УДК 621.643.622.32 (075.8)
ББК 39.7
Т 77

Книга выпущена при содействии ОАО "АК "Транснефть"

Авторы:
Г.Г. ВАСИЛЬЕВ, Г.Е. КОРОБКОВ, А.А. КОРШАК, М.В. ЛУРЬЕ,
В.М. ПИСАРЕВСКИЙ, А.Д. ПРОХОРОВ, А.Е. СОЩЕНКО,
А.М. ШАММАЗОВ

Рецензенты:
кафедра "Проектирование и эксплуатация нефтегазопроводов и хранилищ"
Тюменского государственного нефтегазового университета;
д-р техн. наук проф. *Б.Л. Кривошеин*

Трубопроводный транспорт нефти/Г.Г. Васильев,
Т 77 Г.Е. Коробков, А.А. Коршак и др.; Под редакцией
С.М. Вайнштока: Учеб. для вузов: В 2 т. — М.: ООО
"Недра-Бизнесцентр", 2002. — Т. 1. — 407 с.: ил.
ISBN 5-8365-0118-1

Рассмотрен комплекс вопросов, связанных с проектированием и эксплуатацией систем трубопроводного транспорта нефти. Особое внимание уделено технологическим расчетам, в том числе при стационарном и нестационарном режимах перекачки, последовательной перекачке, специальным методам перекачки. Приведены сведения о надежности и долговечности, безопасности, противокоррозионной защите, системах связи, автоматики и телемеханики.

Для студентов, бакалавров и магистров, обучающихся по специальности "Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ".

ISBN 5-8365-0117-3
ISBN 5-8365-0118-1 (Т. 1)
© Коллектив авторов, 2002
© Оформление. ООО "Недра-Бизнесцентр", 2002

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие ... 3
Введение ... 4

Глава 1. СТРУКТУРА ОБЪЕКТОВ СИСТЕМЫ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ ... 6

1.1. Значение системы магистрального и трубопроводного транспорта нефти для экономики России ... 6
1.2. Краткая история и современное состояние системы трубопроводного транспорта нефти ОАО "АК "Транснефть" ... 8
1.3. Перспективы развития трубопроводного транспорта нефти ... 14
1.4. Классификация трубопроводов ... 15
1.5. Состав сооружений магистральных нефтепроводов ... 18

Глава 2. ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ НА СТРОИТЕЛЬСТВО МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА ... 22

2.1. Документация на производство проектно-изыскательских работ 22
2.2. Инженерные изыскания ... 23
2.3. Технико-экономическое обоснование строительства (ТЭО, проект) объекта ... 30
2.4. Рабочая документация ... 34
2.5. Экспертиза принятых проектных решений ... 36
2.6. Подготовка к производству строительно-монтажных работ ... 39
2.7. Организация контроля при производстве строительно-монтажных работ ... 47
2.8. Сдача объекта в эксплуатацию ... 55

Глава 3. ВЫБОР ТРАССЫ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА ... 61

3.1. Факторы, влияющие на стоимость строительства и эксплуатации магистральных нефтепроводов ... 62
3.2. Классификация участков и категорий местности ... 64
3.3. Применение геоинформационных систем при выборе трассы нефтепровода ... 65

Глава 4. ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ И ИХ ПОДГОТОВКА К ТРУБОПРОВОДНОМУ ТРАНСПОРТУ ... 69

4.1. Состав нефтей и их классификация ... 69
4.2. Подготовка нефти к транспорту ... 73
4.3. Прием (сдача) нефти для транспортировки по магистральным нефтепроводам ... 77
4.4. Физико-химические свойства нефтей ... 78

Глава 5. ЛИНЕЙНАЯ ЧАСТЬ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ 93

5.1. Структура и основные характеристики линейной части ... 93
5.2. Трубы для нефтепроводов ... 95
5.3. Камеры приема и пуска поточных средств ... 108
5.4. Арматура ... 109

5.5. Нормативная методика расчета нефтепроводов на прочность 112
5.6. Нагрузки и воздействия 120

Глава 6. НАСОСЫ ДЛЯ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ 123

6.1. Принцип действия центробежных насосов 123
6.2. Нефтяные центробежные насосы 125
6.3. Гидравлические ($Q-H$)-характеристики центробежных насосов 128
6.4. Подпорные насосы 138
6.5. Изменение насосных характеристик 141
6.6. Привод насосов 147

Глава 7. НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИЕ СТАНЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ 152

7.1. Классификация нефтеперекачивающих станций и характеристика основных объектов 152
7.2. Генеральный план нефтеперекачивающих станций 154
7.3. Технологические схемы нефтеперекачивающих станций 158
7.4. Конструкция и компоновка насосного цеха 169
7.5. Вспомогательные системы насосного цеха 174
7.6. Резервуарные парки нефтеперекачивающих станций 182

Глава 8. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ ПРИ СТАЦИОНАРНОМ РЕЖИМЕ ПЕРЕКАЧКИ 193

8.1. Исходные данные для технологического расчета 193
8.2. Уравнение Бернулли для участка нефтепровода 195
8.3. Коэффициент гидравлического сопротивления 198
8.4. Гидравлический уклон 200
8.5. Уравнение баланса напоров для участка нефтепровода 201
8.6. ($Q-H$)-характеристики участка трубопровода 204
8.7. Нефтепроводы с промежуточными перекачивающими станциями 217
8.8. Согласование работы участков нефтепровода с промежуточными перекачивающими станциями, работающими по схеме из насоса в насос 222
8.9. Выбор оптимальных параметров нефтепровода 225

Глава 9. СПЕЦИАЛЬНЫЕ МЕТОДЫ ПЕРЕКАЧКИ ВЫСОКОВЯЗКИХ И ЗАСТЫВАЮЩИХ НЕФТЕЙ 235

9.1. Основные технологии перекачки высоковязких и застывающих нефтей 235
9.2. "Горячая" перекачка 237
9.3. Заполнение трубопровода высоковязкой нефтью 240
9.4. Остановки перекачки 244
9.5. Уравнение притока тепла при стационарном режиме "горячей" перекачки 245
9.6. Вычисление коэффициента теплопередачи 248
9.7. Решение уравнения Шухова 251
9.8. Вычисление потерь напора при "горячей" перекачке 253
9.9. Вычисление потерь напора в турбулентном потоке 254
9.10. Вычисление потерь напора при ламинарном режиме течения 255
9.11. Вычисление потерь напора при различных режимах течения нефти на рассматриваемом участке трубопровода 258
9.12. Перекачка высоковязких и застывающих нефтей в смеси с углеводородными разбавителями 260
9.13. Перекачка термически обработанных нефтей 263
9.14. Применение депрессорных присадок при трубопроводном транспорте высокопарафинистых нефтей 264

Глава 10. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНАЯ ПЕРЕКАЧКА НЕФТЕЙ 269

10.1. Сущность последовательной перекачки нефтей методом прямого контактирования 269
10.2. Теория смесеобразования в зоне контакта последовательно движущихся партий нефтей 272
10.3. Гидравлические особенности расчета нефтепровода при последовательной перекачке нефтей 298

Глава 11. НЕФТЕНАЛИВНЫЕ ТЕРМИНАЛЫ 302

11.1. Причальные сооружения 303
11.2. Шлангующие устройства 309
11.3. Технологические трубопроводы и оборудование терминалов 314
11.4. Резервуарные парки терминалов 318
11.5. Грузовые операции погрузки танкера у стационарных причалов 323

Глава 12. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ НЕФТЕПРОВОДОВ ПРИ НЕУСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМАХ 326

12.1. Инерционные свойства потока нефти в трубопроводе 327
12.2. Гидравлический удар в нефтепроводах 332
12.3. Расчет нестационарных режимов работы нефтепровода 334

Глава 13. СИСТЕМЫ АВТОМАТИКИ И ТЕЛЕМЕХАНИЗИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫМИ НЕФТЕПРОВОДАМИ 350

13.1. Основные требования к системе автоматизации объектов магистральных нефтепроводов 350
13.2. Автоматическая защита и управление магистральными насосными агрегатами 354
13.3. Автоматическая защита и управление подпорными насосными агрегатами 356
13.4. Автоматизация вспомогательных систем 357
13.5. Автоматическое пожаротушение 359
13.6. Объем автоматизации операторной (МДП) 362
13.7. Телемеханизация объектов магистральных нефтепроводов 363
13.8. Информационная система ОАО “АК “Транснефть” 364

Глава 14. ПРОТИВОКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА НЕФТЕПРОВОДОВ И РЕЗЕРВУАРОВ 370

14.1. Классификация коррозионных процессов 370
14.2. Основные сведения об электрических процессах на поверхности трубопровода, находящегося в почве 373
14.3. Защитные покрытия для нефтепроводов 384
14.4. Электрохимическая защита нефтепроводов от коррозии 389
14.5. Противокоррозионная защита резервуаров 396

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ 404

ПРЕДИСЛОВИЕ

Роль трубопроводного транспорта в системе нефтегазовой отрасли промышленности чрезвычайно высока. Он является основным и одним из дешевых видов транспорта нефти от мест добычи на нефтеперерабатывающие заводы и экспорт. Магистральные трубопроводы, обеспечивая энергетическую безопасность страны, в тоже время позволяют разгрузить железнодорожный транспорт для перевозок других важных для народного хозяйства грузов.

Трубопроводный транспорт нефти имеет ряд преимуществ по сравнению с водным и железнодорожным транспортом: минимальная дальность транспортировки, ритмичность работы поставщиков и потребителей, наименьшие потери нефти, наибольшая автоматизация технологических процессов.

Протяженность трубопроводных магистралей России постоянно увеличивается, осуществляются модернизация и техническое перевооружение ранее построенных трубопроводов, внедряются современные средства связи и управления, совершенствуются технологии транспорта высоковязких и застывающих нефтей, сооружения и ремонта объектов магистральных нефтепроводов. Все эти изменения должны быть отражены в учебной литературе для студентов специальности 090700 “Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ". Учебник должен восполнить пробелы в ранее изданных учебных пособиях и обобщить имеющийся и накопленный опыт по проектированию и эксплуатации системы магистральных нефтепроводов России.

В создании учебника участвовали представители Уфимского государственного нефтетехнического университета канд. техн. наук доц. А.И. Гольянов, д-р техн. наук проф. А.Г. Колпаков, канд. техн. наук доц. Б.Н. Мастобаев, д-р техн. наук доц. Ю.А. Фролов, д-р эконом. наук проф. В.Г. Карпов и представители Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина д-р техн. наук проф. В.И. Марон, канд. техн. наук доц. С.Н. Челинцев, которыми написаны отдельные главы.

Авторы выражают благодарность ведущим специалистам ОАО “АК “Транснефть" за помощь в подготовке материалов издания.

ВВЕДЕНИЕ

Топливно-энергетический комплекс России представляет совокупность энергетических систем: газо-, угле-, нефтеснабжения, нефтепродуктообеспечения, электроэнергетики и др. Каждая из этих систем состоит из взаимосвязанных отдельных технологических процессов, управляемых и контролируемых человеком и предназначенных для транспорта, хранения, перевалки и распределения среди потребителей соответствующих энергоресурсов: нефти, нефтепродуктов, газа, угля, электроэнергии и т.д.

Рассматривая систему трубопроводного транспорта нефти (нефтеснабжения), следует отметить, что ей присущи основные особенности, характерные для больших систем энергетики. К ним относятся взаимосвязь с другими отраслями промышленности, территориальная распределенность, сложность, непрерывность развития и обновления, инерционность и непрерывность функционирования, многоцелевой характер и неравномерность процессов приема и сдачи нефти. В 1992 г. с образованием Российской Федерации, как самостоятельного суверенного государства, произошло разделение единой системы нефтеснабжения б. СССР на национальные подсистемы. С этого времени эксплуатация около 48 тыс. км магистральных нефтепроводов России осуществляется государственной акционерной компанией по трубопроводному транспорту нефти "АК "Транснефть".

В условиях снижения добычи нефти и объемов ее транспортировки, роста издержек производства, старения основных фондов (трубопроводов, резервуаров, оборудования и др.) ОАО "АК "Транснефть" удалось не только обеспечить надежную работу нефтепроводов, сохранить высококвалифицированных специалистов, увеличить пропускную способность на важнейших направлениях, но и провести проектирование и закон-

строительство важных новых магистралей. Это позволяет быть уверенными в том, что одна из важнейших систем трубопроводного транспорта будет и сегодня способствовать подъему экономики России в целом и топливно-энергетического комплекса в частности.

На современном этапе при проектировании систем трубопроводного транспорта нефти необходимо обеспечивать техническую осуществимость в сочетании с передовыми технологиями, экологическую безопасность и экономическую эффективность, а также высокую надежность при эксплуатации, что требует, в свою очередь, высококвалифицированных специалистов в области проектирования, сооружения и эксплуатации магистральных нефтепроводов и хранилищ.

1 ГЛАВА СТРУКТУРА ОБЪЕКТОВ СИСТЕМЫ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ

1.1. ЗНАЧЕНИЕ СИСТЕМЫ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ ДЛЯ ЭКОНОМИКИ РОССИИ

Развитие экономики России невозможно без обеспечения отечественной нефтеперерабатывающей промышленности нефтью для производства нефтепродуктов и сырья для нефтехимической промышленности, без экспорта нефти для получения валюты и закупки зарубежного оборудования, материалов и технологий. Наиболее дешевым и высоконадежным видом транспорта нефти являются магистральные нефтепроводы. С разработкой нефтяных месторождений Восточной Сибири и Крайнего Севера, началом освоения шельфа и морских месторождений происходят дальнейшее удаление мест переработки от районов добычи и рост затрат на транспортировку углеводородов. В этих условиях трубопроводный транспорт становится важнейшим элементом топливно-энергетического комплекса страны, обеспечивающим снижение издержек и повышение прибыльности добычи нефти для нефтегазодобывающих компаний.

Для надежного снабжения народного хозяйства нефтью необходимо, чтобы средства транспорта и хранения соответствовали уровню добычи и переработки, экспортным потребностям и перспективам развития.

Протяженность магистральных трубопроводов России составляет 218,9 тыс. км, в том числе газопроводов — 151 тыс. км, нефтепроводов — 48,6 тыс. км, нефтепродуктопроводов — 19,3 тыс. км. Транспортировка продукции топливно-энергетического комплекса в 2000 г. трубопроводным транспортом составляла более 30 % общего объема грузо-

оборота. По системе магистральных нефтепроводов транспортируется 93 % добываемой нефти, в общем объеме грузооборота доля нефти доходит до 40,3 %.

В последние годы предполагается рост добычи, переработки и экспорта нефти в России за счет разработки новых месторождений в Тимано-Печорском и Восточно-Сибирском регионах, а также на Дальнем Востоке и шельфе морей. Перспективный уровень добычи нефти и возможные объемы транспортировки по магистральным нефтепроводам будут определять такие факторы, как мировые цены, уровень налогообложения, сроки ввода новых месторождений и строительства трубопроводов.

Энергетическая стратегия России ориентирована на увеличение добычи к 2020 г. нефти с газовым конденсатом до 360 млрд т/год, газа — 700 млрд м^3, угля — 430 млн т, производства электрической энергии — 1620 млрд кВт·ч (рис. 1.1).

Поэтому в целях обеспечения стратегических и экономических интересов страны необходимо развивать существующие и открывать новые направления экспорта российской нефти и транзита нефти из стран СНГ. С этой целью ОАО "АК "Транснефть" проводит целенаправленную работу по техническому перевооружению, реконструкции и капитальному ремонту объектов магистральных нефтепроводов сис-

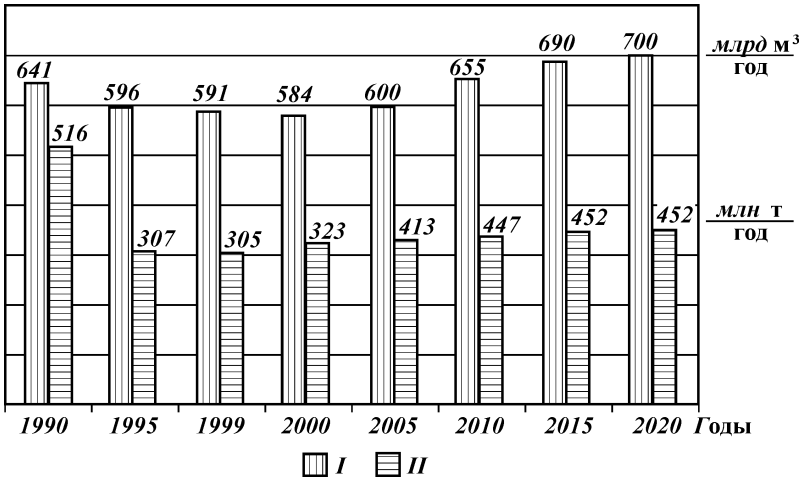


Рис. 1.1. Показатели добычи газа (I) и нефти с газовым конденсатом (II) в России за период с 1990 по 2020 гг.

темы, что обеспечивает экологическую безопасность трубопроводного транспорта, надежное и бесперебойное снабжение всех потребителей нефтью, способствуя развитию экономики страны.

1.2. КРАТКАЯ ИСТОРИЯ И СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ СИСТЕМЫ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ ОАО "АК "ТРАНСНЕФТЬ"

Систематическое сооружение нефтепроводов в районах добычи нефти — в Урало-Поволжье и Закавказье было начато в середине 60-х годов, прошлого века. В этот период, в частности, были построены трансконтинентальные нефтепроводы Туймазы — Омск (впервые применены трубы диаметром 530 мм), Туймазы — Омск — Новосибирск — Иркутск диаметром 720 мм и длиной 3662 км, нефтепроводы Альметьевск — Горький (первая нитка), Альметьевск — Пермь, Ишимбай — Орск, Горький — Рязань, Тихорецк — Туапсе, Рязань — Москва и др. Необходимо особо отметить, что в 1955 г. был введен в эксплуатацию первый "горячий" нефтепровод Озек-Суат — Грозный диаметром 325 мм и протяженностью 144 км; по нему впервые в нашей стране стали транспортировать нефть после предварительного подогрева в специальных печах.

В 1964 г. был введен в эксплуатацию крупнейший в мире по протяженности (5500 км вместе с ответвлениями) трансевропейский нефтепровод "Дружба", соединяющий месторождения нефти в Татарии и Куйбышевской области с восточно-европейскими странами (Чехия, Словакия, Венгрия, Польша, Германия).

Открытие крупнейших месторождений нефти в Западной Сибири в корне изменило приоритеты трубопроводного строительства. Транспортировка нефти из данного региона до существовавших промышленных центров была крайне затруднена. Расстояние от месторождений до ближайшей железнодорожной станции составляло более 700 км. Единственная транспортная магистраль — река Обь и впадающая в нее река Иртыш — судоходны не более 6 мес в году. Обеспечить транспортировку все возрастающих объемов нефти мог только трубопроводный транспорт.

В декабре 1965 г. было завершено строительство и введен в эксплуатацию первый в Сибири нефтепровод Шаим — Тюмень диаметром 529—720 мм и протяженностью 410 км. В ноябре 1965 г. начато и в октябре 1967 г. завершено строительство нефтепровода Усть-Балык — Омск диаметром 1020 мм и протяженностью 964 км (в США трубопроводов такого диаметра еще не было). Осенью 1967 г. начато и в апреле 1969 г. завершено строительство нефтепровода Нижневартовск — Усть-Балык диаметром 720 мм и протяженностью 252 км. В последующие годы на базе Западно-Сибирских месторождений были построены трансконтинентальные нефтепроводы Усть-Балык — Курган — Уфа — Альметьевск (1973 г.), Александровское — Анжеро-Судженск — Красноярск — Иркутск (1973 г.), Нижневартовск — Курган — Куйбышев (1976 г.), Сургут — Горький — Полоцк (1979 г.) и др.

Продолжалось строительство нефтепроводов и в других регионах. В 1961 г. на месторождениях Узень и Жетыбай (Южный Мангышлак) были получены первые фонтаны нефти, а уже в апреле 1966 г. вступил в строй нефтепровод Узень — Шевченко длиной 141,6 км. В дальнейшем он был продлен сначала до Гурьева (1969 г.), а затем до Куйбышева (1971 г.). Ввод в эксплуатацию нефтепровода Узень — Гурьев — Куйбышев диаметром 1020 мм и протяженностью 1750 км позволил решить проблему транспорта высоковязкой и высокозастывающей нефти Мангышлака. Для этого была выбрана технология перекачки с предварительным подогревом в специальных печах. Нефтепровод Узень — Гурьев — Куйбышев стал крупнейшим "горячим" трубопроводом мира.

Были продлены нефтепроводы Альметьевск — Горький и Туймазы — Омск — Новосибирск на участках соответственно Горький — Ярославль — Кириши и Новосибирск — Красноярск — Иркутск.

На других направлениях в 1971 — 1975 гг. были построены нефтепроводы Уса — Ухта — Ярославль — Москва, Куйбышев — Тихорецкая — Новороссийск и другие, в 1976—1980 гг. — нефтепроводы Куйбышев — Лисичанск — Одесса, Холмогоры — Сургут, Омск — Павлодар, Каламкас — Шевченко, Самгори — Батуми и другие, в 1981—1985 гг. — нефтепроводы Холмогоры — Пермь — Альметьевск — Клин, Возей — Уса — Ухта, Кенкияк — Орск, Павлодар — Чимкент — Чардар — Фергана, Прорва — Гурьев, Красноленинский — Шаим, Тюмень — Юргамыш, Грозный — Баку.

В настоящее время все магистральные нефтепроводы России эксплуатируются ОАО "АК "Транснефть", которое является транспортной компанией и объединяет 11 российских предприятий трубопроводного транспорта нефти, владеющих нефтяными магистралями, эксплуатирующих и обслуживающих их. При движении от грузоотправителя до грузополучателя нефть проходит в среднем 3 тыс. км. ОАО "АК "Транснефть" разрабатывает наиболее экономичные маршруты движения нефти, тарифы на перекачку и перевалку нефти с утверждением их в Федеральной энергетической комиссии (ФЭК).

Взаимоотношения ОАО "АК "Транснефть" с грузопотребителями регулируются "Положением о приеме и движении нефти в системе магистральных нефтепроводов", утвержденным Минэнерго РФ в конце 1994 г. Этот документ включает методику определения оптимальных объемов поставки нефти и газового конденсата на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) России, квот нефтеперерабатывающих предприятий для поставки на экспорт, порядок составления ежеквартальных графиков транспортировки нефти для каждого из производителей (с разбивкой по месяцам). Документ провозглашает равнодоступность всех грузоотправителей к системе трубопроводного транспорта.

По состоянию на 2002 г. ОАО "АК "Транснефть" эксплуатирует 48,6 тыс. км магистральных нефтепроводов диаметром от 400 до 1220 мм, 322 нефтеперекачивающие станции, резервуары общим объемом по строительному номиналу 13,5 млн $м^3$, 32 % нефтепроводов имеют срок эксплуатации до 20 лет, 34 % — от 20 до 30 лет и свыше 30 лет эксплуатируется 34 % нефтепроводов. Компания выполняет собственными силами и средствами практически весь комплекс профилактических и ремонтно-восстановительных работ на всех объектах магистральных нефтепроводов. В состав нефтепроводных предприятий входят 190 аварийно-восстановительных пунктов, 71 ремонтно-строительная колонна для выполнения капитального ремонта линейной части, 9 центральных (региональных) без производственного обслуживания и ремонта и 38 баз производственного обслуживания. В мае 1991 г. в Компании создан Центр технической диагностики, ОАО "ЦТД "Диаскан", который обеспечивает проведение диагностики магистральных нефтепроводов.

К настоящему времени нефть различных месторождений поступает на отечественные нефтеперерабатывающие заводы и экспорт по системе нефтепроводов ОАО "АК "Транснефть":

Таблица 1.1

Крупнейшие нефтепроводы ОАО "АК "Транснефть" и других компаний в России

Нефтепровод	Диаметр, мм	Длина, км	Год постройки
Туймазы — Омск — Новосибирск — Красноярск — Иркутск	720	3662	1959—1964
"Дружба" (первая нитка)	529—1020	5500	1962—1964
"Дружба" (вторая нитка)	529—720	4500	1966
Усть-Балык — Омск	1020	964	1967
Узень — Гурьев — Куйбышев	1020	1750	1971
Уса — Ухта — Ярославль — Москва	720	1853	1975
Усть-Балык — Курган — Уфа — Альметьевск	1220	2119	1973
Александровское — Анжеро-Судженск — Красноярск — Иркутск	1220	1766	1973
Куйбышев — Тихорецк — Новороссийск	1220	1522	1979
Нижневартовск — Курган — Куйбышев	1220	2150	1976
Сургут— Горький — Полоцк	1020	3250	1979—1981
Холмогоры — Клин	1220	2430	1985
Тенгиз — Новороссийск (КТК)	720	1580	2001

Таблица 1.2

Крупнейшие нефтепроводы за рубежом

Нефтепровод (страна)	Диаметр, мм	Длина, км
Трансаляскинский (США)	1220	1280
Сальяко-Байе-Бланка (Аргентина)	356	630
Рио-де-Жанейро — Белу-Оризонти (Бразилия)	457	370
Сикуко — Ковеньяс (Колумбия)	307	534
Южно-европейский (порт Лаверт — Страсбург — Карлсруэ) (Западная Европа)	864	772
Центрально-европейский (Генуя — Феррара — Эгль, Уильям) (Западная Европа)	660	1000
Южно-иранский (Иран)	305—762	600
Трансиракский (Ирак)	920	5500*
Трансаравийский (Саудовская Аравия, первая нитка)	787	1200
Трансаравийский (Саудовская Аравия, вторая нитка)	1200	1210
Восточно-Аравийский (Саудовская Аравия)	254—914	1620
Эджеле — Ла-Скирра (Алжир)	610	790

* Вместе с лупингами и коллекторами.

северо-западного направления (Альметьевск — Горький — Рязань — Москва, Горький — Ярославль — Кириши — Приморск);


Мажейкий
Вентспилс
ФИНЛЯНДИЯ
Порво
ЭСТО-
НИЯ
ЛАТ-
ВИЯ
ЛИТВА
Приморск
Брест
Ужгород
Кобрин
Кириши
БЕЛАРУСЬ
УКРАИНА
Мозырь
Речица
Ярославль
Михалки
Высокое
Харьяга
Уса
Унеча
Гнедицы
Глинка-
Розбышевская
Москва
Одесса
Августовка
Рязань
Ухта
Нижний Новгород
М. Павловка
Кременчуг
РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
Пур-Пе
Снигиревка
Никольское
Староликеево
Красноленинск
Херсон
Ковали
Гежское
Палазна
Холмогоры
Тарасовская
Лисичанск
Киенгод
Шаим
Клин
Люткино
Ножовка
Жирновск
Оса
Пермь
I
II
III
IV
V
VI
VII
VIII

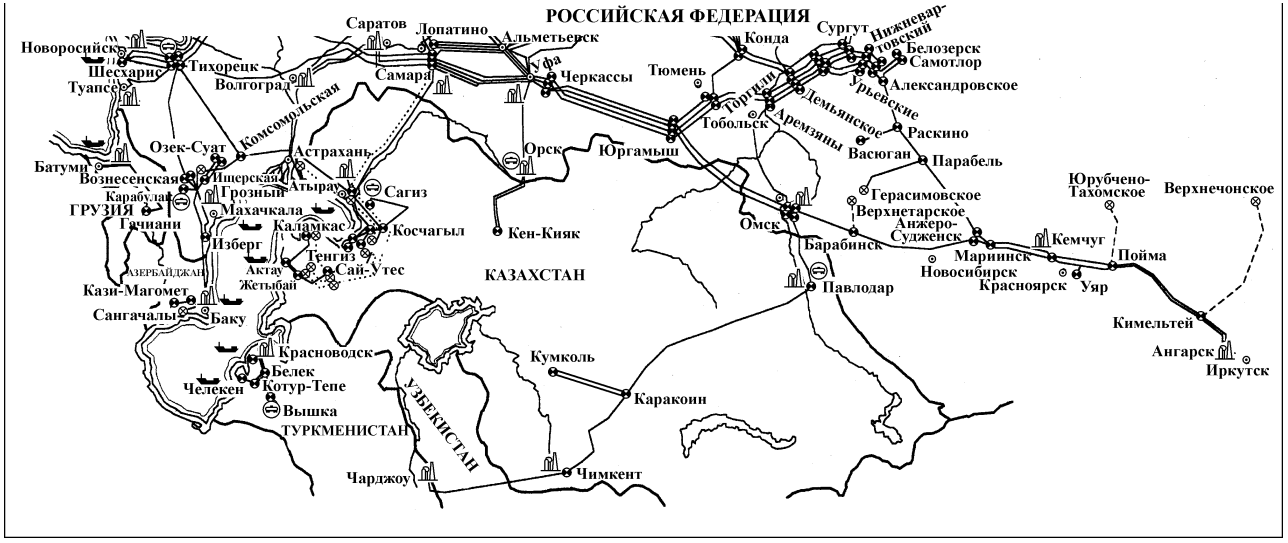


Рис. 1.2. Схема магистральных трубопроводов ОАО "АК "Транснефть" и ближнего зарубежья:
I – действующие нефтепроводы; II – намеченные к строительству нефтепроводы; III – действующие водоводы; IV – НПС действующие; V – НПС, намеченные к строительству; VI – НПЗ действующие; VII – пункты налива в цистерны; VIII – пункты налива в танкеры

“Дружба” (Куйбышев — Унеча — Мозырь — Брест, Мозырь — Броды — Ужгород, Унеча — Полоцк — Вентспилс);

западного направления (Усть-Балык — Курган — Уфа — Альметьевск, Нижневартовск — Курган — Кубышев, Сургут — Горький — Полоцк);

восточного направления (Александровское — Анжеро-Судженск — Красноярск — Иркутск);

южного направления (Усть-Балык — Омск — Павлодар);

юго-западного направления (Куйбышев — Лисичанск — Кременчуг — Херсон с ответвлением на Одессу, Куйбышев — Тихорецк — Новороссийск, Тихорецк — Туапсе).

2 % действующих нефтепроводов базируется на месторождениях нефти в Западной Сибири. Сведения о крупнейших российских и зарубежных нефтепроводах представлены в табл. 1.1 и 1.2, из сравнения которых видно, что крупнейшие нефтепроводы мира сосредоточены, в основном, в нашей стране. Система трубопроводов ОАО “АК “Транснефть” (рис. 1.2) является уникальной и не имеет аналогов за рубежом.

1.3. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ

В целях обеспечения стратегических и экономических интересов в России, необходимо развивать существующую инфраструктуру транспорта нефти, а также расширять строительство объектов трубопроводного транспорта. Планируется, что система трубопроводного транспорта нефти будет развиваться в четырех направлениях для обеспечения экспорта российской нефти и транзита нефти из стран СНГ через территорию России: северобалтийское, каспийско-черноморское, центрально-европейское и восточное. Дальнейшая разработка нефтей в Тимано-Печерской нефтегазовой провинции, Восточной Сибири, а также на шельфе Каспийского моря позволяет прогнозировать увеличение объемов добычи нефти и ее транзита, что будет способствовать загрузке существующих мощностей системы магистральных нефтепроводов и строительству новых трубопроводов.

Каспийско-черноморское направление позволит обеспечить транзит нефтей Азербайджана, Казахстана и Туркмении

и увеличит объем экспорта через нефтяные терминалы в Новороссийске (Шесхарис) и Туапсе. Нефтепроводная система Каспийского трубопроводного консорциума протяженностью 1580 км транспортирует нефть из Западного Казахстана и Азербайджана до нефтеналивного терминала в Новороссийске.

Балтийская трубопроводная система (БТС), строительство, первой очереди которой закончено в 2001 г., обеспечивает экспорт нефти через нефтеналивной терминал на Балтийское море (г. Приморск).

На центрально-европейском направлении планируется осуществлять экспорт нефти через порт Омишаль на рынок Средиземноморья по системе нефтепроводов "Дружба" и "Адрия".

Для снижения зависимости от сопредельных стран был сооружен нефтепровод Суходольная — Родионовская в обход территории Украины, а для увеличения транзита нефти возросла пропускная способность нефтепроводов Атырау — Самара и Тихорецк — Новороссийск.

Одно из наиболее перспективных направлений — восточное — будет развиваться в связи с ростом потребления энергоресурсов промышленностями стран Азиатско-Тихоокеанского региона и Китая.

Все эти проекты конкурентоспособны по отношению к существующим альтернативным направлениям транспорта нефти, а также позволят получить дополнительные налоговые поступления в бюджет и будут стимулировать увеличение добычи нефти в России.

1.4. КЛАССИФИКАЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

Нефтепроводом принято называть трубопровод, предназначенный для перекачки нефти и нефтепродуктов (при перекачке нефтепродукта иногда употребляют термин нефтепродуктопровод). В зависимости от вида перекачиваемого нефтепродукта трубопровод называют также бензино-, керосин-, мазутопроводом и т.д.

По своему назначению нефте- и нефтепродуктопроводы можно разделить на следующие группы:

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

магистральные (МН) — предназначенные для транспортировки товарной нефти и нефтепродуктов (в том числе ста-

бильного конденсата и бензина) из районов их добычи (от промыслов), производства или хранения до мест потребления (нефтебаз, перевалочных баз, пунктов налива в цистерны, нефтеналивных терминалов, отдельных промышленных предприятий и НПЗ). Они характеризуются высокой пропускной способностью, диаметром трубопровода от 219 до 1400 мм и избыточным давлением от 1,2 до 10 МПа;

технологические — предназначенные для транспортировки в пределах промышленного предприятия или группы этих предприятий различных веществ (сырья, полуфабрикатов, реагентов, а также промежуточных или конечных продуктов, полученных или используемых в технологическом процессе и др.), необходимых для ведения технологического процесса или эксплуатации оборудования.

Согласно СНиП 2.05.06—85* магистральные нефте- и нефтепродуктопроводы подразделяются на четыре класса в зависимости от условного диаметра труб (в мм): I — 1000—1200 включительно; II — 500—1000 включительно; III — 300—500 включительно; IV — 300 и менее.

Наряду с этой классификацией СНиП 2.05.07—85* устанавливает для магистральных нефтепроводов категории, которые требуют обеспечения соответствующих прочностных характеристик на любом участке трубопровода:

Диаметр нефтепровода, мм	700	700 и более
Категория нефтепровода при прокладке:		
подземной	IV	III
наземной и подземной	III	III

Приведенная классификация и категории трубопроводов определяют в основном требования, связанные с обеспечением прочности или неразрушимости труб. В северной природно-климатической зоне все трубопроводы относятся к категории III. Исходя из этих же требований в СНиП 2.05.06—85* определены также и категории, к которым следует относить не только трубопровод в целом, но и отдельные его участки. Необходимость в такой классификации объясняется различием условий, в которых будет находиться трубопровод на тех или иных участках местности, и возможными последствиями в случае разрушения трубопровода на них. Отдельные участки нефтепроводов могут относиться к высшей категории В, категории I или II. К высшей категории В относятся трубопроводные переходы через судо- и несудоходные реки при диаметре трубопровода 1000 мм и более. К участкам категории I относятся под- и надводные переходы через реки, болота типов II и III, горные участки, вечномерзлые грунты.

Таблица 1.3

Классификация технологических трубопроводов

Группа	Транспортируемые вещества	Категория трубопровода									
		I		II		III		IV		V	
		p, МПа	T, °C	p, МПа	T, °C	p, МПа	T, °C	p, МПа	T, °C	p, МПа	T, °C
А	Вредные:										
	класс опасности I и II	Независимо	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	класс опасности III	Свыше 1,6	Свыше 300	Свыше 1,6	До 300	–	–	–	–	–	–
Б	Взрыво-пожароопасные:										
	взрывоопасные вещества (ВВ), горючие газы (ГГ), в том числе сжиженные	Свыше 2,5	Свыше 300	До 2,5	До 300	–	–	–	–	–	–
	легковоспламеняющиеся жидкости (ЛВЖ)	Свыше 2,5	Свыше 300	Свыше 1,6 до 2,5	Свыше 120 до 300	До 1,6	До 120	–	–	–	–
	горючие жидкости (ГЖ), горючие вещества (ГВ)	Свыше 0,3	Свыше 350	Свыше 2,5 до 6,3	Свыше 250 до 350	Свыше 120 до 250	До 1,6	До 120	–	–	–
В	Трудногорючие (ТГ), негорючие (НГ)	–	–	Свыше 6,3	Свыше 350 до 450	Свыше 2,5 до 6,3	Свыше 250 до 350	Свыше 1,6 до 2,5	Свыше 120 до 250	До 1,6	До 120

К участкам категории II относятся под- и надводные переходы через реки, болота типа II, косогорные участки, переходы под дорогами и т.д.

Прокладку трубопроводов можно осуществлять одиночно и параллельно действующим или проектируемым магистральным трубопроводам в техническом коридоре. Под *техническим коридором магистральных трубопроводов* согласно СНиП 27.05.06—85* понимают систему параллельно проложенных трубопроводов по одной трассе. В отдельных случаях допускается прокладка нефте- и газопроводов в одном коридоре.

Технологические трубопроводы в зависимости от физико-химических свойств и рабочих параметров (давления p и температуры T) подразделяются на три группы (А, Б, В) и пять категорий (табл. 1.3). Группу и категорию технологического трубопровода устанавливают по параметру, который требует отнесения его к более ответственной группе или категории. Класс опасности вредных веществ следует определять по ГОСТ 12.1.005—76 и ГОСТ 12.01.007—76, взрывопожароопасность — по ГОСТ 12.1.004—76. Нефти имеют класс опасности II, масла минеральные нефтяные — III, бензины — IV.

Для технологических трубопроводов нефтеперекачивающих станций важное значение имеет правильный выбор параметров транспортируемого вещества. Рабочее давление принимается равным избыточному максимальному давлению, развиваемому насосом, компрессором или другим источником давления, или давлению, на которое отрегулированы предохранительные устройства. Рабочую температуру принимают равной максимальной или минимальной температуре транспортируемого вещества, установленной технологическим регламентом или другим нормативным документом (СНиП, РД, СН и т.д.).

1.5. СОСТАВ СООРУЖЕНИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

В состав магистральных нефтепроводов входят: линейные сооружения, головные и промежуточные перекачивающие и наливные насосные станции и резервуарные парки (рис. 1.3). В свою очередь линейные сооружения согласно СНиП 2.05.06—85* включают: трубопровод (от места

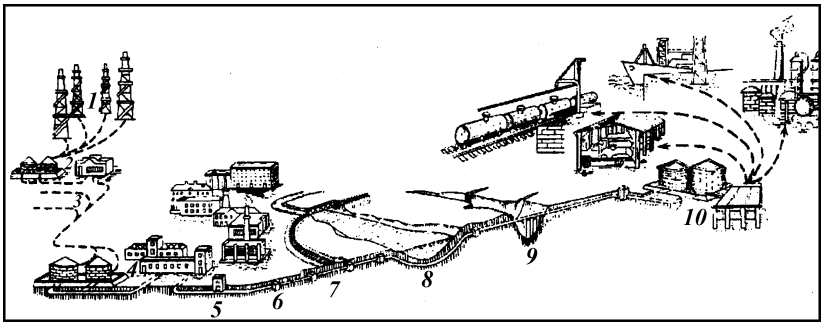


Рис. 1.3. Схема сооружений магистрального нефтепровода:
1 — промысел; *2* — нефтесборный пункт; *3* — подводящие трубопроводы; *4* — головные сооружения (резервуары, насосная, электростанция и др.); *5* — узел пуска скребка; *6* — линейный колодец; *7* — переход под железной дорогой; *8* — подводный переход через реку; *9* — наземный переход через овраг (ручей); *10* — конечный распределительный пункт

выхода с промысла подготовленной к дальнему транспорту товарной нефти) с ответвлениями и лупингами, запорной арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, узлами подключения нефтеперекачивающих станций, узлами пуска и приема очистных устройств и разделителей при последовательной перекачке; установки электрохимической защиты трубопроводов от коррозии, линии и сооружения технологической связи, средства телемеханики трубопровода; линии электропередачи, предназначенные для обслуживания трубопроводов, и устройства электроснабжения и дистанционного управления запорной арматурой и установками электрохимической защиты трубопроводов; противопожарные средства, противоэррозионные и защитные сооружения трубопровода; емкости для хранения и разгазирования конденсата, земляные амбары для аварийного выпуска нефти, здания и сооружения линейной службы эксплуатации трубопроводов; постоянные дороги и вертолетные площадки, расположенные вдоль трассы трубопровода, и подъезды к ним, опознавательные и сигнальные знаки местонахождения трубопровода; пункты подогрева нефти; указатели и предупредительные знаки.

Основные элементы магистрального трубопровода — сваренные в непрерывную нитку трубы, представляющие собой собственно трубопровод. Как правило, магистральные трубопроводы заглубляют в грунт обычно на глубину 0,8 м до верхней образующей трубы, если большая или меньшая глу-

бина заложения не диктуется особыми геологическими условиями или необходимостью поддержания температуры перекачиваемого продукта на определенном уровне (например для исключения возможности замерзания скопившейся воды). Для магистральных трубопроводов применяют цельнотянутые или сварные трубы диаметром 300—1420 мм. Толщина стенок труб определяется проектным давлением в трубопроводе, которое может достигать 10 МПа. Трубопровод, прокладываемый по районам с вечномерзлыми грунтами или через болота, можно укладывать на опоры или в искусственные насыпи.

На пересечениях крупных рек нефтепроводы иногда утяжеляют закрепленными на трубах грузами или сплошными бетонными покрытиями, закрепляют специальными анкерами и заглубляют ниже дна реки. Кроме основной, укладывают резервную нитку перехода того же диаметра. На пересечениях железных и крупных шоссейных дорог трубопровод проходит в патроне из труб, диаметр которых на 100—200 мм больше диаметра трубопровода.

С интервалом 10—30 км в зависимости от рельефа трассы на трубопроводе устанавливают линейные задвижки для перекрытия участков в случае аварии или ремонта.

Вдоль трассы проходит линия связи (телефонная, радиорелейная), которая в основном имеет диспетчерское назначение. Ее можно использовать для передачи сигналов телеизмерения и телеуправления. Располагаемые вдоль трассы станции катодной и дренажной защиты, а также протекторы защищают трубопровод от наружной коррозии, являясь дополнением к противокоррозионному изоляционному покрытию трубопровода.

Нефтеперекачивающие станции (НПС) располагаются на нефтепроводах с интервалом 70—150 км. Перекачивающие (насосные) станции нефтепроводов и нефтепродуктопроводов оборудуются, как правило, центробежными насосами с электроприводом. Подача применяемых в настоящее время магистральных насосов достигает 12500 $м^3$/ч. В начале нефтепровода находится головная нефтеперекачивающая станция (ГНПС), которая располагается вблизи нефтяного промысла или в конце подводящих трубопроводов, если магистральный нефтепровод обслуживают несколько промыслов или один промысел разбросанный на большой территории, ГНПС отличается от промежуточных наличием резервуарного парка объемом, равным двух-, трехсуточной пропускной способности нефтепровода. Кроме основных объектов, на каждой

насосной станции имеется комплекс вспомогательных сооружений: трансформаторная подстанция, снижающая подаваемое по линии электропередач (ЛЭП) напряжения от 110 или 35 до 6 кВ, котельная, а также системы водоснабжения, канализации, охлаждения и т.д. Если длина нефтепровода превышает 800 км, его разбивают на эксплуатационные участки длиной 100—300 км, в пределах которых возможна независимая работа насосного оборудования. Промежуточные насосные станции на границах участков должны располагать резервуарным парком объемом, равным 0,3—1,5 суточной пропускной способности трубопровода. Как головная, так и промежуточные насосные станции с резервуарными парками оборудуются подпорными насосами. Аналогично устройство насосных станций магистральных нефтепродуктопроводов.

Тепловые станции устанавливают на трубопроводах, транспортирующих высокозастывающие и высоковязкие нефти и нефтепродукты иногда их совмещают с насосными станциями. Для подогрева перекачиваемого продукта применяют паровые или огневые подогреватели (печи подогрева). Для снижения тепловых потерь такие трубопроводы могут быть снабжены теплоизоляционным покрытием.

По трассе нефтепровода могут сооружаться наливные пункты для перевалки и налива нефти в железнодорожные цистерны.

Конечный пункт нефтепровода — либо сырьевой парк нефтеперерабатывающего завода, либо перевалочная нефтебаза, обычно морская, откуда нефть танкерами перевозится к нефтеперерабатывающим заводам или экспортируется за границу.

2 èêéÖäíçÄü Ñéäìå ÖçíÄñàü çÄ ëíêéàíÖãúëíÇé åÄÉàëíÄãúçéÉé çÖîíÖèêéÇéÑÄ

2.1. Ñéäìå ÖçíÄñàü çÄ èêéàáÇéÑëíÇé èêéÖäíç é-àáõëäÄíÖãúëäàï êÄÅéí

Для выполнения проектных и изыскательских работ обычно между заказчиком и подрядчиком-проектировщиком заключается соответствующий договор, по которому подрядчик обязуется по заданию заказчика разработать техническую документацию и выполнить требуемые изыскательские работы, а заказчик обязуется принять и оплатить эти работы.

Параграфом 4 главы 37 Гражданский кодекс РС регламентирует основные правила и процедуры разработки и использования договора подряда на выполнение проектных и изыскательских работ.

В тех случаях, когда строительство ведется методом "под ключ", проектно-строительной организацией заключается один комплексный договор подряда, в котором предусмотрены к выполнению все виды деятельности: проектирование, выполнение строительно-монтажных работ, комплектация строительства требуемым оборудованием и ввод в эксплуатацию.

Задание на проектирование и исходные данные, необходимые для составления технической документации, заказчик должен до начала работ по договору передать подрядчику. Одновременно с ним передаются другие материалы: обоснование инвестиций строительства объекта, отвод земельного участка.

Эти документы должны соответствовать требованиям СНиП "Порядок разработки, согласования, утверждения и

состава проектной документации на строительство зданий и сооружений на территории РФ" (СНиП я. II-01—95).

Договор подряда на выполнение проектных и изыскательских работ должен состоять из разделов:

предмет договора;

состав и содержание проектно-сметной документации;

срок действия договора;

сроки разработки и этапы выдачи документации;

цена;

размеры надбавок и скидок к договорной цене;

порядок сдачи и приемки документации;

ответственность сторон за нарушение условий договора.

Основным проектным документом на строительство объектов является, как правило, технико-экономическое обоснование (ТЭО) (проект) строительства. На основании утвержденного в установленном порядке ТЭО (проекта) строительства разрабатывается рабочая документация.

В соответствии со СНиП 11-01—95, для объектов, строящихся по проектам массового и повторного применения, а также других технически несложных объектов на основе утвержденных (одобренных) обоснований инвестиций в строительство или градостроительной документации, может разрабатываться рабочий проект (утверждаемая часть и рабочая документация) или рабочая документация.

Проект строительства — это техническая документация, в которую обычно включаются: технико-экономическое обоснование, чертежи, записки и некоторые другие материалы, необходимые для организации и проведения строительства. Одной из важнейших частей этой документации являются материалы выполненных инженерных изысканий (исследований).

2.2. à ç ÜÖçÖê ç õÖ àá õ ë äÄç à ü

Инженерные изыскания должны обеспечивать комплексное изучение природных условий района, площадки, участка, трассы проектируемого строительства, местных строительных материалов и источников водоснабжения и получение необходимых и достаточных материалов для разработки экономически целесообразных и технически обоснованных решений при проектировании и строительстве объектов с учетом рационального использования и охраны природной среды, а также получение данных для составления

прогноза изменений природной среды под воздействием строительства и эксплуатации предприятий, зданий и сооружений.

Инженерные изыскания необходимо выполнять в соответствии с установленным порядком проектирования, природными условиями и характером проектируемых объектов для разработки:

предпроектной документации — технико-экономических обоснований и технико-экономических расчетов (ТЭР) строительства новых, расширения, реконструкции и технического перевооружения действующих предприятий, зданий и сооружений; проектов (рабочих проектов) предприятий, зданий и сооружений;

рабочей документации предприятий, зданий и сооружений.

Инженерные изыскания производятся без изъятия земельных участков у землепользователей.

Организация, выполняющая инженерные изыскания, имеет право устанавливать (закладывать) геодезические пункты, осуществлять проходку горных выработок, отбирать пробы воздуха, воды, грунта, выполнять подготовительные и сопутствующие работы (расчистка и планировка площадок, прокладка визирок, устройство временных дорог, переездов, водоводов и др.), необходимые для изысканий.

Рубка леса, необходимая для выполнения изысканий, допускается только при наличии лесорубочного билета, получаемого заказчиком в установленном порядке до начала изысканий.

При производстве изысканий, связанных с нарушением почвенного покрова, необходимо снимать, хранить и наносить после окончания работ почвенный плодородный слой на нарушенные земли, а также не допускать загрязнения воздуха, воды и почвы.

Инженерно-геодезические изыскания должны обеспечивать получение топографо-геодезических материалов и данных, необходимых для проектирования строительства и реконструкции объектов, зданий и сооружений, а также для выполнения инженерных изысканий других видов.

Инженерно-геодезические изыскания должны обеспечить получение топографо-геодезических материалов и данных, необходимых для разработки генерального плана объекта (определения оптимального положения трассы), а также доработки и детализации проектных решений, принятых в ТЭО (ТЭР) и при разработке другой предпроектной документации.

При инженерно-геодезических изысканиях для разработки проектов на площадках строительства, как правило, должны выполняться:

сбор и анализ топографо-геодезических материалов, включая материалы и данные изысканий прошлых лет;

построение (развитие) опорных геодезических сетей;

создание планово-высотной съемочной геодезической сети;

топографические съемки (обновление планов);

инженерно-гидрографические работы;

геодезическое обеспечение изысканий, других видов включая изучение опасных геологических процессов;

составление и размножение планов.

Состав и объем инженерно-геодезических изысканий должны определяться в программе изысканий.

Инженерно-геодезические изыскания трасс линейных сооружений должны выполняться по утвержденным в ТЭО (ТЭР) направлениям.

В состав изысканий входят:

сбор и анализ имеющихся топографо-геодезических, аэрофотосъемочных материалов, а также данных изысканий прошлых лет по направлению трассы;

камеральное трассирование вариантов трассы и полевое обследование (рекогносцировка) намеченных вариантов;

топографическая съемка вдоль намеченных вариантов трассы трубопроводов, а также мест индивидуального проектирования (переходы через естественные и искусственные препятствия, пересечения коммуникаций, площадки и др.);

полевое трассирование с проложением теодолитных и тахеометрических ходов, по всей длине трассы в случае отсутствия крупномасштабных топографических планов;

геодезическое обеспечение изысканий других видов.

При полевом обследовании надлежит уточнять намеченное положение трассы; осуществлять сбор и уточнение сведений о пересекаемых коммуникациях; в случае несоответствия содержания имеющихся планов современному состоянию ситуации и рельефа производится их обновление. Обновление планов должно осуществляться как правило, в полосе не менее ширины охранной зоны сооружения.

По трассам магистральных трубопроводов, прокладываемых в сложных условиях, выполняется съемка ситуации.

По трассам линейных сооружений при необходимости выполняются: полевое трассирование; планово-высотные привязки трасс к пунктам опорной геодезической сети; то-

пографическая съемка полосы местности вдоль трассы (съемка текущих изменений при наличии планов); геодезическое обеспечение изысканий других видов.

Состав и объем изысканий для рабочего проектора должны приниматься с учетом указаний по составу и объему изысканий для проекта и рабочей документации.

Инженерно-геологические изыскания должны обеспечивать комплексное изучение инженерно-геологических условий района (площадки, участка, трассы) проектируемого строительства, включая рельеф, геоморфологические, сейсмические, гидрогеологические условия, геологическое строение, состав, состояние и свойства грунтов, геологические процессы и явления, изменение условий освоенных (застроенных) территорий с целью получения необходимых и достаточных материалов для обоснования проектирования объектов с учетом рационального использования и охраны геологической среды, а также данных для составления прогноза изменений инженерно-геологических условий при строительстве и эксплуатации предприятий, зданий и сооружений.

Инженерно-геологические изыскания включают комплексы работ: инженерно-геологическую рекогносцировку, инженерно-геологическую съемку и инженерно-геологическую раз- ведку.

Рекогносцировка может производиться как самостоятельный комплекс работ или выполняться при съемке и разведке.

В состав инженерно-геологических изысканий входят:

сбор, обработка, анализ и использование материалов изысканий прошлых лет и данных об инженерно-геологических условиях;

дешифрирование космо- аэрофотоматериалов и аэровизуальные наблюдения;

маршрутные наблюдения;

прокладка горных выработок;

геофизические исследования;

полевые исследования грунтов;

гидрогеологические исследования;

стационарные наблюдения;

лабораторные исследования грунтов;

обследование грунтов оснований существующих зданий и сооружений;

камеральная обработка материалов.

Необходимость выполнения отдельных видов инженерно-геологических работ, условия их заменяемости следует уста-

навливать в программе изысканий в зависимости от стадийности проектирования, сложности инженерно-геологических условий, характера и класса ответственности проектируемых зданий и сооружений.

При изысканиях для проектной документации и проекта наибольшую детальность изучения геологической среды и ее отдельных элементов следует обеспечивать на типичных ("ключевых", характерных) участках, данные которых следует экстраполировать на прилегающую площадь или массив грунта. Число, местоположение ключевых участков, а также состав и объем работ устанавливаются программой изысканий.

Инженерно-гидрометеорологические изыскания следует выполнять для обеспечения проектирования исходными данными при решении следующих задач:

выбора места размещения площадки строительства (трассы) и ее инженерной защиты от неблагоприятных гидрометеорологических воздействий;

выбора конструкций сооружений и определения их основных параметров;

определения условий эксплуатации сооружений;

организации водоснабжения, выпусков сточных вод и др.;

охраны водной и воздушной среды.

В состав инженерно-гидрометеорологических изысканий входят:

сбор, анализ и обобщение имеющихся для района изысканий данных по режиму водных объектов и климату, включая материалы изысканий прошлых лет;

рекогносцировочное обследование района изысканий;

наблюдения за режимом водных объектов и метеорологическими элементами;

изучение гидрометеорологических процессов и явлений;

определение расчетных характеристик и параметров гидрометеорологического режима.

При необходимости проводятся специальные исследования:

водного баланса территории, бассейна реки, озера, водохранилища и т.п.;

условий формирования стока на эталонных бассейнах малых рек;

ледотермических процессов;

гидравлических условий;

для обоснования построения физической и математической модели руслового процесса подтопления подземными водами и др.;

микроклиматических условий.

Инженерно-гидрометеорологические изыскания трасс линейных сооружений должны обеспечивать:

оценку климатических условий полосы приложения трассы;

выбор участков перехода трассы через водные объекты, являющиеся естественным препятствием для ее проложения.

Для участков перехода трассы через большие или сложные водные объекты в составе изысканий следует предусматривать проведение дополнительных работ с целью получения необходимых данных, обосновывающих разработку проекта сооружения.

При определении состава инженерно-гидрометеорологических изысканий, выполняемых для проектирования магистральных трубопроводов, следует исходить из способа их прокладки при переходе через водные объекты и их сложности по условиям пересечения. При отнесении перехода к группе сложности необходимо руководствоваться условиями пересечения трассой водного объекта, приведенными в табл. 2.1.

Для малых переходов трассы следует учитывать только их общее количество, определяемое приближенно по характерным участкам трассы. Оценку климатических условий трассы, выбор мест размещения и определение гидрологических условий больших и средних переходов следует производить приближенно на основе имеющейся изученности территории. В случае недостаточной изученности в составе изысканий должно быть предусмотрено наземное обследование участков

Таблица 2.1

Группа сложности перехода	Характеристики условий пересечения водного объекта
Малые переходы	Ширина зеркала воды в межень для створа пересечения трассой до 30 м при средних глубинах воды до 1,5 м
Средние переходы	Ширина зеркала воды в межень для створа пересечения трассой от 31 до 75 м при средних глубинах воды более 1,5 м
Большие переходы	Ширина зеркала воды в межень для створа пересечения более 75 м Ширина зеркала воды в межень для створа пересечения менее 75 м, но зона затопления при 20-дневном стоянии уровней воды 10 % вероятности превышения составляет более 600 м

больших и средних переходов. Обследование малых переходов допускается для участков трассы, располагаемых в районах с развитой овражно-балочной сетью.

Инженерно-экологические изыскания и исследования выполняются в соответствии с установленным порядком проведения проектно-изыскательских работ для поэтапного экологического обоснования намечаемой хозяйственной деятельности.

Инженерно-экологические изыскания являются самостоятельным видом комплексных инженерных изысканий для строительства и могут выполняться как в увязке с изысканиями других видов (инженерно-геодезическими, инженерно-геологическими, инженерно-гидрометеорологическими), так и в отдельности, по специальному техническому заданию заказчика для оценки экологической обстановки на застраиваемых или застроенных территориях в целях ликвидации негативных экологических последствий хозяйственной и иной деятельности и оздоровления сложившейся ситуации.

В состав инженерно-экологических изысканий входят:

сбор, обработка и анализ опубликованных и фондовых материалов и данных о состоянии природной среды, поиск объектов-аналогов, функционирующих в сходных природных условиях;

экологическое дешифрирование аэрокосмических материалов с использованием съемок различных видов (черно-белой, многозональной, радиолокационной, тепловой и др.);

маршрутные наблюдения с покомпонентным описанием природной среды и ландшафтов в целом, состояния наземных и водных экосистем, источников и признаков загрязнения;

проходка горных выработок для получения экологической информации;

эколого-гидрогеологические исследования;

почвенные исследования;

геоэкологическое опробование и оценка загрязненности атмосферного воздуха, почв, грунтов, поверхностных и подземных вод;

лабораторные химико-аналитические исследования;

исследование и оценка радиационной обстановки;

газогеохимические исследования;

исследование и оценка физических воздействий;

изучение растительности и животного мира;

социально-экономические исследования;

санитарно-эпидемиологические и медико-биологические исследования;

стационарные наблюдения (экологический мониторинг);

камеральная обработка материалов и составление отчета.

Назначение и необходимость отдельных видов работ и исследований, условия их взаимозаменяемости и сочетания с другими видами изысканий устанавливаются в программе инженерно-экологических изысканий в зависимости от вида строительства, характера и уровня ответственности проектируемых зданий и сооружений, особенностей природно-техногенной обстановки, степени экологической изученности территории и стадии проектно-изыскательских работ.

На основании материалов, полученных при выполнении инженерно-геодезических, инженерно-геологических, инженерно-гидрометеорологических и инженерно-экологических изысканий, разрабатывают проектную документацию для строительства и эксплуатации объекта.

2.3. íÖï ç à ä é-ùä é ç é å à óÖë ä éÖ éÅé ë ç éÇÄ ç àÖ ë í ê é à íÖã úë íÇÄ (íù é, è ê éÖä í) éÅöÖä íÄ

Решение о разработке ТЭО (проекта) строительства принимается заказчиком после проведения экспертизы, согласования и утверждения "Обоснования инвестиций". Такому решению заказчика часто предшествует заключение предполагаемого объекта в соответствующие инвестиционные программы.

Инструкцией о порядке разработки, согласования утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений (СНиП 11-01—95) технико-экономическое обоснование строительства определено в качестве основного проектного документа на строительство объекта. Одновременно этим документом в отечественной практике понятия ТЭО и "проект" приравнены между собой, т.е. введено двойное обозначение стадии, единой по составу и содержанию (таким образом по мнению разработчиков СНиП становится возможным добиться преемственности действующей законодательной и нормативной баз и совместимости с терминологией, применяемой за рубежом).

Разработка ТЭО выполняется по заданию заказчика проектной организацией, имеющей соответствующую лицензию и достаточный опыт работы. Для выбора оптимального предложения со стороны проектировщика заказчик может

провести конкурс (тендер) на разработку ТЭО строительства конкретного объекта.

Основным документом, регламентирующим взаимоотношения между заказчиком и исполнителем-проектировщиком, а также правовые и финансовые отношения, взаимные обязательства и ответственность сторон, является договор на разработку ТЭО. К договору прилагается задание на проектирование, в котором указываются исходные данные, устанавливаются технико-экономические, экологические, социальные и другие требования, которые по мнению заказчика обязательно должны быть соблюдены при разработке ТЭО.

В задании на проектирование должны быть оговорены состав ТЭО и основное содержание его разделов.

Рекомендуемый состав технико-экономических обоснований строительства (ТЭО, проект) следующий:

1. Общая пояснительная записка.
2. Генеральный план и транспорт.
3. Технологические решения.
4. Архитектурно-строительные решения.
5. Инженерное оборудование, сети и системы.
6. Организация строительства.
7. Охрана окружающей среды.
8. Охрана труда и техника безопасности.
9. Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций.
10. Сметная документация.
11. Эффективность инвестиций.

В соответствующих разделах ТЭО следует приводить: спецификации оборудования, составляемые применительно к форме, утвержденной государственными стандартами;

исходные требования к разработке конструкторской документации на оборудование индивидуального изготовления, что оговаривается в договоре.

В целях подготовки более полных технико-экономических обоснований строительства состав и содержание ТЭО, предусмотренные в СНиП 11-01—95 можно дополнять следующими разделами (материалами):

рыночные исследования и анализ сбыта (с использованием материалов “Обоснования инвестиций” и “Бизнес-плана”);

маркетинговая стратегия (с использованием материалов “Обоснования инвестиций” и “Бизнес-плана”);

организация транспортировки крупногабаритных и тяжеловесных материалов и оборудования (при необходимости);

оценка риска инвестиций, мероприятия по его профилактике и минимизации возможных потерь (с использованием материалов “Обоснования инвестиций" и “Бизнес-плана");

обоснование разработки специальных технических условий на строительство (для особо сложных и уникальных объектов или условий их освоения (разработки) и строительства);

выводы и предложения.

В составе ТЭО раздел “Эффективность инвестиций" должен выполняться в соответствии с “Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования", утвержденными Госстроем России, Минэкономики России, Минфином России, Госкомпромом России (№ 7-12/47 от 31.03.94 г.), и дополнительно отражать вопросы состояния и путей погашения задолжностей перед федеральным бюджетом и бюджетами других уровней, а также возврата кредитов.

Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны и мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций должны проектироваться комплексно и дополнять друг друга. Данный раздел должен включать комплекс мер и технических решений (планировочных, объемно-планировочных, конструктивных), направленных на предупреждение, предотвращение или максимально возможное снижение интенсивности негативного воздействия процессов возникающих при чрезвычайных ситуациях, в том числе при эксплуатационно-технологических отказах, и обеспечивающих защиту производственных фондов и персонала, а также близлежащих территорий и проживающего на них населения. В то же время оценка возможности возникновения ситуаций и решения по их предотвращению рекомендуется рассматривать в разделе “Технологические решения".

Разрабатываемые в разделе “Охрана окружающей среды" для конкретного объекта “Оценка воздействия объекта на окружающую среду" (ОВОС) в полном объеме должны содержать описание возможных негативных последствий на окружающую среду, а также все сведения, позволяющие оценить, как и насколько выполняются санитарные правила, имеют ли место превышения допустимых норм по радиационному, химическому и другим видам воздействий на окружающую среду и население, и какие предусмотрены компенсирующие меры.

Решение о разработке рабочей документации принимается заказчиком после проведения экспертизы, согласования и утверждения ТЭО.

Разработка рабочей документации выполняется по заданию заказчика проектной организацией, имеющей соответствующую лицензию и достаточный опыт работы.

Выбор проектной организации может быть проведен по результатам конкурса на выполнение проектных (проектно-изыскательских) работ. Преимущества в получении заказа на научно-исследовательские работы (НИР) должны иметь проектные инвесторы, имеющие сертификат на систему обеспечения качеством продукции в соответствии с требованиями ГОСТ Р ИСО 40.001—95.

В случае привлечения для разработки рабочей документации проектной организации, не являющейся разработчиком ТЭО (проекта), рабочего проекта (утверждаемой части), или в случае отступления от решений, принятых в них, выдается задание на разработку рабочей документации. В этом случае неотъемлемой частью договора на разработку рабочей документации является задание, которое составляется исходя из конкретных условий по произвольной форме. Задание составляется с привлечением проектной организации. При составлении задания оговаривается перечень необходимых исходных данных.

Рекомендуемый состав задания на проектирование объектов производственного назначения приведен в СНиП 11-01—95.

Заказчик выдает проектировщику следующие исходные материалы:

обоснование инвестиций данного объекта с заключением экспертизы;

решение местного органа исполнительной власти о согласовании места размещения объекта;

архитектурно-планировочное задание;

акт выбора земельного участка (трассы) для строительства и прилагаемые к нему материалы;

материалы инженерно-геологических и гидрологических изысканий;

технические условия на присоединение к внешним инженерным сетям и коммуникациям;

оценочные акты и решения органов местной администрации о сносе и характере компенсации за сносимые здания и сооружения;

сведения о фондовом состоянии окружающей природной среды;

другие материалы.

2.4. êÄÅéóÄü Ñéäì åÖçíÄñàü

Состав рабочей документации определяется соответствующими государственными стандартами Системы проектной документации для строительства (СПДС) и уточняется заказчиком и проектировщиком в заключаемом договоре.

Требования стандартов СПДС взаимосвязаны с требованиями соответствующих унифицированных систем документации, в том числе Государственных стандартов Единой системы конструкторской документации (ЕСКД), стандартов Системы Федеральной документации (СФД), международных стандартов ИСО и МОК (Международной электротехнической компании), а также с другими взаимосвязанными документами.

Рекомендуемый состав рабочей документации следующий:

1. Рабочие чертежи, предназначенные для производства строительных и монтажных работ.
2. Рабочая документация по ГОСТ 21.501—81 на строительные изделия (выполняется в случаях, специально оговоренных в контрактной документации или в задании заказчика на разработку рабочей документации).
3. Спецификации оборудования, изделий и материалов по основным комплектам рабочих чертежей по ГОСТ 21.110—81.
4. Ведомости и сводные ведомости объемов строительных и монтажных работ по ГОСТ 21.101—81 (выполняется в случаях, специально оговоренных в договорной документации или в задании заказчика на разработку рабочей документации).
5. Другая документация, предусмотренная соответствующими стандартами.
6. Сметная документация (объектные и локальные сметы выполняются при одностадийном проектировании, а при проектировании рабочей документации в случаях, специально оговоренных в задании заказчика на проектирование).
7. Конструкторская документация по изготовлению не стандартизированного оборудования, конструкций узлов и деталей (выполняется в случаях, специально оговоренных в задании Заказчика на разработку рабочей документации).
8. Специальные разделы, оговоренные договором.

Проектировщиком осуществляется контроль за соответствием рабочей документации требованиям федеральных и отраслевых нормативных документов (осуществление нормоконтроля) по завершении разработки очередного этапа.

Содержание и порядок проведения нормоконтроля в проектных организациях регламентируется ГОСТ 21.022—81.

Нормоконтролю подлежат:

проектно-сметная и рабочая документация на проектирование всех видов;

изменения, внесенные в ранее разработанную и выданную заказчику проектно-сметную документацию.

Оперативную работу по организации разработки рабочей документации, ее приемки и передаче подрядной строительной организации обеспечивает заказчик либо специализированная компания по управлению проектом.

В составе рабочего проекта кроме рабочей документации разрабатываются следующие материалы: общая пояснительная записка, содержащая исходные данные для проектирования, основные технико-экономические показатели запроектированного объекта, генеральный план, перечень зданий и сооружений, которые намечено строить по типовым проектам, дополнительные чертежи, разрабатываемые при привязке типовых и повторно применяемых индивидуальных проектов, а также разделы организации строительства и сметной документации.

В разделе "Сметная документация" в составе рабочего проекта разрабатываются: сводный сметный расчет, сводка затрат, объектные и локальные сметы, объектные и локальные сметные расчеты (для объектов с продолжительностью строительства свыше двух лет), сметы на проектные и изыскательские работы. Кроме того, одновременно со сметной документацией в составе рабочего проекта разрабатываются: ведомость сметной стоимости строительства объектов, входящих в пусковой комплекс, ведомость сметной стоимости объектов и работ по охране окружающей природной среды и ведомость сметной стоимости товарной строительной продукции (при продолжительности строительства предприятий, зданий и сооружений до двух лет, а при большей продолжительности — на объекты, вводимые в эксплуатацию в первом году строительства).

Данные о сметной стоимости объектов и работ по охране окружающей природной среды включаются в раздел рабочего проекта (проекта) "Охрана окружающей природной среды".

В настоящее время существуют следующие методы определения стоимости строительства: ресурсный, индексный, компенсационный метод и метод аналогов.

Ресурсный метод определения стоимости строительства представляет собой составление калькуляции в текущих или

прогнозируемых ценах и тарифов на затраты (ресурсы), необходимые для реализации проекта.

В калькуляции себестоимости определяется потребность выражения следующих показателей в натуральном измерении:

материалы, изделия и конструкции;

данные о транспортной схеме их доставки на площадку (трассу) строительства (расстояние и время доставки);

количество, состав и время эксплуатации строительных машин и механизмов;

расход энергоносителей на технологические нужды;

затраты труда рабочих.

Накладные расходы определяются заказчиком (инвестором) и подрядной организацией на основе сметной стоимости прямых затрат или фактического значения средств на оплату труда работающих.

Сметная прибыль определяется заказчиком и подрядчиком по индивидуальной норме конкретной организации или по общеотраслевому нормативу.

Индексный метод представляет собой приведение сметной стоимости, определенной в базисном уровне, в уровень текущих (прогнозных) цен путем перемножения суммы по каждой строке (разделу) на соответствующий (прогнозный) индекс с последующим суммированием общего итога по смете.

Определение текущих (прогнозных) индексов производится на основе данных статистической отчетности региональными центрами по ценообразованию.

При использовании компенсационного метода стоимость строительства формируется исходя из фактических затрат и полностью может быть определена только после завершения сооружения объекта с учетом повышения цен и тарифов на применяемые ресурсы.

Метод аналогов предполагает использование стоимостных показаний ранее построенных или запроектированных объектов, аналогичных проектируемому в данный момент.

2.5. ùäëèÖêíàáÄ èêàçüíõï èêéÖäíçõï êÖòÖçàâ

Проекты строительства до их утверждения подлежат государственной экспертизе независимо от источ-

ников финансирования, форм собственности и принадлежности объектов. Государственная экспертиза является обязательным этапом инвестиционного процесса в строительстве и проводится в целях предотвращения строительства объектов, создание и использование которых не отвечает требованиям государственных норм и правил или наносит ущерб охраняемым законом правам и интересам граждан, юридических лиц и государства, а также в целях контроля за соблюдением социально-экономической и природоохранной политики. Заключение государственной экспертизы является обязательным документом для исполнения заказчиками, подрядными, проектными и другими заинтересованными организациями.

Проекты строительства представляются заказчиком в государственный экспертный орган, осуществляющий комплексную экспертизу, в объеме, предусмотренном действующими нормативными документами на их разработку, вместе с исходной и разрешительной документацией, необходимыми согласованиями и заключением государственной экологической экспертизы (если документация не рассматривается совместно).

При экспертизе проектов строительства проверяется:

соответствие принятых решений обоснованию инвестиций в строительство объекта, другим предпроектным материалам, заданию на проектирование, а также исходным данным, техническим условиям и требованиям, выданным заинтересованными организациями и органами государственного надзора при согласовании места размещения объекта;

наличие необходимых согласований проекта с заинтересованными организациями и органами государственного надзора;

хозяйственная необходимость и экономическая целесообразность намечаемого строительства, исходя из социальной потребности в результатах функционирования запроектированного объекта, конкурентоспособности его продукции (услуг) на внутреннем и внешнем рынках, наличия природных и иных ресурсов;

выбор площадки (трассы) строительства с учетом градостроительных, инженерно-геологических, экологических и других факторов и согласований местных органов управления в части землепользования, развития социальной и производственной инфраструктуры территорий, результатов сравнительного анализа вариантов размещения площадки (трассы);

обоснованность определения мощности (вместимости, пропускной способности) объекта, исходя из принятых про-

ектных решений, обеспечения сырьем, топливно-энергетическими и другими ресурсами, потребности в выпускаемой продукции или представляемых услугах;

достаточность и эффективность технических решений и мероприятий по охране окружающей природной среды, предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий;

обеспечение безопасности эксплуатации предприятий, зданий и сооружений и соблюдение норм и правил взрывопожарной и пожарной безопасности;

соблюдение норм и правил по охране труда, технике безопасности и санитарным требованиям;

достаточность инженерно-технических мероприятий по защите населения и устойчивости функционирования объектов в чрезвычайных ситуациях мирного и военного времени;

наличие проектных решений по обеспечению условий жизнедеятельности маломобильных групп населения;

оценка технического уровня намечаемого к строительству (реконструкции) предприятия (производства), его материало- и энергоемкости;

обоснованность применяемой технологии производства на основе сравнения возможных вариантов технологических процессов и схем, выбор основного технологического оборудования;

достаточность и эффективность технических решений энергосбережению;

оптимальность принятых решений по инженерному обеспечению, возможность и целесообразность использования автономных систем и вторичных энергоресурсов;

наличие безотходного (малоотходного) производства на базе полного и комплексного использования сырья и отходов;

обоснованность и надежность строительных решений (особенно сооружении объекта в сложных инженерно-геологических условиях);

оптимальность решений по генеральному плану, их взаимоувязка с утвержденной градостроительной документацией, рациональность решений по плотности застройки территории и протяженности инженерных коммуникаций;

обоснованность принятых объемно-планировочных решений и габаритов зданий и сооружений, исходя из необходимости их рационального использования для размещения производств и создания благоприятных санитарно-гигиенических и других безопасных условий работающим;

оценка проектных решений по организации строительства;

достоверность определения стоимости строительства;

оценка эффективности инвестиций в строительство объекта и условий его реализации.

При проведении комплексной экспертизы проектов строительства несколькими экспертными органами предпочтительной формой ее организации является совместное рассмотрение проектной документации. Для проведения экспертизы проектной документации на строительство крупных и сложных объектов могут образовываться экспертные комиссии с участием всех заинтересованных экспертиз.

По результатам экспертизы составляется заключение. Экспертный орган, осуществляющий комплексную экспертизу, подготавливает сводное экспертное заключение по проекту строительства в целом с учетом заключений государственных экспертиз, принимавших участие в рассмотрении проекта.

При выявлении в результате экспертизы грубых нарушений нормативных требований, которые могут повлечь за собой снижение или потерю прочности и устойчивости зданий и сооружений или создать иные аварийные ситуации экспертным органом вносится предложение о применении в установленном порядке к организациям — разработчикам проектной документации штрафных санкций или приостановлении (аннулировании) действия выданных им лицензий. Заключение утверждается руководителем экспертного органа и направляется заказчику или в утверждающую проект инстанцию.

С учетом оценки качества проекта строительства в целом и внесенных в процессе экспертизы изменений и дополнений проект рекомендуется к утверждению (приводятся рекомендуемые к утверждению технико-экономические показатели, состав которых определяется в зависимости от отраслевой специфики и видов строительства), отклоняется или возвращается на доработку.

2.6. è éÑÉé í éÇäÄ ä èêé àáÇéÑëíÇì ëíêé àíÖãúç é-å é ç íÄÜ ç õ ï êÄÅé í

После завершения проектной подготовки строительства и выбора генерального подрядчика (на условиях конкурсного отбора) заказчик заключает с подрядчиком

договор подряда, согласно которому подрядчик обязуется в установленный срок по заданию заказчика построить конкретный объект либо выполнить определенные объемы работ, а заказчик обязуется создать подрядчику необходимые условия для выполнения работ, принять их результат и оплатить обусловленную сумму.

