EJh_{из}}{q_{тр}}} + \frac{l_1}{2} \right) + Q_{из};$$

где K_1 , K_2 , K_3 - усилия на крюках трубоукладчика, Н; $Q_{ог}$, $Q_{из}$ - вес, соответственно, очистной и изоляционной машины, Н.

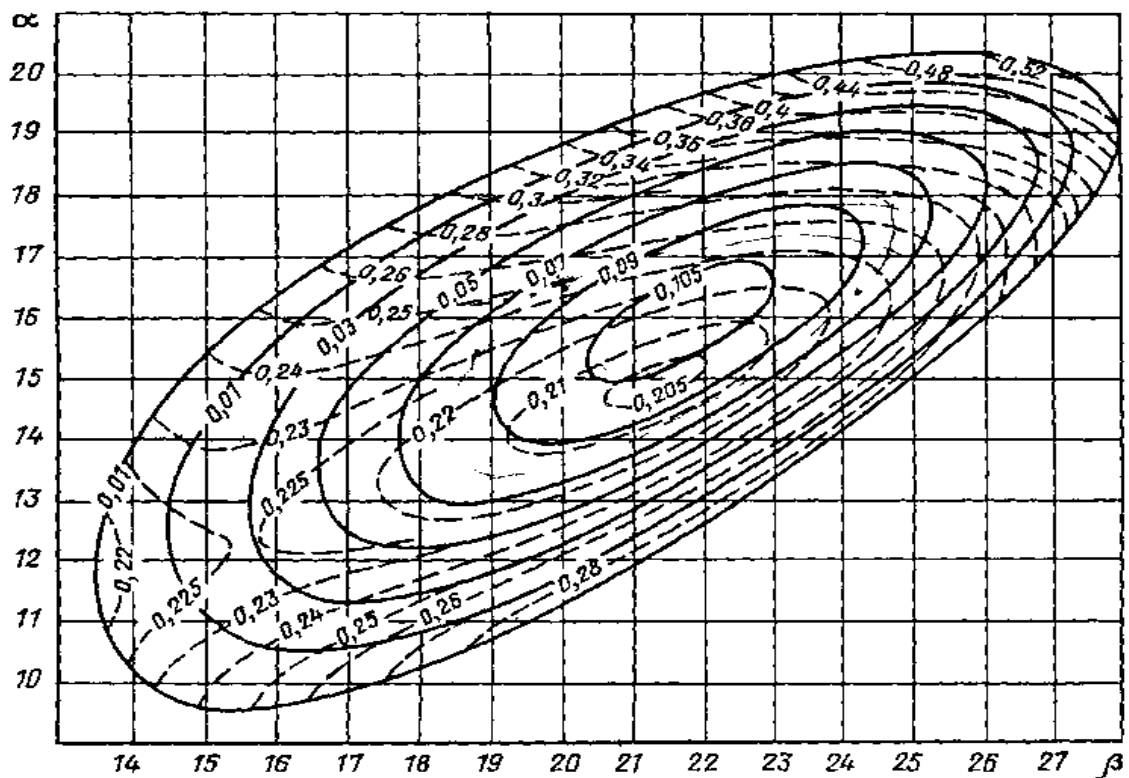


Рисунок 9.2 – Номограмма для определения рациональной расстановки групп трубоукладчиков в изоляционно-укладочной колонне

В процессе проведения изоляционно-укладочных работ каждое сечение трубопровода испытывает при его подъеме значительное напряжение изгиба.

Напряжения от изгиба (Па) в наиболее опасном сечении трубы определяются в зависимости от физико-механических свойств стали и высоты подъема трубы h и рассчитывается по формуле:

$$\sigma = 0,809\sqrt{Eh\gamma_{\text{ст}}} \quad (9.7)$$

Если $\sigma \leq R_2$, то в процессе изоляционно-укладочных работ напряженно-деформированное состояние трубы не вызовет опасений, т.е. не произойдет изломов трубы.

Расчетное сопротивление материала трубы, МПа:

$$R_2 = \frac{m \cdot R_2^H}{K_H \cdot K_T} \quad (9.8)$$

где R_2^H – нормативное сопротивление материала трубы, $R_2^H = \sigma_m$, МПа; m – коэффициент условий работы трубопровода; K_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода; K_T – коэффициент, зависящий от прочностных характеристик стали.

Вопросы и задания:

Пример 1 Расчет напряженного состояния трубопровода при изоляционно-укладочных работах

Рассчитать расстояние между трубоукладчиками и усилия на крюки трубоукладчика, если при изоляционно-укладочных работах работают три трубоукладчика, расчетная схема принята симметричная. Исходные данные: наружный диаметр трубы $D_H = 1220$ мм, толщина стенки - $\delta = 11$ мм, марка стали – 17Г1С-У, категория участка – III, высота (max) подъема трубопровода при укладке – $h = 2,1$ м, высота, на которой работают, соответственно, очистная и изоляционная машины - $h_{оч} = 1,0$ м, $h_{из} = 1,9$ м, вес, соответственно, очистной и изоляционной машины - $Q_{оч} = 4,5$ тс, $Q_{из} = 2,5$ тс (таблица 9.1).

Решение

Определим значения a и b по формуле

$$a = 0,164 \frac{1,0}{1,9} = 0,086; \quad b = 0,164 \frac{1,0+2,1}{1,9} = 0,268$$

По номограмме (рисунок 5.1)

$$\alpha_1 = 17,3 \quad \beta_1 = 21,7 \quad (\text{первый вариант расчета})$$

$$\alpha_2 = 17,6 \quad \beta_2 = 24,2 \quad (\text{второй вариант расчета})$$

Осевой момент инерции поперечного сечения трубы

$$J = \frac{\pi \cdot (D_H^4 - D_{BH}^4)}{64} = \frac{3,14(1,22^4 - 1,198^4)}{64} = 0,0076 \text{ (м}^4\text{)}$$

Нагрузка от веса трубы

$$q_{\text{тр}} = n\gamma_{\text{ст}} \frac{\pi \cdot (D_H^2 - D_{BH}^2)}{4} = 1,1 \cdot 78500 \frac{3,14 \cdot (1,22^2 - 1,198^2)}{4} = 3606 \left(\frac{\text{Н}}{\text{м}} \right)$$

Расстояния между трубоукладчиками (по первому варианту расчета)

$$l_1 = 0,246(\alpha - 1) \cdot \sqrt[4]{\frac{EJh}{q_{\text{тр}}}} = 0,246(17,3 - 1) \sqrt[4]{\frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 0,0076 \cdot 2,1}{3606}} = 125 \text{ (м);}$$

$$l_2 = 0,246(\beta - \alpha) \cdot \sqrt[4]{\frac{EJh}{q_{\text{тр}}}} = 0,246(21,7 - 17,3) \cdot 31,05 = 33 \text{ (м)}$$

Расстояния между трубоукладчиками (по второму варианту расчета)

$$l_1 = 0,246(17,6 - 1) \cdot 31,05 = 127 \text{ (м)}$$

$$l_2 = 0,246(24,2 - 17,6) \cdot 31,05 = 50 \text{ (м)}$$

Усилия на крюках трубоукладчика (по первому варианту расчета)

$$K_1 = q \left(0,12 \sqrt{\frac{EJh_{\text{оч}}}{q}} + \frac{l_2}{2} \right) + Q_{\text{оч}} = 3606 \left(0,12 \cdot 665,3 + \frac{33}{2} \right) + 4,5 \cdot 10^3 \cdot 9,81 = 392378 \text{ (Н)} = 39,2 \text{ тс;}$$

$$K_2 = q_{\text{тр}} \frac{l_1 + l_2}{2} = 3606 \left(\frac{125 + 33}{2} \right) = 284874 \text{ (Н)} = 28,5 \text{ тс;}$$

$$K_3 = q_{\text{тр}} \left(0,164 \sqrt{\frac{EJh_{\text{оч}}}{q}} + \frac{l_1}{2} \right) + Q_{\text{из}} = 3606 \left(0,164 \cdot 917 + \frac{125}{2} \right) + 2,5 \cdot 10^3 \cdot 9,81 = 792674 \text{ (Н)} = 79,2 \text{ тс}$$

Усилия на крюках трубоукладчика (по второму варианту расчета)

$$K_1 = 3606 \left(0,12 \cdot 665,3 + \frac{50}{2} \right) + 4,5 \cdot 10^3 \cdot 9,81 = 423039 \text{ (Н)} = 42,3 \text{ тс}$$

$$K_2 = 3606 \left(\frac{127 + 50}{2} \right) = 319131 \text{ (Н)} = 31,9 \text{ тс;}$$

$$K_3 = 3606 \left(0,164 \cdot 917 + \frac{127}{2} \right) + 2,5 \cdot 10^3 \cdot 9,81 = 796280 \text{ (Н)} = 79,6 \text{ тс.}$$

Из двух вариантов расчета выбираем первый, т.к. в этом случае усилия на крюки трубоукладчика меньше.

Напряжения от изгиба трубопровода при подъеме на высоту h

$$\sigma = 0,809 \sqrt{Eh\gamma_{\text{ст}}} = 0,809 \sqrt{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 2,1 \cdot 78500} = 150,5 \text{ (МПа)}$$

Расчетное сопротивление материала трубы:

$$R_2 = \frac{mR_2^H}{k_2 k_H} = \frac{0,9 \cdot 461}{1,2 \cdot 1,05} = 329,0 \text{ (МПа)}$$

k_2 , k_H – коэффициенты надежности, соответственно, по материалу и по назначению трубопровода, принимаемые.

$150,5 \leq 329,0 \rightarrow$ условие выполняется, т.е. изломов трубы не произойдет.

Задача 1. Рассчитать расстояние между трубоукладчиками и усилия на крюки трубоукладчика, если при изоляционно-укладочных работах используются три трубоукладчика, расчетная схема принята симметричная. Определить напряженное состояние трубопровода при укладке. Исходные данные: наружный диаметр трубы – D_n , толщина стенки – δ , марка стали, высота (max) подъема трубопровода при укладке – h , высота, на которой работают, соответственно, очистная и изоляционная машины – $h_{оч}$, $h_{из}$, вес, соответственно, очистной и изоляционной машины – $Q_{оч}$, $Q_{из}$ (табл. 9.1).

Таблица 9.1 – Исходные данные к задаче

№ вар.	D_n , мм	δ , мм	h , м	$h_{оч}$, м	$h_{из}$, м	$Q_{оч}$, тс	$Q_{из}$, тс
1	530	6	1,9	1,0	1,9	3,8	3,1
2	620	7	1,8	0,9	1,8	3,9	3,2
3	720	8	1,9	1,0	1,9	4,0	3,0
4	820	9	1,2	1,0	1,6	4,2	2,3
5	1020	10	2,1	1,0	2,2	4,4	2,4
6	1220	12	2,1	1,0	1,6	4,5	2,5
7	530	7	1,7	1,0	1,7	3,8	3,1
8	820	8	2,1	1,0	1,9	4,1	2,6
9	1020	9	2,1	1,0	2,0	3,9	2,2
10	1220	11	2,1	1,0	1,9	4,4	2,4
11	530	6	1,8	1,0	1,8	3,6	3,2
12	620	8	1,7	0,9	1,7	4,0	3,1
13	720	8	2,1	1,0	1,6	4,5	2,5
14	820	10	2,2	1,1	2,1	4,2	2,3
15	1020	15	1,9	1,0	1,9	4,6	2,7
16	1220	18	1,9	1,0	1,8	4,5	2,5
17	530	7	1,8	1,0	1,7	3,7	3,0
18	820	8	2,0	1,1	2,0	3,5	3,5
19	1020	9	1,9	1,0	1,9	4,6	2,7
20	1220	14	2,0	1,1	1,9	4,5	2,5
21	720	10	1,9	1,0	1,8	4,0	3,0
22	820	7	2,1	1,2	2,1	4,1	2,6
23	1020	16	2,2	1,1	2,0	4,5	2,5
24	1220	18	1,9	1,0	1,8	4,5	2,5
25	530	10	1,75	0,9	1,6	3,8	3,1
26	1420	18	1,9	1,2	1,8	4,5	2,5
27	820	9	2,0	1,2	1,8	3,5	3,5
28	720	7	2,1	1,0	1,9	4,5	2,5
29	1420	17	2,1	1,0	1,9	4,5	2,5
30	820	9	2,1	1,1	2,0	4,1	2,6
31	820	10	1,8	1,0	1,7	4,5	2,5
32	1020	14	2,1	1,0	1,9	3,9	2,2
33	1420	18	1,8	1,0	1,8	4,5	2,5

34	720	9	2,0	0,8	1,7	4,5	2,5
----	-----	---	-----	-----	-----	-----	-----

Вопросы к практическому занятию:

1. Расчетная схема трубопровода при изоляционно-укладочных работах?
2. Как изгибается трубопровод?
3. Какой пролет является наиболее напряженным?
4. По каким формулам определяется расстояние между трубоукладчиками?

Лабораторная работа №10

Гидравлический расчет нефтяной линии

Цель: выполнить гидравлический расчет нефтяной линии (расчет пропускной способности; расчет начального давления; расчет диаметра трубопровода).

В результате выполнения задания формируется компетенция ПК-23 в области сооружения магистральных трубопроводов в нормальных условиях.

Актуальность темы:

Гидравлический расчет является неотъемлемой частью нашей жизни на планете.

Теоретическая часть

Вопросы сбора и подготовки продукции скважин неразрывно связаны с вопросами эксплуатации добывающих скважин, что обусловлено гидродинамическим единством различных элементов всей системы добычи нефти и газа. Технология и характеристики системы сбора и подготовки продукции оказывают прямое воздействие на процесс эксплуатации добывающих скважин.

Извлечение из залежи пластовой нефти на поверхность осуществляется через систему добывающих скважин. Вместе с нефтью из недр добываются значительные объёмы пластовой воды, как вытесняющего агента, попутный (нефтяной) газ, твёрдые частицы механических примесей (горных пород, затвердевшего цемента). Поэтому скважинная продукция нефтяных месторождений всегда представляет собой сложную многофазную многокомпонентную дисперсную систему.

Промысловое обустройство требует большого объема капитальных вложений, значительная доля которых приходится на сооружение систем сбора и транспорта продукции скважин.

Под системой сбора нефти, газа и воды на нефтяных месторождениях

понимают всё оборудование и систему трубопроводов, построенных для сбора продукции отдельных скважин и доставки её до центрального пункта подготовки нефти, газа и воды.

Система сбора и подготовки нефти включает комплекс промысловых технических средств и установок, соединенных трубопроводами. Обычно на месторождениях применяется напорная герметизированная система сбора и подготовки продукции скважин, почти полностью исключая потери углеводородов.

Единой универсальной системы сбора нефти, газа и воды не существует, так как каждое месторождение имеет свои особенности: размеры, формы, рельеф местности, природно-климатические условия, сетку размещения скважин, способы и объемы нефти, газа и воды, физико-химические свойства пластовых жидкостей и другие.

Гидравлический расчет нефтяной линии добывающих скважин базируется на использовании уравнения Д. Бернулли, записанного относительно выбранной плоскости сравнения для двух сечений (устье добывающей скважины – вход в сепарационную установку):

$$\rho g(z_y - z_c) + (p_y - p_c) + \frac{\rho(v_y^2 - v_c^2)}{2} = \Delta p_{дл} + \Delta p_{мс}, \quad (10.1)$$

где z_y, z_c – соответственно абсолютные величины над плоскостью сравнения устья скважины и сепаратора, м; p_y, p_c – соответственно давления на устье скважины и сепаратор, Па; v_y, v_c соответственно скорость движения нефти на устье скважины и перед входом в сепаратор, м/с; ρ – плотность нефти, кг/м³; $\Delta p_{дл}$ – потери давления на трение по длине при движении нефти до сепаратора, Па; $\Delta p_{мс}$ – потери на местные сопротивления (задвижки, диафрагмы, повороты и т.д.).

Потери напора по длине трубопровода при установившемся движении определяются по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$\Delta p_{дл} = \lambda \frac{l\rho}{d_{вн}} \cdot \frac{v^2}{2}, \quad (10.2)$$

где l – длина выкидной линии, м; $d_{вн}$ – внутренний диаметр выкидной линии, м; v – средняя скорость движения в выкидной линии, м/с; λ – коэффициент гидравлического сопротивления.

$$\Delta p_{мс} = \xi \rho (v_1 - v_2)^2 / 2, \quad (10.3)$$

где ξ – коэффициент потерь на местных сопротивлениях; $(v_1 - v_2)^2$ – потерянная скорость на местном сопротивлении.

Коэффициенты потерь на местных сопротивлениях для различных их видов (внезапное расширение или сужение потока, задвижки, повороты и т. д.) приводятся в справочниках.

Коэффициент гидравлических сопротивлений λ рассчитывается по соответствующим формулам в зависимости от режима движения жидкости.

$$\lambda = f(Re, \varepsilon), \quad (10.4)$$

где Re – число Рейнольдса

$$\varepsilon = 2e/D, \quad (10.5)$$

где e – абсолютная шероховатость стенок трубы.

Число Рейнольдса определяется по формуле:

$$Re = \frac{vD\rho}{\mu}, \quad (10.6)$$

где μ – динамическая вязкость жидкости.

Средняя скорость определяется

$$v = \frac{4Q}{\pi \cdot d_{\text{вн}}}, \quad (10.7)$$

где Q – объемный расход жидкости.

Если $Re < 2320$, то течение жидкости ламинарное (последнее) и шероховатость стенки не оказывает влияние на коэффициент гидравлического сопротивления, λ определяется по формуле Стокса

$$\lambda = \frac{64}{Re}. \quad (10.8)$$

Переходный режим $2320 < Re < 2800$:

$$\lambda = \frac{2,7}{Re^{0,53}}. \quad (10.9)$$

Если $Re > 2800$, то течение жидкости турбулентное. Турбулентное течение характеризуется хаотичным беспорядочным движением частиц жидкости в ядре потока и ламинарным подслоем у стенки трубы. Хаотическое беспорядочное движение частиц жидкости вызывает увеличение затрат энергии на трение жидкости, что приводит к росту коэффициента гидравлического сопротивления. При турбулентном режиме движения жидкости коэффициент гидравлического сопротивления может быть определен по формуле Блазиуса:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}. \quad (10.10)$$

Для простых напорных трубопроводов при течении в них жидкостей гидравлический расчет сводится к решению одной из следующих задач:

- расчет пропускной способности;
- расчет начального давления;
- расчет диаметра трубопровода.

Вопросы и задания

Задача 1

Рассчитать давление на устье p_y добывающей скважины для следующих условий: выкидная линия горизонтальна, местные сопротивления отсутствуют, длина выкидной линии $l = 3600$ м, внутренний диаметр линии $d_{\text{вн}} = 0,1$ м, дебит скважины $Q = 280$ м³/сут, плотность нефти $\rho_n = 865$ кг/м³; давление перед входом в сепаратор $p_c = 1,6$ МПа, вязкость нефти $\mu_n = 5$ мПа·с.

Решение:

Так как выкидная линия горизонтальна, то $z_y = z_c$. Учитывая, что диаметр выкидной линии постоянен, $v_y = v_c$. Тогда уравнение Бернулли записывается в виде:

$$p_y = p_c + \Delta p_{\text{дл}} \quad (1.11)$$

Прежде чем рассчитать $\Delta p_{\text{дл}}$, определяем скорость движения нефти

$$v = \frac{4Q}{\pi \cdot d_{\text{вн}}^2} = 4 \cdot 280 / (86400 \cdot 3,14 \cdot 0,1^2) = 0,413 \text{ м/с.}$$

Рассчитываем число Рейнольдса;

$$Re = \frac{v d \rho}{\mu} = \frac{0,413 \cdot 0,1 \cdot 865}{5 \cdot 10^{-3}} = 7145.$$

Так как число Рейнольдса $Re = 7145 > 2320$, то режим турбулентный и коэффициент гидравлических сопротивлений вычисляем по формуле:

$$\lambda = 0,3164 / Re^{0,25} = 0,3164 / 7145^{0,25} = 0,3164 / 9,194 = 0,0344.$$

Рассчитываем $\Delta p_{\text{дл}}$ по формуле (1.2):

$$\Delta p_{\text{дл}} = 0,0344 \frac{3600 \cdot 865 \cdot 0,413^2}{0,1 \cdot 2} = 0,092 \text{ МПа}$$

Определяем по (1.11) давление на устье скважины

$$p_y = 1,6 + 0,092 = 1,7 \text{ МПа}$$

Таким образом, давление на устье скважины должно быть равным 1,7 МПа.

Задача 2.