Подрядчик и заказчик на стадии подписания договора подряда определяют какая из сторон и в какой срок должна предоставить соответствующую документацию. Как правило, ответственность за подготовку всей проектно-сметной документации, за исключением проектов производства работ, документов, связанных с непосредственным выполнением работ и сдачей объекта в эксплуатацию, берет на себя заказчик (за исключением случаев строительства объектов "под ключ"). На этом же этапе согласовывается состав оборудования и материалов, поставляемых заказчиком, сроки и условия их поставки.

До начала производства работ на строительстве заказчик должен оформить и передать подрядчику разрешение на производство строительно-монтажных работ, получаемое в соответствующих службах местной администрации.

Заказчик, как правило, передает подрядчику рабочие чертежи в установленные сроки с разрешением к производству работ. Разрешение оформляется на рабочих чертежах соответствующим штампом технического надзора заказчика. Отступление от рабочих чертежей при проведении строительно-монтажных работ согласовывается заказчиком с проектировщиком. Изменения в технической документации не должны вызывать выполнения дополнительных объемов работ, не оговоренных Договором.

К началу выполнения строительно-монтажных работ заказчик заключает договор с разработчиками проектной документации на ведение авторского надзора на строительстве объекта и создает необходимые условия для его работы.

До начала основных строительно-монтажных работ подрядчиком обеспечивается подготовка строительного производства, включающая организационные подготовительные мероприятия, вне- и внутриплощадочные подготовительные работы.

При подготовке к проведению строительно-монтажных работ необходимо:

разработать проекты производства работ, передать и принять закрепленные на местности знаки геодезической разбивки по частям зданий (сооружений) и видам работ;

согласовывать проект производства работ с заказчиком и утвердить его подрядной организацией;

разработать и осуществить мероприятия по организации труда и обеспечению строительных бригад картами трудовых процессов;

организовать инструментальное хозяйство для обеспечения бригад необходимыми средствами малой механизации, инструментом, средствами измерений и контроля, средствами подмащивания, ограждениями и монтажной оснасткой в составе и количестве, предусмотренными нормокомплектами;

оборудовать площадки и стенды укрупнительной и конвейерной сборки конструкций;

создать необходимый запас строительных конструкций, материалов и готовых изделий;

поставить или перебазировать на рабочее место строительные машины и передвижные (мобильные) механизированные установки.

При подготовке строительной организации к строительству объектов должна разрабатываться, как правило, документация по организации работ на годовую или двухлетнюю программу с увязкой по срокам строительства и обеспечению трудовыми и материально-техническими ресурсами всех объектов.

Завершение подготовительных работ должно фиксироваться в общем журнале работ.

Исходя из условий и сроков выполнения работ, принятых по договору подряда, подрядчиком организуется подготовка и подборка соответствующей производственной документации, которая может быть востребована при строительстве и в состав которой включается:

комплексный сетевой или линейных график производства работ, в котором устанавливаются последовательность и сроки выполнения работ, а также определяются потребность в трудовых ресурсах и сроки поставки всех видов оборудования;

строительный генеральный план с расположением приобъектных постоянных и временных транспортных путей, пешеходных дорог и переходов, сетей водоснабжения, канализации, электроснабжения, теплоснабжения, административно-хозяйственной и диспетчерской связи, монтажных кранов, механизированных установок складов, временных инвентарных зданий, сооружений и устройств, используемых для нужд строительства;

график поступления на объект строительных конструк-

ций, деталей, полуфабрикатов, материалов и оборудования с приложением комплектов очных ведомостей (или унифицированная документация по производственно-технологической комплектации при наличии в составе генподрядной строительной организации службы производственно-технологической комплектации): для магистральных трубопроводов и линий электропередач — транспортные схемы доставки материально-технических ресурсов с расположением промежуточных складов и временных подъездных дорог; графики потребности в рабочих кадрах; графики потребности в основных строительных машинах и механизмах;

технологические карты на сложные строительно-монтажные работы;

типовые технологические карты, привязанные к объекту и условиям строительства, по видам работ;

схемы размещения знаков для выполнения геодезических построений и геодезического контроля за положением конструкций;

комплект рабочей документации, принятый генеральной подрядной организацией от заказчика с отметкой заказчика "К производству работ" с согласованием эксплуатирующей организацией и организаций, чьи интересы затрагиваются строительством объекта;

комплект сметной документации, соответствующий рабочей документации;

комплект документации для осуществления и оценки качества строительно-монтажных и специальных работ (допуски, схемы операционного контроля качества и др.);

перечень мероприятий по обеспечению бригад необходимыми материалами, инструментом, оснасткой, приспособлениями, механизмами и машинами;

пояснительная записка, содержащая: обоснование решений по производству работ, в том числе выполняемых в зимнее время; расчеты потребности в электроэнергии, воде, паре, кислороде, сжатом воздухе; решения по устройству временного электроосвещения строительной площадки и рабочих мест, перечень временных (инвентарных) зданий и сооружений с расчетом потребности и обоснованием условий привязки их к участкам строительства; мероприятия по защите действующих коммуникаций от повреждений;

нормативные документы, стандарты;

должностные инструкции по производству отдельных видов работ;

инструкции по охране труда и технике безопасности;

документация по аттестации рабочих мест;

документация для рассмотрения несчастных случаев;

журналы регистрации проверки знаний правил и норм по охране труда;

журналы инструктажа по технике безопасности;

инструкции по испытанию (гидравлическому, пневматическому) оборудования (вхолостую, под нагрузкой);

сертификаты, технические паспорта или другие документы, удостоверяющие качество материалов, конструкций и деталей, применяемых при производстве строительно-монтажных работ.

Производственная документация при очередной сдаче объекта в эксплуатацию должна отражать в своем составе эти требования.

Службе технического надзора заказчика следует осуществлять контроль за ведением подрядчиком, а в установленных случаях принимать участие в оформлении с подрядчиком следующей исполнительной документации:

общий журнал производства работ;

специальные журналы по производству отдельных видов работ (гидрологических наблюдений, наблюдений за осадками, забивки свай, погружения шпунта, изготовление буронабивных свай и т.п.);

журнал ведения авторского надзора проектных организаций;

материалы освидетельствования качества и приемки промежуточной строительной продукции, в которые входят следующие документы:

акты освидетельствования скрытых работ;

акты промежуточной приемки отдельных конструкций;

акты индивидуального испытания оборудования;

акты испытания технологических и магистральных трубопроводов;

акты испытания внутренних систем холодного и горячего водоснабжения;

акты испытания канализации;

акты испытания систем газоснабжения;

акты испытания систем отопления и вентиляции;

акты испытания наружных сетей водо- теплоснабжения и дренажных устройств;

акты испытания внутренних и наружных электросетей и электроустановок;

акты испытания устройств телефонизации, радиофикации, сигнализации и автоматизации;

акты испытания устройств, обеспечивающих взрывоопасность, пожаробезопасность и молниезащиту;

акты и журналы технологического и транспортного оборудования, а также технологических трубопроводов и продуктопроводов;

акты испытаний резервуаров и сосудов высокого давления и т.п.;

материалы обследования и проверок в процессе строительства государственными органами надзора.

Общий журнал работ является основным первичным исполнительным производственным документом, отражающим технологическую последовательность, сроки, качество выполнения и условия производства строительно-монтажных работ и ведется на строительстве (при расширении) отдельных или группы однотипных, одновременно строящихся зданий (сооружений), расположенных в пределах одной строительной площадки.

Общий журнал работ ведет лицо, ответственное за строительство здания или сооружения (производитель работ, старший производитель работ), и заполняет его с первого дня работы на объекте лично, или поручает руководителям смен.

Титульный лист заполняется до начала строительства генеральной подрядной строительной организацией с участием проектной организации и заказчика.

В составе общего журнала производства работ приводятся следующие сведения:

список инженерно-технического персонала, занятого на строительстве объекта, который составляет руководитель генподрядной строительной организации; перечень актов промежуточной приемки ответственных конструкций и освидетельствования скрытных работ, составленный в календарном порядке; ведомость результатов операционного контроля и оценки качества строительно-монтажных работ, в которую включаются все работы по частям и элементам зданий и сооружений, качество выполнения которых контролируется и подлежит оценке. Специализированные строительно-монтаж-ные организации ведут специальные журналы работ, которые находятся у ответственных лиц, выполняющих эти работы. По окончании работ специальный журнал передается генеральной подрядной строительной организации.

Регулярные сведения о производстве работ, которые ведутся с самого начала до их завершения и являются основной частью журнала. Эта часть журнала должна содержать сведе-

ния о начале и окончании работы и отражать ход ее выполнения.

Описание работ должно проводиться по конструктивным элементам здания или сооружения с указанием осей, рядов, отметок, этажей, ярусов, секций и помещений, где работы выполнялись. Здесь же должны приводиться краткие сведения о методах производства работ, применяемых материалах, готовых изделиях и конструкциях, вынужденных простоях строительных машин (с указанием принятых мер), испытаниях оборудования, систем, сетей и устройств (опробование вхолостую или под нагрузкой, подача электроэнергии, испытания на прочность и герметичность и др.), отступлениях от рабочих чертежей (с указанием причин) и их согласовании, изменении расположения охранных, защитных и сигнальных ограждений, переносе транспортных и пожарных проездов, прокладке, перекладке и разборке временных инженерных сетей, наличии и выполнении схем операционного контроля качества, исправлениях или переделках выполненных работ (с указанием виновных), а также о метеорологических и других особых условиях производства работ;

сведения о замечаниях контролирующих лиц. В таблицу вносятся замечания лиц, контролирующих производство и безопасность работ в соответствии с предоставленными им правами, а также уполномоченных представителей проектной организации или ее авторского надзора.

Все журналы должны быть пронумерованы, прошнурованы, оформлены всеми подписями на титульном листе и скреплены печатями строительной организации, его выдавшей.

При сдаче законченного строительством объекта в эксплуатацию общий и специальные журналы работ предъявляются рабочей комиссии и после приемки объекта передаются на постоянное хранение заказчику или по поручению заказчика эксплуатационной организации.

Традиционно задачей системы контроля качества строительства является обеспечение высокого уровня качества всех видов основных и подготовительных работ, соответствующего требованиям всех нормативных актов, инструкций и документам контракта.

Система строится таким образом, чтобы не допустить попадания на строящийся объект некачественных материалов и оборудования, обеспечить контроль качественного выполнения всех видов работ и своевременного устранения возможных дефектов.

В соответствии со СНиП 3.01.01—85 "Организация строительного производства" для обеспечения качества строительных работ обязательным является выполнение производственного контроля.

Производственный контроль качества строительно-монтажных работ должен включать входной контроль рабочей документации, конструкций, изделий, материалов и оборудования, операционный контроль отдельных строительных процессов или производственных операций и приемочный контроль строительно-монтажных работ.

При входном контроле рабочей документации должна проводиться проверка ее комплектности и достаточности содержащейся в ней технической информации для производства работ.

При входном контроле строительных конструкций, изделий, материалов и оборудования следует проверять внешним осмотром соответствие их требованиям стандартов или других нормативных документов и рабочей документации, а также наличие и содержание паспортов, сертификатов и других сопроводительных документов.

Операционный контроль должен осуществляться в ходе выполнения строительных процессов или производственных операций и обеспечивать своевременное выявление дефектов и принятие мер по их устранению и предупреждению.

При операционном контроле следует проверять соблюдение технологии выполнения строительно-монтажных процессов; соответствие выполняемых работ рабочим чертежам, строительным нормам, правилам и стандартам. Особое внимание следует обращать на выполнение специальных мероприятий при строительстве на просадочных грунтах, в районах с оползнями и карстовыми явлениями, вечной мерзлоты, а также при строительстве сложных и уникальных объектов. Результаты операционного контроля должны фиксироваться в журнале работ.

Основными документами при операционном контроле являются нормативные документы части 3 СНиП, технологические (типовые технологические) карты и в их составе схемы операционного контроля качества.

Схемы операционного контроля качества, как правило, должны содержать эскизы конструкций с указанием допускаемых отклонений в размерах, перечни операций или процессов, контролируемых производителем работ (мастером) с участием, при необходимости, строительной лаборатории,

геодезической и других служб специального контроля, данные о составе, сроках и способах контроля.

При приемочном контроле необходимо проводить проверку и оценку качества выполненных строительно-монтажных работ, а также ответственных конструкций.

Скрытые работы подлежат, освидетельствованию с составлением актов.

Акт освидетельствования скрытых работ должен составлять на завершенный процесс, выполненный самостоятельным подразделением исполнителей.

Освидетельствование скрытых работ и составление акта в случаях, когда последующие работы должны начинаться после перерыва, следует проводить непосредственно перед производством последующих работ.

Запрещается выполнение последующих работ при отсутствии актов освидетельствования предшествующих скрытых работ во всех случаях.

Ответственные конструкции по мере их готовности подлежат приемке в процессе строительства (с участием представителя проектной организации или авторского надзора) с составлением акта промежуточной приемки этих конструкций.

При возведении сложных и уникальных объектов акты приемки ответственных конструкций и освидетельствования скрытых работ должны составляться с учетом особых указаний и технических, условий проекта (рабочего проекта).

2.7. é êÉÄç àáÄñàü äéçíêéãü èêà èêéàáÇéÑëíÇÖ ëíêéàíÖãúçé-åéçíÄÜ çõï êÄÅéí

На всех стадиях строительств с целью проверки эффективности ранее выполненного производственного контроля должен выборочно осуществляться инспекционный контроль.

Инспекционный контроль осуществляется специальными службами, если они имеются в составе строительной организации, либо специально создаваемыми для этой цели комиссиями.

По результатам производственного и инспекционного контроля качества строительно-монтажных работ должны разрабатываться мероприятия по устранению выявленных дефектов, при этом учитывают требования авторского надзора

Таблица 2.2

Подготовка строительства

Номер п/п	Вид работы, который подвергается проверке	Характеристика качества	Критерий приемки	Документ	Исполнитель
1	Получение спецификаций и чертежей контракта	Качество документации	Наличие последней ревизии	Журнал учета передачи чертежей	Н-1
2	Подготовка руководства по качеству	Соответствие требованиям заказчика	Согласование с заказчиком	–	Н-1
3	Подготовка документов	Соответствие требованиям заказчика	Согласование с заказчиком		Н-1
4	Приемка материалов	Соответствие сертификатам	Соответствие сертификатам	Акт получения материала	М-2
5	Хранение и обращение с материалами	Защита и сохранность	Качество хранения		Н-3
6	Инструменты, проверки, калибровки, измерения	Паспортная точность инстурментов	Наличие текущих сертификатов	Досье паспортов и сертификатов	Н-1
7	Аттестация технологических карт по сварке	Независимое пробное испытание	Требования заказчика	Технологические карты по сварке	Н-1
8	Аттестация сварщиков	Компетенция сварщиков	Радиографическая приемка	Журнал аттестации сварщиков	Н-1
9	Аттестация технологических карт по методу неразрушающего контроля	Допуски на пленку	Спецификации заказчика	Журнал аттестации НК	Р-1
10	Аттестация технологических карт по изоляции	Допуски на изоляцию	Требования заказчика	Журнал аттестации	Н-3

		Разбивка оси трубопровода			
1	Получение чертежей контракта	Проверка документации, проверка изменений	Отметки о последней ревизии на листах	Журна учета чертежей	Н-1
2	Проверка инструментов для контроля	Калибровка измерительных инструментов	Текущие сертификаты	Паспорта на инструмент	Н-1
3	Установление маршрута трубопровода	Разбивка оси трубопровода	Одобрение заказчика	Акт приема полосы отвода	М-3
		Размещение подразделений			
1	Проверка информации на чертежах	Контроль документов	Последняя ревизия чертежей	Журнал учета чертежей	Р-1
2	Проверка наличия решений и согласований местных властей	Контроль документов	Одобрение заказчиком	Протоколы совещаний	Р-1
3	Место производства работ	Безопасность	Размещение служб	Чертежи	И-1
4	Объем работ	Объемы, вид работ	Определение всех коммуникаций, их конкретного месторасположения	Акты	И-3
5	Размещение подразделений и обесечение безопасности	Безопасность	Разделение свободных территорий для размещения подразделений	–	М-3
		Полоса отвода под строительство			
1	Защита подземных коммуникаций	Безопасность	Безопасность	–	М-3
2	Определение мест подъездов	Разметка на местности	Соблюдение четких границ подъездов	–	М-3
3	Снятие плодородного слоя	Глубина слоя, его снятие и хранение	Выполнение требований по глубине, объему и хранению	–	М-3

Продолжение табл. 2.2

Номер п/п	Вид работы, который подвергается проверке	Характеристика качества	Критерий приемки	Документ	Исполнитель
4	Земляные работы на полосе отвода	Снятие и хранение подпочвенного слоя	Разделение плодородного и подпочвенного слоя	–	М-3
		Монтаж трубопровода			
1	Получение труб и фитингов	Учет повреждений труб	Номера труб	Акт получения материалов	Р-1
2	Погрузка-разгрузка и штабелирование труб	Высота штабеля, устройств и опорной подушки на транспорте	–	–	М-3
3	Раскладка труб	Обращение с трубами и обеспечение безопасности	Стеллажи, опорные подушки, номера	Протокол заводского контроля	М-3
4	Холодное гнутье кривых	Степень гнутья, геометрия гнутой трубы	Внешний осмотр наличия овальности	Акты на кривые вставки	Н-2
5	Потолочная сварка	Подготовка торцов, зазор в корне, температура подогрева электродов	Соответствие технологическим картам, нормам и правилам	Акты по сварке	Н-3
6	Неразрушающий контроль	Радиографическое испытание стыков на трассе, ультразвуковой контроль концов трубопровода	Приемка заказчика	Акт ультразвукового и радиографического контроля	Н-2
7	Изоляция стыков на трассе	Влажность, очистка поверхности, профиль, толщина, адгезия	Соответствие картам, нормам и правилам	Акт изоляции	Н-2

		Укладка трубопровода			
1	Рытье траншеи	Глубина, откосы, профиль	Соответствие проекту, состояние кромок траншеи	–	М-3
2	Проверка качества изоляции	Неровность изоляции	Соответствие технологическим картам, нормам и правилам		Н-2
3	Опуск в траншею, проверка	Соответствие состояния дна траншеи для опуска трубопровода	Подсыпка, зачистка, сухая траншея	Акт опуска трубы	И-2
4	Опуск	Безопасность, отсутствие повреждений на трубе, мягкая подсыпка и засыпка	Изоляция не касается стенки траншеи	Акт опуска трубы	И-2
5	Захлесты	Безопасность подготовки концов, зазор в корне, температурная подготовка электросварки	Соответствие технологической карте	Акты сварки	И-3
6	Выводы катодной защиты	Качество установки	–	–	–
7	Неразрушающий контроль	Радиографический и ультразвуковой контроль сварки	Приемка заказчика	Акт радиографического или ультразвукового контроля	М-1
8	Изоляция	Влажность, очистка поверхности, профиль траншеи, адгезия	Соответствие технологическим картам, нормам и правилам	Акт на изоляцию	Н-3
9	Проверки “как построено”	Положение трубопровода	Отметки высоты через обусловленные промежутки	Чертеж “как построено”	Н-2
10	Обратная засыпка	Приемка засыпки	Плотность засыпки	Засыпка слоями по 300 м	М-3

Продолжение табл. 2.2

Номер п/п	Вид работы, который подвергается проверке	Характеристика качества	Критерий приемки	Документ	Исполнитель
			Рекультивация		
1	Удаление отдельных камней	Удаление вырытых кусков скал и больших камней	Очистка полосы отвода	Акт на подготовку полосы отвода	М-3
2	Восстановление плодородного слоя	Толщина слоя	Ровная поверхность почвы	Акт приемки рекультивации	М-3
3	Установка указателей	Положение указателей	Соответствие чертежам	Чертежи “как построено”	М-3
4	Установка катодных колонок	Выводы катодной защиты, размещение колонок	Соответствие чертежам	Чертежи “как построено”	М-3
			Очистка и калибровка		
1	Пропуск очистных поршней	Количество щеток, очистных щеточных поршней, состояние щеток, скорость их перемещения	Обусловленная конфигурация	Журнал учета прохода поршней	М-1
2	Получение качественной очистки	Удаление ржавчины и окалины до необходимой степени	Согласованная степень наличия ржавчины, удаление мусора	Журнал учета прохода поршней	М-1
3	Пропуск калибровочного поршня	Скорость перемещения поршней	Неповреждение калибровочных пластинок	Акты проверок	Н-1
			Заполнение и опрессовка трубопровода		
1	Проверка профиля трубопровода	Расчетные согласованные границы участков трубопровода для испытаний	Максимальный напор жидкости	Профиль трубопровода	М-1

2	Подписи на диаграммах, протоколах, журналах			Отчет по гидрастатическому испытаниям	Н-1
3	Заполнение трубопровода	Скорость заполнения	Минимальная скорость продвижения поршней	Отчет по гидравлическому испытанию	М-3
4	Получение разрешения на испытание	Согласование с заказчиком	–	Письменное	Н-3
5	Регистрация хода опрессовки	Скорость опрессовки	–	Журнал учета хода испытания	И-1
6	Проверка наличия воздуха	Содержание воздуха в трубе	Менее 6 %	Диграмма p/V	И-1
7	Опрессовка до испытательного давления	Скорость опрессовки	–	Журнал учета хода испытания	И-1 Н-1
8	Выдержка для стабилизации	Время колебания давления	Стабильность давления – температуры	Диаграммы давление – время	–
9	Повторная опрессовка до испытательного давления	Скорость опрессовки	–	Журнал учета испытания	И-1
		Гидростатическое испытание			
1	Выдержка давления в течение 24 ч	Давление в трубопроводе, время	Стабильность давления	Журнал учета хода испытания трубопровода	И-1
2	Получение заключения о проведении испытания	–	Согласование с заказчиком	Подпись заказчика	Н-1
3	Сброс давления в трубопроводе	Скорость падения давления	–	Журнал учета хода испытания трубопро-вода	М-1
4	Удаление воды	Скорость прохода поршней, удаление воды	Разрешение на удаление воды с минимальным повреждением окружающей среды	Журнал учета продвижения поршней	М-1

Продолжение табл. 2.2

Номер п/п	Вид работы, который подвергается проверке	Характеристика качества	Критерий приемки	Документ	Исполнитель
		Осушка трубопровода			
1	Осушка трубопровода от остатков влаги	Поршни поступили в камеру приема, перед ними нет воды	Согласие заказчика	Журнал учета хода осушки	И-1
2	Проверка оборудования	Отсутствие дефектов	Согласие заказчика	Журнал осушки	Н-1
3	Проверка точки “росы” в камере J запуска V	Не выше минус 20 °С при атмосферном давлении	Минус 20 °С	Журнал осушки	М-1
4	Проверка точки “росы” в камере) приема	Не выше минус 20 °С при атмосферном давлении	Минус 20 °С	Журнал осушки	М-1

проектных организаций и органов государственного надзора и контроля, действующих на основании специальных положений.

Управление качеством строительно-монтажных работ должно осуществляться строительными организациями и включать совокупность мероприятий, методов и средств, направленных на обеспечение соответствия качества строительно-монтажных работ и законченных строительством объектов требованиям нормативных документов и проектной документации.

Контроль качества строительно-монтажных работ должен осуществляться специальными службами, создаваемыми в строительной организации и оснащенными техническими средствами, обеспечивающими необходимую достоверность и полноту.

Ответственность и обязанности персонала системы контроля качества по видам работ, которые подвергаются проверке при сооружении линейной части магистрального трубопровода приведены в табл. 2.2.

2.8. ëÑÄóÄ éÅöÖäíÄ Ç ùäëèãìÄíÄñàû

До начала приемки — сдачи в эксплуатацию законченных строительством объектов осуществляются пусконаладочные работы, к которым относится комплекс мероприятий и работ, выполняемых в период подготовки и проведения индивидуальных испытаний и комплексного апробирования оборудования. При этом под оборудованием подразумевается технологическая система объекта, т.е. комплекс всех видов оборудования, трубопроводов, сооружений и устройств, обеспечивающих выпуск первой партии продукции или услуг, предусмотренных проектом.

Период индивидуальных испытаний включает проведение монтажных и пусконаладочных работ в соответствии с ведомственными (отраслевыми) нормами, стандартами предприятий и инструкциями заводов-изготовителей оборудования с целью подготовки отдельных машин, устройств, агрегатов и сооружений к их приемке рабочей комиссией для комплексного апробирования.

До начала индивидуальных испытаний осуществляются пусконаладочные работы по электротехническим устройствам, автоматизированным системам управления, санитарно-техническому и силовому оборудованию.

Объем и условия выполнения пусконаладочных работ определяются отраслевыми правилами приемки в эксплуатацию законченных строительством объектов, утвержденными соответствующими министерствами и ведомствами РФ по согласованию с Минстроем России. В соответствии с "Временным положением по приемке законченных строительством объектов" (Минстрой России от 09.07.93 г. № БЕ-19-11/13) и СНиП 3.01.04—87 "Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения" приемку законченных строительством объектов от исполнителя работ (генерального подрядчика) может производить как заказчик, так и любое другое уполномоченное инвестором лицо.

Заказчик, получивший сообщение подрядчика о готовности к сдаче результата выполненных по договору подряда работ, организует и осуществляет за свой счет приемку результата работ и обеспечивает ввод объекта в эксплуатацию. Генподрядчик о готовности к сдаче объекта уведомляет заказчика не позже, чем за 5 дней. Для приемки результатов работы заказчиком в установленном порядке формируются рабочие комиссии по приемке.

Порядок назначения и состав рабочих комиссий по приемке в эксплуатацию законченного строительством объекта предусмотрен главой 3 СНиП 3.01.04—87.

Рабочие комиссии заказчика назначаются приказом руководителя предприятия или организации заказчика. Порядок и продолжительность работы рабочей комиссии определяются заказчиком по согласованию с генподрядчиком. В состав рабочих комиссий входят представители заказчика (застройщика) — председатель комиссии, представители генподрядчика, субподрядных организаций, проектной организации, технической инспекции советов профсоюзов профсоюзной организации заказчика, органа государственного санитарного надзора, пожарного надзора и при необходимости (по решению заказчика) представителя других заинтересованных организаций.

Рабочие комиссии создаются не позднее, чем в пятидневный срок после получения письменного извещения генподрядчика и готовности оборудования или объекта к приемке.

Рабочие комиссии (до предъявления заказчиком государственным приемным комиссиям к приемке в эксплуатацию объектов) обязаны:

проверить соответствие выполненных строительно-мон-

тажных работ (СМР) проектно-сметной документации, строительным нормам и правилам производства работ;

провести сборку проведенных монтажными организациями индивидуальных испытаний смонтированного оборудования (механизмов) и принять его в комплексное опробование по акту;

дать заключение по результатам произведенного заказчиком комплексного опробования оборудования, вынести решение о готовности его к эксплуатации и приять его для предъявления государственной приемочной комиссий или в эксплуатацию. Решение рабочей комиссии записывается в акте;

провести проверку отдельных конструкций и узлов, зданий и сооружений (в том числе коммуникаций) и принять их для предъявления государственной приемочной комиссии или в эксплуатацию. Решение рабочей комиссии записывается в акте;

проверить обеспеченность объектов, предъявляемых государственной комиссии для приемки в эксплуатацию, их отдельных очередей и пусковых комплексов материально-техническими ресурсами и кадрами, а также необходимыми для этих кадров санитарно-бытовыми помещениями, пунктами питания, жилыми и общественными зданиями; подготовить сводное заключение о готовности объекта в целом к приемке в эксплуатацию государственной приемочной комиссией.

Отдельно стоящие здания и сооружения, встроенные или пристроенные помещения производственного и вспомогательного назначения, сооружения гражданской обороны, а также системы, входящие в состав объекта, при необходимости ввода в действие в процессе строительства объекта принимаются в эксплуатацию рабочими комиссиями по мере их готовности с последующим предъявлением приемочной комиссии, принимающей объект в целом.

До завершения работ по приемке законченного строительством объекта по результатам индивидуальных испытаний и комплексного опробования оборудования должна быть проведена приемка оборудования в целом.

Рабочая комиссия имеет право:

образовывать в случае надобности специализированные подкомиссии по проверке готовности отдельных зданий и сооружений и смонтированного в них оборудования. Порядок работы подкомиссий определяется председателем рабочей комиссии. Материалы о результатах указанной проверки,

составленные подкомиссиями рассматриваются и утверждаются рабочей комиссией;

проводить в необходимых случаях дополнительные испытания оборудования, отдельных конструкций и узлов, зданий и сооружений и привлекать для этой цели в установленном порядке инженерно-технических работников и рабочих генподрядчика и его субподрядных организаций;

проверять в необходимых случаях за счет средств заказчика соответствие производственных скрытых работ работам, указанным в соответствующих актах, представленным генподрядчиком;

проверять соответствие работ, указанных в актах приемки отдельных конструкций и узлов, фактически выполненным работам, а также проверять заключения, указанные в актах испытаний систем водоснабжения, тепло-, газо-, электроснабжения и т.п. Указанные опробования, испытания и проверки проводятся за счет средств заказчика. Приемка в эксплуатацию зданий, сооружений и помещений оформляется рабочей комиссией актом установленной формы. Акт подлежит утверждению заказчиком.

Генеральный подрядчик представляет рабочей комиссии следующую документацию:

перечень организаций, участвующих в производстве строительно-монтажных работ, с указанием видов выполненных работ и список инженерно-технических работников, ответственных за выполнение работ и копии лицензий на производство соответствующего вида деятельности;

комплект рабочих чертежей на строительство предъявляемого к приемке объекта, разработанных проектными организациями с надписями о соответствии выполненных в натуре работ этим чертежам или внесенными в них изменениями, сделанными лицами, ответственными за производство строительно-монтажных работ;

сертификаты, паспорта или другие документы, удостоверяющие качество материалов, конструкций и деталей, примененных при производстве строительно-монтажных работ;

акты об освидетельствовании скрытых работ и акты о промежуточной приемке отдельных ответственных конструкций;

акты об испытаниях смонтированного оборудования, технологических трубопроводов, внутренних систем холодного и горячего водоснабжения, канализации, газоснабжения, отопления и вентиляции, наружных инженерных сетей и др.;

акты об осадках зданий, сооружений и фундаментов под

оборудование и документы о результатах испытания строительных материалов;

журналы производства работ и авторского надзора проектных организаций, материалы обследования и проверок в процессе строительства органами государственного технического надзора заказчика и другого надзора.

Вся документация, перечисленная выше, а также акт рабочей комиссии после окончания работы рабочей комиссии хранится у заказчика. Подрядчик несет ответственность перед заказчиком за допущенные отступления от требований, предусмотренных в технической документации и в обязательных строительных нормах и правилах.

Документация, которая должна быть в наличии у заказчика при приемке объекта: утвержденный проект; документы об отводе земельных участков; документы на специальное водопользование; документы на геодезические работы в процессе строительства, выполненные заказчиком; паспорта на установленное оборудование; справки городских или других эксплуатационных организаций о том, что внешние наружные коммуникации обеспечат нормальную эксплуатацию объекта и приняты ими на обслуживание; заключение органов государственного надзора о соответствии завершенного строительством объекта законодательству, действующим стандартам, нормам и правилам.

Для объектов, сооружаемых полностью или частично за счет государственного (республиканского или местного) бюджета, создаются государственные приемочные комиссии.

Государственные приемочные комиссии создаются:

федеральными министерствами и ведомствами, являющимися государственными заказчиками — по объектам капитальные вложения которых выделялись (в том числе и частично) этими министерствами и ведомствами;

республиканскими, краевыми, областными, городскими, районными администрациями — по объектам, построенным полностью или частично за счет соответствующих бюджетов.

Государственная комиссия уведомляется за 3 мес до начала сдачи объектов промышленного строительства. Заказчик представляет государственной комиссии акт рабочем комиссии и справку об устранении всех недоделок, отмеченных в этом акте, документы об отводе земельного участка, проектно-сметную документацию, а также акты о приемке рабочей комиссией вспомогательных объектов и установленного оборудования. Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов оформляется актами, которые утверждают

органы, назначающие комиссию. Акт приемки является основанием для окончательной оплаты всех выполненных подрядчиком работ по договору.

Ввод в эксплуатацию законченного строительством объекта регистрируется заказчиком в соответствующих органах исполнительной власти в порядке, устанавливаемом администрацией субъектов Федерации. Датой ввода объекта в эксплуатацию считается дата его регистрации.

Данные о вводе в эксплуатацию законченных строительством объектов представляются заказчиком в органы государственной статистики в установленном им порядке.

3 ГЛАВА ВЫБОР ТРАССЫ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

В задании на проектирование должны быть указаны начальная и конечная точки магистрального нефтепровода. Они определяются при выборе головных сооружений на промысле, расположением нефтеперерабатывающего завода, местом отвода от крупной магистральной системы и конечным пунктом (крупным потребителем, морским терминалом и т.д.). Начальная и конечная точки магистральных нефтепроводов намечаются на начальных стадиях проектирования — при составлении ТЭО.

После выбора оптимальной трассы все расчеты, выполненные на стадии разработки ТЭО, уточняются.

Оптимизация трассы нефтепровода между заданными точками может быть проведена по различным критериям. Оптимальной считается трасса, сооружение нефтепровода вдоль которой позволяет получить максимальное или минимальное значение оценочного критерия. Наиболее общим, универсальным критерием является минимум капитальных и эксплуатационных затрат. Частными критериями оптимальности являются:

минимум металловложений (кратчайшая трасса);

минимум трудовых затрат при сооружении нефтепровода (прохождение трассы по благоприятным для строительства участкам местности);

минимальный срок строительства (сооружение нового нефтепровода вдоль действующих нефтепроводов, где уже есть ряд сопутствующих сооружений — связь, вдольтрассовые дороги, водоснабжение, канализация, энергоснабжение и т.д.; где имеются строительные подразделения и не требуется времени на перебазировку и подготовительные работы, в коридоре круглогодично функционирующих транспортных коммуникаций).

3.1. ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА СТОИМОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Стоимость строительства и эксплуатации магистральных нефтепроводов зависит от многих факторов, основными из которых являются следующие.

Диаметр нефтепровода. Затраты в линейную часть составляют 70—80 % от общего объема капитальных вложений, остальные приходятся на нефтеперекачивающие станции. В свою очередь, отношение стоимости строительно-монтажных работ к стоимости труб резко меняется от диаметра нефтепровода: чем больше диаметр, тем больше стоимость труб в общей стоимости линейной части.

В табл. 3.1 приведены данные о металловложениях в линейную часть нефтепроводов. Например, при переходе диаметра от 720 до 1020 мм металловложения увеличиваются в 1,8 раза. Поэтому трассы нефтепроводов с увеличением диаметра труб стремятся приблизить по протяженности к "воздушной прямой", так как стоимость единицы длины нефтепровода резко возрастает, в первую очередь, из-за стоимости труб и только во вторую очередь из-за категорий местности, влияющих на объем строительно-монтажных работ.

В то же время удельные затраты электроэнергии на перекачку нефти будут уменьшаться с увеличением диаметра, так как они пропорциональны величине LQ^2/D^5, где L, Q, D — соотвественно длина, объемный расход и диаметр нефтепровода.

В таблице 3.2 приведены данные об удельном расходе электроэнергии на перекачку нефти.

Рабочее давление. С увеличением диаметра толщина стенки труб возрастает, что приводит к повышению стои-

Таблица 3.1

Металловложения в линейную часть нефтепровода

Диаметр нефтепровода, мм	Металловложения, т/км	Диаметр нефтепровода, мм	Металловложения, т/км
219	31—37	530	95—105
273	46—52	630	118—129
320	55—64	720	150—165
377	64—82	820	174—192
426	85—102	1020	268—298
		1220	396—430

Таблица 3.2

Удельный расход электроэнергии, кВт·ч на 1000 т·км

Скорость перекачки, м/с	Диаметр нефтепровода, мм					
	219	273	325	377	426	530
0,8	30,6	–	–	–	–	–
0,9	44,9	31,2	23,6	18,7	–	–
1,0	53,4	36,5	23,8	23,1	16,5	12,3
1,1	61,9	43,4	35,7	27,9	18,5	14,0
1,2	–	50,3	44,6	34,0	20,4	15,8
1,3	–	–	–	41,5	23,4	18,1
1,4	–	–	–	–	23,6	20,5
1,5	–	–	–	–	–	23,6
1,6	–	–	–	–	–	27,4
1,7	–	–	–	–	–	–
1,8	–	–	–	–	–	–
1,9	–	–	–	–	–	–

Продолжение табл. 3.2

Скорость перекачки, м/с	Диаметр нефтепровода, мм					
	630	720	820	920	1020	1220
0,8	–	–	–	–	–	–
0,9	–	–	–	–	–	–
1,0	–	–	–	–	–	–
1,1	10,8	–	–	–	–	–
1,2	12,3	10,3	8,4	–	–	–
1,3	14,0	11,8	10,4	8,7	8,6	–
1,4	15,6	13,3	11,5	9,6	9,5	–
1,5	17,5	14,8	12,8	10,6	10,5	–
1,6	19,6	16,4	13,9	11,7	11,4	10,2
1,7	–	18,4	15,2	12,9	12,2	10,6
1,8	–	20,4	16,6	14.1	13,3	11,1
1,9	–	22,8	18,3	15,5	14,4	11,5

мости линейной части. Поэтому чем выше давление, тем выше стоимость единицы длины нефтепровода при одном и том же диаметре, а удельные эксплуатационные затраты меньше.

Природные условия. В зависимости от прохождения трассы по равнинным участкам или через сложные естественные преграды – болота, реки, горные участки и другие – стоимость сооружения линейной части нефтепровода может увеличиваться в несколько раз. Этим обстоятельством объясняется то, что при прокладке нефтепровода в сложных природных условиях трассы могут быть значительно больше "воздушной прямой".

Экономико-географические условия характеризуются степенью обжитости территории, наличием транспортных коммуникаций, промышленных объектов и сельскохозяйственных земель. От них зависит протяженность трассы и условия

(дальность) доставки грузов для строительства, что, в свою очередь, влияет на стоимость строительно-монтажных работ.

После определения оптимального направления трассы проводят выбор площадок для размещения нефтеперекачивающих станций и уточняют на основании гидравлического расчета параметры нефтепровода.

3.2. КЛАССИФИКАЦИЯ УЧАСТКОВ И КАТЕГОРИЙ МЕСТНОСТИ

Как отмечалось выше, природно-климатические условия влияют на стоимость трубопровода, вызывая увеличение объема строительно-монтажных работ, транспортных издержек на доставку к месту строительства труб, машин, механизмов, различного оборудования, а в дальнейшем и объема эксплуатационных затрат. Для более детального расчета стоимости сооружения отдельных участков трассы в зависимости от природных условий все участки местности классифицируют по типам: равнины; пустыни; болота; вечно-мерзлые грунты; водные преграды; горы. При необходимости эта классификация может быть расширена.

В то же время каждый тип территории участка трассы может быть сложен грунтами, сильно различающимися как по составу, так и по сложности их разработки: широко распространены песчаные грунты, супеси, глины, лессы, мел, галька, гравий, могут встречаться известняки, скальные грунты и т.д. Их свойства определяются количественным соотношением тех или иных фракций. Классификация грунтов и пород по сложности механизированной разработки приведена в СНиП 4.02—91. Согласно этой классификации грунты делятся на семь групп.

На объемы строительно-монтажных работ и способы их проведения также сильно влияют грунтовые воды, типы болот и водных преград.

Для более полного учета факторов, существенно влияющих на объем капитальных затрат при сооружении нефтепровода, участкам местности с различными грунтами и типами естественных и искусственных препятствий присваивается соответствующая категория. Стоимость единицы дины трубопровода заданного диаметра, прокладываемого по участку трассы определенной категории, рассчитывается проектной организацией индивидуально на текущий момент времени.

3.3. ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ ПРИ ВЫБОРЕ ТРАССЫ НЕФТЕПРОВОДА

В большей части проектных организаций используются системы автоматизированного проектирования (САПР), построенные на основе различных программных средств, например AutoCAD компании "Futodesk".

В свою очередь, эксплуатационные службы начинают внедрять геоинформационные системы (ГИС) и технологии на основе цифровых картографических материалов инженерно-геодезических, геологических, гидрологических и экологических изысканий, что приводит к необходимости решения задач интеграции ГИС и САПР технологий.

Геоинформационные системы обеспечивают сбор, хранение, обработку, отображение и обновление пространственных (картографических) данных. По программному обеспече-нию различают несколько классов ГИС, из которых полно-функциональным является класс инструментальных ГИС.

Для решения задач, связанных с выполнением инженерных изысканий для строительства магистральных нефтепроводов, могут использоваться инструментальные ГИС, например "Mapinfo Professional" v. 4.52.

При предварительной проработке возможных вариантов транспорта нефти в начальной стадии инвестиционного процесса и разработке Декларации о намерениях ГИС используется в качестве справочно-поисковой системы на основе цифровой картографической информации масштаба 1:1000000 — 1:200000, а также имеющихся цифровых слоев: магистральных нефтепроводов, продуктопроводов, НПС, нефтеперерабатывающих заводов, пунктов учета экспортной нефти и другой информации, вводимой в цифровом виде. На основе технико-экономических оценок составляется схема альтернативных вариантов транспортировки нефти. Проводится корректировка и дополнение баз данных по объектам магистральных нефтепроводов.

При инженерных изысканиях для подготовки ТЭО инвестиций в строительство нефтепровода выполняется комплекс полевых и камеральных работ, которые должны обеспечивать получение необходимых и достаточных данных о природных и техногенных условиях намечаемых вариантов транспортировки нефти для обоснования выбора трассы. На

этом этапе инженерных изысканий, как правило, выполняются камеральное трассирование в масштабе 1:25000 и комплекс изыскательских работ на эталонных участках проектируемой трассы.

Выбор трассы между начальным и конечным пунктами надлежит проводить в пределах области поиска, определяемой эллипсом, в фокусах которого находятся начальный и конечный пункты.

Малая ось эллипса

$$\sigma = l\sqrt{K_p^2 - 1}, \qquad (3.1)$$

где l – расстояние между начальной и конечной точками по геодезической прямой, км; $\ddot{a}_p$ – коэффициент развития линии трубопровода, который определяют из условия:

$$K_p = W_{ср.о}/W_{ср.н},$$

где $W_{ср.о}$ – приведенные затраты на 1 км трубопровода по геодезической прямой между начальной и конечной точками

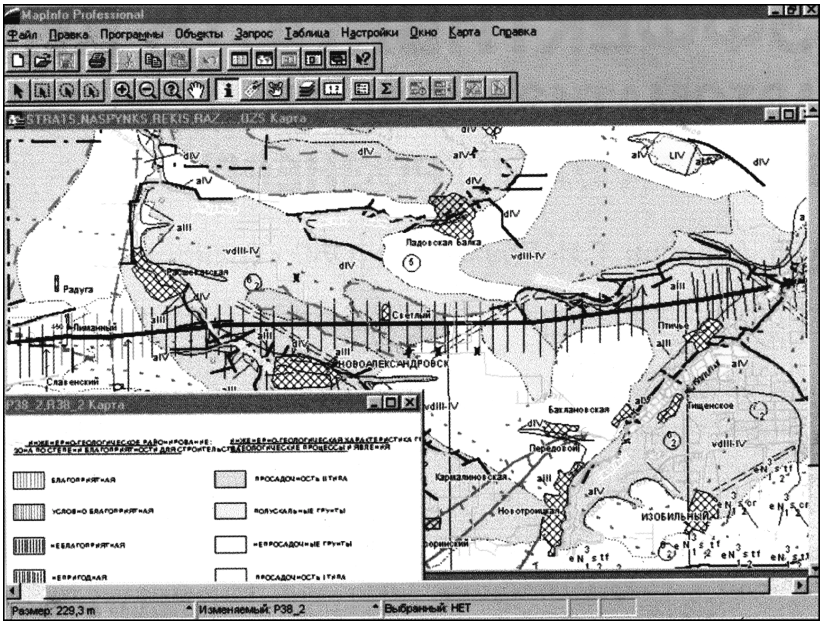


Рис. 3.1. Фрагмент карты инженерно-геологического районирования

с учетом переходов через препятствия; $W_{ср.н}$ – приведенные затраты на 1 км трубопровода по геодезической прямой между начальной и конечной точками без затрат на переходы через естественные и искусственные препятствия.

При выполнении полевых работ используют приборы спутникового позиционирования GPS, электронные тахеометры и полевые компьютеры.

Для оценки инженерно-геологических условий в возможном коридоре прохождения трассы с помощью ГИС "Mapinfo Professional" строятся различные по содержанию тематические карты масштаба 1:500000 – 1:100000 (четвертичных отложений, ландшафтная, тектоническая, инженерно-геологического районирования и др.).

На рис. 3.1 приведен фрагмент карты инженерно-геологического районирования одного из районов РФ, выполненный ОАО "Гипротрубопровод" для проектирования нефтепроводной системы КТК.

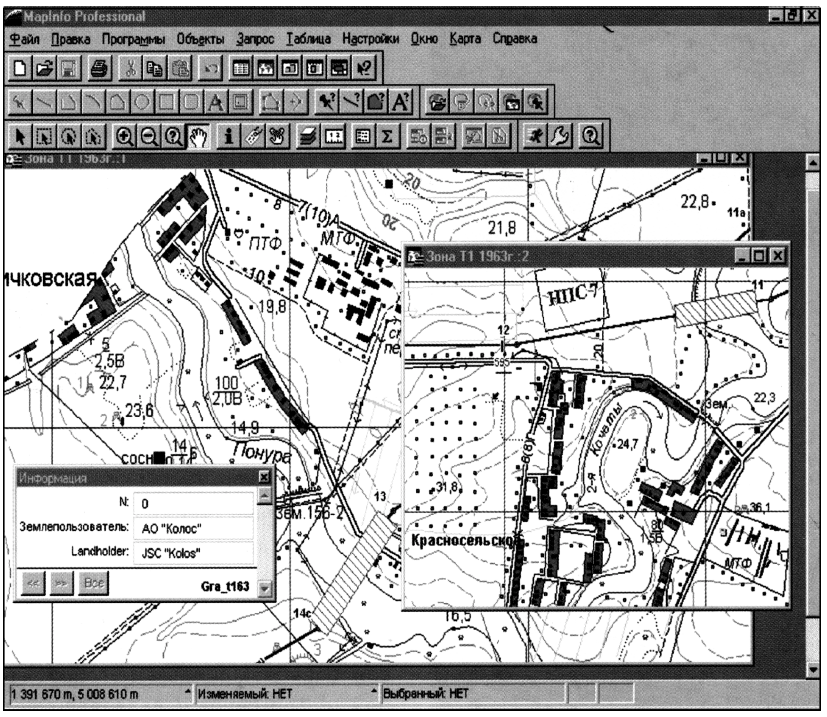


Рис. 3.2. Фрагмент цифровой модели местности

Задача отыскания оптимальной трассы формулируется следующим образом: найти путь от начальной точки нефтепровода до конечной точки, для которого суммарные затраты по каждому участку трассы (дуге) будут минимальны.

Для области поиска создается цифровая модель местности, заданная формулой (3.1), по каждой дуге которой подготавливается информация и определяется значение критерия оптимальности.

На рис. 3.2 приведен фрагмент цифровой модели местности (масштаб 1:25000).

Алгоритмы поиска оптимальной трассы могут быть различны, и их выбор зависит от сложности подготовки исходных данных, ресурсов вычислительной техники, необходимой точности вычислений. Описания алгоритмов поиска кратчайшего пути приводятся в специальной литературе и хорошо известны.

На основе найденной трассы производится уточнение проектных решений.

4 ГЛАВА ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ И ИХ ПОДГОТОВКА К ТРУБОПРОВОДНОМУ ТРАНСПОРТУ

4.1. СОСТАВ НЕФТЕЙ И ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ

Нефти представляют собой химически сложные многокомпонентные смеси углеводородных и неуглеводородных соединений состоящих в основном, из метановых (C_nH_{2n+2}), нафтеновых (C_nH_{2n}) и ароматических (C_nH_{2n-2}) углеводородов, содержащих от 5 до 17 атомов углерода. Главными элементами состава всех нефтей являются углерод (83,5—87 %) и водород (11,5—14 %). Среди других компонентов присутствует сера (1—6 %), азот (0,001—0,3 %), кислород (0,1— 1,0 %), в высокосмолистых нефтях кислород от 2 до 3 %. В очень малых количествах в нефтях присутствуют металлы, главным образом ванадий, никель, железо, магний, хром, титан, кобальт, калий, кальций, натрий, фосфор, кремний и др. В нефтях могут быть растворены различные количества углеводородных газов и газы неорганического происхождения: сероводород (H_2S), углекислота (CO_2), азот (N_2), гелий (He) и др.

В зависимости от преимущественного содержания в нефти одного или нескольких классов углеводородов она может называться *парафиновой, парафино-нафтеновой, нафтеновой, нафтено-ароматической и ароматической*. Физические свойства и качественные характеристики нефтей зависят от преобладания в них отдельных углеводородов или их групп.

Физические свойства нефтей в пластовых условиях значительно отличаются от свойств дегазированной нефти. Это объясняется влиянием высоких давлений, температур и содержанием растворенного газа, количество которого может достигать 400 нм^3 на 1 м^3 нефти. Растворенный газ влияет на плотность и вязкость нефти, увеличивает сжимаемость, а при

снижении давления на ее объем. Физические свойства нефти в пластовых условиях необходимо знать при составлении планов и схем разработки месторождения, подсчете запасов нефти, выборе технологии и техники извлечения нефти из пласта, а также оборудования для сбора нефти на промыслах.

При разработке нефтяных и газоконденсатных месторождений из скважины поступает многофазная система, содержащая нефть, газ, воду и механические примеси (песок и другие взвеси). Соотношение фаз может меняться в процессе разработки месторождения или его отдельного пласта. На начальном этапе содержание воды может быть низким или отсутствовать полностью, а в конце разработки обводненность нефти достигает 70—80 %. Пластовая вода и механические примеси являются балластом, транспортирование которых по магистральным нефтепроводам экономически невыгодно. Содержание воды в нефти, поставляемой для транспортировки по магистральным нефтепроводам в железнодорожных цистернах и нефтеналивных судах, ограничивается 0,5 и 1,0 % в зависимости от группы нефти. При движении нефти по скважине происходит перемешивание ее с водой и механическими примесями с образованием различных эмульсий и суспензий. Нефтяные эмульсии типа "вода в нефти" нельзя разделить простым отстаиванием и визуально установить присутствие воды.

В пластовых водах растворены различные соли (хлориды, бикарбонаты натрия, кальция, магния, реже карбонаты и сульфаты). Содержание в этих водах минеральных веществ колеблется в широких пределах. Вместе с водой в нефть попадают и минеральные соли. Растворенные в пластовой воде хлористые соли при повышенной температуре гидролизуются с выделением соляной кислоты, а разбавленные кислоты легко реагируют с железом. Особенно опасное развитие получает процесс коррозии при переработке сернистых нефтей, так как при этом сероводород и соляная кислота действуют на металл совместно. Поэтому для снижения коррозии нефтеперегонной аппаратуры и внутренней поверхности магистральных трубопроводов, на промыслах необходимо производить обессоливание нефти.

Нефть, поставляемая на нефтеперерабатывающие предприятия и экспорт, должна удовлетворять специальным показателям, для достижения которых на промысле она проходит подготовку, включающую: отделение газа; обезвоживание и очистку от механических примесей; разбивку стойких нефтяных эмульсий — деэмульсацию; обессоливание и стабили-

зацию. В зависимости от степени подготовки ГОСТ 9965–76 устанавливает I, II и III группы нефтей, поставляемых на нефтеперерабатывающие предприятия для переработки (табл. 4.1).

По содержанию серы нефти подразделяются на три класса: **1 класс** – *малосернистые нефти* с содержанием серы не более 0,6 %; **2 класс** – *сернистые нефти* с содержанием серы от 0,61 до 1,80 % и **3 класс** – *высокосернистые нефти* с содержанием серы более 1,8 %.

На промысле первичная характеристика нефти определяется по ее плотности. В зависимости от плотности нефти при 20 °С их подразделяют на три типа **1 тип** – *легкая* с плотностью не более 850 кг/м^3; **2 тип** – *средняя* с плотностью от 851 до 885 кг/м^3; **3 тип** – *тяжелая* с плотностью более 885 кг/м^3. Наиболее ценными являются легкие нефти, содержащие больше бензиновых и масляных фракций.

При поставке нефти на экспорт ее цена зависит от физико-химических свойств, которые определяют возможность получения широкого ассортимента продуктов, на выход которых влияют фракционный состав, содержание серы и твердых парафинов. Нефть также может являться сырьем для получения тяжелых металлов, например, ванадия, используемого в качестве легирующей добавки при производстве стали и чугуна.

Фракционный состав нефти показывает содержание в ней различных фракций, выкипающих в определенных температурных интервалах. Его определяют стандартным методом по ГОСТ 2177–82 по результатам лабораторных испытаний путем разгонки, основанной на том, что каждый индивидуальный углеводород имеет собственную температуру кипения. Легкие углеводороды кипят при низких температурах, а тя-

Таблица 4.1

Нормы подготовки нефти

Показатель	Норма для группы			Метод испытания
	I	II	III	
Массовая доля воды, %, не более	0,5	1,0	1,0	ГОСТ 2477–65
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05			ГОСТ 6370–83
Концентрация хлористых солей, мг/дм^3, не более	100	300	900	ГОСТ 21534–76
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7(5000)			ГОСТ 1756–62

желые — при высоких, более 300 °С. Например, нормальный пентан C_5H_{12} имеет температуру кипения при атмосферном давлении минус 36,2 °С, а нормальный декан $C_{10}H_{22}$ — минус 174,1 °С.

По физико-химическим свойствам нефть, поставляемая для экспорта по ТУ 39-1623—93, подразделяют на четыре типа (табл. 4.2), а степень ее подготовки должна соответствовать нормам, (см. табл. 4.1) с учетом более жестких требований к содержанию воды и хлористых солей. Нефти 1 и 2 типов должны сдаваться с массовой долей воды не более 1,0 % и концентрацией хлористых солей не более 100 мг/дм^3. Если нефть по ряду показателей соответствует более высокому типу или группе, а хотя бы по одному более низкому типу или группе, то нефть следует относить к более низкому типу или группе.

Условное обозначение нефтей по ГОСТ 9965—76 состоит из трех цифр, соответствующих классу, типу и группе.

Пример. *Нефть Самотлорского месторождения с массовым содержанием серы 0,96 % (класс 2), плотностью 842,6 кг/м^3 (тип 1), концентрацией хлористых солей 72 мг/л и массовой долей воды 0,3 % (группа I) обозначают 2.1.I.*

На отдельные нефти, обладающие уникальным физико-химическим составом, разрабатываются дополнительные

Таблица 4.2

Требования к физико-химическим свойствам нефти, поставляемой для экспорта при отнесении ее к соответствующему типу по ТУ 39-1623—93

Показатель	Норма для типа				Метод испытания
	I	II	III	IV	
Плотность при 20 °С, кг/м^3, не более	850	870	890	895	ГОСТ 3900—85
Выход фракций, % по объему, не менее, при температуре, °С:					
до 200	25	21	21	19	ГОСТ 2177—82
до 300	45	43	41	35	
до 350	55	53	50	48	
Массовая доля серы, %, не более	0,6	1,8	2,5	3,5	ГОСТ 1437—75
Массовая доля парафина, %, не более	6	6	6	*	ГОСТ 6370—83
Концентрация тяжелых металлов (ванадия, никеля и др.), мг/л, не более	Определение производится по требованию потребителя				ГОСТ 10364—90

* Не нормируется.

технические условия. К таким нефтям относятся: тенгизская, содержащая сероводород и меркаптаны; нефть для дорожных работ и др.

4.2. ПОДГОТОВКА НЕФТИ К ТРАНСПОРТУ

Промысловая подготовка нефти необходима не только для обеспечения определенных показателей качества сырья для переработки на нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятиях, но и для создания таких условий при которых влияние вредных компонентов в нефти не будет оказывать серьезного отрицательного влияния на срок службы магистральных нефтепроводов.

Процесс сбора и подготовки нефти начинается непосредственно после ее прохождения фонтанной арматуры скважины на нефтесборных установках, включающих автоматизированную групповую замерную установку, одну или две ступени сепарации и резервуары для сбора нефти, а заканчивается на установках комплексной подготовки нефти (УКПН), составляющих вместе с промысловыми трубопроводами единую технологическую систему.

Системы сбора нефти на промыслах могут быть самотечные (нефть поступает в сборные резервуары самотеком, а газ выделяющийся из нефти подается компрессором на газоперерабатывающий завод) и напорные, позволяющие транспортировать газонефтяные смеси при помощи насосов на расстояния 7—10 км.

Отделение газа от нефти осуществляют в сепараторах, в которых может происходить и частичное отделение воды. По конструкции сепараторы бывают вертикальные, горизонтальные, а по принципу действия — гравитационные, центробежные (гидроциклонные), жалюзийные, ультразвуковые и др. На рис. 4.1 показана конструкция горизонтального гравитационного газонефтяного сепаратора. Газонефтяная смесь поступает через патрубок *10* и распределительное устройство *9* на наклонные полки *2* и по ним стекает в нижнюю часть технологической емкости *1*. При движении нефти по полкам происходит выделение растворенного газа. Пузырьки выделившегося газа образуют "пену", которая разрушается в пеногасителе *3*. Во влагоотделителе *5* газ очищается от капель нефти и через штуцер *4* отводится из аппарата.

Для повышения эффективности процесса отделения газа от нефти в гидроциклонных сепараторах используют эффект

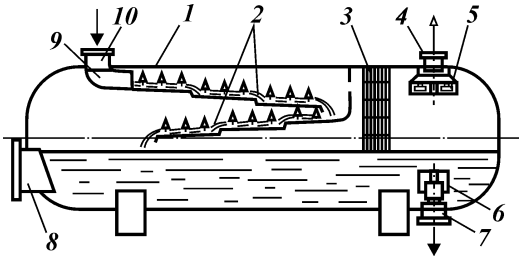


Рис. 4.1. Горизонтальный гравитационный газонефтяной сепаратор:
1 — технологическая емкость; *2* — наклонные полки; *3* — пеногаситель; *4* — штуцер для выхода газа; *5* — влагоотделитель; *6* — устройство для предотвращения образования воронки; *7* — выход нефти; *8* — люк-лаз; *9* — распределительное устройство; *10* — патрубок ввода газонефтяной смеси

центробежной силы. За счет тангенциального ввода газонефтяной смеси в сепаратор она приобретает вращательное движение и под действием центробежной силы нефть прижимается к стенкам, а выделившейся и очищенный от капель нефти газ движется в центре аппарата.

Процесс получения товарной нефти включает ее обезвоживание обессоливание и стабилизацию.

Обезвоживание нефти заключается в разрушении водонефтяных эмульсий (механической смеси нерастворимых друг в друге и находящихся в мелкодисперсном состоянии нефти и воды). Для разрушения водонефтяных эмульсий применяют: *гравитационное разделение* (осуществляется в резервуарах — отстойниках при высоком содержании воды); *внутритрубную деэмульсацию* (добавление специальных веществ, разрушающих экранирующую оболочку на поверхности капель воды и препятствующую слипанию капель нефти при столкновении); *термические и термохимические воздействия* (нагрев нефти перед отстаиванием с возможным добавлением деэмульгаторов); *электровоздействия* (поляризация капель воды, способствующая их объединению); *фильтрацию* (для разрушения нестойких эмульсий) и *центрифугование* (разделение в поле центробежных сил).

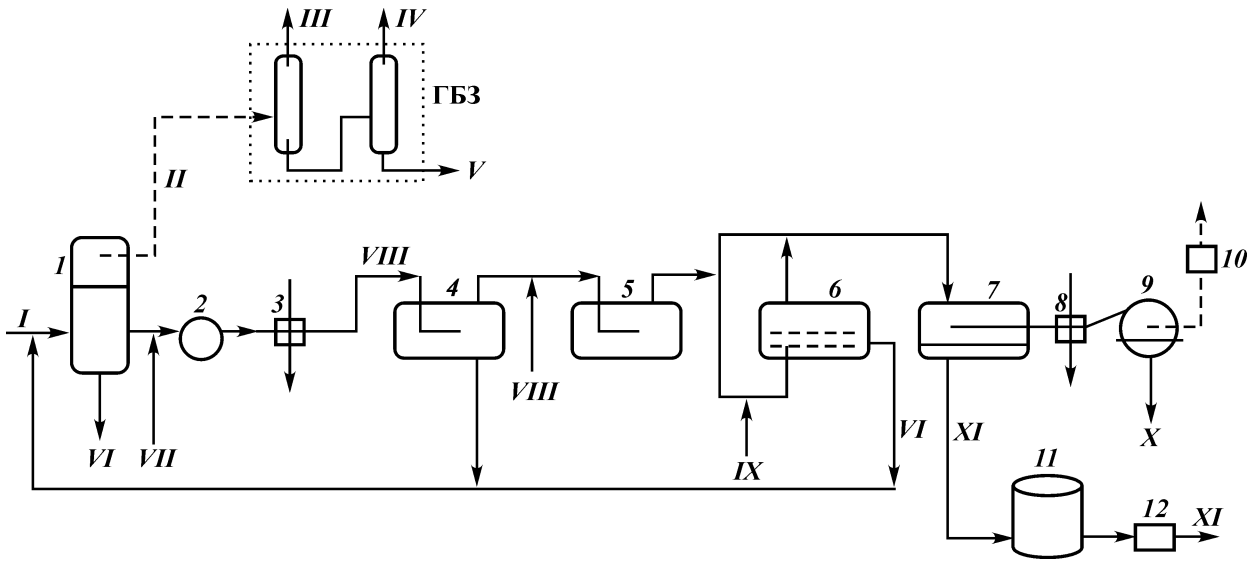
Обессоливание нефти — удаление минеральных солей путем смешения предварительно обезвоженной нефти с пресной водой с последующим повторным обезвоживанием.

Стабилизация нефти — отделение легких фракций (пропан-бутанов и части бензиновых) для снижения потерь

при транспортировке по магистральным трубопроводам и хранении в резервуарах. Стабилизация нефти осуществляется методами *горячей сепарации или ректификации*.

УКПН включают сепараторы, мерники (при самотечной системе сбора нефти) или расходомеры (при напорной системе сбора), резервуары-отстойники, технологические трубопроводы, насосное и компрессорное оборудование. На рис. 4.2 изображена принципиальная технологическая схема установки комплексной теплохимической подготовки нефти, включающая процессы обезвоживания, обессоливания и стабилизации.

Нефть из скважины после групповых замерных установок подается по коллектору в концевую совмещенную сепарационную установку (КССУ) *1*, в которую поступает горячая вода из отстойника *4*, содержащая отработанный деэмульгатор. Под действием тепла пластовой воды и остатков деэмульгатора в КССУ происходит частичное разделение эмульсии на нефть, воду и газ. Отделившаяся вода подается в нефтеловушки, а выделившийся газ поступает на газобензиновый завод (ГБЗ). Нефть из КССУ вместе с оставшейся водой насосом *2* подается в пароподогреватели *3*, затем нагретая нефть поступает в отстойник *4* для окончательного отделения нефти от воды. Отделенная вода уносит с собой основное количество солей из нефти. Для более полного обессоливания нефть из отстойника *4* направляется на смешение с горячей обескислороженной пресной водой. После тщательного перемешивания пресной воды с нефтью, содержащей соли, эмульсия направляется в отстойник *5*, где доводится до требуемой концентрации по содержанию солей. После обессоливания и отделения воды нефть при необходимости может быть направлена из отстойника *5* на дополнительное обессоливание и обезвоживание в электродегидратор *6*, а если содержание воды и солей в пределах нормы, то нефть, минуя электродегидратор *6*, подается прямо в вакуумный сепаратор *7*. Вакуумные компрессоры *10* забирают из гидроциклонного сепаратора *9* газ, из которого при прохождении холодильника *8* и гидроциклонного сепаратора *9* выделяется основное количество легких углеводородов. Конденсат из сепаратора *9* отправляется на газобензиновый завод, а газ поступает на специальные установки для полной деэтанизации. Перед пароподогревателем *3* в нефть вводится деэмульгатор, воздействующий на поверхностные свойства пограничных слоев двух фаз эмульсии. Деэмульгатор также может вводиться вместе с подачей пресной воды перед отстойником *5*. Данной



êËÒ. 4.2. íÂÔÎÓxËÏË˜ÂÒÍaü ÛÒÚ‡ÌÓ,Í‡ ÔÓ Ó·ÅÁ,ÓÊË,‡ÌËo, Ó·ÅÒÒÓÎË,‡ÌËio Ë ÒÚ‡·ËÎËÁ‡ˆËË ÌÂÙÚË:
1 — КССУ; 2 — сырьевой насос; 3 — пароподогреватель; 4, 5 — отстойники; 6 — электродегидратор; 7 — вакуумный сепаратор; 8 — холодильник; 9 — гидроциклонный сепаратор; 10 — вакуумный компрессор; 11 — резервуар товарной нефти; 12 — установка учета нефти; I — нефть с пластовой водой и остатками газа; II — газ на газобензиновый завод; III — сухой газ; IV — сжиженный газ; V — газовый бензин; VI — вода и механические примеси на нефтеловушку; VII — деэмульгатор; VIII — горячая, частично обезвоженная вода; IX — пресная, обескислороженная вода; X — газовый конденсат на ГБЗ; XI — товарная нефть

системой предусмотрена очистка сточных вод с последующей подачей их на нагнетательные скважины для закачки в пласт.

4.3. ПРИЕМ (СДАЧА) НЕФТИ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ НЕФТЕПРОВОДАМ

Прием (сдача) нефти для транспортировки по магистральным нефтепроводам осуществляется партиями. Каждая партия нефти, сдаваемая грузоотправителем для транспортировки, должна соответствовать требованиям к качеству, установленному ГОСТом и ТУ. Нефть не должна содержать свободного газа, что контролируется с помощью средств измерений на приемосдаточных пунктах (ПСП). На ПСП проводятся следующие операции: измерение объема и массы (брутто) нефти; измерение температуры и давления нефти; определение плотности нефти; определение содержания в нефти воды, хлористых солей, механических примесей, измерение массы (нетто); определение содержания серы; измерение кинематической вязкости нефти; определение давления насыщенных паров.

Показатели качества нефти условно можно разделить на зависящие от промышленности (степень подготовки, харак-

Таблица 4.3

Паспорт на смесь нефти (пример)

Показатель	Данные
Место проведения измерений	Лаборатория НПС "Н52"
Дата	8 июля 2001 г.
Узел учета	№ 917
Дата и время отбора пробы	8 июля 2001 г.
Температура нефти при отборе пробы, °С	17
Плотность нефти при температуре сдаваемой нефти и 20 °С	0,8870 и 0,8847 т/м^3
Содержание хлористых солей, мг/л^3 (%)	95,00 (0,0107)
Содержание воды, %	0,19
Содержание механических примесей, %	0,010
Суммарное содержание балласта, %	0,211
Содержание серы, %	2,430
Давление насыщенных паров, кПа	231
Паспорт прилагается к акту №	189 от 8 июля 2001 г.
Группа нефти по ГОСТ 9965—76	—
Представитель "Поставщика"	Петров
Представитель "Покупателя"	Сидоров

теризующаяся обезвоживанием, обессоливанием, сепарацией или стабилизацией нефти) и не зависящие от требований промышленности, обеспеченные только природными характеристиками и свойствами: плотность, физико-химический состав, содержание серы, парафина, сероводорода, механических примесей, потенциальный отбор прямогонных фракций — бензиновых (начало кипения — 180 °С), керосиновых (180—240 °С), дизельных (240—350 °С), потенциальный выход базовых масел и свойства как самой нефти, так и фракций — плотность, температура застывания, октановое и цетановое число, индекс вязкости масляных фракций, коксуемость и т.д.

При приеме нефти или смеси нефтей на НПС измеренные значения показателей качества нефти сравнивают с нормативными и при их соответствии составляется паспорт (табл. 4.3), в котором приводятся данные о физико-химических показателях нефти.

4.4. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ

Физико-химические свойства нефтей, характеризующие возможность транспортировки по трубопроводу, зависят от их состава. Основную массу нефти составляют углеводороды (более 98 %), доля других компонентов — смол, асфальтенов, солей, механических примесей, воды и др. незначительна. Количественное соотношение между парафиновыми, нафтеновыми или ароматическими углеводородами и другими компонентами определяет свойства нефти, которые необходимо учитывать при товарно-учетных операциях (плотность, сжимаемость, коэффициент температурного расширения и др.), перекачки (вязкость, напряжение сдвига, температура застывания, теплоемкость, теплопроводность, давление насыщенных паров и др.), переработке и использовании в качестве топлива (выход фракций, температура начала кипения, молекулярная масса и др.).

Параметры режимов транспортировки нефти по трубопроводу определяются, главным образом, плотностью и вязкостью нефти, а также зависимостью этих ее характеристик от температуры и давления.

Плотность нефти — масса нефти в единице объема. При изменении температуры плотность нефти изменяется: при повышении температуры она уменьшается, при понижении

температуры увеличивается. Зависимость плотности ρ (кг/м^3) нефти от температуры T (°С) определяется формулой

$$\rho(T) = \rho_{20}[1 + \xi(20 - T)], \qquad (4.1)$$

в которой ρ_{20} – плотность нефти при температуре 20 °С; ξ (1/°С) – коэффициент объектного расширения. Значения коэффициента ξ представлены в табл. 4.4.

Пример. *Плотность нефти ρ_{20} при температуре 20 °С равна 870 кг/м^3. Какова плотность этой же нефти при температуре 10 °С?*

Решение. Используя формулу (4.1) и табл. 4.4, получаем

$\rho_{10} = 870[1 + 0{,}000782(20-10)] \cong 876{,}8$ кг/м^3.

Пример. *Плотность ρ_7 нефти при температуре 7 °С равна 875 кг/м^3. Какова плотность ρ_{15} этой же нефти при температуре 15 °С?*

Решение. Используя формулу (4.1), запишем

$\rho_7 = \rho_{20}[1 + \xi_7(20 - 7)]$ и $\rho_{15} = \rho_{20}[1 + \xi_{15}(20 - 15)]$.

Исключив из этих формул плотность нефти ρ_{20} при 20 °С, получим

$$\frac{\rho_{15}}{\rho_7} = \frac{1 + \xi_{15}(20 - 15)}{1 + \xi_7(20 - 7)} \quad \text{или} \quad \rho_{15} = \rho_7 \frac{1 + 5\xi_{15}}{1 + 13\xi_7}.$$

Полагая, что значения плотности ρ_7 и ρ_{15} принадлежат одному и тому же диапазону температурных поправок, положим ξ_7 и ξ_{15} = 0,000782 (см. табл. 4.4). Тогда получим $\rho_{15} = 875(1 + 5{\cdot}0{,}000782)/(1 + 13{\cdot}0{,}000782) \cong 869{,}6$. Поскольку действительно, найденная плотность не выходит за рамки выбранного диапазона температурных поправок, то $\rho_{15} \cong 869{,}6$ кг/м^3, в противном случае требовался бы пересчет с другим коэффициентом ρ_{15}.

При изменении давления плотность нефти также изменяется. Несмотря на то что все нефти являются слабо сжимаемыми жидкостями, изменение их плотности при изменении давления все же имеется. Плотность нефти при увеличении давления возрастает, а при уменьшении давления – убывает. Изменения плотности малы по сравнению с ее номинальным значением. Соответствующие поправки необходимо учитывать в приемосдаточных операциях, а также при расчетах волновых процессов в нефтепроводах.

Таблица 4.4

Значения коэффициента ξ объемного расширения нефти

Плотность ρ, кг/м^3	ξ, 1/°С	Плотность ρ, кг/м^3	ξ, 1/°С
800 – 819	0,000937	900 – 919	0,000693
820 – 839	0,000882	920 – 939	0,000650
840 – 859	0,000831	940 – 959	0,000607
860 – 879	0,000782	960 – 979	0,000568
880 – 899	0,000738	980 – 999	0,000527
		1000 – 1020	0,000490

Зависимость плотности ρ (кг/м^3) нефти от давления p представляется формулой

$$\rho(p) = \rho_0[1 + \beta(p - p_0)], \tag{4.2}$$

в которой ρ_0 – плотность нефти при стандартных условиях (атмосферном давлении p_0 и температуре + 20 °С); β (1/Па) – коэффициент сжимаемости нефти, среднее значение которого составляет 0,00078 МПа$^{-1}$.

Для вычисления поправок к плотности на давление используют также модуль упругости K (Па) нефти, который равен $1/\beta$. Тогда формула (4.2) записывается иначе:

$$\rho(p) = \rho_0\left[1 + \frac{p - p_0}{K}\right]. \tag{4.3}$$

Среднее значения модуля K упругости нефти: $K \approx \approx 1{,}3\cdot10^9$ Па.

Пример. *Плотность ρ_1 нефти при давлении 0,1 МПа равна 870 кг/м^3. Какова ее плотность ρ_2 при давлении 6,0 МПа и той же самой температуре?*

Решение. Используя формулу (4.2), получаем:

$$\rho_2 = 870[1 + (6{,}0 - 0{,}1)\cdot10^6/(1{,}3\cdot10^9)] \cong 874 \text{ кг/м}^3.$$

Пример. *Давление $p_н$ в начале 140-км, участка нефтепровода $D = 820$ мм, $\delta = 10$ мм составляет 6,2 МПа, а $p_к$ в его конце – 0,2 МПа. Определить какова погрешность вычисления массы нефти ($\rho_0 = 870$ кг/м^3) в трубопроводе, если не учитывать поправку на давление (среднее давление на участке принять равным 3,1 МПа; трубу считать недеформируемой).*

Решение. Если не учитывать поправку на давление, то масса M_0 нефти на рассматриваемом участке нефтепровода равна:

$$M_0 = 3{,}14\cdot0{,}8^2/4\cdot140000\cdot870 \cong 61192320 \text{ кг}.$$

С учетом поправки на давление плотность ρ нефти будет большей:

$$\rho = 870[1 + (3{,}1 - 0{,}1)\cdot10^6/(1{,}3\cdot10^9)] \cong 872 \text{ кг/м}^3.$$

Поэтому масса M_1 нефти в трубопроводе равна на самом деле

$$M_1 = 3{,}14\cdot0{,}8^2/4\cdot140000\cdot872 \cong 61332992 \text{ кг},$$

что больше на 140,67 т, чем без учета поправки на давление. Погрешность определения массы нефти без учета поправки на давление составляет $\approx$ 0,23 %.

Примечание. На самом деле разность будет еще больше, если учесть поправку на расширяемость трубы.

В тех случаях когда одновременно отклоняются от номинальных значений и температура и давление, плотность $\rho(p, T)$ нефти при давлении p и температуре T можно рассчитывать по формуле

$$\rho(p, T) = \rho_0[1 + \xi(20 - T) + (p - p_0)/K]. \tag{4.4}$$

Пример. *Рассчитать плотность нефти при давлении 3,1 МПа и температуре + 10 °С, если при 20 °С и атмосферном давлении значение ее плотности равно 875 кг/м*^{3}.

Решение. Воспользовавшись формулой (4.4), получим:

$$\rho = 870[1 + 0{,}000782(20 - 10) + (3{,}1 - 0{,}1)\cdot 10^6/(1{,}3\cdot 10^9)] \cong 878{,}8 \text{ кг/м}^3.$$

Плотномеры. Для определения плотности нефти используют специальные приборы плотномеры, называемые нефтеденсиметрами. Нефтеденсиметр — это прибор, который будучи помещенным в сосуд нефти со свободной поверхностью остается в полупогруженном состоянии, так что поверхность нефти указывает деление шкалы, соответствующее плотности жидкости. Прибор представляет собой запаянный стеклянный баллон, содержащий внутри шкалу с делениями, градуированную в единицах плотности (кгю/м^3). В нижней части прибора расположен утяжелитель, подобранный таким образом, чтобы средняя плотность прибора была близка к плотности нефти. Принцип действия плотномера основан на законе Архимеда, согласно которому вес нефти в погруженной части прибора должен быть равен весу самого прибора. Естественно, что в зависимости от плотности нефти, прибор погружается на ту или иную вполне определенную глубину. Нефтеденсиметры выпускаются с делениями шкалы от 0,0005 до 0,005 кг/м^3.

Вязкость нефти является одной из фундаментальных характеристик этой жидкости. Обратимся к рис. 4.3. На нем представлен фрагмент потока нефти. Стрелочками изображены скорости отдельных слоев течения. Пусть $d\sigma$ — площадка между соседними слоями нефти. Если ввести ось y, перпендикулярную к этой площадке, то распределение скоростей течения в окрестности рассматриваемой площадки будет иметь вид $u = u(y)$, а разность скоростей соседних слоев жидкости, отнесенная к расстоянию между ними (градиент скорости), выражаться производной du/dy. Эта

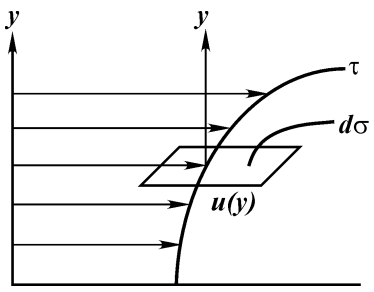


Рис. 4.3. К определению закона вязкого трения

производная определяет величину $\dot{\gamma}$, называемую *скоростью сдвига* слоев нефти друг относительно друга: $\dot{\gamma} = du/dy$ ($с^{-1}$).

Существование относительной скорости вызывает трение между слоями нефти. Для характеристики силы трения, используется величина τ, называемая касательным напряжением трения. Эта величина определяется как отношение силы $dF_{тр}$ трения между слоями нефти, разделенными площадкой, к площади $d\sigma$ этой площадки: $\tau = dF_{тр}/d\sigma$. Эксперименты показывают, что для ряда жидкостей, в том числе и многих нефтей, касательное напряжение τ пропорционально градиенту скоростей du/dy между слоями:

$$\tau = \mu \frac{du}{dy}, \qquad (4.5)$$

т.е. напряжение трения тем больше, чем больше скорость сдвига слоев жидкости друг относительно друга. Жидкости, для которых справедлив закон (4.5) называются *ньютоновскими вязкими жидкостями.* Коэффициент пропорциональности μ в законе (4.5) вязкого трения называется *коэффициентом динамической вязкости*. Закон (4.5) одинаков для всех вязких жидкостей, но входящий в него коэффициент μ различен для разных жидкостей; именно он характеризует индивидуальное свойство жидкости, называемое вязкостью.

Размерность $[\tau]$ касательного напряжения определяется формулой

$$[\tau] = \frac{[F]}{[S]} = \frac{ML/T^2}{L^2} = \frac{M}{LT^2},$$

в которой M – размерность массы; L – размерность длины; T – размерность времени. В СИ τ имеет единицу измерения кг/(м·с^2); единицей измерения напряжения является паскаль: 1 Па = 1 кг/(м·с^2).

Размерность $[\mu]$ коэффициента динамической вязкости такова:

$$[\mu] = \frac{[\tau]}{[\gamma]} = \frac{(ML/T^2)L^2}{1/T} = \frac{M}{LT}.$$

В СИ μ имеет единицу измерения кг/(м·с); единицей измерения динамической вязкости является Пуазейль (Пуаз); 1 Пз = 1/10·кг/(м·с). Например, коэффициент динамической вязкости воды равен 0,01 Пз = 0,001 кг/(м·с) = 1 сантипуаз. Нефти могут быть в 5, 10, 50 и более раз вязкими, чем вода.

Коэффициент ν кинематической вязкости нефти определяется как отношение μ/ρ:

$$[\nu] = \frac{[\mu]}{[\rho]} = \frac{M/(L \cdot T)}{1/L^3} = \frac{L^2}{T}.$$

В СИ ν имеет единицу измерения $м^2/с$; единицей измерения кинематической вязкости является стокс; 1 Ст = 10^{-4} $м^2/с$. Например, коэффициент кинематической вязкости воды равен 0,01 Ст = 10^{-6} $м^2/с$ = 1 сантистокс (сСт). Вязкость маловязких нефтей может составлять 5−15 сСт; более вязких нефтей − 15−35 сСт, но существуют нефти с вязкостями 50, 100 сСт и более.

Нефти различных месторождений значительно отличаются друг от друга. Так, например, нефти северных месторождений Тимано-Печерской нефтегазовой провинции (Усинского, Возейского, Харьягинского, Верхневозейского, Ардалинского и др.), имеющие плотность от 812 до 965 $кг/м^3$, по вязкости отличаются гораздо значительней: от 18 до 4600 сСт при температуре 20 °С.

При ламинарном течении вязкой жидкости в круглой трубе с внутренним диаметром d расход Q связан с разностью давлений Δp, вызывающей это течение, формулой Пуазейля

$$Q = \frac{\pi d^4 \Delta p}{128 \mu L}, \tag{4.6}$$

в которой L − длина трубы. Если ламинарное течение вязкой жидкости происходит в вертикальной цилиндрической трубе только под действием силы тяжести, то формула Пуазейля приобретает вид

$$Q = \frac{\pi d^4 \rho g}{128 \mu} = \frac{\pi d^4 g}{128 \nu}, \tag{4.7}$$

где g − ускорение силы тяжести.

Для измерения вязкости нефти используют специальные приборы, называемые вискозиметрами. Наиболее распространенными являются *капиллярные вискозиметры*, в частности, вискозиметр Пинкевича (ВПЖ-1 и ВПЖ-2). Принцип действия всех капиллярных вискозиметров основан на определении времени свободного истечения фиксированной порции испытуемой жидкости из камеры прибора через узкую цилиндрическую трубку (капилляр). Это время рассчитывается с использованием формулы (4.7). Чем больше вязкость жидкости, тем дольше длится ее истечение. К приборам прилагаются

тарировочные таблицы, которые позволяют пересчитать время истечения жидкости в ее вязкость.

Пример. *Определить кинематическую вязкость нефти, если известно, что 100 мл этой нефти вытекает из камеры вискозиметра через цилидрический капилляр с внутренним диаметром 2 мм за 180 с.*

Решение. Обозначим время истечения порции V нефти из камеры через t. Тогда $V = Qt$. Используя для Q формулу (4.7), находим:

$$V = \frac{\pi d^4 g}{128\nu} t \quad \text{или} \quad \nu = \frac{\pi d^4 g t}{128 V} = \frac{3{,}14 \cdot 0{,}002^4 \cdot 9{,}81 \cdot 180}{128 \cdot 0{,}0001} \cong 6{,}9 \cdot 10^{-6} \ \text{м}^2/\text{с},$$

что составляет примерно 6,9 сСт.

Существуют также *ротационные вискозиметры*, позволяющие измерить не только вязкость нефти, но и некоторые другие ее свойства. Ротационные вискозиметры представляют собой соосные цилиндрические сосуды, расположенные один внутри другого. Один из сосудов (внешний или внутренний) неподвижен, а другой может вращаться вокруг общей оси. В зазор между сосудами помещают испытуемую жидкость и приводят один из сосудов во вращение с постоянной угловой скоростью. Для такого вращения необходим определенный момент сил, который определяется специальной механоэлектрической системой. Момент сил выражается через касательное напряжение τ сил вязкого трения на поверхности вращающегося сосуда, а скорость $\dot{\gamma}$ сдвига — через угловую скорость его вращения, поэтому ротационный вискозиметр позволяет вычислять динамическую вязкость μ жидкости непосредственно по формуле (4.5).

Вязкость ν нефтей зависит от температуры T, т.е. $\nu = \nu(T)$. При повышении температуры вязкость нефти уменьшается, при понижении — увеличивается. Для расчета зависимости вязкости нефти, например, кинематической ν от температуры T используются различные формулы, в том числе *формула Рейнольдса — Филонова:*

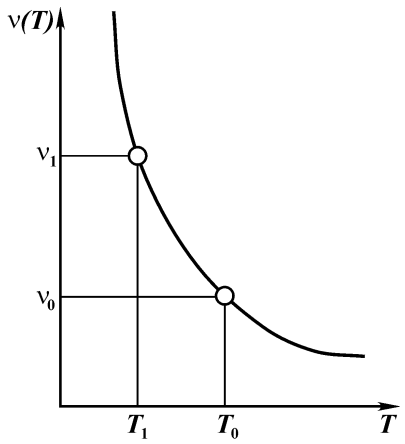
$$\nu(T) = \nu_0 \mathbf{e}^{-k(T-T_0)}, \qquad (4.8)$$

в которой ν_0 — кинематическая вязкость жидкости при температуре T_0; $k(1/\text{K})$ — опытный коэффициент. Формула (4.8) отражает тот факт, что с изменением температуры вязкость нефти изменяется экспоненциально (рис. 4.4).

Пример. *Кинематическая вязкость нефти при температуре 20 °С равна 5 сСт, а при температуре 0 °С она увеличивается до 30 сСт. Какова вязкость той же нефти при температуре 10 °С?*

Решение. По формуле (4.9) рассчитываем коэффициент k: $k = \ln(5/30)/(0-20) \cong 0{,}0896$. По формуле (4.8) находим искомую вязкость:

Рис. 4.4. Зависимость вязкости нефти от температуры



$\nu = 5\exp[-0{,}0896(10-20)] \cong 12{,}24$ сСт.

Для того чтобы воспользоваться формулой (4.8), необходимо знать либо коэффициент k, либо вязкость ν_1 той же жидкости еще при одной температуре T_1. Тогда этот коэффициент находится по формуле

$$k = \frac{\ln(\nu_0/\nu_1)}{(T_1 - T_0)}. \qquad (4.9)$$

Неньютоновские свойства нефтей. В ряде случаев реальные нефти имеют свойства, более сложные свойства, чем те, которые представляются законом вязкого трения (4.6) Ньютона. Зависимость касательного напряжения τ трения между движущимися слоями таких нефтей от скорости $\dot{\gamma}$ сдвига отличается от линейной и выражается более общей формулой

$$\tau = f(\dot{\gamma}). \qquad (4.10)$$

При этом, если $f(\dot{\gamma} = 0) = 0$ (т.е. уже бесконечно малым сдвиговые усилия вызывают начало течения), говорят, что данная нефть представляет собой *неньютоновскую жидкость*, если же $f(\dot{\gamma}) = \tau_0 \neq 0$ (т.е. для того чтобы вызвать сдвиг одного слоя нефти относительно другого, необходимо преодолеть некоторое конечное напряжение τ_0, называемое предельным напряжением сдвига), говорят о *вязкопластичной среде*.

Причины отклонения свойств некоторых нефтей от свойств модельной среды, называемой ньютоновской вязкой жидкостью, состоит в том, что в них может содержаться большое количество тяжелых углеводородов, прежде всего парафинов, смол и асфальтенов, которые в определенных термодинамических условиях, в частности, при понижении температуры, склонны образовывать пространственные жесткие и полужесткие структуры. Естественно, что возникшие структуры изменяют механические свойства нефти. Эти изменения отчетливо видны в опытах на ротационных вискозиметрах, о которых говорилось выше. Так например, кривые течения $\tau = f(\dot{\gamma})$, изображаемые на плоскости переменных $(\dot{\gamma}, \tau)$, для одних нефтей просто отклоняются от прямой линии (рис. 4.5, *а*), а для других — не проходят через 0, требуя для начала сдвига определенных конечных усилий (рис. 4.5, *б*).

Для описания свойств высокопарафинистых нефтей часто используют модель *освальдовской степенной жидкости* (см. рис. 4.5, *а*):

$$\tau = k|\dot{\gamma}|^{n-1}\gamma, \tag{4.11}$$

содержащей два параметра: n — *показатель степени* ($n < 1$) и k — так называемую *консистентность* жидкости. Размерность этого параметра зависит от показателя степени n: $[k] = M/(LT^{2-n})$. Однако следует подчеркнуть, что параметры n и k модели (4.11) зависят от температуры T, причем с повышением температуры $n \to 1$. Это означает, что при нагре-

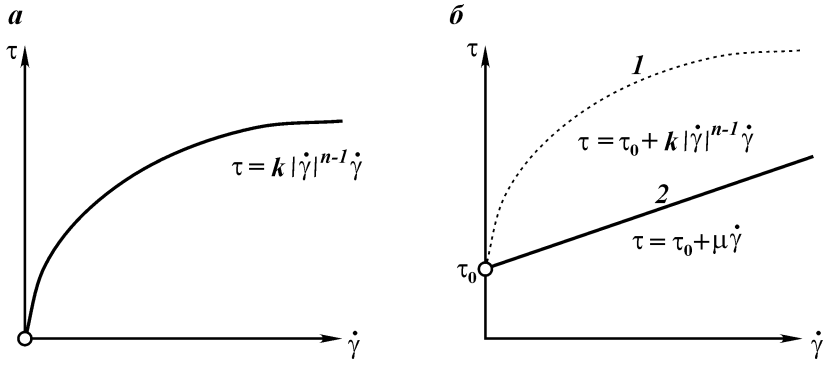


Рис. 4.5. Кривые $\tau = f(\dot{\gamma})$ течения неньютоновских сред:
а — неньютоновские жидкости; *б* — вязкопластичные среды

вании нефтей их свойства приближаются к свойствам ньютоновских вязких жидкостей; при $n = 1$: $k \equiv \mu$ и модель (4.11) совпадает с моделью (4.5).

При ламинарном течении освальдовской степенной жидкости в круглой трубе с внутренним диаметром d расход Q связан с разностью давлений Δp, вызывающей течение жидкости, формулой

$$Q = \frac{\pi n d^3}{8(3n + 1)}\left(\frac{\Delta p d}{4Lk}\right)^{1/n}, \qquad (4.12)$$

в которой L — длина трубы. При $n = 1$ формула (4.12) переходит в формулу Пуазейля (4.6) для вязкой жидкости.

Если ламинарное истечение степенной жидкости происходит через вертикальный капилляр только под действием силы тяжести, то формула (4.12) приобретает вид:

$$Q = \frac{\pi n d^3}{8(3n + 1)}\left(\frac{\Delta p d}{4k}\right)^{1/n}. \qquad (4.13)$$

Пример. *Для выявления свойств нефти проводят эксперименты по свободному истечению порций нефти объемом 100 мл из камеры вискозиметра. В первом опыте истечение происходит через цилиндрический капилляр с внутренним диаметром 2 мм, а во втором через аналогичный капилляр с внутренним диаметром 3 мм. В первом опыте время истечения оказалось равным 1000 с, во втором — 180 с. Считая нефть степенной жидкостью, найти константы n и k/ρ модели.*

Решение. Из формулы (4.13) следует что $Q_1/Q_2 = (d_1/d_2)^{3+1/n}$. Поскольку отношение расходов истечения обратно пропорционально временам истечения, то имеем уравнение: $180/1000 = (2/3)^{3+1/n}$ для определения показателя n. Из полученного уравнения находим $n \cong 0{,}81$. Затем, используя результаты первого эксперимента, получаем уравнение:

$$\frac{0{,}0001}{1000} = \frac{3{,}14 \cdot 0{,}81 \cdot 0{,}002^3}{8(3 \cdot 0{,}81 + 1)}\left(\frac{9{,}8 \cdot 0{,}002}{4k/\rho}\right)^{1/0{,}81},$$

откуда находим

$k/\rho \cong 0{,}92 \cdot 10^{-6}$ м^2/с$^{1{,}19}$.

Другой моделью, применяемой для описания свойств нефтей с предельным напряжением сдвига является модель *бингамовского пластика* (см. рис. 4.5, *б*, *1*)

$$\dot{\gamma} = 0, \text{ если } |\tau| < \tau_0;$$
$$\dot{\gamma} = (\tau - \tau_0)/\mu, \text{ если } \tau \geq \tau_0. \qquad (4.14)$$

Смысл этих соотношений таков: до тех пор пока касательное напряжение τ между слоями нефти не достигнет не-

которого предельного значения τ_0, сдвиг слоев отсутствует; при $\tau > \tau_0$ нефть течет, при этом скорость сдвига пропорциональна превышению напряжения трения τ над предельным τ_0.

Следует отметить, что так же, как и в случае степенной жидкости, параметры μ и τ_0 модели Бингамовского пластика зависят от температуры T, причем при увеличении последней $\tau_0 \to 0$. Это означает, что при нагревании нефтей их свойства приближаются к свойствам ньютоновских вязких жидкостей; при $\tau_0 = 0$ модель (4.14) совпадает с моделью (4.5).

При ламинарном течении бингамовского пластика в круглой трубе с внутренним диаметров d расход Q связан с разностью давлений Δp, вызывающей течение (для начала течения необходимо, чтобы $\Delta p/Ld > 4\tau_0$), формулой

$$Q = \frac{\pi d^4 \Delta p/L}{128\mu}\left[1 - \frac{4}{3}\left(\frac{4\tau_0}{d\Delta p/L}\right) + \frac{1}{3}\left(\frac{4\tau_0}{d\Delta p/L}\right)^4\right], \qquad (4.15)$$

в которой L — длина трубы. При $\tau_0 = 0$ формула (4.15) переходит в формулу Пуазейля (4.6) для вязкой жидкости.

Можно указать также более общую модель, называемую *моделью Бакли — Гершеля,* объединяющую в себе черты моделей степенной жидкости Освальда (4.11) и бингамовского пластика (4.14) (см. рис. 4.5, *б*, *2*)

$$\dot{\gamma} = 0, \text{ если } |\tau| < \tau_0;$$
$$|\dot{\gamma}|^{n-1}\dot{\gamma} = (\tau - \tau_0)/k, \text{ если } \tau \geq \tau_0. \qquad (4.16)$$

При $n \to 1$ и $\tau_0 \to 0$ модель (4.16) совпадает с моделью (4.5) вязкой жидкости.

Теплоемкость нефтей является особенно важной характеристикой для тех из них, которые можно транспортировать по трубопроводам только с предварительным *подогревом* (см. гл. 11). Повышение температуры снижает вязкость нефти (см. рис. 4.4) и позволяет сделать ее пригодной для перекачки. Количество энергии, которое необходимо затратить для нагревания нефти, зависит от ее *теплоемкости.* Теплоемкостью C вещества, как известно, называется количество теплоты, которое нужно передать единице массы этого вещества, чтобы повысить его температуру на 1° Цельсия или Кельвина. Для большинства нефтей теплоемкость C лежит в пределах 1500—2500 Дж/(кг·К) или 350—600 кал/(кг·К); 1 кал = = 4,1868 Дж.

Для того чтобы повысить температуру объема V нефти, имеющей плотность ρ, от значения T_1 до значения T_2 необходимо затратить количество Q_T энергии, равное

$$Q_T = \rho C(T_2 - T_1)\, V. \tag{4.17}$$

Здесь предполагается, что $C \approx$ const. Однако эта величина, строго говоря, не является постоянной, а зависит от температуры нефти. Для расчета теплоемкости C часто используют формулу Крего:

$$C(T) = \frac{31{,}56}{\sqrt{\rho_{293}}}(762 + 3{,}39 \cdot T), \tag{4.18}$$

в которой ρ_{293} — плотность нефти при 293 К (или 20 °С), кг/м^3; T — абсолютная температура, К; C — Дж/(кг·К).

Теплопроводность нефтей определяет перенос энергии от более нагретых участков неподвижной нефти к более холодным. Количество q (Т/м^2) тепловой энергии, переносимой в единицу времени через площадку, перпендикулярную к оси x и имеющую единичную площадь, обычно удовлетворяет закону теплопроводности Фурье

$$q = -\lambda_т = \frac{\partial T}{\partial x},$$

в котором $\lambda_т$ — коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К). Этот коэффициент для нефтей находится в интервале 0,1—0,2 Вт/(м·К). В диапазоне температур 273—473 К коэффициент $\lambda_т$ можно рассчитать по формуле Крего — Смита:

$$\lambda_т = \frac{156{,}6}{\rho_{293}}(1 - 0{,}00047 \cdot T). \tag{4.19}$$

Здесь ρ_{293} — кг/м^3; T — К; $\lambda_т$ — Вт/(м·К).

Давление насыщенных паров (ДНП) является важным показателем не только содержания легких углеводородов в нефти и ее испаряемости, но и безопасности при транспортировке и хранении в резервуарах нефтеперекачивающих станций и нефтебаз. ДНП — это давление насыщенных паров транспортируемой нефти над ее поверхностью в замкнутом объеме (резервуаре, полости трубопровода), находящихся в термодинамическом равновесии с жидкостью при данной температуре. ДНП оказывает влияние на образование паровых пробок в трубопроводах, на значение потерь от испарения при закачке нефти в резервуары и хранении в них, на глубину переработки и выход фракций.

Абсолютное давление паров P в газовой полости трубопровода или резервуара складывается из суммы парциальных давлений P_i углеводородов, входящих в состав нефти:

$$P = \Sigma P_i = \Sigma y_i P_{si}(T),$$

где y_i – молярная концентрация i-го углеводорода в нефти.

Для чистых углеводородов зависимость давления насыщенных паров $P_s(T)$ от температуры T описывается термодинамическим уравнением Клапейрона – Клаузиуса

$$\frac{\partial P_s(T)}{\partial T} = \frac{r_{\text{исп}}}{T(V_{\text{п}} - V_{\text{ж}})}, \qquad (4.20)$$

где $r_{\text{исп}}$ – молярная энтальпия испарения, Дж/(моль·град); $V_{\text{п}}$, $V_{\text{ж}}$ – мольные объемы соответственно пара и жидкости, м^3/моль.

При незначительном изменении отношения молярной энтальпии испарения к разности коэффициентов сжимаемости пара и жидкости от температуры, интегрирование уравнения (4.20) приводит к соотношению

$$\lg P_s(T) = A + B/T, \qquad (4.21)$$

где A, B – постоянные коэффициенты.

Ввиду сложного состава нефти рассчитать давление насыщенных паров теоретически затруднительно, поэтому на практике его определяют экспериментально.

В табл. 4.5 приведены данные о физико-химических свойства некоторых нефтей.

В случае если известны два значения ДНП при двух температурах, то из (4.21) легко найти значение B и рассчитать значение $P_s(T)$ в интервале температур от T_1 до T_2.

Таблица 4.5

Физико-химические свойства нефтей

Нефть	Плотность кг/м^3	Вязкость при 20 °С, сСт	Температура застывания, (после обработки), °С	Давление насыщенных паров при 37,8 °С, кПа	Содержание парафина, %
Муханов-ская	846,2	13,3	−27	139	6,9
Ромашкин-ская	862,0	14,2	−42	436	5,1
Усинская	836,9	–	3	362	10,8
Ярегская	944,9	786,3 (при 40 °С)	–	–	1,4

Пример. *Определить давление насыщенных паров нефти при температуре 283 К, если известны значения этих давлений при двух температурах* $P_s(313) = 111{,}72$ *кПа и* $P_s(278) = 29{,}4$ *кПа.*

Решение. Используя формулу (4.21) приведем ее к виду: $P_s(T) = P_{s1}10^{[B(1/T_1-1/T)]}$. Значение коэффициента B найдем также из (4.21). $B = \lg[P_{s1}(313)/P_{s2}(278)]/(1/T_1 - 1/T_2) = \lg(111{,}72/29{,}40)/(1/313-1/278) = -1441{,}41$. Используя найденное значение, получим $P_s(283) = 111{,}7210^{[-1{,}441{,}41(1/283-1/313)]} = 36{,}3$ кПа.

Давление насыщенных паров измеряется по методу Рейда в соответствии с требованиями ГОСТ 1756–52, ASTM D 323. В документы о качестве нефти записывается ДНП, измеренное при строго определенной температуре 37,8 °С (100 °F), что позволяет сравнивать различные нефти по этому показателю. Для проведения измерений используют стальной, состоящий из двух разъемных частей цилиндр, называемый "бомба Рейда". Каждая часть бомбы содержит полости: одна – воздушную, другая – топливную, отношение объемов которых равно 4:1. После заполнения топливной камеры нефтью обе части бомбы соединяются и помещаются в термостат. ДНП измеряется в воздушной камере манометром.

Температура застывания имеет важное значение при осуществлении технологических операций с нефтью, например при определении времени безопасной остановки перекачки для проведения ремонтных работ. Так как нефти являются смесью различных углеводородов, то у них переход из жидкого состояния в твердое происходит постепенно в некотором интервале температур. Чем ближе фактическая температура нефти к ее температуре застывания, тем больше энергозатрат требуется на ее перемещение. На температуру застывания сильное влияние оказывают содержащиеся в нефти парафины, асфальтосмолистые вещества, а также предварительная термообработка. В соответствии с ГОСТ 20287–74 ***температурой застывания*** считается температура, при которой охлаждаемая в пробирке нефть не изменяет уровня при наклоне пробирки на 45° в течение 1 мин.

При отсутствии экспериментальных данных о температурах застывания $T_з$ можно воспользоваться расчетной формулой

$$T_з = \frac{-4{,}254(\ln\nu_{50})^2 + 48{,}347\cdot\ln\nu_{50} - 59{,}5}{1+0{,}184\cdot\ln\nu_{50}}, \qquad (4.22)$$

где ν_{50} – вязкость при 50 °С, сСт.

Для снижения температуры застывания нефтей применяют депрессорные присадки. Например, применение депрессорной присадки на основе сополимера этилена с винилацетатом, разработанной специалистами ОАО "Северные магистральные нефтепроводы" и РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, на магистральном нефтепроводе Уса — Ухта позволило снизить температуру перекачиваемой нефти от 4—6 до минус (8—10) °С.

При охлаждении нефти в процессе транспортировки по магистральным нефтепроводам возможно образование пространственной структуры или выпадение в осадок отдельных компонентов, например кристаллов парафинов. Эти явления создают значительные трудности при эксплуатации магистральных трубопроводов и их оборудования, вследствие запарафинирования и уменьшения сечения трубопровода, увеличения гидравлического сопротивления, забивания фильтров на нефтеперекачивающих станциях, выпадения осадка в резервуарах и др. Содержание парафина в нефтях отдельных месторождений может достигать 40 %. Скрытая теплота плавления парафинов ориентировочно равна 226—230 Дж/(кг·К).

5 ГЛАВА ЛИНЕЙНАЯ ЧАСТЬ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

5.1. СТРУКТУРА И ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ

В состав линейной части магистральных нефтепроводов в соответствии со СНиП 2.05.06—85 и ВИТП 2—86 входят: трубопровод (от места выхода с промысла подготовленной к дальнему транспорту товарной продукции) с ответвлениями и лупингами, запорной арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, узлами пуска и приема очистных устройств, а также блокировочные трубопроводы, установки электрохимической защиты трубопроводов от коррозии, линии и сооружения технологической связи, средства телемеханики трубопроводов;

линии электропередач, предназначенные для обслуживания трубопроводов и устройства электроснабжения и дистанционного управления запорной арматурой и установками электрохимической защиты трубопроводов;

противопожарные средства, противоэрозионные и защитные сооружения трубопроводов;

емкости для хранения и разгазирования конденсата, земляные амбары для аварийного выпуска нефти, нефтепродуктов, конденсата и сжиженных углеводородов;

здания и сооружения линейной службы эксплуатации трубопроводов;

постоянные дороги и вертолетные площадки, расположенные вдоль трассы трубопровода, и подъезды к ним, опознавательные и сигнальные знаки местонахождения трубопроводов;

пункты подогрева нефти и нефтепродуктов;

указатели и предупредительные знаки.

Линейная часть в отношении выбора трасс, переходов че-

рез естественные и искусственные препятствия, устройства защитных сооружений, расчетов нефтепроводов на прочность и устойчивость (в том числе определения толщины стенок труб), противоэрозионных и противооползневых мероприятий, защиты от коррозии, материалов и изделий должна проектироваться в соответствии со СНиП 2.05.06—85.

К основным характеристикам конструкции линейной части относятся следующие группы данных:

конструктивная схема прокладки трубопровода;

координаты, определяющие ориентацию продольной оси трубопровода на всем протяжении трассы;

основные пространственные характеристики конструктивных элементов с указанием допустимых отклонений от номинальных размеров, включая искажения формы изделий (номинальный наружный $D_н$ и внутренний $D_{вн}$ диаметры труб, толщина стенки δ; допустимый нормативный разброс этих значений, допустимое отклонение поперечного сечения трубы от круговой формы, геометрические характеристики формы сварных швов и т.п.);

физико-механические характеристики, включая прочностные свойства применяемых материалов и аналогичные характеристики металлов в зоне сварных швов. Состав и объем необходимой информации должен быть составлен или скорректирован с учетом выбранных для реализации расчетных схем;

данные о начальной и (или) текущей дефектности материала труб, включая перечень возможных дефектов, данные о плотности и размещении дефектов в теле трубы.

Диаметр трубопроводов линейной части определяется расчетом в соответствии с нормами технологического проектирования.

При отсутствии необходимости в транспортировании продукта в обратном направлении трубопроводы проектируют из труб со стенкой различной толщины в зависимости от падения рабочего давления по длине трубопровода и условий эксплуатации.

Допустимые радиусы изгиба трубопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях определяют расчетом из условия прочности, местной устойчивости стенок труб и устойчивости положения. Минимальный радиус изгиба трубопровода из условия прохождения очистных устройств составляет не менее пяти его диаметров.

Длина патрубков (прямых вставок), вваривaемых в трубопровод, должна быть не менее 250 мм. В обвязочных трубо-

проводах НПС допускаются прямые вставки длиной не менее 100 мм при диаметре их не более 530 мм.

На трассе трубопровода предусматривается установка сигнальных железобетонных или деревянных знаков высотой 1,5—2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями-указателями. Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более, чем через 500 м, а также дополнительно на углах поворота. Определение категорий участков нефтепроводов производится по СНиП 2.05.06—85.

5.2. ТРУБЫ ДЛЯ НЕФТЕПРОВОДОВ

Основной вид труб для нефтепроводов — стальные трубы. Большая несущая способность, высокая стабильность механических и технологических свойств достигнуты благодаря совершенствованию технологии их изготовления и внедрения в нее разнообразных испытаний, а особенно 100%-ного неразрушающего контроля качества сварных швов и металла. Это также позволило сделать трубы наиболее надежными и долговечными.

Одним из важных факторов металлургического производства, влияющего на качество сталей, является их раскисление. Под раскислением сталей понимают снижение концентрации растворенного в них кислорода. Это достигается путем введения в жидкую сталь элементов, вступающих в реакцию с кислородом — раскислителей (марганца, кремния, алюминия и др.). В результате реакции образуются неметаллические включения, которые в ходе технологического процесса удаляются из стали.

Хорошо раскисленную сталь называют спокойной (СП), в которой содержание кислорода не более 0,003 %.

При выплавке кипящей стали (КП) по ходу плавки вводят лишь марганец, а кремний и другие раскислители не применяют. В результате этого содержание кислорода увеличивается до 0,025—0,035 %. Свойства кипящей стали хуже, чем у спокойной, но ее производство обходится дешевле. Обычно кипящую сталь применяют для ненагруженных элементов конструкций.

Кроме этих двух видов, производят полуспокойные стали (ПС), которые по технологии выплавки и разливки занимают промежуточное положение между спокойной и кипящей сталями. Структура слитка полуспокойной стали близка к

структуре слитка спокойной стали. Содержание в ней кислорода до 0,012 %.

Химический состав сталей определяет свойства и качество труб, а также технико-экономическую целесообразность их применения.

Зная химический состав стали, можно ориентировочно оценить некоторые ее свойства, например, свариваемость. При этом исходят из того, что углерод в значительной большей мере ухудшает свариваемость по сравнению с другими элементами. Оценку свариваемости проводят по углеродному эквиваленту $C_э$, значение которого должно быть ниже 0,46 %. Значение углеродного эквивалента для конкретной стали можно определить расчетным путем по формулам:

для углеродистых сталей (а также для низколегированных кремнемарганцовых — 17ГС, 17Г1С, 09Г2С и др.)

$$C_э = C + \frac{Mn}{6};$$

для низколегированных

$$C_э = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Cr + Mo + V + Ti + Nb}{5} + \frac{Cu + Ni}{15} + B,$$

где C, Mn, Cr, Mo, V, Ti, Nb, Cu, Ni, B — содержание в % массы в составе металла трубной стали соответственно углерода, марганца, хрома, молибдена, ванадия, титана, ниобия, меди, никеля, бора.

По химическому составу стали подразделяют на углеродистые и легированные. В свою очередь углеродистая сталь в зависимости от содержания углерода делится на низкоуглеродистую (с содержанием углерода до 0,25 %), среднеуглеродистую (с содержанием углерода 0,25—0,6 %) и высокоуглеродистую (с содержанием углерода 0,6—2 %).

Легированной называется сталь, в которой кроме обычных примесей содержатся специальные, вводимые в определенных сочетаниях, легирующие элементы (хром, никель, молибден, вольфрам, ванадий, алюминий, титан и др.), а также марганец и кремний в количествах, превышающих обычное их содержание (1 % и выше). Легированная сталь в зависимости от содержания легирующих элементов делится на низколегированную (с содержанием легирующих элементов не более 2,5 %) и высоколегированную (с содержанием легирующих элементов свыше 10 %).

По своему состоянию сталь может поставляться горячекатаной, кованой, термически обработанной и нагартованной.

В частности, углеродистая сталь для строительных конструкций и деталей машин подразделяется на несколько видов:

сталь углеродистая обыкновенного качества (группы А, Б и В в горячекатаном состоянии);

сталь углеродистая качественная конструкционная (в горячекатаном и кованом состоянии);

сталь углеродистая обыкновенного качества термически упрочненная.

При маркировке углеродистой стали обыкновенного качества указывается группа, маркировка (Ст), условный номер (от 0 до 6), степень раскисления и категория по гарантируемым характеристикам. Например, сталь группы А обозначается Ст3ки3, группы Б — БСт5сп2, группы В — ВСт6пс6. Увеличение условного номера в обозначении марки стали указывает на повышение прочности и уменьшение пластичности. При повышенном содержании марганца в марку стали вводится буква Г. Например, ВСт5Гпс4.

Стали группы А обычно применяют для несварных нагруженных деталей машин и конструкций; группы Б — для термически обрабатываемых, кованых, сварных и других неответственных деталей машин и конструкций; группы В — для сварных ответственных строительных конструкций.

Сталь углеродистую качественную конструкционную поставляют в виде листового и полосового проката из горячекатаной и кованой стали следующих марок: спокойная — 08, 10, 15, 20, 25, 35, 40, 45, 50, 55, 58, 60, 65, 70, 75, 80, 85, 60Г, 70Г (в марке индекс "СИ" не ставят); кипящая и полуспокойная — 05ки, 08ки, 10пс, 10ки, 11ки, 15ки, 15пс, 18ки, 20ки, 20пс.

Двухначная цифра в марке стали обозначает среднее содержание углерода в сотых долях процента. Учитывая, что с увеличением содержания углерода прочность стали повышается, сталь с более высоким номером применяется для более ответственных деталей. Например, сталь марок 05ки, 08ки, 10ки применяют для производства листов, лент, проволоки и неотвественных конструкций, а сталь марок 10, 15, 20 и 25 — для бесшовных горячекатаных труб диаметром до 500 мм, а также муфт, поршней насосов и др. Из стали марок 30, 35 изготовляют стропы, вертлюги, крюки, талевые блоки и др., а из стали марок 40 и 45 — муфты, валы насосов, шестерни и т.д.

Сталь углеродистая термически упрочненная изготовляется из углеродистой стали обыкновенного качества путем закал-

ки (до 930—950 °С) и отпуска. В этом случае в марке стали добавляется буква Т. Например, БСт3Тсп2.

Для изготовления и ремонта резервуаров, газгольдеров, газонефтепроводов применяется низколегированная конструкционная сталь. Она обладает рядом преимуществ по сравнению с углеродистой сталью обыкновенного качества: ее предел текучести σ_1 выше на 50 % и более, меньше чувствительность к старению, меньше склонность к хладноломкости, хорошо сваривается, коррозионная стойкость выше в 1,5 раза, чем, например, у стали ВСт3.

Марки легированных сталей отличаются большим разнообразием: марганцовистая, кремнемарганцовистая, хромкремнемарганцовистая и т.д. Каждая марка стали обозначается буквами, соответствующими определенным элементам по классификации металлургического производства. Условно все элементы по процентному содержанию их в стали можно разделить на несколько групп:

первая Г — марганец, Х — хром, Н — никель и С — кремний. Цифры в марке стали после этих букв обозначают процент содержания данного элемента в стали. При отсутствии цифр содержание элемента менее 1 %. Например, 09Г2, 14ХГС и т.д.;

вторая Т — титан, Ц — цирконий, Ф — ванадий, И — фосфор, Ю — алюминий, Ч — редкоземельные металлы, Д — медь, М — молибден. Содержание меди и молибдена в стали обычно до 0,6 %, остальных элементов этой группы — до 0,2 %, т.е. в десятых долях процента;

третья А — азот (до 0,015 %), Б — ниобий (до 0,05 %), т.е. содержание их в стали в сотых долях процента;

четвертая Р — бор, (до 0,006 %), т.е. содержание его в стали в тысячных долях процента.

Цифры перед маркой стали обозначают процент содержания углерода в сотых долях. Например, сталь марки 09Г2С содержит 0,09 % углерода, 2 % марганца и около 1 % кремния.

Низколегированную сталь высокой прочности можно получить путем нормализации или закалки с высоким отпуском или микролегирования, т.е. введением карбидообразующих элементов (ванадия, ниобия и др.) в очень незначительных количествах.

По способу изготовления трубы делятся на бесшовные горячекатаные и сварные с продольным прямым швом (прямошовные), спиральным швом (спиральношовные), многослойные и др.

В зависимости от назначения и гарантируемых характеристик стальные трубы поставляют по группам А, Б, В, Г и Д. Соответственно каждая группа имеет свои определенные гарантируемые характеристики: Ф — механические свойства; Б — химический состав; В — механические свойства и химический состав; Г — химический состав, контроль механических свойств на термически обработанных образцах; Д — только прочность при испытании гидравлическим давлением. Соответственно каждая группа имеет свои определенные гарантируемые характеристики (табл. 5.1.).

Для строительства магистральных трубопроводов должны применяться трубы стальные бесшовные, электросварные прямошовные, спиральношовные и других специальных конструкций, изготовленные из спокойных и полуспокойных углеродистых сталей диаметром до 500 мм включительно, из спокойных и полуспокойных низколегированных сталей диаметром до 1020 мм и низколегированных сталей в термически или термомеханически упрочненном состоянии для труб диаметром до 1420 мм (табл. 5.2, 5.3).

Трубы бесшовные следует применять по ГОСТ 8731—74, ГОСТ 8732—78 и ГОСТ 8733—74, ГОСТ 8734—75 — группы В и при соответствующем технико-экономическом обосновании по ГОСТ 9567—75, трубы стальные электросварные — в соответствии с ГОСТ 20295—74 для труб диаметром до 800 мм включительно и техническими условиями, утвержденными в установленном порядке — для труб диаметром свыше 800 мм с выполнением при заказе и приемке труб требований, изложенных в СНиП 2.05.06—85*.

Таблица 5.1

Деление труб по группам

Группа	Гарантируемые характеристики		
	Механические свойства	Химический состав	Прочность при гидравлическом испытании
А	+	–	+
Б	–	+	+
В	+	+	+
Г	Контроль за механическими свойствами на термически обработанных образцах	+	+
Д	–	–	+

Примечание. Знак "+" означает, что это свойство гарантируется.

Характеристика стальных труб большого диаметра

Поставщик труб, ТУ (рабочее давление, МПа)	Наружный диаметр труб, мм (марка стали)	Толщина стенки, мм	Временное сопротивление разрыву $\sigma_в$, МПа	Предел текучести $\sigma_т$, МПа	Относительное удлинение, %
Харьковский трубный завод					
ТУ 14-3-1512—87 (7,4)*	1420	15,7	588	461	20
ТУ 14-1434—87 (7,4)*	1420 (10Г2ФБ)	15,7 18,7	588 588	441 441	20 20
ТУ 14-3-1450—87 (7,4)*	1420 (Х70)	18,7	588	441	20
ТУ 14-3-995—81 (7,4)*	1420 (Х70)	15,7	588,7	441,3	20
ТУ 14-3-741—78 (7,4)*	1420 (09Г2ФБ, 08Г2ФЮ)	16,8	588,7	421,7	19
Челябинский трубопроводный завод					
ТУ 14-3-1698—90 (5,4—7,4)***	1020 и 1220 (17Г1С-У)	9,6	509,2	360	20
ТУ 14-3-1425—86 (только для нефтепроводных труб)	820 (13Г2АФ)	8 9 10 11 12	510 530 530 530 530	363 363 363 363 363	20 20 20 20 20
	720 (13Г2АФ)	8 9 10	530 530 530	363 363 363	20 20 20
ТУ 14-3-1270—84 (7,4)***	530 (17ГС)	7 7,5 8 9 10	510 510 510 510 510	353 353 353 353 353	20 20 20 20 20
Новомосковский трубный завод					
ТУ 14-3-1344—85 (5,4)***	1020(13ГС)	10 11,1 9,5 10,5	510 510 539 539	363 363 422 422	20 20 20 20

Таблица 5.2

Ударная вязкость		Процент волокна в изломе образцов ДВТТ, %	Эквивалент углерода, %	Заводское испытательное давление, МПа		Конструкция трубы и состояние поставки металла
KCU	KCV			без осевого подпора	с осевым подпором	
49	78,4	80	0,43	9,6	9,1	Прямошовные трубы из стали контролируемой прокатки
49 (−60 °C)	78,4 (−15 °C)	80 (−15 °C)	0,43	9,4	8,9	То же
49 (−60 °C)	78,4 (−15 °C)	80	0,43	11,3	10,7	“
53,9 (−60 °C)	78,4 (−15 °C)	80 (−15 °C)	0,43	11,3	10,7	“
53,9 (−60 °C)	78,4 (−15 °C)	80 (−15 °C)	0,43	9,2	8,7	“
49 (−60 °C)	78,4 (−15 °C)	80 (−15 °C)	0,43	9,2	8,8	“
39,2 (−40 °C)	39,2 (0 °C)	50−60 (0 °C)	0,46	6,2	5,7	Прямошовные трубы из низколегированной стали и стали контролируемой прокатки
29,4 (−60 °C)	29,4 (−5 °C)	−	0,45	6,5	5,9	
29,4 (−60 °C)	29,4 (−5 °C)	−	0,45	7,1	6,5	
29,4 (−60 °C)	29,4 (−5 °C)	−	0,46	7,9	7,3	
29,4 (−60 °C)	29,4 (−5 °C)	−	0,46	8,8	8,1	
29,4 (−60 °C)	29,4 (−5 °C)	−	0,46	10,6	9,6	
29,4 (−60 °C)	29,4 (−5 °C)	−	0,45	6,9	6,2	
29,4 (−60 °C)	29,4 (−5 °C)	−	0,45	8	7,4	
29,4 (−60 °C)	29,4 (−5 °C)	−	0,45	9	8,3	
29,4 (−40 °C)	29,4 (0 °C)	−	0,46	8,3	7,6	
29,4 (−40 °C)	29,4 (0 °C)	−	0,46	8,9	8,6	
29,4 (−40 °C)	29,4 (0 °C)	−	0,46	9,4	8,6	
29,4 (−40 °C)	29,4 (0 °C)	−	0,46	10,7	9,9	
29,4 (−40 °C)	29,4 (0 °C)	−	0,46	12,1	11,2	
39,6 (−40 °C)	29,4 (0 °C)	50 (0 °C)	0,43	6,4	6,1	Прямошовные трубы из листовой стали контролируемой прокатки
39,6 (−40 °C)	29,4 (0 °C)	50 (0 °C)	0,43	7,2	6,9	
39,6 (−40 °C)	29,4 (0 °C)	50 (0 °C)	0,43	6,7	6,4	
39,6 (−40 °C)	29,4 (0 °C)	50 (0 °C)	0,43	7,5	7,2	

Поставщик труб, ТУ (рабочее давление, МПа)	Наружный диаметр труб, мм (марка стали)	Толщина стенки, мм	Временное сопротивление разрыву $\sigma_в$, МПа	Предел текучести $\sigma_т$, МПа	Относительное удлинение, %
ТУ 14-3-1424—86 (5,4)**	1020 (17Г1СУ)	9,6	510	363	20
		10	510	363	20
		11	510	363	20
		11,4	510	363	20
		12	510	363	20
		14	510	363	20
		14,2	510	363	20
		14,9	510	363	20
	1020	9,2	530	363	20
		9,7	530	363	20
		11	530	363	20
		11,5	530	363	20
		12	530	363	20
		13,7	530	363	20
		14,3	530	363	20
Волжский трубный завод					
ТУ 14-3-1363—85 (7,4)*	1420 (09Г2ФБ)	16,8	549,2	421,4	19
	(Х70)	15,7	588,7	441,3	20
ТУ 14-3-721—78 (5,4—6,3)**	1220 (17Г1С)	10,5	588,7	412	20
		12	588,7	412	20
		12,5	588,7	412	20
ТУ 14-3-721—78 (5,4—6,3)***	1220 (17Г1С) нетермообработана	12	510	362	21
ТУ 14-3-721—78 (5,4—6,3)**	1020 (17Г1С) термообработана	9	588,7	412	20
		10	588,7	412	20
		10,5	588,7	412	20
		11	588,7	412	20
		12	588,7	412	20

Продолжение табл. 5.2

Ударная вязкость		Процент волокна в изломе образцов ДВТТ, %	Эквивалент углерода, %	Заводское испытательное давление, МПа		Конструкция трубы и состояние поставки металла
KCU	KCV			без осевого подпора	с осевым подпором	
29,4 (0 °C)	39,6 (−40 °C)	50 (0 °C)	0,46	6,1	5,8	Прямошовные трубы из термообработанной (нормализация с отпуском) низколегированной листовой стали
29,4 (0 °C)	39,6 (−40 °C)	50 (0 °C)	0,46	6,4	6,1	
29,4 (0 °C)	39,6 (−40 °C)	50 (0 °C)	0,46	7,1	6,7	
29,4 (0 °C)	39,6 (−40 °C)	50 (0 °C)	0,46	7,4	7	
29,4 (0 °C)	39,6 (−40 °C)	50 (0 °C)	0,46	7,7	7,4	
29,4 (0 °C)	39,6 (−40 °C)	50 (0 °C)	0,46	9,2	8,6	
29,4 (0 °C)	39,6 (−40 °C)	50 (0 °C)	0,46	9,4	8,9	
29,4 (0 °C)	39,6 (−40 °C)	50 (0 °C)	0,46	9,3	9,8	
29,4 (−5 °C)	39,6 (−60 °C)	50 (−5 °C)	0,45	5,7	5,55	
29,4 (−5 °C)	39,6 (−60 °C)	50 (−5 °C)	0,45	6,1	5,8	
29,4 (−5 °C)	39,6 (−60 °C)	50 (−5 °C)	0,45	7,1	6,7	
29,4 (−5 °C)	39,6 (−60 °C)	50 (−5 °C)	0,45	7,4	7	
29,4 (−5 °C)	39,6 (−60 °C)	50 (−5 °C)	0,45	7,7	7,4	
29,4 (−5 °C)	39,6 (−60 °C)	60 (−5 °C)	0,45	9	8,4	
29,4 (−5 °C)	39,6 (−60 °C)	50 (−5 °C)	0,45	9,4	8,9	
49 (−60 °C)	78,4 (−15 °C)	80 (−15 °C)	0,43	9,2	8,9	Спиральношовные трубы из листовой низколегированной стали контролируемой прокатки
49 (−60 °C)	78,4 (−15 °C)	80 (−15 °C)	0,41	9,2	8,9	
39,2 (−60 °C)	39,2 (−15 °C)	60 (−15 °C)	0,46	6,3	6,2	Спиральношовные термически упрочненные трубы из рулонной низколегированной стали
39,2 (−60 °C)	39,2 (−15 °C)	60 (−15 °C)	0,46	7,4	7,2	
39,2 (−60 °C)	39,2 (−15 °C)	60 (−15 °C)	0,46	7,7	7,5	
39,2 (−40 °C)	39,2 (−5 °C)	60 (−5 °C)	0,46	6,5	6,3	Спиральношовные трубы из рулонной горячекатаной низколегированной стали с локальной термообработкой швов
39,6 (−60 °C)	29,4 (−15 °C)	50 (−15 °C)	0,46	6,3	6,1	Спиральношовные термически упрочненные трубы из рулонной низколегированной стали
39,6 (−60 °C)	29,4 (−15 °C)	50 (−15 °C)	0,46	7,2	6,9	
39,6 (−60 °C)	29,4 (−15 °C)	50 (−15 °C)	0,46	7,6	7,3	
39,6 (−60 °C)	29,4 (−15 °C)	50 (−15 °C)	0,46	7,9	7,6	
39,6 (−60 °C)	29,4 (−15 °C)	50 (−15 °C)	0,46	8,8	8,3	

Поставщик труб, ТУ (рабочее давление, МПа)	Наружный диаметр труб, мм (марка стали)	Толщина стенки, мм	Временное сопротивление разрыву $\sigma_в$, МПа	Предел текучести $\sigma_т$, МПа	Относительное удлинение, %
	1020 (17Г1С)	10	510	326	21
		11	510	326	21
		12	510	326	21
	820 (17Г1С) термообработана	8	588,7	412	20
		9	588,7	412	20
		10	588,7	412	20

* Данные для труб с коэффициентом надежности по материалу $k_1 = 1{,}34$.
** Для $k_1 = 1{,}4$.
*** Для $k_1 = 1{,}47$.

Примечания: 1. Рабочее давление, указанное в первом столбце от труб рабочее давление определяют по СНиП 2.05.06—85. 2. Х70 — им

Процесс изготовления бесшовных горячекатаных труб включает две стадии: изготовление заготовки трубы в виде прошитой гильзы (стакана); последующее формирование трубы до заданной формы и размеров горячей прокаткой.

Сварные прямошовные трубы диаметром 530—1420 мм изготовляют из листовой заготовки холодным формованием на прессах (прессованием) или вальцеванием (гибкой). Трубы диаметром 1020 мм и выше собирают из двух полуцилиндрических заготовок. В этом случае такие заготовки формуют на тех же гидравлических прессах, что и цилиндрические заготовки. Меняют лишь формующий инструмент. Подготовительные операции листов остаются прежними.

Спиральношовные трубы изготовляют из стальной рулонной ленты путем сворачивания ее по спирали в непрерывную трубу. Спиральношовные трубы малых (до 530 мм) и средних (530—820 мм) диаметров формуют с двухсторонним сварным швом на специальном трубном стане, включающем в себя

Продолжение табл. 5.2

Ударная вязкость		Процент волокна в изломе образцов ДВТТ, %	Эквивалент углерода, %	Заводское испытательное давление, МПа		Конструкция трубы и состояние поставки металла
KCU	KCV			без осевого подпора	с осевым подпором	
39,2 (−40 °C)	29,4 (−5 °C)	50 (−5 °C)	0,46	6,4	6,1	Спиральношовные трубы из рулонной горячекатаной низколегированной стали с локальной термообработкой швов
39,2 (−40 °C)	29,4 (−5 °C)	50 (−5 °C)	0,46	7,1	6,7	
39,2 (−40 °C)	29,4 (−5 °C)	50 (−5 °C)	0,46	7,7	7,4	
29,4 (−60 °C)	29,4 (−15 °C)	50 (−15 °C)	0,46	7	6,9	Спиральношовные термически упрочненные трубы из рулонной низко-легированной стали
29,4 (−60 °C)	29,4 (−15 °C)	50 (−15 °C)	0,46	7,9	7,8	
29,4 (−60 °C)	29,4 (−15 °C)	50 (−15 °C)	0,46	9	8,7	

носится к газопроводным трубам. Для нефте- и нефтепродуктопроводных портная марка стали по API.

линию подготовки полосы и формовочно-сварочное устройство, в котором смонтированы вместе формовочная машина и сварочные головки.

Спиральношовные трубы дешевле прямошовных, так как стальная лента на 20—35 % дешевле широколистовой стали. При этом достигается экономия металла (примерно на 10 %) за счет снижения его расхода на обрезку после прокатки, уменьшения допусков по толщине и отходов при обрезке концов труб. За счет спирального шва труба становится более жесткой, лучше сохраняет цилиндрическую форму при транспортировке. При эксплуатации трубопровода из спиральношовных труб главные напряжения располагаются под углом к направлению прокатки ленты, что повышает работоспособность металла.

Преимуществом спиральношовных труб также является то, что в процессе их изготовления металл труб практически не изменяет своих пластических и вязких свойств, а сам

Основные требования ГОСТов и технических условий к качеству сварных таллургического завода (ВМЗ), Челябинского трубопрокатного завода (ЧТПЗ)

Завод-изготовитель, ГОСТы и ТУ	Марка стали	Длина труб, м	Отклонение наружного диаметра торцов труб, мм	Смещение кромок, %	Высота усиления сварных швов, мм		Допустимая глубина подреза, мм
					наружного	внутреннего	
ВТЗ, ТУ-721—78	17ГС 17Г1С 17Г1С-У	10,5—11,6	Для диаметров 720—1020 ± ± 1,6 1220 ± 2,0	15 не более 1,6 мм	0,5—3,0	Не менее 0,5	До 0,5
ТУ 357-02—96	17Г1С 17Г1С-У	10,6—11,6		10	0,5—3,0	Не менее 0,5	До 0,4
Имеется возможность		11,2—11,6 70 %	720—1020± ± 1,0—70 % 1220± 1,8—70 %		Смещение осей швов не более 1 мм, перекрытие швов не менее 1 мм		
ВМЗ, ТУ-14-3-1573—88	17ГС 17Г1С 10Г2БТЮ 10Г2ФБЮ	10,5—11,6	630—1020 ± ± 1,6	10	0,5—3,0	Не менее 0,5	До 0,5
ЧТПЗ, ТУ-14-3-1270—84	17ГС 17Г1С 08ГБТЮ	10,0—11,6	530—820 ± ± 1,6	10	0,5—3,0	Не менее 0,5	До 0,5
ХТЗ ТУ-14-3-1464—87	10Г2ФБ 13ГС-У 13Г1С-У 08Г2Т-У	10,0—11,6	1220 ± 2,0	10	0,5—3,0	Не менее 0,5	До 0,5

процесс производства труб легко поддается механизации и автоматизации. Кроме того, металл спиральношовных труб работает в более благоприятных условиях, чем металл прямошовных труб, так как волокна его катаной структуры направлены под углом навивки к продольной оси трубы. Недостатком спиральношовных труб считают большую протяженность сварных швов по сравнению с прямошовными трубами, спиральношовные трубы нельзя гнуть, они плохо копируют местность.

Несущая способность металла труб снижается пропорционально ослаблению толщины стенки различными дефектами металлургического, технологического и строительного характера, повышающими склонность метала к хрупкому разрушению.

Из-за строительства и эксплуатации магистральных трубопроводов в различных климатических условиях трубы делают в разном исполнении. В *обычном исполнении* изготовляют

Таблица 5.3

труб большого диаметра Волжского трубного завода (ВТЗ), Выксынского ме- и Харцызского трубного завода (ХТЗ)

Косина реза торцов труб, мм	Кривизна труб, %	Допустимое значение овала, %	Угол фаски торца трубы, градус	Снятие усиления внутреннего шва, мм	НМК	Допустимое значение ремонтируемого участка шва, %
2,0	0,2	1,0	25—30	До высоты не более 0,5	100 % УЗК расшифровка РТК	10
Не более 1,6	0,2	1,0	25—30	До высоты не более 0,5	100 % УЗК расшифровка РТК	5 недопускается ремонт швов на длине 300 мм от конца трубы
	0,1—80 %	0,8—70%				
Не более 1,6	0,2	1,0	25—30	До высоты не более 0,5	100 % УЗК расшифровка РТК	5
Не более 2,0	0,15	1,0	25—30	До высоты не более 0,5	100 % УЗК расшифровка РТК	8
Не более 2,0	0,2	1,0	30—40	До высоты не более 0,5	100 % УЗК расшифровка РТК	5

трубы для трубопроводов, прокладываемых в средней полосе и южных районах России, для которых температура эксплуатации принимается от 0 °С и выше и температура строительства —40 °С и выше. В *северном исполнении* изготовляют трубы, для которых температура эксплуатации принимается от —20 до —40 °С, а температура строительства —60 °С и выше.

За температуру эксплуатации принимают минимальную температуру стенки труб при эксплуатации под рабочим давлением; за температуру строительства — температуру стенки труб или воздуха (для наиболее холодной пятидневки) при строительно-монтажных работах или остановке нефтепровода, определяемую в соответствии со СНиП по строительной климатологии и геофизике.

Основные физические характеристики стали для труб: плотность $\rho = 7850$ кг/м^3, модуль упругости $E_0 = 206000$ МПа, коэффициент линейного расширения $\alpha =$

$= 0{,}00001212$ град$^{-1}$, коэффициент поперечной деформации Пуассона в стадии работы металла упругой $\mu_0 = 0{,}3$, а пластической μ принимается по п. 8.25 СНиП 2.05.06–85*.

5.3. КАМЕРЫ ПРИЕМА И ПУСКА ПОТОЧНЫХ СРЕДСТВ

На магистральных нефтепроводах должны предусматриваться устройства приема и пуска скребка для их очистки в период эксплуатации, которые также можно использовать для приема и пуска разделителей при последовательной перекачке и поточных средств диагностики.

Устройства приема и пуска скребка размещаются на нефтепроводе на расстоянии друг от друга до 300 км и, как правило, совмещаются с НПС. Эти устройства должны предусматриваться на лупингах и резервных нитках протяженностью более 3 км, а также на отводах протяженностью более 5 км.

Схемы устройств приема и пуска скребка в зависимости от их расположения на нефтепроводе должны обеспечивать различные варианты технологических операций: пропуск, прием и пуск; только пуск; только прием.

Схемы устройств должны предусматривать возможность осуществления перекачки нефти по нефтепроводу без остановки НПС в процессе очистки нефтепровода.

В состав устройств приема и пуска входят: 1) камеры приема и запуска очистных устройств; 2) трубопроводы, арматуры и соединительные детали; 3) емкость для дренажа из камер приема и пуска; 4) механизмы для извлечения, перемещения и запасовки очистных устройств; 5) сигнализаторы прохождения очистных устройств; приборы контроля за давлением.

Трубопровод в пределах одного очищаемого участка должен иметь постоянный внутренний диаметр и равнопроходную линейную арматуру без выступающих внутрь трубопровода узлов или деталей.

При проектировании узлов равнопроходных ответвлений от основного трубопровода, а также неравнопроходных ответвлений, диаметр которых составляет свыше 0,3 диаметра основного трубопровода, должны предусматриваться проектные решения, исключающие возможность попадания очистного устройства в ответвление.

На участках переходов трубопровода через естественные и искусственные препятствия, диаметр которых отличается от диаметра основного трубопровода, допускается предусматривать самостоятельные узлы пуска и приема поточных устройств.

Трубопровод и узлы пуска и приема поточных устройств должны быть оборудованы сигнальными приборами, регистрирующими прохождение устройств.

5.4. АРМАТУРА

Нормальная эксплуатация трубопровода невозможна без арматуры — неотъемлемой части любого трубопровода. Расходы на арматуру составляют около 10—12 % капитальных вложений и эксплуатационных затрат.

Трубопроводная арматура представляет собой устройства, предназначенные для управления потоками жидкостей, транспортируемых по трубопроводам.

Запорная арматура линейной части трубопроводов, устанавливаемая через каждые 10—30 км, предназначена, в основном, для отсекания участка трубопровода при аварии или ремонтных работах. Практически арматура линейной части срабатывает редко (несколько раз в год). Кроме того, установку запорной арматуры необходимо предусматривать:

на обоих берегах водных преград при их пересечении трубопроводом в две нитки и более;

на нефтепроводах при пересечении водных преград в одну нитку — место размещения запорной арматуры в этом случае принимается в зависимости от рельефа земной поверхности, примыкающей к переходу, и необходимости предотвращения поступления транспортируемого продукта в водоем;

на обоих берегах болот типа III протяженностью свыше 500 м;

в начале каждого ответвления от трубопровода на расстоянии не менее 15 м;

на одном или обоих концах участков нефтепроводов, проходящих на отметках выше городов и других населенных пунктов и промышленных предприятий — на расстоянии, устанавливаемом проектном в зависимости от рельефа местности.

Требования, предъявляемые к арматуре, чрезвычайно разнообразны. Основные из них — длительный срок службы, надежность и долговечность арматуры всех видов. Правиль-

ный выбор того или иного конструктивного типа арматуры в значительной степени предопределяет безаварийную работу магистральных трубопроводов.

По условиям работы к арматуре предъявляют следующие требования: прочность, герметичность и надежность работы, взрывобезопасность и коррозионная стойкость. Требуемая прочность арматуры диктуется, в основном, рабочим давлением и температурой. С целью стандартизации и унификации арматуры принята система условных давлений. По значению условного давления арматуру подразделяют на три основные группы: низкого ($p_y < 1$ МПа), среднего ($p_y = 1{,}6 \div 6{,}4$ МПа) и высокого ($p_y = 10 \div 100$ МПа) давления.

Основной параметр арматуры — диаметр условного прохода D_y — номинальный внутренний диаметр трубопровода, на котором устанавливают данную арматуру. Различные типы арматуры при одном и том же условном проходе могут иметь разные проходные сечения. Не следует смешивать диаметр условного прохода с диаметром проходного сечения в арматуре, последний часто меньше D_y (арматура с сужением прохода) или больше D_y (затворы с кольцевым проходным сечением). В то же время условный проход арматуры не совпадает и с фактическим проходным диаметром трубопоровода.

Основное назначение запорной арматуры — перекрывать поток рабочей среды по трубопроводу и снова пускать среду в зависимости от требований технологического процесса, обслуживаемого данным трубопроводом. Кроме того, запорную арматуру применяют:

для переключения потока или его части из одной ветви системы в другую;

для дросселирования потока среды, т.е. изменения его расхода, давления и скорости. Отметим, что данное применение запорной арматуры нежелательно, так как в условиях дросселирования запорная арматура быстрее изнашивается из-за эрозии, вибрации и других причин.

К запорной арматуре относятся задвижки, краны, вентили. На линейной части магистральных нефтепроводов устанавливаются задвижки. К задвижкам относят запорные устройства, в которых проход перекрывается поступательным перемещением затвора в направлении, перпендикулярном к движению потока транспортируемой среды.

В сравнении с другими видами запорной арматуры задвижки имеют следующие преимущества: незначительное гидравлическое сопротивление при полностью открытом про-

ходе; отсутствие поворотов потока рабочей среды; возможность применения для перекрытия потоков среды большой вязкости; простота обслуживания; относительно небольшая строительная длина; возможность подачи среды в любом направлении.

Недостатки, общие для всех конструкций задвижек, следующие: невозможность применения для сред с кристаллизующимися включениями; небольшой допустимый перепад давлений на затворе (по сравнению с вентилями); невысокая скорость срабатывания затвора; возможность получения гидравлического удара в конце хода; большая высота; трудности ремонта изношенных уплотнительных поверхностей затвора при эксплуатации. К недостаткам задвижек также следует отнести их относительно большую высоту.

Существуют самые разнообразные конструкции задвижек. Наиболее целесообразной является классификация задвижек по конструкции затвора. По этому признаку многочисленные конструкции задвижек могут быть объеденены по основным типам: клиновые и параллельные. По этому же признаку клиновые задвижки могут быть с цельным, упругим или составным клином. Параллельные задвижки можно подразделять на одно- и двухдисковые. Однодисковые задвижки также называются шиберными.

В ряде конструкций задвижек, предназначенных для работы при высоких перепадах давления на затворе, для уменьшения усилий, необходимых для открывания и закрывания прохода, площадь прохода выполняют несколько меньшей площади сечения входных патрубков. По этому признаку задвижки могут быть классифицированы на полнопроходные (диаметр прохода задвижки равен диаметру трубопровода) и с суженным проходом. В зависимости от конструкции системы винт — гайка и ее расположения (в среде или вне среды) задвижки могту быть с выдвижным и невыдвижным шпинделем.

АК "Транснефть" оснащает линейную часть нефтепроводов шиберными задвижками отечественных производителей.

Для регулирования давления на приеме и выходе нефтеперекачивающих насосных станций методом дросселирования потока на выходе могут применяться регулирующие заслонки с электроприводом. Заслонки имеют характеристику, близкую к равнопроцентной при изменении угла поворота от 0 до 75°. В основном заслонки выпускаются зарубежными фирмами (рис. 5.1).

Все задвижки магистральных нефтепроводов с электро-

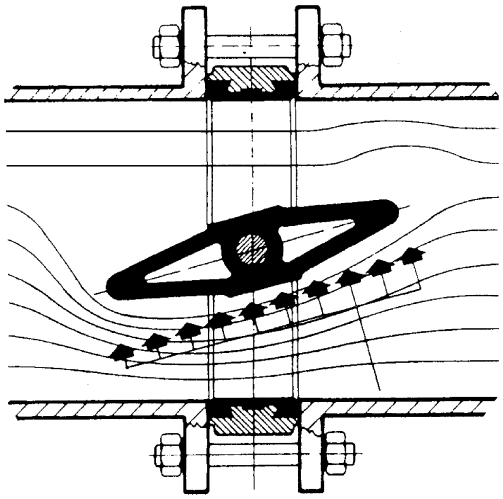


Рис. 5.1. Схема регулирующей заслонки итальянской фирмы "Ванесса"

приводом должны иметь электрооборудование во взрывозащищенном исполнении.

Для предотвращения движения транспортируемой по трубопроводу среды в направлении, обратном заданному, применяют обратные клапаны. По конструкции их делят на подъемные и поворотные. Обратные поворотные клапаны с $D_y = 700 \div 1000$ мм во избежание больших ударных нагрузок при быстром закрытии клапана снабжаются гидротормозами (демпферами). Наиболее часто используются масляные поршневые (гидравлические) демпферы с качающимся цилиндром, реже применяются пневматические.

5.5. НОРМАТИВНАЯ МЕТОДИКА РАСЧЕТА НЕФТЕПРОВОДОВ НА ПРОЧНОСТЬ

Принятый СНиП 2.05.06−85* узаконивает прочностной расчет по предельному состоянию конструкции на основе предела прочности материала $\sigma_в$.

Основные формулы прочностного расчета по СНиП 2.05.06−85* базируется на безмоментной теории тонкостенных оболочек, т.е. не учитывается воздействие в сечениях оболочки изгибающих моментов.

Магистральные стальные трубопроводы и все составляющие их конструктивные элементы следует рассчитывать на нагрузки и воздействия по методу предельных состояний. Для всех видов и конструктивных схем прокладки магистральных трубопроводов принимают два предельных состояния работы материала:

предельное состояние, за которое принимают условие прочности металла труб на разрыв (достижение временного сопротивления $\sigma_в$);

предельное состояние, за которое принимают условие появления пластических деформаций (достижение предела текучести $\sigma_т$).

Нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений $R_1^н$ и $R_2^н$ следует принимать равными соответственно минимальным значениям временного сопротивления и предела текучести, принимаемым по ГОСТам и ТУ на трубы.

Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) R_1 и R_2 следует определять по формулам:

$$R_1 = \frac{R_1^н m}{k_1 k_н}; \tag{5.1}$$

$$R_2 = \frac{R_2^н m}{k_2 k_н}, \tag{5.2}$$

где m — коэффициент условий работы трубопровода; k_1, k_2 — коэффициенты надежности по материалу; $k_н$ — коэффициент надежности, учитывающий внутреннее давление, диаметр трубопровода и его назначение, $k_н = 1 \div 1{,}05$.

Коэффициент m зависит от категории трубопровода и его участка:

Категория	В	I	II	III	IV
m	0,6	0,75	0,75	0,9	0,9

Для обычной линейной части при диаметре 700 мм и больше $m = 0{,}9$, а при прокладке по территории распространения вечномерзлых грунтов $m = 0{,}75$. Для особо ответственных участков (переходы через судоходные реки с диаметром трубопровода 1000 мм) $m = 0{,}6$.

Коэффициент надежности по материалу k_1 учитывает качество материала труб с учетом реальной технологии их изготовления, допуска на толщины стенки, степени контроля за сварными соединениями и лежит в пределах 1,34—1,55.

Коэффициент надежности по материалу k_2 учитывает спо-

соб изготовления трубы и ее прочностные характеристики: для бесшовных труб из малоуглеродистой стали $k_2 = 1{,}11$; для прямо- и спиральношовных сварных труб из малоуглеродистой и низколегированной стали с отношением $R^{н}_{2}/R^{н}_{1} \le 0{,}8$ $k_2 = 1{,}15$; для сварных труб из высокопрочной стали с $R^{н}_{2}/R^{н}_{1} > 0{,}8$ $k_2 = 1{,}20$.

Расчетная толщина стенки трубопровода

$$\delta = \frac{npD_{н}}{2(R_1 + np)}, \tag{5.3}$$

где n — коэффициент надежности по внутреннему рабочему давлению в нефтепроводе (для нефтепроводов диаметром 700—1200 мм с НПС без подключения емкостей $n = 1{,}15$, при работе с подключенной емкостью $n = 1{,}10$; для нефтепроводов диаметром менее 700 мм $n = 1{,}10$); p — рабочее нормативное давление; $D_{н}$ — наружный диаметр трубопровода.

Расчетная толщина стенки трубопровода при наличие в нем продольных осевых сжимающих напряжений

$$\delta = \frac{npD_{н}}{2(\Psi_1 R_1 + np)}, \tag{5.4}$$

где Ψ_1 — коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние трубы

$$\Psi_1 = \sqrt{1 - 0{,}75\left(\frac{\sigma_{прN}}{R_1}\right)^2} - 0{,}5\frac{\sigma_{прN}}{R_1}, \tag{5.5}$$

здесь $\sigma_{прN}$ — абсолютное значение продольных (осевых) сжимающих напряжений от расчетных нагрузок и воздействий.

Толщину стенки труб, определенную по формулам (5.3) и (5.4), следует принимать не менее $1/140\ D_{н}$, но не менее 3 мм для труб условным диаметром 200 мм и менее и не менее 4 мм — для труб условным диаметром свыше 200 мм.

Увеличение толщины стенки при наличии продольных осевых сжимающих напряжений по сравнению со значением, полученным по формуле (5.4), должно быть обосновано технико-экономическим расчетом, учитывающим конструктивные решения и температуру транспортируемого продукта.

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большого значения, предусмотренного ГОСТом или ТУ. При этом минусовый допуск на толщину стенки труб не учитывается.

Подземные и наземные (в насыпи) трубопроводы следует проверять на прочность, деформацию и общую устойчивость в продольном направлении и против всплытия.

Проверку на прочность подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов в продольном направлении производят из условия:

$$\left|\sigma_{прN}\right| \le \Psi_2 R_1, \tag{5.6}$$

где Ψ_2 — коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние трубы, причем, если $\sigma_{прN} \ge 0$, то $\Psi_2 = 1$, если $\sigma_{прN} < 0$, то

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0{,}75\left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1}\right)^2} - 0{,}5\frac{\sigma_{кц}}{R_1}, \tag{5.7}$$

здесь $\sigma_{кц}$ — кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления

$$\sigma_{кц} = \frac{npD_{вн}}{2\delta_н}, \tag{5.8}$$

где $D_{вн}$ – внутренний диаметр трубы; $\delta_н$ — номинальная толщина стенки.

Продольные напряжения $\sigma_{прN}$ от воздействия температуры и внутреннего давления для прямолинейных и упругоизогнутых участков трубопровода определяются с учетом условий работы и взаимодействия его с грунтом:

$$\sigma_{прN} = \alpha\Delta tE + 0{,}25\frac{npD_{вн}}{2\delta_н}, \tag{5.9}$$

где α — коэффициент линейного расширения металла трубы; Δt — расчетный температурный перепад (положительный при нагревании); E — переменный параметр упругости (модуль Юнга),

$$E = \frac{\sigma_i/\varepsilon_i}{1 + \frac{1-2\mu_0}{3E_0}\frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}; \tag{5.10}$$

$$\mu = \frac{\frac{1}{2} - \frac{1-2\mu_0}{3E_0}\frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}{1 + \frac{1-2\mu_0}{3E_0}\frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}. \tag{5.11}$$

где μ — переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона); σ_i — интенсивность напряже-

ний, определяемая через главные напряжения; для данного частного случая по формуле

$$\sigma_i = \sqrt{\sigma_{кц}^2 - \sigma_{прN}\sigma_{кц} + \sigma_{прN}^2}; \quad (5.12)$$

ε_i — интенсивность деформаций, определяемая по интенсивности напряжений в соответствии с диаграммой деформирования, рассчитываемой по нормированной диаграмме растяжения $\sigma - \varepsilon$ по формулам

$$\sigma_i = \sigma;$$

$$\varepsilon_i = \varepsilon - \frac{1-2\mu_0}{3E_0}\sigma; \quad (5.13)$$

μ_0 — коэффициент поперечной деформации в упругой области; E_0 — модуль упругости.

Абсолютное значение максимального положительного $\Delta t_{(+)}$ или отрицательного $\Delta t_{(-)}$ температурного перепада, при котором толщина стенки определяется только из условия восприятия внутреннего давления по формуле (5.3), определяется для рассматриваемого частного случая сооотвественно по формулам

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu R_1}{\alpha E};$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{R_1(1-\mu)}{\alpha E}. \quad (5.14)$$

Для трубопроводов, прокладываемых в районах горных выработок, необходимо учитывать дополнительные продольные осевые растягивающие напряжения, вызываемые горизонтальными деформациями грунта от горных выработок.

Проверка пластических деформаций подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов производится в неявном виде по условиям:

$$\sigma_{кц}^{н} \le \frac{C}{k_н} R_2^{н}; \quad (5.15)$$

$$\sigma_{пр.н} \le \Psi_3 \frac{C}{k_н} R_2^{н}, \quad (5.16)$$

где $\sigma_{кц}^{н}$ — кольцевые напряжения от рабочего нормативного давления

$$\sigma_{кц}^{н} = \frac{pD_{вн}}{2\delta_н}; \quad (5.17)$$

$\sigma_{пр.н}$ — максимальные суммарные продольные напряжения; Ψ_3 — коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние трубы, причем, если $\sigma_{пр.н} > 0$, то $\Psi_3 = 1$, если $\sigma_{пр.н} < 0$, то

$$\Psi_3 = \sqrt{1 - 0{,}75\left(\frac{\sigma^{н}_{кц}}{\frac{m}{0{,}9k_{н}}R^{н}_{2}}\right)^2} - 0{,}5\frac{\sigma^{н}_{кц}}{\frac{m}{k_{н}}R^{н}_{2}}. \qquad (5.18)$$

Напряжения $\sigma_{пр.н}$ определяются от всех (с учетом их сочетания) нормативных нагрузок и воздействий с учетом поперечных и продольных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики. При определении жесткости и напряженного состояния отвода следует учитывать условия его сопряжения с трубой и влияние внутреннего давления.