Рассчитать давление перед входом в сепаратор для следующих условий: давление на устье скважины $p = 1,82 \text{ МПа}$, длина $L = 14,1 \text{ км}$, дебит скважины $Q_m = 147 \text{ т/сут}$, плотность нефти $\rho_n = 890 \text{ кг/м}^3$, $d_{\text{вн}} = 0,1 \text{ м}$. Выкидная линия горизонтальна. Варианты для расчета представлены в таблице 1.1

Таблица 10.1 – Исходные данные к задаче 1.2:

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Давление на устье, МПа	1,6	1,2	1,8	2,0	1,4	1,6	1,8	1,2	2,0	2,4
Длина выкидной линии, км	15	16	17	14	18	20	19	17	20	14
Дебит скважины т/сут	100	110	120	130	140	150	160	170	180	190
Параметры	Варианты									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Давление на устье, МПа	1,6	1,8	1,2	2,0	2,4	1,6	1,2	1,8	2,0	1,4
Длина выкидной линии, км	15	16	17	14	18	20	19	17	20	14
Дебит скважины т/сут	120	130	140	150	160	200	210	220	230	240
Параметры	Варианты									
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Давление на устье, МПа	1,2	2,0	2,4	1,6	1,2	1,8	2,0	1,4	1,6	1,8
Длина выкидной линии, км	13	17	14	12	18	19	20	21	22	23
Дебит скважины т/сут	200	210	220	230	240	150	160	170	180	190

Вопросы к практическому занятию:

1. Какой нефтепровод называется выкидным?
2. Понятие системы сбора и подготовки продукции скважин.
3. Объясните смысл уравнения Бернулли.
4. Что определяет число Рейнольдса?

Лабораторная работа 11

Расчет пропускной способности вертикального гравитационного сепаратора

Цель: рассчитать пропускную способность вертикального гравитационного сепаратора.

В результате выполнения задания формируется компетенция ПК-23 в области сооружения магистральных трубопроводов в нормальных условиях.

Актуальность темы: Расчет пропускной способности вертикального гравитационного сепаратора производят для оптимальной работы оборудования на производстве.

Теоретическая часть

Конструкция вертикальных сепараторов.

Вертикальные сепараторы имеют четыре секции (рис. 11.1).

Основная сепарационная секция I служит для интенсивного выделения газа из нефти. На работу сепарационной секции большое влияние оказывают степень снижения давления, температура в сепараторе, физико-химические свойства нефти, особенно ее вязкость, конструктивное оформление ввода продукции скважин в сепаратор (радиальное, тангенциальное, использование различных насадок – проволочной сетки, диспергаторов, турбулизирующих ввод газонефтяной смеси с предварительным отделением газа от нефти).

Осадительная секция II, в которой происходит дополнительное выделение пузырьков газа, увлеченных нефтью из сепарационной секции. Для более интенсивного выделения пузырьков газа из нефти ее направляют тонким слоем по наклонным плоскостям, увеличивая тем самым длину пути движения нефти, т. е. эффективность ее сепарации.

Секция сбора нефти III, занимающая самое нижнее положение в сепараторе и предназначенная как для сбора, так и для вывода нефти из сепаратора. Нефть может находиться здесь или в однофазном состоянии, или в смеси с газом – в зависимости от эффективности работы сепарационной и осадительной секций и времени пребывания нефти в сепараторе.

Каплеуловительная секция IV, расположенная в верхней части сепаратора, служит для улавливания мельчайших капелек жидкости, уносимых потоком газа.

В составе групповых замерных установок применение вертикальных аппаратов обеспечивает большую точность замеров расхода жидкости в широком диапазоне дебитов скважин, включая малодебитные.

Однако вертикальные сепараторы имеют и существенные недостатки:

меньшая пропускная способность по сравнению с горизонтальными при одном и том же диаметре аппарата;

меньшая устойчивость процесса сепарации при поступлении пульсирующих потоков;

меньшая эффективность сепарации.

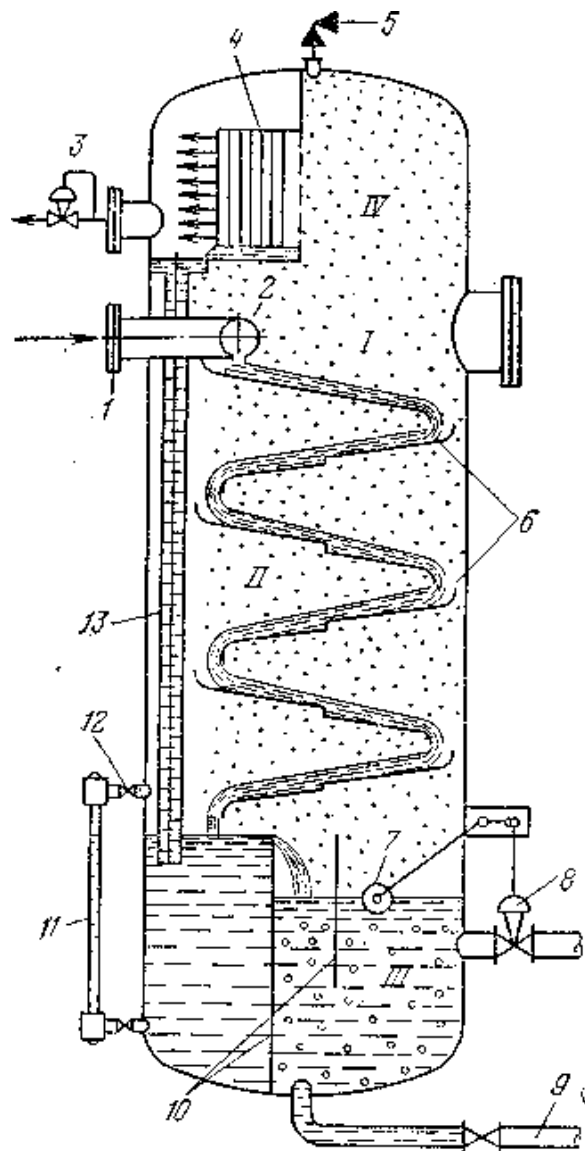


Рисунок 11.1 – Вертикальный сепаратор: I – основная сепарационная секция; II – осадительная секция; III – секция сбора нефти; IV – секция каплеуловительная; 1 – ввод продукции скважин; 2 – раздаточный коллектор; 3 – регулятор уровня «до себя»; 4 – каплеуловительная насадка; 5 –

предохранительный клапан; 6 – наклонные полки; 7 – датчик регулятора уровня поплавкового типа; 8 – исполнительный механизм; 9 – сливной патрубок; 10 – перегородки; 11 – уровнемерное стекло; 12 – отключающие вентили; 13 – дренажная трубка (однородные сепараторы), иногда применяют двухфазные горизонтальные сепараторы.

Расчет данного вида аппарата ведется для газовой и жидкой фаз.

Для газовой фазы рассчитывается пропускная способность сепаратора V_g при, известных диаметре сепаратора D_c , термобарических условиях в нем (p_c T_c) и свойствах фаз (ρ_n , ρ_g , μ_n , μ_g).

Исходя из осаждения в газовом потоке жидких и твердых частиц в поле силы тяжести, максимальная пропускная способность по газу, $m^3/сут$.

$$V_{g.max} = 842 \frac{D_c^2 p_c d_{ж}^2 (\rho_n - \rho_g)}{T_c \mu_{gz}}, \quad (11.1)$$

где $V_{g.max}$ – максимальная пропускная способность сепаратора по газу, расход которого приведен к нормальным условиям, $m^3/сут$; D_c – внутренний диаметр сепаратора, м; $d_{ж}$ – диаметр капли жидкости, м ($d_{ж} = 1 \cdot 10^{-4}$ м); p_c – давление в сепараторе, Па; T_c – температура в сепараторе, К.

Исходя из условий всплытия пузырьков газа в движущейся в сепараторе нефти, максимальная пропускная способность сепаратора по жидкости, $m^3/сут$.

$$Q_{ж.max} = 36964 D_c^2 \frac{d_g^2 (\rho_n - \rho_g)}{\mu_n}, \quad (11.2)$$

где d_g – диаметр пузырька газа, м (можно принять $d_g = 1 \cdot 10^{-3}$ м); μ_n – вязкость нефти Па·с.

Газовый фактор рассчитывается по формуле:

$$\Gamma = \frac{V_{g.max}}{Q_{ж.max}}, \quad (11.3)$$

Задача 1

Рассчитать пропускную способность вертикального гравитационного сепаратора диаметром $D_c = 1,2$ м. Жидкая фаза – нефть плотностью $\rho_n = 852$ $кг/м^3$ (при давлении в сепараторе $p_c = 1,6$ МПа·с, температуре $T_c = 293$ К) и вязкостью при этих условиях $\mu_n = 6$ МПа·с. Плотность газа в нормальных условиях $\rho_{го} = 1,35$ $кг/м^3$. Вязкость газа в условиях сепаратора $\mu_g = 1,3 \cdot 10^{-5}$ Па·с. Коэффициент z принять равным 1.

Решение:

Предварительно вычисляем плотность газа при условиях в сепараторе

$$\rho_g = \rho_{го} \frac{p_c T_{го}}{p_{го} T_c z} = \frac{1,35 \cdot 1,6 \cdot 273}{0,1 \cdot 293 \cdot 1} = 20,12 \text{ кг/м}^3$$

По формуле (2.1) рассчитываем максимальную пропускную способность сепаратора по газу

$$V_{g.max} = \frac{842 \cdot 1,2^2 \cdot 1,6 \cdot 10^6 (1 \cdot 10^{-4})^2 (852 - 20,12)}{293 \cdot 1,3 \cdot 10^{-5} \cdot 1} = 4,23 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Пропускная способность по жидкости

$$Q_{ж.мах} = \frac{36964 \cdot 1,2^2 \cdot (1 \cdot 10^{-3})^2 (852 - 20,12)}{6 \cdot 10^{-3}} = 7380 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Таким образом, при заданных условиях в данном сепараторе будет эффективно сепарироваться нефть с содержанием в ней газа

$$Г = 4,23 \cdot \frac{10^6}{7380} = 573 \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ газа.}$$

Задача 2

Рассчитать пропускную способность вертикального гравитационного сепаратора (расчетные данные смотри в таблице 11.1) диаметром D_c . Жидкая фаза – нефть плотностью ρ_n (при давлении в сепараторе p_c , температуре $T_c = 297 \text{ К}$) и вязкостью при этих условиях $\mu_n = 5,5 \text{ мПа} \cdot \text{с}$. Плотность газа в нормальных условиях $\rho_{го} = 1,25 \text{ кг/м}^3$. Вязкость газа в условиях сепаратора $\mu_r = 1,35 \cdot 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с}$. Коэффициент z принять равным 0,93.

Таблица 11.1 – Исходные данные к задаче 2

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Диаметр D_c , м	1,6	1,2	1,8	2,0	1,4	1,6	1,8	1,2	2,0	2,4
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	850	860	852	865	840	820	870	850	860	840
Давление в сепараторе, МПа	1,6	1,8	1,7	1,5	1,6	1,7	1,6	1,5	1,6	1,7
Параметры	Варианты									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Диаметр D_c , м	1,6	1,8	1,2	2,0	2,4	1,8	2,0	1,4	1,6	1,8
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	855	865	850	860	845	825	875	855	865	845
Давление в сепараторе, МПа	1,4	1,6	1,3	1,35	1,7	1,75	1,5	1,65	1,8	1,45
Параметры	Варианты									
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Диаметр D_c , м	1,2	2,0	2,4	1,8	2,0	1,2	1,8	2,0	1,4	1,6
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	860	845	825	875	855	865	840	820	870	850
Давление в сепараторе, МПа	1,3	1,35	1,7	1,75	1,5	1,7	1,5	1,6	1,7	1,6

Вопросы к практическому занятию:

1. Коэффициенты, характеризующие совершенство сепаратора.
2. Основные категории сепараторов.
3. По каким параметрам рассчитываются сепараторы?

Лабораторная работа 12

Определение условий гидратообразования при транспорте природного газа в заданных технологических условиях

Цель: научиться определять условия гидратообразования при транспорте природного газа в заданных технологических условиях.

В результате выполнения задания формируется компетенция ПК-23 в области безаварийной работы трубопроводов при транспорте газа.

Актуальность темы:

Определение условий гидратообразования при транспорте природного газа в заданных технологических условиях для оптимальной работы оборудования на производстве.

Теоретическая часть

Газовые гидраты – твердые кристаллические соединения образующиеся при определенных термобарических условиях (при отрицательных температурах или положительных температурах до нескольких десятков градусов и весьма высоких давлениях) из воды (жидкая вода, лед, водяные пары) и низкомолекулярных газов. К таким газам относятся природный газ и его составляющие – метан, этан, пропан, кислород, азот, CO_2 и др. газы.

Последствия образования гидратов в трубопроводе:

- создают сопротивление потокам газа;
- закупорка трубопровода;
- срыв гидратной пробки, может привести к разрыву трубопровода;
- повреждение оборудования при добыче.

Методы борьбы:

- поддержание температуры выше точки образования гидратов;
- осушение газов перед трубопроводным транспортом (уменьшение точки росы);
- поддержание давления ниже точки образования гидратов;
- введение ингибиторов гидратообразования (для предотвращения затвердевания смеси).

Основными факторами гидратообразования являются влажность газа, его состав, давление и температура в газопроводе.

Применяемые ингибиторы (метанол CH_3OH , этиленгликоль, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль, 30%-ный раствор хлористого кальция и т. д.) процессов гидратообразования способствует снижению температуры гидратообразования.

Необходимый расход ингибитора можно вычислить по следующей формуле:

$$q = (W_1 - W_2) \cdot C_2 / (C_1 - C_2), \text{ кг/1000 м}^3 \quad (12.1)$$

где W_1 , W_2 – содержание влаги в газе до и после ввода ингибитора, кг/1000 м³ газа; C_1 , C_2 – массовая концентрация свежего и отработанного ингибитора, %.

Влагосодержание газа определяется для данных термобарических условий по рис. 3.1.

Температура начала гидратообразования t_z определяется по рис. 12.2 для заданных относительной плотности газа и начального давления газопроводе.

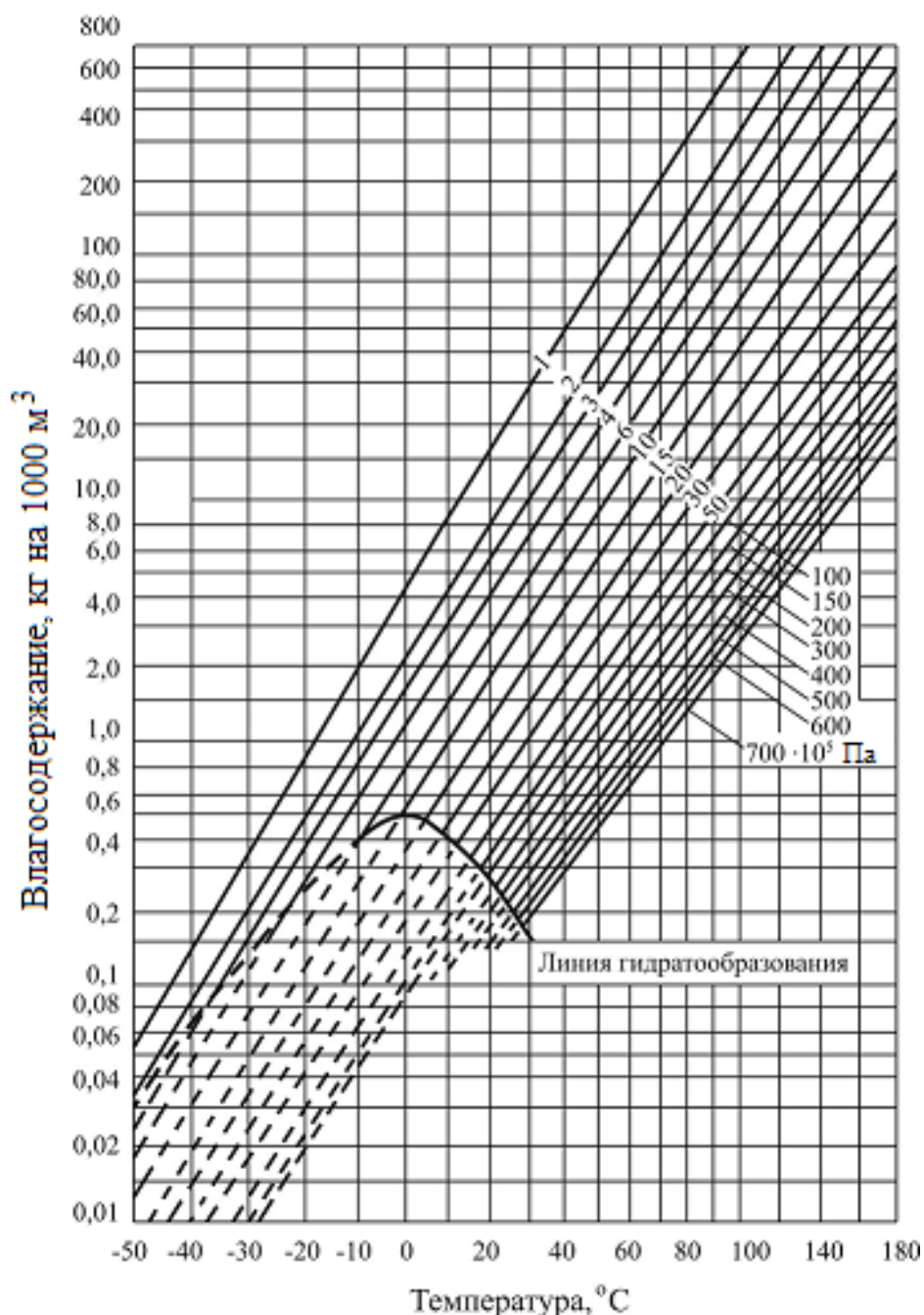


Рисунок 12.1 – Влагосодержание природных газов в зависимости от давления и температуры

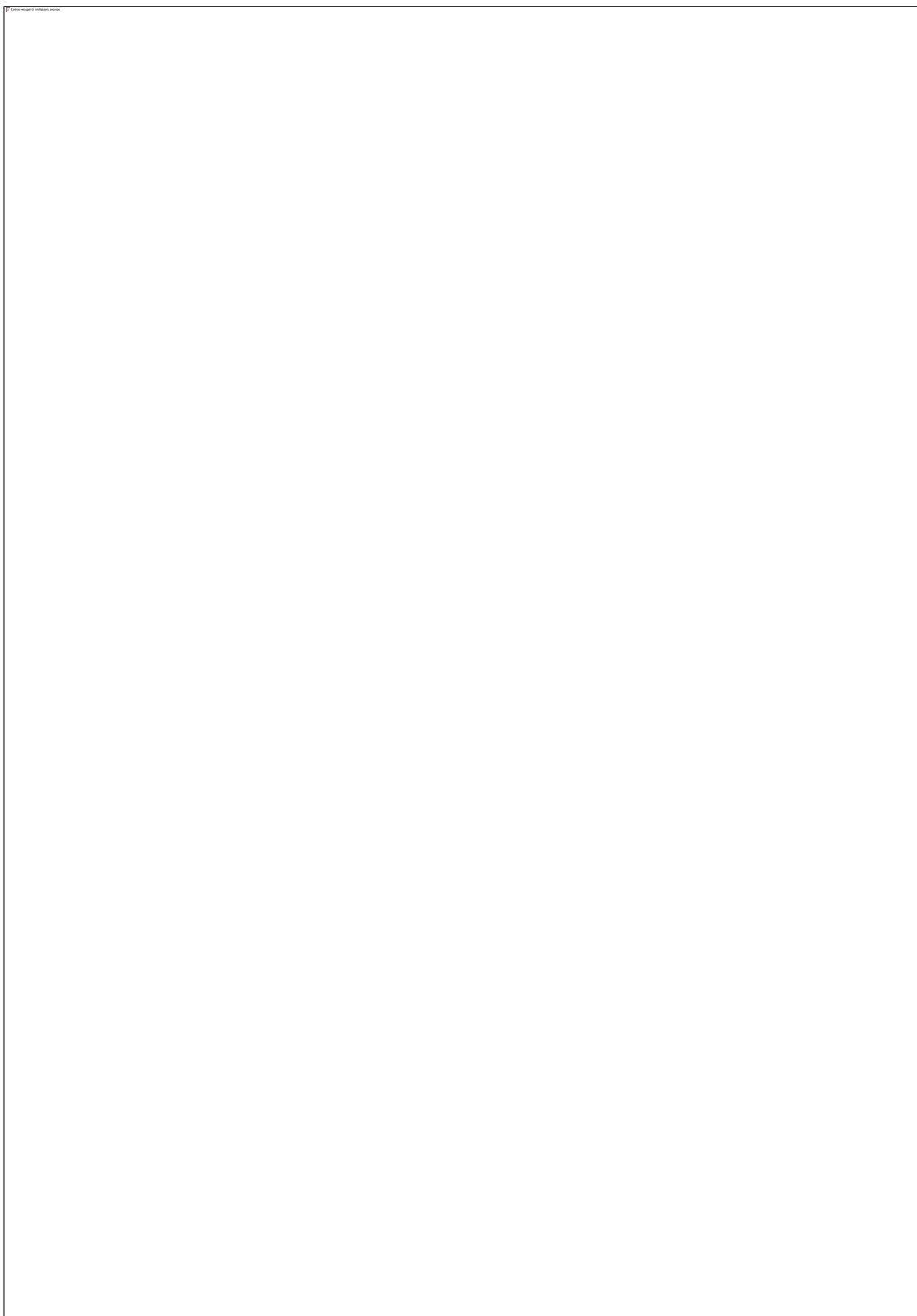


Рисунок 12.2 – Кривые равновесных условий гидратообразования в зависимости от относительной плотности газа