Для случая одновременного действия в трубопроводе внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба используется следующая зависимость:

$$\sigma_{пр.н} = \mu\sigma^{н}_{кц} - \alpha E\Delta t \pm \frac{ED_{н}}{2\rho}, \qquad (5.19)$$

где ρ — минимальный радиус упругого изгиба.

Общая устойчивость трубопровода проверяется по формуле

$$S \le mN_{кр}, \qquad (5.20)$$

где S — эквивалентное продольное (осевое) усилие при отсутствии компенсаторов и изменений свойств грунта

$$S = (0{,}2\delta_{кц} + \alpha E\Delta t)F; \qquad (5.21)$$

F — площадь поперечного сечения стенки трубы; $N_{кр}$ — продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода.

Продольное критическое усилие следует определять согласно правилам строительной механики с учетом принятого конструктивного решения и начального искривления трубопровода в зависимости от глубины его заложения, физико-механических характеристик грунта, наличия балласта, закрепляющих устройств с учетом их податливости. На обводненных участках следует учитывать гидростатическое воздействие воды.

Если оболочка подвержена осевому равномерному сжатию, то при незащемленных контурах критическая сила

$$N_{кр} = \frac{2\pi E\delta^2}{\sqrt{3(1-\mu^2)}}, \tag{5.22}$$

Если длина оболочки $l > (10 \div 15)\sqrt{R\delta}$, то это же выражение справедливо при любых способах закрепления контуров оболочки.

Если оболочка теряет устойчивость как стержень, то

$$N_{кр} = \frac{\pi^2 EJ}{(\bar{\mu}l)^2}, \tag{5.23}$$

где $J = \pi R^2\delta$; $\bar{\mu}l$ — приведенная длина, зависящая от способа концевых закреплений.

Если цилиндрическая тонкостенная оболочка находится под действием внешнего равномерного распределенного давления $\bar{p}$, то для длинной трубы ($R << l$)

$$\bar{p}_{кр} = \frac{E\delta^3}{4(1-\mu^2)R^3}. \tag{5.24}$$

Используя выражение (5.18), связывающее радиус изгиба трубопровода, толщину стенки и температурный перепад, из условий (5.15) и (5.16) можно определить минимальный радиус оси изгиба.

Надземные (открытые) трубопроводы следует проверять на прочность, продольную устойчивость и выносливость (колебания в ветровом потоке).

Проверку на прочность надземных трубопроводов следует производить из условия

$$|\sigma_{пр}| \le \psi_4 R_2, \tag{5.25}$$

где $\sigma_{пр}$ — максимальные продольные напряжения в трубопроводе от расчетных нагрузок и воздействий, МПа; ψ_4 — коэффициент при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{пр} \ge 0$) $\psi_4 = 1$, а при сжимающих ($\sigma_{пр} < 0$)

$$\psi_4 = \sqrt{1 - 0{,}75\left(\frac{\sigma_{кц}}{R_2}\right)^2} - 0{,}5\frac{\sigma_{кц}}{R_2}; \tag{5.26}$$

R_2 — расчетное сопротивление, МПа; при расчете на выносливость (динамическое воздействие ветра) значение R_2 понижается умножением на коэффициент ν, определяемый согласно СНиП II-23−81*.

Расчет многопролетных балочных систем надземной прокладки при отсутствии резонансных колебаний трубопровода в ветровом потоке, а также однопролетных прямолинейных переходов без компенсации продольных деформаций допускается производить с соблюдением следующих условий:

от расчетных нагрузок и воздействий

$$\left|\sigma_{\text{пр}N}\right| \le \psi_4 R_2; \tag{5.27}$$

$$\left|\sigma_{\text{пр}M}\right| \le 0{,}635 R_2 (1 + \psi_4) \sin \frac{(\sigma_{\text{пр}N} + \psi_4 R_2)\pi}{(1 + \psi_4) R_2}; \tag{5.28}$$

от нормативных нагрузок и воздействия

$$\sigma^{\text{н}}_{\text{пр}} \le \psi_3 \frac{m}{0{,}9 k_{\text{н}}} R^{\text{н}}_2, \tag{5.29}$$

где $\sigma_{\text{пр}N}$ — продольные осевые напряжения от расчетных нагрузок и воздействий (без учета изгибных напряжений), принимаемые положительными при растяжении, МПа; $\sigma_{\text{пр}M}$ — абсолютное значение максимальных изгибных напряжений от расчетных нагрузок и воздействий (без учета осевых напряжений).

Расчет компенсаторов на воздействие продольных перемещений трубопроводов, возникающих от изменения температуры стенок труб, внутреннего давления и других нагрузок и воздействий, следует производить по условию

$$\sigma_{\text{комп}} \div \left|\sigma_{\text{м}}\right| \le R_2 - 0{,}5\sigma_{\text{кц}}, \tag{5.30}$$

где $\sigma_{\text{комп}}$ — расчетные продольные напряжения в компенсаторе от изменения длины трубопровода под действием внутреннего давления продукта, а также от изменения температуры стенок труб, МПа; $\sigma_{\text{м}}$ — дополнительные продольные напряжения в компенсаторе от изгиба под действием поперечных и продольных нагрузок (усилий) в расчетном сечении компенсатора, определяемые согласно общим правилам строительной механики, МПа.

При расчете компенсаторов на участках трубопроводов, работающих при мало изменяющемся температурном режиме (на линейной части нефтепроводов), допускается в формуле (5.30) вместо расчетного сопротивления R_2 принимать нормативное сопротивление $R^{\text{н}}_2$.

Значение расчетных продольных напряжений в компенсаторе $\sigma_{\text{комп}}$ определяется в соответствии с общими правилами

строительной механики с учетом коэффициента уменьшения жесткости отвода $k_ж$ и коэффициента увеличения продольных напряжений m_k.

5.6. НАГРУЗКИ И ВОЗДЕЙСТВИЯ

Нормативными нагрузками и воздействиями называются установленные нормативами или проектом наибольшие внешние нагрузки и воздействия, допустимые при нормальной эксплуатации конструкций.

Расчетные нагрузки и воздействия, возникающие при сооружении, испытании и эксплуатации трубопроводов, равны произведению нормативных нагрузок на соответствующий коэффициент надежности по перегрузке n при наиболее неблагоприятных сочетаниях. Коэффициенты надежности по нагрузке n учитывают возможное их изменение при эксплуатации, приводящее к превышению нормативных нагрузок и воздействий.

Нагрузки и воздействия по продолжительности приложения классифицируют на постоянные, временные длительные, кратковременные и особые.

Расчетные нагрузки, воздействия и их сочетания должны приниматься в соответствии с требованиями СНиП 2.01.07−85.

К постоянным перегрузкам относятся масса (вес) трубопровода $n = 1{,}1$ (0,95), давление (вес) грунта трубопровода $n = 1{,}2$ (0,8) и др.; к временным длительным − вес транспортируемой нефти $q_{прод}$, температурные воздействия.

Вес транспортируемой нефти в 1 м трубопровода

$$q_{прод} = 10^{-4}\rho_н g\frac{\pi D_{вн}^2}{4},$$

где $\rho_н$ − плотность транспортируемой нефти, кг/м^3; g − ускорение свободного падения, $g = 9{,}81$ м/с^2.

К кратковременным нагрузкам относятся снеговая ($n = 1{,}4$), ветровая ($n = 1{,}2$) и гололедная ($n = 1{,}3$); нагрузки и воздействия, возникающие при пропуске очистных устройств ($n = 1{,}2$) и испытании трубопроводов ($n = 1{,}0$).

Нормативные нагрузки от обледенения 1 м трубы $q_{лед}$, выталкивающей силы воды $q_в$, а также ветровую нагрузку на 1 м трубопровода $q_{вет}$ в Н/м определяют по соответствующим формулам:

$$q_{\text{лед}} = 0{,}17\delta D_{\text{н}};$$

$$q_{\text{в}} = \frac{\pi}{4} D_{\text{нн}}^2 \gamma_{\text{в}} g;$$

$$q_{\text{вст}} = (q_{\text{н}}^{\text{с}} + q_{\text{н}}^{\text{д}}) D_{\text{нн}},$$

где δ — толщина слоя гололеда, определяемая согласно СНиП 2.01.07—85; при этом для одиночно прокладываемого трубопровода коэффициент перехода от веса снегового покрова на единицу поверхности земли к снеговой нагрузке на единицу поверхности трубопровода $C_{\text{с}} = 0{,}4$; $D_{\text{н}}$ — наружный диаметр трубы; $D_{\text{нн}}$ наружный диаметр трубы с учетом изоляционного покрытия и футеровки; $\gamma_{\text{в}}$ — плотность воды с учетом растворенных в ней солей; $q_{\text{н}}^{\text{с}}$ — нормативное значение статической составляющей ветровой нагрузки; $q_{\text{н}}^{\text{д}}$ — нормативное значение динамической составляющей ветровой нагрузки.

Нагрузки и воздействия, связанные с осадками и пучениями грунта, оползнями, перемещением опор, и другие должны определяться на основании анализа грунтовых условий и их возможного изменения в процессе строительства и эксплуатации трубопровода.

Обвязочные трубопроводы и НПС следует дополнительно рассчитывать на динамические нагрузки от пульсации давления, а для надземных трубопроводов, подвергающих очистке полости, следует дополнительно проводить расчет на динамические воздействие от поршней и других очистных устройств.

Расчетная интенсивность землетрясения для наземных и надземных трубопроводов назначается согласно СНиП II-7—81.

Расчетная сейсмичность подземных магистральных трубопроводов и параметры сейсмических колебаний грунта назначаются без учета заглубления трубопровода как для сооружений, расположенных на поверхности земли.

Максимальную или минимальную температуру стенок труб в процессе эксплуатации трубопровода следует определять в зависимости от температуры транспортируемого продукта, грунта, наружного воздуха, а также скорости ветра, солнечной радиации и теплового взаимодействия трубопровода с окружающей средой.

Принятые в расчете максимальная и минимальная температура, при которой фиксируется расчетная схема трубопро-

вода, максимально и минимально допустимая температура продукта на выходе из НПС должны указываться в проекте.

При расчете нефтепровода на прочность, устойчивость и выборе типа изоляции следует учитывать температуру нефти, поступающей в трубопровод, и ее изменение по длине трубопровода в процессе транспортировки продукта.

Нормативный температурный перепад в металле стенок труб следует принимать равным разнице между максимально или минимально возможной температурой стенок в процессе эксплуатации и наименьшей или наибольшей температурой, при которой фиксируется расчетная схема трубопровода (свариваются захлесты, привариваются компенсаторы, проводится засыпка трубопроводов и т.п., т.е. когда фиксируется статически неопределимая система). При этом допустимый температурный перепад для расчета балластировки и температуры замыкания должен определяться раздельно для участков категорий I, II, III и IV.

6 ГЛАВА НАСОСЫ ДЛЯ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ

6.1. ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

Из гидравлики известно, что течение жидкости в линейной части трубопровода происходит от сечений с большим значением напора (под этим термином подразумевается сумма $(p/(\rho g) + z)$) к сечениям с меньшим значениям напора, причем уменьшение самого напора происходит вследствие работы сил трения. Между слоями жидкости, движущимися друг относительно друга, возникают силы трения, их называют вязким трением, благодаря чему механическая энергия движения постепенно переходит в тепло и рассеивается в пространстве. Для восстановления напора и обеспечения дальнейшего течения жидкости необходимы устройства, "создающие напор". Такими устройствами являются насосы.

Насосы — *это устройства для принудительного перемещения жидкости от сечения с меньшим значением напора (в линии всасывания насоса) к сечению с большим значением напора (в линии нагнетания насоса).*

Движение жидкости в направлении против давления достигается принудительным путем. В так называемых центробежных насосах, которые в основном используются для перекачки нефти, жидкость перемещается от сечения с меньшим давлением к сечению с большим давлением центробежной силой, возникающей при вращении рабочего колеса с профильными лопатками.

Принцип действия центробежного насоса понятен из

рис. 6.1. На нем представлена схема рабочего колеса насоса с профильными лопатками. Если перейти в систему координат, связанную с вращающимся колесом, то можно считать, что само колесо стоит неподвижно, а на заполняющую его жидкость действует центробежная сила $\rho\omega^2 r$ (где ρ — плотность жидкости; ω — угловая скорость вращения; r — расстояние частицы жидкости от оси вращения).

Центробежная сила заставляет жидкость двигаться вдоль лопаток колеса от центра к периферии. Эта сила способна преодолеть перепад давления $\Delta p = p_н - p_в$, равный разности давления $p_н$ нагнетания (на периферии колеса) и давления $p_в$ всасывания (в его центральной части), т.е. заставить жидкость перемещаться из области низкого давления в область высокого давления (см. рис. 6.1). Разумеется, что для такого принудительного перемещения необходимы затраты энергии на вращение рабочего колеса.

Та часть насоса, в которой находится рабочее колесо, обеспечивающее напорное перемещение жидкости от меньшего давления к большему, называется центробежным *нагнетателем*, а та часть насоса, которая создает вращения вала с находящимся на нем рабочим колесом — *приводом* насоса. Приводом насоса может быть электрический двигатель, двигатель внутреннего сгорания или иное механическое устройство.

Для того чтобы понять механику действия центробежного нагнетателя, рассмотрим рабочее колесо с радиально расположенными на нем лопатками. Уравнение баланса сил, действующих на жидкость, движущуюся по радиусу от центра колеса к периферии, можно записать следующим образом:

$$\rho\omega^2 r - dp/dr = \rho f_\tau(Q).$$

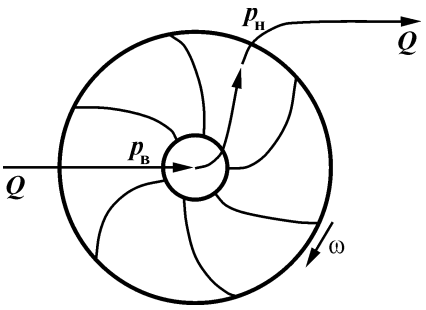


Рис. 6.1. Принцип действия центробежного насоса

Здесь dp/dr — радиальный градиент давления, противодействующий движению; $f_\tau(Q)$ — сила трения. Последняя зависит от *подачи* Q (для насосов подачей называют расход жидкости), причем, как правило, $f_\tau(Q)$ возрастает при увеличении Q.

Проинтегрировав уравнение баланса сил от 0 до R (R — радиус рабочего колеса), получим:

$$\frac{\rho\omega^2R^2}{2} - \Delta p = R\rho f_\tau(Q)$$

или

$$\Delta p = \frac{\rho\omega^2R^2}{2} - R\rho f_\tau(Q). \qquad (6.1)$$

Отсюда видно, что вращение рабочего колеса с угловой скоростью ω способно заставить жидкость перемещаться против разности давлений Δp между периферией колеса и его центральной частью, причем максимальное значение разности давлений, которое способна преодолеть центробежная сила, равно $\rho\omega^2R^2/2$. Такое значение Δp достигается при $Q = 0$, когда сила трения отсутствует, при других же Q имеет место соотношение (6.1), называемое ($Q-\Delta p$)-*характеристикой насоса*. При увеличении Δp подача Q насоса уменьшается и, наоборот, чем меньше перепад давлений, который должен преодолеть нагнетатель, тем больше будет подача жидкости.

Величина $\Delta p = p_н - p_в$ называется дифференциальным давлением, а соответствующая ему величина $H = (p_н - p_в)/\rho g$ — дифференциальным напором насоса:

$$H = \frac{\omega^2R^2}{2g} - Rf_\tau(Q)/g. \qquad (6.2)$$

Пример. *Какой максимальный дифференциальный напор может развить центробежный насос с радиально расположенными лопатками рабочего колеса, имеющего диаметр 0,5 м и вращающегося с частотой 3000 оборотов в минуту?*

Решение. Число 3000 оборотов в минуту соответствует угловой скорости $\omega = 2\pi 3000/60 = 2\pi 50\ с^{-1}$. Тогда согласно (6.2) имеем:

$H_{max} = \omega^2R^2/2g = 4\pi^2\ 50^2 \cdot 0{,}25^2/(2 \cdot 9{,}81) \cong 314{,}4$ м.

6.2. НЕФТЯНЫЕ ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ НАСОСЫ

Центробежные насосы составляют основной вид нагнетательного оборудования для перекачки нефти по

магистральным трубопроводам и применяются как на головной, так и на промежуточных перекачивающих станциях.

Использование центробежных насосов на головной перекачивающей станции или промежуточных станциях, имеющих резервуарные парки, обладает некоторыми особенностями. Дело в том, что быстроходным магистральным насосам необходимо иметь избыточное давление на входе. Это давление должно предотвратить опасное явление, которое может возникать внутри насоса в результате уменьшения давления в быстро движущейся жидкости. Явление, о котором идет речь, называется *кавитацией* (от *лат. cavitas — полость*) и состоит в образовании пузырьков, заполненных парами перекачиваемой жидкости. Когда эти пузырьки попадают в область высокого давления, они схлопываются, развивая при этом огромные точечные давления. Кавитация приводит к быстрому износу частей нагнетателя и снижает эффективность его работы. Поэтому для подачи нефти к магистральным насосам обычно используют специальные *подпорные насосы*, главной задачей которых взять нефть из резервуаров и подать ее на вход *основных магистральных насосов*, создав необходимый *кавитационный запас*.

В то же время промежуточные перекачивающие станции магистральных нефтепроводов, работающие по схеме из насоса — в насос, оснащены лишь основными магистральными насосами, поскольку необходимый для их нормальной работы подпор создается предыдущей перекачивающей станцией.

Общие технические условия на магистральные насосы определяются ГОСТ 12124—87 "Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов", который распространяется как на основные, так и на подпорные насосы. В нем определены типы и основные параметры этих насосов. Государственный стандарт охватывает 11 типов основных насосов, а с учетом сменных роторов (рабочих колес) — 20 типов.

Насосы в упомянутом ГОСТе расположены в порядке возрастания подачи от 125 до 12500 $м^3$/ч. Насосом самой большой подачи является насос НМ 10000-210. Маркировка насоса расшифровывается так: насос магистральный с подачей 10000 $м^3$/ч и напором 210 м.

На перекачивающих станциях основные магистральные насосы соединяют *последовательно*, так чтобы при одной и той же подаче напоры, создаваемые насосами, суммировались. Это позволяет увеличить напор на выходе станции. Для насосов ряда от НМ 125-550 до НМ 360-460 соединяют после-

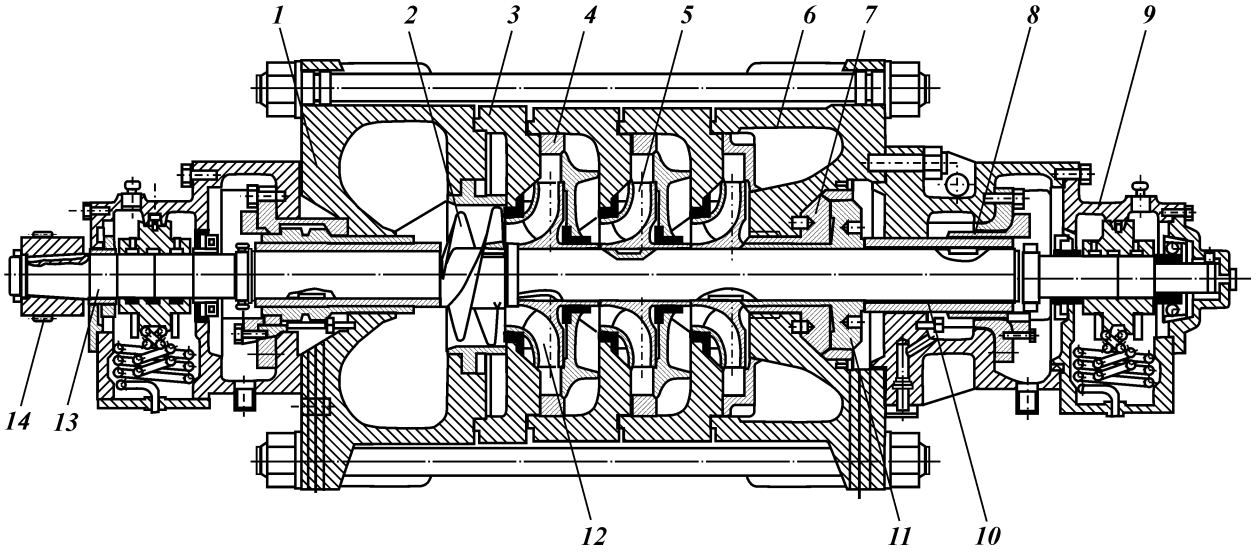


Рис. 6.2. Трехсекционный насос типа НМ:
1 — входная крышка; 2 — предвключенное колесо; 3 — секция; 4 — направляющий аппарат; 5 — второе рабочее колесо; 6 — напорная крышка; 7 — подушка подпятника; 8 — торцевое уплотнение; 9 — подшипник качения; 10 — втулка; 11 — диск; 12 — первое рабочее колесо; 13 — вал; 14 — зубчатая муфта

довательно, как правило, два насоса при одном резервном. Для насосов с подачей от 500 м^3/ч и выше соединяют последовательно три насоса при одном резервном.

По конструкции основные насосы, входящие в ГОСТ 12124−87, подразделяются на два типа: секционные многоступенчатые с колесами одностороннего входа (на подачи от 125 до 710 м^3/ч) и одноступенчатые с колесами двухстороннего входа (на подачи от 1250 м^3/ч и более). Последние имеют сменные колеса (роторы) на подачи $0{,}5 \cdot Q_{\text{о.н}}$; $0{,}7 \cdot Q_{\text{о.н}}$; $1{,}25 \cdot Q_{\text{о.н}}$, где $Q_{\text{о.н}}$ − подача насоса с основным колесом при номинальном режиме перекачки. В насосах с двухсторонним входом перекачиваемая жидкость подводится к рабочему колесу с двух сторон, в насосах с односторонним входом − с одной стороны.

На рис. 6.2 представлена конструктивная схема основного секционного (в данном случае трехсекционного) нефтяного насоса типа НМ. Корпус насоса, а точнее его нагнетателя, ограничен входной крышкой *1*, расположенной над линией всасывания, и напорной крышкой *6* над линией нагнетания. Между крышками установлены нагнетательные секции с основными рабочими колесами насоса (в данном случае их три). Рабочие колеса *5*, *12* и используемое для увеличения всасывающей способности предвключенное шнековое колесо *2* установлены на общем валу *13*, соединенном через зубчатую муфту *14* с электродвигателем. Нефть подается в насос через входной патрубок (находящийся под крышкой *1*) и при содействии предвключенного шнекового колеса *2* попадает в первую ступень *12* нагнетателя, в которой происходит увеличение ее напора на некоторую величину. Затем нефть последовательно попадает в рабочие колеса *5* и т.д., прохождение которых приводит к дальнейшему увеличению напора, и, наконец, через выкидной патрубок (находящийся под крышкой *6*) нефть уходит из насоса.

6.3. ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ($Q-H$)-ХАРАКТЕРИСТИКИ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

В табл. 6.1 приведены данные о расходах, на которые рассчитан тот или иной насос, а также о развиваемых ими напорах. Однако эти данные относятся к так называемым *номинальным* значениям параметров. Например, неф-

Таблица 6.1

Краткие технические характеристики некоторых отечественных центробежных нефтяных насосов

Тип насоса	Кавитационный запас (на воде), м	КПД[1] (на воде), %	Номинальная мощность привода, кВт
НМ 1250-260	20	80	1250
НМ 1800-240	25	83	1600
НМ 2500-230	32	86	2000
НМ 3600-230	40	87	2500
НМ 5000-210	42	88	3150
НМ 7000-210	52	89	5000
НМ 10000-210	65	89	6300
НМ 10000-210 ($1{,}25 \cdot Q_{\text{о.н}}$)	87	87	8000

[1] КПД — коэффициент полезного действия.

тяной насос НМ 2500-230, рассчитанный на подачу 2500 м^3/ч и создание напора 230 м, может иметь фактическую подачу как большую 2500 м^3/ч, так и меньшую. Соответственно этому и создаваемый насосом напор может быть как больше 230 м, так и меньше этого значения. Какой именно расход будет обеспечивать насос в нефтепроводе и какой при этом будет создаваться напор, зависит от совместной работы насоса (или насосов перекачивающей станции) и обслуживаемого участка трубопровода (см. гл. 8). Однако для каждого значения развиваемого насосом напора существует единственное значение обеспечиваемой им подачи. Функциональная связь $H = F(Q)$ между дифференциальным напором H, создаваемым насосом, и обеспечиваемой им подачей Q (расходом) носит название *напорной* $(Q-H)$*-характеристикой насоса.*

Как уже говорилось, в центробежных насосах нефть течет принудительно от *меньшего* давления $p_{\text{н}}$ в линии всасывания к *большему* давлению $p_{\text{в}}$ в линии нагнетания за счет центробежных сил, действующих на жидкость, захватываемую лопатками рабочего колеса. При постоянном числе оборотов рабочего колеса существует закономерность: *чем больший перепад давлений* $\Delta p = p_{\text{н}} - p_{\text{в}}$ *(или разность напоров* $H = \Delta p/\rho g$*) должен преодолеть центробежный нагнетатель, тем меньшую подачу* Q *нефти он может обеспечить,* т.е. зависимость $H = F(Q)$ у центробежных насосов имеет монотонно убывающий характер: $dF/dQ < 0$ (рис. 6.3).

Пусть, например, нагнетатель центробежного насоса создает напор H_1 (т.е. центробежная сила преодолевает разность давлений $p_{\text{н}} - p_{\text{в}} = \rho g H_1$), тогда обеспечиваемый насо-

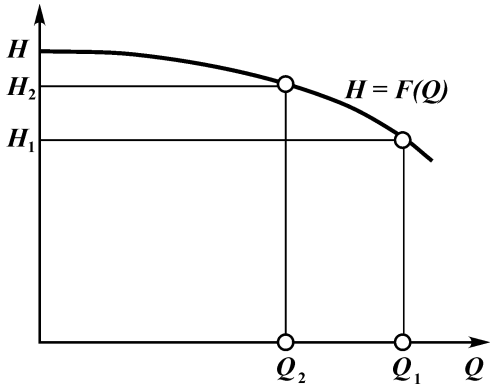


Рис. 6.3. (*Q* – *H*)-характеристика центробежного насоса

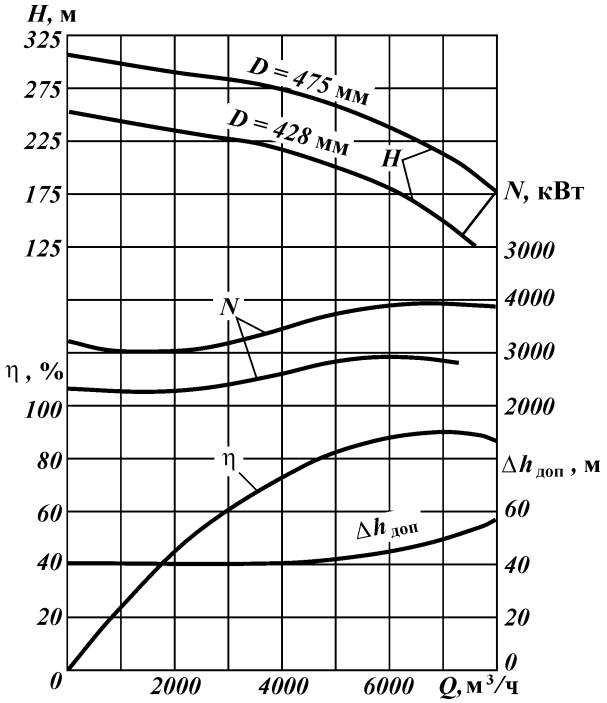


Рис. 6.4. Характеристики нефтяного центробежного насоса НМ 7000-210 с диаметром рабочего колеса 475 и 428 мм

сом расход жидкости составляет величину Q_1. Если же требуется создать больший напор $H_2 > H_1$ (т.е. преодолеть большую разность давлений $p_н - p_в = \rho g H_2$), то расход Q_2, обеспечиваемый насосом, будет меньше: $Q_2 < Q_1$ (см. рис. 6.3).

Монотонное убывание функции $F(Q)$ поясняет ранее полученная модельная формула (6.2): чем больше значение $H = \Delta p/\rho g$, т.е. разности давлений, которую нужно преодолеть нагнетателю, тем меньше его подача Q. В то же время при уменьшении подачи Q уменьшаются потери $f_\tau(Q)$ в нагнетателе и, следовательно, создаваемый напор увеличивается, приближаясь к своему максимальному значению $\omega^2 R^2/2g$.

На рис. 6.4 приведены характеристики нефтяного центробежного насоса НМ 7000-210 с диаметром рабочего колеса 475 и 428 мм. Там же представлены зависимости мощности $N(Q)$ и коэффициента $\eta(Q)$ полезного действия (КПД) насосной установки от подачи Q.

6.3.1. АНАЛИТИЧЕСКАЯ АППРОКСИМАЦИЯ ХАРАКТЕРИСТИК НАСОСА

Характеристики $(Q-H)$ центробежных насосов часто аппроксимируют двухчленной зависимостью

$$H = a - bQ^2, \tag{6.3}$$

в которой напор H измеряется в м, а расход Q — в м^3/ч, поэтому единица измерения коэффициента a — м, а коэффициента b — м/(м^3/ч)^2. В частности, для модельного нагнетателя, рассмотренного в предыдущем пункте (см. 6.2) $a = \omega^2 R^2/2g$, а сила $f_\tau(Q)$ сопротивления принимается пропорциональной квадрату подачи: $f_\tau(Q) = bg/RQ^2$.

В проектной практике для аппроксимации $(Q-H)$-характеристики насоса используются паспортные кривые, а вычисление параметров a и b осуществляется методом наименьших квадратов по пяти точкам (Q_i, H_i), лежащим на этих кривых:

$$a = \frac{\sum_{i=1}^{i=5} Q_i^2 \sum_{i=1}^{i=5} H_i Q_i^2 - \sum_{i=1}^{i=5} H_i \sum_{i=1}^{i=5} Q_i^4}{\left(\sum_{i=1}^{i=5} Q_i^2\right)^2 - 5\sum_{i=1}^{i=5} Q_i^4}; \quad b = \frac{5\sum_{i=1}^{i=5} H_i Q_i^2 - \sum_{i=1}^{i=5} H_i \sum_{i=1}^{i=5} Q_i^2}{\left(\sum_{i=1}^{i=5} Q_i^2\right)^2 - 5\sum_{i=1}^{i=5} Q_i^4}.$$

Пример. *С паспортной кривой (Q—H)-характеристики центробежного насоса НМ 1250-260 сняты следующие значения Q_i расходов и соответствующих им дифференциальных напоров H_i:*

Q_i, м^3/ч	250	500	750	1000	1250
H_i м.....	328	320	305	286	260

Представить характеристику насоса в виде параболы (6.3).

Решение. Сначала вычисляем суммы:

$$\sum_{i=1}^{5} Q_i^2 = 3{,}4375\cdot 10^6; \quad \sum_{i=1}^{5} Q_i^4 = 3{,}8242\cdot 10^{12};$$

$$\sum_{i=1}^{i=5} H_i = 1499; \quad \sum_{i=1}^{i=5} H_i Q_i^2 = 0{,}964\cdot 10^9.$$

Таблица 6.2

Коэффициенты аппроксимации характеристик некоторых центробежных насосов

Тип насоса	Диаметр рабочего колеса, мм	a, м	b, м/(м^3/ч)^2
НМ 1250-260	440	331	$0{,}451\cdot 10^{-4}$
НМ 2500-230	430	282	$0{,}792\cdot 10^{-5}$
НМ 2500-230 на подачу 1800 м^3/ч	405	251	$0{,}812\cdot 10^{-5}$
НМ 2500-230 на подачу 1250 м^3/ч	425	245	$0{,}160\cdot 10^{-4}$
НМ 3600-230	450	304	$0{,}579\cdot 10^{-5}$
НМ 3600-230 на подачу 2500 м^3/ч	430	285	$0{,}644\cdot 10^{-5}$
НМ 3600-230 на подачу 1800 м^3/ч	450	273	$0{,}125\cdot 10^{-4}$
НМ 5000-210	450	272	$0{,}260\cdot 10^{-5}$
НМ 5000-210 на подачу 3500 м^3/ч	470	286	$0{,}529\cdot 10^{-5}$
НМ 5000-210 на подачу 2500 м^3/ч	480	236	$0{,}484\cdot 10^{-5}$
НМ 7000-210	455	299	$0{,}194\cdot 10^{-5}$
НМ 7000-210 на подачу 5000 м^3/ч	475	281	$0{,}249\cdot 10^{-5}$
НМ 10000-210	495	307	$0{,}975\cdot 10^{-6}$
НМ 10000-210 на подачу 7000 м^3/ч	505/484	305	$0{,}208\cdot 10^{-5}$
НМ 10000-210 на подачу 5000 м^3/ч	475/455	263	$0{,}197\cdot 10^{-5}$

Затем подставляем значения вычисленных сумм в формулы для аппроксимационных коэффициентов. В результате находим: $a \cong 331$; $b \cong 0{,}451 \cdot 10^{-4}$, так что $(Q-H)$-характеристика насоса может быть представлена зависимостью $H = 331 - 0{,}451 \cdot 10^{-4} Q^2$.

В табл. 6.2 приведены коэффициенты a и b аппроксимации $H = a - bQ^2$ напорных $(Q-H)$-характеристик для некоторых нефтяных центробежных насосов серии НМ.

6.3.2. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЕ И ПАРАЛЛЕЛЬНОЕ СОЕДИНЕНИЕ НАСОСОВ

На перекачивающих станциях центробежные насосы соединяют последовательно для увеличения напора или параллельно для увеличения расхода.

При **последовательном соединении насосов** (рис. 6.5) их $(Q-H)$-характеристики складываются; при этом расход нефти в насосах один и тот же, а напоры суммируются: $Q_1 = Q_2 = Q$; $H = H_1 + H_2$.

Если $H = a_1 - b_1 Q^2$ – характеристика первого насоса, $H = a_2 - b_2 Q^2$ – характеристика второго насоса, то система двух последовательно соединенных насосов имеет характеристику

$$H = (a_1 + a_2) - (b_1 + b_2) Q^2. \qquad (6.4)$$

На плоскости переменных (Q, H) последовательному соединению насосов соответствует сложение графиков функций $H = F_1(Q)$ и $H = F_2(Q)$, представляющих характеристики этих насосов, вдоль оси напоров: при каждом значение абсциссы Q складываются ординаты точек этих графиков (рис. 6.6). Утолщенной линией представлена суммарная характеристика последовательно соединенных насосов.

При **параллельном соединении насосов** (рис. 6.7) их $(Q-H)$-характеристики складываются иначе. Расходы нефти в на-

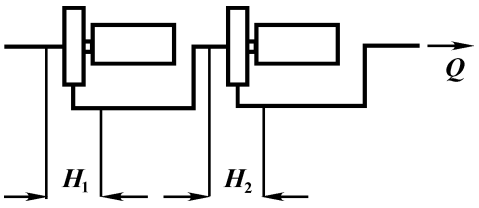


Рис. 6.5. Последовательное соединение насосов

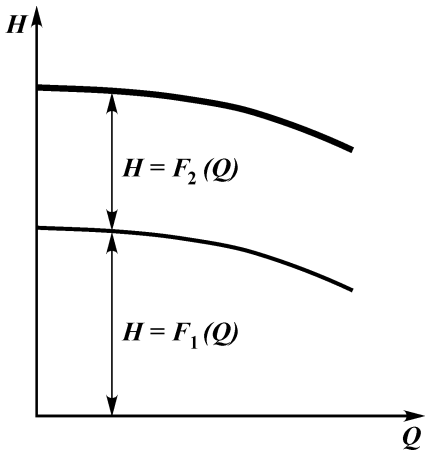


Рис. 6.6. Сложение характеристик насосов при последовательном соединении

сосах суммируются, а напор, создаваемый каждым насосом, один и тот же: $Q = Q_1 + Q_2$; $H = H_1 = H_2$.

Если $H = a_1 - b_1Q^2$ – характеристика первого насоса, $H = a_2 - b_2Q^2$ – характеристика второго насоса, то система двух параллельно включенных насосов имеет характеристику

$$\sqrt{(a_1 - H)/b_1} + \sqrt{(a_2 - H)/b_2} = Q. \qquad (6.5)$$

На плоскости переменных (Q, H) параллельному соединению насосов соответствует сложение графиков функций $H = F_1(Q)$ и $H = F_2(Q)$, представляющих характеристики этих насосов, *вдоль оси расходов*: для каждого значения ординаты

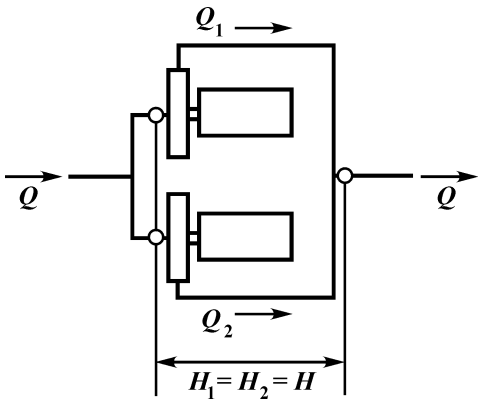


Рис. 6.7. Параллельное соединение насосов

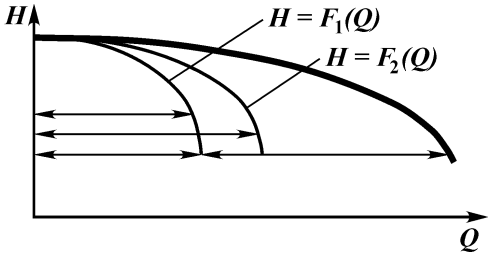


Рис. 6.8. Сложение характеристик насосов при параллельном соединении

H складываются абсциссы Q точек этих графиков (рис. 6.8). Утолщенной линией представлена суммарная характеристика параллельно соединенных насосов.

Пример 1. *($Q-H$)-характеристика центробежного насоса НМ 1250-260 с диаметром рабочего колеса 440 мм имеет вид: $H = 331 - 0{,}451\cdot10^{-4}Q^2$, а другого насоса той же марки, но с диаметром рабочего колеса 465 мм — вид: $H = 374 - 0{,}451\cdot10^{-4}Q^2$, ($H$ — м, Q — м^3/ч). Какую характеристику будет иметь система этих двух насосов, соединенных последовательно?*

Решение. Согласно (6.4) получаем:

$$H = (331 + 374) - 2\cdot0{,}451\cdot10^{-4}Q^2 = 705 - 0{,}902\cdot10^{-4}Q^2.$$

Пример 2. *($Q-H$)-характеристика центробежного насоса НМ 1250-260 с диаметром рабочего колеса 440 мм имеет вид: $H = 331 - 0{,}451\cdot10^{-4}Q^2$, а другого насоса той же марки, но с диаметром рабочего колеса 465 мм — вид: $H = 374 - 0{,}451\cdot10^{-4}Q^2$, ($H$ — м, Q — м^3/ч). Какую характеристику будет иметь система этих двух насосов, соединенных параллельно?*

Решение. Согласно (6.5) получаем:

$$\sqrt{(331 - H)/0{,}451\cdot10^{-4}} + \sqrt{(374 - H)/0{,}451\cdot10^{-4}} = Q$$

или

$$\sqrt{331 - H} + \sqrt{374 - H} = 6\cdot716\cdot10^{-4} = Q, \text{ где } H < 331 \text{ м}.$$

6.3.3. ХАРАКТЕРИСТИКА ПЕРЕКАЧИВАЮЩЕЙ СТАНЦИИ

Характеристикой перекачивающей станции называют суммарную ($Q-H$)-характеристику всех работающих на ней насосов (включенных последовательно или параллельно) за вычетом ($Q-H$)-характеристики подводящих коммуникаций. Последние считаются элементом, соединенным с насосами станции последовательно.

Пример. *На перекачивающей станции работают два последовательно включенные насоса с характеристиками: $H = F_1(Q) = 331 - 0{,}451\cdot10^{-4}Q^2$ и $H = F_2(Q) = 374 - 0{,}385\cdot10^{-4}Q^2$. Кроме того, известно, что потери напора h_c в станционных коммуникациях (техническое название — "обвязке" станции) представляются зависимостью $h_c = 25 - 0{,}036\cdot10^{-4}Q^2$ (H, h_c — м, Q — м^3/ч). Какую характеристику будет иметь перекачивающая станция, как единый объект?*

Решение. Характеристика перекачивающей станции $H = F(Q)$ представляется суммарной характеристикой системы насосов за минусом потерь напора в обвязке, т.е. выражением $F_1(Q) + F_2(Q) - h_c(Q)$:

$H = F(Q) = 680 - 0{,}800 \cdot 10^{-4} Q^2$.

6.3.4. МОЩНОСТЬ И КОЭФФИЦИЕНТ ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАГНЕТАТЕЛЯ И НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ

Полезная мощность $N_п$ нагнетателя, т.е. та мощность, которая расходуется нагнетателем на преодоление разности давлений $\Delta p = p_н - p_в$ при подаче Q, равна, очевидно:

$$N_п = \Delta p Q = \rho g \frac{\Delta p}{\rho g} Q$$

или

$$N_п = \Delta p Q = \rho g H Q,$$

а мощность N, затрачиваемая насосной установкой представляется формулой

$$\boxed{N = \frac{N_п}{\eta} = \frac{\rho g H Q}{\eta_1 \eta_2}} \qquad (6.6)$$

или

$$N = \frac{N_п}{\eta} = \frac{\rho g Q F(Q)}{\eta_1 \eta_2},$$

где η_1, η_2 – коэффициенты полезного действия самого нагнетателя и его привода соответственно; $\eta = \eta_1 \eta_2$.

Следует отметить, что коэффициент $\eta(Q)$ полезного действия насосной установки *не является монотонной функцией расхода* Q. Для каждой установки существует интервал расходов, в котором функция $\eta(Q)$ близка к своему максимальному значению. Как правило, кривые $N(Q)$ и $\eta(Q)$ изображаются на $(Q-H)$-диаграмме насосной установки (см. рис. 6.4), причем насосы для перекачки нефти выбираются таким образом, чтобы перекачка велась с расходом Q_* в интервале значений, в котором величина $\eta(Q)$ является наибольшей.

Пример. *Рассчитать полезную мощность насосной установки, перекачивающей нефть с расходом 2500 м³/ч, если разность давлений нагнетания и всасывания составляет 25 атм.*

Решение. Используя формулу $N_п = \Delta p Q$, получаем:

$N_п = 25 \cdot 98100 \cdot 2500/3600 = 1703{,}125 \cdot 10^3$ Вт, т.е. 1703,125 кВт.

Характеристику $(\eta - Q)$ центробежного насоса обычно представляют в виде двучленной зависимости

$$\eta = kQ - k_1 Q^2, \tag{6.7}$$

в которой k, k_1 — коэффициенты аппроксимации. Эти коэффициенты определяют по паспортной кривой (см. рис. 6.4) так же, как и коэффициенты напорной характеристики — методом наименьших квадратов:

$$k = \frac{\sum\limits_{i=1}^{i=5}\eta_i Q_i \sum\limits_{i=1}^{i=5} Q_i^4 - \sum\limits_{i=1}^{i=5}\eta_i Q_i^2 \sum\limits_{i=1}^{i=5} Q_i^3}{\sum\limits_{i=1}^{i=5} Q_i^2 \sum\limits_{i=1}^{i=5} Q_i^4 - \left(\sum\limits_{i=1}^{i=5} Q_i^3\right)^2}; \quad k_1 = \frac{\sum\limits_{i=1}^{i=5}\eta_i Q_i \sum\limits_{i=1}^{i=5} Q_i^3 - \left(\sum\limits_{i=1}^{i=5} Q_i^2\right)^2}{\sum\limits_{i=1}^{i=5} Q_i^2 \sum\limits_{i=1}^{i=5} Q_i^4 - \left(\sum\limits_{i=1}^{i=5} Q_i^3\right)^2}.$$

Пример. *Определить мощность на валу центробежного насоса НМ 3600-230 при перекачке нефти (ρ = 870 кг/м^3) с расходом Q = 2500 м^3/ч, если известны его напорная характеристика $H = 273 - 0{,}125\cdot 10^{-4}Q^2$ и КПД η_1 = 0,83 (H — м, Q — м^3/ч).*

Решение. Вычисляем напор, развиваемый насосом при расходе Q = = 2500 м^3/ч; $H = 273 - 0{,}125\cdot 10^{-4}\cdot 2500^2 \cong 195$ м.

Вычисляем мощность N на валу нагнетателя:

$$N = \frac{\rho g Q H}{\eta_1} = \frac{870\cdot 9{,}81\cdot(2500/3600)\cdot 195}{0{,}83} \cong 1392 \text{ кВт}.$$

При *последовательном* соединении насосов (см. рис. 6.5) КПД системы насосов находится на основе следующих соотношений:

$$\frac{\rho g(H_1+H_2)Q}{\eta} = \frac{\rho g H_1 Q}{\eta_{(1)}} + \frac{\rho g H_2 Q}{\eta_{(2)}};$$

$$\eta = \frac{H_1+H_2}{H_1/\eta_{(1)}+H_2/\eta_{(2)}}, \tag{6.8}$$

где $H_1 = F_1(Q)$, $H_2 = F_2(Q)$ — характеристики первого и второго насосов, соответственно; $\eta_1(Q)$, $\eta_2(Q)$ — КПД этих насосов.

При параллельном соединении насосов (см. рис. 6.7) КПД системы насосов находится на основе следующих соотношений:

$$\begin{cases} \dfrac{Q}{\eta} = \dfrac{Q_1}{\eta_{(1)}} + \dfrac{Q_2}{\eta_{(2)}}, \\ Q = Q_1 + Q_2, \\ F_1(Q_1) = F_2(Q_2). \end{cases} \tag{6.9}$$

Здесь учтено, что напоры, создаваемые параллельно соединенными насосами, равны. Из последних двух уравнений системы (6.9) находятся расходы Q_1 и Q_2 в насосах, затем вычисляются $\eta_{(1)}$ и $\eta_{(2)}$ и, наконец, рассчитывается коэффициент η:

$$\frac{1}{\eta} = Q_1 / Q \frac{1}{\eta_{(1)}} + Q_2 / Q \frac{1}{\eta_{(2)}}.$$

Отсюда видно, что значение η^{-1} заключено между значениями $\eta_{(1)}^{-1}$ и $\eta_{(2)}^{-1}$. В частности, если соединенные параллельно насосы одинаковы, то $\eta = \eta_{(1)} = \eta_{(2)}$.

Пример 1*. Два центробежных насоса серии НМ: один с характеристикой $H = 273 - 0{,}125 \cdot 10^{-4} Q^2$, а другой с характеристикой $H = 251 - 0{,}812 \cdot 10^{-5} Q^2$ (напор H – м, расход Q – м^3/ч), соединенные последовательно, перекачивают нефть с расходом $Q = 1800$ м^3/ч. При этом расходе КПД первого насоса $\eta_{(1)} = 0{,}78$, а второго $\eta_{(2)} = 0{,}83$. Определить КПД системы этих двух насосов.*

Решение. Сначала вычисляем напоры, развиваемые насосами при заданном расходе:

$H_1 = 273 - 0{,}125 \cdot 10^{-4} \cdot 1800^2 \cong 232{,}5$ м; $H_2 = 251 - 0{,}812 \cdot 10^{-5} \cdot 1800^2 \cong 224{,}7$ м.

Затем по формуле (6.8) рассчитываем КПД системы насосов:

$$\eta = \frac{232{,}5 + 224{,}7}{232{,}5/0{,}78 + 224{,}7/0{,}83} \cong 0{,}80.$$

Пример 2*. Два центробежных насоса серии НМ: один с характеристикой $H = 245 - 0{,}16 \cdot 10^{-4} Q^2$, а другой с характеристикой $H = 295 - 0{,}363 \cdot 10^{-4} Q^2$ (напор H – м, расход Q – м^3/ч) соединенные параллельно, перекачивают нефть с расходом $Q = 1800$ м^3/ч, причем оказалось, что КПД первого насоса $\eta_{(1)} = 0{,}72$, а второго $\eta_{(2)} = 0{,}80$. Определить КПД системы этих двух насосов.*

Решение. Согласно (6.9) КПД системы параллельно соединенных насосов рассчитывается по формулам

$Q/\eta = Q_1/\eta_{(1)} + Q_2/\eta_{(2)}$ или $Q/\eta = Q_1/\eta_{(1)} + (Q - Q_1)/\eta_{(2)}$.

Для определения подачи Q_1 первого насоса составим систему уравнений:

$$H_1(Q_1) = H(Q_2) \Rightarrow 245 - 0{,}16 \cdot 10^{-4} Q_1^2 = 295 - 0{,}363 \cdot 10^{-4} (1800 - Q_1)^2,$$

откуда получаем квадратное уравнение: $Q_1^2 - 6437 \cdot Q_1 + 3330640 = 0$. Это уравнение имеет единственный корень $Q_1 \cong 567{,}4$, не превышающий 1800 м^3/ч.

Далее находим: $1800/\eta = 567{,}4/0{,}72 + (1800 - 567{,}4)/0{,}80 \Rightarrow \eta \cong 0{,}73$.

6.4. ПОДПОРНЫЕ НАСОСЫ

Из табл. 6.1 видно, что основные нефтяные насосы требуют для своей нормальной работы довольно значительный кавитационный запас: минимальное допустимое

давление на их входе постепенно возрастает с 2,0 атм. для насосов НМ 1250-260, рассчитанных на наименьшую подачу, до 8,7 атм. для насосов НМ 10000-210, обладающих наибольшей подачей. *Подпорные насосы*, применяемые для создания такого давления, требуют гораздо меньших значений давления на входе.

В табл. 6.3 и 6.4 представлены краткие технические характеристики горизонтальных подпорных насосов серии НМП и вертикальных — серии НПВ.

Для подпорного насоса НМП 3600-78 с диаметром рабочего колеса 725 мм ($Q-H$)-характеристика имеет вид: $H = 90{,}7 - 0{,}974 \cdot 10^{-5} Q^2$; для насоса НМП 5000-115 с диаметром рабочего колеса 840 мм аналогичная характеристика имеет вид: $H = 140 - 0{,}999 \cdot 10^{-5} Q^2$. Здесь H — в м; Q — в м^3/ч.

Необходимый кавитационный запас для подпорных насосов находится в пределах от 0,22 до 0,5 атм. и может быть обеспечен за счет уровня взлива в резервуарах (см. табл. 6.3, 6.4).

Горизонтальные подпорные насосы серии НМП представляют собой одноступенчатые насосы двустороннего входа со спиральным отводом и горизонтальным разъемом корпуса. Частота вращения вала составляет 1000 об/мин. Вертикальные подпорные насосы серии НПВ также являются одноступенча-

Таблица 6.3

Краткие технические характеристики горизонтальных подпорных насосов серии НМП

Тип насоса	Кавитационный запас (на воде), м	КПД (на воде), %	Номинальная мощность привода, кВт
НМП 2500-74	3,0	83	800
НМП 3600-78	3,0	82	800
НМП 5000-115	3,5	85	1600

Таблица 6.4

Краткие технические характеристики вертикальных подпорных насосов серии НПВ

Тип насоса	Кавитационный запас (на воде), м	КПД (на воде), %	Номинальная мощность привода, кВт
НПВ 1250-60	2,2	76	400
НПВ 2500-80	3,2	83	800
НПВ 3600-90	4,8	84	1250
НПВ 5000-120	5,0	85	2000

тыми насосами с двусторонним входом жидкости; частота вращения вала составляет у них 1500 об/мин.

На рис. 6.9 представлена конструктивная схема вертикального подпорного насоса НПВ 2500-80.

Данный насос относится к классу одноступенчатых насосов (т.е. насосов с одним рабочим колесом) двухстороннего входа. На каждом входе *14* для повышения всасывающей способности установлены *предвключенные шнековые колеса 15* и *17*. Роторная часть насоса с рабочим колесом *16* монтируется на вертикальном валу *13* внутри секций *7*, соединенных с корпусом *2* насоса. Посредством крышки *8* насос

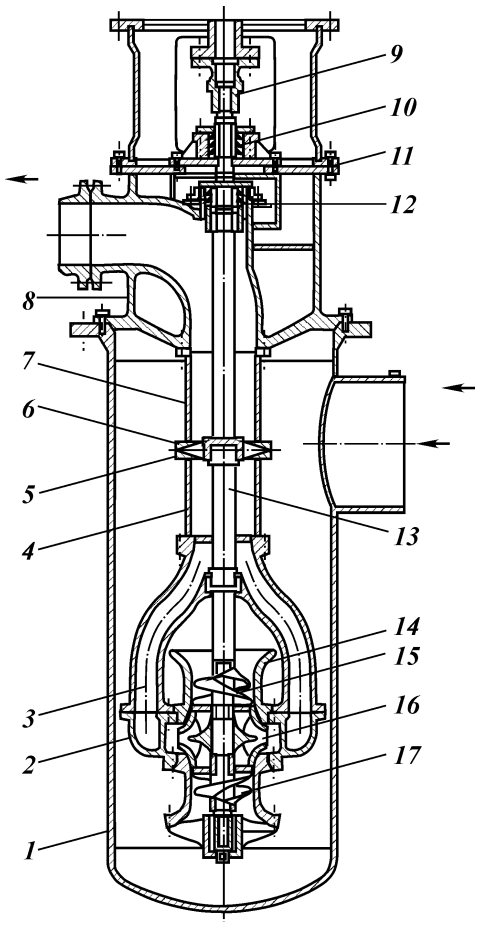


Рис. 6.9. Поперечный разрез вертикального подпорного насоса НПВ 3500-80:
1 — стакан; *2* — спиральный корпус; *3* — перепускной канал; *4, 7* — напорная секция; *5* — крестовина; *6* — подшипник качения; *8* — напорная крышка; *9* — муфта; *10* — радиально-упорный подшипник; *11* — фланец; *12* — торцевое уплотнение; *13* — вал; *14* — вход; *15, 17* — предвключенное колесо; *16* — рабочее колесо

монтируется на опорном фланце наружного стакана *1*. Выкидной патрубок соединен с напорным трубопроводом (линия нагнетания), ведущим к основным насосам станции. У выхода вала из патрубка в крышке имеется торцевое уплотнение *12*. Вал опирается на опорно-упорный шариковый подшипник. На фонаре насоса вертикально установлен электродвигатель, работающий на открытом воздухе. Роторы насоса и двигателя соединены зубчатой муфтой. Нижней опорой ротора служит подшипник скольжения. Нефть из резервуара поступает в насос через приемный патрубок (линия всасывания) и далее по входам *14* при содействии предвключенных шнековых колес *15* и *17* попадает в рабочее колесо *16*. Нефть высокого напора после рабочего колеса движется внутри корпуса *2* по секции *4* и через выкидной патрубок уходит к основным насосам станции.

На перекачивающих станциях подпорные насосы соединяют, как правило, *параллельно*, для того чтобы обеспечить требуемый подпор при меньшей подаче в каждом из отдельно взятых насосов. Ведь, как известно, при параллельном соединении насосов общий поток жидкости разделяется на части, составляющие подачи этих насосов. Наиболее распространенная схема соединения подпорных насосов — два работающих и один резервный.

6.5. ИЗМЕНЕНИЕ НАСОСНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК

При выборе насосов для перекачки нефти может возникнуть необходимость в изменении гидравлических характеристик насосов. Как правило, эти изменения осуществляют путем замены рабочего колеса насоса рабочим колесом другого (большего или меньшего) диаметра, изменением числа оборотов рабочего колеса нагнетателя насоса (насосов) или перепуском части нефти из линии нагнетания в линию всасывания.

6.5.1. ЗАМЕНА РАБОЧЕГО КОЛЕСА

При замене рабочего колеса центробежного нагнетателя $(Q-H)$-характеристика насоса изменяется. Если первоначальный диаметр рабочего колеса был D_0, а характеристика имела вид: $H = F(Q)$, то после замены рабочего ко-

леса на колесо с диаметром D_1, его рабочая характеристика будет иметь вид:

$$H = \left(\frac{D_1}{D_0}\right)^2 F\left(Q\frac{D_0}{D_1}\right), \qquad (6.10)$$

т.е. график, изображающий характеристику насоса, растягивается вдоль оси напоров в $(D_1/D_0)^2$ раз и вдоль оси расходов — в (D_1/D_0) раз. В частности, если $F = a - bQ^2$, то после замены рабочего колеса, его рабочая характеристика будет иметь вид:

$$H = a\left(\frac{D_1}{D_0}\right)^2 - bQ^2. \qquad (6.11)$$

Пример 1. *($Q-H$)-характеристика центробежного насоса НМ 1250-260 с диаметром рабочего колеса 465 мм имеет вид:*

$H = 369{,}7 - 0{,}451\cdot10^{-4}Q^2$

(H — м, Q — м^3/ч). Какую характеристику будет иметь тот же насос, если его рабочее колесо обточить до 440 мм?

Решение. Согласно формуле (6.10) новая характеристика насоса имеет вид:

$$H = \left(\frac{440}{465}\right)^2\left[369{,}7 - 0{,}451\cdot10^{-4}\left(\frac{Q}{440/465}\right)^2\right] = 331 - 0{,}451\cdot10^{-4}Q^2.$$

Пример 2. *($Q-H$)-характеристика центробежного насоса НМ 1250-260 с диаметром рабочего колеса 465 мм имеет вид:*

$H = 369{,}7 - 0{,}451\cdot10^{-4}Q^2$

(H — м, Q — м^3/ч). На сколько нужно обточить рабочее колесо насоса, чтобы при той же подаче (расходе) насос развивал напор на 40 м меньше?

Решение. Согласно формуле (6.11) имеем:

$$369{,}7\left(\frac{D_1}{465}\right)^2 = 329{,}7,$$

откуда находим: $D_1 \cong 439$ мм, т.е. нужна обточка колеса на 36 мм.

6.5.2. ИЗМЕНЕНИЕ ЧИСЛА ОБОРОТОВ РОТОРА НАГНЕТАТЕЛЯ

При изменении частоты вращения рабочего колеса центробежного нагнетателя ($Q-H$)-характеристика насоса тоже изменяется. Если номинальная частота вращения ротора составляла n_0 об/мин, а измененная частота вращения составляет n_1 об/мин, то новая рабочая характеристика насоса будет иметь вид:

$$H = \left(\frac{\eta_1}{\eta_0}\right)^2 F\left(Q\frac{\eta_0}{\mu_1}\right), \qquad (6.12)$$

т.е. график, изображающий характеристику насоса, растягивается вдоль оси напоров в $(n_1/n_0)^2$ раз и вдоль оси расходов — в (n_1/n_0) раз. В частности, если $F = a - bQ^2$, то после изменения числа оборотов рабочая характеристика центробежного насоса приобретает следующий вид (см. сделанное выше пояснение):

$$H = a\left(\frac{\eta_1}{\eta_0}\right)^2 - bQ^2. \qquad (6.13)$$

Пример 1. *($Q-H$)-характеристика центробежного насоса НМ 1250-260 при частоте вращения вала ротора $n_0 = 3000$ об/мин имеет вид:*

$H = 331 - 0{,}451\cdot10^{-4}Q^2$

(H — м, Q — м^3/ч). Какую характеристику будет иметь тот же насос, если частоту вращения вала его ротора снизить до 2800 об/мин?

Решение. Согласно формуле (6.13) новая характеристика насоса имеет вид:

$$H = \left(\frac{2800}{3000}\right)^2 \cdot 331 - 0{,}451\cdot10^{-4}Q^2 = 288{\cdot}3 - 0{,}451\cdot10^{-4}Q^2.$$

Пример 2. *($Q-H$)-характеристика центробежного насоса НМ 1250-260 при частоте вращения вала ротора $n_0 = 3000$ об/мин имеет вид:*

$H = 331 - 0{,}451\cdot10^{-4}Q^2$

(H — м, Q — м^3/ч). На сколько нужно увеличить число оборотов вала ротора насоса, чтобы при той же подаче повысить развиваемый напор на 40 м?

Решение. Согласно формуле (6.13) имеем:

$$\left(\frac{n}{3000}\right)^2 \cdot 331 = 351,$$

откуда находим, что $n \cong 3090$, т.е. всего на 3 %.

6.5.3. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ПОЯСНЕНИЯ

Правила трансформации характеристик центробежных нагнетателей при изменении диаметра рабочего колеса или числа его оборотов, а также от отклонения свойств транспортируемой жидкости от свойств воды, для которой, как правило, даются паспортные характеристики нагнетателей, следуют из общих положений *теории размерности, подобия и моделирования явлений*.

В общем случае дифференциальное давление Δp, создавае-

мое нагнетателем данной конструкции, зависит от скорости v схода жидкости с его рабочего колеса, диаметра D и числа оборотов n ($n = \omega/2\pi$) последнего, от плотности ρ и вязкости ν перекачиваемой жидкости, т.е. $\Delta p = f(v, D, n, \rho, \nu)$. Согласно теории размерности и, в частности, π-теореме Букингема, эту зависимость можно представить в безразмерном виде:

$$\Delta p/(\rho n^2 D^2) = f(v/nD, nD^2/\nu).$$

Переходя к дифференциальному напору $H = \Delta p/\rho g$, получаем:

$$H = n^2 D^2 F(Q/nD, nD^2/\nu), \qquad (6.14)$$

где $F \equiv \tilde{f}/g$; $v = Q/S_0$ (S_0 — площадь сечения выходного патрубка, постоянная для данной конструкции насоса).

Аналогично для изменения характеристики $N(Q)$ мощности нагнетателя при изменении числа n оборотов его рабочего колеса или его диаметра D можно получить формулу:

$$N = n^3 D^3\, N(Q/nD) = \rho g\, n^2 D^2 Q F(Q/nD, nD^2/\nu).$$

Характеристика $\eta(Q)$ КПД нагнетателя может быть представлена (правда, только в первом приближении) формулой: $\eta = \eta(Q/nD, nD^2/\nu)$.

Зависимость характеристик нагнетателя от плотности перекачиваемой жидкости. Поскольку плотность ρ перекачиваемой жидкости не входит в зависимость (6.14), то дифференциальный напор нагнетателя не зависит от плотности перекачиваемой жидкости. В то же время мощность нагнетателя (при прочих равных параметрах) пропорциональна плотности перекачиваемой жидкости.

Зависимость характеристик нагнетателя от вязкости перекачиваемой жидкости. Второй параметр nD^2/ν в полученных зависимостях можно было бы назвать *числом Рейнольдса нагнетателя* $\mathrm{Re} = (nD)D/\nu = nD^2/\nu$, поскольку nD — характерная скорость схода жидкости с его рабочего колеса. Этот параметр учитывает влияние вязкости перекачиваемой жидкости на значение потерь энергии внутри самого нагнетателя, т.е. на значение сопротивления $f_\tau(Q)$ в формуле (6.2). В результате исследований установлено:

1. При весьма больших числах Re (а именно, при $\mathrm{Re} > \mathrm{Re}_\text{п}$, где $\mathrm{Re}_\text{п}$ — так называемое *переходное число* Рейнольдса для насоса данной конструкции) сопротивление $f_\tau(Q)$ перестает зависеть от числа Re, а зависит только от подачи Q.

Следовательно, при $\mathrm{Re} > \mathrm{Re}_{\text{п}}$ характеристика насоса **не зависит** от вязкости ν перекачиваемой жидкости, т.е. $H = n^2D^2F(Q/nD)$. Полученный результат показывает, что изменение диаметра рабочего колеса или угловой скорости его вращения приводит к растяжению графика характеристики нагнетателя вдоль оси напоров пропорционально $(nD)^2$ и вдоль оси расходов пропорционально nD (см. пункты 6.5.1 и 6.5.2).

Аналогично график характеристики $N(Q)$ мощности нагнетателя при изменении диаметра рабочего колеса или числа его оборотов растягивается вдоль оси мощности пропорционально $(nD)^3$ и вдоль оси расходов пропорционально nD.

Наконец, график характеристики $\eta(Q)$ КПД нагнетателя при изменении диаметра рабочего колеса или числа его оборотов растягивается (в первом приближении) только вдоль оси расходов пропорционально.

2. Однако если $\mathrm{Re} = nD^2/\nu < \mathrm{Re}_{\text{п}}$, то характеристики центробежного нагнетателя, построенные на воде ($\nu_{\text{в}} = 1$ сСт), отличаются от характеристик нагнетателя, работающего на более вязкой жидкости. Правила нахождения переходного числа $\mathrm{Re}_{\text{п}}$ Рейнольдса в зависимости от так называемого *коэффициента k быстроходности насосов*

$$k = 3{,}65n\frac{\sqrt{Q_{\text{о.н}}}}{H_{\text{о.н}}^{3/4}} \qquad (6.15)$$

(n – об/мин; $Q_{\text{о.н}}$ – м^3/с; $H_{\text{о.н}}$ – м; для насосов с двухсторонним входом подача $Q_{\text{о.н}}$ в формуле для k берется равной половине номинальной) приводятся в специальной литературе, в том числе, в РД-39-30-990–84 "*Методика расчета напорных характеристик и пересчета параметров центробежных насосов магистральных нефтепроводов при изменении частоты вращения и вязкости перекачиваемой жидкости*" (АК "Транснефть", 1984). Согласно этим правилам, по коэффициенту быстроходности k, являющемуся индивидуальной характеристикой насоса того или иного типа, переходное число $\mathrm{Re}_{\text{п}}$ Рейнольдса рассчитывается по формуле

$$\mathrm{Re}_{\text{п}} = 3{,}16\cdot 10^5 k^{-0{,}305}, \qquad (6.16)$$

из которой затем находится критическое значение $\nu_{\text{п}}$ вязкости нефти, выше которого необходим пересчет характеристик: $nD^2/\nu \le \mathrm{Re}_{\text{п}}$, откуда следует:

$$\nu_{\text{п}} \geq \frac{nD^2}{\text{Re}_{\text{п}}} = \frac{nD^2}{3{,}16\cdot 10^5} k^{0{,}305}. \qquad (6.17)$$

В специальной литературе приводятся также правила пересчета характеристик нагнетателей "с воды" на транспортируемую жидкость. Общие следствия из этих правил таковы:

при умеренных значениях кинематической вязкости нефти, т.е. вязкостях, которые не превышают значения $\nu_{\text{п}}$, определяемого формулой (6.17), пересчитывать характеристики нагнетателей "с воды" на данную нефть, нет необходимости;

при вязкостях нефти, превышающих значение $\nu_{\text{п}}$, определяемое формулой (6.17), пересчет характеристик необходим (см. упомянутое РД);

характеристики центробежных нагнетателей для нефтей с вязкостями, превышающими значение $\nu_{\text{п}}$, определяемое формулой (6.17), характеристики центробежных нагнетателей лежат ниже характеристик, построенных "на воде";

напор, развиваемый нагнетателем при малой (нулевой) подаче, не зависит от вязкости жидкости.

Проиллюстрируем сказанное примерами.

Пример 1. *Для насоса с подачей* $Q_{\text{о.н}} = 1250$ *м*^{3}*/ч;* $H_{\text{о.н}} = 260$ *м;* $D = 495$ *мм;* $n = 3000$ *об/мин имеем:* $k = 3{,}65\cdot 3000\sqrt{1250/(2\cdot 3600)}/260^{3/4} \cong 70$. *Критическое число* $\text{Re}_{\text{п}}$ *Рейнольдса равно* $3{,}16\cdot 10^5\cdot 70^{-0{,}305} \cong 86500$, *а вязкость нефти, для которой необходим пересчет характеристик, находится по формуле (6.17)*

$\nu_{\text{п}} = (3000/60)0{,}495^2\cdot 70^{0{,}305}/316000 \approx 1{,}42\cdot 10^{-4}$ *м*^{2}*/с или 142 сСт,*

т.е. такая нефть должна иметь весьма высокую вязкость.

Пример 2. *Для насоса с подачей* $Q_{\text{о.н}} = 10000$ *м*^{3}*/ч;* $H_{\text{о.н}} = 210$ *м;* $D = 495$ *мм;* $n = 3000$ *об/мин имеем:* $k = 3{,}65\cdot 3000\sqrt{10000/(2\cdot 3600)}/210^{3/4} \cong 235$. *Критическое число* $\text{Re}_{\text{п}}$ *Рейнольдса равно* $3{,}16\cdot 10^5\cdot 235^{-0{,}305} \cong 59800$, *а вязкость нефти, для которой необходим пересчет характеристик:*

$\nu_{\text{п}} = (3000/60)0{,}495^2\cdot 235^{0{,}305}/316000 \approx 2{,}05\cdot 10^{-4}$ *м*^{2}*/с или 205 сСт,*

что еще выше, чем в предыдущем случае.

6.5.4. ИЗМЕНЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК НАСОСА МЕТОДОМ ПЕРЕПУСКА

Характеристику центробежного нагнетателя можно изменять также методом перепуска. При перепуске часть нефти из линии нагнетания (линии высокого давления) возвращается по байпасу обратно в линию всасывания (линию низкого давления). Обозначив через $q_{\text{п}}$ расход нефти, возвращаемой из линии нагнетания в линию всасывания, получим, что подача насоса увеличится и станет равной $Q + q_{\text{п}}$.

Тогда $(Q-H)$-характеристику насоса можно представить в следующем виде:

$$H = F(Q + q_{\text{п}}). \tag{6.18}$$

Поскольку известно, что при изменении аргумента функции на некоторое значение $q_{\text{п}} > 0$ ($q_{\text{п}} = \text{const}$) ее график сдвигается влево по оси Q на такое же значение, то можно видеть, что при каждом значении подачи Q, развиваемой насосом, напор H уменьшается. В частности, если характеристика насоса представляется формулой $F(Q) = a - bQ^2$, то насос с перепуском части нефти из линии нагнетания в линию всасывания имеет характеристику:

$$H = \tilde{F}(Q) = a - b(Q + q_{\text{п}})^2 = (a - bq_{\text{п}}^2) - 2bq_{\text{п}}Q - bQ^2. \tag{6.19}$$

Нетрудно заметить, что график измененной характеристики насоса лежит ниже графика исходной характеристики того же насоса.

Пример. *$(Q-H)$-характеристика центробежного насоса имеет вид: $H = 331 - 0{,}451\cdot10^{-4}Q^2$ (H – м, Q – м^3/ч), причем перекачка ведется с расходом 1000 м^3/ч. Какой перепуск нефти через насос нужно устроить, чтобы при той же подаче снизить дифференциальный напор насоса на 15 м?*

Решение. Сначала определяем дифференциальный напор, развиваемый насосом с исходной характеристикой. Имеем:

$$H = 331 - 0{,}451\cdot10^{-4}Q^2 = 331 - 0{,}451\cdot10^{-4}\cdot1000^2 = 285{,}9 \text{ м}.$$

Используя (6.19), составляем уравнение:

$$331 - 0{,}451\cdot10^{-4}(1000 + q_{\text{п}})^2 = 285{,}9 - 15,$$

из которого находим: $q_{\text{п}} \cong 154{,}4$ м^3/ч.

6.6. ПРИВОД НАСОСОВ

Обратимся теперь к устройствам, которые обеспечивают вращение вала рабочего колеса центробежного нагнетателя. Как уже говорилось, такие устройства называют *приводом насоса*. В качестве привода к основным и подпорным насосам используются преимущественно асинхронные и синхронные электродвигатели высокого напряжения. Из асинхронных двигателей часто применяют электродвигатели с короткозамкнутым ротором серии АТД (табл. 6.5).

Двигатели серии АТД монтируют в одном помещении с насосами, поскольку они изготовляются во взрывобезопасном исполнении. Это достигается тем, что в корпусе двигателя поддерживается достаточное избыточное давление воздуха,

Таблица 6.5

Основные характеристики асинхронных электродвигателей

Марка	Номинальная мощность, кВт	Номинальное напряжение[1], кВ	КПД при номинальной нагрузке, %	Частота вращения вала, об/мин
АТД-800	800	6/3	94,5	2980
АТД-1000	1000	6/3	94,5	2980
АТД-1250	1250	6/3	94,5	2980
АТД-1600	1600	6/3	95,0	2980
АТД-2000	2000	6/3	95,0	2980
АТД-2500	2500	6	96,0	2980
АТД-4000	4000	6	96,0	2980
АС-4000/6000	4000	6	96,2	2985
АЗМ-4000/6000	4000	6	97,0	2985
АЗС-4000/6000	4000	6	96,2	2985
АЗМ-5000/6000	5000	6	97,2	2985
АС-5000/6000	5000	6	96,5	2985
АС-5000/3000	5000	3	96,5	2985
АЗС-5000/6000	6000	6	96,5	2985
АЗМ-6300/6000	6300	6	97,5	2990
АВ-8000/6000	8000	6	96,6	2960

[1] В числителе указано максимальное напряжение, в знаменателе — минимальное.

исключающее проникновение в двигатель паров нефти. Однако при использовании асинхронных двигателей мощностью от 2,5 до 8,0 МВт требуется установка в помещениях насосной дорогостоящих статических конденсаторов больших мощностей (которые при колебаниях нагрузки станции и температуры окружающей среды часто выходят из строя), а также комплекса высоковольтного оборудования, усложняющего схему электроснабжения.

С конца 60-х годов XX века в качестве привода магистральных насосов начали применять синхронные двигатели серии СТМ, а позднее — более совершенные двигатели серии СТД. Синхронные электродвигатели обладают лучшими показателями устойчивости по сравнению с асинхронными, что особенно важно при случающихся падениях напряжения в сети. В табл. 6.6 приведены основные характеристики синхронных электродвигателей серии СТДП.

По стоимости синхронные электродвигатели, как правило, дороже, чем аналогичные асинхронные, однако имеют лучшие энергетические характеристики, что делает их применение эффективным. Считается, что КПД синхронного двигателя изменяется незначительно при нагрузках, близких к номинальной мощности двигателя. При нагрузках, составляю-

Таблица 6.6

Основные характеристики синхронных электродвигателей

Марка	Номинальная мощность, кВт	Номинальное напряжение[1], кВ	КПД при номинальной нагрузке, %	Частота вращения вала, об/мин
СТДП-800-2	800	10/6	96,0	3000
СТДП-1250-2	1250	10/6	96,5	3000
СТДП-1600-20	1600	10/6	96,7	3000
СТДП-2000-2	2000	10/6	96,7	3000
СТДП-2500-2	2500	10/6	96,8	3000
СТДП-3200-2	3200	10/6	97,1	3000
СТДП-4000-2	4000	10/6	97,2	3000
СТДП-5000-2	5000	10/6	97,3	3000
СТДП-6300-20	8000	10/6	97,4	3000
СТДП-8000-2	10000	10/6	97,6	3000
СТДП-10000-2	12500	10/6	97,7	3000
СТДП-12500-2	5000	10/6	97,7	3000

[1] В числителе указано максимальное напряжение, в знаменателе — минимальное.

щих 0,5—0,7 номинальной мощности, КПД синхронных электродвигателей значительно снижается. Последнее должно быть принято во внимание при сравнительном анализе конкурирующих вариантов как на стадии проектирования, так и при эксплуатации, в том числе модернизации, насосного оборудования перекачивающих станций.

Отечественная и зарубежная практика эксплуатации нефтепроводов показала, что в условиях постоянно изменяющегося уровня загрузки трубопроводных систем целесообразно использовать **регулируемые приводы** насосных агрегатов. Путем регулирования числа оборотов рабочего колеса нагнетателя удается плавно менять его гидравлические и энергетические характеристики, подстраивая работу насоса к изменяющимся нагрузкам. Этим обеспечивается прежде всего экономия энергии, затрачиваемой на перекачку нефти (рис. 6.10).

На этом рисунке представлены $(Q-H)$-характеристики центробежного нагнетателя с номинальной частотой вращения рабочего колеса n_0 об/мин (сплошная кривая) и с измененной частотой $n_* < n_0$ об/мин (пунктирная кривая). Если для перекачки нефти с уменьшенным расходом требуется меньший напор, чем определяемый рабочей точкой M_0, то это можно достичь снижением числа оборотов ротора насоса и смещением рабочей точки в новое положение M_*. Разность площадей не заштрихованного и заштрихованного

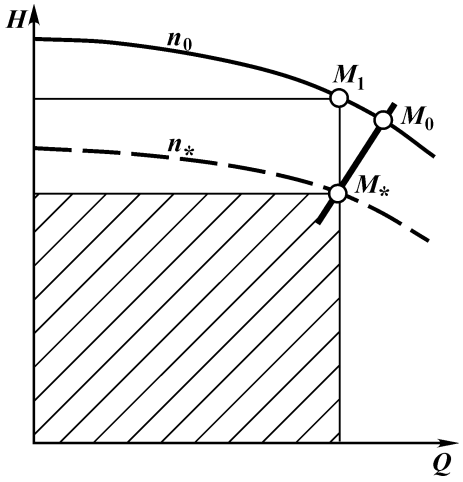


Рис. 6.10. Схема, иллюстрирующая экономию энергии при использовании регулируемого привода

прямоугольников пропорциональна экономии мощности, затрачиваемой на перекачку (M_1M_* — напор, который требуется дросселировать, если не используется регулируемый привод).

Регулированию поддаются электродвигатели как постоянного, так и переменного тока. Двигатели постоянного тока позволяют осуществлять регулирование числа оборотов простым изменением сопротивления (например, введением реостата в цепь ротора двигателя), однако у таких двигателей диапазон регулирования сравнительно узок. Двигатели переменного тока допускают регулирование числа оборотов путем изменения частоты питающего тока (с промышленной частоты 50 Гц до большего или меньшего значения в зависимости от того, требуется увеличить число оборотов вала ротора или уменьшить, соответственно). Технически такое регулирование осуществляется с помощью тиристорных преобразователей частоты (система ТПЧ — АД). Анализ показывает, что система ТПЧ — АД высокооборотного регулируемого электропривода получила наибольшее распространение в зарубежной практике.

Из других приводов к насосным агрегатам в отдельных случаях используются **газотурбинные двигатели**. Чаще всего в качестве приводов используются газовые турбины авиационного типа мощностью от 1 до 25 кВт. Число оборотов силовой турбины, как правило, больше, чем у электродвигателя и лежит в пределах от 4500 до 7000 об/мин. Поскольку ско-

рость вращения вала турбокомпрессора несколько больше (она составляет от 5000 до 12000 об/мин), между турбиной и насосом устанавливают редуктор, снижающий число оборотов. Регулирование числа оборотов газотурбинного привода достигается регулированием подачи топлива. Из отечественных газотурбинных приводов к насосам наибольшую известность получил двигатель НК-12-СТ, используемый преимущественно в газовой промышленности для компоновки газоперекачивающего агрегата ГПА-Ц-6,3.

7 ÉãÄÇÄ çÖîíÖèÖêÖäÄóàÇÄûôàÖ ëíÄçñàà åÄÉàëíêÄãúçõï çÖîíÖèêéÇéÑéÇ

Для создания и поддержания в трубопроводе напора, достаточного для обеспечения транспортировки нефти, необходимы нефтеперекачивающие станции. Основное назначение каждой нефтеперекачивающей станции состоит в том, чтобы забрать нефть из сечения трубопровода с низким напором, с помощью насосов увеличить этот напор и затем ввести нефть в сечение трубопровода с высоким напором. Основными элементами НПС являются насосные агрегаты, резервуары, системы подводящих и распределительных трубопроводов, узлы учета, устройства приема и пуска очистных устройств и поточных средств диагностики, а также системы смазки, вентиляции, отопления, энергоснабжения, водоснабжения, автоматики, телемеханики и т.п.

7.1. äãÄëëàîàäÄñàü çÖîíÖèÖêÖäÄóàÇÄûôàïëíÄçñàâ àïÄêÄäíÖêàëíàäÄéëçéÇçõï éÅöÖäíéÇ

Нефтеперекачивающие (насосные) станции подразделяются на головные (ГНПС) и промежуточные (ПНПС). Головная нефтеперекачивающая станция предназначена для приема нефти с установок ее подготовки на промысле или из других источников и последующей закачки нефти в магистральный нефтепровод. Промежуточные станции обеспечивают поддержание в трубопроводе напора, достаточного для дальнейшей перекачки.

Объекты, входящие в состав ГНПС и ПНПС, можно ус-

ловно подразделить на две группы: первую — объекты основного (технологического) назначения и вторую — объекты вспомогательного и подсобно-хозяйственного назначения.

К объектам первой группы относятся: резервуарный парк; подпорная насосная; узел учета нефти с фильтрами; магистральная насосная; узел регулирования давления и узлы с предохранительными устройствами; камеры пуска и приема очистных устройств; технологические трубопроводы с запорной арматурой.

К объектам второй группы относятся: понижающая электроподстанция с распределительными устройствами; комплекс сооружений, обеспечивающих водоснабжение станции; комплекс сооружений по отводу промышленных и бытовых стоков; котельная с тепловыми сетями; инженерно-лабораторный корпус; пожарное депо; узел связи; механические мастерские; мастерские ремонта и наладки котрольно-измерительных приборов (КИП); гараж; складские помещения; административно-хозяйственный блок и т.д.

На *головных нефтеперекачивающих станциях* осуществляются следующие технологические операции: прием и учет нефти; краткосрочное хранение нефти в резервуарах; внутристанционные перекачки нефти (из резервуара в резервуар); закачка нефти в магистральный трубопровод; пуск в трубопровод очистных и диагностических устройств. На ГНПС может производиться подкачка нефти из других источников поступления, например, из других нефтепроводов или попутных нефтепромыслов.

На *промежуточных нефтеперекачивающих станциях* происходит повышение напора транспортируемой нефти с целью обеспечения ее дальнейшей перекачки. При работе ПНПС в режиме *“из насоса в насос”* (т.е. режиме, при котором конец предыдущего участка нефтепровода подключен непосредственно к линии всасывания насосов следующей НПС) промежуточные НПС не имеют резервуарных парков; в других случаях, когда перекачка ведется *через резервуары* или с *подключенными резервуарами* такие парки на ПНПС имеются. На ПНПС устанавливаются также системы сглаживания волн давления и защиты от гидравлических ударов (см. гл. 12).

Как правило, магистральные нефтепроводы разбивают на так называемые *эксплуатационные участки* с протяженностью 400—600 км, состоящие из 3—5 участков, разделенных ПНПС, работающих в режиме *“из насоса в насос”*, и, следовательно, гидравлически связанных друг с другом. В то же

время эксплуатационные участки соединяются друг с другом через резервуарные парки, так что в течение некоторого времени каждый эксплуатационный участок может вести перекачку независимо от соседних участков, используя для этого запас нефти своих резервуаров.

Для снижения затрат на сооружение НПС используется метод блочно-комплектного или блочно-модульного их исполнения. Главное преимущество этого метода достигается тем, что на территории станций практически отсутствуют сооружения из кирпича, бетона или железобетона. Все оборудование станции, включая автоматику, входит в состав фун-кциональных блоков, монтируется и испытывается на за-воде, затем в транспортабельном виде доставляется на строительную площадку. При этом блочно-модульные НПС могут быть *открытого типа,* т.е. насосные агрегаты вместе со всеми вспомогательными системами могут размещаться под навесом на открытом воздухе. От воздействия погодных условий насосные агрегаты защищаются индивидуальными металлическими кожухами с автономными системами вентиляции и подогрева. Такие станции работают при температуре окружающего воздуха от −40 до +50 °С. При капитальном ремонте предусматривается замена всего блок-бокса в сборе.

7.2. ÉÖçÖêÄãúçõâ èãÄç çÖîíÖèÖêÖäÄóàÇÄûô à ï ëíÄçñàâ

Генеральный план НПС разрабатывают согласно заданию на проектирование в соответствии с технологической схемой нефтепровода, а также с учетом всего комплекса условий местности: рельефа, ее геологических и гидрологических особенностей, климатических и метеорологических условий и т.п. Генеральный план должен содержать комплексное решение планировки и благоустройства территории, размещение зданий и сооружений НПС, транспортных и инженерных коммуникаций. Генеральный план НПС разрабатывается в соответствии с существующими нормами технологического проектирования.

Генеральный план НПС представляет собой чертеж (рис. 7.1), изображающий расположение зданий и сооружений НПС на территории, отведенной под строительство, правильное решение которого снижает стоимость сооружения стан-

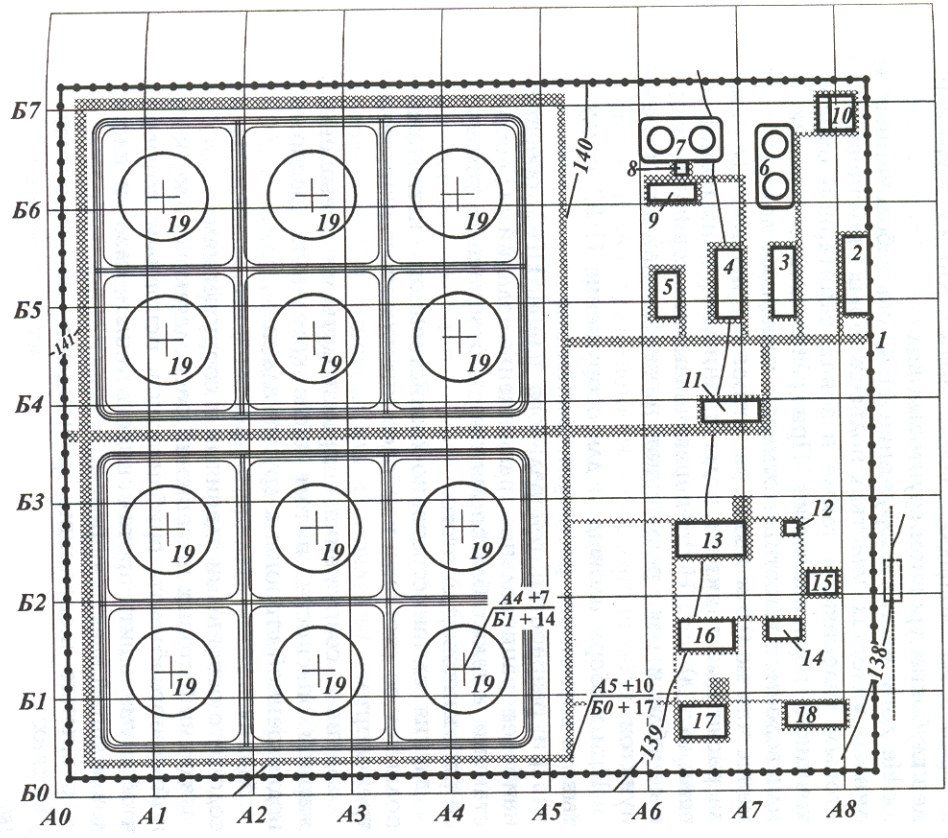




Рис. 7.1. Генеральный план НПС:
1 — проходная; *2* — административный корпус; *3* — котельная; *4* — гараж; *5* — ремонтная мастерская; *6* — резервуары с топливом РВС 1000; *7* — подземные железобетонные резервуары с водой $V = 1000$ м^3; *8* — водонасосная; *9* — склады; *10* — электрическая подстанция; *11* — пожарное депо; *12* — площадка регулирующих устройств; *13* — основная насосная; *14* — площадка с предохранителями; *15* — площадка фильтров; *16* — узел учета; *17* — подпорная насосная; *18* — площадка очистных устройств; *19* — резервуары для нефтепродуктов РВС 20000

ции, способствует улучшению и удешевлению ее эксплуатации, а также повышению пожарной и экологической безопасности объектов.

Площадку под сооружение НПС выбирают с учетом выполнения некоторых обязательных требований:

рельеф местности должен быть пологим с явно выраженным уклоном для удобства самотечного отвода поверхностных вод;

грунты на площадке должны обладать достаточно высокой несущей способностью; геологические условия района площадки должны допускать возведение всех сооружений станции без создания искусственных оснований;

грунты на площадке должны быть сухими с возможно более глубоким уровнем грунтовых вод.

Не допускается сооружение НПС на заболоченных и заливных участках, участках подверженных оползневым и карстовым явлениям, а также в зонах санитарной охраны источников водоснабжения. При размещении станций у рек или водоемов высотные отметки площадки должны быть не менее чем на 0,5 м выше расчетного горизонта высоких вод; за расчетный горизонт воды принимают наивысший ее уровень за 100 лет. Нефтеперекачивающие станции, сооружаемые вблизи рек, размещают ниже ближайших населенных пунктов.

При выборе площадки для сооружения НПС следует учитывать возможное расширение станций.

При разработке генерального плана НПС обеспечивают наиболее рациональное размещение зданий и сооружений станции, а также благоприятные и безопасные условия труда ее работников. Для этого:

здания административно-хозяйственного назначения располагают со стороны наиболее интенсивного движения автотранспорта;

здания и сооружения с производствами повышенной пожарной опасности, в том числе котельную, располагают с подветренной стороны к другим зданиям;

здания вспомогательного производства размещают по соседству с основными зданиями и сооружениями;

здания бытовых помещений располагают ближе к проходной; энергообъекты приближают к основным потребителям, чтобы уменьшить протяженность тепло-, газо- и паропроводов и линий электропередач;

открытые подстанции размещают на самостоятельных участках;

производственные объекты с большой нагрузкой на грунт (например, резервуарные парки) размещают на участках с однородными хорошо сцементированными грунтами, способными обеспечить устойчивость фундаментов.

При размещении зданий и сооружений НПС учитывают стороны света и преобладающие направления ветров. Длинные стороны градирен (устройств для воздушного охлаждения циркуляционной воды) располагают перпендикулярно к преобладающему направлению ветров. Места для забора наружного воздуха системами приточной вентиляции выбирают в зонах наименьшего его загрязнения. Для станций с территорией более 5 га предусматривают не менее двух выездов, включая резервный. Проезды на территории НПС должны обеспечивать свободное движение в обоих направлениях, а также легкий подъезд пожарных машин к каждому зданию. Расстояние от края проезжей части до стены здания должно быть не более 25 м.

Генеральные планы НПС разрабатываются в соответствии с действующими СНиПами: "Генпланы промышленных предприятий", "Планировка и застройка населенных мест. Нормы проектирования", "Производственные здания промышленных предприятий. Нормы проектирования", "Противопожарные требования" и т.д. Большое значение имеет унификация генеральных планов с применением *зонирования* объектов, т.е. разделением площади застройки станции на производственную и служебно-вспомогательную зоны. В производственной зоне располагают объекты, непосредственно связанные с перекачкой нефти (насосные, резервуарный парк, блок регулятора давления, блок приточно-вытяжной вентиляции и т.п.); в служебно-вспомогательной — объекты обслуживания НПС (административно-хозяйственный блок, блок-боксы водоснабжения, пожаротушения, склады и т.п.).

Топографической основой для составления генерального плана НПС являются *ситуационный план* района расположения площадки, выполненный в масштабе М 1:10000 или М 1:50000, на который нанесены окрестные объекты (дороги, ручьи и реки, промышленные предприятия, сельскохозяйственные угодья и т.п.), а также *топографический план* площадки НПС. С помощью ситуационного плана транспортные и технологические магистрали увязывают с соответствующими технологическими коммуникациями района; с помощью топографического плана увязывается размещение основных и вспомогательных объектов НПС с рельефом и природными особенностями местности.

Для облегчения размещения отдельных объектов на топографический план площадки наносят "розу ветров" и координатную сетку со сторонами 100×100 или 50×50 м, которая должна быть увязана с существующей топографической сетью страны. Линии сетки обозначают: в горизонтальном направлении буквой А, в вертикальном — буквой Б. Перед буквами записывают расстояние в метрах, кратное шагу сетки до начала координат (за начало принимается существующая реперная точка). Сетка служит основой для *разбивки* на местности всех зданий и сооружений (разбивкой называют закрепление на местности положения каждого здания или сооружения). Горизонтальная разбивка определяет расположение здания в плане, вертикальная — высотные параметры. На генеральном плане должны быть указаны габаритные размеры и координаты углов зданий и сооружений. Здания "привязывают" по двум противоположным углам; объекты цилиндрической формы — по центру (см. рис. 7.1). Генеральный план НПС выполняется в масштабе М 1:1000 или М 1:5000.

7.3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ

Технологической схемой НПС называют внемасштабный рисунок, на котором представлена принципиальная схема работы НПС в виде системы внутристанционных коммуникаций (трубопроводов) с установленным на них основным и вспомогательным оборудованием, а также с указанием диаметров и направлений потоков (рис. 7.2).

Основными элементами, изображаемыми на технологической схеме НПС, являются:

система *обвязки* (соединение трубопроводных коммуникаций) НПС, отражающая принятую технологическую схему перекачки;

схема обвязки резервуарного парка (если таковой имеется);

схема обвязки подпорных (если они имеются) и основных насосов;

узлы технологических задвижек (манифольды);

размещение технологического оборудования (фильтров-грязеуловителей, регуляторов давления, улавливания и сбора утечек, дренажа и т.д.);

узлы учета нефти (если таковые имеются);

узлы приема и ввода в трубопровод очистных и диагностических устройств;

предохранительные клапаны.

Принятая на данном нефтепроводе технология перекачки нефти диктует схему соединения насосов и резервуаров. Среди возможных схем можно выделить три основные (рис. 7.3): из насоса в насос, постанционную, с подключением резервуаров.

При использовании схемы перекачки *"из насоса в насос"*, резервуары промежуточных НПС (если они имеются) отключаются от трубопровода и нефть с предыдущего участка подается непосредственно в насосы этих станций для дальнейшей транспортировки по следующему участку (см. рис. 7.3, *г*). Такая схема перекачки весьма прогрессивна, поскольку исключает промежуточные технологические операции и неизбежно связанные с ними потери нефти. Кроме того, она значительно удешевляет технологию, поскольку исключает сооружение дорогостоящих резервуарных парков. Недостатком этой схемы является "жесткая" гидравлическая связь всех участков, работающих в этом режиме, поскольку любое изменение на одном из них вызывает изменение на всех остальных. В частности, аварийная остановка одного участка ведет к остановке всех участков, связанных с ним режимом перекачки.

При использовании *постанционной* схемы перекачки нефть на НПС принимают поочередно в один из резервуаров станции, в то время как закачку нефти в трубопровод осуществляют из другого резервуара (см. рис. 7.3, *а*). Преимущества постанционной схемы перекачки заключаются в том, что отдельные участки нефтепровода оказываются не связанными той жесткой гидравлической зависимостью, которая имеет место в случае перекачки "из насоса в насос", поэтому нефтепровод имеет большую степень надежности и способности к бесперебойной поставке нефти потребителю. Кроме того, при постанционной схеме возможен порезервуарный учет количества транспортируемой нефти, что очень важно для контроля за сохранностью продукции. Основным недостатком постанционной схемы перекачки являются высокая стоимость сооружения и эксплуатации резервуарных парков, а также потери нефти при *больших дыханиях* резервуаров, связанных с выбросами паров нефти в атмосферу при заполнении резервуаров. Постанционная схема перекачки применяется в основном на головных НПС нефтепровода и его эксплуатационных участков.

При использовании схемы перекачки *с подключением резервуаров* возможны два варианта: *через резервуары и с подключенными резервуарами* (см. рис. 7.3, *б*, *в*). В первом

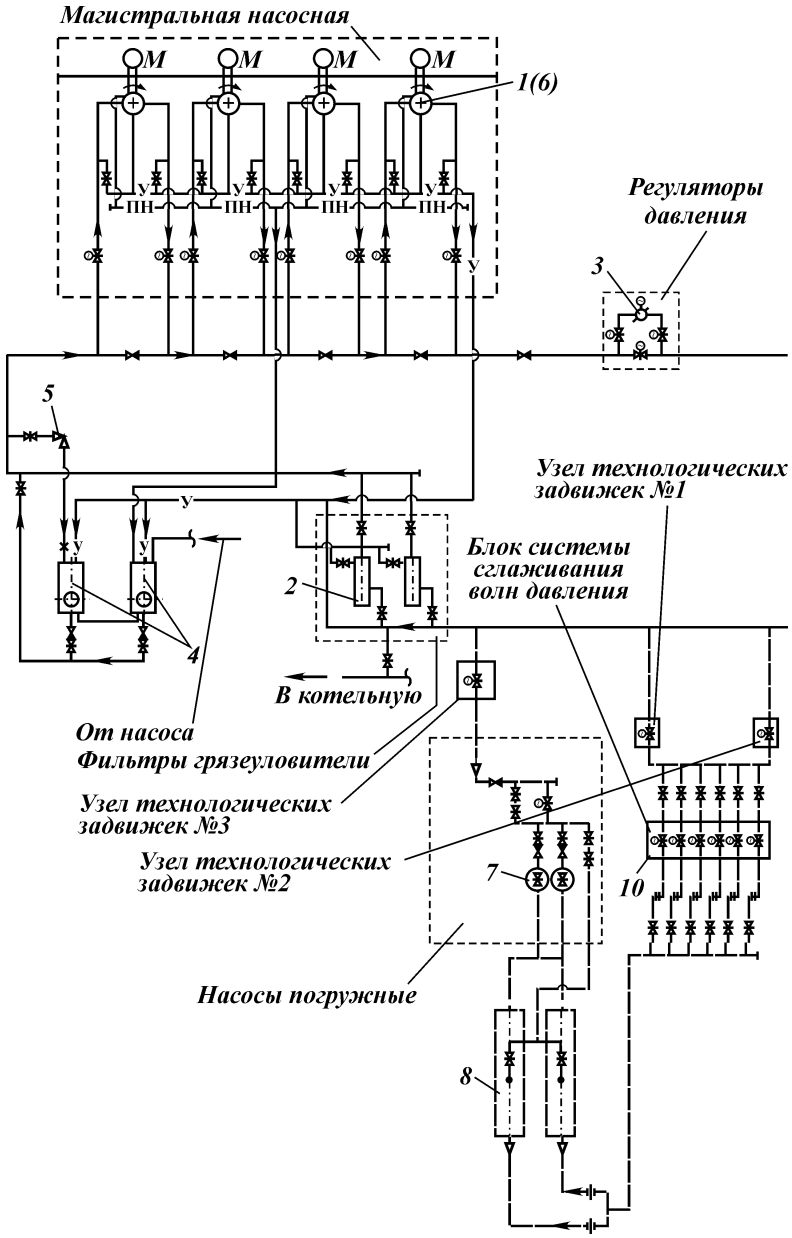
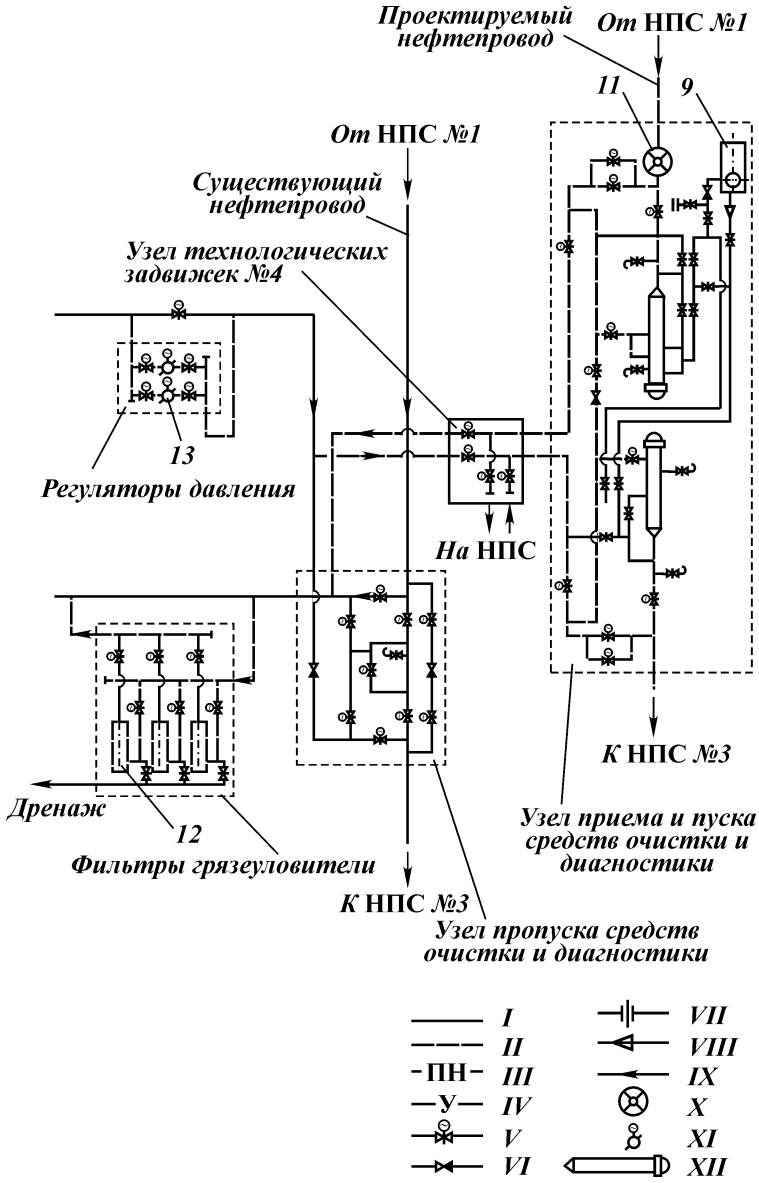


Рис. 7.2. Технологическая схема промежуточной перекачивающей станции:
I — основной трубопровод; *II* — проектируемый трубопровод; *III* — трубо



провод паров нефти; *IV* — трубопровод утечки; *V* — задвижка с электроприводом; *VI* — клапан обратный; *VII* — фланец-заглушка; *VIII* — переход на трубопроводе; *IX* — направление потока нефти; *X* — счетчик

ультразвуковой; *XI* — заслонка; *XII* — камера приема (пуска) СОД; *1* — насос центробежный; *2* — фильтры-грязеуловители; *3* — регулятор давления; *4* — емкость для сбора утечек и дренажа с насосами откачки утечек; *5* — клапан предохранительный; *6* — насос центробежный с ротором с электродвигателем; *7* — агрегат электронасосный нефтяной для откачки утечек с электродвигателем; *8* — резервуар-сборник нефти объемом 100 м^3 от системы сглаживания волн давления и дренажа; *9* — емкость для сбора утечек нефти и дренажа технологических трубопроводов с погружным насосом с электродвигателем N = 15 кВт; *10* — устройство сглаживания волн давления; *11* — счетчик ультразвуковой; *12* — фильтры-грязеуловители с патрубками; *13* — регулирующая заслонка на суммарную производительность 4100 м^3/ч

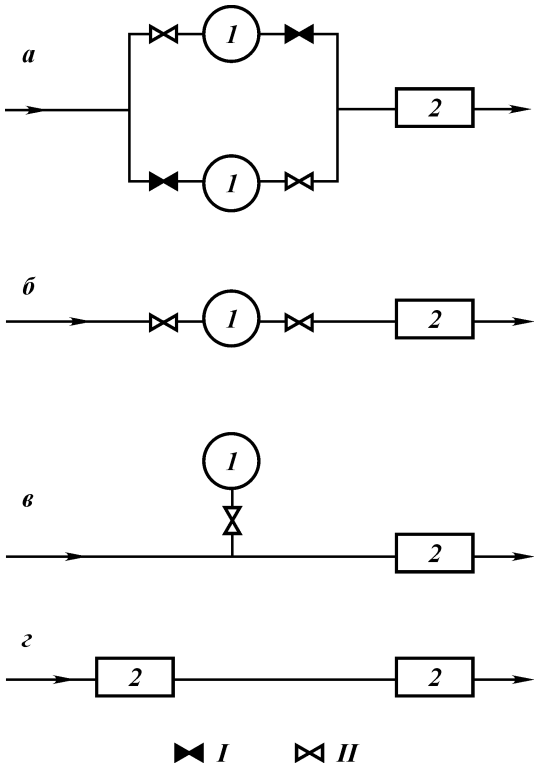


Рис. 7.3. Основные технологические схемы перекачки нефти:
а — постанционная; *б* — через резервуар; *в* — с подключенным резервуаром; *г* — из насоса в насос; *I* — задвижка закрыта; *II* — задвижка открыта; *1* — резервуар; *2* — насосный цех

варианте нефть с предыдущего участка поступает в резервуар ПНПС и закачивается также из этого резервуара. Такая схема делает соединение участков нефтепровода более "мягким" в гидравлическом отношении. Кроме того, в резервуаре происходит гашение волн давления, связанных с изменениями режима перекачки (см. гл. 12), что повышает надежность эксплуатации нефтепровода, однако этому способу присущи все недостатки предыдущего способа и в настоящее время он практически не используется. Во втором варианте схема предусматривает, что основное количество нефти прокачивают по трубопроводу, минуя резервуар, однако при этом допускается, что расходы нефти на предыдущем и последующем участках могут в течение некоторого времени отличаться друг от друга, а дебаланс расходов компенсируется сбросом или подкачкой части нефти в подключенный резервуар. При синхронной работе участков, т.е. перекачке с одним и тем же расходом, уровень нефти в подключенном резервуаре остается постоянным.

Обвязка резервуаров может быть выполнена в двух вариантах: одно- и двухпроводном (рис. 7.4). В первом варианте (см. рис. 7.4, *а*) заполнение идет через один из несколько коллекторов одновременно в оба резервуара Р-1 и Р-2 (или только в один из них), а опорожнение осуществляется через другой коллектор. Для снижения скорости закачки нефти резервуары могут иметь несколько приемораздаточных патрубков (в данном случае по четыре). Во втором варианте (см. рис. 7.4, *б*) каждый из резервуаров (Р-1, Р-2, Р-3, Р-4) соединен с общим коллектором отдельным трубопроводов через манифольдную (узел № 1).

Обвязка насосов НПС представлена на рис. 7.5. Основные насосы для увеличения напора, создаваемого станцией, соединяют последовательно, в то время как подпорные насосы (если они имеются на станции) для обеспечения большей пропускной способности соединяют параллельно.

Обвязка насосов должна обеспечивать работу НПС при выводе в резерв любого из агрегатов станции. Приведенная схема обвязки (см. рис. 7.5) позволяет осуществлять обратную перекачку нефти из магистрали в резервуарный парк при помощи коллектора и подпорных насосов.

Возможны также параллельное и последовательно-параллельное соединения основных насосов НПС. В этом случае используется дополнительный коллектор (рис. 7.6).

Обратный клапан, разделяющий линию всасывания и нагнетания каждого насоса, пропускает жидкость только в од-

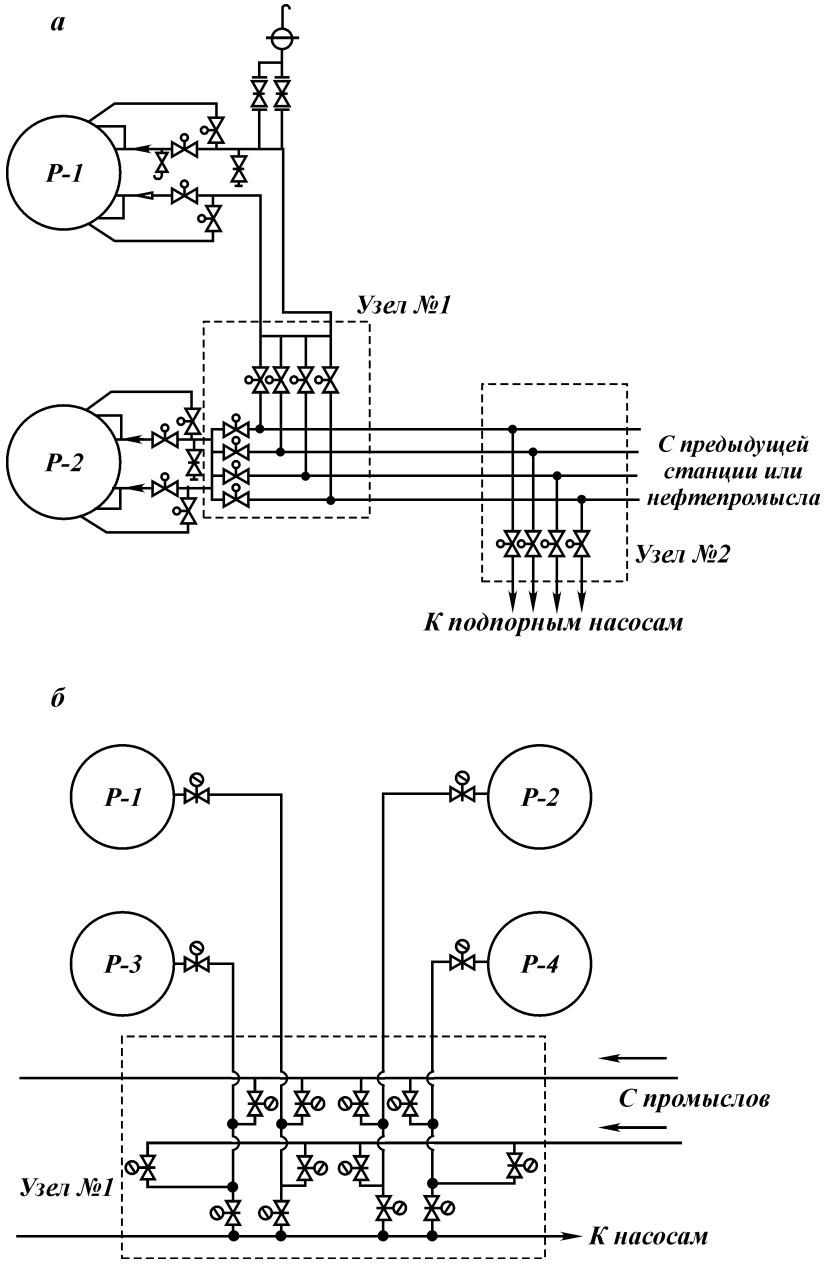


Рис. 7.4. Обвязка резервуаров НПС:
а — для ГНПС и ПНПС; *б* — для ГНПС

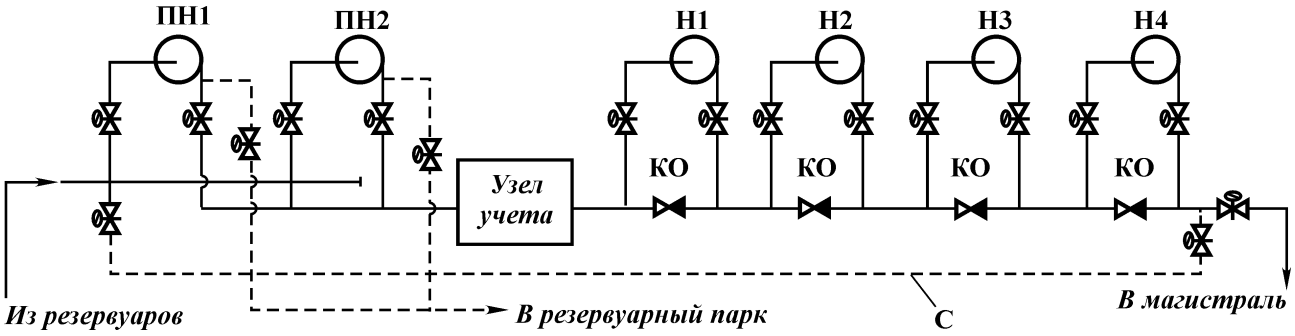


Рис. 7.5. Обвязка основных и подпорных насосов в НПС:
ПН1, ПН2 – подпорные насосы; Н1, Н2, Н3, Н4 – основные насосы; КО – обратный клапан; С – коллектор

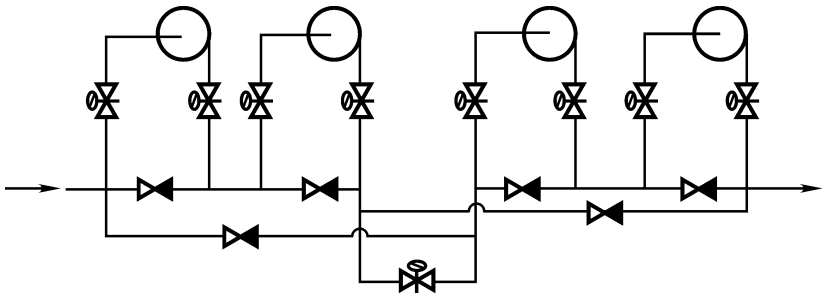


Рис. 7.6. Комбинированное (последовательно-параллельное) соединение насосов НПС

ном направлении (см. рис. 7.5, 7.6, стрелка). При работающем насосе давление, действующее на заслонку клапана справа (давление нагнетания), больше, чем давление, действующее на эту заслонку слева (давление всасывания), вследствие чего заслонка закрыта, и нефть идет через насос. При неработающем насосе давление слева от заслонки клапана больше, чем давление справа от нее, вследствие чего заслонка открыта, и нефть поступает через КО к следующему насосу, минуя неработающий.

Важным элементом НПС магистральных нефтепроводов являются *узел учета нефти на потоке.* Как правило, узел учета размещают на пути движения нефти от резервуарного парка к нефтепроводу между подпорной и магистральной насосными (см. рис. 7.5).

Примерная технологическая схема узла учета представлена на рис. 7.7. Узел состоит из фильтра *3*, струевыпрямителя *4* и турбинного счетчика *5*. Кроме того, узел учета имеет ответвление *7* к контрольному счетчику или пруверу (*от английского слова prove — доказывать, удостоверять)* — устройству, предназначенному для проверки работы счетчиков непосредственным объемным измерением.

Другим типичным элементом технологической схемы НПС является *узел приема-пуска средств очистки и диагностики* внутренней полости нефтепровода (см. рис. 7.2, правая часть). На головных НПС сооружают только камеры пуска, на промежуточных НПС — как камеры пуска, так и камеры приема, в конечных пунктах — только камеры приема.

Существуют различные конструкции средств очистки и диагностики (рис. 7.8). Каждое из очистных устройств обладает определенными преимуществами и недостатками, поэтому

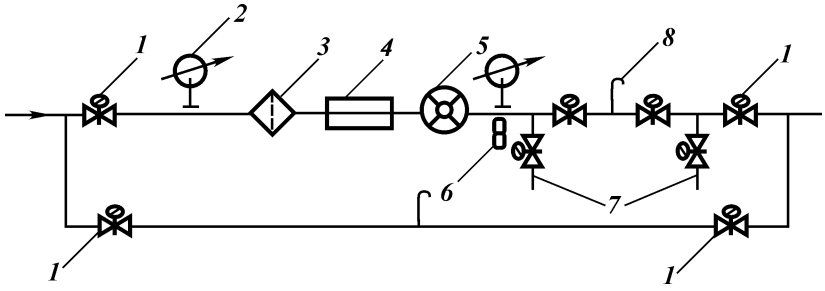


Рис. 7.7. Схема узла учета нефти на потоке:
1 — отсекающие задвижки; *2* — манометр; *3* — фильтр; *4* — струевыпрямитель; *5* — турбинный счетчик; *6* — термометр; *7* — отвод к пруверу; *8* — контрольный кран

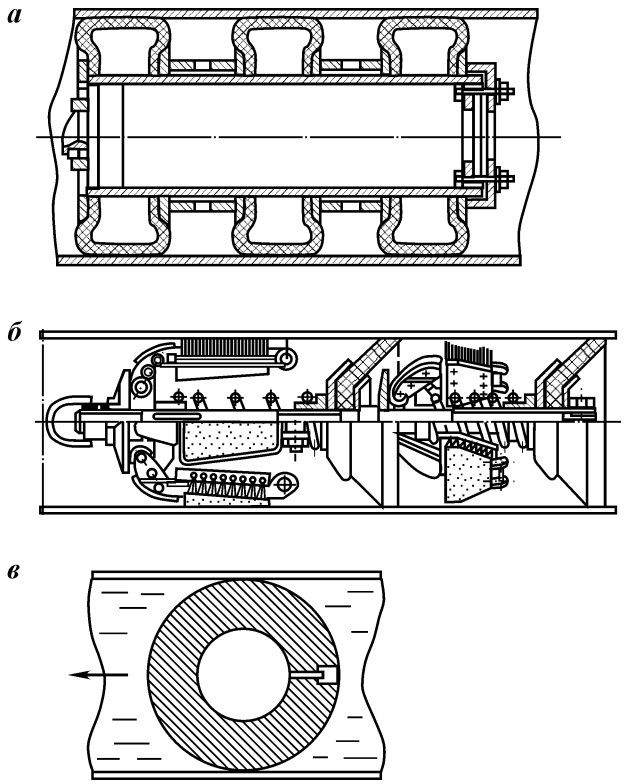


Рис. 7.8. Очистные устройства:
а — очистной поршень; *б* — щеточный скребок типа ЩС; *в* — эластричный шаровой разделитель типа РШ

используется в том или ином конкретном случае. Например, эластичный шаровой разделитель типа РШ обладает повышенной проходимостью внутри трубопровода, способен преодолевать сужения трубы, крутые повороты и даже неполнопроходные задвижки, однако из-за своей эластичности он обладает худшими очистными свойствами по сравнению, например, со скребками, особенно в случае застарелых и твердых отложений.

На рис. 7.9 представлена схема камер приема и пуска эластичных шаровых разделителей конструкции СКБ "Транснефтеавтоматика" на ПНПС.

Для приема разделителей с предыдущего участка нефтепровода используют камеру *6*. Задвижки *№6* и *№8* открывают (задвижка *№5* закрыта) и закрывают задвижку *№7*. Разделители вместе с потоком нефти поступают из линейной части нефтепровода *8* в камеру *6*, что фиксируется сигнализатором *7*. Принятый разделитель остается в камере *6*, а поток, минуя задвижку *№8* (задвижка *№4* закрыта), уходит в линию всасывания ПНПС. Для пуска разделителей используется камера *1*. Задвижку *№1* открывают, а задвижку *№2* закрывают. На отсекатель *14*, удерживающий разделитель в камере, подается команда пуска, и один из разделителей уходит вместе с по-

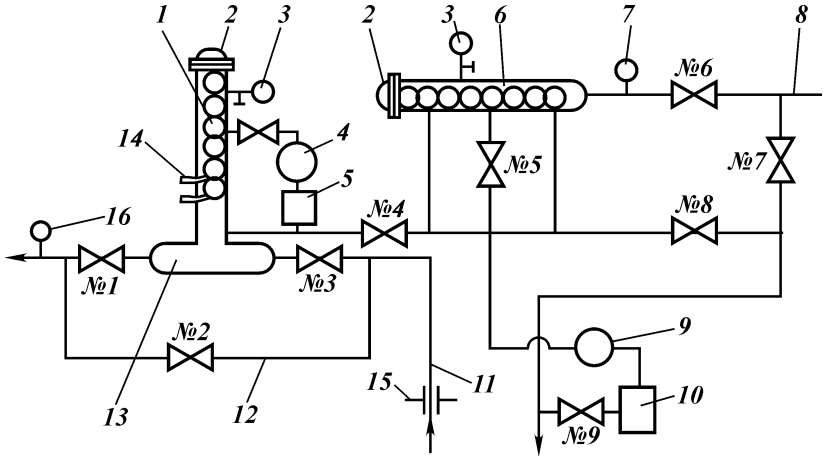


Рис. 7.9. Схема устройств приема и пуска шаровых разделителей РШ:
1 — камера пуска; *2* — концевой затвор; *3* — трехходовой кран; *4, 9* — насосы; *5, 10* — емкости; *6* — камера приема; *7* — сигнализатор; *8* — линия всасывания ПНПС; *11* — линия нагнетания ПНПС; *12* — байпас; *13* — тройник; *14* — отсекающий механизм; *15* — прибор контроля; *16* — линейный сигнализатор

током нефти на следующий участок нефтепровода. Для удаления остатков нефти из камер *1* и *6* (дренажа камер) служат емкости *5* и *10* с насосами *4* и *9.*

7.4. КОНСТРУКЦИЯ И КОМПОНОВКА НАСОСНОГО ЦЕХА

Для сооружения насосных цехов используют огнестойкие материалы (кирпич, бетон, железобетон). Иногда делают здания каркасного типа с заполнением стен легкими панелями. Размеры здания зависят от мощности нефтепровода (числа и типа используемых для перекачки агрегатов), габаритов основного и вспомогательного оборудования.

Насосный цех имеет ленточный (сплошной) или свайный железобетонный фундамент. Свайные фундаменты используют для сооружения насосных на слабых или просадочных грунтах. Глубина заложения подошвы фундамента должна быть ниже глубины промерзания грунта, поскольку в противном случае возможно выпучивание фундамента. Центробежный нагнетатель и привод насоса могут устанавливаться на одном и том же или на отдельных фундаментах, но в любом случае этот фундамент (или фундаменты) не должен соединяться с фундаментом здания.

Наземная часть насосных цехов выполняется из сборных элементов. Несущей частью каркасного здания являются колонны; стены чаще всего выполняются из специальных стеновых панелей. Покрытия выполняются в виде плит и панелей, которые укладываются непосредственно на несущие элементы. Существует несколько видов типовых проектов насосных цехов. Их основой являются требование соблюдения норм, обеспечивающих удобство и безопасность работ при монтаже, эксплуатации и ремонте, а также минимальная стоимость. Конструкцию здания насосного цеха выбирают в зависимости от климатических условий.

Основными помещениями насосного цеха являются насосный зал и зал электродвигателей. Залы оборудуются грузоподъемными механизмами — мостовыми кранами. Грузоподъемность каждого крана определяется максимальным весом установленного оборудования. Для укладки путей мостовых кранов используются подкрановые балки, изготовленные из стали или железобетона и являющиеся частью основного каркаса насосного цеха.

На рис. 7.10 и 7.11 показана типовая компоновка насосного цеха. В данном случае нагнетатели и приводы насосов смонтированы на общем фундаменте. Для уменьшения размеров насосного цеха и обеспечения безопасной работы часть оборудования (задвижки, обратные клапана, коллекторы) размещена за пределами цеха. Несущую основу стены составляют железобетонные колонны высотой 8—12 м, служащие одновременно вертикальной основой каркаса всего здания. На специальных консольных выступах колонн размещены железобетонные подкрановые балки, которые совместно с двускатными железобетонными балками (или фермами покрытия), устанавливаемыми на верхнем срезе колонн, придают пространственную жесткость конструкции цеха. Стены цеха выполнены из панелей, а огнестойкая перегородка изготовлена из кирпича.

Для прокладки основных и вспомогательных трубопроводов применяют *канальную* систему, если диаметры трубопроводов не превышают 500 мм, и *бесканальную* для трубопроводов большего диаметра.

Насосные цехи НПС бывают двух основных типов: с разделительной огнестойкой (брандмауэрской) перегородкой (см. рис. 7.10, 7.11) или без нее. Это зависит от того, каков вариант исполнения приводов перекачивающих агрегатов станции — обычный, *взрывонезащищенный,* или так называемый *взрывобезопасный.* В первом случае помещение насосного цеха разделяют воздухонепроницаемой перегородкой на два отдельных зала с отдельными выходами и входами; во втором случае такого разделения не делают.

Если разделительная перегородка существует, то в первом зале, являющемся помещением повышенной пожаро- и взрывоопасности, устанавливают центробежные нагнетатели, а во втором зале, в который нет доступа нефтяным парам, — приводы агрегатов (электродвигатели). В первом зале размещают также оборудование для сбора и откачки утечек, мостовой кран во взрывобезопасном исполнении с *ручным* приводом грузоподъемностью 8 т. Электродвигатели, установленные во втором зале, имеют встроенные системы водяного охлаждения воздуха с замкнутыми системами вентиляции. Кроме того, во втором зале размещают блок централизованной маслосистемы с аккумулирующим баком и для ремонтных работ — мостовой кран грузоподъемностью 20 т. Центробежные нагнетатели и их приводы (электродвигатели), находящиеся в разных залах, соединяют друг с другом без промежуточного вала. Соединение происходит через отвер-

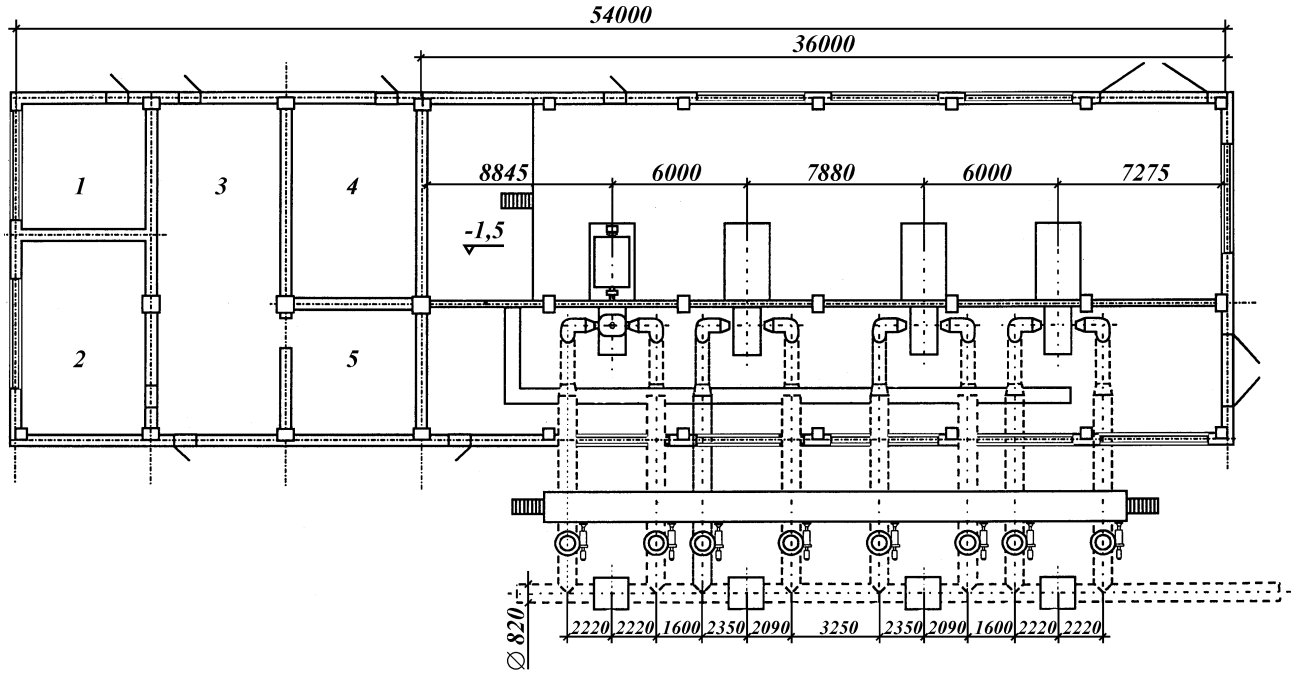


Рис. 7.10. План насосного цеха, оборудованного насосными агрегатами НМ-3600-230:
1 — комперссорная; 2 — операторная; 3 — КТП; 4 — щитовая; 5 — вентиляционная камера

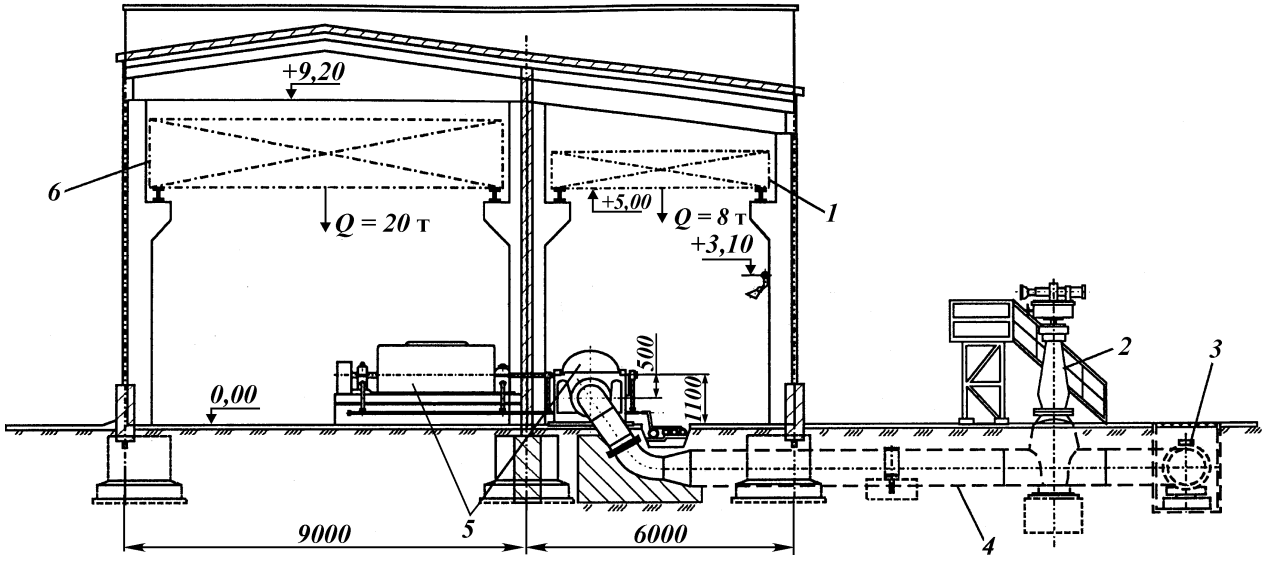


Рис. 7.11. Насосный цех, оборудованный насосными агрегатами НМ-3600-230:
1 — кран ручной мостовой однобалочный; 2 — задвижка с электроприводом; 3 — клапан обратный; 4 — всасывающий трубопровод; 5 — насос с электродвигателем; 6 — кран ручной мостовой двухбалочный

стия герметизирующей камеры в разделительной стенке. К этим отверстиям по специальной системе вентиляции подается чистый воздух, создающий упругую пневмозащиту, препятствующую проникновению нефтяных паров из одного зала в другой. Избыточное давление воздуха в камере перед отверстием должно составлять 25—30 мм вод. ст., расход воздуха на одну камеру — примерно 20 $м^3$/ч. Указанные параметры в системе вентиляции насосных агрегатов должны поддерживаться постоянно, независимо от того, ведется ли перекачка данным насосом или он находится в резерве. Если же в качестве привода насосных агрегатов используются электродвигатели во взрывобезопасном исполнении (что достигается принудительным нагнетанием воздуха под защитный кожух привода для поддержания избыточного давления), то привод устанавливают в общем с нагнетателями зале. Выбор того или иного варианта производится по результатам технико-экономической оценки.

Насосные агрегаты связывают трубопроводами-отводами изогнутой формы, которые соединяют их всасывающие и нагнетательные патрубки через общий коллектор наружной установки. Трубопроводы укладывают в грунте и присоединяют к насосным коммуникациям сваркой. В общем укрытии прокладывают трубопроводные коммуникации вспомогательных систем. Вдоль коммуникаций сооружают площадки для обслуживания и ремонта оборудования с соответствующими ограждениями и лестницами. Места прохождения трубопроводов через разделительную стенку (если таковая имеется) уплотнены специальными герметизирующими сальниками.

Компоновка оборудования и коммуникаций насосного цеха должна проводиться в соответствии с очевидными условиями их нормального функционирования. В частности, эти условия предусматривают:

напорную подачу масла к подшипникам насосов и электродвигателей и безнапорный (самотечный) его отвод от подшипников в баки централизованной маслосистемы;

самотечный отвод утечек нефти от торцевых уплотнений (из картера) основных насосов в сборник утечек по закрытой, герметичной схеме;

напорную откачку нефти из сборников утечек погружными насосами;

принудительную подачу воды для охлаждения воздуха, циркулирующего внутри привода (электродвигателей);

принудительную подачу воды для охлаждения масла централизованной маслосистемы в маслоохладители;

беспрепятственное создание упругой пневмозавесы в отверстиях герметизирующих проемов, через которые соединяются центробежные нагнетатели с приводом.

Разумеется, для обеспечения этих условий (в частности, самотека жидкостей), необходимо предусмотреть правильное соотношение высотных отметок начал и концов технологических трубопроводов. Для свободного доступа к трубопроводам и коммуникациям в местах их прокладки предусматривают съемные плиты пола.

7.5. ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ НАСОСНОГО ЦЕХА

Для обеспечения нормальной эксплуатации перекачивающих агрегатов НПС на ней устанавливают следующие вспомогательные системы:

разгрузки и охлаждения торцевых уплотнений;

смазки и охлаждения подшипников;

сбора утечек от торцевых уплотнений;

средств контроля и защиты насосных агрегатов;

подготовки и подачи сжатого воздуха;

оборотного водоснабжения и охлаждения воды воздухом.

Система разгрузки и охлаждения торцевых уплотнений центробежных нагнетателей предназначена для защиты торцевых уплотнений каждого центробежного нагнетателя от чрезмерных перегрузок по давлению и высоких температур, возникающих при выделении тепла трения. Торцевые уплотнения обеспечивают работу быстро вращающегося вала насосного агрегата в местах его выхода из корпуса нагнетателя (см. рис. 6.2, *8*, рис. 6.9, *12*), поэтому на их долю приходятся большие силовые нагрузки и сильный разогрев. Если не предусмотреть специальную систему разгрузки торцевых уплотнений и отвода выделяющегося тепла, то торцевые уплотнения быстро выйдут из строя.

Существует несколько различных схем разгрузки и охлаждения торцевых уплотнений, но все они действуют по одному и тому же принципу — организации принудительной циркуляции некоторой части перекачиваемой нефти либо внутри корпуса нагнетателя, либо из корпуса нагнетателя наружу, но так, чтобы каждый раз путь жидкости пролегал через каналы в теле уплотнения. Этим достигается, с одной

стороны, снижение перегрузки по давлению, а с другой — охлаждение уплотнения путем отвода тепла, выделяющегося при трении вращающегося вала о детали уплотнения.

При так называемой *групповой схеме разгрузки и охлаждения торцевых уплотнений* некоторая часть перекачиваемой нефти за счет избыточного давления в линии всасывания нагнетателя сначала продавливается через каналы в теле торцевого уплотнения, а затем подается либо в резервуар сбора утечек, либо в коллектор насосной со стороны всасывания. Уходящая нефть уносит с собой выделившееся тепло и разгружает уплотнения. Групповой схема называется потому, что нефть из всех насосов поступает в общий коллектор станции и затем снова подается в линию всасывания. Недостаток такой системы состоит в снижении КПД перекачивающих агрегатов вследствие значительных (10—50 $м^3$/ч) перетоков нефти по линии разгрузки.

Более прогрессивны *индивидуальные схемы охлаждения торцевых уплотнений.* Они применяются для нагнетателей, снабженных торцевыми уплотнениями, выдерживающими высокие нагрузки по перепаду давлений, поэтому предназначены, главным образом, для охлаждения уплотнений. Эта цель достигается созданием принудительной циркуляции нефти из полости нагнетания насоса в полость всасывания насоса. Индивидуальной она называется потому, что встроена в каждый нагнетатель в отдельности. За счет разности давлений между полостями нагнетания и всасывания часть нефти по специальному каналу возвращается из полости нагнетания в полость всасывания колес, проходя при этом через трубки в теле торцевого уплотнения и охлаждая его. Снижение КПД насоса в случае использования индивидуальной схемы значительно ниже, чем в предыдущем случае, поскольку расход циркулирующей нефти уменьшается до 2—4 $м^3$/ч.

Существует еще более прогрессивная разновидность индивидуальной схемы охлаждения торцевых уплотнений, в которой используется разность давления в линии всасывания насоса и рабочего колеса (рис. 7.12). В этой схеме часть нефти по отводу (байпасу) *4*, расположенному в корпусе *2* нагнетателя и имеющему меньшее гидравлическое сопротивление, чем основной коллектор, направляется на входы рабочего колеса не по основному тракту, а через каналы в теле торцевых уплотнений *5*. При этом способе охлаждения КПД насоса не изменяется поскольку нет возвратного перетока нефти из области нагнетания в область всасывания.

В настоящее время в насосах, перекачивающих нефть,

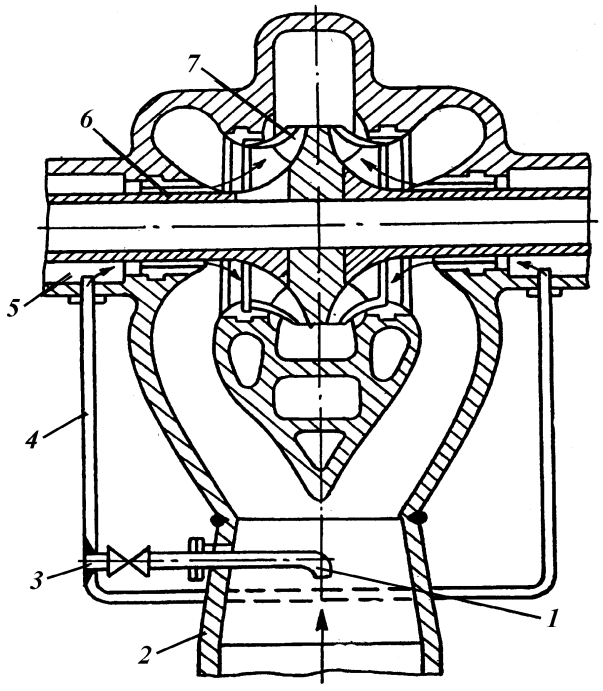


Рис. 7.12. Индивидуальная система охлаждения торцевых уплотнений:
1 — отводная трубка; *2* — корпус всасывающего патрубка; *3* — клапан; *4* — байпас; *5* — торцевое уплотнение; *6* — уплотнение; *7* — полости всасывания колеса

нашла применение *импеллерная (от англ. impeller — крыльчатка)* схема охлаждения торцевых уплотнений. Вместо обычных щелевых уплотнений устанавливается втулка с винтовой нарезкой, вращающаяся вместе с валом насоса. Действуя по принципу шнекового насоса импеллер захватывает нефть из полости всасывания и нагнетает ее туда же в обратном направлении по каналу, проложенному в теле уплотнения. Установившаяся циркуляция нефти обеспечивает необходимое охлаждение торцевого уплотнения. В этой схеме КПД насоса также не снижается, поскольку исключены перетоки жидкости из области нагнетания в область всасывания.

Система смазки и охлаждения подшипников предназначена для смазки и охлаждения быстро вращающихся подшипников насосных агрегатов.

В *системе смазки подшипников* предусмотрена напорная (принудительная) подача масла к подшипникам и его безнапорный возврат в маслобак (рис. 7.13).

Система состоит из маслобака *2,* для заполнения которого предусмотрен шестеренчатый насос *1*, основного насоса *6*, нагнетающего масло через фильтр *4* и маслоохладитель *5* в маслопроводы, ведущие к подшипникам агрегата (изображен в левой части рисунка). Обратно масло возвращается самотеком в маслобак *2*. Отработанное масло перекачивается насосом *3* в емкость *8.* Аккумулирующий бак *7* предназначен для подачи масла в аварийных ситуациях.

Маслобак *2* представляет собой емкость сварной конструкции, на которой устанавливают указатель уровня масла,

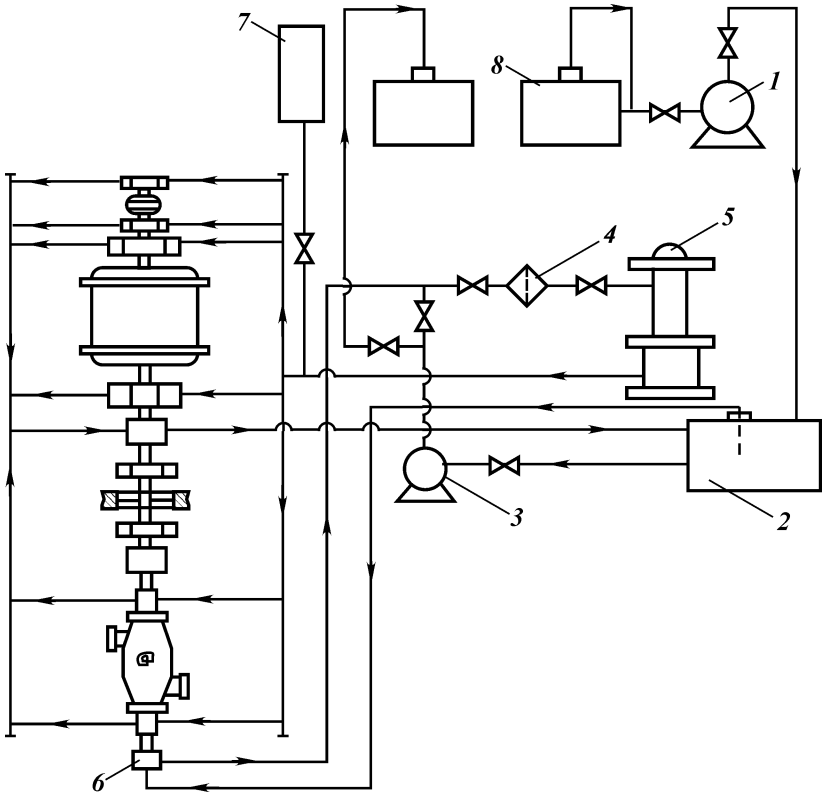


Рис. 7.13. Система смазки подшипников перекачивающих агрегатов НПС

фланцы для присоединения трубопроводов и предохранительный клапан.

Маслофильтры *4* имеют два одинаковых фильтрующих патрона с сетками, включенными в маслосистему через трехходовой кран. Этот кран дает возможность пропускать масло через оба патрона одновременно или только через один из них, что позволяет заменять фильтрационные сетки без остановки агрегата. Степень засоренности фильтров можно контролировать по показаниям манометров, установленных до и после каждого из них.

Система *водяного охлаждения масла* состоит из маслоохладителя *5* представляющего трубчатый теплообменник, внутри которого по латунным трубкам циркулирует вода, а по межтрубному пространству — масло. В верхней части маслоохладителя имеются два крана для спуска воздуха из масляной и водяной камер. На патрубках входа и выхода масла устанавливают термометры. Температура масла на выходе из маслоохладителя должна находиться в пределах 35—55 °С.

В последнее время НПС начали применять *систему воздушного охлаждения масла.* Холодный воздух подается центробежной воздуходувкой. Охлаждение масла достигается обдувкой пучка труб, по которым оно движется. Преимущество этой системы состоит в отсутствии жестких требований к герметизации водяных коммуникаций и очистки последних от отложений, недостаток — в том, что воздух вследствие его меньшей плотности является плохим теплоносителем.

Масляные коммуникации состоят из напорных и сливных трубопроводов. Напорная линия испытывается под давлением 0,5 МПа; всасывающая — под давлением 0,2 МПа. На напорном трубопроводе перед подшипниками устанавливают регулирующие вентили или дроссельные шайбы, позволяющие увеличивать или уменьшать подачу масла к подшипникам.

Для смазки подшипников применяют минеральные масла, которые не должны содержать воду и механические примеси. Лучшими считаются такие сорта масла, у которых температура незначительно влияет на вязкость. Температура застывания масла не должна быть выше 0 °С.

Система охлаждения уплотнений и подшипников (рис. 7.14). Охлаждение уплотнений и подшипников основных насосов *1*, промежуточного вала *2*, маслоохладителя *6*, воздухоохладителя электродвигателя *3* осуществляется посредством теплообменников, в которых циркулирует холодная вода. Эта вода подается из градирни *4* водяными насосами *5* по

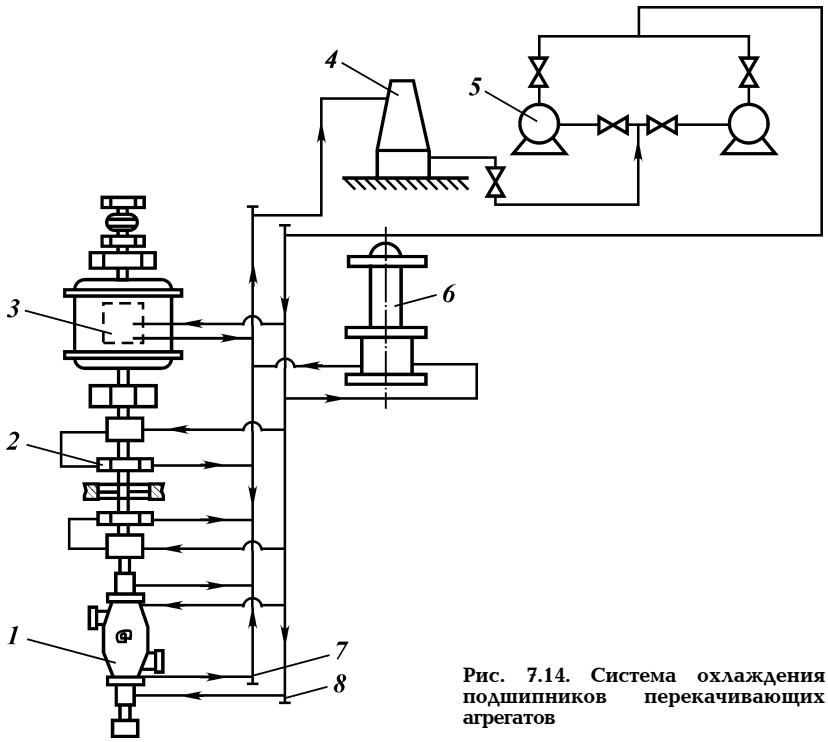


Рис. 7.14. Система охлаждения подшипников перекачивающих агрегатов

нагнетательно-распределительной линии *8*. Отработавшая нагретая вода возвращается для охлаждения в градирню *4* по линии *7*. Расход охлаждающей воды выбирают таким образом, чтобы ее температура не превышала 30—40 °С, так как при 45 °С начинается интенсивное выпадение солей, сужающих поперечное сечение каналов теплообменника и ухудшающих теплообмен. Повышенные требования предъявляются также к жесткости воды и наличию в ней механических примесей (последних не должно быть более 25 мг/л).

Система сбора утечек от торцевых уплотнений. Утечки нефти могут происходить через концевые уплотнения вала насоса, однако их значение незначительно, а при использовании надежных торцевых уплотнений они сведены практически к нулю. Основные утечки происходят через систему разгрузки торцевых уплотнений насоса, поэтому для их сбора и возврата предусмотрена специальная система (рис. 7.15). Утечки из линии разгрузки *2* насоса *1* поступают самотеком

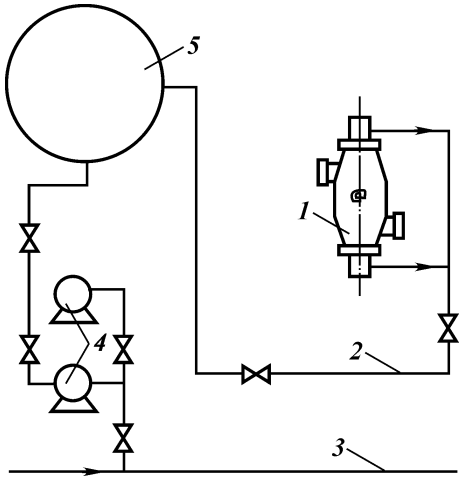


Рис. 7.15. Система сбора утечек

на прием подпорных насосов или в резервуар утечек *5*. Периодически нефть из резервуара утечек закачивают насосами *4* в линию всасывания *3* основных насосов.

Система средств контроля и защиты насосного агрегата. Для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации основного и вспомогательного оборудования нефтеперекачивающие станции имеют разветвленную систему средств контроля работы, сигнализации и блокировки как отдельных перекачивающих агрегатов, так и станции в целом.

На рис. 7.16 представлена схема расположения точек измерения и автоматической защиты основного насосного агрегата.

Подача масла контролируется электроконтактным манометром *10*, контакты которого включены в пусковые цепи электродвигателя, что препятствует его включению при отсутствии давления в линии смазки. Кроме того, падение давления в маслосистеме также вызывает остановку электродвигателя.

Тепловая защита корпуса *6* насоса предотвращает его длительную работу "закрытую задвижку", а контроль за входящим и выходящим из электродвигателя воздухом защищает обмотку статора от перегрева (в летнее время) и образования конденсата (зимой).

Эксплуатация электродвигателей, продуваемых воздухом при избыточном давлении, во взрывоопасных помещениях требует контроля. Сигнализатор *9* выдает разрешение на включение в работу агрегата. Герметичность торцевого

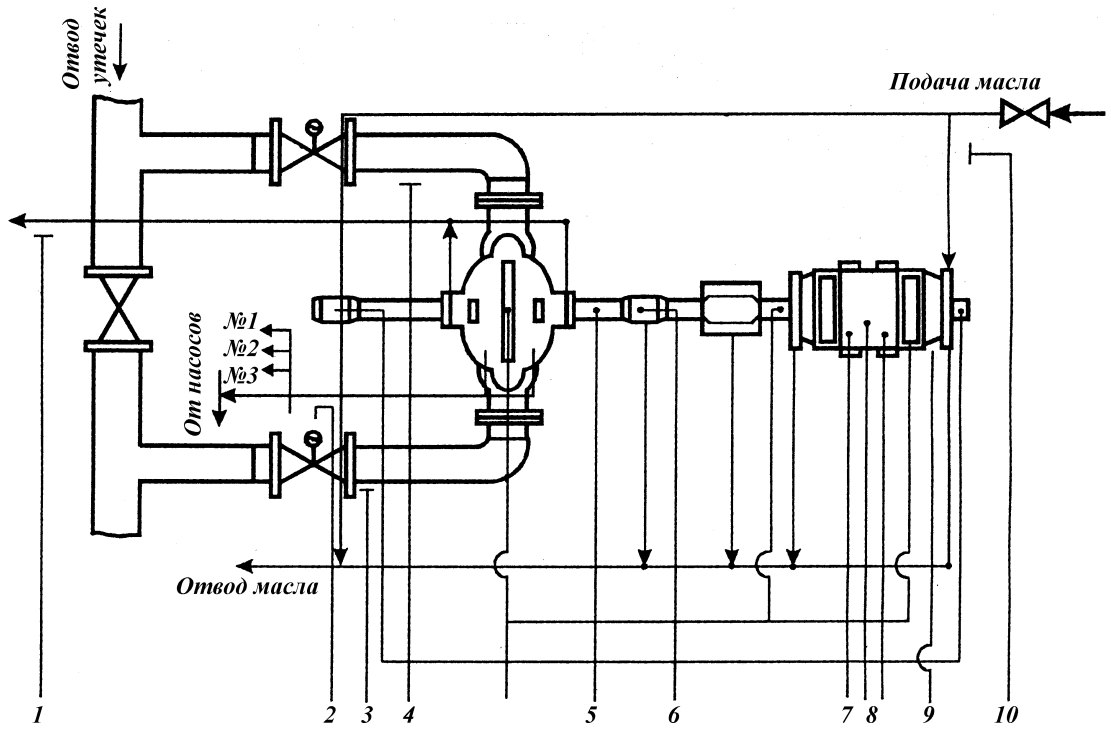


Рис. 7.16. Схема расположения точек измерения и автоматической защиты основного насосного агрегата

уплотнения контролирует датчик *1*, который обеспечивает защиту в случае резкого увеличения утечек. Вибрацию оборудования в процессе его работы регистрирует вибросигнализатор *5*, который отключает агрегат при критических уровнях вибрации. Визуальный контроль за давлением всасывания и нагнетания насосов осуществляют с помощью манометров *3* и *4*, причем применяют как механические, так и электроконтактные манометры. Счетчик *8* числа часов работы агрегата служит для равномерной загрузки агрегата, что способствует увеличению межремонтных сроков.