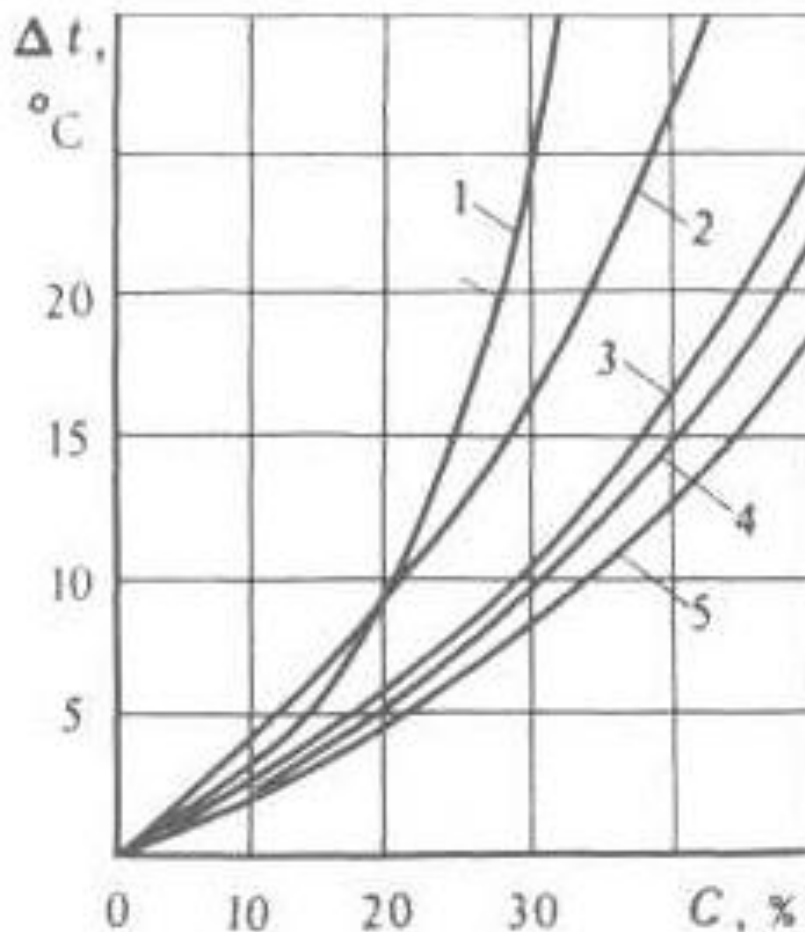


Рисунок 12.3 – Зависимости снижения температуры образования гидратов от массового содержания различных химических агентов: 1 – CaCl_2 ; 2 – $\text{CH}_3 \text{OH}$; 3 – триэтиленгликоль; 4 – диэтиленгликоль (ДЭГ); 5 — этиленгликоль.

Затем вычисляется понижение равновесной температуры

$$\Delta t = t_r - t_k \quad (12.2)$$

где t_r – температура начала гидратообразования, °C; t_k – температура в конце газопровода, °C.

При известном понижении равновесной температуры Δt по рис. 12.3 определяют массовое содержание отработанного агента C_2 . Рассчитывая по (12.1) q_a определяют суточный расход агента

$$q_{\text{сут}} = q_a \cdot V_r, \quad (12.3)$$

где V_r – суточное количество транспортируемого по газопроводу газа, тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$.

Вопросы и задания

Задача 1

Рассчитать количество ингибиторов для следующих условий движения газа по газопроводу: начальное движение газа в газопровode 0,981 МПа (10

кгс/см²) и температура 0 °С; количество газа, транспортируемого по газопроводу, равно 900 тыс. м³/сут. Относительная плотность газа по воздуху 0,7.

Решение:

Согласно номограмме, количества влаги в начале газопровода $W_2 = 2,0$ кг на 1000 м³ газа. Разность $W_1 - W_2$ даст количество воды, конденсирующейся на каждых 1000 м³ газа:

$$\Delta W = W_1 - W_2 = 2.2 - 2.0 = 0.2 \text{ кг}$$

Температура начала образования гидратов определяется из графика. Для нашего случая она будет +3,5 °С. Величина понижения равновесной температуры Δt , определяется по рисунку, для раствора хлористого кальция составит:

$$\Delta t = 3,5 - 0 \text{ °С} = 3,5 \text{ °С}$$

По графику находим, что для $\Delta t = 3,5 \text{ °С}$ концентрация отработанного раствора хлористого кальция равна 10% масс. По уравнению определяем удельный расход 30%-ного раствора:

$$q = 0,2 \cdot 10 / (30 - 10) = 0,2 \text{ кг на } 1000 \text{ м}^3$$

Суточный расход составит:

$$q_{\text{сут}} = 0,2 \cdot 900 = 180 \text{ кг}$$

Определим количество ДЭГ, которое следует ввести в поток газа для предотвращения образования гидратов при условиях, рассмотренных выше.

Начальная концентрация ДЭГ $C_1 = 80\%$. Для $\Delta t = 3,5 \text{ °С}$ по графику определяем $C_2 = 12,5\%$ – концентрацию отработанного ДЭГ, которую надо поддерживать для указанной величины снижения температуры начала образования гидратов. По уравнению определяем удельный расход гликоля:

$$q = 0,2 \cdot 12,5 / (80 - 12,5) = 0,39 \text{ кг на } 1000 \text{ м}^3$$

Суточный расход ДЭГ составит:

$$q_{\text{сут}} = 0,39 \cdot 900 = 351 \text{ кг}$$

Задача 2

Рассчитать количество ингибиторов гидратообразования, подаваемых в газопровод. Условия движения газа Определены давлением (P_n) и температурой газа (t_n) в начале газопровода и давлением (P_k) и температурой (t_k) в конце газопровода. Известно количество транспортируемого газа (Q) и плотность газа по воздуху, а так же начальные концентрации ингибиторов (C_1) см. таблицу 12.1.

Таблица 12.1 – Исходные данные к задаче 2

№ Варианта	P_n , МПа	t_n , °С	P_k , МПа	t_k , °С	$Q \cdot 10^{-3}$, м ³ /сут	ρ	C_1 ,% метанол	C_1 ,% ДЭГ	C_1 ,% CaCl ₂
1	1,2	20	0,2	-8	850	0,8	95	-	30
2	0,6	10	0,2	-8	880	0,8	-	75	30
3	1,5	25	0,3	-2	850	0,7	95	75	-
4	1	10	0,2	-12	830	0,7	93	75	-

5	1	15	0,2	-10	920	0,7	94	80	-
6	1,2	20	0,2	-8	870	0,6	94	77	-
7	1,5	20	0,5	0	850	0,8	95	75	-
8	1	15	0,2	-10	800	0,7	-	80	30
9	1,2	20	0,2	-6	875	0,6	90	78	-
10	1	15	0,2	-10	940	0,6	93	80	-
11	1,8	25	1	5	880	0,7	95	70	-
12	4	25	0,2	-12	830	0,6	95	70	-
13	0,8	20	0,2	-15	860	0,7	80	78	-
14	1	30	0,2	-2	800	0,8	-	75	30
15	1,5	15	0,6	0	850	0,7	93	70	-
16	0,98	20	0,19	-7	900	0,7	90	72	-
17	1	22	0,3	0	920	0,6	92	-	30
18	2	25	0,5	0	850	0,8	93	80	-
19	2,5	25	0,2	-10	880	0,7	95	70	-
20	3	30	0,2	-6	850	0,6	80	78	-
21	4	30	0,2	-10	830	0,6	-	75	30
22	5	30	1	5	920	0,7	93	70	-
23	7,5	30	0,2	-15	870	0,7	90	72	-
24	10	30	0,2	-2	875	0,8	92	-	30
25	1,25	15	0,6	0	940	0,7	90	78	-
26	0,8	10	0,19	-7	880	0,8	93	80	-
27	0,4	15	0,3	0	860	0,8	95	70	-
28	2	20	0,2	-8	800	0,7	80	78	-
29	2,5	30	0,2	-8	880	0,7	90	78	-
30	3	20	0,3	-2	850	0,7	93	80	-

Вопросы к практическому занятию:

1. Понятие газовых гидратов.
2. Последствия образования газовых гидратов.
3. Условия образования газовых гидратов.
4. Методы борьбы с гидратообразованием.

Лабораторная работа 13

Расчет изменения гидравлических параметров транспорта нефти в результате отложения парафинов на внутренней стенке трубопроводов

Цель: рассчитать изменения гидравлических параметров транспорта нефти в результате отложения парафинов на внутренней стенке трубопроводов.

В результате выполнения задания формируется компетенция ПК-23 в области сооружения магистральных трубопроводов в нормальных условиях.

Актуальность темы:

Отложение парафинов на внутренней стенке трубопровода затрудняет движение транспортируемых углеводородов.

Теоретическая часть

Парафиновые отложения, отлагающиеся на стенках трубопроводов представляет смесь твёрдых парафиновых углеводородов состава $C_{17}H_{36}$ - $C_{36}H_{74}$ и гибридных углеводородов → церезинов → алкано-нафтенового состава $C_{36}H_{74}$ - $C_{71}H_{144}$.

Технический парафин представляет из себя смесь:

Парафины 10-75%

Смолы 10-30%

Асфальтены 2-5%

Связная нефть до 60%

Твёрдые метановые углеводороды, парафины, присутствуют практически во всех нефтях, их содержание может колебаться от следов до 20-28%.

Иногда их влияние на технологию и технику добычи, сбора и транспорта, подготовку и переработку нефти может быть решающим.

Состояние парафинов в нефти зависит от температуры и давления.

Они хорошо растворяются в нефти только при повышенной температуре ($40^{\circ}C$ и более) температуре. Т.к. пластовая температура нефтяной залежи в большинстве случаев выше $40^{\circ}C$, то можно принять, что парафины в пластовых условиях образуют в нефти гомогенный раствор.

При извлечении нефти, т.е. при снижении давления, температуры и разгазировании, её растворяющая способность по отношению к парафинам уменьшается. Это приводит к перенасыщению нефти парафином и переходу части в кристаллическое состояние. Но этот переход может осуществиться только на какой-то поверхности. Центрами кристаллизации служат выступы, шероховатости поверхности труб и механические взвеси в потоке нефти.

Механизм отложения парафина

В результате охлаждения нефти под воздействием более холодной окружающей среды в тонком пристенном слое возникает радиальный температурный градиент. Существование радиального температурного градиента приводит к образованию градиента концентрации растворённого парафина. За счёт этого происходит движение растворённых частиц парафина к стенке трубы под действием молекулярной диффузии. По достижении частицами парафина стенки трубы или границы твёрдых отложений происходит их кристаллизация и выделение из раствора.

Если температура в пристенном слое ниже уровня, при котором парафин начинает выпадать из нефти, то и в потоке нефти будут содержаться кристаллы парафина, а жидкая фаза будет находиться в состоянии термодинамического равновесия с твёрдой фазой. С уменьшением

температуры масса кристаллов парафина, взвешенных в нефти, увеличивается, а количество растворённого парафина – уменьшается.

Кристаллы парафина и их скопления, возникшие непосредственно на внутренней поверхности труб, и образуют парафиновые отложения. Кристаллы парафина, образовавшиеся в объёме нефти, в формировании отложений практически не участвуют.

Факторы влияющие на отложение парафинов

НЕБХОДИМЫМИ условиями образования отложений являются следующие:

- присутствие в нефти достаточного количества высокомолекулярных углеводородов парафинового ряда;

- снижение температуры потока нефти до значений, при которых возможно выделение их нефти твёрдой парафиновой фазы. Необходимые температурные условия возникают прежде всего на внутренней стенке трубы;

- достаточно прочное сцепление парафиновых отложений с поверхностью трубопровода, исключающее возможность полного смыва отложений потоком нефти. Кроме того, выявлена роль ещё ряда факторов. Основными из них являются:

- перепад температур: с увеличением разницы между температурами окружающей среды и потока нефти количество отлагающегося парафина пропорционально возрастёт;

- давление и газовый фактор: при давлении выше давления насыщения температуры начала выпадения парафинов возрастает с увеличением давления. Если давление ниже давления насыщения, то при снижении давления наблюдается рост температуры начала кристаллизации, что объясняется увеличением объёма выделяющегося газа, который существенно влияет на растворимость парафина в нефти и температуру (понижается) нефтегазового потока;

- скорость течения: интенсивность накопления отложений с увеличением скорости потока нефти сначала растёт вследствие увеличения массопереноса, а затем – снижается. Такой характер зависимости обусловлен факторами, определяющими динамическое равновесие между механическими свойствами отложившегося парафина и гидродинамическими характеристиками потока нефти. При высоких скоростях течения поток смывает отложившийся парафин со стенок труб, что объясняется превосходством сил касательных напряжений над силами сцепления между частицами парафина и поверхностью трубы;

- свойства поверхности: на НАЧАЛЬНОЙ стадии

ИНТЕНСИВНОСТЬ запарафинивания зависит от свойств поверхности трубопровода, т.к. шероховатость при развитом турбулентном режиме интенсифицирует перемешивание, а, следовательно, и выделение газа и парафина. Однако после образования слоя парафина небольшой толщины скорость накопления отложений парафина уже не зависит от чистоты

обработки поверхности. От характеристик поверхности зависит прочность СЦЕПЛЕНИЯ парафиновых отложений с поверхностью. С увеличением степени полярности материала и чистоты обработки поверхности сцепление ослабевает, и смыв парафиновых отложений будет происходить при меньших скоростях потока нефти.

- обводнённость продукции и: с увеличением доли воды в потоке интенсивность отложения снижается по двум причинам:

- 1) Из-за увеличения суммарной теплоёмкости (теплоёмкость воды выше, чем теплоёмкость нефти) температура потока повышается, что приводит к уменьшению отложения парафина;

- 2) Из-за изменения характера смачиваемости поверхности;

- асфальто-смолистые вещества: образование плотных, трудноудаляемых с металлической поверхности парафиновых отложений происходит только при наличии в нефти асфальто-смолистых веществ. В их присутствии поверхность отложений имеет развитую шероховатость. При отсутствии – поверхность становится идеально гладкой, а отложения представляют собой слой с рыхлой структурой и низкими механическими характеристиками. Т.е. парафин – основной материал отложений, а смолы обладают цементирующими свойствами. Установлено, что чем больше смол имеется в нефти, тем более плотные отложения образуются на поверхности;

- компонентный состав нефти: он него зависит растворяющая способность нефти относительно парафина. Чем больше выход светлых фракций (выкипающих до 350 °С) тем больше выпадет парафина;

- плотность нефти: чем тяжелее нефть, тем хуже она растворяет парафин, т.е. тем интенсивнее будут выпадать из такой нефти парафины;

- влияние времени: с течением времени количество отложившегося парафина возрастает. Наибольшая интенсивность парафинизации наблюдается в начале процесса, затем скорость роста отложений снижается из-за уменьшения теплоотдачи от нефти во внешнюю среду вследствие увеличения толщины отложившегося слоя парафина.

Последствия выпадения парафина

- увеличиваются гидравлические сопротивления, снижается пропускная способность трубопровода;

- изменяются реологические свойства нефти, вплоть до образования структуры во всём объёме нефти и потери текучести;

- микрокристаллы парафина, кристаллизуясь на границе раздела фаз вода-нефть, стабилизируют водонефтяную эмульсию. Впоследствии на стадии подготовки нефти для разрушения такой эмульсии потребуются повышенная температура и деэмульгаторы.

Способы борьбы с парафинизацией трубопроводов

- а) предупреждение отложений парафина;

- б) удаление отложений.

1. Применение высоконапорных систем сбора скважинной продукции.

2. Применение депрессорных добавок.
3. Термообработка нефти
4. Покрытие внутренней поверхности трубопровода полярными материалами, обладающими низкой адгезией к парафину и имеющих гладкую поверхность.
5. Применение холодильников – кристаллизаторов.
6. Применение подогревателей (устьевых, путевых)
7. Механическая очистка выкидных линий от парафиновых отложений с помощью резиновых шаров.
8. Тепловой способ очистки трубопроводов от парафиновых отложений.

При движении в трубопроводе нефти и воды может образоваться трудноразделимая смесь этих жидкостей, называемая нефтяной эмульсией. В большинстве случаев при добыче нефти образуются эмульсии типа «вода в нефти». Отличительной особенностью их является то, что вода в виде мельчайших капелек располагается внутри нефти.

Способы разрушения нефтяных эмульсий на промыслах заключаются в воздействии на защитную оболочку капли воды, приводящем к уменьшению прочности этой оболочки и слиянию капелек воды.

Для подогрева продукции скважин в выкидных линиях применяют в качестве устьевых подогревателей блочную газовую печь типа УН-0,2 и подогреватели нефти типа ПТТ-0,2, а для подогрева продукции скважин в нефтегазосборных коллекторах – путевые подогреватели типа ПП-0,4, ПП-0, 63 и ПП-1,6, а также трубопроводные обогреватели типа ПТ.

Путевые подогреватели типа ПП-0,4, ПП-0, 63 и ПП-1,6 представляют собой печи блочные с водяным теплоносителем (рисунок 13.1). Они состоят из цилиндрической горизонтальной ёмкости 15 с трубным змеевиком 17 и топочного устройства, включающего газовую горелку 12 с запальником, жаровую трубу 16 и дымовую трубу 8. Межтрубное пространство ёмкости 15 заполнено теплоносителем, в качестве которого используют воду или вводный раствор диэтиленгликоля. Ёмкость установлена на основании 19 сварной конструкции. На её наружной поверхности размещены патрубки подвода и отвода нефти или нефтяной эмульсии 1 и 2, ртутный термометр 3, лестница 4, патрубки для указателя уровня 10, ограждение 11, газовый коллектор 13 с кожухом 14; подвода 5 и отвода 18 воды, расширительный бачок 6, опора дымовой трубы 7 для её установки в транспортное положение, продувная свеча 9.

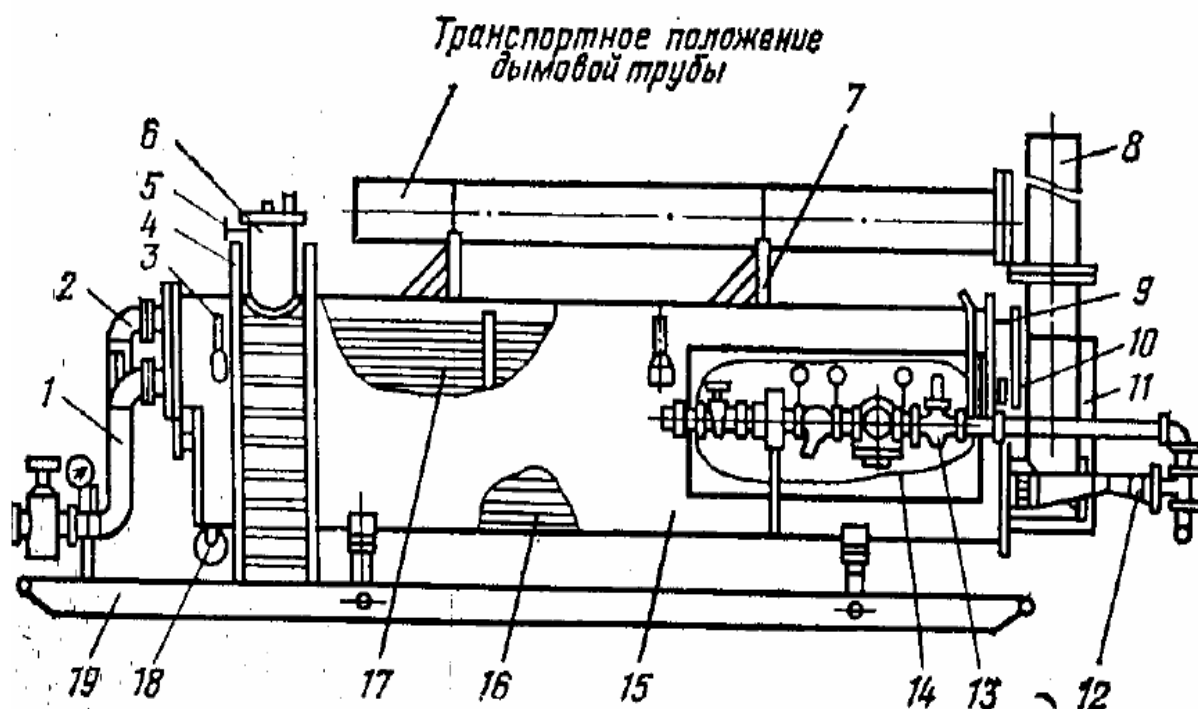


Рисунок 13.1 – Путевой подогреватель ПП-0,63: 1, 2 – патрубки; 3 – ртутный термометр; 4 – лестница; 5 – подвод воды; 6 – расширительный бачок; 7 – опора дымовой трубы; 8 – дымовая труба; 9 – продувная свеча; 10 – патрубки для указателя уровня; 11 – ограждение; 12 – газовая горелка; 13 – газовый коллектор; 14 – кожух; 15 – цилиндрическая горизонтальная емкость; 16 – жаровая труба; 17 – трубный змеевик; 18 – отвод воды; 19 – основание сварной конструкции.