Давление в линии разгрузки контролируют с помощью манометра *2*, а нагрузку электродвигателя фиксируют амперметром *7*.

Система подготовки и подачи сжатого воздуха предназначена для питания пневмоприводов, контрольно-измерительных приборов и автоматики. Поскольку для нормальной работы этих устройств необходим воздух определенной кондиции, наружный воздух предварительно очищается фильтрами, охлаждается в теплообменнике водой и осушается на специальной установке.

7.6. РЕЗЕРВУАРНЫЕ ПАРКИ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ

Неотъемлемой частью системы магистрального нефтепровода являются резервуарные парки, которые служат для обеспечения основного технологического процесса — надежной и бесперебойной перекачки нефти по нефтепроводу. Резервуарные парки необходимы:

для приема нефти от добывающих предприятий;

для учета нефти;

для обеспечения заданных свойств нефти, включая возможное компаундирование;

для компенсации неравномерности приема-отпуска нефти.

В соответствии с этим назначением резервуарными парками оборудуют головные нефтеперекачивающие станции, некоторые из промежуточных станций, а также нефтебазы в конце нефтепровода.

Резервуарные парки ГНПС предназначены для создания запасов нефти с целью обеспечения бесперебойной работы трубопровода в случае прекращения или неравномерной поставки нефти с промысла, а также для приема нефти при

аварийных или плановых остановках перекачки. Резервуарные парки на НПС сооружают в случаях если эти станции находятся в пунктах подкачки нефти или местах разветвления (соединения) нефтепроводов. При последовательной перекачке разносортных нефтей резервуарные парки обеспечивают накопление партии каждой нефти в объеме, достаточном для перекачки (см. гл. 10). Резервуарными парками в конце нефтепровода служат сырьевые парки нефтеперерабатывающих заводов, парки перевалочных нефтебаз или наливных пунктов.

Суммарный *полезный* (или, как его называют, *активный)* объем резервуарных парков нефтепровода, транспортирующего сырую нефть одного вида, в соответствии с ВНТП 2-86 принимают согласно табл. 7.1.

Для хранения нефти применяют металлические и железобетонные резервуары, как наземные, так и подземные.

Таблица 7.1

Рекомендуемые суммарные объемы резервуарных парков магистральных нефтепроводов (в суточных объемах перекачки)

Протяженность участка нефтепровода, км	Диаметр нефтепровода, мм			
	630 и менее	720, 820	1020	1220
До 200	1,5	2	2	2
От 200 до 400	2	2,5	2,5	2,5
От 400 до 600	2,5	2,5/3	2,5/3	2,5/3
От 600 до 800	3	3/3,5	3/4	3,5/4,5
От 800 до 1000	3/3,5	3/4	3,5/4,5	3,5/5

Примечания: 1. В числителе указаны цифры для нормальных условий прохождения нефтепроводов, а в знаменателе — при прохождении в сложных условиях (при этом заболоченные или горные участки должны составлять не менее 30 % общей протяженности нефтепровода). 2. При протяженности нефтепровода свыше 1000 км к указанному объему резервуарного парка добавляется объем, равный значению объема, соответствующего длине превышения нефтепровода над 1000 км.

ГНПС магистральных нефтепроводов в случае перекачки нефти одного сорта должны располагать резервуаром объемом от двух- до трехсуточной пропускной способности нефтепроводов.

ПНПС нефтепроводов, расположенные на границах эксплуатационных участков, т.е. участков, в пределах которых перекачка ведется в режиме из "насоса в насос", для обеспечения гидравлической независимости их работы должны иметь резервуар объемом 0,3—0,5 суточной пропускной способности трубопровода. Этот объем должен быть увеличен до 1,0—1,5-суточного запаса, если в данном пункте происходят приемосдаточные операции.

НПС, расположенные в местах разветвления (или соединения) нефтепроводов, должны иметь резервуар объемом 1,0—1,5-суточной пропускной способности трубопровода с наибольшим значением этого параметра. Если по нефтепроводу перекачивают последовательно нефть различных сортов, то допускается увеличение объема резервуара на этих станциях до пределов, требуемых расчетами.

К подземным (заглубленным в грунт или обложенным грунтом) относятся резервуары, в которых наивысший уровень нефти расположен не менее чем на 0,2 м ниже планировочной отметки прилегающей площадки.

В зависимости от объема и места расположения резервуары подразделяются на три класса:

класс I — особо опасные резервуары объемом 10 000 м^3 и более, а также резервуары объемом 5000 м^3 и более, расположенные непосредственно по берегам рек, крупных водоемов, а также в черте городской застройки;

класс II — резервуары повышенной опасности объемом от 5000 до 10 000 м^3;

класс III — опасные резервуары объемом от 100 до 5000 м^3.

Наибольшее распространение в системе магистральных нефтепроводов получили стальные резервуары. Для сокращения потерь от испарения эти резервуары оборудуют дыхательной арматурой (рабочими и предохранительными клапанами), системой газовой обвязки, понтонами или используют специальные конструкции с понтоном или плавающей крышей.

ГОСТ 1510—76 "Нефть и нефтепродукты" установлены области применения различных резервуаров в зависимости от наименования классов, типов и групп нефтей. Так, например, для хранения сырых и обессоленных нефтей с давлением насыщенных паров до 200 мм рт. ст. применяют горизонтальные резервуары низкого давления и вертикальные стальные резервуары со стационарной крышей без газовой обвязки с дыхательными клапанами. Для нефтей с давлением насыщенных паров выше 200 мм рт. ст. разрешается применять горизонтальные стальные резервуары низкого давления, вертикальные стальные резервуары с плавающей крышей, понтоном или системой газовой обвязки.

Охарактеризуем некоторые типы резервуаров, применяемых в системе магистрального нефтепровода.

Вертикальные стальные цилиндрические резервуары со стационарной крышей (РВС) представляют собой цилиндры, сваренные из стальных листов размером 1,5×6,0 м, толщиной 4—25 мм с конической или сферической крышей (рис. 7.17).

Длинная сторона каждого листа располагается горизонтально. Ряд листов называется поясом резервуара. Крыша резервуара опирается по краям на фермы, а у резервуаров большим объемом — на центральную стойку. Сварное днище резервуара покоится на песчаной подушке и имеет уклон от

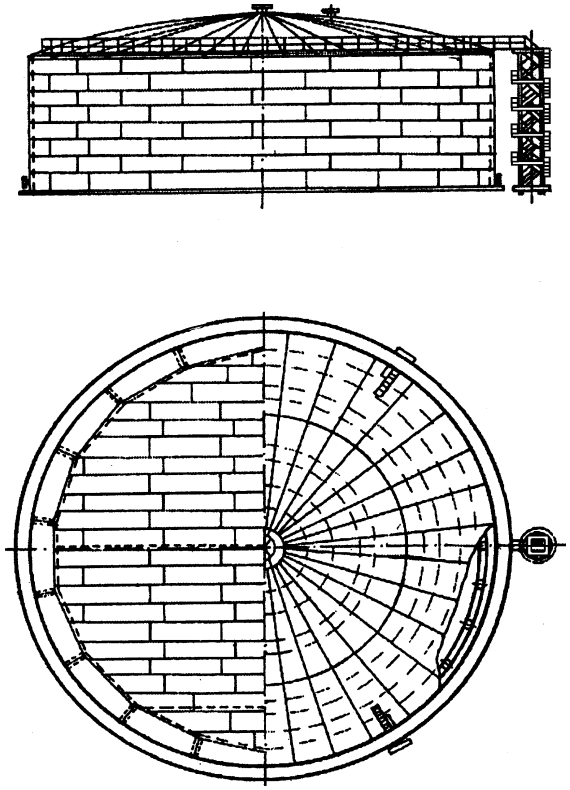


Рис. 7.17. Вертикальный стальной резервуар со сферической крышей объемом 10 тыс. м^3

центра к периферии. Последнее способствует более полному удалению подтоварной воды. Объем РВС колеблется от 100 до 50000 м^3; избыточное давление может составлять до 2000 Па, вакуум — до 200 Па.

Вертикальные стальные резервуары с понтоном (РВСП) отличаются от РВС тем, что имеют понтоны, плавающие на поверхности нефти и предназначенные для уменьшения испарения жидкости (рис. 7.18).

Понтоны бывают металлические или синтетические. Они перемещаются вместе с нефтью вверх или вниз в зависимости от того, заполняется или опорожняется резервуар. Металлические понтоны имеют уплотняющие манжеты, прилегающие к внутренней поверхности резервуара, перемещение

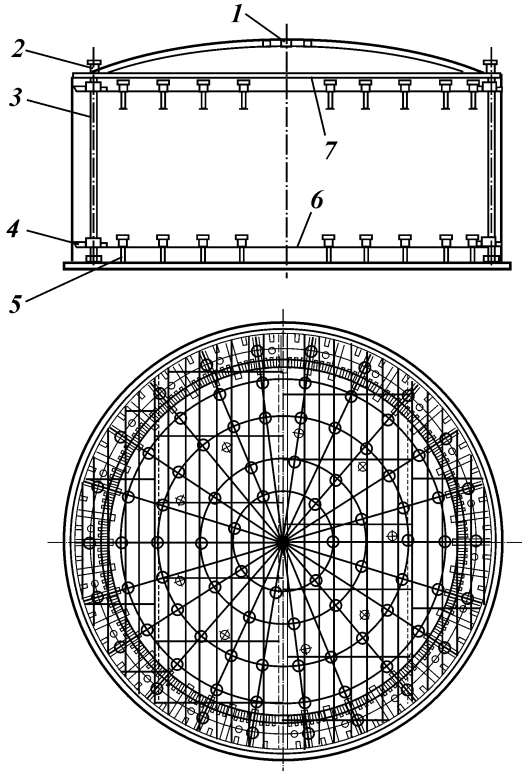


Рис. 7.18. Вертикальный стальной резервуар с понтоном объемом 20 тыс. м^3:
1 — люк центральный; *2* — огневой предохранитель; *3* — направляющая труба; *4* — уплотнение понтона; *5* — опорная стойка понтона; *6* — нижнее положение понтона; *7* — верхнее положение понтона

понтона происходит по направляющим трубам. Синтетические понтоны состоят из кольца жесткости с сеткой, опирающегося на поплавки, и коврового покрытия из синтетической пленки.

Вертикальные стальные резервуары с плавающей крышей (РВСПК) не имеют стационарной крыши. Крышу резервуара заменяет полый диск-короб, плавающий на поверхности нефти и опускающийся вместе с ней при опорожнении резервуара и поднимающийся вверх при заполнении резервуара. Диаметр плавающей крыши меньше внутреннего диаметра резервуара, а кольцевое пространство между диском-коробом и внутренней поверхностью резервуара уплотнено специальными манжетами. В нижнем положении крыша резервуара ложится на специальные стойки, расположенные равномерно по окружности резервуара. Плавающая крыша имеет уклон от периферии к центру для сбора и удаления дождевой воды.

Следует иметь в виду, что не весь объем резервуара может быть использован полностью. В нижней части резервуара, как правило, скапливается вода (*подтоварная вода*) и имеется слой механических отложений (*осадок*). Полезный или активный объем $V_п$ резервуара определяется как максимально возможный объем нефти, допустимый из него к откачке. Этот объем определяется по формуле

$$V_п = \eta_э V_{о.р},$$

в которой $V_{о.р}$ — геометрический объем резервуара; $\eta_э$ — коэффициент использования резервуара, зависящий от его объема и конструкции (табл. 7.2).

Оборудование резервуаров. Подробно ознакомиться с конструкциями, устройством и принципом действия основного оборудования резервуаров можно по специальной литературе. В общем случае это оборудование включает:

механический дыхательный и гидравлический предохрани-

Таблица 7.2

Основные параметры резервуаров для хранения нефти

Тип, номинальный объем резервуара, $м^3$	Геометрический объем $V_{о.р}$ резервуара, $м^3$	Коэффициент $\eta_э$ использования резервуара	Диаметр резервуара, м	Высота резервуара, м
Вертикальный стальной резервуар без понтона:				
5000	4866(4573)	0,76	22,8(22,79)	11,92(11,92)
10 000	10 950 (10 950)	0,76	34,2(34,2)	11,92(11,94)
Вертикальный стальной резервуар с понтоном:				
20 000	20 900	0,79	39,9	17,9
50 000	47 460	0,79	60,7	17,9
Вертикальный стальной резервуар с понтоном с плавающей крышей:				
20 000	20 900	0,83	39,9	17,9
50 000	48 900	0,83	60,7	17,9
Железобетонный подземный резервуар, 10 000	10 510	0,72	0,42	7,98

Примечание. В скобках приведены данные по стальным резервуарам, эксплуатируемым в условиях низких температур.

тельный клапаны для защиты резервуара от чрезмерных повышения или понижения давления в газовом пространстве резервуара, а также для сокращения потерь нефти при больших дыханиях;

огневой предохранитель для предотвращения попадания в резервуар открытого огня и искр;

замерный люк для измерения уровня нефти и отбора проб;

уровнемер (поплавковый, ультразвуковой или другой конструкции) для контроля за уровнем нефти в резервуаре, а также оперативного управления процессами закачки-выкачки;

нижний люк-лаз для вентиляции резервуара перед началом ремонтных работ, а также удаления грязи при зачистке;

световые люки для проветривания резервуара во время ремонта и зачистки;

сифонный кран для спуска подтоварной воды;

"хлопушку" для предотвращения утечки в случае повреждения приемораздаточных трубопроводов и задвижек;

подогревательные устройства при хранении высоковязких нефтей;

устройства для размыва осадка, выпадающего при хранении нефтей (размывающие головки и винтовые мешалки);

противопожарное оборудование (пеногенераторы, системы послойного тушения) и т.п.

Рассмотрим конструкцию оборудования некоторых видов, устанавливаемого на резервуарах.

Дыхательная арматура резервуара состоит из *дыхательного* и *предохранительного клапанов,* назначение которых — предотвращение повышения давления в газовом пространстве резервуара сверх предельно допустимого (2000 Па) или, наоборот, образование вакуума ниже критического (200 Па). Слишком высокое и слишком низкое давление опасны для целостности резервуара. Дыхательный клапан регулирует давление в газовом пространстве резервуара, выпуская в атмосферу пары нефти при повышении давления до предельно допустимого, или впуская воздух в резервуар при образовании чрезмерного вакуума. Предохранительный клапан, имеющий пределы срабатывания на 10 % больше, чем дыхательный клапан, действует как страховка последнего.

На рис. 7.19 изображен непримерзающий дыхательный клапан (НДКМ).

Клапан работает следующим образом. При возникновении в резервуаре (и, следовательно, в межмембранной камере) разряжения, соответствующего пределу срабатывания клапа-

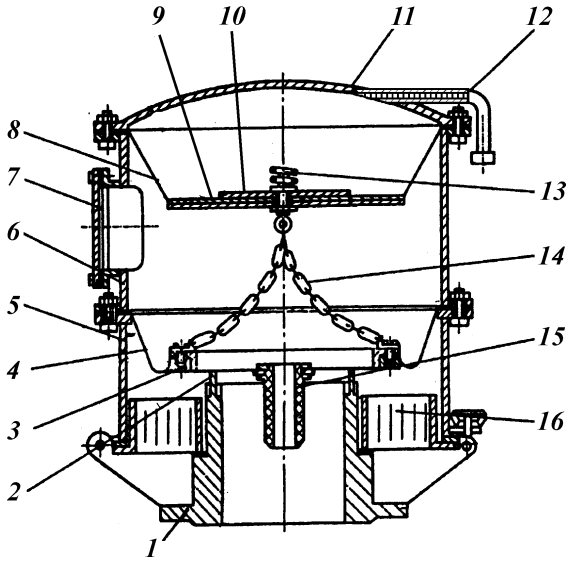


Рис. 7.19. Непримерзающий мембранный дыхательный клапан (НДКМ):
1 — соединительный патрубок; *2* — седло; *3* — тарелка; *4* — нижняя мембрана; *5* — нижний корпус; *6* — верхний корпус; *7* — боковой люк; *8* — верхняя мембрана; *9* — диски; *10* — регулировочные грузы; *11* — крышка; *12* — трубка; *13* — амортизирующая пружина; *14* — цепи для соединения дисков и тарелок; *15* — импульсная трубка; *16* — кольцевой огневой предохранитель

на, тарелка *3* поднимается, и в газовое пространство поступает атмосферный воздух. При повышении давления в резервуаре сила, действующая на верхнюю мембрану *8*, больше силы, действующей на нижнюю мембрану *4*, и когда разность сил превышает вес тарелки *3* и диска *9* с грузом *10*, то верхняя мембрана, прогибаясь вверх, увлекает за собой тарелку *3*, открывая выход паровоздушной смеси в атмосферу.

Для работы в комплекте с непримерзающим дыхательным клапаном предназначен предохранительный гидравлический клапан (КПГ) (рис. 7.20).

Клапан КПГ состоит из корпуса *7* с присоединительным фланцем; чашки *6* для размещения жидкости гидрозатвора предотвращающего выброс жидкости при срабатывании клапана; кассеты огневого предохранителя *3*; крышки *2* для защиты от атмосферных осадков и трубки *1* для слива и налива жидкости.

Клапан работает следующим образом. При повышении давления в резервуаре, и следовательно, под чашкой *6*, жид-

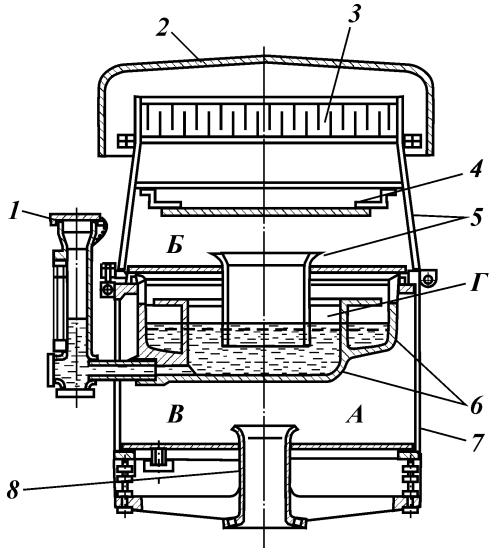


Рис. 7.20. Предохранительный гидравлический клапан (КПГ):
1 — трубка для слива и налива жидкости; *2* — крышка для защиты от атмосферных осадков; *3* — кассета огневого предохранителя; *4* — экран; *5* — верхний корпус; *6* — чашка для размещения жидкости; *7* — корпус; *8* — патрубок

кость из чашки выбрасывается через патрубок и, отражаясь от экрана *4*, собирается в кольцевой полости, идущей вокруг чашки *6*. При срабатывании клапана газовое пространство резервуара свободно сообщается с атмосферой, обеспечивая высокий расход парогазовой смеси (или воздуха) через кассету *3*. Выброшенная жидкость сливается через сливные штуцеры и используется при повторной заливке.

На рис. 7.21 показано устройство сифонного крана для спуска подтоварной воды.

Кран устанавливается в первом поясе резервуара на высоте ≈1,3 м от дна. Устройство, монтируемое в защитном кожухе *1*, представляет собой Г-образную трубу *3*, которая через сальниковое уплотнение *2* вставлена внутрь резервуара. Нижний конец трубы снабжен защитным фильтром *4*, обеспечивающим отбор воды и не пропускающим частицы твердых отложений и грязь; снаружи труба имеет пробковый кран *6*. Для удаления подтоварной воды поворотной ручкой *5* трубу *3* опускают к днищу резервуара, и вода, выдавливаемая столбом находящейся над ней нефтью, вытесняется наружу.

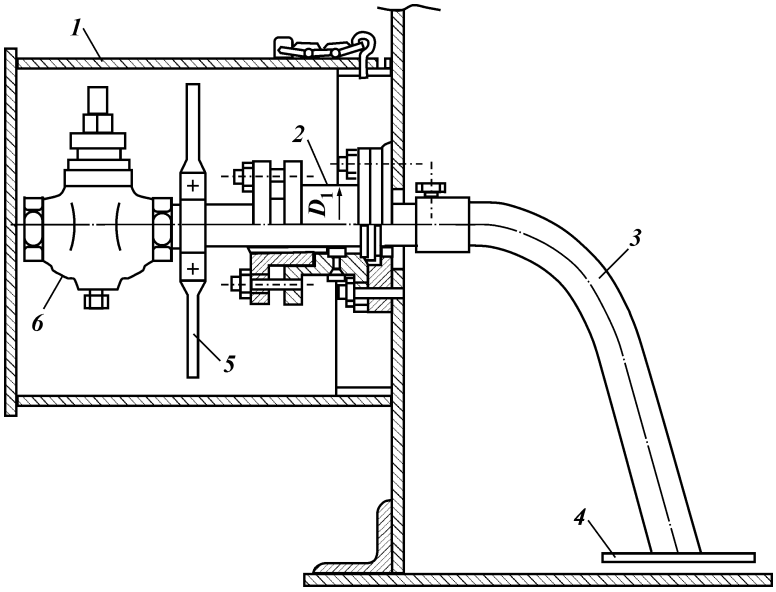


Рис. 7.21. Сифонный кран для спуска подтоварной воды

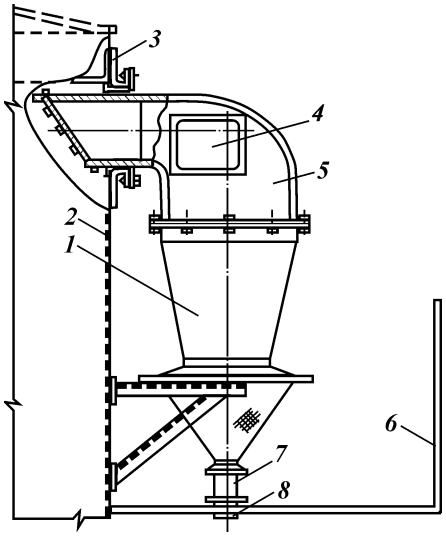


Рис. 7.22. Установка пожаротушения ГВПС-2000 на резервуаре:
1 — пеногенератор; *2* — стенка резервуара; *3* — фланец; *4* — смотровой люк; *5* — пенокамера; *6* — площадка ограждения для обслуживания; *7* — вставка; *8* — трубопровод для подачи раствора пенообразователя

В случае возникновения пожара тушение горящей в резервуаре нефти производят пеной, изолирующей зеркало горючей жидкости от кислорода воздуха. На резервуарах большого объема монтируют установки ГВПС-600 или ГВПС-2000 для генерации пены из специального пенообразователя, устройство которых представлено на рис. 7.22.

Устройство состоит из пеногенератора *1* с трубопроводом *8* для подачи раствора пенообразователя. В отсутствии чрезвычайной ситуации пенокамера закрыта герметизирующей крышкой. Крепление этой крышки к корпусу камеры осуществляется стяжками с замками, состоящими из двух частей, спаянных сплавом с температурой плавления около 120 °С. При возникновении пожара замки стяжек расплавляются и крышка под действием собственного веса падает, открывая путь пены к горящей жидкости.

ГЛАВА 8 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ ПРИ СТАЦИОНАРНОМ РЕЖИМЕ ПЕРЕКАЧКИ

8.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАСЧЕТА

После того, как выбрана трасса нефтепровода и определена его протяженность, переходят к технологическим расчетам.

Задачей технологических расчетов является выбор технологических параметров проектируемой системы. В эту задачу входит, в частности, решение следующих вопросов:

выбор диаметра нефтепровода и числа перекачивающих станций;

определение мест размещения перекачивающих станций;

расчет режимов эксплуатации нефтепровода.

Первая из этих задач решается в три этапа. Сначала осуществляются многовариантные технологические расчеты нефтепровода при известных диаметре (диаметрах) магистрали и числе перекачивающих станций. Затем выполняется экономическая оценка стоимости (капитальных вложений и эксплуатационных затрат) каждого из рассмотренных вариантов и, наконец, на основе того или иного критерия оптимальности выбирается наилучший вариант из возможных.

Вторая задача решается на основе результатов технико-экономической оптимизации, выполненной на предыдущем этапе, и информации о районе пролегания нефтепровода, в частности, наличии населенных пунктов, подъездных дорог, линий электропередач и т.п.

Третья задача решается после конкретизации параметров нефтепровода, полученной на первых этапах технологическо-

го проектирования, в частности, после выбора конкретного оборудования, устанавливаемого на линейной части и перекачивающих станциях. В расчет режимов эксплуатации нефтепровода входят уточненные (поверочные) расчеты пропускной способности нефтепровода как в номинальных, так и в нерасчетных условиях; определение давлений *до* (в линиях всасывания) и *после* (в линиях нагнетания) перекачивающих станций; решения вопросов о необходимости регулирования режимов перекачки.

Для технологических расчетов нефтепровода необходима информация о производительности и протяженности нефтепровода, располагаемом насосном и регулирующем оборудовании, характеристиках труб, в частности, об ограничениях на максимально допустимые давления, о стоимостях основного и вспомогательного оборудования, стоимости строительно-монтажных работ и т. д. Задание на проектирование составляют в соответствии с требованиями СНиП 1.02.01−85. Это задание должно содержать:

наименования начального и конечного пунктов нефтепровода;

грузопоток в нефтепроводе (млн т/год) при полном развитии с указанием роста загрузки по этапам;

перечень нефтей (или их смесей), подлежащих транспортировке с указанием их свойств: плотности, вязкости (при двух значениях температуры), упругости насыщенных паров, температуры застывания и т.п. (см. табл. 4.1);

перечень пунктов сброса и подкачек нефтей с указанием их объемов по сортам;

условия поставки, приема и отгрузки;

рекомендации по организации управления и т.п.

Таблица 8.1

Параметры магистральных нефтепроводов

Грузопоток, млн т/год	Диаметр наружный, мм	Рабочее давление, МПа (атм)
0,7−1,2	219	8,8−9,8 (90−100)
1,1−1,8	273	7,4−8,3 (75−85)
1,8−2,2	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)

Таблица 8.2

Нормативная годовая продолжительность (в сутках) работы магистральных нефтепроводов

Протяженность, км	Диаметр нефтепровода, мм	
	До 820 (включительно)	Свыше 820
До 250	357	355
Свыше 250 до 500	356 (355)	353 (351)
Свыше 500 до 700	354 (352)	351 (349)
Свыше 700	352 (350)	349 (345)

Примечание. В скобках указаны значения параметров для сложных условий прохождения нефтепроводов (заболоченная местность, горные участки), если только в этих условиях находится не менее 30 % общей протяженности трубопровода.

Пропускная способность нефтепровода определяется по грузопотоку и числу рабочих дней с учетом затрат времени на техническое обслуживание нефтепровода, капитальный ремонт и ликвидацию повреждений, а также на опорожнение и заполнение резервуаров (табл. 8.1, 8.2).

Пропускная способность нефтепровода определяется умножением суточной пропускной способности на коэффициент $k_{\text{п}}$, учитывающий возможность перераспределения потоков в процессе его эксплуатации.

Для однотрубных (однониточных) нефтепроводов $k_{\text{п}} \cong 1{,}07$; для параллельных двухтрубных (двухниточных) нефтепроводов, образующих единую систему, $k_{\text{п}} \cong 1{,}05$; для нефтепромысловых магистралей $k_{\text{п}} \cong 1{,}10$.

8.2. УРАВНЕНИЕ БЕРНУЛЛИ ДЛЯ УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА

В основе гидравлических расчетов участка трубопровода, по которому осуществляется перекачка нефти (рис. 8.1) лежит хорошо известное уравнение Бернулли:

$$\left(\frac{p_1}{\rho g} + z_1\right) - \left(\frac{p_2}{\rho g} + z_2\right) = h_{1\text{–}2}, \qquad (8.1)$$

в котором p_1, p_2 — давление в сечениях x_1, x_2 нефтепровода, соответственно; z_1, z_2 — высотные отметки этих сечений, а h_{1-2} — потери напора на участке $[x_1, x_2]$ трубопровода. Отношение $p/\rho g$ называется *пьезометрическим* напором, а величина z — *геометрическим* напором в сечении x трубопровода. Обе величины измеряются в метрах.

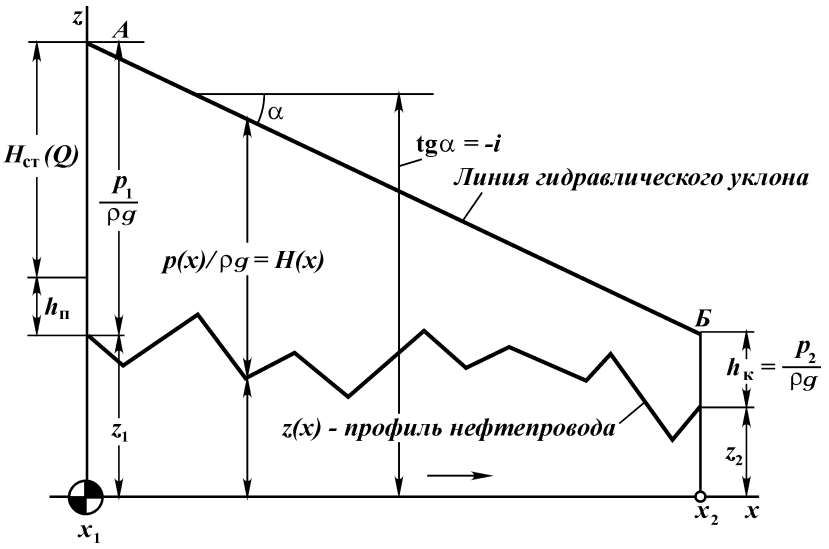


Рис. 8.1. К гидравлическому расчету участка нефтепровода

Потери напора h_{1-2} на участке 1−2 нефтепровода состоят из двух частей:

$$h_{1-2} = h_{т} + h_{м}. \tag{8.2}$$

Первая из них называется *потерей напора на трение,* (она выражает потери механической энергии за счет сил внутреннего трения слоев вязкой нефти друг о друга), вторая – *потерей напора на преодоление местных сопротивлений* (сужений, поворотов, задвижек и т.п.).

Потери напора $h_{т}$ (м) на трение рассчитывают по формуле

$$h_{т} = \lambda \frac{L_{1-2}}{d} \frac{u^2}{2g}, \tag{8.3}$$

называемой формулой Дарси − Вейсбаха. В этой формуле u − средняя по сечению скорость перекачки ($u = 4Q/\pi d^2$); d − внутренний диаметр трубопровода; $L_{1-2} = x_2 - x_1$ − длина участка трубопровода между рассматриваемыми сечениями x_1 и x_2; λ − коэффициент гидравлического сопротивления.

Потери напора $h_{м}$ (м) на преодоление местных сопротивлений рассчитывают по формуле

$$h_{м} = \sum_{j} \zeta_j \frac{u^2}{2g}, \tag{8.4}$$

в которой ζ_j – коэффициенты местных сопротивлений, а суммирование осуществляется по всем сопротивлениям, имеющимся на участке 1–2.

Иногда наличие местных сопротивлений в магистральном нефтепроводе учитывают огрубленно, полагая, что потери напора на местных сопротивлениях составляют примерно 2 % от потерь напора на трение, т.е. принимают, что $h_м = 0{,}02h_т$. В этом случае полные потери напора h_{1-2} на участке нефтепровода между сечениями x_1 и x_2 вычисляются по формуле

$$h_{1-2} = 1{,}02\lambda\frac{L_{1-2}}{d}\frac{u^2}{2g}. \qquad (8.5)$$

Если учесть, что коэффициент λ гидравлического сопротивления зависит (через число Рейнольдса) от скорости перекачки и, значит, от пропускной способности трубопровода, то уравнение Бернулли (8.1) с учетом формул (8.2)–(8.4), записанное в форме

$$\boxed{\frac{p_1-p_2}{\rho g} + (z_1 - z_2) = \lambda\frac{L_{1-2}}{d}\frac{u^2}{2\rho g} + \sum_j \zeta_j \frac{u^2}{\rho g},} \qquad (8.6)$$

является соотношением, связывающим давления в сечениях 1 и 2 со скоростью перекачки, а следовательно, и с ее расходом $Q = u\pi d^2/4$.

Пример. *Давление $p_н$ в начале 100-км участка нефтепровода ($z_н$ = 75 м) равно 55 атм., а давление $p_к$ в его конце ($z_к$ = 25 м) – 3 атм. Определить давление p_* в промежуточном сечении x_* = 40 км, если известно, что z_* = = 100 м, а плотность перекачиваемой нефти ρ = 870 кг/м^3.*

Решение. Находим напоры в начале H_1 и в конце H_2 участка:

$$H_1 = z_н + p_н/\rho g = 75 + 55\cdot 0{,}981\cdot 10^5/(870\cdot 9{,}81) \cong 707{,}2 \text{ м};$$

$$H_2 = z_к + p_к/\rho g = 25 + 3\cdot 0{,}981\cdot 10^5/(870\cdot 9{,}81) \cong 59{,}5 \text{ м}.$$

Поскольку линия гидравлического уклона представляет собой прямую, то напор H_* в промежуточном сечении x_* = 40 км находится линейной интерполяцией напоров H_1 и H_2:

$$\frac{H_*-H_1}{H_2-H_1} = \frac{x_*-0}{L-0} \Rightarrow \frac{H_*-707{,}2}{59{,}5-707{,}2} = \frac{40}{100} \Rightarrow H_* \cong 448{,}1 \text{ м}.$$

Находим давление p_* в промежуточном сечении:

$$p_* = \rho g(H_* - z_*) = 870\cdot 9{,}81\cdot(448{,}1 - 100) \cong 2{,}97\cdot 10^6 \text{ Па},$$

что соответствует 2970000/98100 ≈ 30,3 атм.

8.3. КОЭФФИЦИЕНТ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ

8.3.1. БАЗИСНЫЕ ФОРМУЛЫ

Для расчета коэффициента $\lambda = \lambda(\mathrm{Re}, \varepsilon)$ гидравлического сопротивления можно использовать следующие формулы:

если число Рейнольдса $\mathrm{Re} = ud/\nu < 2320$, то течение нефти – *ламинарное*, для него

$$\boxed{\lambda = \frac{64}{\mathrm{Re}}} \text{ (}\textit{формула Стокса}\text{).} \tag{8.7}$$

Ламинарное течение может реализоваться для высоковязких нефтей, течение которых характеризуется относительно небольшими числами Рейнольдса;

если $2320 \le \mathrm{Re} < 10^4$, то режим течения нефти – *переходный турбулентный*

$$\boxed{\lambda = \frac{64}{\mathrm{Re}}(1-\gamma) + \frac{0,3164}{\sqrt[4]{\mathrm{Re}}}\gamma,} \tag{8.8}$$

где $\gamma = 1 - \mathbf{e}^{-0,002(\mathrm{Re}-2320)}$ – так называемый *коэффициент перемежаемости*;

если $10^4 < \mathrm{Re} < 27/\varepsilon^{1,143}$ (Δ – абсолютная шероховатость; $\varepsilon = \Delta/d$ – относительная шероховатость внутренней поверхности трубопровода), то течение нефти происходит в развитом турбулентном режиме, в зоне так называемых *гидравлически гладких труб* (коэффициент λ не зависит от шероховатости)

$$\boxed{\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{\mathrm{Re}}}} \text{ (}\textit{формула Блазиуса}\text{);} \tag{8.9}$$

если $27/\varepsilon^{1,143} < \mathrm{Re} < 500/\varepsilon$, то течение нефти происходит в зоне так называемого *смешанного трения*, для которой коэффициент гидравлического сопротивления можно вычислить, например, по формуле

$$\boxed{\lambda = 0,11\left(\varepsilon + \frac{64}{\mathrm{Re}}\right)^{1/4}} \text{ (}\textit{формула Альтшуля}\text{);} \tag{8.10}$$

если $\mathrm{Re} > 500/\varepsilon$, то течение нефти происходит в зоне *квадратичного трения* (так как если λ не зависит от скорости

течения, то потери напора пропорциональны квадрату скорости течения) и

$$\boxed{\lambda = 0{,}11\varepsilon^{1/4}} \quad (\textit{формула Шифринсона}). \tag{8.11}$$

Пример 1. *Найти коэффициент гидравлического сопротивления и потери напора на трение при перекачке по нефтепроводу диаметром* $d = 0{,}361$ *мм* ($\Delta = 0{,}15$ *мм) и протяженностью 125 км нефти* ($\rho = 870$ *кг/м*^{3}, $\nu = 9$ *сСт) с расходом 400 м*^{3}*/ч.*

Решение. Находим скорость перекачки и число Рейнольдса:

$u = 4Q/S = 4\cdot400/(3600\cdot3{,}14\cdot0{,}361^2) \cong 1{,}086$ м/с;

$\mathrm{Re} = ud/\nu = 1{,}086\cdot0{,}361/(9\cdot10^{-6}) \cong 43560.$

Отсюда видно, что для вычисления λ следует воспользоваться формулой Блазиуса (8.9):

$$\lambda = \frac{0{,}3164}{\sqrt[4]{43560}} = 0{,}0219.$$

Наконец, по формуле (8.3) находим потери напора на трение на участке нефтепровода:

$$h_\tau = 0{,}0219\frac{125000}{0{,}361}\frac{1{,}086^2}{2\cdot9{,}81} = 455{,}8 \text{ м}.$$

Если перевести полученный результат в потери давления ($\Delta p = \rho g h_\tau$), то они составят примерно 39,7 атм.

Пример 2. *Найти коэффициент гидравлического сопротивления и потери напора на трение при перекачке по трубопроводу диаметром* $d = 0{,}800$ *мм* ($\Delta = 0{,}15$ *мм) и протяженностью 125 км нефти* ($\rho = 840$ *кг/м*^{3}, $\nu = 2{,}6$ *сСт) с расходом 2000 м*^{3}*/ч.*

Решение. Находим скорость перекачки и число Рейнольдса:

$u = 4Q/S = 4\cdot2000/(3600\cdot3{,}14\cdot0{,}8^2) \cong 1{,}11$ м/с;

$\mathrm{Re} = ud/\nu = 1{,}11\cdot0{,}8/(2{,}6\cdot10^{-6}) \cong 341540.$

Отсюда видно, что для вычисления λ следует воспользоваться формулой Шифринсона (8.11):

$$\lambda = 0{,}11\left(\frac{0{,}15}{800}\right)^{1/4} = 0{,}013.$$

Наконец, по формуле (8.3) находим потери напора на трение на участке трубопровода:

$$h_\tau = 0{,}013\cdot\frac{125000}{0{,}800}\frac{1{,}11^2}{2\cdot9{,}81} \cong 127{,}6 \text{ м}.$$

Если перевести полученный результат в потери давления $\Delta p = \rho g h_a$, то они составят $\Delta p = 840\cdot9{,}81\cdot127{,}6/98100 \cong 10{,}7$ атм.

8.3.2. ФОРМУЛЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В ПРОЕКТНОЙ ПРАКТИКЕ

Для выбора коэффициента гидравлического сопротивления λ в проектных организациях используются также правила и формулы, откорректированные практикой эксплуатации нефтепроводов. Эти правила и формулы таковы:

при $Re < 2000$ для λ используется формула Стокса (8.7);

при $2000 \le Re < 2800$ для λ используется формула

$$\lambda = (0{,}16\ Re - 13)\cdot 10^{-4}; \qquad (8.12)$$

при $2800 \le Re < Re_*$ для λ используется формула Блазиуса (8.9);

при $Re \ge Re_*$ для λ используется формула

$$\lambda = \Lambda + \frac{1{,}7}{\sqrt{Re}}, \qquad (8.13)$$

где Re_*, Λ — константы (табл. 8.3).

Таблица 8.3

Значения констант Re_* и Λ

Внешний диаметр нефтепровода, мм	Re_*	Λ
530	73000	0,0130
630	90000	0,0126
720	100000	0,0124
820	110000	0,0123
920	115000	0,0122
1020	120000	0,0121
1220	125000	0,0120

8.4. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ УКЛОН

Прямая AB, представляющая зависимость полного напора H от координаты x вдоль оси трубопровода, $H(x) = z(x) + p(x)/\rho g$ (см. рис. 8.1), называется *линией гидравлического уклона*. Абсолютное значение тангенса угла α ее наклона к горизонтали называется гидравлическим уклоном:

$$i = -\frac{dH}{dx} = |tg\ \alpha| = \lambda \frac{1}{d}\frac{u^2}{2g}; \quad i = i(Q). \qquad (8.14)$$

Гидравлический уклон – это безразмерная величина, характе-

ризующая быстроту падения напора в рассматриваемом нефтепроводе. Гидравлический уклон для данного нефтепровода зависит от расхода Q перекачки, при этом чем больше Q, тем быстрей уменьшается напор, тем больше значение гидравлического уклона i.

Величина $1000i$ дает падение напора в метрах на 1 км пути. Так, например, гидравлический уклон $i = 0{,}003$ означает падение напора 3 м на 1 км пути, а $i = 0{,}00075$ — падение напора 0,75 м на 1 км пути и т.д.

Пример. *Определить гидравлический уклон участка нефтепровода (D = = 820 мм, δ = 10 мм, Δ = 0,2 мм), перекачивающего нефть (ν = 5,5 сСт), с расходом 2500 м^3/ч. Как изменится гидравлический уклон, если с тем же расходом по участку будут перекачивать более вязкую нефть (ν = 15 сСт)?*

Решение. Гидравлический уклон рассчитывается по формуле (8.14). Имеем:

$d = D - 2\delta = 0{,}820 - 0{,}020 = 0{,}800$ м; $\varepsilon = \Delta/d = 0{,}2/800 \cong 0{,}00025$;

$u = 4Q/S = 4\cdot2500/(3600\cdot3{,}14\cdot0{,}8^2) \cong 1{,}382$ м/с;

$\mathrm{Re} = ud/\nu = 1{,}382\cdot0{,}8/(5{,}5\cdot10^{-6}) \cong 201000$;

$\lambda = 0{,}11\varepsilon^{1/4} = 0{,}11\cdot0{,}00025^{1/4} \cong 0{,}014$;

$$i = 0{,}014\cdot\frac{1}{0{,}800}\cdot\frac{1{,}382^2}{2\cdot9{,}81} \cong 0{,}0017,$$ т.е. 1,7 м на 1 км трубопровода.

Если бы по нефтепроводу перекачивали более вязкую нефть, то число Рейнольдса было бы равно $\approx$ 73700. Коэффициент гидравлического сопротивления λ, вычисленный по формуле Альтшуля, был бы равен

$\lambda = 0{,}11(0{,}00025 + 68/73700)^{1/4} \cong 0{,}020$;

$i = 0{,}020\cdot1/0{,}8\cdot1{,}382^2/(2\cdot9{,}81) \cong 0{,}0024$, т.е. 2,4 м на 1 км трубопровода.

8.5. УРАВНЕНИЕ БАЛАНСА НАПОРОВ ДЛЯ УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА

Начальный напор H_1 в линии нагнетания перекачивающей станции складывается из трех составляющих, (см. рис. 8.1):

$$H_1 = z_1 + \frac{p_1}{\rho g} = z_1 + h_{\text{п}} + H_{\text{ст}}(Q),$$

где $h_{\text{п}}$ — подпор перед станцией (напор в линии всасывания станции); $H_{\text{ст}}(Q)$ — *дифференциальный напор* станции (т.е. напор, создаваемый насосами станции). Последний зависит от пропускной способности Q нефтепровода и определяется, главным образом, $(Q-H)$-характеристиками насосов, их ти-

пом и числом, а также характеристиками трубопроводной обвязки станции.

Напор H_2 в конце участка нефтепровода складывается из двух составляющих: геометрического напора z_2 и конечного напора $h_к = p_2/\rho g$:

$$H_2 = z_2 + p_2/\rho g = z_2 + h_к.$$

Уравнение Бернулли (8.1), записанное для начального и конечного сечений участка нефтепровода, имеет вид:

$$H_1 - H_2 = h_{1-2} = h_т + h_м;$$

$$[z_1 + h_п + H_{ст}(Q)] - [z_2 + h_к] = 1{,}02\lambda\frac{L_{1-2}}{d}\frac{u^2}{2g}$$

или

$$\boxed{h_п + H_{ст}(Q) = h_к + (z_2 - z_1) + h_{1-2}(Q).} \qquad (8.15)$$

Это уравнение называется ***уравнением баланса напоров*** для участка нефтепровода. Оно служит для определения расхода Q перекачки. В левой части уравнения стоит пьезометрический напор $h_п + H_{ст}(Q)$, имеющийся в начале нефтепровода, в правой — сумма двух противонапоров $h_к + (z_2 - z_1)$ и потерь $h_{1-2}(Q)$ напора на рассматриваемом участке. Иными словами, уравнение (8.15) означает, что имеющийся в начале участка нефтепровода напор компенсирует противонапоры и потери напора из-за работы сил вязкого трения слоев нефти друг о друга.

На рис. 8.2 представлена графическая интерпретация уравнения (8.15).

На плоскости переменных (Q, H) изображены графики левой и правой частей уравнения (8.15), называемых соответственно:

кривая $H = h_п + H_{ст}(Q)$ — *$(Q-H)$-характеристикой перекачивающей станции*;

кривая $H = h_к + (z_2 - z_1) + h_{1-2}(Q)$ — *$(Q-H)$-характеристикой участка нефтепровода*.

Координаты точки $M(Q_*, H_*)$ пересечения этих кривых, называемых еще *совмещенными $(Q-H)$-характеристиками перекачивающей станции и участка нефтепровода*, дают графическое решение уравнения (8.15). Абсцисса Q_* точки M есть решение уравнения (8.15), а ее ордината $H_* = H(Q_*)$ определяет напор на выходе станции. Точка M называется *ра-*

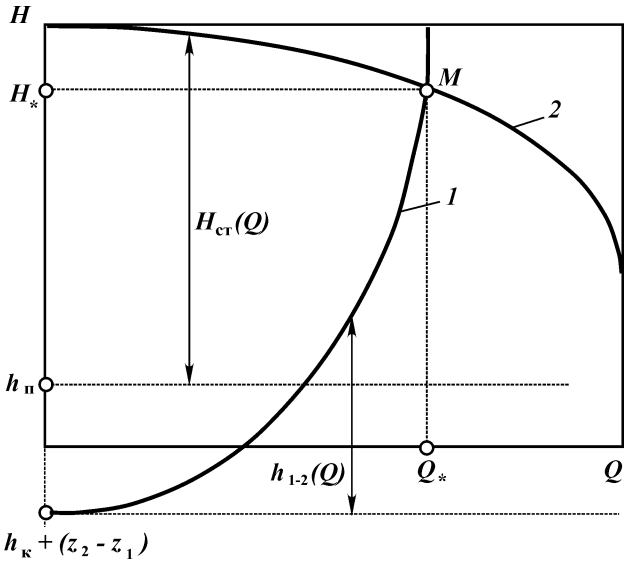


Рис. 8.2. Совмещение (*Q* – *H*)-характеристики участка нефтепровода *1* и перекачивающей станции *2*

бочей точкой системы трубопровод – перекачивающая станция.

Пример. *По участку нефтепровода (L = 125 км; D = 530 мм; δ = 8 мм; Δ = 0,25 мм) ведется перекачка нефти (ρ = 870 кг/м³, ν = 9 сСт) двумя центробежными насосами НМ 1250-260, соединенными последовательно, так что их совместная (Q–H)-характеристика имеет вид: H = 662 – 0,902·10⁻⁴Q², (H – м, Q – м³/ч). Рассчитать расход перекачки, если высотные отметки начала и конца участка равны соответственно 50 и 120 м, подпор $h_п$ перед перекачивающей станцией составляет 40 м, а конечный напор $h_к$ – 30 м. Принять, что самотечные участки в трубе отсутствуют; потери на местных сопротивлениях составляют 2 % потерь напора на трение.*

Решение. Согласно уравнению (8.15) баланса напоров имеем:

$$40 + (662 - 0{,}902\cdot10^{-4}Q^2) = 30 + (120 - 50) + 1{,}02i(Q)125000.$$

Если учесть, что

$$i(Q) = \lambda\frac{1}{0{,}514}\frac{u^2}{2\cdot 9{,}81} \cong 0{,}09916\lambda u^2 \text{ и}$$

$$Q = 3600uS = 3600\cdot3{,}14\cdot0{,}514^2/4u = 746{,}6u,$$

то получим уравнение

$$752 - 50{,}7u^2 = 12\,643\lambda u^2$$

для определения скорости u движения нефтепродукта.

Решаем это уравнение последовательными приближениями. Сначала полагаем $\lambda_1 = 0{,}02$. Тогда из уравнения находим: $u = 1{,}574$ м/с. Вычисляя число

Рейнольдса, имеем: Re = 1,574·0,514/(9·20^{-6}) = 89893. По формуле (8.10) находим коэффициент λ гидравлического сопротивления:

$\lambda_{11} = 0{,}11\cdot(0{,}25/514 + 68/89893)^{1/4} \cong 0{,}0207.$

Для второй итерации полагаем $\lambda_2 = \lambda_{11} = 0{,}0207$. Тогда из уравнения находим: $u = 1{,}551$ м/с. Вычисляя число Рейнольдса, имеем: Re = 88579. По формуле (8.10) находим новое значение коэффициента λ гидравлического сопротивления:

$\lambda_{21} = 0{,}11\cdot(0{,}25/514 + 68/88579)^{1/4} \cong 0{,}0207 = \lambda_2.$

Итерационный процесс закончен; $u = 1{,}551$ м/с. Отсюда находим расход перекачки: $Q = 746{,}6u = 746{,}6\cdot 1{,}551 \cong 1158$ м^3/ч.

8.6. (*Q*−*H*)-ХАРАКТЕРИСТИКИ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА

Зависимость $H = h_к + (z_2 - z_1) + h_{1-2}(Q)$ называется $(Q-H)$-характеристикой участка трубопровода. Потери напора $h_{1-2}(Q)$, происходящие из-за диссипации механической энергии вследствие сил вязкого трения слоев нефти друг о друга, представляются формулой (8.5) Дарси—Вейсбаха

$$h_{1-2} = 1{,}02\lambda\frac{L_{1-2}}{d}\frac{u^2}{2g}$$

(с поправкой на местные сопротивления), в которой L_{1-2} — протяженность рассматриваемого участка нефтепровода. При этом предполагается, что участок полностью заполнен жидкостью.

Однако могут существовать режимы перекачки, в которых нефть на отдельных участках трубопровода движется неполным сечением или, как говорят, самотеком. Такие участки называются *самотечными*. Рассмотрим более подробно особенности течения нефти на самотечных участках трубопровода и сформулируем правила расчета потерь напора.

8.6.1. САМОТЕЧНЫЕ УЧАСТКИ НЕФТЕПРОВОДА

Самотечным называется участок $[x_1, x_2]$ трубопровода, на котором нефть движется неполным сечением (самотеком) под действием силы тяжести (рис. 8.3).

Давление в парогазовой полости над свободной поверхностью жидкости остается практически постоянным и равным

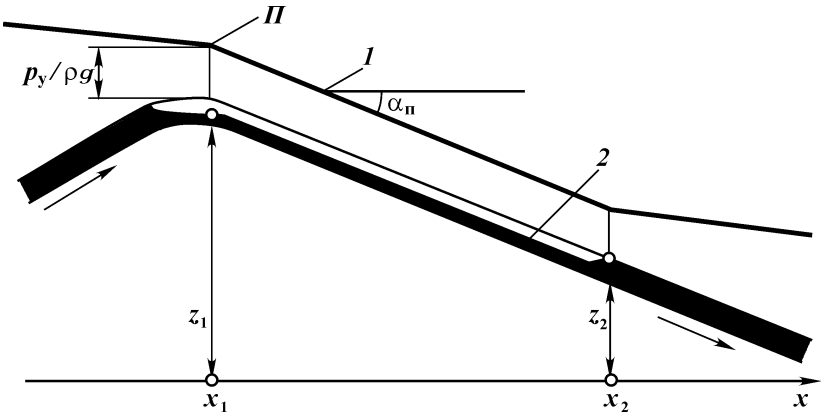


Рис. 8.3. Схема самотечного участка нефтепровода:
1 – линия гидравлического уклона; *2* – самотечный участок; *П* – перевальная точка

упругости p_y насыщенных паров данной нефти, поэтому течение на самотечном участке называется ***безнапорным***. Однако разность напоров между сечениями x_1 (началом самотечного участка) и x_2 (концом самотечного участка) все же существует, просто она равна разности ($z_1 - z_2$) геометрических высот этих сечений.

Стационарные самотечные участки могут существовать только *на нисходящих участках* нефтепровода.

Начало x_1 каждого самотечного участка называется *перевальной точкой*. Перевальная точка всегда совпадает с одной из вершин профиля трубопровода.

Линия гидравлического уклона на самотечном участке проходит параллельно профилю трубопровода на расстоянии $p_y/\rho g$ над ним. Отсюда следует, что гидравлический уклон i на самотечном участке равен тангенсу угла наклона профиля нефтепровода к горизонту: $i = \mathrm{tg}\alpha_п$.

Расход нефти на самотечном участке в стационарном режиме равен расходу Q нефти в заполненных сечениях трубопровода:

$$Q = u_0 S_0 = uS, \tag{8.16}$$

из чего можно заключить, что скорость u движения жидкости на самотечном участке больше скорости u_0 движения жидкости на заполненных участках нефтепровода, поскольку площадь S части сечения, занятого жидкостью на каждом

самотечном участке, меньше площади S_0, полного сечения трубопровода: $u = u_0 S_0 / S > u_0$.

Степень $\sigma = S/S_0$ заполненности самотечного участка нефтью может быть различной, она зависит от отношения $\gamma = i/\mathrm{tg}\alpha_п$ гидравлических уклонов ($\mathrm{tg}|\alpha_п|$) на самотечном участке и ($i = \lambda \cdot 1 / d u_0^2 / \rho g$) на участках трубопровода, полностью заполненных нефтью. Обобщая многочисленные исследования в области безнапорных течений в каналах кругового сечения, можно предложить следующие аппроксимационные формулы для расчета степени заполненности сечения трубы нефтью на самотечном участке:

1. Если $\gamma = i/\mathrm{tg}\alpha_п \geq 1$, то $\sigma = 1$ (сечение заполнено полностью);

2. Если $32{,}32\lambda_0 \leq \gamma < 1$, то

$$\sigma = 1 - 2{,}98 \cdot 10^{-2} \sqrt{\frac{2}{\lambda_0}} \left(1 - \sqrt{\gamma}\right); \tag{8.17}$$

3. Если $4{,}87\lambda_0 \leq \gamma < 32{,}32\lambda_0$, то

$$\sigma = 9{,}39 \cdot 10^{-2} \sqrt{\frac{2\gamma}{\lambda_0}} + 0{,}113; \tag{8.18}$$

4. Если $\gamma < 4{,}87\lambda_0$, то

$$\sigma = 0{,}1825 \left(\frac{2\gamma}{\lambda_0}\right)^{0{,}356}. \tag{8.19}$$

Формулы (8.17) – (8.19) позволяют рассчитать степень заполненности σ сечения трубопровода нефтью по известному отношению γ гидравлических уклонов i и $\mathrm{tg}\alpha_п$ на напорном и самотечном участках, соответственно.

***Пример**. Расход нефти ($\nu = 8{,}6$ сСт) на самотечном участке нефтепровода ($D = 720$ мм; $\delta = 10$ мм; $\Delta = 0{,}2$ мм) равен 900 м^3/ч. Профиль участка наклонен к горизонту на угол $\alpha_п = -1°$. Какова степень заполненности сечения трубы нефтью на этом участке?*

Решение. Вычисляем скорость u_0 перекачки, число Рейнольдса Re, коэффициент λ_0 гидравлического сопротивления и i гидравлический уклон на напорных участках нефтепровода:

$u_0 = 4 \cdot 900 / (3600 \cdot 3{,}14 \cdot 0{,}700^2) = 0{,}650$ м/с; $\mathrm{tg}(1°) = 0{,}0175$;

$\mathrm{Re} = 0{,}65 \cdot 0{,}7 / (8{,}6 \cdot 10^{-6}) \cong 52907$; $\lambda_0 = 0{,}0219$;

$i = \lambda_0 \cdot 1 / d u_0^2 / (2g) = 0{,}0219 \cdot 1 / 0{,}7 \cdot 0{,}65^2 / (2 \cdot 9{,}81) \cong 0{,}0007$.

Вычисляем параметр $\gamma = i/\mathrm{tg}\alpha_п = 0{,}0007/0{,}0175 = 0{,}04$. Поскольку $\gamma = 0{,}04 < 4{,}87\lambda_0 = 0{,}1067$, то в формулах (8.17) – (8.19) реализуется четвертый случай: $\sigma = 0{,}1825(2\gamma/\lambda_0)^{0{,}356} = 0{,}1825(2\cdot 0{,}04/0{,}0219)^{0{,}356} \cong 0{,}29$, т.е. сечение рассматриваемого участка нефтепровода заполнено примерно на 29 %.

Как определить, **есть ли в рассматриваемом трубопроводе самотечные участки?** Для этого нужно построить совмещенную картину профиля нефтепровода и линии гидравлического уклона. Если линия гидравлического уклона проходит всюду выше профиля нефтепровода, причем это превышение составляет значение большее, чем $p_у/\rho g$, где $p_у$ – упругость насыщенных паров нефти, то самотечных участков в трубопроводе нет. Если же линия гидравлического уклона в какой-нибудь точке подходит к профилю трубопровода на расстояние меньшее, чем $p_у/\rho g$, или вовсе пересекается с ним, то в трубопроводе существует один или несколько самотечных участков.

Обратимся к рис. 8.4, на котором представлена схема нефтепровода с самотечными участками.

Линию $БК_2П_2К_1П_1А$ гидравлического уклона нефтепровода начинаем строить с конца рассматриваемого участка (точка *Б*). Для этого достаточно знать напор и гидравлический уклон в конце участка. На отрезке $БК_2$ линия гидравлического уклона лежит значительно выше профиля нефтепровода, поэтому сечения последнего заполнены полностью. Однако в точке K_2 линия гидравлического уклона подходит к профилю трубопровода на расстояние $p_у/\rho g$, поэтому точка K_2 – это

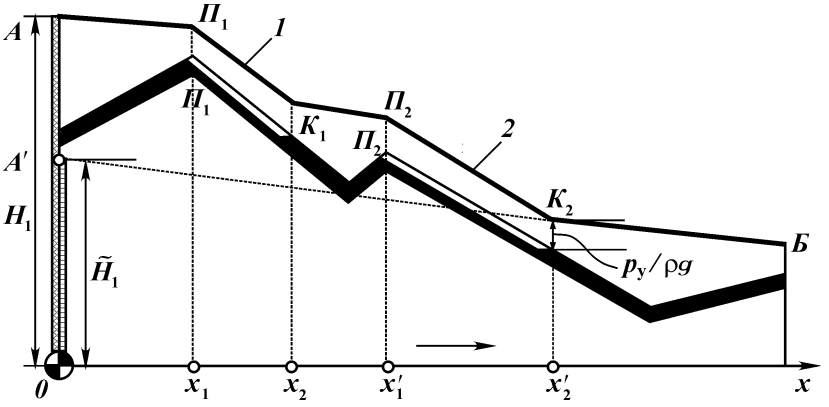


Рис. 8.4. Схема определения местоположения самотечных участков нефтепровода:
1 – первый самотечный участок; *2* – второй самотечный участок; $П_1$, $П_2$ – перевальные точки

конец самотечного участка; его начало — *перевальная точка* $П_2$. Таким образом, один из самотечных участков найден. Линия гидравлического уклона $К_2П_2$ на этом участке проходит параллельно профилю нефтепровода.

Продолжаем строить линию гидравлического уклона. Из перевальной точки $П_2$ она выходит под углом, тангенс которого равен гидравлическому уклону (т.е. параллельно отрезку $БК_2$). Оказывается, что в точке $К_1$ эта линия вторично подходит к профилю трубопровода на расстояние $p_у/\rho g$. Следовательно, внутри трубопровода давление опять становится равным упругости насыщенных паров и в нем должна существовать парогазовая полость; точка $К_1$ — это конец второго самотечного участка. Его начало, точка $П_1$ — еще одна перевальная точка. Таким образом, найден второй самотечный участок $К_1П_1$. Линия $К_1П_1$ гидравлического уклона на этом участке проходит параллельно профилю нефтепровода на расстоянии $p_у/\rho g$ от него.

Наконец, на участке $П_1А$ линия гидравлического уклона параллельна своим отрезкам $БК_2$ и $П_2К_1$, построенным для полностью заполненных сегментов нефтепровода.

Из рис. 8.4 видно, что *наличие самотечных участков в магистральном нефтепроводе приводит к увеличению начального напора* H_1 *(а следовательно, и давления* p_1*), на станции, а значит, требует более высоких затрат энергии на перекачку по сравнению с трубопроводом, в котором самотечные участки отсутствуют.* Если линию гидравлического уклона, начиная от точки $К_2$, мысленно продлить до начального сечения участка, то можно определить напор H_1, который был бы необходим для перекачки нефти с тем же самым расходом в трубопроводе той же длины и того же диаметра, но без самотечных участков. Очевидно, что $H_1 \geq \tilde{H}_1$.

Пример. *По участку нефтепровода (L = 140 км; D = 530 мм;* δ *= 8 мм,* Δ *= 0,2 мм) перекачивают нефть (*ρ *= 870 кг/м*^{3}*;* ν *= 8,5 сСт;* $p_у$ *= 0,02 МПа) с расходом 400 м*^{3}*/ч. Профиль участка имеет следующий вид:*

x, км	*0*	*80*	*120*	*140*
z, м	*100*	*100*	*0*	*0*

Давление в конце участка составляет 0,2 МПа. Определить давление в начале участка.

Решение. Сначала вычисляем гидравлический уклон.

$u_0 = 4 \cdot 400/(3600 \cdot 3{,}14 \cdot 0{,}514^2) \cong 0{,}536$ м/с;

$\mathrm{Re} = 0{,}536 \cdot 0{,}514/(8{,}5 \cdot 10^{-6}) = 32412$;

$\lambda_0 = 0{,}11(0{,}2/514 + 68/32\,412)^{1/4} \cong 0{,}025;$

$i = 0{,}025 \cdot 1/0{,}514 \cdot 0{,}536^2/(2 \cdot 9{,}81) \cong 0{,}00071.$

Затем вычисляем потери напора на участке трубопровода между 120-м и 140-м км. Они равны $h_{120-140} = i20000 = 14{,}2$ м, поэтому напор в конце спуска, т.е. в сечении $x = 120$ км, равен $0{,}2 \cdot 10^6/870 \cdot 9{,}81 + 14{,}2 \cong 14{,}43$ м.

Поскольку $p_y/\rho g = 20000/(870 \cdot 9{,}81) \cong 2{,}34$ м, то в сечении $x = 120$ км трубопровод еще полностью заполнен нефтью. Однако перепад высот на нисходящем участке составляет 100 м (см. профиль), поэтому очевидно, что в каком-то сечении спуска давление нефти станет равным упругости p_y ее насыщенных паров, поэтому часть нисходящего участка трубопровода неизбежно окажется *самотечным*. Очевидно, что начало этого участка совпадает с началом спуска, т.е. сечением $x = 80$ км.

Гидравлический уклон на равнинном (полностью заполненном) сегменте трубопровода, между началом участка и 80-м км, равен гидравлическому уклону на полностью заполненном сегменте трубопровода между 120-м и 140-м км, т.е. 0,71 м/км, поэтому потери напора $h_{0-80} \cong 56{,}8$ м. Следовательно, давление p_1 в начале участка равно $870 \cdot 9{,}81 \cdot 56{,}8 \cong 484771$ Па или $\approx 4{,}95$ атм.

8.6.2. ОСТАТОЧНЫЙ ОБЪЕМ НЕФТИ В ТРУБОПРОВОДЕ

При проектировании нефтепровода следует предусматривать технологические операции, в которых нефть, заполнявшая внутреннюю полость трубопровода, сливается в резервуары через один из концов участка. При этом столб жидкости в трубопроводе разрывается и образуются пустоты, заполненные парами нефти. Местоположение и объем этих пустот определяются профилем нефтепровода. В то же время значительная часть трубопровода остается заполненной нефтью.

В сущности пустоты, образующиеся в трубопроводе после окончания слива нефти, есть самотечные участки с нулевой степенью заполненности и нулевым ($Q = 0$) расходом перекачки, поэтому правила определения местоположения пустот принципиально не отличаются от общих правил нахождения самотечных участков. Линия гидравлического уклона в рассматриваемом случае состоит из отрезков горизонтальных прямых над полностью заполненными сегментами трубопровода и отрезков наклонных прямых, параллельных профилю трубопровода, там, где в трубопроводе образовались пустоты (рис. 8.5).

Общий объем $V_{ост}$ нефти, оставшейся в трубопроводе, определяется как сумма объемов V_{CD} участков типа CD таких, что высоты их левых концов образуют монотонно возрастающую (если считать слева направо) последовательность:

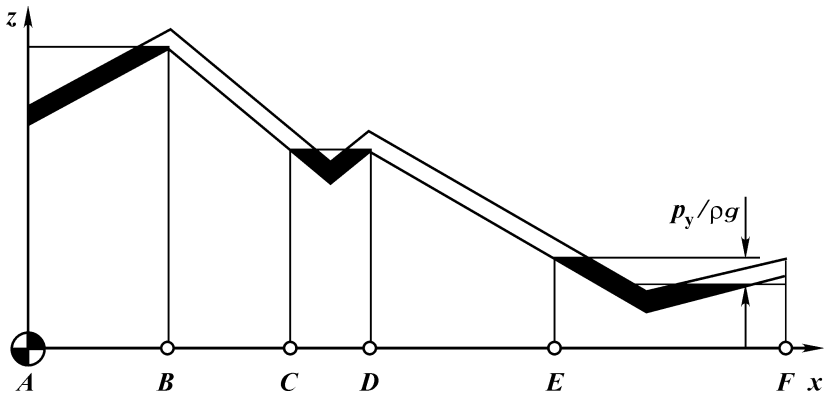


Рис. 8.5. Расчет остаточного объема нефти в трубопроводе

$$V_{\text{ост}} = \sum_i V_{C_i D_i}.$$

Пример. *Определить объем нефти (ρ = 870 кг/м^3), оставшейся в 10-км отводе (d = 144 мм), ведущем к нефтебазе, после того, как этот отвод отсекли от основной магистрали, а входную задвижку нефтебазы открыли. Профиль отвода представлен на рис. 8.6. Упругость насыщенных паров нефти принять равной 0,02 МПа, а атмосферное давление — 0,1013 МПа.*

Решение. Прежде всего очевидно, что начиная с 7-го и кончая 10-м км отвод полностью опорожнится. Длина опорожненного участка составит 3 км.

Между 3-м и 4-м км существует точка x_1 такая, что $z_1 = 74 + h_в$, где $h_в$ — вакуумметрическая высота, равная

$p_y/\rho g = 0{,}02 \cdot 10^6/870 \cdot 9{,}81 = 2{,}34$ м,

т.е. $z_1 = 76{,}34$ м. Координату x_1 находим линейной интерполяцией из пропорции:

$$\frac{3 - x_1}{3 - 4} = \frac{78 - z_1}{78 - 68} \text{ или } \frac{3 - x_1}{-1} = \frac{78 - 76{,}34}{78 - 68},$$

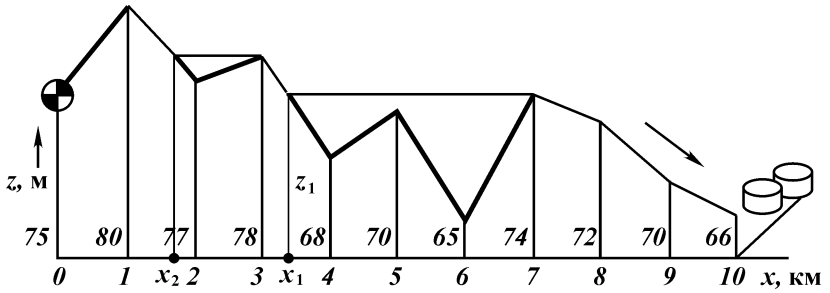


Рис. 8.6. К примеру расчета

откуда находим: $x_1 = 3{,}166$ км. Таким образом, между 3-м и 7-м км опорожнятся 166 м трубы.

Аналогично между 1-м и 2-м км существует точка x_2, высотная отметка которой равна 78 м: $x_2 = 81{,}666$ км. Следовательно между 1-м и 2-м км отвода опорожнятся еще 667 м трубы.

Общий объем опорожненной части трубы составит: 3000 + 166 + + 667 = 3833 м. Вычисляем объем нефти, оставшейся в отводе:

$V_{ост} = 3{,}14 \cdot 0{,}144^2/4 \cdot (10000 - 3833) \cong 102$ м^3.

8.6.3. ВСТАВКИ, ЛУПИНГИ, ПЕРЕМЫЧКИ

Линейный участок нефтепровода может иметь более сложную структуру, чем *простой трубопровод*, т.е. трубопровод с постоянным внутренним диаметром. Примером такого усложнения является *вставка* (рис. 8.7).

Вставкой называется трубопроводный сегмент (*BC*), как правило, большего диаметра, чем основная магистраль, подключаемый к ней последовательно с целью снижения гидравлического сопротивления и увеличения тем самым пропускной способности.

Гидравлические условия подключения вставки выглядят следующим образом:

$$\begin{cases} q_1 = q_2 = Q; \\ h_{AC} = h_{AB}^{(1)} + h_{BC}^{(2)}, \end{cases} \tag{8.20}$$

т.е. расходы q_1 и q_2 нефти в основной магистрали и вставке одинаковы, а потери напора $h_{AB}^{(1)}$ и $h_{BC}^{(2)}$ в каждом из последовательно соединенных трубопроводов складываются.

Система уравнений (8.20) может быть записана в виде:

$$\begin{cases} u_1 \dfrac{\pi d_1^2}{4} = u_2 \dfrac{\pi d_2^2}{4} = Q; \\ h_{AC} = \lambda^{(1)}(u_1, d_1) \dfrac{L_1}{d_1} \dfrac{u_1^2}{2g} + \lambda^{(2)}(u_2, d_2) \dfrac{L_2}{d_2} \dfrac{u_2^2}{2g}. \end{cases} \tag{8.21}$$

Тогда из первых двух равенств находим: $u_1 = 4Q / \pi d_1^2$;

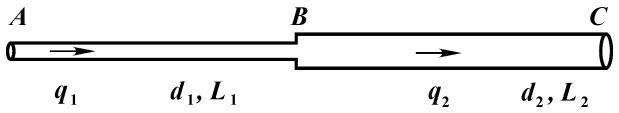


Рис. 8.7. Участок нефтепровода со вставкой

$u_2 = 4Q/\pi d_2^2$, а из последнего соотношения — потери напора на участке AC.

Если участок нефтепровода состоит из сегментов труб, имеющих близкие диаметры, то для гидравлических расчетов можно использовать средний эквивалентный диаметр участка трубопровода

$$d_э = \left(\frac{\sum_{k=1}^{n} L_к d_к^{4,75}}{L} \right)^{4/19}, \qquad (8.22)$$

где $L_к$, $d_к$ — длина и внутренний диаметр составляющих сегментов, соответственно; L — длина всего участка. Формула (8.22) построена с условием соблюдения постоянства расхода нефти при переходе от сегмента с одним диаметром к сегменту с другим диаметром, а также зависимости гидравлических потерь от диаметра трубопровода, имеющих вид: $h_\tau \approx \approx d^{4,75}$.

Пример. *По участку нефтепровода (L = 150 км; D = 530 мм; δ = 8 мм; Δ = 0,25 мм) транспортируют нефть (ν = 10 сСт) с расходом 1000 м^3/ч. Создаваемый перекачивающей станцией напор повысить нельзя, поэтому для увеличения пропускной способности участка на 20 % решено сделать вставку из трубопровода диаметром 720 мм, толщиной стенки 10 мм, Δ = = 0,25 мм. Какой длины должна быть такая вставка?*

Решение. Существующий режим перекачки характеризуется следующими параметрами:

$u_0 = 4Q/\pi d^2 = 4 \cdot 1000/(3600 \cdot 3{,}14 \cdot 0{,}514^2) \cong 1{,}34$ м/с;

$\mathrm{Re} = u_0 d/\nu = 1{,}34 \cdot 0{,}514/(10 \cdot 10^{-6}) \cong 68876$;

$\lambda_0 = 0{,}11(\varepsilon + 68/\mathrm{Re})^{1/4} = 0{,}11(0{,}25/514 + 68/68876)^{1/4} \cong 0{,}0216$;

$h_{AC} = \lambda_0 L/d u_0^2/2g = 0{,}0216 \cdot 150000/0{,}514 \cdot 1{,}34^2/2 \cdot 9{,}81 \cong 577$ м.

Итак, располагаемый на перекачку напор составляет 577 м.

Пусть искомая вставка имеет длину x (м), а новый расход составляет 1200 м^3/ч. Тогда скорости u_1 и u_2 течения нефти в основной магистрали и вставке будут соответственно равны:

$u_1 = 4 \cdot 1200/(3600 \cdot 3{,}14 \cdot 0{,}514^2) \cong 1{,}61$ м/с; $\mathrm{Re}_1 = 82754$; $\lambda_1 \cong 0{,}021$;

$u_2 = 4 \cdot 1200/(3600 \cdot 3{,}14 \cdot 0{,}7^2) \cong 0{,}87$ м/с; $\mathrm{Re}_2 = 60900$; $\lambda_2 \cong 0{,}0216$.

На основе второго равенства (8.21) составляем уравнение:

$$577 = 0{,}021 \frac{150000 - x}{0{,}514} \frac{1{,}61^2}{2 \cdot 9{,}81} + 0{,}0216 \frac{x}{0{,}7} \frac{0{,}87^2}{2 \cdot 9{,}81},$$

из которого находим: $x \cong 55298$ м или $\approx 55{,}3$ км.

Лупингом (от *англ.* "*loop*" — петля) называется дополнительный трубопровод, проложенный параллельно основной магистрали и соединенный с ней в двух сечениях: начальном x_1 и конечном x_2 (рис. 8.8).

Обычно на нефтепроводах лупинги прокладываются как резервные нитки магистрали (например, на подводных переходах) или для увеличения пропускной способности рассматриваемого участка.

Гидравлические условия подключения лупинга записываются следующим образом:

$$\begin{cases} Q = q_1 + q_2, \\ h_{1-2}^{(1)} = h_{1-2}^{(2)}. \end{cases} \tag{8.23}$$

Они означают, что при разделении (и слиянии) потоков нефти в точках разветвления расходы q_1 и q_2 складываются, а потери напора $h_{1-2}^{(1)}$ и $h_{1-2}^{(2)}$ в каждом из параллельно соединенных трубопроводов одинаковы.

Система уравнений (8.21), записанная в виде:

$$\begin{cases} u_1 \dfrac{\pi d_1^2}{4} + u_2 \dfrac{\pi d_л^2}{4} = Q; \\ \lambda^{(1)}(u_1, d) \dfrac{1}{d} \dfrac{u_1^2}{2g} = \lambda^{(2)}(u_2, d_л) \dfrac{1}{d_л} \dfrac{u_2^2}{2g}, \end{cases} \tag{8.24}$$

дает систему двух уравнений для определения двух неизвестных: u_1 и u_2, т.е. скоростей течения нефти в каждом из трубопроводов.