Теплота, выделяемая при сгорании газа в жаровой трубе, расположенной внутри ёмкости 15, которая, омывая трубный змеевик, подогревает нефть или нефтяную эмульсию, прокачиваемую по трубному змеевику.

Путевые подогреватели ПП-0,4 и ПП-0,63 оборудованы одним топочным устройством и одним трубным змеевиком, а путевой подогреватель ПП-1,6 оборудован двумя топочными устройствами, расположенными на двух днищах, и двумя трубными змеевиками, соединенными последовательно.

Путевые подогреватели оснащены приборами контроля и автоматического регулирования – техническими термометрами, электроконтактными термометрами, манометрами, указателем уровня, регулятором температуры и регулятором давления. Путевой подогреватель типа ПП-1,6 оснащен также системой автоматики «Сигнал», состоящей из сигнализатора пламени «Пламя 1» и блока автоматики безопасности УАБ, электроимпульсного запальника и отключающего клапана. Техническая характеристика путевых подогревателей представлена в таблице 5.1.

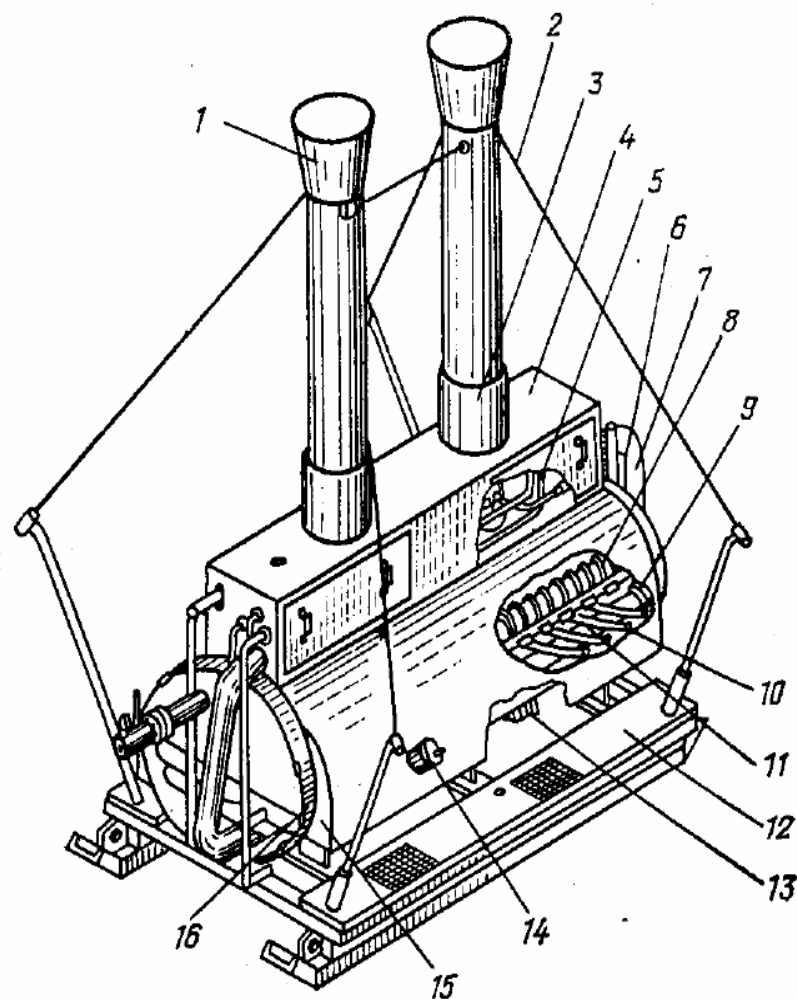


Рисунок 13.2 – Подогреватель трубопроводный ПТ-160/100 М: 1 – дымовые трубы; 2 – растяжки; 3 – дымовые отсекатели; 4 – обогреваемый шкаф; 5 – топливная обвязка; 6 – цилиндрическая емкость; 7 – газовоздушный коллектор; 8 – трубы с витым оребрением; 9 – пламепреградитель; 10 – калорифер; 11 – пламераспределитель; 12 – основание сварной конструкции; 13 – щелевые кассеты; 14 – окно; 15 – обтекатель; 16 – решетка.

Подогреватель трубопроводный ПТ-160/100М представляет собой трубчатую радиантно-конвентивную печь, состоящую из совмещенной камеры, выполненной в виде цилиндрической ёмкости 6 и установленной на данном основании 12 сварной конструкции и калорифера, выполненного из труб с продольным оребрением 10, расположенных над пламераспределителем 11, и труб с витым оребрением 8 (рисунок 13.2). Опорой для калорифера служит решетка 16. Радиантно-конвентивная камера снаружи окружена обтекателем 15, предназначенным для создания системы вентиляции, а также для теплоизоляции. Топливный газ поступает в обогреваемый шкаф 4, внутри которого находится топливная обвязка 5 с приборами контролера и автоматики. На газовоздушном коллекторе 7, подводящим газ к пламераспределителю 11, установлен пламепреградитель 9.

9, исключаящий проникновение пламени в топливный шкаф. Приготовленная в инжекторных горелках смесь поступает в пламераспределитель, на выходе отверстия которого она сгорает. Тепло передается через трубы калорифера продукции.

Дымовые газы выходят через дымовые трубы 1, закрепленные растяжками 2. В нижней части дымовых труб расположены дымовые отсекатели 3, предназначенные для более полного использования тепла уходящих дымовых газов при обогреве топливного шкафа 4. Для повышения безопасности и дополнительного подсоса воздуха, необходимого для горения, в радиантноконвентивной камере предусмотрены взрывные окна, снабженные щелевыми кассетами 13. В обтекателе 15 имеется окно 14 для переносного запальника и наблюдения за процессом горения.

Таблица 13.1 – Техническая характеристика путевых подогревателей.

Параметры	Подогреватели марки		
	ПП-0,4	ПП-0,63	ПП-1,6
Пропускная способность по жидкости, т/сут.	750	1150	2350
Номинальная тепловая мощность, МВт	0,46	0,73	1,86
Объем ёмкости, м ³	11	11	85
Рабочее давление, МПа			
жидкости в змеевике	5,0	6,4	6,4
топливного газа перед горелкой	0,07 – 0,15	0,07 – 0,15	0,18
Расход топливного газа, м ³ /ч	45	75	180
Масса, т	12,45	12,9	44,6

Температура нагрева не должна превышать температуру разложения деэмульгатора, вводимого в трубопровод для разрушения нефтяной эмульсии

Техническая характеристика подогревателя трубопроводного типа ПТ-160/100М приведена в таблице 13.2.

Таблица 13.2 – Техническая характеристика подогревателя трубопроводного типа ПТ-160/100М

Параметры	
Пропускная способность по жидкости, т/сут	500
Номинальная тепловая мощность, МДж/ч	6700
Условный диаметр труб калорифера, мм	100
Рабочее давление, МПа	1,6
нагреваемой жидкости	1,2
топливного газа	
Температура нагрева, °С	70
Расход топливного газа, м³/ч	300
Масса, кг	11000

Требования к оформлению работы

Вопросы и задания

Задача 1

При перекачке нефти вязкости $\nu = 0,04 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$, с расходом $Q=7,85 \text{ дм}^3/\text{с}$ по трубопроводу внутренним диаметром $d=100 \text{ мм}$ и абсолютно эквивалентной шероховатости $\Delta=0,2 \text{ мм}$ постепенно на его стенках образовался слой парафина толщиной $\delta=5 \text{ мм}$.

Рассчитайте, во сколько раз изменятся потери напора на трение?

Решение:

Для расчёта потерь напора на трение используем формулу Дарси-Вейсбаха:

$$h_{\text{тр}} = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{W^2}{2g}, \text{ м} \quad (13.1)$$

где $h_{\text{тр}}$ - потеря напора на преодоление трения по длине трубопровода круглого сечения при любом установившемся режиме течения; λ – коэффициент гидравлического сопротивления, который зависит от числа Рейнольдса (Re) и относительной шероховатости стенки трубопровода; L – длина трубопровода, м; d – внутренний диаметр, м; W – средняя скорость, м/с; g – ускорение силы тяжести, равное $9,81 \text{ м/с}^2$.

Чтобы ответить на вопрос задачи, нужно найти отношение потерь напора на трение в запарафиненном трубопроводе к потерям в трубопроводе без отложений:

$$\frac{h_2}{h_1} = \frac{\lambda_2}{\lambda_1} \cdot \frac{d_1}{d_2} \cdot \frac{W_2^2}{W_1^2}. \quad (13.2)$$

Произведём расчёт всех неизвестных величин:

1. Диаметр запарафиненного трубопровода:

$$d_2 = d_1 - 2 \cdot \delta. \quad (13.3)$$

$$d_2 = 100 - 2 \cdot 5 = 90 \text{ мм.}$$

2. Скорость потока жидкости в трубопроводе без отложений:

$$W_1 = \frac{Q}{S_1} = \frac{Q}{0,785 \cdot d_1^2}, \text{ м/с} \quad (13.4)$$

$$W_1 = \frac{7,85 \cdot 10^{-3}}{0,785 \cdot 0,1^2} = 1 \text{ м/с.}$$

3. Скорость потока жидкости в запарафиненном трубопроводе:

$$W_2 = \frac{Q}{S_2} = \frac{Q}{0,785 \cdot d_2^2}, \text{ м/с}$$

$$W_2 = \frac{7,85 \cdot 10^{-3}}{0,785 \cdot 0,09^2} = 1,23 \text{ м/с.}$$

4. Параметр Рейнольдса:

$$Re_1 = \frac{W_1 \cdot d_1}{\nu} \quad (13.5)$$

$$Re_2 = \frac{W_2 \cdot d_2}{\nu}$$

$$Re_1 = \frac{1 \cdot 0,1}{0,04 \cdot 10^{-4}} = 25000,$$

$$Re_2 = \frac{1 \cdot 0,09}{0,04 \cdot 10^{-4}} = 22500.$$

5. Определим режим течения

$$Re \leq 2320 - \text{ламинарный}; \quad (13.6)$$

$$Re > 2800 - \text{турбулентный, зона Блазиуса}; \quad (13.7)$$

$$2800 \geq Re > 2320 - \text{переходный режим}. \quad (13.8)$$

6. Если установлен ламинарный режим для обоих трубопроводов,

то:

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \quad (13.9)$$

следовательно:

$$\frac{h_2}{h_1} = \frac{Re_1}{Re_2} \cdot \frac{d_1}{d_2} \cdot \frac{W_2^2}{W_1^2}.$$

7. Если установлен турбулентный режим и зона Блазиуса для обоих трубопроводов, то:

$$\frac{h_2}{h_1} = \frac{Re_1^{0,25}}{Re_2^{0,25}} \cdot \frac{d_1}{d_2} \cdot \frac{W_2^2}{W_1^2}.$$

8. Если установлены разные режимы в трубопроводах, то рассчитываем λ для каждого трубопровода и вычисляем потери напора:

а) для зоны Блазиуса

$$\lambda_i = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}, \quad (13.10)$$

б) для зоны смешанного трения:

$$\lambda_i = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0,25} \quad (13.11)$$

9. Рассчитываем h_2/h_1 .

Т. к. в нашем случае значение параметров Рейнольдса для запарафиненного и незапарафиненного трубопроводов больше 2800, то режим течения в обоих трубопроводах турбулентный, зона Блазиуса, значит:

$$\frac{h_2}{h_1} = \frac{25000^{0,25}}{22500^{0,25}} \cdot \frac{0,1}{0,09} \cdot \frac{1,23^2}{1^2} = 1,403.$$

Вывод: потери напора на трение в запарафиненном трубопроводе в 1,403 раза больше, чем в незапарафиненном.

Задание.

Согласно своему варианту из таблицы 13.1, произвести вычисления задачи 13.1.

Таблица 13.1 – Исходные данные к задаче 13.1

Исходные данные	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\nu \cdot 10^{-4}, \text{ м}^2/\text{с}$	0,052	0,048	0,036	1,00	0,076	0,1422	0,1376	0,0835	3,25	16,4
$Q, \text{ дм}^3/\text{с}$	8,45	9,15	10,00	7,85	6,85	5,495	4,71	8,64	7,85	8,15
$d, \text{ мм}$	117	129	219	100	100	90	90	150	100	100
$\Delta, \text{ мм}$	0,010	0,015	0,012	0,20	0,200	0,150	0,020	0,140	0,15	0,20
$\delta, \text{ мм}$	6	7	8	5	4	6	5	6	5,5	7
Исходные данные	Варианты									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
$\nu \cdot 10^{-4}, \text{ м}^2/\text{с}$	0,05	0,04	0,04	1,0	0,08	0,2	0,24	0,08	3,00	13,4
$Q, \text{ дм}^3/\text{с}$	8,4	9,15	10,20	7,85	6,85	5,40	4,70	8,4	7,9	8,1
$d, \text{ мм}$	112	123	209	100	100	90	90	150	100	100
$\Delta, \text{ мм}$	0,010	0,015	0,011	0,20	0,200	0,150	0,020	0,140	0,150	0,200
$\delta, \text{ мм}$	6	7	8	4,5	4,1	6,2	5,4	6,1	5,0	7,2
Исходные данные	Варианты									
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
$\nu \cdot 10^{-4}, \text{ м}^2/\text{с}$	0,07	0,06	0,08	1,8	0,09	0,32	0,22	0,12	2,4	14,0
$Q, \text{ дм}^3/\text{с}$	8,45	9,15	10,00	7,85	6,85	5,495	4,71	8,64	7,85	8,15
$d, \text{ мм}$	113	120	209	104	103	98	92	151	120	100
$\Delta, \text{ мм}$	0,010	0,02	0,02	0,2	0,2	0,2	0,04	0,2	0,2	0,22
$\delta, \text{ мм}$	6	7	8	5	4	6	5	6	5,5	7

Вопросы к практическому занятию:

1. Понятие парафиновых отложений.

2. Механизм отложения парафинов.
3. Факторы отложения парафинов.
4. Последствия выпадения парафина.
5. Способы борьбы и предотвращения парафиновых отложений.

Лабораторная работа 14

Гидравлический расчет простых трубопроводов

Цель: выполнить гидравлический расчет простых трубопроводов.

В результате выполнения задания формируется компетенция ПК-23 в области сооружения магистральных трубопроводов в нормальных условиях.

Актуальность темы:

Гидравлический расчет простых трубопроводов необходим для нахождения расстояния между компрессорными станциями.

Теоретическая часть

При движении реального газа по трубопроводу происходит значительное падение давления по длине в результате преодоления гидравлических сопротивлений.

Газ – сжимаемая система. При движении газа по трубопроводу величина плотности газа будет монотонно убывать от начального участка к конечному, так как $\rho = f(P)$.

С учетом закона сохранения массы транспортируемой системы ($\rho \cdot V = \text{const}$) линейная скорость течения такой системы будет монотонно возрастать от начального участка к конечному.

Установившееся изотермическое движение газа ($T = \text{const}$) в газопроводе описывается системой трех уравнений:

Уравнение Бернулли, закон сохранения энергии:

$$\frac{dP}{g \cdot \rho_r} + \frac{v \cdot dv}{2g} + dz + \lambda \cdot \frac{dx}{d} \cdot \frac{v^2}{2g} = 0. \quad (14.1)$$

Уравнения состояния:

$$P = \rho_r \cdot R_r \cdot T \cdot z, \quad (14.2)$$

где $R_r = R/M$.

Закон сохранения массы, выражающийся в постоянстве массового расхода:

$$G = \rho_r \cdot v \cdot s = \text{const}. \quad (14.3)$$

При этом следует помнить, что изотермический процесс описывается уравнением Бойля-Мариотта:

$$\frac{P}{\rho} = \text{const}. \quad (14.4)$$

Для расчета массового расхода газа по трубопроводу основной является формула:

$$G = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) \cdot d}{\lambda \cdot z \cdot R_g \cdot T \cdot L}}, \text{ кг/с}, \quad (14.5)$$

где G – массовый расход газа, кг/с;

d – внутренний диаметр газопровода, м;

P_1, P_2 – давление в начале и в конце газопровода, соответственно, Па;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

R_g – газовая постоянная, Дж/(кг·К);

R – универсальная газовая постоянная, равная 8314 Дж/(кмоль·К);

T – абсолютная температура газа, К;

L – длина газопровода, м;

v – линейная скорость газа, м/с;

ρ_g – плотность газа, кг/м³.

По уравнению состояния для газа и воздуха имеем:

$$\frac{R_g}{\rho_g} = \frac{R_v}{\rho_v} \text{ или } R_g = \frac{R_v \cdot \rho_v}{\rho_g} = \frac{R_v}{\rho}, \quad (14.6)$$

где $\rho = \rho_g / \rho_v$ – относительная плотность газа по воздуху.

Объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям:

$$V_g = \frac{G}{\rho_{cy}} = \frac{G}{\rho \cdot \rho_v}, \quad (14.7)$$

где ρ_{cy} – плотность газа при с.у.

Подставив значения R_g и G , получим:

$$V_g = k_0 \cdot \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) \cdot d^5}{\lambda \cdot z \cdot \rho \cdot T \cdot L}}, \quad (14.8)$$

где $k_0 = \frac{\pi}{4} \cdot \frac{1}{\rho_v \cdot \sqrt{R_v}}$.

При стандартных условиях ($t = 20^\circ \text{C}$, $p = 760$ мм рт. ст.) плотность воздуха $\rho_v = 1,205$ кг/м³ и $R_v = \frac{R_0}{28,96} = \frac{8314,3}{28,96} = 287 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$, $k_0 = 3,87 \cdot 10^{-2}$.

И соответственно:

$$V_g = 3,87 \cdot 10^{-2} \cdot \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2)}{\lambda \cdot z \cdot \rho \cdot T \cdot L}}. \quad (14.9)$$

При нормальных условиях ($t = 0^\circ \text{C}$, $p = 760$ мм рт. ст.) плотность воздуха $\rho_v = 1,293$ кг/м³ и $R_v = \frac{R_0}{28,96} = \frac{8314,3}{28,96} = 287 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$, $k_0 = 3,59 \cdot 10^{-2}$.

Определение коэффициента гидравлического сопротивления

Значение коэффициента гидравлического сопротивления λ рассчитывается в зависимости от режима движения газа и шероховатости труб по тем же формулам, что и для нефтепровода.

Для гидравлических гладких труб λ не зависит от шероховатости внутренней поверхности трубы и рассчитывается по формуле:

$$\lambda = \frac{0,1844}{\text{Re}^{0,2}}. \quad (14.10)$$

При квадратичном режиме течения λ не зависит от Re , и является функцией относительной шероховатости:

$$\lambda = 0,067 \cdot \left(\frac{2\Delta}{d}\right)^{0,2}. \quad (14.11)$$

По универсальной формуле ВНИИ газа:

$$\lambda = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{Re} + \frac{2\Delta}{d}\right)^{0,2}. \quad (14.12)$$

При технических расчетах λ (с учетом местных сопротивлений) можно принимать:

$$\lambda = (1,03 - 1,05) \cdot \lambda_{тр}. \quad (14.13)$$

Обычно течение газа происходит при высоких скоростях, когда сопротивление определяется только шероховатостью труб (квадратичная зона). Так как шероховатость не зависит от диаметра трубопровода, можно считать, что λ зависит от диаметра газопровода.