Эта система уравнений легко разрешается в двух случаях:

1. Если режимы течения нефти в каждом из трубопроводов находятся в зоне гидравлически гладких труб (зоне Блазиуса), то

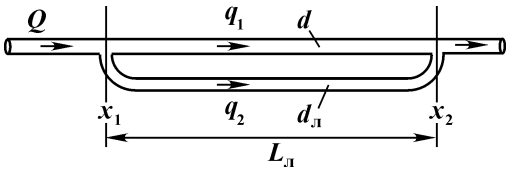


Рис. 8.8. Схема участка нефтепровода с лупингом

$$\lambda^{(1)} = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{u_1 d/\nu}} \quad \text{и} \quad \lambda^{(2)} = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{u_2 d_\text{л}/\nu}}.$$

Тогда, разрешая (8.24) относительно q_1 и q_2, получаем:

$$q_1 = Q\frac{1}{1+(d_\text{л}/d)^{19/7}}; \quad q_2 = Q\frac{(d_\text{л}/d)^{19/7}}{1+(d_\text{л}/d)^{19/7}};$$

$$i^{(1)} = i^{(2)} = i_0\frac{1}{(1+(d_\text{л}/d)^{19/7})^{1,75}}; \quad i_0 = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{u_2 d/\nu}}\frac{1}{d}\frac{u_0^2}{2g}, \tag{8.25}$$

где $u_0 = 4Q/\pi d^2$ — скорость нефти в неразветвленной части трубопровода.

Течение нефти на участке с лупингом можно представить как течение на таком же участке без лупинга, но в трубопроводе с увеличенным (эквивалентным) диаметром $d_\text{э}$. Для этого достаточно принять

$$i = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{u_0 d_\text{э}/\nu}}\frac{1}{d_\text{э}}\frac{u_0^2}{2g}, \text{ где } d_\text{э} = d[1 + (d_\text{л}/d)^{19,7}]^{1,4}. \tag{8.26}$$

Пример. *Найти эквивалентный диаметр нефтепровода, моделирующий течение нефти на участке с лупингом, если известно, что D = 720 мм, δ = 10 мм, $D_\text{л}$ = 530 мм, $\delta_\text{л}$ = 8 мм, а течение нефти в обеих ветвях участка происходит в зоне гидравлически гладких труб.*

Решение. Воспользуемся формулой (8.24):

$d_\text{э} = 700[1 + (514/700)^{19,7}]^{1,4} \cong 1158$ мм.

2. Если режимы течения нефти в каждом из трубопроводов находятся в зоне квадратичного трения, то $\lambda^{(1)} = \lambda^{(2)}$. Тогда, разрешая (8.22) относительно q_1 и q_2, получаем

$$q_1 = Q\frac{1}{1+\sqrt{\lambda^{(1)}/\lambda^{(2)}}(d_\text{л}/d)^{2,5}};$$

$$q_2 = Q\frac{\sqrt{\lambda^{(1)}/\lambda^{(2)}}(d_\text{л}/d)^{2,5}}{1+\sqrt{\lambda^{(1)}/\lambda^{(2)}}(d_\text{л}/d)^{2,5}}; \tag{8.27}$$

$$i^{(1)} = i^{(2)} = i_0 = \left[\frac{\sqrt{\lambda^{(1)}/\lambda_0}}{1+\sqrt{\lambda^{(1)}/\lambda^{(2)}}(d_\text{л}/d)^{2,5}}\right]^2; \quad i_0 = \lambda_0\frac{1}{d}\frac{u_0^2}{2g},$$

где $u_0 = 4Q/\pi d^2$; λ_0 — соотвественно скорость нефти и коэффициент гидравлического сопротивления в неразветвленной части трубопровода.

Течение нефти на участке с лупингом можно представить как течение на таком же участке без лупинга, но в трубопроводе с увеличенным (эквивалентным) диаметром $d_э$. Для этого достаточно принять:

$$i_0 = \lambda_{0э}\frac{1}{d_э}\frac{u_0^2}{2g},\ \text{где}\ d_э = d\left[\frac{1+\sqrt{\lambda^{(1)}/\lambda^{(2)}}(d_л/d)^{2,5}}{\sqrt{\lambda^{(1)}/\lambda_0}}\right]^{1,6}; \qquad (8.28)$$

где $\lambda_{0э}$ — коэффициент гидравлического сопротивления в неразветвленной части трубопровода, вычисленный по эквивалентному диаметру $d_э$.

Пример 1. *Найти эквивалентный диаметр нефтепровода, моделирующий течение нефти на участке с лупингом, если известно, что что* $D = 720$ *мм,* $\delta = 10$ *мм,* $D_л = 530$ *мм,* $\delta_л = 8$ *мм, а течение нефти в обеих ветвях участка происходит в зоне квадратичного трения. Принять* $\lambda_0 = \lambda^{(1)} = 0{,}019$; $\lambda^{(2)} = 0{,}023$.

Решение. Воспользуемся формулой (8.26):

$$d_э = 700\left[\frac{1 + \sqrt{0{,}019/0{,}023}\cdot(514/700)^{2,5}}{\sqrt{0{,}023/0{,}019}}\right]^{1,6} \cong 1053\ \text{мм}.$$

Пример 2. *По горизонтальному участку нефтепровода (*$D = 720$ *мм,* $\delta = 10$ *мм,* $L = 150$ *км) перекачивают сырую нефть (*$\nu = 25$ *сСт) с расходом 2000* $м^3$*/ч. Требуется увеличить пропускную способность участка на 20 %. Поскольку увеличить давление на перекачивающей станции оказалось невозможным, то решили проложить лупинг с диаметром, равным диаметру основной магистрали. Определить длину такого лупинга.*

Решение. Сначала вычислим потери h_{1-2} напора на участке нефтепровода:

$u = 4Q/\pi d^2 = 4\cdot2000/(3{,}14\cdot0{,}7^2\cdot3600) \cong 1{,}44$ м/с;

$\text{Re} = ud/\nu = 1{,}44\cdot0{,}7/(25\cdot10^{-6}) = 40320$; $\lambda = 0{,}3164/\sqrt[4]{40320} \cong 0{,}0223$;

$h_{1-2} = \lambda\,(L/d)(u^2/2g) = 0{,}0223(150000/0{,}7)(1{,}44^2/2\cdot9{,}81) \cong 505$ м.

Таким образом, располагаемый напор для обоих вариантов равен 505 м.

Новый расход перекачки должен составлять 2400 $м^3$/ч, что соответствует скоростям 1,73 м/с на участке без лупинга и 0,865 м/с в каждой из ветвей лупинга.

Вычисляем коэффициенты λ_0 и λ_1 гидравлического сопротивления на участке нефтепровода без и с лупингом соответственно:

$\text{Re}_0 = u_0 d/\nu = 1{,}73\cdot0{,}7/(25\cdot10^{-6}) = 48440$; $\lambda_0 = 0{,}3164/\sqrt[4]{48440} \cong 0{,}0213$;

$\text{Re}_1 = 24220$; $\lambda_1 = 0{,}3164/\sqrt[4]{24220} \cong 0{,}0254$.

Вычисляем гидравлические уклоны на этих участках:

$i_0 = \lambda_0 1/d u_0^2/2g = 0{,}0213\cdot1{,}73^2/(0{,}7\cdot19{,}62) \cong 4{,}642\cdot10^{-3}$;

$i_1 = \lambda_1 1/d u_1^2/2g = 0{,}0254\cdot0{,}865^2/(0{,}7\cdot19{,}62) \cong 1{,}384\cdot10^{-3}$.

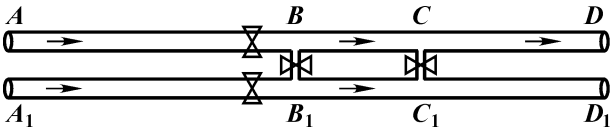


Рис. 8.9. Схема участка нефтепровода с перемычками

Обозначив длину лупинга через x, составим следующее уравнение:

$h_{1-2} = i_0(L - x) + i_1 x$;

$505 = 4{,}642 \cdot 10^{-3}(150000 - x) + 1{,}384 \cdot 10^{-3}x$, откуда $x \cong 58717$ м.

Перемычкой называется трубопровод, соединяющий два параллельных нефтепровода (рис. 8.9). Применяется для регулирования пропускной способности и повышения надежности многониточных нефтепроводов.

На рис. 8.9 показан участок двухниточного нефтепровода, имеющего две перемычки BB_1 и CC_1. При такой конфигурации рассматриваемый участок может иметь различные схемы включения и обладать различной пропускной способностью. Например, участок может работать при следующих схемах включения элементов:

1) $(AD + A_1D_1)$ или

2) $(AB + A_1B_1) \Rightarrow B_1C_1 \Rightarrow (CD + C_1D_1)$ или

3) $(ABC + A_1B_1C_1) \Rightarrow CD$ или

4) $AC \Rightarrow (CD + C_1D_1)$ и т.д.

Гидравлический расчет и построение $(Q-H)$-характеристик каждой из возможных конфигураций участка не представляют принципиальной трудности, поскольку все они являются параллельным и последовательным соединением трубопроводных элементов.

Например, первая схема представляет собой параллельное соединение двух трубопроводов на всей протяженности участка; вторая схема – последовательное соединение трех элементов: (AB и A_1B_1), (B_1C_1) и ($CD + C_1D_1$), причем первый и третий из них являются в свою очередь параллельным соединением двух других элементов и т.д.

8.7. НЕФТЕПРОВОДЫ С ПРОМЕЖУТОЧНЫМИ ПЕРЕКАЧИВАЮЩИМИ СТАНЦИЯМИ

Большая часть нефтепроводов имеет промежуточные перекачивающие станции. Примерно там, где потери напора, связанные с преодолением сил вязкого трения слоев нефти друг о друга, становятся равными напору, создаваемому предыдущей перекачивающей станцией, устанавливается следующая перекачивающая станция. При этом возможны две основные схемы перекачки: *из насоса в насос* и *с подключенными резервуарами*.

При перекачке по схеме из насоса — в насос конец предыдущего перегона между станциями является сечением всасывания следующей перекачивающей станции. При такой схеме перегоны нефтепровода между последовательно расположенными перекачивающими станциями оказываются в гидравлическом отношении жестко связанными друг с другом — всякое изменение в режиме работы одного перегона сказывается на режиме работы всего нефтепровода.

При перекачке с подключенными резервуарами предусматривается прием нефти с предыдущего перегона в резервуары промежуточной станции, и только затем закачка полученной нефти из резервуаров в нефтепровод следующего перегона. При такой схеме перегоны нефтепровода между последовательно расположенными перекачивающими станциями являются в гидравлическом отношении независимыми (или почти независимыми) друг от друга — на предыдущем перегоне может произойти авария, а последующие перегоны будут работать за счет запасов нефти в резервуарах парков промежуточных станций.

Как правило, на нефтепроводах эти схемы чередуются друг с другом: несколько участков, работающих по схеме из насоса — в насос, объединяются в один эксплуатационный участок, а эксплуатационные участки соединяются друг с другом через подключенные резервуары. Это позволяет сочетать достоинства перекачки по схеме из насоса — в насос (простоту и удобство эксплуатации) с преимуществами перекачки через подключенные резервуары (гидравлическая независимость работы, более высокая степень надежности).

На рис. 8.10 показана схема нефтепровода с промежуточ-

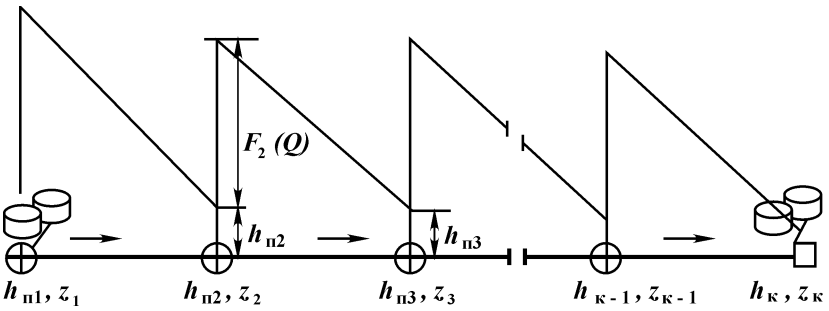


Рис. 8.10. Схема нефтепровода с промежуточными станциями, работающими по схеме из насоса − в насос

ными перекачивающими станциями, работающими по схеме из насоса − в насос.

Для такого нефтепровода в случае отсутствия сбросов и подкачек нефти имеют место уравнения баланса напоров на каждом участке:

$$[h_{п1} + z_1 + F_1(Q)] - [h_{п2} + z_2] = h_{1-2}(Q);$$

$$[h_{п2} + z_2 + F_2(Q)] - [h_{п3} + z_3] = h_{2-3}(Q);$$

$$\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \qquad (8.29)$$

$$[h_{пn} + z_n + F_n(Q)] - [h_к + z_к] = h_{n-k}(Q),$$

где $F_j(Q)$ − характеристики j-й перекачивающей станции; $h_{п1}$, $h_{п2}$, ..., $h_{пn}$ − подпоры перед станциями; $h_к$ − остаточный напор в конце трубопровода; h_{1-2}, h_{2-3}, ..., h_{n-k} − потери напора на соответствующих участках; z_j − высотные отметки. Подпор $h_{п1}$ перед первой станцией и остаточный напор $h_к$ в конце трубопровода считаются известными.

Совокупность уравнений (8.29) представляет собой систему n алгебраических уравнений для n неизвестных величин: Q, и $h_{п2}$, ..., $h_{пn}$.

Из системы уравнений (8.29), сложив их почленно, можно извлечь одно важное следствие:

$$[h_{п1} + z_1 + F_1(Q) + F_2(Q) + \ldots + F_n(Q)] - [h_к + z_к] =$$

$$= \sum_{j=1}^{j=n} h_{j-(j+1)}(Q)$$

или

$$h_{п1} + \sum_{j=1}^{n} F_j(Q) = h_к + (z_к - z_1) + \sum_{j=1}^{n} h_{j-(j+1)}(Q), \qquad (8.30)$$

называемое **уравнением баланса напора всего трубопровода**.

Уравнение (8.30) содержит только одну неизвестную величину — расход Q перекачки. Геометрическое его решение означает отыскание абсциссы точки пересечения двух кривых:

$$H^{(1)} = h_{п1} + \sum_{j=1}^{n} F_j(Q) \text{ и } H^{(2)} = h_к + (z_к - z_1) + \sum_{j=1}^{n} h_{j-(j+1)}(Q),$$

называемых *суммарными* $(Q-H)$*-характеристиками всех станций и трубопровода*, соответственно (рис. 8.11).

Точка (Q_*, H_*) пересечения характеристик $H^{(1)}$ и $H^{(2)}$ называется *рабочей точкой* трубопровода; ее абсцисса дает расход перекачки.

Однако система уравнений (8.29) не сводится только к одному следствию (8.30); она содержит гораздо больше информации. После того, как расход Q_* перекачки найден, можно

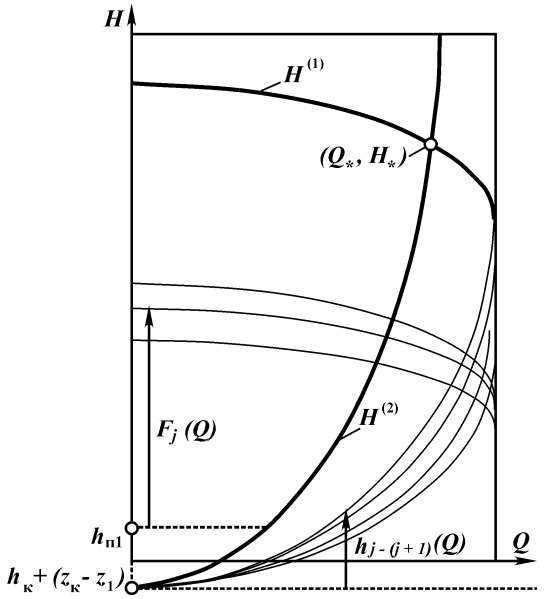


Рис. 8.11. Совмещенные (Q – H)-характеристики перекачивающих станций и нефтепровода

определить подпоры $h_{п2}$, ..., $h_{пj}$ перед всеми промежуточными станциями нефтепровода и, как следствие, давление в линиях всасывания и нагнетания этих станций. Например, перед 2-й перекачивающей станцией эти параметры имеют вид:

$$h_{п2} = h_{п1} + (z_1 - z_2) + [F_1(Q_*) - h_{1-2}(Q_*)];$$

$$p_{2в} = \rho g h_{п2}; \qquad (8.31)$$

$$p_{2н} = \rho g[h_{п2} + F_2(Q_*)].$$

Аналогично, сложив первые s уравнений системы (8.29), получим

$$h_{пs} = h_{п1} + (z_1 - z_s) + \sum_{j=1}^{j=s}[F_j(Q_*) - h_{j-(j+1)}(Q_*)];$$

$$p_{sв} = \rho g h_{пs}; \qquad (8.32)$$

$$p_{sн} = \rho g[h_{пs} + F_{s2}(Q_*)] \ (s = 3, 4, ..., n).$$

Для работы нефтепровода абсолютно необходимо, чтобы найденные параметры удовлетворяли двум следующим ограничениям:

во-первых, все значения подпора $h_{пs}$ (или давления $p_{sв}$) перед промежуточными и конечной перекачивающими станциями нефтепровода должны быть *больше* некоторой определенной величины $h_{\otimes}$ (или $p_{sв} \geq p_{\otimes} = \rho g h_{\otimes}$), так называемого *кавитационного запаса*, обеспечивающего нормальную работу центробежных насосов (см. гл. 6);

во-вторых, значения давления $p_{sн}$ нагнетания в начале каждого участка нефтепровода *не должны превышать* некоторое максимально разрешенное значение $p_{\otimes\otimes}$, зависящее от прочности труб на данном перегоне.

Иными словами, необходимо, чтобы решения системы уравнений (8.29) удовлетворяли следующим ограничениям:

$$h_{пs} > h_{\otimes s}, \ p_{sн} < p_{\otimes\otimes s} \text{ для всех } s = 1, 2, ..., n. \qquad (8.33)$$

При этом значения давления и в других сечениях нефтепровода (особенно в низинах его профиля) не должны превышать значений $p_{\otimes\otimes s}$.

Таким образом, годится не всякое решение уравнения (8.30), а только такое, для которого выполняются неравенства (8.33). Требования (8.33) называемые *условиями согласования*, накладывают весьма жесткие ограничения на проектные решения и эксплуатационные режимы работы нефтепровода.

Пример. *Нефтепровод протяженностью 450 км состоит из трех линейных участков (перегонов):*

Номер перегона	1	2	3
L, км	150	180	120
D, мм	720	720	720
δ, мм	8	8	8
$z_н$, м	50	60	70
$z_к$, м	60	70	180

В начале каждого участка находится перекачивающая станция с двумя одинаковыми последовательно соединенными насосами:

Номер перегона	($Q-H$)-характеристика (H — м; Q — м^3/ч)	Кавитационный запас $h_{\otimes}$, м
1	$H = 251 - 0{,}812\cdot10^{-5}\,Q^2$	40
2	$H = 285 - 0{,}640\cdot10^{-5}\,Q^2$	40
3	$H = 236 - 0{,}480\cdot10^{-5}\,Q^2$	40

Подпор h_1 первой (головной) перекачивающей станции равен 50 м; подпор $h_к$ в конце нефтепровода составляет 30 м; максимально допустимое давление — 5,8 МПа. Найти расход Q перекачки нефти ($\rho = 900$ кг/м^3, $\nu = 30$ сСт) в трубопроводе и подпоры h_2 и h_3 перед промежуточными станциями.

Решение. Составим три уравнения баланса напоров для каждого участка нефтепровода:

$$\begin{cases} h_1 + [z_1 + F_1(Q)] - (z_2 + h_2) = i_1(Q)L_1; \\ h_2 + [z_2 + F_2(Q)] - (z_3 + h_3) = i_2(Q)L_2; \\ h_3 + [z_3 + F_3(Q)] - (z_к + h_к) = i_3(Q)L_3. \end{cases}$$

Подставив в них исходные числовые данные, получим

$$\begin{cases} 50 + [50 + F_1(Q)] - (60+h_2) = i_1(Q)150000; \\ h_2 + [60 + F_2(Q)] - (70+h_3) = i_2(Q)180000; \\ h_3 + [70 + F_3(Q)] - (180+30) = i_3(Q)120000, \end{cases}$$

где ($Q-H$)-характеристики перекачивающих станций с 2-мя последовательно включенных насосами имеют вид:

$F_1(Q) = 502 - 1{,}624\cdot10^{-5}Q^2$;

$F_1(Q) = 570 - 1{,}280\cdot10^{-5}Q^2$;

$F_1(Q) = 472 - 0{,}960\cdot10^{-5}Q^2$.

Сложив почленно все три уравнения и осуществив соответствующие вычисления ($i_1 = i_2 = i_3 = i$), получим уравнение баланса напоров (8.30):

$1434 - 3{,}864\cdot10^{-5}Q^2 = 450000\ i(Q)$.

Для расчетов перейдем от расхода Q к скорости $u = 4Q/(3600\ \pi d^2)$ течения нефти. Тогда уравнение баланса напоров приобретет вид:

$1434 - 75{,}8u^2 = 32579{,}2\lambda u^2$

или

$1434 = u^2(7{,}58 + 32579{,}2\lambda)$.

Решаем это уравнение **методом последовательных приближений**. Сначала полагаем $\lambda_1 = 0{,}025$. Из полученного уравнения находим: $u_1 \cong 1{,}327$ м/с. Вычисляем число Рейнольдса: $\mathrm{Re}_1 = 1{,}327 \cdot 0{,}704/(30 \cdot 10^{-6}) \cong 31140$ и затем λ по формуле Блазиуса (8.9): $\lambda_2 = 0{,}3164/\sqrt[4]{31140} \cong 0{,}024$. Найденное значение берем в качестве второго приближения и подставляем его в уравнение баланса напоров. Вычисляем скорость: $u_2 \cong 1{,}293$ м/с. Далее находим: $\mathrm{Re}_2 \cong \cong 30342$ и $\lambda_2 \cong 0{,}024$. Отсюда следует, что второе приближение — удовлетворительное, $\lambda_2 = \lambda_3$, и процесс закончен. Итак, $u \cong 1{,}293$ м/с. Этой скорости соответствует расход перекачки $Q_* \cong 1811$ м^3/ч.

Далее находим подпоры на промежуточных станциях. Из уравнения баланса напоров для первого участка получаем

$$h_2 = 50 + (50 - 60) + (502 - 1{,}624 \cdot 10^{-5} \cdot 1811^2) - 0{,}001851 \cdot 1{,}293^{1{,}75} \cdot 150000 =$$
$$= 53{,}44 \text{ м} > 40 \text{ м}.$$

Из уравнения баланса напоров для второго участка получаем

$$h_3 = (60 - 70) + 53{,}44 + (570 - 1{,}28 \cdot 10^{-5} \cdot 1811^2) - 0{,}001851 \cdot 1{,}293^{1{,}75} \cdot 180000 =$$
$$= 49{,}1 \text{ м} > 40 \text{ м}.$$

Затем вычисляем давление в линиях нагнетания станций:

$$p_{1н} = \rho g[h_1 + F_1(Q_*)] = 900 \cdot 9{,}81[50 + 502 - 1{,}624 \cdot 10^{-5} \cdot 1181^2] \cong 4{,}67 \cdot 10^6 \text{ МПа}.$$

$$p_{1н} = \rho g[h_2 + F_3(Q_*)] = 900 \cdot 9{,}81[53{,}44 + 502 - 1{,}28 \cdot 10^{-5} \cdot 1181^2] \cong 5{,}35 \cdot 10^6 \text{ МПа}.$$

$$p_{1н} = \rho g[h_3 + F_3(Q_*)] = 900 \cdot 9{,}81[49{,}1 + 502 - 0{,}96 \cdot 10^{-5} \cdot 1181^2] \cong 4{,}48 \cdot 10^6 \text{ МПа}.$$

Все полученные значения не превышают максимально разрешенного давления 5,8 МПа, следовательно, рассчитанный режим работы нефтепровода является допустимым.

8.8. СОГЛАСОВАНИЕ РАБОТЫ УЧАСТКОВ НЕФТЕПРОВОДА С ПРОМЕЖУТОЧНЫМИ ПЕРЕКАЧИВАЮЩИМИ СТАНЦИЯМИ, РАБОТАЮЩИМИ ПО СХЕМЕ ИЗ НАСОСА В НАСОС

При перекачке нефтей с различающимися свойствами (прежде всего по вязкости, см. гл. 10) в нефтепроводе с промежуточными станциями, работающими по схеме из насоса — в насос, происходит постепенное замещение одной нефти другой, вследствие чего характеристики отдельных участков нефтепровода плавно изменяются. В частности, при замещении менее вязкой нефти более вязкой подпоры на промежуточных станциях уменьшаются и могут достичь недопустимо малого значения. Поскольку при работе по схеме из насоса — в насос все участки нефтепровода гидравлически связаны друг с другом, то недопустимое снижение подпора может привести к аварийной ситуации и остановки трубопровода. Отсюда следует, что при проектиро-

вании нефтепроводов для перекачки нефтей с сильно разнящимися свойствами, необходимо предусмотреть регулирование работы перекачивающих станций.

Рассмотрим для конкретности процесс замещения менее вязкой нефти (№1) более вязкой (№2) в нефтепроводе, состоящем из двух участков AB и BC. При этом будем считать, что первоначально оба участка были заполнены менее вязкой нефтью (рис. 8.12).

Рабочая точка $T(Q_*, H_*)$ трубопроводной системы находится как точка пересечения суммарной $(Q-H)$-характеристики перекачивающих станций $H^{(1)}(Q) = h_{\text{п}1} + F_1(Q) + F_2(Q)$ и суммарной $(Q-H)$-характеристики всего трубопровода $H^{(2)}(Q) = h_C + (z_C - z_A) + h_{A-B}(Q) + h_{B-C}(Q)$ (рис. 8.13).

Первая из них есть $(Q-H)$-характеристика второго участка трубопровода; вторая, если ее поднять вверх по оси ординат на пока еще неизвестную величину $h_{\text{п}B}$ подпора перед промежуточной станцией, даст $(Q-H)$-характеристику этой станции.

Построим на этом же чертеже еще две кривые:

$$H = h_C + (z_C - z_B) + h_{BC}(Q) \text{ и } H = F_2(Q). \tag{8.34}$$

Пересечение этих кривых (8.34) определяет точку T_1 с абсциссой Q_1. Возможны два случая:

1. $Q_1 < Q_*$. Это означает, что характеристику $H = F_2(Q)$ промежуточной насосной станции нужно поднять вверх, чтобы точка ее пересечения с $(Q-H)$-характеристикой второго участка определила найденный расход Q_* в трубопроводе. Поскольку уравнение баланса напоров второго участка имеет вид

$$h_{\text{п}B} + H_{\text{ст}B}(Q) = h_C + (z_C - z_B) + h_{BC}(Q), \tag{8.35}$$

то, очевидно, что поднять эту характеристику нужно как раз на величину, равную подпору $h_{\text{п}B}$ перед станцией. Следовательно, отрезок MN, высекаемый кривыми (8.34) на перпен-

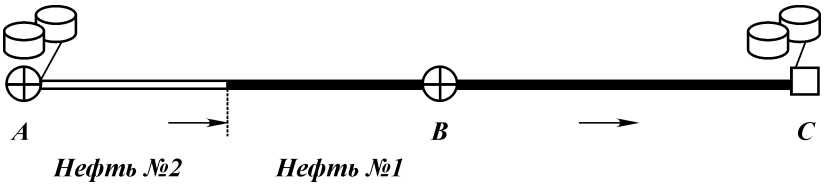


Рис. 8.12. Замещение менее вязкой нефти (№1) более вязкой (№2) в нефтепроводе с промежуточной станцией

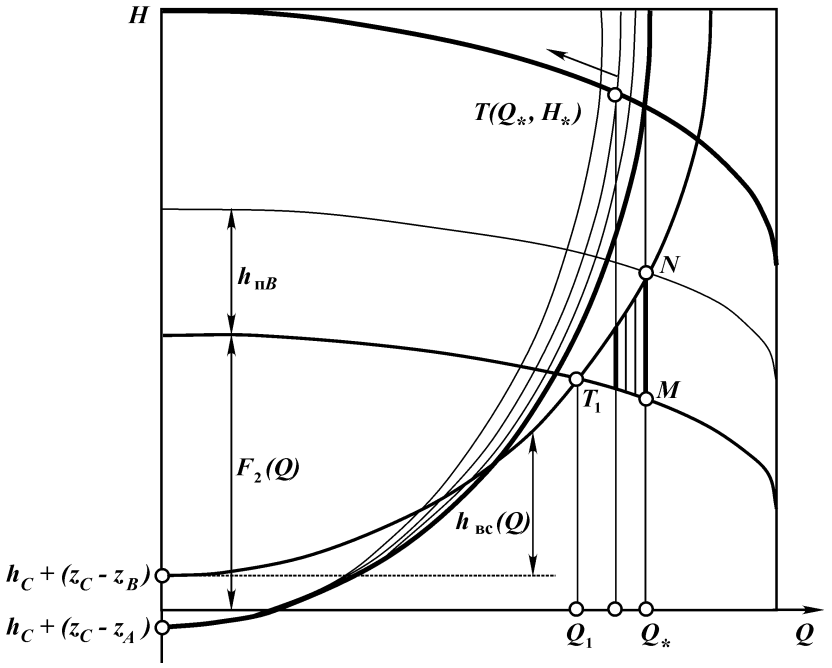


Рис. 8.13. Совмещенные характеристики нефтепровода и его второго участка

дикуляре, опущенным из рабочей точки $T(Q_*, H_*)$ на ось абсцисс, дает неизвестное значение $h_{пВ}$.

2. $Q_1 > Q_*$. Это означает, что подпор $h_{пВ}$ перед станцией отрицателен и, следовательно, такой режим работы трубопровода невозможен.

Пусть теперь на ГПС начинается закачка более вязкой нефти №2. Поскольку ее вязкость больше, чем вязкость нефти №1, то суммарная характеристика нефтепровода становится круче и рабочая точка T системы постепенно смещается влево по суммарной характеристике перекачивающих станций. Второй же участок остается заполненным нефтью №1, поэтому точка T_1 остается на месте. Длина отрезка MN уменьшается, что свидетельствует об уменьшении подпора $h_{пВ}$ перед промежуточной станцией.

Уменьшение подпора $h_{пВ}$ перед промежуточной станцией опасно, так как подпор может достичь минимально возможного значения $h_{\otimes}$, после чего произойдет аварийное отключение станции.

Для того, чтобы предотвратить аварийное отключение станции применяют различные системы автоматизированного регулирования (САР) давления. Одним из способов такого регулирования является *дросселирование*. Для этого на промежуточной станции частично прикрывают задвижку, вводя в поток нефти дополнительное сопротивление. От этого характеристика $h_{BC}(Q)$ второго участка становится круче и точка T_1 также сдвигается влево. Значение подпора $h_{пВ}$ перед станцией при этом увеличивается. После прохождения через станцию границы контакта нефтей задвижку опять открывают.

Аналогичные процессы возникают в нефтепроводах при сосредоточенных отборах нефти. После включения отбора подпор на промежуточной станции падает и для его поддержания также необходимо регулирование.

Дросселирование помогает согласовать работу участков нефтепровода, однако его применение крайне неэкономично, ибо связано с большими непроизводительными затратами энергии. Прогрессивным методом регулирования является *использование приводов с переменным числом оборотов*, позволяющих плавно изменять в нужную сторону характеристики перекачивающих станций.

8.9. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ НЕФТЕПРОВОДА

8.9.1. ЗАДАЧИ И ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

Вопрос о выборе параметров системы трубопроводного транспорта нефти, т.е. вопрос о том, какими должны быть диаметр нефтепровода (в случае однотрубного варианта) или нефтепроводов (в случае многотрубного варианта), толщина стенки трубопроводов, число перекачивающих станций, объем резервуарного парка, рабочее давление на станциях и др.) не решается в рамках лишь технического подхода к проблеме. Оказывается, что достичь конечного результата, т.е. перекачать заданное количество нефти на заданное расстояние, можно не одним, а несколькими способами, с помощью трубопроводных систем, различающихся между собой параметрами. Так, например, можно соорудить нефтепровод большого диаметра, но с малым числом перекачивающих станций, или трубопровод малого диаметра, но с большим числом перекачивающих станций. Можно работать

с невысоким уровнем максимального давления за счет увеличения числа перекачивающих станций или, наоборот, с высоким уровнем максимального давления при уменьшенном числе перекачивающих станций. Можно вообще проложить не один, а несколько параллельных трубопроводов с диаметрами меньшими, чем в конкурирующем однотрубном варианте.

Вопрос о том, какими должны быть параметры проектируемой нефтепроводной системы, решается на основе **технико-экономических соображений**. Это означает, что выбор параметров трубопроводной системы для транспорта нефти осуществляется на базе сопоставления различных вариантов технически возможных решений и выявления из их совокупности одного, оптимального по экономическим показателям. Процесс этот называется *оптимизацией проектных решений*.

Общий принцип оптимизации проектных решений состоит в следующем:

сначала формируется множество технически возможных вариантов системы трубопроводного транспорта нефти. В него включаются варианты сооружения трубопроводов с различным диаметром, с разным числом перекачивающих станций, с различным уровнем давления и т.д., а также с разным числом ниток (т.е. параллельных трубопроводов);

затем каждый из вариантов подвергают экономической оценке. Для этого рассчитывают *капитальные затраты* на его реализацию и *эксплуатационные расходы* при дальнейшей эксплуатации системы в выбранном варианте исполнения;

далее в зависимости от конъюнктуры рынка вводят специальный коэффициент — так называемую процентную ставку кредита (ежегодный процент платы за предоставленный кредит), позволяющую перевести капитальные вложения в ежегодные затраты на поддержание трубопроводной системы. С помощью этого коэффициента строится оптимизируемый показатель — **приведенные затраты**;

вариант, для которого приведенные затраты окажутся наименьшими, может быть принят в качестве оптимального.

Специально подчеркнем, что оптимизация параметров трубопроводной системы по критерию приведенных затрат может служить лишь для выбора одного из возможных технических решений, но не больше; вопрос о том, следует ли сооружать тот или иной нефтепровод должен решаться в более широком контексте, с учетом целого спектра экономических и конъюнктурных факторов.

8.9.2. РАСЧЕТ УКРУПНЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НЕФТЕПРОВОДНОЙ СИСТЕМЫ

Укрупненный гидравлический расчет возможных вариантов нефтепровода.

Полный гидравлический расчет нефтепровода с промежуточными перекачивающими станциями осуществляется после того, как выбраны диаметр трубопровода, число и место размещения каждой перекачивающей станции, а также насосно-силовое оборудование на них. Этот расчет выполняется согласно правилам, изложенным в предыдущих параграфах этой главы. Для оптимизационных расчетов принимается упрощенная методика, в которой основой служит система двух алгебраических уравнений, выражающая материальный баланс перекачиваемой нефти и суммарный баланс напоров, необходимых для перекачки:

$$\begin{cases} \rho Q T = G; \\ \sum\limits_{j=1}^{j=n} H_{\text{ст}j}(Q) = (h_{\text{к}} - h_{\text{п}}) + (z_{\text{к}} - z_{\text{н}}) + 1{,}02\lambda(Q)\dfrac{L}{d}\dfrac{(4Q/\pi d^2)^2}{2g}, \end{cases}$$

где T — годовое число часов работы нефтепровода ($T \le T_{\otimes}$ нормативного годового лимита рабочего времени (в ч) нефтепровода данного диаметра); G — грузопоток, млн т/год; $H_{\text{ст}j}(Q)$ — дифференциальный напор, развиваемый j-й перекачивающей станцией, м; n — число перекачивающих станций.

Если принять в первом приближении, что все перекачивающие станции однотипны, то исходную систему уравнений можно записать более просто:

$$\boxed{\begin{cases} T = \dfrac{G/\rho}{Q}; \\ nH_{\text{ст}} = (h_{\text{к}} - h_{\text{п}}) + (z_{\text{к}} - z_{\text{н}}) + 1{,}02\lambda(Q)\dfrac{L}{d}\dfrac{(4Q/\pi d^2)^2}{2g}. \end{cases}} \qquad (8.36)$$

В частности, из второго уравнения системы можно оценить число n перекачивающих станций:

$$n = \frac{(h_{\text{к}} - h_{\text{п}}) + (z_{\text{к}} - z_{\text{н}}) + 1{,}02\lambda(Q)L/2gd(4Q/\pi d^2)^2}{H_{\text{ст}}}. \qquad (8.37)$$

Следует заметить, что в последней формуле априорно неизвестен внутренний диаметр d нефтепровода. Кроме того,

число n может оказаться не целым. Если это число округлить до первого целого числа, превышающего найденное, то окажется, что напор на станциях может быть меньше максимально допустимого, диктуемого условиями прочности труб.

Системой уравнений (8.36) можно воспользоваться поразному. Приведем один из возможных путей ее использования. В качестве независимых и варьируемых переменных выбираем число n перекачивающих станций и дифференциальный напор $H_{ст}$, создаваемый каждой из них. Поскольку независимые переменные входят в (8.36) только в произведении друг с другом и априорно ясно, что число станций должно быть наименьшим, значение $H_{ст}$ выбирают максимально допустимым. Систему уравнений (8.36) можно рассматривать как систему двух алгебраических уравнений для определения пропускной способности Q и внутреннего диаметра d нефтепровода.

Эта система решается в следующем порядке. Сначала выбирается одно из возможных (начиная с минимального) значений внешнего диаметра D_s нефтепровода: $D \in \{0{,}219;\ 0{,}273;\ 0{,}325;\ 0{,}377;\ 0{,}426;\ 0{,}530;\ 630;\ 720;\ 820;\ 1020;\ 1220\}$ мм. Затем по давлению на перекачивающих станциях, определяемому как $p_н = \rho g(h_п + H_{ст})$, и выбранному диаметру D_s из условий прочности рассчитывается толщина δ_s стенки нефтепровода. После этого внутренний диаметр d_s нефтепровода определяется как разность $d_s = D_s - 2\delta_s$. Затем из решения второго уравнения системы (8.36) при известной левой части вычисляется расход Q перекачки. Наконец, из первого уравнения системы (8.36) находится годовое время T работы нефтепровода, которое сопоставляется с нормативным лимитом времени $T_\otimes$, установленным для данного трубопровода. При этом если $T > T_\otimes$, то переходят к следующему по величине диаметру нефтепровода и повторяют расчет снова. Если же $T \le T_\otimes$, расчет считают законченным и рассматривают найденный диаметр как диаметр одного из возможных вариантов трубопроводной системы.

Итак, в результате гидравлического расчета, выполненного по укрупненным показателям, имеем: $d = \varphi(n, H_{ст})$; $\delta = \psi(n, H_{ст})$; $Q = \omega(n, H_{ст})$; $T = \theta(n, H_{ст})$ и теперь можно переходить к экономическим оценкам выбранного варианта.

Конечно, указанный выше расчет уступает в точности полному гидравлическому расчету нефтепровода с учетом множества конкретных деталей рассматриваемого трубопровода, однако имеющиеся в нем погрешности незначительно сказываются на общих результатах оптимизации.

Кроме того, на последующих стадиях проектирования выбранные параметры могут быть уточнены путем поверочных расчетов.

8.9.3. РАСЧЕТ УКРУПНЕННЫХ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Поскольку основные параметры выбранного варианта нефтепровода найдены, можно перейти к оценке стоимости каждого из них. В процессе оптимизации эта оценка осуществляется с помощью так называемых *укрупненных экономических показателей*.

Капитальные вложения в линейную часть нефтепровода составляют основную долю суммарных капитальных вложений, поскольку именно на линейную часть приходится наибольшее количество технологического и вспомогательного оборудования. К вложениям в линейную часть относят стоимость труб, стоимость линейной запорной и регулирующей аппаратуры, затраты на сооружение линий электропередач и связи, прокладку подъездных дорог, на строительство сооружений катодной и электрохимической защиты, затраты на объекты линейной службы эксплуатации и значительную часть материальных и денежных затрат, связанных с прокладкой трубопровода.

Капитальные вложения $K_л$ в линейную часть нефтепровода в общем случае представляют формулой $K_л = kL$, в которой k — удельные капитальные вложения, рассчитанные на 1 км трубопровода; L — протяженность нефтепровода, км.

Удельные капитальные вложения k не являются постоянной величиной, а зависят от параметров сооружаемого нефтепровода, климатического района, в котором он прокладывается, от особенностей соответствующих территорий и т.п. При некотором отвлечении от деталей коэффициент k можно представить в виде функции $k = k(D, \delta)$ для однотрубных нефтепроводов и в виде функции $k = k(D_1, D_2, \delta_1, \delta_2)$ для двухтрубных систем. Численные значения этой функции меняются в зависимости от рыночной конъюнктуры.

Капитальные вложения в сооружение перекачивающих станций рассчитывают с помощью усредненных данных, полученных при составлении смет предыдущего строительства нефтепроводов с различными диаметрами и грузопотоками. Поэтому аналитическое выражение для капитальных вложений $K_{п.с}$ в сооружение одной перекачивающей станции

представляется в виде функции двух аргументов (диаметр D и грузопотока G трубопровода): $K_{\text{п.с}} = K(D, G)$.

Для расчета капитальных вложений в сооружение перекачивающих станций на двухтрубных нефтепроводах обычно принимаются следующие допущения:

каждая перекачивающая станция обслуживает сразу оба параллельных трубопровода, и отличие ее от станции однотрубного нефтепровода состоит только в том, что она включает в себя комплекс оборудования для перекачки по второй трубе;

к стоимости станции, которая определяется по диаметру и грузопотоку той нитки, где эти параметры больше, добавляется стоимость комплекса оборудования трубопроводной нитки с меньшими параметрами; стоимость последнего составляет примерно 20 % стоимости самой станции.

Капитальные вложения в сооружение резервуарных парков. Удельные капитальные вложения в новое строительство резервуарных парков включают в себя стоимость сооружения собственно резервуаров, всего комплекса технологических систем и устройств, обеспечивающих его нормальное функционирование, а также стоимость отчуждаемой территории, системы очистки сточных вод и т.п. Обычно капитальные вложения $K_{\text{р.п}}$ в сооружение резервуарных парков для нефти представляются в этой обработке в виде функции от V суммарного объема парков согласно равенству $K_{\text{р.п}} = K_{\text{р.п}}V$, в котором $K_{\text{р.п}}(V)$ – удельные капитальные вложения в резервуарный парк объемом V. Зависимость $K_{\text{р.п}}$ от V означает, что удельная стоимость единицы объема парка различна для парков с разным суммарным объемом: в относительно небольших парках она выше, чем в парках больших объемов. Значения функции $K_{\text{р.п}}(V)$ можно найти в постоянно обновляемых нормах технологического проектирования, принятых в отрасли. Эти значения изменяются в зависимости от рыночной конъюнктуры.

Если во всех сравниваемых вариантах нефтепроводной системы объем резервуарных парков принимается одинаковым (равным, например, трехсуточному запасу нефти для обеспечения бесперебойной работы нефтепровода), то капитальные затраты на сооружение резервуарных парков в выборе оптимального варианта не участвуют.

Стоимость нефти в трубопроводной системе. Для того чтобы трубопроводная система могла нормально функционировать, она должна быть *постоянно заполнена* нефтью. Нефть находится в трубопроводе (или трубопроводах) и ре-

зервуарных парках и без них процесс перекачки невозможен. В этом состоит характерная особенность трубопроводов вообще. Нефть, находящаяся в системе, естественно, обновляется, но на протяжении всего периода работы системы ее количество более или менее неизменно. Это означает, что на приобретение нефти должны быть затрачены деньги, поэтому стоимость некоторого количества нефти должна быть включена в капитальные вложения. Одна часть нефти постоянно находится в резервуарных парках системы, другая — в трубопроводе (трубопроводах). Оказывается, что при большом объеме полости трубопровода стоимость нефти $K_н$, неизменно находящейся в системе, может составлять значимую долю капитальных вложений, поэтому ей пренебрегать нельзя. Изменяя диаметр нефтепровода, число параллельных трубопроводов и другие показатели, можно варьировать стоимость нефти, находящейся в системе.

Эксплуатационные расходы в системе нефтепровода зависят от длины и диаметра трубопровода, грузопотока, числа перекачивающих станций, объема резервуарных парков и т.п. Поскольку оптимизацию параметров нефтепровода осуществляют по укрупненным показателям, эксплуатационные расходы $Э_0$ включают несколько слагаемых: $Э_0 = Э_л + Э_{п.с} + Э_{р.п}$, где $Э_л$ — расходы по эксплуатации линейной части нефтепровода; $Э_{п.с}$ — расходы по эксплуатации перекачивающей станции; $Э_{р.п}$ — расходы по эксплуатации резервуарных парков в системе нефтепровода.

Эксплуатационные расходы $Э_л$ включают в себя прежде всего амортизационные отчисления $Э_{л.а}$ (≅4 % капитальных вложений в линейную часть), затраты на текущий ремонт $Э_{л.р}$ (≅0,5 % от капитальных вложений в линейную часть), затраты $Э_{л.э}$ на электроэнергию, а также прочие затраты $Э_*$. Затраты на электроэнергию определяются с учетом существующего двухставочного тарифа (стоимости собственно расходуемой на перекачку электроэнергии и платы за установленную мощность). Прочие затраты включают в себя прежде всего зарплату обслуживающего персонала, которая зависит, естественно, от числа перекачивающих станций.

8.9.4. ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ НЕФТЕПРОВОДНОЙ СИСТЕМЫ

При расчете параметров нефтепровода осталась неопределенность — какими же должны быть диаметр нефтепровода (или диаметры трубопроводов в случае двух-

или даже многотрубного варианта), число перекачивающих станций, максимальное давление на каждой из них и т.п. Правда, из приведенных формул видно, что неопределенными в сущности являются только два параметра: например, число n перекачивающих станций и дифференциальный напор $H_{ст}$, создаваемый каждой из них. Если бы эти величины были известны, остальные параметры нефтепроводной системы можно было рассчитать через них.

В существующей неопределенности скрыт основной смысл оптимизации: из множества возможных вариантов нужно выбрать наилучший. Именно такой "наилучший" вариант выявит неопределенные параметры нефтепроводной системы. Покажем, как это делается.

Формулировка оптимизационной задачи. Предположим, что *анализ экономической и инвестиционной ситуации, а также сложившейся на рынке транспортных услуг конъюнктуры* привел к решению о целесообразности строительства нефтепровода с грузопотоком G на расстояние L. Тогда встает вопрос, какими оптимальными параметрами должна обладать такая система.

В числе критериев оптимизации при выборе параметров нефтепроводной системы могут фигурировать ее экономическая эффективность (капитальные вложения, эксплуатационные расходы, себестоимость), надежность, экологические характеристики и другие параметры. Если предположить, что все мыслимые (возможные) варианты нефтепроводной системы решают свою главную задачу — перекачать заданное количество нефти на заданное расстояние — и при этом равнозначны по надежности, технологической и экологической чистоте, а отличаются только стоимостью, то в качестве основного критерия оптимизации можно выбрать приведенные затраты

$$П = KE_{\%}/100 + Э_0, \qquad (8.38)$$

где K — суммарные капиталовложения; $E_{\%}$ — процентная ставка кредита (ежегодная плата за банковский кредит), %, например, $E_{\%} = 12 \div 15$ %; $Э_0$ — эксплуатационные расходы. Во всех случаях значения входящих в формулу (8.38) величин — капитальных вложений и эксплуатационных расходов — зависят от грузопотока, дальности транспортировки, числа параллельных трубопроводов в системе нефтепровода, от диаметра (или диаметров) отдельных трубопроводов, а также от множества других факторов. От экономической

конъюнктуры зависит, в частности, значение такого важного коэффициента, как $E_{\%}$.

Задача об оптимальном выборе параметров нефтепроводной системы формулируется следующим образом. Необходимо перекачивать из пункта A в пункт B нефть в суммарном количестве G млн т/год на расстояние L км. Требуется определить, какими должны быть параметры нефтепроводной системы (число параллельных трубопроводов, их диаметры, число перекачивающих станций, рабочее давление на них, скорость перекачки и т.п.), чтобы приведенные затраты $П$ были минимальными, т.е. чтобы выполнялось условие

$$П = KE_{\%}/100 + Э_0 \rightarrow \min. \qquad (8.39)$$

Алгоритм оптимизационных расчетов. Наиболее простым методом решения сформулированной задачи является метод прямого перебора возможных вариантов, естественно, с некоторым дискретным шагом варьирования независимых переменных, с использованием компьютеров.

В качестве первоначально независимых варьируемых параметров можно взять число n перекачивающих станций и дифференциальный напор $H_{ст}$, создаваемый каждой из них. Тогда по формулам (8.36) можно рассчитать внутренний d диаметр нефтепровода, толщину δ его стенки, расход Q перекачки и годовое время T работы нефтепровода. При этом учитывается, что диаметр $D = d + 2\delta$ нефтепровода может принимать лишь дискретный набор значений от 219 до 1220 мм.

После того как все технологические параметры возможного варианта нефтепроводной системы определены, рассчитывают экономические показатели отдельных ее узлов и всей системы в целом. В результате определяют суммарные капитальные вложения K и эксплуатационные расходы $Э_0$. Затем вычисляют приведенные затраты $П$, которые оказываются, таким образом, функцией двух независимых переменных: числа n перекачивающих станций и дифференциального напора $H_{ст}$, создаваемого каждой из станций, т.е. $П = П(n, H_{ст})$.

В ходе оптимизации число n перекачивающих станций изменяют от 1 до N (максимального значения), а дифференциальный напор $H_{ст}$, создаваемый каждой станцией — от максимально возможного до минимального значения, допускаемого в данной системе. При этом каждый раз вычисляют приведенные затраты (8.40), выбирая тот вариант, для которого эти затраты являются минимальными.

Для двух- или многотрубных нефтепроводов алгоритм оптимизационных расчетов аналогичен, только дифференциальные напоры $H_{ст}$, создаваемые перекачивающими станциями, варьируют независимо друг от друга. На второй стадии оптимизационного процесса результаты расчетов одно- и многотрубных вариантов исполнения системы сравнивают друг с другом и выбирают наилучший.

Следует отметить, что опыт и сложившаяся практика проектирования нефтепроводов позволяют в ряде случаев ограничить число сравниваемых вариантов количеством от 3 до 5. Именно в этом смысле нужно рассматривать данные о связи оптимальных диаметров нефтепроводов с заданными грузопотоками (см. табл. 8.1).

Пример. *Выбрать оптимальный вариант из трех конкурирующих вариантов, для которых:* $K_1 = 3{,}8$ *млрд руб.,* $Э_{01} = 80$ *млн руб.;* $K_2 = 3{,}4$ *млрд руб,* $Э_{02} = 200$ *млн руб.;* $K_3 = 3{,}0$ *млрд руб.,* $Э_{03} = 280$ *млн руб., приняв процентную ставку кредита* $E_{\%} = 15$ *%.*

Решение. Вычислим приведенные затраты для каждого из конкурирующих вариантов:

$П_1 = 0{,}15 \cdot 3{,}8 \cdot 1000 + 80 = 650$ млн руб/год;

$П_2 = 0{,}15 \cdot 3{,}4 \cdot 1000 + 200 = 710$ млн руб/год;

$П_1 = 0{,}15 \cdot 3{,}0 \cdot 1000 + 280 = 730$ млн руб/год.

Отсюда видно, что из рассматриваемых вариантов наиболее выгодным является первый вариант.

9 ГЛАВА СПЕЦИАЛЬНЫЕ МЕТОДЫ ПЕРЕКАЧКИ ВЫСОКОВЯЗКИХ И ЗАСТЫВАЮЩИХ НЕФТЕЙ

9.1. ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕКАЧКИ ВЫСОКОВЯЗКИХ И ЗАСТЫВАЮЩИХ НЕФТЕЙ

Если температуры застывания нефти равны или выше среднемесячных минимальных температур окружающей трубопровод среды, то такая нефть считается высоковязкой и застывающей в рассматриваемых условиях перекачки.

При трубопроводном транспорте таких нефтей для обеспечения заданной пропускной способности и избежания застывания нефти при остановке перекачки необходимо использовать специальные технологии перекачки.

По способу воздействия на перекачиваемую жидкость и структуру потока такие технологии можно разделить на две основные группы.

К первой группе относятся технологии, не изменяющие реологические свойства перекачиваемых нефтей:

создание с помощью механических устройств (насадок, спиралей и т.д.) пристенного внутреннего слоя из маловязкой жидкости (нефти, нефтепродуктов, воды с добавлением поверхностно-активных веществ (ПАВ) и без них);

уменьшение шероховатости внутренней поверхности трубопровода или изменение его геометрии (трубы с внутренним покрытием, телескопические трубопроводы);

последовательная перекачка партий нефти и воды;

транспортировка нефтяных систем в капсулах или контейнерах (в потоке маловязкой жидкости — нефти, нефтепродукта, сжиженного газа и т.д.) либо в потоке газа (природного, воздуха и т.д.).

Вторую группу составляют технологии, связанные с изменением реологических свойств нефти (вязкости, предельного напряжения сдвига и др.).

В свою очередь технологии перекачки высокозастывающих нефтей, основанные на изменении реологических характеристик транспортируемой жидкости, можно разделить на физические, физико-химические и химические.

К физическим методам относятся следующие:

предварительное изотермическое разрушение структуры нефти (например, прокачиванием ее через диафрагму);

повышение температуры потока нефти в печах или теплообменниках, расположенных в отдельных пунктах трассы трубопровода, с использованием для этого различных видов топлива (перекачиваемый продукт, утилизация тепла промышленных производств и т.д.);

применение трубопроводов-спутников, расположенных снаружи или внутри трубы, с использованием различных теплоносителей (горячая вода, пар и т.д.) и схем движения нефти и теплоносителя (параллельно друг другу или на встречу друг другу);

использование внешнего или внутреннего электрообогрева трубопровода с тепловой изоляцией или без нее (гибкие ленты, кабели, импендансный и индукционный способы и т.д.) для разогрева всего объема жидкости или только пристенного слоя.

Физико-химические методы можно разделить на следующие типы:

перекачка в виде эмульсий нефти в воде с использованием стабилизирующих ПАВ и без них;

разбавление перекачиваемой нефти маловязкими нефтями и другими углеводородными разбавителями (нефтепродукты, газовый конденсат и т.д.);

термообработка путем нагрева нефти до определенной температуры с последующим ее охлаждением с заданным режимом до температуры перекачки;

обработка депрессорной присадкой (стимулятором потока) всего объема нефти или только пристенного слоя потока.

К химическим методам относятся депарафинизация и деасфальтизация нефти и ее термодеструкция.

В историческом аспекте первоначально был разработан способ транспорта нефти в нагретом состоянии, а затем предложены такие технологии, как гидротранспорт высокозастывающих нефтей, применение углеводородных разбавителей и термообработка. Позднее появились предложения по

использованию при перекачке депрессоров — химических соединений, улучшающих реологические свойства (предельное и статическое напряжения сдвига) парафинистых нефтей.

9.2. "ГОРЯЧАЯ" ПЕРЕКАЧКА

"Горячая" перекачка относится ко второй группе технологий и связана с изменением реологических свойств нефти (вязкости и предельного напряжения сдвига) путем предварительного подогрева жидкости.

При "горячей" перекачке высокозастывающая нефть нагревается на головной станции и насосами подается в трубопровод. При движении по трубопроводу она охлаждается, что приводит к увеличению потерь на трение. Поэтому нефть снова подогревается на промежуточных тепловых станциях.

Принципиальная схема магистрального трубопровода с предварительным подогревом нефти представлена на рис. 9.1.

Нефть по магистральному трубопроводу *1* подают в резервуарный парк *2*, оборудованный подогревателями, поддерживающими температуру нефти, необходимую для работы подпорных насосов *3*, которые прокачивают жидкость через подогреватели *4* и подают нефть в основные насосы *5*, качающие нефть в магистральный трубопровод *6*. Нефть подогревают от 70 до 120 °С. Верхний предел температуры ограничен стойкостью теплоизоляции, деструкцией молекул нефти, а также возможностью коксования нефти в теплообменниках.

По мере движения по трубопроводу жидкость остывает, в

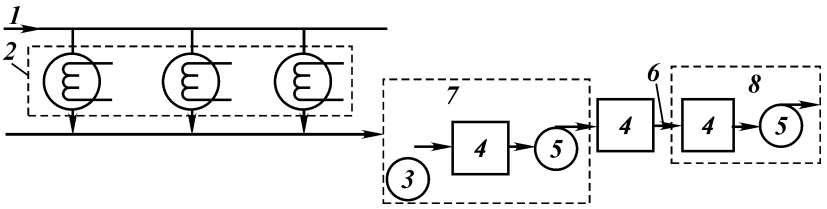


Рис. 9.1. Принципиальная схема магистрального трубопровода с устройствами для предварительного подогрева нефти:
1 — подводящий трубопровод (магистральный); *2* — резервуарный парк, оборудованный подогревателями; *3* — подпорный насос; *4* — подогреватель; *5* — основной насос; *6* — магистральный трубопровод; *7* — ГПС — головная перекачивающая станция; *8* — промежуточная тепловая станция

результате ее температура уменьшается, а вязкость и потери напора растут. Поэтому жидкость вновь подогревают на промежуточных тепловых станциях *8*. В зависимости от свойств нефти, начальной температуры подогрева и расхода нефти пункт подогрева располагают через 25—80 км.

Для подогрева нефти используют паровые и огневые подогреватели. Принципиальная схема огневой радиально-конвекционной печи Г9ПО2В представлена на рис. 9.2.

Все пространство печи, смонтированной в металлическом каркасе *6*, разделено на две зоны: радиальную *I* и конвекционную *II*.

Радиальная зона, в свою очередь, поделена на две части стенкой *2* из огнеупорного кирпича. В нижней части печи установлены по шесть форсунок *3* с воздушным распылением топлива — нефти или газа. В радиальной зоне печи на кронштейнах уложены трубы змеевика *1*, по которому течет нефть. Нагрев нефти в этой зоне печи осуществляется в основном за счет лучистой энергии факела.

Продукты сгорания затем проходят в конвективную зону печи, в которой передача тепла к текущей по трубкам теплообменника нефти осуществляется за счет конвекции. Из конвективной зоны печи продукты сгорания через дымовую трубу *4* выбрасываются в атмосферу.

Регулирование тяги в печи осуществляется с помощью шибера *5*.

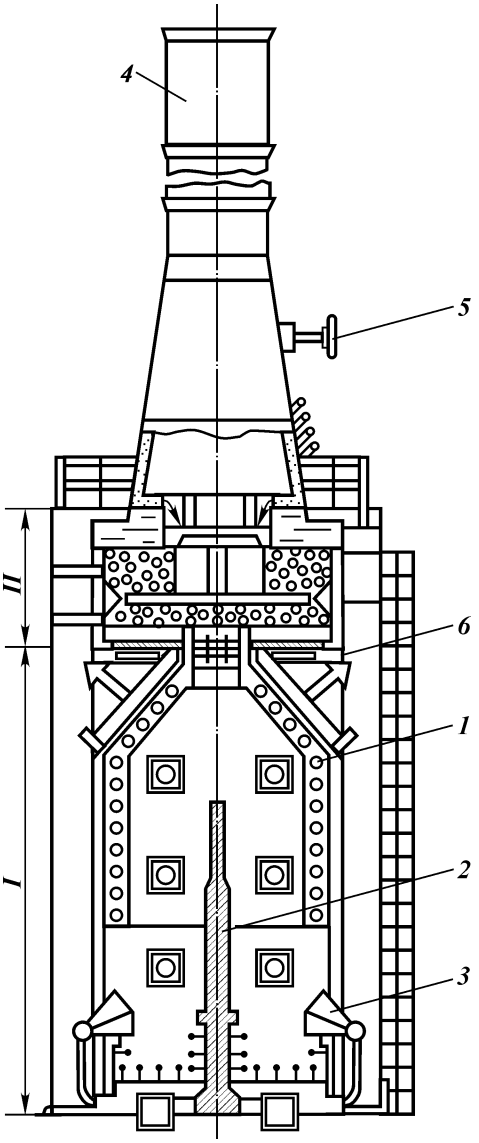
Стены печи выложены изнутри огнеупорной обмуровкой, а снаружи тепловой изоляцией.

Высота печи без дымовой трубы достигает 10,5 м. Пропускная способность — 600 $м^3$/ч. Нефть нагревается от 35 до 65 °С. Максимальное рабочее давление в потоке нефти на входе в змеевик не должно превышать 6,5 МПа. Теплопроизводительность печи составляет 10500 кВт, а КПД достигает 0,77 (фактическое значение 0,5).

Иногда для попутного подогрева нефти используют трубопроводы-спутники с жидким, паровым или газообразным теплоносителем. Для попутного подогрева могут применяться электрообогревательные устройства. Перекачка нефти по трубопроводу с попутным электрообогревом перспективна из-за отсутствия сложных устройств для подогрева и людей, их обслуживающих.

"Горячая" перекачка высокозастывающих нефтей нашла наибольшее применение во всем мире. Однако этой технологии присущи серьезные недостатки: сжигание части перекачиваемой нефти в печах нагрева, загрязнение воздушного

Рис. 9.2. Принципиальная схема радиально-конвекционной печи Г9ПО2В



бассейна продуктами сгорания, невозможность использования этого способа на подводных трубопроводах без специальной дорогостоящей теплоизоляции, большие потери тепла и низкий КПД.

Один из методов уменьшения затрат на подогрев перекачиваемой нефти и потерь тепла — применение тепловой изоляции.

При использовании тепловой изоляции вначале выбирают материал, толщину и конструкцию тепловой изоляции.

Материалы, применяемые для тепловой изоляции, должны обладать следующими свойствами: малым коэффициентом теплопроводности; низкой влагоемкостью и гигроскопичностью; малой плотностью; негорючестью; биологической инертностью по отношению к плесени, паразитам и грызунам; термостойкостью; способностью многократно выдерживать охлаждение и нагрев; прочностью и долговечностью; а также должны быть дешевыми и недефицитными.

Этим требованиям в основном удовлетворяют пенополиуретан, пенополистирол, минеральная вата, стекловолокно, вермикулит, газобетон и другие материалы.

Наибольшее распространение при изоляции "горячих" магистральных трубопроводов в нашей стране и за рубежом получили пенополиуретаны (ППУ).

Пенополиуретан стоек к нефти и нефтепродуктам всех видов, надежно работает в интервале температур от 80 до 400 К, обладает высокими теплоизоляционными свойствами и механической прочностью, малой водо- и паропроницаемостью, повышенной адгезией к различным материалам.

Соответствующая ППУ конструкция тепловой изоляции представляет собой концентрическую оболочку теплоизоляционного материала, покрытую защитным кожухом из полиэтилена, рубероида, бризола, экструдированного пластика, листовой стали или алюминия.

Применение тепловой изоляции на магистральных трубопроводах позволяет сократить число пунктов подогрева и, следовательно, снизить затраты на их сооружение и эксплуатацию.

Наиболее сложными и ответственными операциями при эксплуатации "горячих" трубопроводов являются заполнение трубопроводов, их остановка и последующий пуск.

9.3. ЗАПОЛНЕНИЕ ТРУБОПРОВОДА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ

Заполнение вновь построенного трубопровода горячей высоковязкой нефтью — одна из самых ответственных операций при эксплуатации "горячих" трубопроводов.

Перед началом закачки высоковязкой нефти в трубопровод он заполнен холодной водой после опрессовки. Если эту воду вытеснять горячей высоковязкой нефтью, для перекачки которой предназначен трубопровод, нефть будет быстро (особенно в месте контакта с холодной водой) остывать, вследствие чего вязкость ее сильно повысится и она может застыть и закупорить нефтепровод.

Вновь построенный трубопровод, предназначенный для перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей или нефтепродуктов с предварительным подогревом, можно пустить в работу двумя способами: предварительным прогревом трубопровода и окружающего грунта маловязким низкозастывающим нефтепродуктом или водой; заполнением трубопровода без его предварительного прогрева.

Магистральные трубопроводы пускают в эксплуатацию, как правило, с предварительным подогревом. Наиболее целесообразно прогревать систему трубопровод — грунт водой, так как это требует в 3—4 раза меньше времени, чем при прогреве системы нефтью или нефтепродуктами (у воды больше теплоемкость и выше скорость течения).

Систему трубопровод — грунт прогревают до такой температуры, при которой напора, развиваемого наносами, будет достаточно, чтобы высоковязкая нефть дошла до следующей насосной станции. При прогреве трубопровода необходимо стремиться поддерживать температуру греющей жидкости на выходе из тепловой станции, равной или, если позволяют теплообменники, несколько большей, чем планируемая начальная температура нефти. Это дает возможность проверить технологическое оборудование на термическое напряжение и своевременно устранить возможные неисправности на стадии прогрева.

Применяют различные способы прогрева системы трубопровод — грунт: прямой, обратный, челночный и встречный (рис. 9.3).

При прямом прогреве (см. рис. 9.3, *а*) нагретая до необходимой температуры маловязкая жидкость закачивается в трубопровод насосами головной перекачивающей станции. Температура трубы и окружающего ее грунта постепенно повышается. В результате новые порции маловязкой жидкости приходят на конечный пункт со все более высокой температурой. По истечении некоторого времени температура системы трубопровод — грунт станет достаточной для закачки высоковязкой нефти в трубопровод без опасения его замораживания. При таком способе прогрева требуется значи-

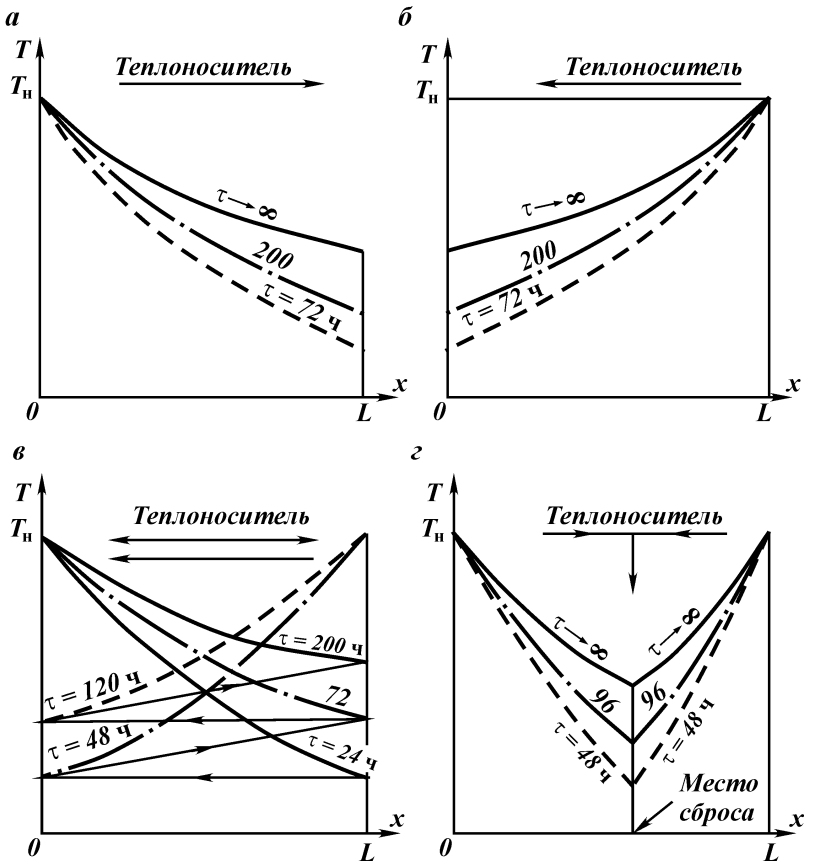


Рис. 9.3. Графики изменения температуры *T* теплоносителя по длине *L* участка трубопровода и во времени τ при различных способах прогрева:
а — прямой; *б* — обратный; *в* — челночный; *г* — встречной

тельное количество маловязкой жидкости на головной перекачивающей станции.

Обратный прогрев (см. рис. 9.3, *б*) применяют в тех случаях, когда в начале трубопровода отсутствуют источники воды или другой маловязкой жидкости, а также тогда, когда технологическая обвязка насосных станций позволяет вести перекачку с конечного пункта на головную станцию. В этом случае конечные участки трубопровода будут иметь более высокую температуру, чем начальные. При последующей закачке в трубопровод горячей высоковязкой жидкости могут

возникнуть значительные термические напряжения, способные привести к авариям на технологических трубопроводах перекачивающих станций (обвязка теплообменных аппаратов и насосов) и линейной части трубопровода. Объем греющей жидкости и темп прогрева системы при обратном прогреве примерно такие же, как и при прямом прогреве.

Челночный прогрев (см. рис. 9.3, *в*) заключается в том, что греющую жидкость закачивают сначала в прямом, затем в обратном направлениях, снова в прямом и т.д. При таком способе прогрева объем греющей жидкости составляет около двух объемов прогреваемого участка трубопровода (между тепловыми или насосными станциями).

Время челночного прогрева больше, чем прямого, на значение обратных перекачек, но средняя по длине температура системы получается значительно выше, чем при прямом прогреве.

Встречный прогрев (см. рис. 9.3, *г*) заключается в том, что греющую жидкость закачивают одновременно с двух сторон — с начала и с конца прогреваемого участка трубопровода. Около середины трубопровода проводят сброс греющей жидкости в специальный резервуар. Если это вода, то ее можно сбрасывать на грунт, в водоем и т.п.

Выбор того или иного способа прогрева системы трубопровод — грунт должен быть обоснован технико-экономическими расчетами и технической возможностью его осуществления. Например, все способы за исключением прямого прогрева, осуществимы только в том случае, если технологическая обвязка насосных агрегатов и оборудование позволяют вести обратную перекачку.

Экономическое сравнение вариантов проводят по стоимости прогрева, которая складывается из стоимости топлива для теплообменников, затрат на электроэнергию для привода насосов, стоимости греющей жидкости, а также затрат на ее доставку, хранение, восстановление качества после использования. Необходимо также учитывать сроки прогрева трубопровода каждым из способов и ущерб, который может быть причинен сбросом греющей жидкости по трассе трубопровода или возможной аварией из-за недостаточного прогрева системы трубопровод — грунт.

При всех выбранных способах прогрева последним этапом, завершающим прогрев трубопровода, должен быть прямой прогрев (т.е. прокачка теплоносителя в прямом направлении), за которым следует вытеснение греющей жидкости непосредственно разогретой высоковязкой нефтью.

Существуют и другие способы пуска трубопроводов в эксплуатацию, когда предварительный прогрев системы трубопровод — грунт не проводится. Известен способ пуска нефтепроводов с применением разбавителя или депрессорных присадок, снижающих вязкость первой порции нефти, с помощью которой проводится предварительный прогрев нефтепровода.

Для коротких теплоизолированных трубопроводов предварительный прогрев системы иногда можно не делать.

При заполнении трубопровода высоковязкой нефтью необходимо обеспечить такую подачу, при которой к моменту полного вытеснения теплоносителя из трубы потери на трение не превышали бы возможностей насосных станций.

9.4. ОСТАНОВКИ ПЕРЕКАЧКИ

При эксплуатации "горячего" нефтепровода неминуемы его остановки которые могут быть вызваны аварией на одном из участков, необходимостью выполнения ремонтных работ, перебоями в подаче нефти на головную нефтеперекачивающую станцию и другими причинами.

Остановки перекачки могут быть связаны с характером эксплуатации "горячего" нефтепровода.

Трубопроводы проектируются для работы в течение не менее 30 лет. Так как в первые и последние годы разработки месторождений объемы добычи нефти обычно меньше, чем при полном развитии промыслов, то в это время нефтепроводы работают с пониженной пропускной способностью.

При "горячей" перекачке пропускная способность не может быть меньше некоторого минимального значения. Отсюда вытекает необходимость циклической эксплуатации "горячих" трубопроводов, при которой часть времени нефтепровод работает с полной загрузкой, а на остальное время перекачка прекращается. В данном случае под *циклом* понимается период времени, включающий длительность одного интервала непрерывной перекачки и одного интервала простоя. С одной стороны, чем больше число циклов перекачки, тем меньше должен быть объем резервуаров для накапливания нефти на головных сооружениях и конечном пункте нефтепровода, а значит потребуется меньше затрат на них. С другой стороны, больше будут затраты, связанные с повторным пуском нефтепровода (вытеснение остывшей нефти и прогрев системы трубопровод — грунт). При уменьшении

числа циклов картина обратная. Оптимальным является число циклов, соответствующее минимуму суммарных затрат.

При остановках перекачки высоковязкая нефть, оставленная в трубопроводе, постепенно остывает, вязкость ее повышается, а потери напора при возобновлении перекачки резко возрастают. Они максимальны в момент пуска трубопровода, когда весь он заполнен остывшей нефтью. По мере замещения остывшей нефти разогретым продуктом потери на трение в трубопроводе быстро уменьшаются. После вытеснения из трубы всей остывшей нефти темп снижения потерь напора на трение снижается, а уменьшение потерь связано с прогревом системы трубопровод — грунт горячей нефтью. По мере прогрева грунта происходит асимптотическое по времени приближение значения потерь к потерям напора при стационарном режиме перекачки.

Продолжительность остановки "горячего" нефтепровода должна быть такой, чтобы максимальные потери напора при пуске не превышали напора, развиваемого насосными агрегатами, а давление вначале трубопровода было меньше, предельно допустимого, которое может выдержать труба. В противном случае произойдет замораживание трубопровода, ликвидация которого связана со значительными потерями нефти и большими денежными затратами. Время, по истечении которого возобновление перекачки высоковязкой нефти происходит без осложнений, т.е. потери на трение не превышают возможностей насосной станции, называется *безопасным временем остановки "горячего" трубопровода.* Если фактическое время остановки превышает безопасное, то вязкая нефть должна быть вытеснена из трубопровода маловязкой жидкостью (нефтью, нефтепродуктом, водой).

9.5. УРАВНЕНИЕ ПРИТОКА ТЕПЛА ПРИ СТАЦИОНАРНОМ РЕЖИМЕ "ГОРЯЧЕЙ" ПЕРЕКАЧКИ

Предварительно подогретая до некоторой температуры нефть, двигаясь по трубопроводу, будет отдавать свое тепло через металл трубы и изоляцию в окружающую среду, и температура нефти будет понижаться.

Пусть расход нефти, ее начальная температура на входе трубопровод и условия теплообмена не меняются во времени. При этих предположениях тепловой и гидравлический режи-

мы перекачки можно считать установившимися. При установившемся режиме течения температура в сечении трубопровода остается постоянной и меняется только от сечения к сечению трубы.

Рассмотрим два близко расположенных сечения трубопровода x и $x + dx$ (рис. 9.4).

Через сечение x в единицу времени поступает поток тепла, значение которого обозначим через $q(x)$. Этот поток тепла складывается из конвективной составляющей, обусловленной переносом тепла из-за движения жидкости, и составляющей, обусловленной переносом тепла из-за теплопроводности. Последняя составляющая в потоке в трубопроводе много меньше конвективной, поэтому не будем учитывать ее при выводе уравнения притока тепла.

В сечении x конвективная составляющая потока тепла

$$\rho u S c_v T(x) = \rho Q c_v T(x) = G c_v T(x), \tag{9.1}$$

где ρ – плотность нефти; u, S – соответственно скорость потока и площадь сечения трубы; c_v – удельная теплоемкость; $T(x)$ – температура в сечении x; Q, G – соответственно объемный и массовый расходы.