Одной из формул для оценки величины λ , как функции диаметра ($\lambda = f(d)$), получившей широкое распространение, является формула Веймаута:

$$\lambda = 0,009407 \frac{1}{\sqrt[3]{d}}. \quad (14.14)$$

Формула Веймаута может использоваться при ориентировочных расчетах диаметра и пропускной способности простого газопровода. В этом случае расчетные формулы имеют вид:

$$d = \left[\frac{G^2 \cdot z \cdot R_r \cdot T \cdot L}{65(P_1^2 - P_2^2)} \right]^{3/16}, \quad (14.15)$$

$$G = d^{8/3} \sqrt{\frac{65(P_1^2 - P_2^2)}{z \cdot R_r \cdot T \cdot L}}. \quad (14.16)$$

Вопросы и задания

Задача 1

Известно отношение давлений P_1/P_2 1,4 в сечениях 1 и 2 газопровода постоянного диаметра. Течение изотермическое, известна скорость газа $V_1 = 20$ м/с. Найти V_2 .

Решение:

Учитывая закон сохранения массы транспортируемой системы $\rho_r \cdot v = const$ и уравнение состояния

$$P = \rho_r \cdot R_r \cdot T \cdot z,$$

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{\vartheta_2}{\vartheta_1}, \frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{P_1}{P_2}, \frac{P_1}{P_2} = \frac{\vartheta_2}{\vartheta_1}, \text{ таким образом}$$

$$\vartheta_2 = \frac{P_1}{P_2} \cdot \vartheta_1 = 1,4 \cdot 20 = 28 \text{ м/с.}$$

Вычислить задачу 5.1 согласно исходным данным представленным в таблице 5.1

Задача 2

Определить массовый и объемный расходы для газопровода длиной 100 км, наружным диаметром 720 мм и толщиной стенок 10 мм. Абсолютное давление в начале газопровода $p_n = 5$ МПа, в конце $p_k = 1,1$ МПа.

Плотность газа при стандартных условиях $\rho_g = 0,8 \text{ кг/м}^3$, газовая постоянная $R = 8,31 \text{ Дж/(моль} \cdot \text{К)}$. Коэффициент динамической вязкости $\mu = 12 \cdot 10^{-6} \text{ Па} \cdot \text{с}$, коэффициент сжимаемости $z = 0,93$. Температура грунта на глубине заложения газопровода 5°C . Эквивалентная шероховатость внутренней поверхности труб $\Delta = 0,2 \text{ мм}$.

Решение:

1. Задаваясь квадратичным законом получаем

$$\lambda = 0,067 \cdot \left(\frac{2 \cdot 0,2 \cdot 10^{-3}}{720} \right)^{0,2} = 0,0157.$$

2. Находим массовый расход для газопровода:

$$G_M = \frac{3,14 \cdot 0,7^2}{4} \cdot \sqrt{\frac{(5^2 - 1,1^2) \cdot 0,7}{0,0157 \cdot 0,93 \cdot 8,31 \cdot 278 \cdot 100000}} = 855, \text{ кг/с}.$$

3. Оцениваем объемный расход газопровода:

$$Q = \frac{G}{\rho} = \frac{855}{0,8} = 1068,75, \text{ м}^3/\text{с}.$$

Задача 3

Определить массовый суточный расход газа, который можно передать по газопроводу, уложенному из труб диаметром d мм, на расстояние L км. Абсолютное давление газа на выкиде компрессорной станции P_1 МПа, в конце участка P_2 МПа, плотность газа ρ_g при атмосферном давлении и температуре перекачки 20°C . Газ считать совершенным, течение изотермическим. Исходные данные представлены в таблице 14.2. Для расчета коэффициента гидравлического сопротивления воспользоваться формулой Веймаута.

Таблица 14.1 – Исходные данные к задаче 1

Параметр	Варианты														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
P_1/P_2	4	3	2	3,5	4,2	2,8	3,2	1,9	2,4	1,5	2,5	3,8	4,4	5	5,5
$V_1, \text{ м/с}$	25	15	20	16	28	18	22	14	26	21	30	35	31	40	44
Параметр	Варианты														
	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
P_1/P_2	7	6	6,5	6,2	4,5	2,3	7,3	8	7,7	7,5	1,8	3,3	5,3	7,1	6,8
$V_1, \text{ м/с}$	33	42	46	48	22	29	38	20	45	19	17	16	23	49	50

Таблица 14.2 – Исходные данные к задаче 3

Параметр	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Диаметр газопровода, мм	326	420	280	312	500	380	412	400	300	480
Длина газопровода, км	185	150	68	90	30	80	60	50	65	70
$P_1, \text{ МПа}$	6,5	5,2	6,6	5,6	8	7,5	7	7,2	6,8	5
$P_2, \text{ МПа}$	4,7	3,4	5,5	4,5	6,8	5	4,6	5,2	3,8	3,2

$\rho_{г}, \text{кг/м}^3$	0,86	0,8	0,74	0,88	0,9	0,68	0,78	0,62	0,7	0,72
Параметр	Варианты									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Диаметр газопровода, мм	529	630	720	820	920	1020	630	820	1200	1020
Длина газопровода, км	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110
$P_1, \text{МПа}$	0,6	0,8	6,6	6,8	7	7,2	7,3	7,4	0,5	7,5
$P_2, \text{МПа}$	0,1	0,15	1	1,5	1,3	2	1,8	1,4	0,2	1,2
$\rho_{г}, \text{кг/м}^3$	0,75	0,8	1,2	1,02	0,9	0,88	1,3	1,21	1,5	1,6
Параметр	Варианты									
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Диаметр газопровода, мм	630	420	326	500	380	1200	1020	412	820	400
Длина газопровода, км	30	50	90	35	80	40	20	100	60	75
$P_1, \text{МПа}$	0,9	7	6,6	0,75	0,5	6,4	5,5	0,8	7,2	5,2
$P_2, \text{МПа}$	0,4	2,4	1,5	0,15	0,1	1,2	1,8	0,25	1,6	1,3
$\rho_{г}, \text{кг/м}^3$	0,8	1,2	0,88	0,9	0,74	1,6	1,2	1,3	1,6	0,86

Вопросы к практическому занятию:

1. Понятие массового расхода.
2. Понятие коэффициента гидравлического сопротивления.
3. Закон сохранения массы.

Лабораторная работа 15

Гидравлические расчёты сложных трубопроводов

Цель: выполнить гидравлические расчёты сложных трубопроводов.

В результате выполнения задания формируется компетенция ПК-23 в области сооружения магистральных трубопроводов в нормальных условиях.

Актуальность темы:

Гидравлический расчет сложных трубопроводов необходим для определения перепада давления.

Теоретическая часть

Различают четыре категории сложных трубопроводов:

I. Коллектор постоянного диаметра с распределенным по длине отбором продукции (раздаточный коллектор в резервуарах, отстойниках, сепараторах) (рис 15.4).

II. Сборный коллектор переменного диаметра с распределенным по длине поступлением продукции (система сбора скважинной продукции) (рис 15.1).

III. Коллектор с параллельным участком трубопровода (байпас на водоводах) (рис 15.3).

IV. Замкнутый коллектор (кольцевой водовод) (рис 15.2).

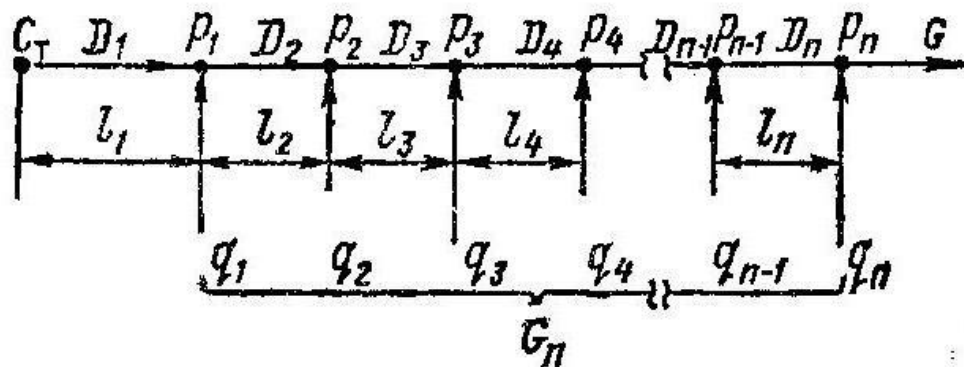


Рисунок 15.1 – Сборный коллектор переменного диаметра с распределенным поступлением продукции

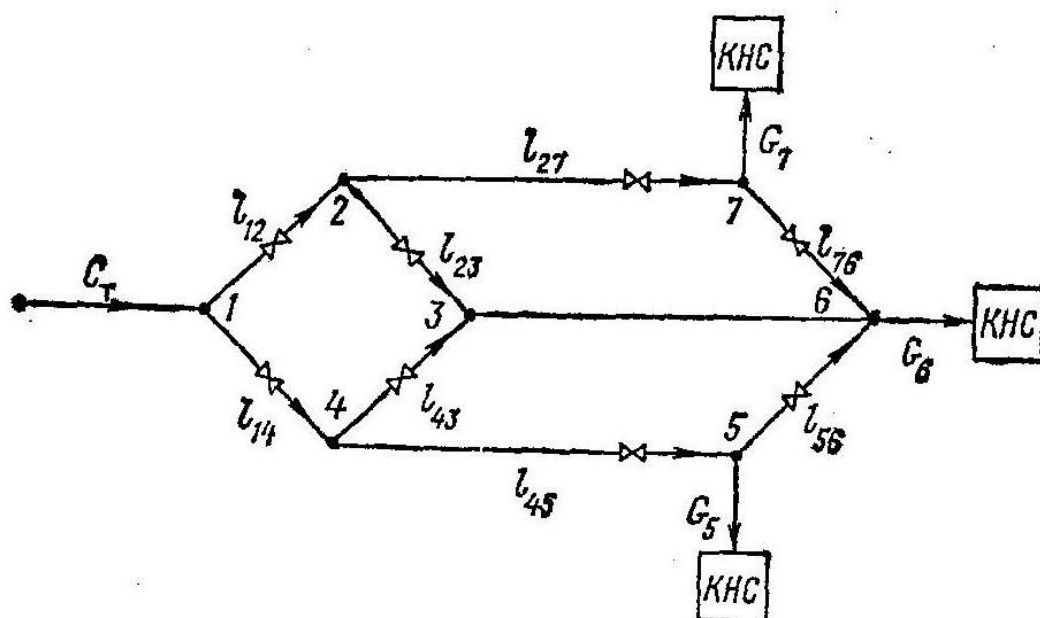


Рисунок 15.2 – Схема сложного кольцевого водовода

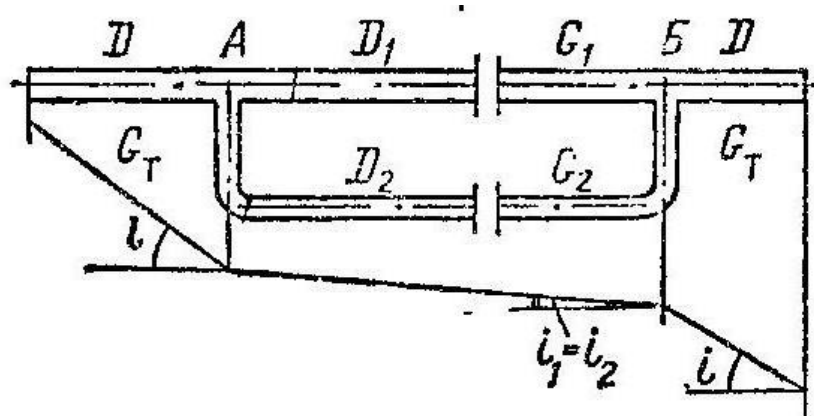


Рисунок 15.3 – Коллектор с параллельным участком

Гидравлический расчет трубопровода I категории

Введем понятие о двух расходах:

- транзитный расход жидкости Q_T , который поступает на участки, примыкающие к рассматриваемому;
- путевой расход жидкости (Q_{Π} – суммарный путевой расход жидкости), который отбирается по длине коллектора через как сумма всех отборов q_i по длине.

Уравнение материального баланса:

$$Q = Q_T + Q_{\Pi} = Q_T - \sum_{i=1}^n q_i, \quad (15.1)$$

где q_i – объёмные расходы жидкости в ответвлениях.

Расчетная схема сложного трубопровода I категории представлена на рис. 15.4.

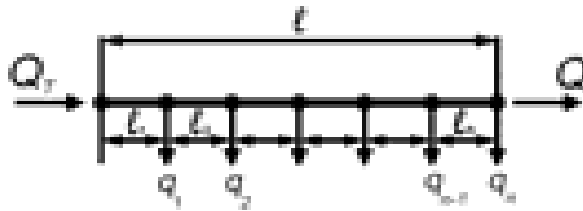


Рисунок 15.4 – Расчетная схема сложного трубопровода I категории.

Поскольку диаметр раздаточного коллектора одинаков на всем протяжении, а расходы жидкости на различных участках разные, то и режимы течения на каждом участке могут быть разные (рис. 15.4).

Перепад давления при расчете сложных трубопроводов можно рассчитывать и по формуле Дарси-Вейсбаха и по формуле Лейбензона:

$$\Delta P = P_1 - P_2 = \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot v^m \cdot l}{d^{5-m}} \cdot \rho \cdot g, \text{ Па.} \quad (15.2)$$

Для рассматриваемого случая перепад на 1-ом участке трубопровода будет:

$$P - P_1 = \beta_1 \cdot \frac{(Q_T)^{2-m} \cdot v^m \cdot l_1}{d^{5-m}} \cdot \rho \cdot g. \quad (15.3)$$

На втором участке

$$P_1 - P_2 = \beta_2 \cdot \frac{(Q_T - q_1)^{2-m} \cdot v^m \cdot l_2}{d^{5-m}} \cdot \rho \cdot g. \quad (15.4)$$

На n-ом участке:

$$P_{n-1} - P_n = \beta_n \cdot \frac{(Q_T - (q_1 + q_2 + \dots + q_n))^{2-m} \cdot v^m \cdot l_n}{d^{5-m}} \cdot \rho \cdot g. \quad (15.5)$$

Общий перепад по всей длине коллектора:

$$P - P_n = \frac{v^m \cdot \rho \cdot g}{d} \cdot [\sum_{i=1}^{n-1} (Q_T - \sum_{i=1}^{n-1} q_i)^{2-m} \cdot l_i \cdot \beta_i]. \quad (15.6)$$

Таким образом, для сложного трубопровода I категории общий перепад давления равен сумме падений давления по участкам:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n \Delta P_i. \quad (15.7)$$

Алгоритм решения задачи на определение перепада давления:

1. Находятся скорости движения жидкости по участкам.
2. Для каждого участка трубопровода определяется режим движения жидкости по значению параметра Re и ϵ .
3. Рассчитывается коэффициент гидравлического сопротивления λ , если расчет ведется по формуле Дарси-Вейсбаха, или выбираются по табл. 15.1 значения коэффициентов β и m , если расчет ведется по формуле Лейбензона.
4. Рассчитываются потери давления на каждом участке.
5. Рассчитывается общая потеря давления по всей длине коллектора, как сумма потерь на отдельных участках.

Таблица 15.1 – Формулы для расчета коэффициента гидравлического сопротивления

Гидравлический расчет трубопровода II категории

Возможно два варианта трубопроводов данной категории.

Первый – последовательное соединение труб разного диаметра. В этом случае расход жидкости остается постоянным по всей длине трубопровода $Q = \text{const}$, а потери напора в трубопроводе будут равны сумме потерь напора на участках:

$$h_{T \text{ общ}} = h_{T1} + h_{T2} + \dots + h_i. \quad (15.8)$$

Второй вариант – переменный диаметр трубопровода и переменный по длине расход.

Уравнение материального баланса:

$$Q = Q_T + Q_{\Pi} = Q_T + \sum_{i=1}^n q_i, \quad (15.9)$$

Так как диаметры труб по участкам разные, то на разных участках возможны различные режимы течения (рис. 15.5).

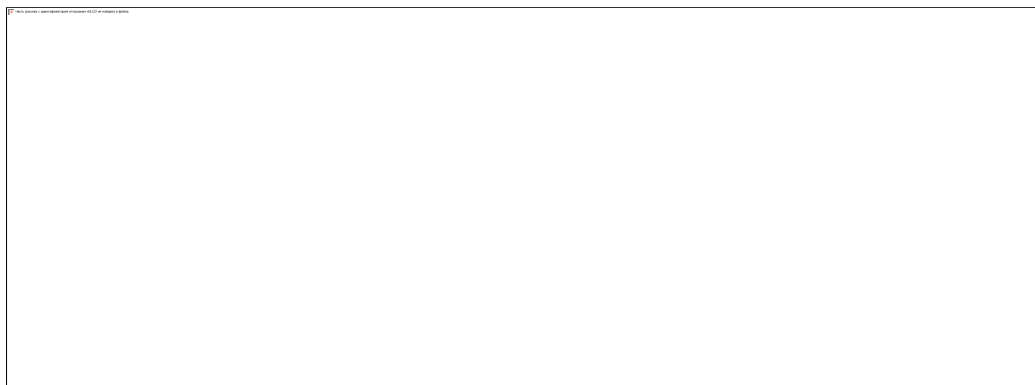


Рисунок 15.5 – Расчетная схема сложного трубопровода II категории

Алгоритм задачи на определение потери давления по всему трубопроводу аналогичен алгоритму предыдущей задачи.

Гидравлический расчет трубопровода III категории

Ответвления от основной магистрали могут быть замкнутыми и разомкнутыми.

Для замкнутых ответвлений – лупингов (от англ. – петля) – справедливы соотношения:

1. Расход, проходящий через весь разветвленный участок, равен сумме расходов в отдельных ветвях:

$$Q_{\text{общ}} = Q_1 + Q_2 + \dots + Q_n. \quad (15.10)$$

Потери напора для всего разветвления и в любой его ветви равны между собой, так как разность напоров в точках А и В одинакова для всех ветвей:

$$h_{\text{общ}} = h_1 = h_2 = h_n = H_A - H_B, \quad (15.11)$$

где $Q_{\text{общ}}$ и $h_{\text{общ}}$ – соответственно расход и потери напора на всем разветвленном участке.

Вопросы и задания

Задача 1

В начало сборного коллектора длиной 10 км, диаметром 0,2 м подают товарную нефть в количестве 180 т/ч, вязкостью 20 мПа·с и плотностью 800 кг/м³. Из сборного коллектора нефть отбирают в трех точках, на расстояниях 4 км, 0,2 км, 3 км, соответственно, 20 т/ч, 50 т/ч, 100 т/ч. Определить общий перепад давления

Решение:

Алгоритм решения данной задачи заключается в представлении сложного трубопровода состоящим из нескольких участков, различающихся по величине расходов. Каждый участок рассчитывается отдельно как простой трубопровод. Общий перепад давления равен сумме потерь давления по участкам.

1. Вначале определяют скорость нефти до первой точки отбора

$$\omega_i = \frac{Q}{S} = \frac{4 \cdot G}{(\pi \cdot d^2) \cdot \rho} = \frac{4 \cdot 180}{(3600 \cdot 3,14 \cdot 0,2^2 \cdot 800 \cdot 10^{-3})} = 1,98 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

2. Режим движения на данном участке турбулентный, так как

$$Re_1 = \frac{\omega_1 \cdot d \cdot \rho}{\mu} = \frac{1,98 \cdot 0,2 \cdot 800}{20 \cdot 10^{-3}} = 15750 > 2320 \text{ (Зона Блазиуса)}.$$

3. Коэффициент гидравлического сопротивления λ определяют для каждого участка в отдельности

$$\lambda_1 = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = \frac{0,3164}{15750^{0,25}} = 0,028.$$

4. Потери давления на первом участке определяют по формуле:

$$\Delta P = P_1 - P_2 = \lambda \cdot \frac{1}{d} \cdot \frac{\omega^2}{\rho} \cdot \rho.$$

$$\Delta P = 0,028 \cdot \frac{4000}{0,2} \cdot \frac{1,98^2}{2} \cdot 800 = 0,875 \text{ МПа}.$$

5. Для определения потерь на втором участке вначале рассчитывают скорость потока нефти

$$\omega_2 = \frac{(G - q_1)}{\rho \cdot S} = \frac{4 \cdot (180 - 20)}{3600 \cdot 3,14 \cdot 0,2^2 \cdot 800 \cdot 10^{-3}} = 1,76 \text{ м/с}.$$

6. Режим движения на данном участке турбулентный, так как:

$$Re_2 = \frac{\omega_2 \cdot d \cdot \rho}{\mu} = \frac{1,76 \cdot 0,2 \cdot 800}{20 \cdot 10^{-3}} = 14200 > 2320.$$

7. Потери давления на втором участке

$$\Delta P_2 = 0,0292 \cdot \frac{200}{0,2} \cdot \frac{1,76^2}{2} \cdot 800 = 0,337 \text{ МПа}.$$

8. Аналогично скорость нефти на 3 участке:

$$\omega_3 = \frac{(G - (q_1 + q_2))}{\rho \cdot S} = \frac{4 \cdot (180 - (20 + 50))}{3600 \cdot 3,14 \cdot 0,2^2 \cdot 800 \cdot 10^{-3}} = 1,21 \text{ м/с}.$$

9. Режим движения на данном участке турбулентный так как

$$Re_3 = \frac{\omega_3 \cdot d \cdot \rho}{\mu} = \frac{1,21 \cdot 0,2 \cdot 800}{20 \cdot 10^{-3}} = 9560 > 2320.$$

10. Коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda_3 = \frac{0,3164}{9560^{0,25}} = 0,0321.$$

11. Потери давления на третьем участке

$$\Delta P_3 = 0,0321 \cdot \frac{3000}{0,2} \cdot \frac{1,21^2}{2} \cdot 800 = 0,278 \text{ МПа}.$$

12. Скорость нефти на четвертом участке

$$\omega_3 = \frac{(G - (q_1 + q_2 + q_3))}{\rho \cdot S} = \frac{4 \cdot (180 - (20 + 50 + 100))}{3600 \cdot 3,14 \cdot 0,2^2 \cdot 800 \cdot 10^{-3}} = 1,11 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

13. Режим движения на данном участке

$$Re_4 = \frac{\omega_4 \cdot d \cdot \rho}{\mu} = \frac{1,11 \cdot 0,2 \cdot 800}{20 \cdot 10^{-3}} = 8880 > 2320.$$

14. Коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda_4 = \frac{0,3164}{8880^{0,25}} = 0,0326.$$

15. Потери давления на четвертом участке

$$\Delta P_3 = 0,0326 \cdot \frac{2800}{0,2} \cdot \frac{1,11^2}{2} \cdot 800 = 4879 \text{ Па}.$$

Общий перепад давления получают при сложении перепадов на отдельных участках

$$\Delta P = \Sigma P_i = 0,875 + 0,037 + 0,278 + 0,049 = 1,24 \text{ МПа}.$$

Задание:

Расстояние от начала коллектора и до точек отбора нефти, следующие: l_1, l_2 . Определить общий перепад давления ΔP , если начальное давление равно P . Сборный коллектор проложен горизонтально и местных сопротивлений не имеет. Исходные данные представлены в таблице 6.2.

Задача 2

На нефтепроводе диаметром 500 мм, перекачивающем 70,0 т/ч нефти с плотностью 820 кг/м³ и вязкостью 0,4 см²/с имеется сдвоенный участок из труб с внутренним диаметром $d_2 = 300$ мм и $d_1 = 500$ мм одинаковой длины. Определить расходы и гидравлический уклон на сдвоенном участке.

Решение:

1. Вычисляем объемный расход нефти в трубопроводе:

$$Q = \frac{G \cdot 10^3}{\rho \cdot 3600} = \frac{70 \cdot 10^3}{820 \cdot 3600} = 0,0237 \text{ м}^3/\text{с}.$$

2. Рассчитываем скорость движения в трубопроводе:

$$\omega = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 0,0237}{3,14 \cdot 0,5^2} = 0,1208 \text{ м/с}.$$

3. Параметр Рейнольдса:

$$Re = \frac{\omega \cdot d}{\nu} = \frac{\omega \cdot d \cdot 10^3}{\nu} = \frac{0,1208 \cdot 0,5}{0,4 \cdot 10^{-4}} = 1509 \text{ ламинарный}.$$

4. Определяем режим движения и зону сопротивления. Каждому режиму движения соответствуют коэффициенты формулы Лейбензона (таблица 6.1).

5. Рассчитываем гидравлический уклон трубопровода:

$$i = \beta \cdot \frac{Q^{2-m}}{d^{5-m}} = 4,1596 \cdot \frac{0,1208 \cdot 0,4 \cdot 10^{-4}}{0,5^4} = 0,63 \cdot 10^{-4}.$$

6. Предполагая режим движения в трубах на сдвоенном участке ламинарным, определяем расход на участке АБ (рис. 6.3):

$$Q_1 = \frac{Q}{1 + \left(\frac{d_2}{d_1}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}} = \frac{0,0237}{1 + \left(\frac{300}{500}\right)^{\frac{5-1}{2-1}}} = 20,92 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

7. И по параллельной трубе диаметром 500 мм:

$$Q_2 = Q - Q_1 = (23,7 - 20,92) \cdot 10^{-3} = 2,72 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

8. Гидравлический уклон на сдвоенном участке:

$$i_2 = i_1 = \frac{i}{\left[1 + \left(\frac{d_2}{d_1}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}\right]^{2-m}} \cdot \left(\frac{d}{d_1}\right)^{5-m} = \frac{63 \cdot 10^{-6}}{\left[1 + \left(\frac{300}{500}\right)^{\frac{5-1}{2-1}}\right]^{2-1}} \cdot \left(\frac{500}{500}\right)^{5-1} = 55,8 \cdot 10^{-6}.$$

9. Проверка принятого режима движения на сдвоенном участке

$$Re_1 = \frac{4 \cdot 20,92 \cdot 10^{-3}}{3,14 \cdot 0,5 \cdot 0,4 \cdot 10^{-4}} = 2226;$$

$$Re_2 = \frac{4 \cdot 2,72 \cdot 10^{-3}}{3,14 \cdot 0,3 \cdot 0,4 \cdot 10^{-4}} = 289.$$

Режим выбран правильно. Зная режимы движения и длины параллельных участков, легко определяют коэффициенты гидравлических сопротивлений и потери напора на трение.

Задание:

Определить расходы и гидравлический уклон на сдвоенном участке нефтепровода с известным диаметром d , расходом Q/G , плотностью ρ и вязкостью ν . На нефтепроводе имеется сдвоенный участок из труб с внутренним диаметром d_v и $d_{\text{л}}$ одинаковой длины. Исходные данные представлены в таблице 15.3.

Таблица 15.2 – Исходные данные для гидравлического расчета трубопровода 1 категории сложности.

Параметр	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Длина трубопровода, км	10	8	6	12	15	7	5	9	4	3
Длина первого участка, м	3500	2000	3000	6000	5000	1500	2000	3000	1000	1000
Длина второго участка, м	1000	2000	500	2000	3000	2500	1000	3000	1000	1000
Диаметр трубопровода, мм	205	219	312	426	426	312	217	219	247	219
Массовый расход нефти, т/ч	180	200	250	270	260	240	210	230	190	235
Отбор на первом участке, т/ч	30	50	40	45	50	40	20	45	25	35
Отбор на втором участке, т/ч	40	20	40	30	20	30	30	45	35	50
Плотность нефти, кг/м ³	870	842	856	880	864	870	832	815	823	854
Динамическая вязкость нефти, Па·с	0,05	0,0149	0,023	0,002	0,04	0,025	0,032	0,027	0,019	0,012
Параметр	Варианты									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Длина трубопровода, км	9	5	11	14	6	9	4	10	4	7
Длина первого участка, м	4200	1000	2500	6300	3000	1500	2000	5000	1500	3000
Длина второго участка, м	1000	3200	3500	2600	1000	4500	500	2800	1000	1300
Диаметр трубопровода, мм	200	319	242	405	426	290	215	236	247	370
Массовый расход нефти, т/ч	180	160	230	370	210	340	110	230	220	235
Отбор на первом участке, т/ч	40	35	50	45	30	20	40	35	45	25
Отбор на втором участке, т/ч	30	15	20	40	15	10	30	45	25	30
Плотность нефти, кг/м ³	856	870	848	864	820	840	850	815	833	869
Динамическая вязкость нефти, Па·с	0,06	0,015	0,031	0,012	0,004	0,042	0,052	0,031	0,019	0,011
Параметр	Варианты									
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Длина трубопровода, км	11	14	3	9	4	12	6	8	13	5
Длина первого участка, м	5500	4000	100	3600	1500	3500	2200	3000	4800	1400
Длина второго участка, м	2000	4000	1500	5000	1000	3500	2800	2000	5400	1500
Диаметр трубопровода, мм	295	215	286	366	210	236	257	409	284	332
Массовый расход нефти, т/ч	210	150	250	240	180	255	160	330	246	235
Отбор на первом участке, т/ч	20	55	35	40	50	30	25	45	45	40
Отбор на втором участке, т/ч	10	30	20	35	15	25	40	45	20	30
Плотность нефти, кг/м ³	876	840	864	873	855	869	878	840	842	836
Динамическая вязкость нефти, Па·с	0,06	0,0137	0,025	1,02	0,014	0,033	0,42	0,06	0,033	0,078

Таблица 15.3 – Исходные данные для гидравлического расчета трубопровода 3 категории сложности.

Параметр	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Объект	нефть	нефть	нефть	нефть	нефть	нефть	нефть	нефть	вода	вода
Расход	30 дм ³ /с	8 дм ³ /с	8 дм ³ /с	300 м ³ /ч	182 т/ч	300 м ³ /ч	182 т/ч	900 т/су т	8 дм ³ /с	8 дм ³ /с
Плотность жидкости, кг/м ³	819	860	860	910	895	910	895	860	991	991
Кинематическая вязкость, 10 ⁻⁴ м ² /с	0,018 2	0,5	0,5	0,5	0,42	0,5	0,4 2	0,15	0,00 66	0,00 66
Диаметр трубы, мм	150	100	100	257	156	257	156	205	80	80
Диаметр вставки, мм	200	150	150	309	203	308	203	309	100	100
Диаметр луппинга, мм	100	100	150	257	156	257	203	205	50	80
Абсолютная эквивалентная шероховатость, мм	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,5	0,5
Параметр	Варианты									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Объект	вода	вода	вода	вода	вода	нефть	нефть	нефть	нефть	нефть
Расход	5 дм ³ /с	18 дм ³ /с	18 дм ³ /с	20 дм ³ /с	20 дм ³ /с	180 т/ч	180 т/ч	180 т/ч	80 т/ч	80 т/ч
Плотность жидкости, кг/м ³	1000	1000	1000	996	996	870	870	870	849	849
Кинематическая вязкость, 10 ⁻⁴ м ² /с	0,01 31	0,013 1	0,013 1	0,00 8	0,00 8	0,57 5	0,57 5	0,57 5	0,1376	0,13 76
Диаметр трубы, мм	100	100	100	100	100	205	211	209	205	205
Диаметр вставки, мм	156	156	130	130	125	257	257	257	257	211
Диаметр луппинга, мм	156	100	156	130	130	205	257	209	257	211
Абсолютная эквивалентная шероховатость, мм	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

Параметр	Варианты									
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Объект	нефть	нефть	нефть	нефть	нефть	нефть	нефть	нефть	нефть	нефть
Расход	90 т/ч	90 т/ч	85 т/ч	80 т/ч	185 т/ч	185 т/ч	185 т/ч	208 т/ч	208 т/ч	208 т/ч
Плотность жидкости, кг/м ³	921	921	870	870	869	869	869	892	892	892
Кинематическая вязкость, 10 ⁻⁴ м ² /с	1,63 3	1633	0,59	0,59	0,40 3	0,40 3	0,40 3	0,39 7	0,397	0,39 7
Диаметр трубы, мм	211	211	257	257	267	267	267	309	309	309
Диаметр вставки, мм	257	257	309	309	309	359	315	359	359	359
Диаметр лупинга, мм	257	211	309	257	309	359	315	359	315	309
Абсолютная эквивалентная шероховатость, мм	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

Вопросы к практическому занятию:

1. Схема сложного трубопровода 1 категории.
2. Понятие лупинга.
3. Схема сложного трубопровода 2 категории.
4. Схема сложного трубопровода 3 категории.
5. Схема кольцевого водовода.

Лабораторная работа 16

Катодная защита однопоточных магистральных трубопроводов

Цель: рассчитать параметры катодной защиты магистральных трубопроводов – число СКЗ, длина защитной зоны одной СКЗ и мощность одной СКЗ.

В результате выполнения задания формируется компетенция ПК-23 в области защиты магистральных трубопроводов от коррозии, что необходимо для нормальной эксплуатации систем.

Актуальность темы:

Вопросы сбора и подготовки продукции скважин неразрывно связаны с вопросами эксплуатации добывающих скважин.

Теоретическая часть

Катодная защита — это электрохимическая защита от коррозии, основанная на наложении отрицательного потенциала на защищаемую деталь. Катодную защиту, как правило, совмещают с нанесением защитных покрытий.

Станции катодной защиты (СКЗ) представляют собой устройства, состоящие из источника постоянного тока или преобразователя подводимого к ним переменного тока в постоянный, контрольных и регулирующих приборов и соединительных кабелей.

Катодная защита широко применяется для защиты от коррозии наружной поверхности больших металлоемких объектов энергетического комплекса, таких как подземные и наземные магистральные и промысловые трубопроводы нефти, газа и нефтепродуктов, тепловые сети, крупные резервуары и т.д. В случае невозможности или нецелесообразности применения катодной защиты для защиты от коррозии небольших объектов может применяться протекторная защита.

Необходимые расчетные параметры катодной защиты магистральных трубопроводов – число СКЗ, длина защитной зоны одной СКЗ и мощность одной СКЗ.

Число СКЗ, необходимое для защиты магистрального трубопровода определяется:

$$N = \frac{L_{\text{общ}}}{L_{\text{защ}}}, \quad (16.1)$$

где $L_{\text{общ}}$ – протяженность магистрального трубопровода, м;

$L_{\text{защ}}$ – длина защитной зоны одной СКЗ, м;

Длина защитной зоны определяется по следующей формуле:

$$L_{\text{защ}} = \frac{2}{\alpha} \cdot \ln \left[\frac{E_{\text{max}}}{K_{\text{в}} \cdot E_{\text{min}} \cdot (1+\theta)} \right], \quad (16.2)$$

где $K_{\text{в}}$ – коэффициент учитывающий взаимовлияние соседних СКЗ:

$$K_{\text{в}} = \frac{1}{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{E_{\text{min}}}{E_{\text{max}}} \right)^2 \cdot (1+\theta)}}, \quad (16.3)$$

α – величина постоянной распределения потенциалов и токов вдоль трубопровода вычисляется по формуле:

$$\alpha = \sqrt{\frac{R_{\text{т}}}{R_{\text{из}}(\tau_{\text{нс}})}}, \quad (16.4)$$

где $R_{\text{т}}$ – значение продольного сопротивления трубопровода определяется по таблице Приложения А, в зависимости от диаметра трубопровода и толщины стенки трубопровода, Ом·м;

$R_{\text{из}}(\tau_{\text{нс}})$ – сопротивление единицы длины изоляции к концу нормативного срока службы СКЗ, составляет:

$$R_{из}(\tau_{нс}) = \frac{R_{п}}{\pi \cdot D} \cdot e^{-\beta \cdot \tau_{нс}}, \quad (16.5)$$

где $R_{п}$ - переходное сопротивление труба-грунт, Ом·м²;

$\tau_{нс}$ - нормативный срок службы СКЗ, $\tau_{нс} \approx 9,5$ лет;

β - показатель скорости старения, 1/год;

θ - расчетный параметр, равный:

$$\theta = \frac{r_{г.ср}}{2 \cdot \pi \cdot Z_{к} \cdot y}, \quad (16.6)$$

где y - удаление анодного заземления от трубопровода;

$Z_{к}$ - входное сопротивление изолированного трубопровода на конец нормативного срока службы:

$$Z_{к} = 0,5 \cdot \sqrt{R_{т} \cdot R_{из}(\tau_{нс})}. \quad (16.7)$$

При катодной защите трубопроводов различают три значения потенциала:

1) естественный (стационарный) потенциал $E_{ест}$, существующий до включения защиты;

2) наложенный (расчетный) потенциал $E_{min (max)}$, дополнительно накладываемый на сооружение в результате действия защиты;

3) защитный (общий) потенциал сооружения, установившийся после подключения защиты.

$E_{max(min)}$ - наложенный (расчетный) потенциал, дополнительно накладываемый на сооружение в результате действия защиты:

$$E_{max} = E_{зашщ(max)} - E_{ест}; \quad (16.8)$$

$$E_{min} = E_{зашщ(min)} - E_{ест}; \quad (16.9)$$

где $E_{ест}$ - естественный (стационарный) потенциал, существующий до включения защиты;

Многочисленными измерениями установлено, что величина естественного потенциала подземных металлических сооружений колеблется в интервале от -0,23 до -0,72 В. Если не имеется точных данных о величине естественного потенциала стали в рассматриваемом грунте, то рекомендуется принимать $E_{ест} = -0,55$ В по медносульфатному электроду сравнения (по МСЭ).

$E_{зашщ(max)}$ и $E_{зашщ(min)}$ - защитный (общий) потенциал сооружения, установившийся после подключения защиты (табл. 16.1 и 16.2)

Таблица 16.1 – Минимальные защитные потенциалы

Условия прокладки и эксплуатации трубопровода	Минимальный защитный потенциал (U_m) относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения, В	
	Поляризационный	С омической составляющей
Грунты с удельным электрическим сопротивлением не менее 10 Ом·м или содержанием водорастворимых	Минус 0,85	Минус 0,90

солей не более 1г на 1кг грунта, или при температуре транспортируемого продукта не более 293 К (20 °С)		
Грунты с удельным электрическим сопротивлением менее 10 Ом·м, или содержанием водорастворимых солей более 1г на 1кг грунта, или при опасном влиянии блуждающих токов промышленной частоты (50 Гц) и постоянных токов, или при возможной микробиологической коррозии, или при температуре транспортируемого продукта более 293 К (20°С)	Минус 0,95	Минус 1,05
Примечания 1. Для трубопроводов с температурой транспортируемого продукта не более 278 К (5°С) минимальный поляризационный защитный потенциал равен минус 0,80 В относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения. 2. Минимальный защитный потенциал с омической составляющей при температуре транспортируемого продукта от 323 К(50°С) до 343 К(70°С) - минус 1,10В; от 343 К(70°С) до 373 К(100°С) - минус 1,15В. 3. При осуществлении электрохимической защиты участка трубопровода, поврежденного коррозией (более 10% толщины стенки), минимальные защитные потенциалы должны быть на 50 мВ отрицательнее указанных величин.		

Таблица 16.2 – Максимальные защитные потенциалы

Условия прокладки и эксплуатации трубопровода	Максимальный защитный потенциал (U_0 относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения, В	
	Поляризационный	С омической составляющей
При прокладке трубопровода с температурой транспортируемого продукта выше 333 К (60°С) в грунтах с удельным электрическим сопротивлением менее 10 Ом·м или при подводной прокладке трубопровода с температурой транспортируемого продукта выше 333 К (60°С)	Минус 1,10	Минус 1,50
При других условиях прокладки трубопроводов:		
- с битумной изоляцией	Минус 1,15	Минус 2,50
- с полимерной изоляцией	Минус 1,15	Минус 3,50
Примечания 1 Для трубопроводов из упрочненных сталей с пределом прочности 588 МПа (60 кгс/мм²) и более не допускаются поляризационные потенциалы более отрицательные, чем минус 1,10 В. 2 В грунтах с высоким удельным электрическим сопротивлением (более 100 Ом·м) допускаются более отрицательные потенциалы с омической составляющей, установленные экспериментально или расчетным путем в соответствии с НД.		

Мощность, потребляемая катодными установками определяется следующим образом:

$$P_{\text{СКЗ}} = I_{\text{др}} \cdot \Delta E, \quad (16.10)$$

где $I_{\text{др}}$ - необходимая силы тока СКЗ, необходимая для обеспечения защиты магистрального трубопровода:

$$I_{др} = \frac{|E_{max}|}{Z_{cp} \cdot (1 + 2 \cdot e^{-\alpha \cdot L_{заш} + \theta})}, \quad (16.11)$$

где Z_{cp} - входное сопротивление изолированного трубопровода в среднем за период эксплуатации СКЗ:

$$Z_{cp} = 0,5 \cdot \sqrt{R_T \cdot R_{из.ср.}}, \quad (16.12)$$

где $R_{из.ср.}$ - среднее сопротивление единицы длины изоляции за нормативный срок службы:

$$R_{из.ср.} = \frac{R_n}{\pi \cdot D \cdot \beta \cdot \tau_{нс}} \cdot (1 - e^{-\beta \cdot \tau_{нс}}), \quad (16.13)$$

где ΔE - напряжение на выходе СКЗ

$$\Delta E = |E_{max} - E_{min}| + I_{др} \cdot (R_{пр} + R_a), \quad (16.14)$$

где $R_{пр}$ - удельное электросопротивление материала провода;

R_a - сопротивление растеканию тока с анодного заземления.

Вопросы и задания

Задача 1

Определить необходимое число СКЗ для защиты магистрального трубопровода диаметром 820 мм, длиной 1200 км, имеющего толщину стенки, равную 9 мм. Трубопровод прокладывается по местности, участки которой имеют среднее значение удельного электросопротивления грунта вдоль трассы трубопровода $r_{г.ср} = 60 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, переходное сопротивление труба-грунт равно $9000 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$; показатель скорости старения – 0,125 1/год; удаление анодного заземления от трубопровода – 350 м; удельное электросопротивление материала провода 1 Ом; сопротивление растеканию тока с анодного заземления 8 Ом.

Решение:

1. Т. к. среднее значение удельного электросопротивления грунта вдоль трассы трубопровода $r_{г.ср} = 60 \text{ Ом} \cdot \text{м} > 10 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, то Минимальный защитный потенциал относительно насыщенного МСЭ принимаем по табл. 13.1 $E_{заш(мин)} = -0,9$, а максимальный защитный потенциал относительно насыщенного МСЭ принимаем для трубопроводов с битумной изоляцией по табл. 13.2 $E_{заш(max)} = -2,5 \text{ В}$ Рассчитываем значения наложенного (расчетного) потенциала, дополнительно накладываемого на сооружение в результате действия защиты:

$$E_{max} = -2,5 - (-0,55) = -1,95 \text{ В};$$

$$E_{min} = -0,9 - (-0,55) = -0,35 \text{ В};$$

2. Сопротивление единицы длины изоляции к концу нормативного срока службы СКЗ, составляет:

$$R_{из}(\tau_{нс}) = \frac{9000}{3,14 \cdot 0,82} \cdot e^{-0,125 \cdot 9,5} = 1066,042.$$

3. Входное сопротивление изолированного трубопровода на конец нормативного срока службы:

$$Z_k = 0,5 \cdot \sqrt{10,7 \cdot 10^{-6} \cdot 1066,042} = 0,053401.$$

$R_T = 10,7 \cdot 10^{-6}$ Ом/м сопротивление трубопровода определяем по приложению А в зависимости от толщины стенки трубопровода и его диаметра

4. Расчетный параметр:

$$\theta = \frac{60}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,053401 \cdot 350} = 0,511.$$

5. Величина постоянной распределения потенциалов и токов вдоль трубопровода равна:

$$\alpha = \sqrt{\frac{10,7 \cdot 10^{-6}}{1066,042}} = 0,0001.$$

6. Коэффициент учитывающий взаимовлияние соседних СКЗ:

$$K_B = \frac{1}{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{-0,35}{-1,95}\right)^2 \cdot (1 + 0,511)}} = 0,506.$$

7. Длина защитной зоны равна:

$$L_{\text{защ}} = \frac{2}{0,0001} \cdot \ln \left[\frac{-1,95}{0,506 \cdot (-0,35) \cdot (1 + 0,511)} \right] = 39721,968 \text{ м.}$$

8. Число СКЗ, необходимое для защиты магистрального трубопровода равна:

$$N = \frac{1200000}{39721,968} = 30,21.$$

Задача 2

Используя исходные и расчетные данные из задачи 7.1 определить мощность одной СКЗ.

1. Среднее сопротивление единицы длины изоляции за нормативный срок службы:

$$R_{\text{из.ср.}} = \frac{9000}{3,14 \cdot 0,82 \cdot 0,125 \cdot 9,5} \cdot (1 - e^{-0,125 \cdot 9,5}) = 2045,79.$$

2. Входное сопротивление изолированного трубопровода в среднем за период эксплуатации СКЗ:

$$Z_{\text{ср}} = 0,5 \cdot \sqrt{10,7 \cdot 10^{-6} \cdot 2045,79} = 0,074.$$

3. Необходимая силы тока СКЗ, необходимая для обеспечения защиты магистрального трубопровода:

$$I_{\text{др}} = \frac{|-1,95|}{0,074 \cdot (1 + 2 \cdot e^{-0,0001 \cdot 39721,968} + 0,511)} = 17,0155 \text{ А.}$$

4. Напряжение на выходе СКЗ

$$\Delta E = |-1,95 - (-0,35)| + 17,0155 \cdot (1 + 8) = 154,74 \text{ В.}$$

5. Мощность, потребляемая катодными установками определяется следующим образом:

$$P_{\text{СКЗ}} = 17,0155 \cdot 154,74 = 2632,982 \text{ Вт.}$$

Задание:

Определить необходимое число СКЗ и мощность одной СКЗ для защиты магистрального трубопровода диаметром D , мм, длиной L , км, имеющего толщину стенки, равную δ , мм. Трубопровод прокладывается по местности, участки которой имеют среднее значение удельного электросопротивления грунта вдоль трассы трубопровода $\gamma_{г.ср}$, Ом·м, переходное сопротивление труба-грунт равно $R_{п}$, Ом·м²; показатель скорости старения – 0,125 1/год; удаление анодного заземления от трубопровода – 350 м; удельное электросопротивление материала провода 1 Ом; сопротивление растеканию тока с анодного заземления 8 Ом. Исходные данные представлены в таблице 16.3.

Таблица 16.3 – Исходные данные к заданию по теме: «Катодная защита однониточных магистральных трубопроводов»

№ варианта	D , мм	δ , мм	$L_{общ}$, км	$\gamma_{ср}$, Ом·м	$R_{п}$, Ом·м ²
1	530	5	800	40	8000
2	530	6	900	45	8500
3	530	7	1000	50	9000
4	530	8	1100	55	9500
5	530	9	1200	65	10000
6	720	8	800	40	8000
7	720	9	900	45	8500
8	720	10	1000	50	9000
9	720	10,5	1100	55	9500
10	720	11	1200	65	10000
11	820	8	800	40	8000
12	820	9	900	45	8500
13	820	10	1000	50	9000
14	820	10,5	1100	55	9500
15	820	11	1200	65	10000
16	1020	9	800	40	8000
17	1020	10	900	45	8500
18	1020	11	1000	50	9000
19	1020	12	1100	55	9500
20	1020	15	1200	65	10000
21	1220	11	800	40	8000
22	1220	12	900	45	8500
23	1220	14	1000	50	9000
24	1220	15	1100	55	9500
25	1220	16	1200	65	10000
26	1420	14	800	40	8000
27	1420	15	900	45	8500
28	1420	16	1000	50	9000
29	1420	17	1100	55	9500

30	1420	20	1200	65	10000
----	------	----	------	----	-------

Вопросы к практическому занятию:

1. Принцип действия катодной защиты.
2. Понятие станции катодной защиты.
3. Формула для определения числа СКЗ, необходимых для защиты трубопровода.
4. Мощность одной СКЗ.
5. Понятие естественного (стационарного) потенциала.
6. Понятие расчетного потенциала.

Лабораторная работа 17

Оценка эффективности ингибиторов коррозии

Цель: определить эффективность ингибиторов коррозии.

В результате выполнения задания формируется компетенция ПК-23 в области сооружения магистральных трубопроводов в нормальных условиях.

Актуальность темы:

Научно обоснованная и технически грамотно организованная ингибиторная защита металла внутренней поверхности трубопроводов позволяет существенно повысить их надежность, долговечность и промышленную безопасность.

Теоретическая часть

Коррозией называется процесс разрушения металлов в результате химического или электрохимического воздействия окружающей среды.

Скорость коррозии K_T выражают числом граммов металла, разрушенного в течение года на площади 1 м (г/м час) или распространением процесса в глубь (мм/год).

$$K_M = \frac{m_0 - m_1}{S \cdot \tau}, \quad (17.1)$$

где m_0 - начальная масса металла до испытания, г;

m_1 - масса металла после испытания, г;

S - рабочая поверхность образца, м²;

τ - продолжительность испытания, час.

Ингибиторы коррозии

Научно обоснованная и технически грамотно организованная ингибиторная защита металла внутренней поверхности трубопроводов позволяет существенно повысить их надежность, долговечность и промышленную безопасность.

Ингибиторы - это вещества органического или неорганического происхождения, которые обладают способностью снижать скорость коррозионного процесса. Ингибиторы являются поверхностно активными веществами.

Механизм действия ингибиторов сводится к следующему: полярные молекулы ингибитора адсорбируются на внутренней поверхности трубы, образуя пленку, защищающую внутреннюю поверхность трубы от контакта с водой. Таким образом, устраняется одно из необходимых условий для протекания электрохимической реакции: из-за наличия защитной пленки не может происходить разряд водородных ионов и процесс растворения металла затормаживается. Ингибитор такого типа будет называться катодным ингибитором, т.к. он влияет на скорость реакции на катоде. Существуют анодные ингибиторы, которые влияют на скорость реакции на аноде.

Выбор ингибиторов для нефтепроводов зависит от степени обводненности продукции скважин. При обводненности до 30 % предпочтение отдается ингибиторам, растворимым в водной фазе. С увеличением содержания воды в нефти более эффективны пленкообразующие ингибиторы.

Эффективность ингибиторов коррозии зависит от многих факторов, однако очень важным условием является необходимость того, чтобы ингибитор достиг поверхности защищаемого металла и адсорбировался на ней. Низкая концентрация ингибитора может скорее привести к ускорению коррозии, чем к ее замедлению.

Применение ингибиторов - это достаточно дорогостоящая защита трубопроводов от коррозии, которая требует строгого соблюдения технологического режима. Поэтому для выбора и использования в конкретных условиях того или иного ингибитора у лица, принимающего решение, имеется информация по стоимости ингибитора и результаты лабораторных, стендовых промысловых испытаний, согласно которым по ГОСТ 9.506-87 определяются показатели защитной способности ингибитора - скорость коррозии и степень защиты по образцам-свидетелям, вводимым в поток скважинной продукции (рис. 17.1).

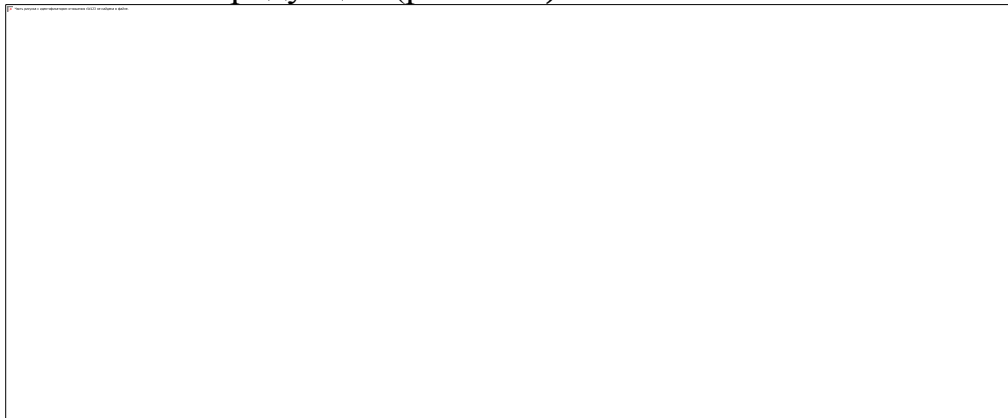


Рисунок 17.1 – Образцы-свидетели из стали: а) обработанные ингибитором; б) необработанные ингибитором

Эффективность ингибитора определяется согласно ГОСТ 9.50687:

$$z = \frac{K_1 - K_2}{K_1} \cdot 100\%, \quad (17.2)$$

или коэффициент торможения:

$$\alpha = \frac{K_1}{K_2}, \quad (17.3)$$

где K_1 и K_2 — скорости коррозии без ингибитора и с ингибитором.

Пример установки ввода ингибиторов коррозии

Для ввода ингибиторов коррозии в технологической схеме сбора и подготовки скважинной продукции используют различные блоки дозирования реагентов (рис. 17.2). Блок дозирования предназначен для дозированного ввода жидких деэмульгаторов и ингибиторов коррозии в трубопровод промысловой системы транспорта и подготовки нефти с целью осуществления внутритрубопроводной деэмульсации нефти, а также защиты трубопроводов и оборудования от коррозии.

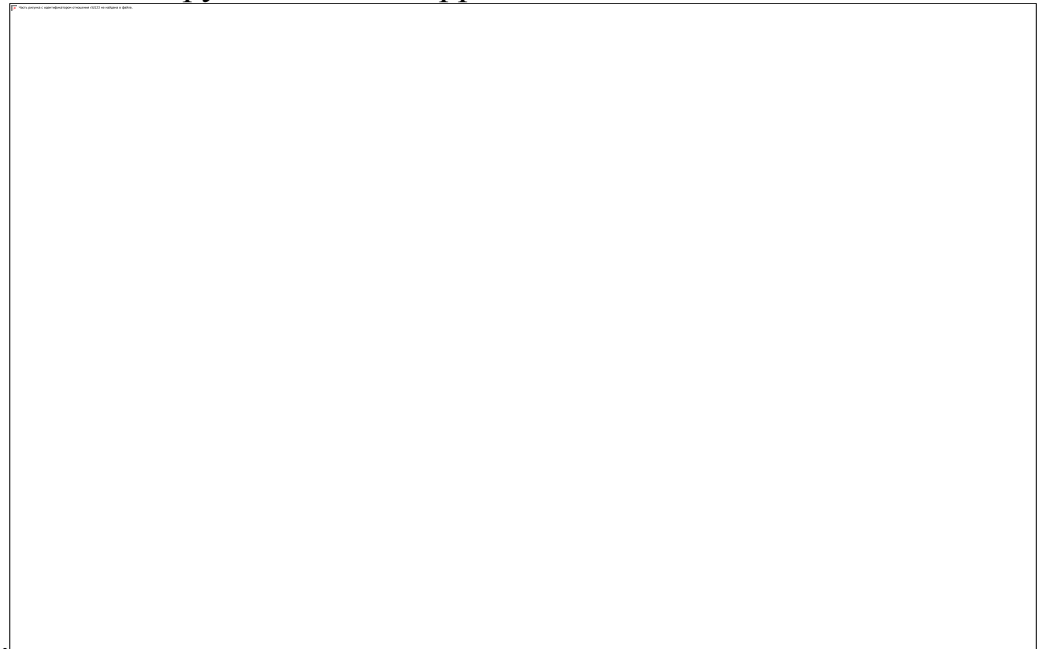


Рисунок 17.2 – Блок дозирования реагентов «Озна Дозатор»

БДР включает:

- насос-дозатор, осуществляющий непрерывное объемное дозирование жидких деэмульгаторов и ингибиторов коррозии;
- насос шестереночный, осуществляющий заполнение технологической емкости реагентом и периодическое перемешивание реагента в емкости;
- расходная емкость прямоугольного сечения, сварная, предназначенная для дозированного ввода определенного объема жидких деэмульгаторов и ингибиторов коррозии в трубопровод за регламентируемый промежуток времени;
- емкость технологическая прямоугольного сечения, сварная, предназначенная для хранения и подогрева реагента с помощью

вмонтированного электронагревателя. Технологическая емкость соединена с указателем уровня жидкости, который служит для визуального контроля уровня жидкости.

Технологии ввода ингибиторов коррозии

На сегодняшний день существует несколько технологий применения ингибиторов коррозии, это:

- непрерывное дозирование,
- непрерывное дозирование с предварительной ударной дозировкой,
- пробковые технологии,
- периодическая подача,
- закачка в пласт.

Вопросы и задания

Задача 1

Определить эффективность использования ингибитора коррозии «Сонкор» по коэффициенту торможения α при 2-х технологиях ввода в систему нефтесбора: 1 технология - постоянная дозировка ингибитора; 2 технология - периодическая дозировка с магнитной обработкой (табл. 17.1).

S – площадь образца-свидетеля, м^2 ;

m_1 – масса до испытания, г;

m_2 – масса после испытания при постоянной дозировке, г;

m_2' – масса после испытания при периодической дозировке + магнитная обработка, г;

τ – продолжительность испытаний при постоянной дозировке, суток;

τ' – продолжительность испытаний при периодической дозировке + магнитная обработка, суток;

y – уменьшение массы образца-свидетеля без ввода ингибитора, % в сутки.

Таблица 17.1 – Варианты заданий к расчету оценки эффективности ингибитора коррозии

№ Варианта	$S, \text{м}^2$	$m_1, \text{г}$	$m_2, \text{г}$	$m_2', \text{г}$	$\tau, \text{суток}$	$\tau', \text{суток}$	$y, \%$
1	0,15	350	349,915	349,92	7	5	0,007
2	0,1	300	299,935	299,94	7	5	0,008
3	0,18	380	379,875	379,88	7	5	0,008
4	0,25	450	449,815	449,82	7	5	0,007
5	0,28	480	479,875	479,88	7	5	0,006
6	0,31	510	509,725	509,73	7	5	0,007
7	0,21	410	409,915	409,92	7	5	0,006
8	0,13	330	329,925	329,93	7	5	0,008
9	0,17	370	369,915	369,92	7	5	0,006
10	0,23	430	429,885	429,89	7	5	0,0075

11	0,12	320	319,925	319,93	8	6	0,007
12	0,16	360	359,915	359,92	8	6	0,008
13	0,27	470	469,865	469,875	8	6	0,008
14	0,24	440	439,875	439,885	8	6	0,007
15	0,11	310	309,935	309,945	8	6	0,006
16	0,19	390	389,895	389,905	8	6	0,007
17	0,22	420	419,915	419,925	8	6	0,006
18	0,3	500	499,725	499,735	8	6	0,008
19	0,14	340	339,915	339,925	8	6	0,006
20	0,2	400	399,885	399,895	8	6	0,0075
21	0,15	360	359,915	359,925	6	4	0,007
22	0,29	490	489,735	489,745	6	4	0,008
23	0,23	430	429,835	429,845	6	4	0,008
24	0,08	280	279,955	279,965	6	4	0,007
25	0,09	290	289,945	289,955	6	4	0,006
26	0,15	340	339,915	339,925	6	4	0,007
27	0,26	460	459,695	459,705	6	4	0,006
28	0,16	350	349,915	349,925	6	4	0,008
29	0,2	390	389,875	389,885	6	4	0,006
30	0,24	450	449,775	449,785	6	4	0,0075

Алгоритм решения:

1. Рассчитываем массу образца свидетеля без ввода ингибитора после 5-и и 7-и суток эксперимента.

$$m = m_1 \cdot (1 - y)^{\tau}, \quad (17.4)$$

2. Определяем скорость коррозии К образцов без ввода ингибитора.
3. Определяем скорость коррозии К образцов с вводом ингибитора при постоянной и периодической дозировке в сочетании с магнитной обработкой:
4. Рассчитываем эффективность ингибитора при различных технологиях ввода и коэффициент торможения.

Вопросы к практическому занятию:

1. Понятие коррозии.
2. Способы предупреждения коррозии.
3. Формула скорости коррозии.
4. Понятие ингибиторов коррозии.
5. Технологии ввода ингибиторов коррозии.

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Основы транспорта, хранения и переработки нефти и газа: учеб. Пособие / А.А.. Коршак. – Ростов н/Д: Феникс, 2015 – 365 с. :ил.
2. Диагностика и ремонт трубопроводов. Методы, совершенствование, применение/ Под общей редакцией академика АНРБ А.Г. Гумерова. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2014. – 148 с.: ил.
3. Технологии магистрального нефтепроводного транспорта России. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2013. – 421 с.: ил.
4. Нефтебазы и автозаправочные станции: учеб. Пособие / А.А.. Коршак. – Ростов н/Д: Феникс, 2013 – 494 с.
5. Быков Л.И., Мустафин Ф.М., Рафиков С.К. и др. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов, под общ. ред. Быкова Л.И. – Спб: Недра, 2006
6. – Коршак А.А., Нечваль А.М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов. под ред. Коршака А.А.– Спб: Недра, 2008
7. – Васильев Г.Г., Гульков А.Н., Земенков Ю.Д. и др. Эксплуатация оборудования и объектов газовой промышленности в 2-х томах. / Учебное пособие, 2008. – 1216 стр
8. – Чемодуров Ю.К. Трубопроводный транспорт газа, нефти и нефтепродуктов: учебное пособие / Ю.К. Чемодуров. – Минск: Беларусь, 2009. – 520 с.
9. Бутзулак, Б. В.. Организационно- технологические схемы производства работ при сооружении магистральных трубопроводов [*Текст*] / Б. В.Бутзулак, Г. Г. Васильев, В. А. Иванов – М.: Газпром, 2002.
- 10.СНиП 2.05.06-85 Магистральные трубопроводы
- 11.СНИП 3.01.01-85 Организация строительного производства
- 12.СНиП 3.02.01-87 Земляные сооружения, основания и фундаменты
- 13.СНиП 3.05.05-84 Технологическое оборудование и трубопроводы

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Значения эквивалентной шероховатости для труб (по А.Д. Альтшулю)

Трубы	Состояние труб	Δ , мм
1. Тянутые из стекла и цветных металлов	Новые, технически гладкие	$\frac{0-0,002}{0,001}$
2. Бесшовные стальные	Новые и чистые	$\frac{0,01-0,02}{0,014}$
	После нескольких лет эксплуатации	$\frac{0,15-0,3}{0,2}$
	Новые и чистые	$\frac{0,03-0,1}{0,06}$
3. Стальные сварные	С незначительной коррозией после очистки	$\frac{0,1-0,2}{0,15}$
	Умеренно заржавевшие	$\frac{0,3-0,7}{0,5}$
	Старые заржавевшие	$\frac{0,5-1,5}{1}$
	Новые асфальтированные	$\frac{0-0,16}{0,12}$
4. Чугунные	Новые без покрытия	$\frac{0,2-0,5}{0,3}$
	Бывшие в употреблении	$\frac{0,8-1,5}{1}$
	Очень старые	до 3 мм

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Значения коэффициентов местных сопротивлений (квадратичная зона)

Сопротивление	$\zeta_{кв}$	Сопротивление	$\zeta_{кв}$
Вход в трубу:		Задвижка:	
с острыми кромками	0,5	полностью открытая ($n=1$)	0,15
вдающийся внутрь резервуара	1,00	$n=0,75$	0,20
Выход из трубы	1,00	$n=0,5$	2,00
Угольник с углом поворота:		$n=0,4$	4,60
45°	0,44	$n=0,3$	10,00
90°	1,32	$n=0,2$	35,00
Колено плавное (90°)	0,23	Кран пробковый	0,40
Тройник	0,32	Фильтры для нефтепродуктов:	
Шаровой кран	45,00	светлых	1,70
Вентиль обычный	4,00	темных	1,20
Прижимная коробка трубы		Диафрагма с острыми кромками при $n = S_{ом}/S_{мп}$:	

с клапаном и сеткой при		0,4	7,00
d_{mp} , мм:		0,5	4,00
100	7,00	0,6	2,00
150	6,00	0,7	0,97
200	5,20		
300	3,70		

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Поправочная функция φ для $\zeta_{кв}$ в формуле $\zeta = \varphi \zeta_{кв}$
при ламинарном и переходном режимах движения

Re	φ	Re	φ
200	4,20	1600	2,95
400	3,81	1800	2,90
600	3,51	2000	2,84
800	3,37	2200	2,48
1000	3,22	2400	2,26
1200	3,12	2600	2,12
1400	3,01	2800	1,98

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

Теплофизические свойства некоторых жидкостей

Свойство	Температура, °С								
	10	20	30	40	50	60	70	80	90
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Вода								
Плотность ρ , кг/м ³	1000	998	996	991	988	983	978	973	965
Динамическая вязкость η , мПа·с	1,31	1,00	0,80	0,66	0,55	0,47	0,41	0,36	0,32
Давление насыщенных паров p_n , кПа	1,22	2,34	4,24	7,38	12,34	19,92	31,17	47,37	70,13
	Топливо Т-1								
Плотность ρ , кг/м ³	—	819	814	808	801	795	787	781	774
Динамическая вязкость η , мПа·с	—	1,49	—	1,08	—	0,83	—	0,66	—
Давление насыщенных паров p_n , кПа	—	4,67	7,47	11,21	15,61	21,35	28,02	36,02	44,43
	Масло МС-20								
Плотность ρ , кг/м ³	898	892	886	881	876	870	864	859	853
Динамическая вязкость η , мПа·с	248,0	102,0	47,5	24,0	13,4	8,0	5,1	3,5	2,4

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

Основные геометрические размеры насосов

Марка насоса	Рабочее колесо		Диаметр входного патрубка*, мм
	D_2 , мм	b_2 , мм	
Основные магистральные насосы			
НМ 125 – 550	264	16	
НМ 360 – 460	300	24	150
НМ 500 – 300	300	28	200
НМ 1250 – 260	440	26	250
	418	26	300
НМ 2500 – 230	430	36	
	405	38	400
	425	26	
НМ 3600 – 230	450	41	
	430	43	500
	450	29	
НМ 5000 – 210	450	69	
	430	72	700
	460	28	
НМ 7000 – 210	465	61	
	475	49	800
	450	52	
НМ 10000 – 210	475	66	
	496	57	1000
	465	58	
Подпорные насосы*			
НПВ 1250 – 60	495	23	300
НПВ 2500 – 80	530	29	400
НПВ 3600 – 90	610	30	500
НПВ 5000 – 120	640	48	700

*Данные ориентировочные

ПРИЛОЖЕНИЕ 6

Расчетное число рабочих дней магистральных нефтепроводов

Протяженность нефтепровода, км	Диаметр нефтепровода, мм	
	до 820 включительно	свыше 820
до 250	357	355
свыше 250 до 500	<u>356</u>	<u>353</u>
	355	351
свыше 500 до 700	<u>354</u>	<u>351</u>
	352	349
свыше 700	<u>352</u>	<u>349</u>
	350	345

Примечание: Числитель - для нормальных условий; знаменатель - для осложненных условий (не менее 30% горных и заболоченных участков)

ПРИЛОЖЕНИЕ 7

Параметры магистральных нефтепроводов

Производительность, млн. т/год	Диаметр (наружный), мм	Рабочее давление	
		МПа	кгс/см ²
0,7 – 1,2	219	8,8 – 9,8	90 – 100
1,1 – 1,8	273	7,4 – 8,3	75 – 85
1,6 – 2,4	325	6,6 – 7,4	67 – 75
2,2 – 3,4	377	5,4 – 6,4	55 – 65
3,2 – 4,4	426	5,4 – 6,4	55 – 65
4 – 9	530	5,3 – 6,1	54 – 62
7 – 13	630	5,1 – 5,5	52 – 56
11 – 19	720	5,6 – 6,1	58 – 62
15 – 27	820	5,5 – 5,9	56 – 60
23 – 50	1020	5,3 – 5,9	54 – 60
41 – 78	1220	5,1 – 5,5	52 - 56

Характеристики труб для нефтепроводов и нефтебаз

Рабочее давление, МПа	Наружный диаметр, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Характеристики материала труб			Коэффициент надеж. по материалу, K_1	Поставщик труб, № технических условий
			Марка стали	$\sigma_{вр}$, МПа	σ_m , МПа		
5,4...7,4	1220	10;11;12; 13; 14; 15; 16	08ГБЮ	510	350	1,4	ЧТЗ, ТУ-14-3Р-03-94
		10;11; 12;13; 14; 15; 16	09ГБЮ	550	380		
5,4...7,4	1220	10; 11;12; 13;14; 15; 16	12ГСБ	510	350	1,4	ЧТЗ, ТУ-14-3Р-04-94
		10;11;12; 13; 14; 15; 16	12ГСБ	550	380		
6,3	1020	12,5; 12,9; 15,5; 16	13 Г1СУ	540	390	1,47	ЧТЗ, ТУ-14-3-1698-90
6,3	1020	11,4	13 Г1СУ	540	390	1,34	НМТЗ, ТУ-14-3-1424-86
6,3	1020	11; 11,5 12	17Г1С	510	363	1,4	ВТЗ, ТУ1104-138100-357-02-96
5,4	1020	9,5; 10; 10,5 8; 8,5; 9	17Г1С	510	363		
5,4	1020		К60	588	441		
5,4...7,5	820	8; 9; 10; 11; 12	13 Г2АФ	530	363	1,47	ЧТЗ ТУ 14-3-14-25-86
5,4...7,5	820	8,5; 9,2; 10,6; 11,4	17ГС	510	353	1,47	ЧТЗ ТУ 14-3-1270-84
5,4...7,4	820	9; 10; 11; 12; 13; 14	12ГСБ	510	350	1,4	ЧТЗ ТУ 14-3Р-04-94
7,4	720	7,3; 8,7; 10,8; 12; 14; 16; 20	К60	589	461	1,34	ВМЗ ТУ 14-3Р-01-93
5,4...7,4	720	8; 9; 10; 11; 12; 13; 14	08ГБЮ	510	350	1,4	ЧТЗ 14-3Р-03-94
5,4...7,4	720	7,5; 8,1; 9,3; 10; 11; 12	17ГС	510	353	1,47	ЧТЗ 14-3-1270-84
5,4...7,4	630	8; 9;10;11;12	12Г2С	490	343	1,4	ХТЗ ТУ 322-8-10-95
5,4...7,4	530	8; 9; 10	13ГС	510	353	1,34	ХТЗ ТУ 322-8-10-95
7,4	530	7; 7,5; 8; 9; 10	17ГС	510	353	1,47	ЧТЗ ТУ 14-3-1270-84
7,4	530	7,1; 8,8; 10; 12; 14; 16	—	529	392	1,34	ВМЗ ТУ 14-3Р-01-93
5,4...7,4	530	7; 8; 9; 10; 11; 12; 13; 14	8ГБЮ	510	350	1,4	ЧТЗ ТУ 14-3Р-03-94
5,4..7,4	530	7; 8; 9; 10; 11; 12; 13; 14	12ГСБ	510	350	1,4	ЧТЗ ТУ 14-3Р-04-94

Примечание: ЧТЗ – Челябинский трубный завод, НМТЗ – Новомосковский трубный завод, ВТЗ – Волжский трубный завод, ХТЗ – Харцызский трубный завод, ВМЗ – Выксунский металлургический завод

Бесшовные трубы (ГОСТ 550–75)

Наружный диаметр, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Характеристика			Коэффициент надежности и по материалу K
		Марка стали	$\sigma_{вр}$, МПа	σ_t , МПа	
48	4; 5	10	353	216	1,55
(57)*	4; 5	20	431	255	
60	4; 5; 6	10Г2	470	265	
76	4; 5; 6; 8				
(80)	4; 5				
89	4; 5; 6; 7; 8				
(102)	5; 6; 7; 8; 9; 10;				
	11; 12; 14;				
108	4; 5; 6; 7; 8				
114	6; 7; 8; 9; 10; 11				
127	6; 7; 8; 9; 10; 11; 12; 14				
133	5; 6; 7; 8; 9				
146	11				
152	6; 7; 8; 9; 10; 11; 14; 16				
159	6; 7; 8; 9; 10; 11; 14; 16				
168	11; 12				
194	7; 8; 9; 10; 12				
219	8; 9; 10; 11; 12; 14; 16; 18; 20				

Примечание: Трубы, размеры которых указаны в скобках – для ремонтных целей.

ПРИЛОЖЕНИЕ 10

Техническая характеристика насосов НДвН и НДсН

Типоразмер насоса	Номинальный режим				
	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Частота вращения, об/мин	Дополнит. кавитацион. запас, м	К.П.Д., %
8НДвН	500	28	960	4,5	79
12НДсН	800	28		4,0	86
14НДсН	1100	30		5,0	88

ПРИЛОЖЕНИЕ 11

Типоразмер насоса	рогор	Коэффициенты			Коэффици-циенты		Коэффициенты			Параметры насоса, мм		n ₅
		H ₀ , м	a, ч/м ²	10 ⁶ ·b, ч ² /м ⁵	a ₀ , м	b ₀	10 ² ·c ₀	10 ² ·c ₀ , ч/м ³	10 ⁶ ·c ₂ , ч ² /м ⁶	b ₂	D _{ex}	
8НДвН	1	31,6	2,95·10 ⁻²	0,733	0,0431	0,729	3,63	0,391	-4,81	14,0	470	65
12НДсН	1	33,4	-	8,58	0,065	0,628	6,14	0,205	-1,26	5,0	460	100
	2	29,4	-	9,47	0,065	0,628	12,8	0,196	-1,27	7,0	430	105
	3	24,1	-	9,84	0,065	0,628	11,9	0,220	-1,58	9,0	400	120
14НДсН	1	39,0	-	6,19	5	-	7,1	0,133	-0,59		480	107
	2	48,7	-	5,26	5	-	7,1	0,133	-0,59		540	83

Насосы 8НДвН, 12НДсН и 14НДсН применяются как подпорные на перекачивающих станциях и для налива железнодорожных цистерн.

ПРИЛОЖЕНИЕ 12

Сортамент наиболее часто употребляемых бесшовных горячекатаных труб (ГОСТ 8732 – 78)

Наружный диаметр, мм	Теоретическая масса 1 м трубы (кг) при толщине стенки, мм									
	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
57	4,00	5,23	6,41	7,55	9,63	9,67	10,65	11,59	12,48	
60	4,22	5,52	6,78	7,99	9,15	10,26	11,32	12,33	13,29	
70	4,96	6,51	8,01	9,47	10,88	12,23	13,54	14,8	16,01	
76	5,40	7,10	8,75	10,36	11,91	13,42	14,87	16,18	17,63	
89	-	8,38	10,36	12,28	14,16	15,98	17,76	19,48	21,16	
108	-	10,26	12,70	15,09	17,44	19,73	21,97	24,17	26,31	
133	-	12,73	15,78	18,79	21,75	24,66	27,52	30,33	33,10	
159	-	-	18,99	22,64	26,24	29,79	33,29	36,75	40,15	
168	-	-	20,10	23,97	27,79	31,57	35,29	38,97	42,59	
219	-	-	-	31,52	36,60	41,63	46,61	51,54	56,43	
273	-	-	-	-	45,92	52,28	58,60	64,86	71,07	
325	-	-	-	-	-	62,54	70,14	77,68	85,18	
377	-	-	-	-	-	-	81,68	90,51	99,29	
426	-	-	-	-	-	-	92,55	102,6	112,6	

ПРИЛОЖЕНИЕ 13

Основные параметры сепараторов ЦКБН, с рабочим давлением 0,6 МПа

Сепаратор	Пропускная способность, м³/сут		Длина сепаратора, мм	Условный диаметр сепаратора, мм	Масса, кг
	по газу	по жидкости			
НГС6-1400	0,15·10 ⁶	2000	5660	1400	1900
НГС6-1600	0,34·10 ⁶	5000	7455	1600	2800
НГС6-2200	0,60·10 ⁶	10000	8205	2200	5200
НГС6-2600	1,00·10 ⁶	20000	11370	2600	11700
НГС6-3000	1,50·10 ⁶	30000	12620	3000	12700

ПРИЛОЖЕНИЕ 14

Категория участка трубопровода	Коэффициент условий работы трубопровода <i>m</i>
В	0,60
I	0,75
II	0,75
III	0,90
IV	0,90

ПРИЛОЖЕНИЕ 15

Характер нагрузки и воздействия	Нагрузка и воздействие	Коэффициент надежности по нагрузке <i>n</i>
Постоянные	Масса трубопровода и обустройств	1,10 (0,95)
	Воздействие предварительного напряжения трубопровода (упругий изгиб и др.)	1,00 (0,9)
	Давление (вес) грунта	1,20 (0,8)
	Гидростатическое давление воды	1,00
Временные длительные	Внутреннее давление для газопроводов	1,10
	Внутреннее давление для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов диаметром 700-1200 мм с промежуточными НПС без подключения емкостей	1,15
	Внутреннее давление для нефтепроводов и диаметром 700-1200 мм без промежуточных или с промежуточными НПС работающими постоянно только с подключенной емкостью, а также для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов диаметром менее 700 мм	1,10
	Масса продукта или воды	1,00 (0,95)
	Температурные воздействия	1,00
	Воздействия неравномерных деформаций грунта,	1,50

	не сопровождающиеся изменением его структуры	
Кратко-временные	Снеговая нагрузка	1,40
	Ветровая нагрузка	1,20
	Гололедная нагрузка	1,30
	Нагрузка, вызываемая морозным растрескиванием грунта	1,20
	Нагрузки и воздействия, возникающие при пропуске очистных устройств	1,20
	Нагрузки и воздействия, возникающие при испытании трубопроводов	1,00
	Воздействие селевых потоков и оползней	1,00
Особые	Воздействие деформаций земной поверхности в районах горных выработок и карстовых районах	1,00
	Воздействие деформаций грунта, сопровождающееся изменением его структуры	1,00
	Воздействия, вызываемые развитием солифлюкционных и термокарстовых процессов	1,05

ПРИЛОЖЕНИЕ 16

Бесшовные из малоуглеродистых сталей	1,10
Прямошовные и спиральношовные сварные из малоуглеродистой стали и низколегированной стали с отношением $R_2''/R_1'' \leq 0,8$	1,15
Сварные из высокопрочной стали с отношением $R_2''/R_1'' > 0,8$	1,20

ПРИЛОЖЕНИЕ 17

Условный диаметр трубопровода, мм	Значение коэффициента надежности по назначению трубопровода k_n			
	для газопроводов в зависимости от внутреннего давления p			для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов
	$p \leq 5,4$ (МПа) $p \leq 55$ (кгс/см ²)	$5,4 < p \leq 7,4$ (МПа) $55 < p \leq 75$ (кгс/см ²)	$7,4 < p \leq 9,8$ (МПа) $75 < p \leq 100$ (кгс/см ²)	
500 и менее	1,00	1,00	1,00	1,00
600-1000	1,00	1,00	1,05	1,00
1200	1,05	1,05	1,10	1,05
1400	1,05	1,10	1,15	-

ПРИЛОЖЕНИЕ 18

Физическая характеристика стали	Величина и размерность
Плотность, кг/м ³	7850
Модуль упругости E , МПа	$2,1 \cdot 10^5$
Коэффициент линейного расширения α , 1/°C	$1,2 \cdot 10^{-5}$

Коэффициент поперечной деформации Пуассона в стадии работы металла μ	0,3
---	-----

ПРИЛОЖЕНИЕ 19

Характеристика труб	Значение коэффициента надежности по материалу k_1
1. Сварные из малоперлитной и бейнитной стали контролируемой прокатки и термически упрочненные трубы, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву, с минусовым допуском по толщине стенки не более 5 % и прошедшие 100 %-ный контроль на сплошность основного металла и сварных соединений.	1,34
2. Сварные из нормализованной, термически упрочненной стали контролируемой прокатки, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву и прошедшие 100 %-ный контроль на сплошность основного металла и сварных соединений неразрушающими методами. Бесшовные из катаной или кованой заготовки, прошедшие 100 %-ный контроль.	1,40
3. Сварные из нормализованной и горячекатаной низколегированной стали, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой и прошедшие 100 %-ный контроль.	1,47
4. Сварные из горячекатаной низколегированной или углеродистой стали, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой или токами высокой частоты. Остальные бесшовные трубы.	1,55

ПРИЛОЖЕНИЕ 20

Механические характеристики различных марок сталей

Выксунский трубный завод			Волжский трубный завод		
Марка стали	$\sigma_{вр}$, МПа	σ_m , МПа	Марка стали	$\sigma_{вр}$, МПа	σ_m , МПа
09Г2С	490	340	09Г2С	490	340
12Г2С	510	350	12Г2С	510	350
17ГС	510	350	17ГС	510	350
17Г1С	510	350	17Г1С	510	363
17Г1С-У	510	350	10Г2ФБЮ	588	441
13ГС	510	350	17Г1С-У	588	461
12ГСБ	510	350	13ГС	588	461
08ГБЮ	510	350	13Г1С-У	588	461
13Г2АФ	530	360	10Г2ФБ	588	461
13Г1С-У	540	390	X70	588	461
09ГБЮ	550	380	Ст20(ТУ-98)	588	461
12Г2СБ	550	380	Ст20(ТУ-01)	690	560
09Г2ФБ	550	430	09ГСФ (ТУ-01)	690	560
13Г1СБ-У	570	470			
10Г2ФБ	590	440			
10Г2ФБЮ	590	460			
10Г2СБ	590	460			

Учебное пособие

Вержбицкий Вячеслав Владимирович

Шестерень Алёна Олеговна

**СООРУЖЕНИЕ И РЕМОНТ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ
ТРУБОПРОВОДОВ**

Учебное пособие

для студентов направления 21.03.01 Нефтегазовое дело

Редактор:

Подписано в печать

Формат 60 × 84	1/16	Усл. п. л.-	Уч. изд. л.-
Бумага газетная	Тираж 25	Заказ №	Тираж
ФГАОУ ВПО «Северо-Кавказский федеральный университет»			
355029, г. Ставрополь, пр. Кулакова 2.			