В сечении $x + dx$ конвективная составляющая потока тепла

$$\rho u S c_v T(x + dx) = \rho Q c_v T(x + dx) = G c_v T(x + dx). \tag{9.2}$$

Разность значений этих потоков тепла в выбранных сечениях равна потерям тепла на участке трубопровода длиной dx. Имеем

$$G c_v T(x) - G c_v T(x + dx) = -G c_v \frac{dT(x)}{dx} dx. \tag{9.3}$$

В стационарном потоке тепло не накапливается в области между рассматриваемыми сечениями и температура нефти остается постоянной, поэтому разность потоков тепла (9.3)

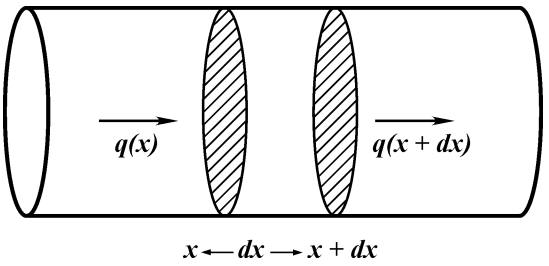


Рис. 9.4. К выводу управнения притока тепла

равна значению потока тепла через боковую поверхность трубопровода и изоляцию между этими сечениями в окружающую среду.

По формуле Ньютона значение этого потока тепла в единицу времени равно

$$\pi d K (T - T_{\text{г}}) dx, \tag{9.4}$$

где d — внутренний диаметр трубопровода; K — коэффициент теплопередачи; $T_{\text{г}}$ — температура окружающей среды, например, невозмущенная температура грунта при подземной прокладке трубопровода.

Приравняем найденные потоки тепла:

$$Gc_{\text{ч}} \frac{dT}{dx} = \pi d K (T_{\text{г}} - T). \tag{9.5}$$

Это уравнение описывает изменение температуры в потоке нефти в трубопроводе и называется уравнением Шухова. В этом уравнении можно учесть тепло, которое выделяется из-за работы сил вязкого трения на участке трубы между выбранными сечениями. Тепло, выделяющееся в единицу времени, равно

$$gGidx, \tag{9.6}$$

где g — ускорение силы тяжести; i — гидравлический уклон.

Эту величину, сократив ее на dx, подставим со знаком плюс в правую часть уравнения (9.5), так как тепло трения увеличивает температуру нефти, и получим

$$Gc_{\text{ч}} \frac{dT}{dx} = \pi d K (T_{\text{г}} - T) + gGi. \tag{9.7}$$

При перекачке парафинистой нефти в результате понижения температуры из нее может выделяться парафин. Выпадение парафина сопровождается выделением тепла.

Количество тепла, выделяющегося в единицу времени на единице длины, равно

$$Gl \frac{d\varepsilon}{dT} \frac{dT}{dx}, \tag{9.8}$$

где l — скрытая теплота кристаллизации парафина; $d\varepsilon/dT$ — масса парафина, выделяющегося при снижении температуры на один градус.

Эту величину следует добавить к правой части уравнения (9.7).

Слагаемые (9.6) и (9.8) при "горячей" перекачке много меньше мощности тепла подогрева и ими можно пренебречь.

Если теплообмен имеет нестационарный характер и температура нефти между выбранными сечениями меняется со временем, то в левую часть уравнения (9.7) следует добавить еще одно слагаемое, учитывающее изменение количества тепла. Имеем

$$\rho S c_{\text{ч}} \frac{dT}{dt} dx. \tag{9.9}$$

Эту величину, сократив ее на dx, подставим в левую часть уравнения (9.7) и получим

$$\rho S c_{\text{ч}} \frac{dT}{dt} + G c_{\text{ч}} \frac{dT}{dx} = \pi d K (T_{\text{г}} - T) + g G i. \tag{9.10}$$

Это уравнение, в отличие от (9.5) и (9.7), описывает нестационарный процесс теплообмена при постоянном расходе.

Нестационарность процесса теплообмена может быть связана с изменением температуры окружающей среды.

9.6. ВЫЧИСЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ТЕПЛОПЕРЕДАЧИ

Результаты изменения температуры в поперечном сечении трубопровода и окружающем трубопровод грунте показывают, что профиль температуры качественно описывается следующим образом (рис. 9.5).

В сечении трубы, почти до самой ее внутренней поверхности, температура T жидкости не меняется, но изменяется от сечения к сечению.

Вблизи внутренней поверхности, в так называемом тепловом слое толщиной $\Delta_{\text{л}}$ происходит изменение температуры от ее значения в ядре потока T до температуры металла на внутренней поверхности трубы $T_{\text{м}}$.

В металле трубы толщиной $\Delta_{\text{м}}$ температура изменяется от $T_{\text{м}}$ до $T'_{\text{м}}$ — температуры на внешней поверхности трубы.

В изоляционном слое толщиной $\Delta_{\text{из}}$ температура меняется от $T'_{\text{м}}$ до температуры на границе изоляции и грунта $T_{\text{из}}$.

В грунте температура изменяется от величины $T_{\text{из}}$ до температуры грунта $T_{\text{г}}$, который на некоторой глубине от поверхности изоляции не испытывает теплового влияния потока в трубе. Обозначим температуру невозмущенного грунта $T_{\text{г}}$.

Поток тепла, идущий из жидкости в металл трубы, из ме-

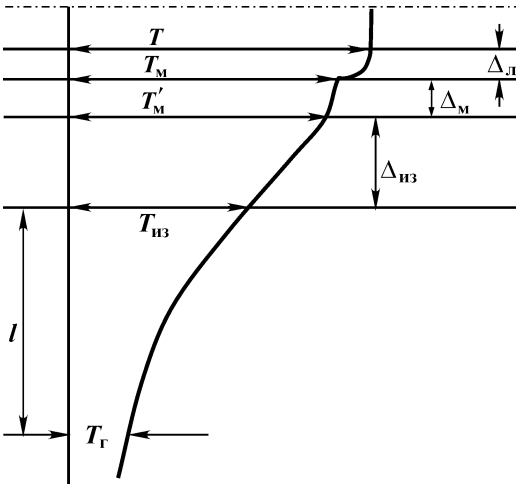


Рис. 9.5. Профиль температуры в сечении трубопровода в стационарном потоке

талла трубы в изоляцию и из изоляции в грунт, один и тот же, но записан может быть по разному.

Если воспользоваться ньютоновским представлением значения потока за единицу времени через поверхность $\pi R dx$, то будем иметь:

$$\begin{aligned} q &= \alpha\pi d(T_м - T)dx; \\ q &= \beta\pi d(T'_м - T_м)dx; \\ q &= \gamma\pi d(T_{из} - T'_м)dx; \\ q &= \delta\pi d(T_г - T_{из})dx, \end{aligned} \tag{9.11}$$

где α, β, γ, δ — коэффициенты теплоотдачи, характеризующие тепловое сопротивление соответственно теплового слоя, металла трубы, изоляции и прогретой части грунта.

Эти коэффициенты определяются значениями коэффициентов теплопроводности и характерными толщинами слоев, оказывающих влияние на распределение температуры:

$$\alpha = \frac{\lambda_ж}{\Delta_л};\ \beta = \frac{\lambda_м}{\Delta_м};\ \gamma = \frac{\lambda_{из}}{\Delta'_{из}};\ \delta = \frac{\lambda_г}{l}, \tag{9.12}$$

где $\lambda_ж$, $\lambda_м$, $\lambda_{из}$, $\lambda_г$ — коэффициенты теплопроводности соответственно жидкости, металла трубы, изоляции и грунта; $\Delta_л$, $\Delta_м$, $\Delta'_{из}$, l — соответственно толщины теплового слоя, металла трубы, эффективного слоя изоляции и прогретой части грунта.

Толщина металла трубы известна. Толщину прогретой части грунта можно найти по формуле Форхгеймера

$$l = \frac{1}{2} d_{из} \ln\left[\frac{2h}{d_{из}} + \sqrt{\left(\frac{2h}{d_{из}}\right)^2 - 1}\right]. \tag{9.13}$$

где $d_{из}$ — радиус трубы с учетом изоляции; h — глубина на которой находится ось трубы.

Толщина эффективного слоя изоляции

$$\Delta'_{из} = \frac{1}{2} d_{из} \ln\left(1 + \frac{2\Delta_{из}}{d_т}\right), \tag{9.14}$$

где $d_т$ — внешний радиус трубы; $\Delta_{из}$ — толщина слоя изоляции.

Если $\Delta_{из} \ll d_т$, то эффективный слой изоляции совпадает с толщиной изоляции: $\Delta'_{из} = \Delta_{из}$.

Тепловой слой $\Delta_л$ вычисляется по следующей формуле, основанной на результатах экспериментов:

$$\Delta_л = \frac{d}{\mathrm{Nu}}; \ \mathrm{Nu} = 0{,}021\mathrm{Re}^{0{,}8}\mathrm{Pr}^{0{,}43};$$
$$\mathrm{Pr} = \frac{\nu \rho c_\nu}{\lambda_ж}; \ \mathrm{Re} = \frac{Ud}{\nu}, \tag{9.15}$$

где Nu — число Нуссельта; Pr — число Пандтля; ν — коэффициент кинематической вязкости; c_ν — удельная теплоемкость жидкости; ρc_ν — теплоемкость единицы объема жидкости.

Для надземной прокладки трубопровода ньютоновский коэффициент теплоотдачи

$$\delta = \frac{\lambda_в}{l_в}; \ l_в = \frac{d}{\mathrm{Nu}_в}; \ \mathrm{Nu}_в = 0{,}22\mathrm{Re}_в^{0{,}6}; \ \mathrm{Re}_в = \frac{U_в d_{из}}{\nu_в}, \tag{9.16}$$

где $u_в$, $\nu_в$ — соответственно скорость и вязкость воздуха.

Каждая из формул (9.11) может быть использована для определения потока, но удобнее сделать следующее. Запишем равенства (9.11) в виде:

$$\frac{q}{\alpha \pi d} = (T_м - T)dx;$$
$$\frac{q}{\beta \pi d} = (T'_м - T_м)dx;$$
$$\frac{q}{\gamma \pi d} = (T_{из} - T'_м)dx; \tag{9.17}$$
$$\frac{q}{\delta \pi d} = (T_г - T_{из})dx.$$

Теперь сложим слагаемые в левых и правых частях этих равенств. В результате получим

$$\frac{q}{\pi d}\left(\frac{1}{\alpha}+\frac{1}{\beta}+\frac{1}{\gamma}+\frac{1}{\delta}\right)=(T_{\text{г}}-T)dx. \tag{9.18}$$

Отсюда имеем

$$q=\pi dK(T_{\text{г}}-T)dx; \tag{9.19}$$

$$\frac{1}{K}=\frac{1}{\alpha}+\frac{1}{\beta}+\frac{1}{\gamma}+\frac{1}{\delta},$$

где K — коэффициент теплопередачи, обратное значение которого равно сумме обратных значений коэффициентов теплоотдачи.

В дальнейшем для вычисления потока тепла будем пользоваться выражением (9.19), в которое входят температуры жидкости и грунта. Последнюю температуру будем считать известной. В этой формуле коэффициент теплопередачи

$$\frac{1}{K}=\frac{d}{\lambda_{\text{ж}}\text{Nu}}+\frac{\Delta_{\text{м}}}{\lambda_{\text{м}}}+\frac{d_{\text{из}}\ln\left(1+\frac{2\Delta_{\text{из}}}{d_{\text{т}}}\right)}{2\lambda_{\text{из}}}+\frac{d_{\text{из}}\ln\left(\frac{2h}{d_{\text{из}}}+\sqrt{\left(\frac{2h}{d_{\text{из}}}\right)^2-1}\right)}{2\lambda_{\text{г}}},$$

$$\frac{2h}{d_{\text{из}}}>1. \tag{9.20}$$

Для надземной прокладки трубопровода имеем

$$\frac{1}{K}=\frac{d}{\lambda_{\text{ж}}\text{Nu}}+\frac{\Delta_{\text{м}}}{\lambda_{\text{м}}}+\frac{d_{\text{т}}\ln\left(1+\frac{2\Delta_{\text{из}}}{d_{\text{т}}}\right)}{2\lambda_{\text{из}}}+\frac{d}{\lambda_{\text{в}}\text{Nu}_{\text{в}}}. \tag{9.21}$$

9.7. РЕШЕНИЕ УРАВНЕНИЯ ШУХОВА

Найдем решение уравнения Шухова для известной температуры подогрева в начале трубопровода $T_0(x=0)$. Имеем

$$\int_{T_0}^{T}\frac{dT}{T_{\text{г}}-T}=\frac{\pi dK}{c_{\text{v}}G}\int_0^x dx. \tag{9.22}$$

Проинтегрируем обе части равенства (9.22). Имеем

$$-\ln(T_г - T)\frac{T}{T_0} = \frac{\pi dK}{c_v G}x;$$

$$\ln\frac{T_г - T}{T_г - T_0} = -\frac{\pi dK}{c_v G}x; \qquad (9.23)$$

$$\frac{T_г - T}{T_г - T_0} = \exp\left(-\frac{\pi dK}{c_v G}x\right).$$

Отсюда получаем формулу Шухова для распределения температуры в трубопроводе

$$T(x) = T_к + (T_0 - T_г)\exp(-Шу/x/L); \qquad (9.24)$$

$$Шу = \frac{\pi dKL}{c_v G},$$

где Шу – безразмерный комплекс, называющийся числом Шухова; L – длина участка трубопровода.

Эта формула позволяет найти температуру в конце рассматриваемого участка трубопровода

$$T_к = T(L) = T_к + (T_0 - T_г)\exp(-Шу). \qquad (9.25)$$

В свою очередь, эта формула позволяет найти температуру нагрева в начале трубопровода, если задать требуемую температуру в конце участка:

$$T_0 = T_г + (T(L) - T_г)\exp Шу. \qquad (9.26)$$

Число Шухова линейно зависит от длины участка, поэтому, чем больше длина, тем больше число Шухова и меньше температура в конце участка. Соответственно, при заданной температуре в конце участка увеличение его длины приводит к росту температуры подогрева нефти.

Такие же закономерности имеют место с увеличением диаметра трубопровода и коэффициента теплопередачи.

Рост пропускной способности, напротив, уменьшает число Шухова и, следовательно, увеличивает температуру в конце участка при фиксированной температуре подогрева и уменьшает температуру подогрева при заданной температуре в конце участка.

Пример. *Найти температуру подогрева T_0, если в конце участка температура должна быть равной 290 К. Длина трубопровода 100 км, диаметр 0,82 м, расход G = 510 кг/с, температура грунта 278 К, c_v = 1900 Дж/(кг·К), коэффициент теплопередачи K = 3,2 Вт/(м²·К).*

Решение. Вычисляем число Шухова

$$\text{Шу} = \frac{3{,}14 \cdot 0{,}82 \cdot 3{,}2 \cdot 10^5}{1900 \cdot 510} = 0{,}85.$$

Подставляем в формулу (9.25)

$T_0 = 278 + (290 - 278)\exp[0{,}85] = 331{,}8$ К.

9.8. ВЫЧИСЛЕНИЕ ПОТЕРЬ НАПОРА ПРИ "ГОРЯЧЕЙ" ПЕРЕКАЧКЕ

Обозначим потери полного напора на участке между двумя близкими сечениями трубопровода через dH (см. рис. 9.4). Тогда гидравлический уклон на этом участке трубопровода

$$dH/dx = i. \tag{9.27}$$

Для вычисления гидравлического уклона воспользуемся формулой Лейбензона, в которой учтем различие температур потока и внутренней поверхности трубы. Это различие температур приводит к тому, что вязкость потока вблизи поверхности трубопровода будет отличаться от вязкости нефти, движущейся в центральной части потока.

Формула Лейбензона, учитывающая это различие, имеет вид:

$$i = \beta \frac{Q^{2-m} \nu^m}{d^{5-m}} \left(\frac{\nu_\omega}{\nu} \right)^{\frac{1}{3}};$$

$$\beta = 4{,}15 \text{ с}^2/\text{м};\ m = 1;\ \text{Re} \le 2{,}3 \cdot 10^3; \tag{9.28}$$

$$\beta = 0{,}0247 \text{ с}^2/\text{м};\ m = 0{,}25 \cdot 10^4 \le \text{Re} \le 10^5,$$

где ν_ω – кинематическая вязкость нефти, вычисленная для температуры на внутренней поверхности трубы; множитель в скобках учитывает неравномерное распределение температуры по сечению трубопровода.

Вязкости, входящие в формулу (9.28), зависят от температуры и могут вычисляться по формуле Филонова – Рейнольдса. Имеем

$$\nu(T) = \nu_* \exp[-a(T - T_*)];$$

$$\nu_\omega(T_m) = \nu_* \exp[-a(T_m - T_*)], \tag{9.29}$$

где ν_* — известная кинематическая вязкость нефти при температуре T_*; T — температура нефти, которая меняется от сечения к сечению и может быть вычислена по формуле Шухова (9.24); a — параметр термовязкограммы, $[a] = \text{К}^{-1}$.

Пример. *Определить вязкость арланской нефти при температуре 313,2 К, если ее вязкости при температурах 293 и 303 К соответственно равны $0{,}4\cdot10^{-4}$ и $0{,}26\cdot10^{-4}$ м²/с.*

Решение. Пусть $\nu_* = 0{,}4\cdot10^{4}$ м²/с. Тогда по формуле (9.28) имеем

$\nu(T) = 0{,}4\cdot10^{-4}\exp[-a(T-293)]$ м²/с.

Используя известную вязкость при $T = 303$ К, находим параметр a:

$$a = -\frac{1}{303-293}\ln\frac{0{,}26\cdot10^{-4}}{0{,}4\cdot10^{-4}} = 0{,}042\ \text{К}^{-1}.$$

Зная значение этого параметра, находим искомую вязкость:

$\nu(313{,}2) = 0{,}4\cdot10^{-4}\exp[-0{,}042(313{,}2-293)] = 0{,}17\cdot10^{-4}$ м²/с.

9.9. ВЫЧИСЛЕНИЕ ПОТЕРЬ НАПОРА В ТУРБУЛЕНТНОМ ПОТОКЕ

С этой целью уравнение (9.27) перепишем в виде

$$\frac{dH}{dx} = \frac{dH}{dT}\frac{dT}{dx} = i \Rightarrow \frac{dH}{dT} = \frac{i}{dT/dx}. \qquad (9.30)$$

С помощью уравнения Шухова запишем уравнение (9.30) в виде:

$$\frac{dH}{dT} = \frac{iL}{\text{Шу}(T_\text{г}-T)}. \qquad (9.31)$$

В турбулентном потоке из-за интенсивного переноса тепла и практического равенства температур турбулентного ядра потока и металла трубы при вычислении потерь напора по формуле Лейбензона можно не учитывать неравномерность профиля температуры. Тогда уравнение (9.31) с учетом формул (9.28) и (9.29) запишем в виде

$$\frac{dH}{dT} = \frac{0{,}0247Q^{1,75}\nu_*^{0,25}L\exp\left[-\frac{1}{4}a(T-T_*)\right]}{d^{4,75}\text{Шу}(T_\text{г}-T)} =$$

$$= \frac{0{,}0247Q^{1,75}\nu_*^{0,25}L\exp\left[-\frac{1}{4}a(T_\text{г}-T_*)L\right]}{d^{4,75}}\frac{\exp\left[-\frac{1}{4}a(T-T_\text{г})\right]}{\text{Шу}(T_\text{г}-T)}. \qquad (9.32)$$

Проинтегрируем это уравнение по переменной T, учитывая ее изменение от температуры подогрева в начале участка трубопровода T_0 до температуры в конце участка (9.25). Имеем

$$H\Big|_{T_0}^{T_к} = -h_\tau(L) = \frac{0{,}0247Q^{1{,}75}\nu_*^{0{,}25}L\exp\left[-\frac{1}{4}a(T_г - T_*)\right]}{d^{4{,}75}\text{Шу}}\int_{X_0}^{X_к}\frac{\exp\left[-\frac{1}{4}aT_г(x-1)\right]}{(x-1)}dx;$$

$$X_0 = \frac{T_0}{T_г};\quad X_к = \frac{T_к}{T_г}. \tag{9.33}$$

Или

$$\Delta H(L) = h_\tau(L) = \frac{0{,}0247Q^{1{,}75}\nu_*^{0{,}25}L\exp\left[-\frac{1}{4}a(T_г - T_*)\right]}{d^{4{,}75}\text{Шу}}\int_{X_0}^{X_к}\frac{\exp\left[-\frac{1}{4}aT_г(x-1)\right]}{(x-1)}dx,\ \text{м};$$

$$X_0 = \frac{T_0}{T_г};\quad X_к = \frac{T_к}{T_г};\quad \Delta H(L) = H_0 - H_к. \tag{9.34}$$

Определенный интеграл, входящий в эту формулу, может быть вычислен численными методами интегрирования.

Найденное значение равняется потерям полного напора на рассматриваемом участке при турбулентном режиме течения в зоне Блазиуса.

9.10. ВЫЧИСЛЕНИЕ ПОТЕРЬ НАПОРА ПРИ ЛАМИНАРНОМ РЕЖИМЕ ТЕЧЕНИЯ

При ламинарном режиме течения профиль температуры более вытянутый вдоль оси трубопровода, чем в турбулентном потоке, поэтому при вычислении потерь напора следует учесть неравномерность распределения температуры в сечении трубы.

При стационарном теплообмене в потоке в трубопроводе, когда не происходит накопление тепла в сечении, все потоки тепла (9.11) равны. В частности, имеем

$$\pi dK(T_г - T) = \pi d\alpha(T_м - T). \tag{9.35}$$

Из этого равенства находим температуру внутренней поверхности трубы

$$T_м = T + \frac{K}{\alpha}(T_г - T). \tag{9.36}$$

В эту формулу входит коэффициент теплоотдачи α для ламинарного потока. Чтобы найти его, используем число Нуссельта

$$\mathrm{Nu} = \frac{\alpha d}{\lambda} \Rightarrow \alpha = \frac{\lambda}{d}\mathrm{Nu}. \tag{9.37}$$

Число Нуссельта в ламинарном потоке в трубопроводе для стационарного теплообмена может быть представлено в виде:

$$\mathrm{Nu} = 3{,}65\left(\frac{d}{L}\mathrm{Pe}\right)^{0{,}14}, \quad \frac{d}{L}\mathrm{Pe} \geq 1,$$

$$\mathrm{Nu} = 3{,}65, \quad \frac{d}{L}\mathrm{Pe} < 1, \quad \mathrm{Pe} = \frac{Ud}{\chi}, \quad \chi = \frac{\lambda}{\rho c_{\nu}}, \tag{9.38}$$

где Pe — число Пекле, которое вычисляется по теплофизическим параметрам нефти.

С помощью формул (9.29) и (9.36) вычисляем отношение вязкостей в формуле (9.28)

$$\left(\frac{\nu_{\omega}}{\nu}\right)^{\frac{1}{3}} = \frac{\exp\left[-\frac{a}{3}(T_{\text{м}} - T_{*})\right]}{\exp\left[-\frac{a}{3}(T - T_{*})\right]} = \text{epx}\left[-\frac{a}{3}(T_{\text{м}} - T)\right] = \exp\left[-\frac{a}{3}\frac{K}{\alpha}(T_{\text{г}} - T)\right]. \tag{9.39}$$

Чтобы определить потери на трение, вновь воспользуемся уравнением (9.31), в которое подставим выражение для гидравлического уклона с учетом поправки (9.39)

$$i = 4{,}15\frac{Q\nu_{*}\exp[-a(T - T_{*})]}{d^{5}}\exp\left[-\frac{a}{3}\frac{K}{\alpha}(T_{\text{г}} - T)\right] =$$

$$= 4{,}15\frac{Q\nu_{*}\exp[-a(T_{\text{г}} - T_{*})]\exp[-a(T - T_{\text{г}})]}{d^{5}}\exp\left[-\frac{a}{3}\frac{K}{\alpha}(T_{\text{г}} - T)\right] =$$

$$= 4{,}15\frac{Q\nu_{*}\exp[-a(T_{\text{г}} - T_{*})]}{d^{4}}\exp\left\{-a\left[\left(1 - \frac{1}{3}\frac{K}{\alpha}\right)(T - T_{\text{г}})\right]\right\}. \tag{9.40}$$

Отметим, что из формулы для вычисления коэффициента теплопередачи (9.19), следует что отношение $K/\alpha < 1$.

Это выражение для гидравлического уклона в ламинарном потоке подставляем в уравнение (9.31)

$$\frac{dH}{dT} = \frac{4{,}15Q\nu_* \exp[-a(T_г - T_*)L]}{d^5 Шу} \frac{\exp\left\{-a\left[\left(1-\frac{1}{3}\frac{K}{\alpha}\right)(T-T_г)\right]\right\}}{(T_г - T)}. \qquad (9.41)$$

Интегрируем это уравнение по температуре от начального до конечного ее значения:

$$\Delta H(L) = h_т(L) = \frac{4{,}15Q\nu_* L\exp[-a(T_г - T_*)]}{d^4 Шу} \int_{X_к}^{X_0} \frac{\exp\left\{-a\left[\left(1-\frac{1}{3}\frac{K}{\alpha}\right)(x-1)\right]\right\}}{(x-1)} dx;$$

$$X_0 = \frac{T_0}{T_г}; \quad X_к = \frac{T_к}{T_г}, \qquad (9.42)$$

где $T_к$, T_0 — температуры, вычисляемые по формулам (9.25) и (9.26).

Пример. *Вычислить потери полного напора при перекачке нефти по участку трубопровода длиной 100 км и диаметром d = 0,82 м, по которому перекачивают нефть с расходом G = 510 кг/с. Температура нефти в начале участка, после подогрева* $T_0 = 333$ *K, температура грунта* $T_г = 278$ *K,* $c_\nu = 1900$ *Дж/(кг·K), a = 0,042* K^{-1}, $\rho = 850$ *кг/м*^{3}, $K = 3{,}2$ *Вт/(м*^{2}*·K). При 293 K вязкость нефти* $\nu_* = 0{,}9\cdot10^{-4}$ *м*^{2}*/с.*

Решение. Вычисляем число Шухова

$$Шу = \frac{3{,}14\cdot0{,}82\cdot3{,}2\cdot10^5}{510\cdot1900} = 0{,}85.$$

По формуле (9.25) вычисляем температуру в конце участка $T_к$:

$$T_к = 278 + (333 - 278)\exp[0{,}85] = 301{,}5 \text{ K}.$$

Вычисляем вязкость нефти в конце участка:

$$\nu_к = 0{,}9\cdot10^{-4}\exp[-0{,}042(301{,}5 - 293)] = 0{,}64\cdot10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}.$$

Вычисляем скорость потока:

$$u = \frac{510\cdot4}{3{,}14\cdot850\cdot0{,}82^2} = 1{,}13 \text{ м/с}.$$

Вычисляем число Рейнольдса в конце участка, где самая низкая температура и, следовательно, наибольшая вязкость перекачиваемой нефти:

$$\text{Re} = \frac{1{,}13\cdot0{,}82}{0{,}64\cdot10^{-4}} = 1{,}45\cdot10^4.$$

Отсюда следует, что на всем участке трубопровода режим течения турбулентный, и для вычисления потерь полного напора можно использовать формулу (9.34).

Вычисляем объемный расход Q:

$$Q = \frac{510}{850} = 0{,}6 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Вычисляем падение напора

$$\Delta H(L) = \frac{0{,}0247\cdot 0{,}6^{1{,}75}\cdot(0{,}9\cdot 10^{-4})^{0{,}25}10^{5}}{0{,}82^{4{,}75}}\frac{\exp\left[-\frac{1}{4}\cdot 0{,}042(278-293)\right]}{0{,}85}\times$$

$$\times\int_{1{,}08}^{1{,}2}\frac{\exp\left[-\frac{1}{4}\cdot 0{,}042\cdot 278(x-1)\right]}{x-1}dx = 0{,}252\cdot 10^{3}\cdot 1{,}37\cdot 0{,}64 = 0{,}221\cdot 10^{3}\text{ м}.$$

Нетрудно видеть, что первый сомножитель $0{,}252\cdot 10^3$ м равен падению напора на трение при изотермической перекачке с температурой потока 293 К. Подогрев нефти до 333 К на входе в трубопровод несколько уменьшает эти потери.

Подсчитаем потери давления

$$\Delta p = \rho g\Delta H = 850\cdot 9{,}81\cdot 0{,}221\cdot 10^{3} = 18{,}43\cdot 10^{5}\ \text{Н/м}^2 \approx 18{,}8\ \text{ат}.$$

9.11. ВЫЧИСЛЕНИЕ ПОТЕРЬ НАПОРА ПРИ РАЗЛИЧНЫХ РЕЖИМАХ ТЕЧЕНИЯ НЕФТИ НА РАССМАТРИВАЕМОМ УЧАСТКЕ ТРУБОПРОВОДА

Подогретая нефть остывает в процессе движения, и вязкость ее растет. В каком-то сечении трубопровода вязкость нефти может оказаться такой, что турбулентные пульсации исчезнут, и поток станет ламинарным.

В этом случае на рассматриваемом участке трубопровода будут существовать два режима течения: турбулентный и ламинарный.

Найдем длины участков с разными режимами течения, исходя из того что турбулентный режим течения в трубе вырождается и переходит в ламинарный при критическом числе Рейнольдса, равном 2300. Имеем:

$$\mathrm{Re}_c = \frac{ud}{\nu_c} = \frac{ud}{\nu_* \exp[-a(T_c - T_*)]} = \mathrm{Re}_* \exp[a(T_c - T_*)],$$

$$\mathrm{Re}_* = \frac{ud}{\nu_*}, \qquad (9.43)$$

где Re_c — критическое число Рейнольдса; ν_c, T_c — соответственно кинематическая вязкость и температура, соответствующие критическому числу Рейнольдса.

Отсюда

$$T_c = T_* + \frac{1}{a}\ln\frac{\mathrm{Re}_c}{\mathrm{Re}_*}. \qquad (9.44)$$

Эту температуру подставляем в формулу Шухова и получаем

$$T_c = T_г + (T_0 - T_г)\exp - Шу\frac{L_т}{L},\ T_c > T_г. \quad (9.45)$$

Если $T_c < T_г$, то на всем участке трубопровода режим течения турбулентный.

Отсюда определяем длину участка трубопровода $L_т$, на котором режим течения — турбулентный

$$L_т = -\frac{L}{Шу}\ln\frac{T_c - T_г}{T_0 - T_г},\quad T_c > T_г. \quad (9.46)$$

На остальной части трубопровода режим течения — ламинарный.

Пример. *Найти длину участка трубопровода, на котором режим течения турбулентный. Длина трубопровода L = 100 км, диаметр d = 0,82 м, расход G = 510 кг/с, ρ = 850 кг/м³, a = 0,08 K⁻¹. При температуре T_* = = 293 K вязкость нефти ν_* = 20·10⁻⁴ м²/с. Начальная температура T_0 = = 333 K, $T_г$ = 278 K, коэффициент теплопередачи K = 3,2 Дж/(кг·K), c_ν = = 1900 Дж/(кг·K).*

Решение. Находим скорость потока

$$u = \frac{510\cdot 4}{3{,}14\cdot 850\cdot 0{,}82^2} = 1{,}13 \text{ м/с}.$$

Вычисляем Re_*:

$$Re_* = \frac{1{,}13\cdot 0{,}82}{20\cdot 10^{-4}} = 463.$$

По формуле (9.44) находим температуру T_c:

$$T_c = 293 + \frac{1}{0{,}08}\ln\frac{2{,}3\cdot 10^3}{4{,}63\cdot 10^2} = 293 + 20 = 313 \text{ K}.$$

Вычисляем число Шухова:

$$Шу = \frac{3{,}14\cdot 0{,}82\cdot 3{,}2\cdot 10^5}{510\cdot 1900} = 0{,}85.$$

По формуле (9.46) вычисляем длину участка с турбулентным режимом течения $L_т$:

$$L_т = -\frac{10^5}{0{,}85}\ln\frac{313-278}{333-278} = 53{,}2\cdot 10^3 \text{ м}.$$

На остальной части трубопровода длиной 46,8 км режим течения будет отличным от турбулентного.

Падение напора на трение будет равняться сумме напоров на трение на участках с различными режимами течения

$$\Delta H(L) = h_т(L) = h_т(L_т) + h_т(L_л),\ L_л = L - L_т. \quad (9.47)$$

Соответствующие потери напора равны:

$$\Delta H(L_{\text{г}}) = h_{\text{т}}(L) = \frac{0{,}0247Q^{1{,}75}\nu_*^{0{,}25}L\exp\left[-\frac{1}{4}a(T_{\text{г}}-T_*)L\right]}{d^{4{,}75}\text{Шу}}\int_{X_c}^{X_0}\frac{\exp\left[-\frac{1}{4}aT_{\text{г}}(x-1)\right]}{(x-1)}dx,$$

$$X_c = \frac{T_c}{T_{\text{г}}} \tag{9.48}$$

и

$$\Delta H(L_{\text{л}}) = h_{\text{т}}(L_{\text{л}}) = \frac{4{,}15Q\nu_*L\exp[-a(T_{\text{г}}-T_*)]}{d^4\,\text{Шу}}\times$$

$$\times\int_{X_{\text{к}}}^{X_c}\frac{\exp\left[-a\left(1-\frac{1}{3}\frac{K}{\alpha}\right)T_{\text{г}}(x-1)\right]}{(x-1)}dx. \tag{9.49}$$

Температура T_c вычисляется по формуле (9.44). Конечную температуру найдем, подставив в формулу Шухова (9.24) длину ламинарного участка $L_{\text{л}}$ и вместо температуры подогрева T_0 критическую температуру T_c. Имеем:

$$T_{\text{к}} = T(L) = T_{\text{г}} + (T_c - T_{\text{г}})\exp\left(-\text{Шу}\frac{L_{\text{л}}}{L}\right). \tag{9.50}$$

Зная эти величины, нетрудно найти потери напора на участках с различными режимами течения и общие потери напора на всей длине рассматриваемого участка.

9.12. ПЕРЕКАЧКА ВЫСОКОВЯЗКИХ И ЗАСТЫВАЮЩИХ НЕФТЕЙ В СМЕСИ С УГЛЕВОДОРОДНЫМИ РАЗБАВИТЕЛЯМИ

Эффективным способом трубопроводного транспорта высоковязких и застывающих нефтей является перекачка их смесей с другой маловязкой нефтью или конденсатом.

Разбавители уменьшают вязкость и плотность перекачиваемой нефти, но повышают давление упругих паров:

$$p_{\text{у.р.н}} > p_{\text{у.н}}, \tag{9.51}$$

где $p_{у.р.н}$ – давление упругих паров разбавленной нефти, $p_{у.н}$ – давление упругих паров нефти до разбавления.

Из неравенства (9.51) следует, что при перекачке разбавленной нефти подпорные давления на головной перекачивающей станции и промежуточных станциях должны быть больше, чем при перекачке исходной нефти.

Это обстоятельство и различие вязкостей и плотностей (последнее можно не учитывать в расчетах из-за малой разности плотностей по сравнению с различием вязкостей) приводит к заметному различию совмещенных характеристик (рис. 9.6).

Видно, что гидравлические характеристики трубопровода пересекаются в некоторой точке, которой соответствует расход смеси Q^*. Для расходов меньших этого значения напоры при перекачке разбавленной нефти будут больше, чем при перекачке исходной нефти из-за большего подпора необходимого при перекачке смеси. Для $Q > Q^*$ наоборот напор при перекачке разбавленной нефти всегда будет меньше напора при перекачке исходной нефти.

Давление упругих паров разбавленной нефти и ее вязкость зависят от температуры и количества маловязкой нефти или конденсата, добавленных в нефть.

Вязкость разбавленной нефти

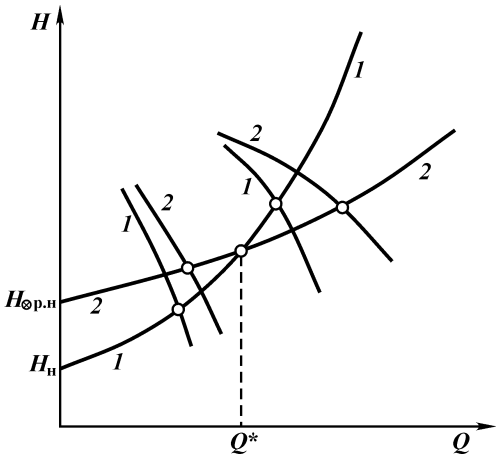


Рис. 9.6. Совмещенные (*Q* – *H*)-характеристики участка трубопровода и перекачивающей станции:
1 – для исходной нефти; *2* – для разбавленной нефти

$$\nu_{р.н} = \nu_н \exp\left[-c \ln\frac{\nu_н}{\nu_р}\right], \qquad (9.52)$$

где $\nu_{р.н}$, $\nu_н$, $\nu_р$ — кинематическая вязкость соответственно разбавленной, исходной нефти, разбавителя; c — концентрация разбавителя.

Объемная концентрация разбавителя

$$c = \frac{V_р}{V_н + V_р}, \qquad (9.53)$$

где $V_р$, $V_н$ — объем соответственно разбавителя и нефти в резервуарах.

Эту же формулу из-за гомогенности смеси можно переписать, используя расходы разбавителя $Q_р$ и нефти $Q_н$:

$$c = \frac{Q_р}{Q_н + Q_р} = \frac{X}{1+X}, \quad X = \frac{Q_р}{Q_н}. \qquad (9.54)$$

Уравнение для гидравлической характеристики трубопровода при перекачке разбавленной нефти имеет вид:

$$H_р = \beta\frac{(Q_н + Q_р)^{2-m}\nu_{р.н}^m}{d^{5-m}} L + \Delta z + H_{р.к} =$$

$$= \beta\frac{Q_н^{2-m}\nu_н^m L(1+X)^{2-m}\exp\left[-\left(\frac{mX}{1+X}\ln\frac{\nu_н}{\nu_р}\right)\right]}{d^{5-m}} + \Delta z + H_{р.к}, \qquad (9.55)$$

где $H_р = \frac{p_0}{\rho_{р.н} g}$; $H_{р.к} = \frac{p_к}{\rho_{р.н} g}$; p_0, $p_к$ — давление соответственно в начале и конце участка трубопровода.

Потери полного напора на трение соответственно равны:

$$\Delta H(L) = h_\tau(L) = \beta\frac{Q_н^{2-m}\nu_н^m L}{d^{5-m}}(1 + X)^{2-m}\exp\left[-\left(\frac{mX}{1+X}\ln\frac{\nu_н}{\nu_р}\right)\right]$$

или

$$\Delta H(L) = h_\tau(L) = h_{тн}(1 + X)^{2-m}\exp\left[-\left(\frac{mX}{1+X}\ln\frac{\nu_н}{\nu_р}\right)\right]; \quad h_{тн} = \beta\frac{Q_н^{2-m}\nu_н^m L}{d^{5-m}}, \qquad (9.56)$$

здесь m соответствует режиму перекачки нефти с разбавителем и может отличаться от этого показателя при перекачке неразбавленной нефти с расходом $Q_н$.

Гидравлические характеристики насосных агрегатов и перекачивающей станции тоже зависят от X:

$$H_{\text{р}} = a - b(X)Q_{\text{н}}^{2-m}(1 + X)^{2-m}. \tag{9.57}$$

Если задан расход нефти, то уравнение баланса напоров служит для определения значения X и, следовательно, количества разбавителя

$$H_{\otimes\text{р.н}} + a - b(X)Q_{\text{н}}^{2-m}(1 + X)^{2-m} =$$

$$= h_{\text{тн}}(1 + X)^{2-m}\exp\left[-\left(\frac{mX}{1+X}\ln\frac{\nu_{\text{н}}}{\nu_{\text{р}}}\right)\right] + \Delta z + H_{\text{р.к}}, \tag{9.58}$$

где $H_{\otimes\text{р.н}}(X)$ — кавитационный запас, который должен удовлетворять условию

$$H_{\otimes\text{р.н}} \geq \frac{p_{\text{у.р.н}}}{\rho_{\text{р.н}}g}. \tag{9.59}$$

Определив значение X, суммарный расход Q нефти и разбавителя можно найти по формуле

$$Q = Q_{\text{н}}(1 + X). \tag{9.60}$$

После этого с помощью уравнения для гидравлической характеристики перекачивающей станции (выражение слева в (9.58)) можно найти напор в начале трубопровода, который не должен превышать предельно допустимого значения.

Затем с помощью уравнения для гидравлической характеристики рассматриваемого участка трубопровода (9.55) следует найти напор в конце участка и убедиться, что выполняется условие (9.59). Если указанные ограничения выполняются, то объем разбавителя выбран правильно и заданный расход нефти можно перекачать по рассматриваемому участку нефтепровода.

9.13. ПЕРЕКАЧКА ТЕРМИЧЕСКИ ОБРАБОТАННЫХ НЕФТЕЙ

Практика "горячей" перекачки показала, что можно снизить вязкость высокопарафинистой нефти путем ее термообработки, которая подразумевает нагрев нефти до определенной температуры выше температуры плавления парафина (порядка 363 К) с последующим охлаждением в динамическом и статическом режимах с заданной скоростью

(10 — 20 К/ч). Термообработка позволяет улучшить реологические свойства только тех парафинистых нефтей, в которых имеются асфальтосмолистые вещества.

При нагреве нефти в процессе термообработки твердые парафиновые углеводороды растворяются. При ее охлаждении начинают образовываться кристаллы парафинов, которые вступают в контакт с асфальтосмолистыми веществами. При этом изменяется форма парафиновых кристаллов, и в результате этого уменьшается температура застывания нефти.

Скорость охлаждения при термообработке имеет существенное значение. Изменяя темп охлаждения, можно изменять соотношение между скоростью роста образовавшихся кристаллов и скоростью возникновения новых центров кристаллизации.

Для каждой высокопарафинистой нефти существует определенный темп охлаждения, при котором температура застывания, эффективная вязкость и статическое напряжение сдвига оказываются минимальными.

Для большинства схем термообработки первоначальное охлаждение рекомендуется производить в движении, перекачивая горячую нефть через теплообменники. Последующее охлаждение ведется в статических условиях с заданной скоростью. Магистральный трубопровод для перекачки термообработанной нефти отличается от обычного изотермического только наличием пункта термообработки на головной насосной станции.

Основные недостатки этого метода состоят в том, что повторный нагрев термообработанной нефти (до 300 — 320 К) в значительной степени снижает эффект термообработки. Кроме того реологические характеристики термообработанной нефти ухудшаются при хранении.

9.14. ПРИМЕНЕНИЕ ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК ПРИ ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ ВЫСОКОПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ

Перспективным способом перекачки по трубопроводам высокопарафинистых нефтей является их обработка депрессорными присадками, незначительное количество которых существенно улучшает реологические свойства этих нефтей. В настоящее время известен ряд соединений в

той или иной степени снижающих температуру застывания и улучшающих реологические свойства высокозастывающих нефтяных систем. Это природные асфальтосмолистые вещества, некоторые углеводороды, и полимерные соединения. Наибольшей депрессорной активностью обладают полимеры с высокой молекулярной массой.

Лидирующее положение среди депрессорных присадок занимают добавки на основе сополимеров этилена, имеющие молекулярную массу 20000—22000 при содержании звеньев винилацетата 25—27 %, которые являются доступным и дешевым нефтехимическим сырьем.

Товарные формы депрессорных присадок, как правило, представляют собой 20—30 % растворы сополимеров в углеводородных растворителях, например, толуоле, газойле каталитического крекинга, дизельном топливе и т.д.

Кроме сополимеров этилена, основой промышленно выпускаемых депрессоров для нефтей служат сополимеры алкил(мет)акрилатов. На базе этих соединений созданы присадки, использующиеся на нефтепроводах нашей страны; ДН-1 (Россия) и ECA-4242 (ЭССО ХЕМИКАЛ).

Депрессорные присадки не являются растворителями кристаллического парафина, поэтому они практически не меняют температуру кристаллизации и количество парафина, выпадающего при снижении температуры нефти.

Механизм действия депрессорной присадки, приводящий к заметному снижению температуры застывания (почти на 20 °С), состоит в том, что присадка изменяет размеры, форму и строение частиц дисперсной фазы высокозастывающей нефти таким образом, что возникающая при низких температурах структура оказывается менее прочной и не мешает течению подвижной части нефти.

Степень снижения температуры застывания и улучшения реологических свойств (статического и предельного напряжений сдвига) нефтей зависит от концентрации депрессора, содержания в нефти естественных ПАВ (смол и асфальтенов), парафиновых углеводородов и их молекулярной массы.

Наибольший эффект от обработки нефти присадкой наблюдается там, где соотношение процентных содержаний смол к парафинам меньше 2. Для обеспечения работы магистрального трубопровода при перекачке высокопарафинистой нефти достаточно обработать депрессорной присадкой ее объем один раз, например, на головной насосной станции.

Депрессорные присадки должны вводиться в высокозастывающую нефть, нагретую выше температуры начала крис-

таллизации парафинов (60—70 °С). В месте ввода нагретой нефти в трубопровод режим течения должен быть турбулентным, что создает благоприятные условия для равномерного перемешивания присадки и нефти. Присадка подается в нефтепровод через форсунку с помощью насоса-дозатора.

Технологическая схема установки для подготовки депрессорной присадки к вводу ее в магистральный нефтепровод зависит от товарной формы присадки, и здесь возможны различные варианты. Депрессорная присадка поставляется в виде пасты с содержанием сополимера (активной части присадки) 20—30 % в таре (например, в 200-литровых бочках). В этом случае депрессор перед подачей в трубопровод растворяют в перекачиваемой нефти на специальной установке, расположенной в непосредственной близости от места ввода. В ее состав входят: два резервуара-смесителя для получения раствора присадки в нефти с устройствами для подъема бочек на крыши и их опорожнения, насосы для заполнения этих емкостей с нефтью и ее перемешивания, емкость-накопитель для хранения концентрата, насосы-дозаторы для его подачи в нефтепровод. Все резервуары установки оборудованы секционными подогревателями.

Процесс приготовления раствора происходит при температуре 50—60 °С и циркуляционном перемешивании в резервуарах-смесителях, которое осуществляется путем подачи нефти через сопла, установленные на дне резервуаров. Резервуары работают поочередно: в одном из них готовится раствор, а из другого в это время ведутся его дозировка и впрыск в поток нефти. Затем резервуары меняются ролями.

Активная часть депрессорной присадки может поставляться в виде гранул. В этом случае необходимо растворить полученный сополимер в выбранном углеводородном растворителе и получить присадку — жидкость заданного состава и качества, которая затем вводится в трубопровод с нефтью через форсунку. В этом случае узел приготовления и ввода присадки в нефтепровод состоит из смесителей — аппаратов с рамными перемешивающими устройствами и терморубашками, помещения с насосными агрегатами, операторной, обогреваемых емкостей с растворителем и холодного склада для хранения сополимера.

Типичное оборудование узла приготовления и ввода депрессорной присадки в нефтепровод делится на основное (технологическое) и вспомогательное. К основному относится оборудование растворения сополимера и подачи присадки в нефтепровод, а к вспомогательному — система обеспечения

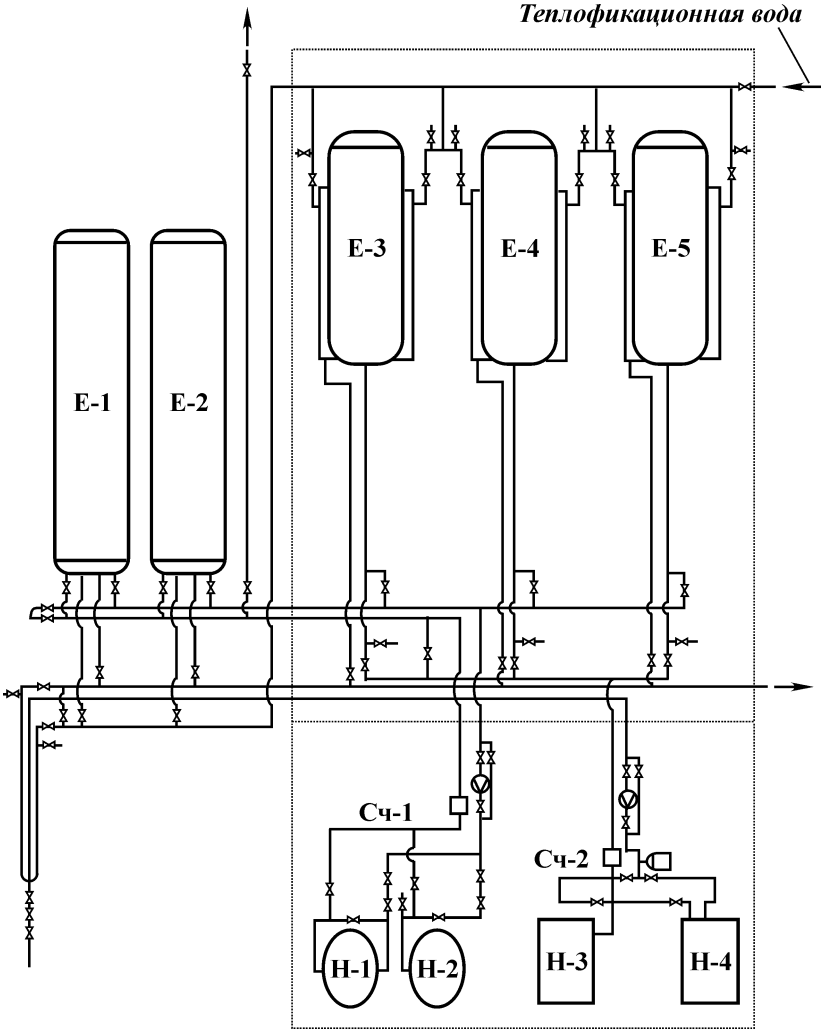


Рис. 9.7. Принципиальная технологическая схема узла приготовления и ввода депрессорной присадки в трубопровод:
Е-1, Е-2 — обогреваемые емкости с растворителем; Е-3, Е-4, Е-5 — аппараты с рубашкой с рамным перемешивающим устройством; Н-1, Н-2 — насосы для подачи растворителя в аппараты с рамным перемешивающим устройством; Н-3, Н-4 — плунжерные насосы-дозаторы для подачи готовой присадки в нефтепровод; Сч-1 — расходомер на линии подачи растворителя; Сч-2 — расходомер на линии подачи присадки

и распределения теплофикационной воды с начальной температурой 130 °С при давлении 3,5 — 4,0 кг/см^2.

Рассмотрим технологические операции при приготовлении и вводе депрессорной присадки в нефтепровод (рис. 9.7).

Дизельное топливо из емкости Е-1 (Е-2) шестеренным насосом Н-1 (Н-2) подается поочередно в один из смесителей (Е-3, Е-4, Е-5), в котором нагревается до температуры не менее 80 °С путем подачи в его терморубашку максимального количества теплоносителя. Сополимер из упаковочных мешков засыпается в смеситель Е-3 (Е-4, Е-5). При этом продолжается максимальная подача теплоносителя в рубашку смесителя до тех пор, пока температура в аппарате не достигнет необходимого для растворения сополимера значения.

Затем количество подаваемого теплоносителя уменьшается до значения, компенсирующего тепловые потери.

По завершению процесса растворения готовая присадка из смесителей поступает на насос-дозатор Н-3 (Н-4) и затем в трубопровод через форсунку. По мере расходования готовой присадки из первого аппарата начинается приготовление ее во втором аппарате, затем в третьем и т.д. Расход растворителя и количество вводимой присадки в нефтепровод контролируются расходомерами Сч-1 и Сч-2 соответственно.

Концентрация вводимого депрессора зависит от цели, с которой он применяется. Для обеспечения перекачки высокопарафинистой нефти по магистральному трубопроводу нефть достаточно обработать 0,05 — 0,2 % (по массе) присадки. Для уменьшения парафинизации внутренней поверхности оборудования и исключения ручной зачистки резервуаров, танкеров и других объектов в нефть достаточно ввести присадку в количестве 0,02 — 0,05 % (по массе).

В местах, где возникает ламинарный режим течения высокозастывающей нефти, присадку следует вводить только в пристенный слой жидкости, нагретый до нужной температуры. Разогрев кольцевого слоя нефти может осуществляться как с помощью паровой рубашки, смонтированной вокруг трубы, так и гибкими (ленточными) электрическими нагревателями. Такая технология применения депрессорной присадки позволяет в 7 — 10 раз сократить ее расход при той же гидравлической эффективности и снизить энергозатраты на нагрев нефти. Однако она эффективна на трубопроводах с одной насосной станцией. На трубопроводах с несколькими насосными станциями присадку необходимо вводить после каждой из них, так как при прохождении насосных агрегатов пристенный слой нефти с депрессором разрушается.

10 ГЛАВА ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНАЯ ПЕРЕКАЧКА НЕФТЕЙ

10.1. СУЩНОСТЬ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТЕЙ МЕТОДОМ ПРЯМОГО КОНТАКТИРОВАНИЯ

В настоящее время нефти различных промыслов и месторождений, а число таких нефтей, отличающихся по физико-химическим свойствам (плотности, вязкости, содержанию серы, минеральных солей, парафина и т.п.), может достигать несколько десятков, перекачивают методом, получившим название ***"последовательная перекачка прямым контактированием"***.

В результате добычи нефти в той или иной нефтяной провинции в резервуарах накапливаются нефти различных сортов. Понятно, что строить отдельный трубопровод для добываемой нефти каждого сорта было бы нерентабильно, поэтому большинство из них транспортируют по одному и тому же нефтепроводу, к которому тяготеют данные месторождения, закачивая последовательно одну нефть за другой.

Поэтому сущность последовательной перекачки нефтей прямым контактированием состоит в том, что разносортные нефти, объединенные в отдельные партии по несколько тысяч или десятков тысяч тонн каждая, закачивают в трубопровод последовательно, одну за другой, и транспортируют так до самого потребителя. При этом каждая партия нефти вытесняет предыдущую и в свою очередь вытесняется последующей. Получается так, что нефтепровод по всей своей протяженности заполнен партиями различных нефтей, вытянутых в цепочку и контактирующих друг с другом в местах, где кончается одна партия и начинается другая.

Таким образом, главное в последовательной перекачке нефтей — это то, что различные виды и сорта нефтей перекачивают не по разным, а по одной и той же трубе.

На головной станции трубопровода различные сорта нефти закачивают из отдельных резервуаров, транспортируют партиями, по пути, если на то есть необходимость, подкачивают другие нефти, и на конечных пунктах (нефтеперерабатывающих заводах или перевалочных нефтебазах) принимают в отдельные резервуары.

На рис. 10.1 приведена принципиальная схема трубопроводной системы для последовательной перекачки нефтей, где видны последовательно движущиеся в магистральном нефтепроводе (МНП) партии нефтей (№ 1, 2, 3, 4, 5 и т.д.), вытесняющие предыдущие партии и в свою очередь вытесняемые последующими, а также нефтепромыслы (П1) и (П2) с пунктами подготовки нефти к транспорту (ППНТ) резервуарные парки (РП) головной перекачивающей станции (ГПС), резервуарные парки промежуточных перекачивающих станций (ППС) и резервуарный парк конечного пункта (КП), на котором происходит прием нефтей в резервуары нефтепереререрабатывающего завода (НПЗ) или перевалочной нефтебазы для перевалки на другие виды транспорта.

В систему для последовательной перекачки нефтей входят те же основные объекты, что и в систему транспортировки однородной нефти:

соединительные трубопроводы (СТ), соединяющие пункты подготовки нефти к транспорту с головной перекачивающей станцией;

головная перекачивающая станция, предназначенная для последовательной закачки нефтей в трубопровод и создания необходимого напора в начале первого участка. Как правило, головная перекачивающая станция имеет **резервуарный парк** с резервуарами для накапливания необходимых объемов различных нефтей, устройства для их количественного учета и компенсации неравномерности поступления и откачки;

линейная часть магистрального нефтепровода с линейными сооружениями, обеспечивающими ее функционирование;

промежуточные перекачивающие станции, находящиеся на границе соседних участков и предназначенные для создания дополнительного напора, обеспечивающего дальнейшую транспортировку нефти;

конечный пункт нефтепровода, на котором различные

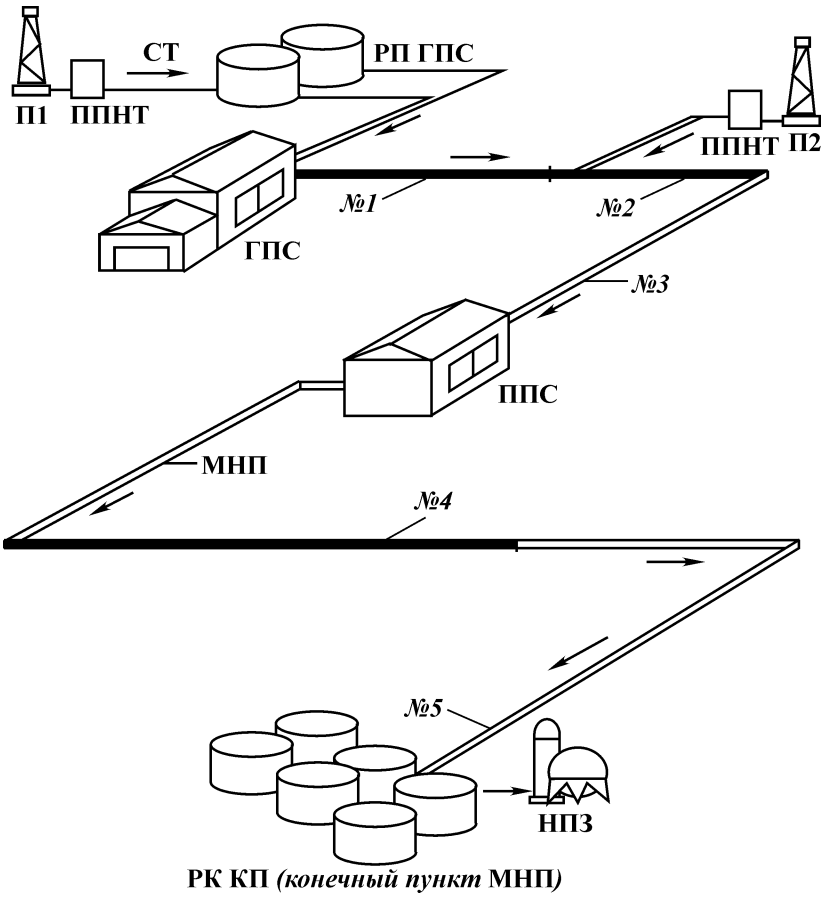


Рис. 10.1. Принципиальная схема системы для последовательной перекачки нефтей

сорта нефти принимают из трубопровода в отдельные резервуары и далее либо отправляют на нефтеперерабатывающий завод, либо переваливают на другие виды транспорта (железнодорожный, водный и т.п.).

10.2. ТЕОРИЯ СМЕСЕОБРАЗОВАНИЯ В ЗОНЕ КОНТАКТА ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНО ДВИЖУЩИХСЯ ПАРТИЙ НЕФТЕЙ

10.2.1. ФИЗИЧЕСКИЕ ПРИЧИНЫ СМЕСЕОБРАЗОВАНИЯ

Как уже говорилось, последовательная перекачка позволяет организовать доставку нефти различных сортов от места добычи до потребителя с помощью одного и того же магистрального трубопровода, причем не перемешивая различные нефти друг с другом и, таким образом, сохраняя качество каждой. Конечно, при этом в зонах контакта последовательно движущихся партий происходит определенное смешение вытесняемой и вытесняющих нефтей.

Последовательная перекачка прямым контактированием получила свое название из-за того, что вытесняемая и вытесняющая нефти непосредственно контактируют друг с другом без какого бы то ни было разделения. Поэтому сразу же возникает вопрос, как велико это смесеобразование и насколько серьезны опасения, что транспортируемые нефти перемешаются друг с другом. Действительно, при вытеснении одной нефти другой в местах контакта последовательно движущихся партий образуется смесь, причем ее количество по мере движения от начала нефтепровода к его концу постоянно возрастает.

Конечно, можно спросить, почему бы для разделения разносортных нефтей не использовать какие-нибудь механические разделители — поршни, твердые или эластичные шары, жидкие или полужидкие разделительные пробки и т.п., которые наподобие подвижных перегородок, двигаясь вместе с потоком нефти в трубе, разделяли бы перекачиваемые жидкости. Выяснилось однако, что эта достаточно простая идея оказалась мало эффективна при промышленной реализации. Разделители отстают от потока нефти и быстро выходят из зоны контакта последовательно движущихся партий. Последовательная перекачка нефтей прямым контактированием более проста с технологической точки зрения и достаточно эффективна благодаря тому, что количество смеси, образующейся в зонах контакта последовательно движущихся партий, относительно невелико, так что при достаточном ресурсе транспортируемых нефтей вся смесь

может быть разложена (т.е. добавлена) по исходным нефтям с сохранением качества каждой из них. Однако интенсивность смесеобразования и объем образующейся смеси зависят от режима транспортировки, соблюдения технологического регламента перекачек, знания физических причин, приводящих к смесеобразованию, а также от понимания основных закономерностей этого процесса.

Какие же причины и физические процессы, происходящие при последовательном вытеснении одной нефти другой, приводят к образованию и медленному, но постоянному возрастанию объема смеси?

Смесь, которая образуется в зоне контакта перекачиваемых нефтей при вытеснении одной из них другой, обусловлена объективными физическими процессами, присущими движению жидкости в трубопроводе. Если бы контактирующие нефти вытесняли друг друга наподобие жестких стержней с плоской границей раздела между ними, то их смешение в зоне контактирования, разумеется, отсутствовало бы. Молекулярная диффузия одной нефти в другую, конечно, не в счет — она слишком мала, чтобы быть заметной. Дело в другом, нефти не являются твердыми телами, и вытеснение одной из них другой происходит *неравномерно* по сечению трубы. Скорости частиц жидкости в различных точках сечения трубы неодинаковы (рис. 10.2). У стенок трубопровода они равны нулю, а на его оси достигают максимального значения. Поэтому вытеснение одной нефти другой происходит более интенсивно в центре трубы, в то время как у стенок трубопровода оно замедлено. Каждое мгновение клин позади идущей нефти как бы внедряется в нефть, идущую впереди, причем тем интенсивней, чем более вытянут вдоль оси профиль осредненных скоростей. Происходит, как говорят, конвекция (или ***конвективная диффузия***) примеси одной нефти в другую за счет и вместе с перемещающимися друг относительно друга слоями жидкости.

Однако неравномерность распределения в сечении трубопровода осредненных скоростей жидкости не является единственной причиной, ответственной за смесеобразование

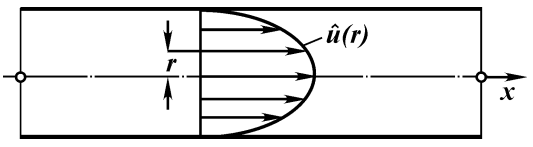


Рис. 10.2. Схема, иллюстрирующая процессы образования смеси в зоне контактирования нефтей

нефтей в зоне их контактирования. Другим, не менее важным фактором смесеобразования, является так называемая ***турбулентная диффузия***.

Как правило, нефти перекачивают в турбулентном режиме, при котором частицы жидкости движутся в трубе не параллельно ее стенкам, а совершают хаотические турбулентные движения, наподобие тому, как это можно видеть в дымовых струях, вырывающихся из труб. В турбулентных потоках существует интенсивное перемешивание различных частиц по сечению трубы за счет пульсаций скорости и указанных хаотических движений отдельных частиц. Поэтому турбулентная диффузия, а именно так называют этот процесс, перемешивает клин вытесняющей, как и остатки вытесняемой нефти, по сечению трубопровода, обеспечивая их более или менее однородное распределение в каждом сечении.

Тем не менее важно отметить, что концентрация каждой нефти в сечении трубопровода, хотя и близка к постоянному значению, но все же *не равна ему* — для вытесняющей нефти она всегда *больше* на оси трубы, чем у ее стенок, а для вытесняемой — она всегда *меньше* на оси трубы, чем у ее стенок. Благодаря этому в сечениях трубопровода происходит массообмен, обеспечивающий постоянный рост объема смеси.

На рис. 10.3 представлены кривые распределения концентрации c вытесняющей жидкости в зависимости от безразмерного расстояния r/R_0 до оси трубы (R_0 — радиус трубы), полученные проф. В.А. Юфиным в экспериментах с двумя взаиморастворимыми жидкостями (NaOH и H_2O), подтверждающих указанное выше положение.

Таким образом, процесс смешения вытесняемой и вытесняющей нефтей происходит по следующей схеме: клин позади идущей нефти внедряется в нефть, идущую впереди, а процессы турбулентной диффузии размешивают внедрившуюся примесь по сечению трубы. При этом за счет того, что концентрация вытесняющей нефти на оси трубы больше, чем у ее стенок, происходит постоянный перенос вытесняющей нефти вперед, в область, занятую вытесняемой нефтью. И наоборот, по той же причине происходит обратный перенос вытесняемой нефти назад, в область вытесняющей.

Эти два процесса неотделимы друг от друга. Они действуют постоянно и одновременно на протяжении всего времени вытеснения, определяя интенсивность ***про-***

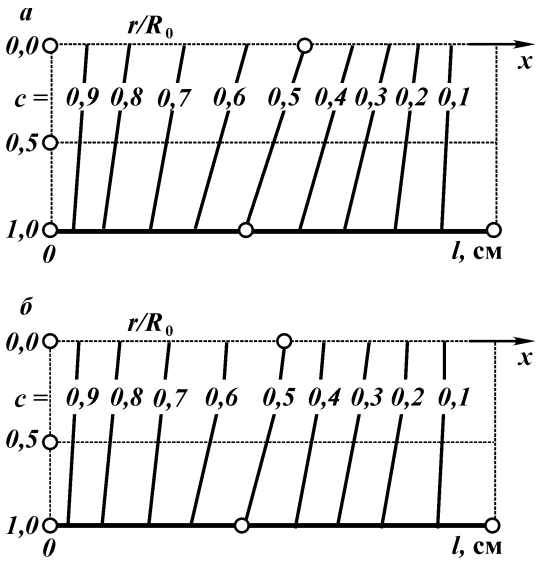


Рис. 10.3. Схемы распределения концентрации *c* по поперечному сечению трубы при различных значениях Re:
а — Re = 45000; *б* — Re = 70000

дольного перемешивания, объем и длину возникающей смеси.

Из сказанного следует, что смесеобразование в зоне контактирования нефтей происходит вследствие двух основных причин: неравномерности распределения скоростей жидкости по сечению трубопровода и турбулентного перемешивания. Отсюда ясно, что чем профиль осредненных скоростей жидкости в сечении нефтепровода более плоский, чем интенсивней в сечении перемешиваются ее частицы, тем более полно идет процесс вытеснения и тем меньше образуется смеси.

Из гидравлики известно, что профиль скоростей жидкости в сечении трубопровода тем более плоский (равномерный), чем более развита турбулентность, а значит чем интенсивней ведется перекачка. Режим турбулентного течения жидкости в трубопроводе определяется, как известно, безразмерным числом Рейнольдса

$$\mathrm{Re} = \frac{ud}{\nu},$$

где $u = 4Q/\pi d^2$ — средняя скорость перекачки; Q — расход перекачки; d — внутренний диаметр трубопровода; ν — кинематическая вязкость нефтепродукта. Поэтому, чем выше скорость перекачки, тем более развита турбулентность.

Например, при скорости перекачки $u = 0{,}75$ м/с двух нефтей ($\nu_1 \cong \nu_2 = 25$ сСт) в нефтепроводе с внутренним диаметром $d = 800$ мм число Рейнольдса

$$\mathrm{Re} = \frac{0{,}75 \cdot 0{,}800}{25 \cdot 10^{-6}} = 24000.$$

Это означает, что перекачка нефтей ведется в развитом турбулентном режиме, в области так называемого *смешанного трения*.

На рис. 10.4 представлены безразмерные (т.е. отнесенные к значению $u_{\max}$ максимальной скорости жидкости на оси трубы) турбулентные профили скорости $\hat{u}(r)/u_{\max}$. Нижняя кривая относится к Re = 24000, верхняя — к Re = 3200000, средние — к промежуточным значениям.

Таким образом, можно видеть, что турбулентные профили располагаются значительно выше или, как говорят, более *заполнены*, чем ламинарные (на рис. 10.4 — пунктирная кривая), причем степень их *заполненности* возрастает с увеличением числа Рейнольдса. Иными словами, турбулентные профили более плоские, чем ламинарный. В частности,

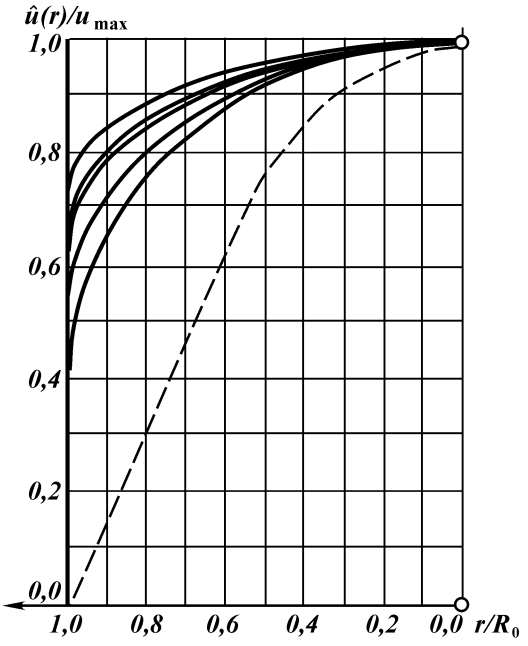


Рис. 10.4. Безразмерные профили осредненных скоростей жидкости в турбулентных режимах

такой важный показатель, как отношение максимальной u_{max} скорости течения к средней $u_{ср}$ в развитом турбулентном режиме определяется равенством $u_{max} \approx 1{,}15 \div 1{,}25 u_{ср}$, в то время как в ламинарном течении максимальная скорость u_{max} вдвое больше средней $u_{ср}$.

Это означает, что чем выше скорость перекачки, тем профиль скоростей более плоский и, следовательно, вытеснение одной нефти другой идет более полно. Кроме того, турбулентное перемешивание в сечении трубопровода при больших скоростях идет намного интенсивней, чем при малых, что способствует большему выравниванию концентрации каждой нефти в сечении трубы и, значит, уменьшению смеси.

Таким образом, одним из главных факторов, определяющих интенсивность смесеобразования, является скорость, с которой ведется перекачка нефти. В этом смысле турбулентный режим перекачки намного лучше ламинарного (где профиль скоростей вытянут вдоль оси трубы). В данном случае при перекачке нефтей с низкими скоростями смеси образуется намного больше, чем при перекачке с высокими скоростями.

10.2.2. КОНЦЕНТРАЦИИ НЕФТЕЙ В СМЕСИ

Основным показателем того, что в зоне контактирования вытесняемой и вытесняющей нефтей образовалась смесь, является отличие свойств жидкости в пробах, взятых из трубопровода, от свойств каждой из перекачиваемых нефтей. Если речь идет о перекачке *разноплотностных* нефтей, то характерным показателем их смешения является отличие плотности ρ_c смеси от плотностей ρ_1 и ρ_2 каждой из контактирующих нефтей. Однако речь может идти и о других, более тонких, показателях нефтей, как например, *содержание серы* при последовательной перекачке двух нефтей, сернистой или малосернистой, или *содержании минеральных солей* для последовательной перекачки обычной и обессоленной нефтей и т.д. В зоне контакта транспортируемых нефтей эти показатели плавно изменяются от одного значения до другого при переходе от партии вытесняемой нефти к партии вытесняющей, сама же область их изменения называется *областью смеси.*

Экспериментально доказано, что при смешении любых объемов V_1 и V_2 двух нефтей объем V_c их смеси с большой

точностью равен сумме этих объемов, т.е. имеет место равенство

$$V_c = V_1 + V_2, \tag{10.1}$$

поэтому можно ввести так называемые *объемные концентрации* c_1 и c_2 каждой нефти в смеси:

$$c_1 = \frac{V_1}{V_c}, \quad c_2 = \frac{V_2}{V_c}. \tag{10.2}$$

Это безразмерные числа $0 \le c_1 \le 1$, $0 \le c_2 \le 1$, показывающие, какую долю произвольного объема V_c смеси составляют первая и вторая нефть. Для этого достаточно объем смеси умножить на концентрации соответствующих нефтей:

$$V_1 = c_1 V_c; \quad V_2 = c_2 V_c. \tag{10.3}$$

Очевидно, что в силу (10.1) сумма концентраций нефтей в смеси равна единице:

$$c_1 + c_2 = 1. \tag{10.4}$$

Последнее равенство говорит о том, что для характеристики смеси двух нефтей достаточно ввести только одну концентрацию, например, концентрацию c вытесняющей нефти $c = c_2$, поскольку концентрация c_1 вытесняемой нефти выражается через c как разность $c_1 = 1 - c$. Если концентрация нефти в смеси равна 0, то речь идет о первой нефти, если она равна 1, то речь идет о второй нефти.

Концентрация нефти, выраженная в процентах, называется *процентным содержанием*

$$\theta = c \cdot 100\ \%.$$

Например, концентрации 0,2 соответствует процентное содержание 20 %; концентрации 0,453 — процентное содержание 45,3 % и т.д. Сумма процентных содержаний двух нефтей в их смеси равна 100 %.

Для разноплотностных нефтей концентрацию c можно выразить через плотность ρ_c смеси и плотности ρ_1 и ρ_2 каждой из контактирующих нефтей. Поскольку при их слиянии, помимо равенства (10.1), справедлив закон сохранения массы

$$M_c = M_1 + M_2$$

нефтей, то имеют место следующие соотношения:

$$\rho_c V_c = \rho_1 V_1 + \rho_2 V_2,$$

$$\rho_c = \rho_1 \frac{V_1}{V_c} + \rho_2 \frac{V_2}{V_c}$$

или

$$\rho_c = \rho_1(1-c) + \rho_2 c = \rho_1 + (\rho_2 - \rho_1)c.$$

Отсюда находим искомую связь:

$$\boxed{c = \frac{\rho_c - \rho_1}{\rho_2 - \rho_1}.} \qquad (10.5)$$

Пример. *Плотность ρ_c смеси двух нефтей в пробе нефти, взятой из трубы, равна 900 кг/м^3. Определить процентные содержания обеих нефтей в смеси, если известно, что плотность первой нефти ρ_1 равна 890 кг/м^3, а плотность второй ρ_2 = 920 кг/м^3.*

Решение. Вычислим концентрацию первой нефти в смеси по формуле (10.5) находим:

$$c_1 = \frac{900-920}{890-920} \cong 0{,}67;$$

$$c_2 = 1 - c_1 \cong 0{,}33.$$

10.2.3. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ СМЕСЕОБРАЗОВАНИЯ ПРИ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ ПЕРЕКАЧКЕ НЕФТЕЙ

При последовательной перекачке нефтей их концентрации в смеси изменяются как вдоль оси трубопровода, так и по поперечному сечению трубы (см. рис. 10.3). Однако последние изменения не так велики, поэтому представляют интерес так называемые *средние по сечению* концентрации нефтей, которые также будем обозначать буквой c, подчеркивая когда надо, что речь идет о тех или других. Средняя концентрация каждой нефти в смеси плавно изменяется от 0 до 1, поэтому концентрация c есть функция от координаты x вдоль оси трубопровода и времени t, прошедшего от начала процесса вытеснения:

$$c = c(x, t).$$

На рис. 10.5 представлена кривая $c = c(x, t_0)$ распределения средней по сечению концентрации вытесняющей нефти в смеси в некоторый момент времени t_0. Видно, что впереди

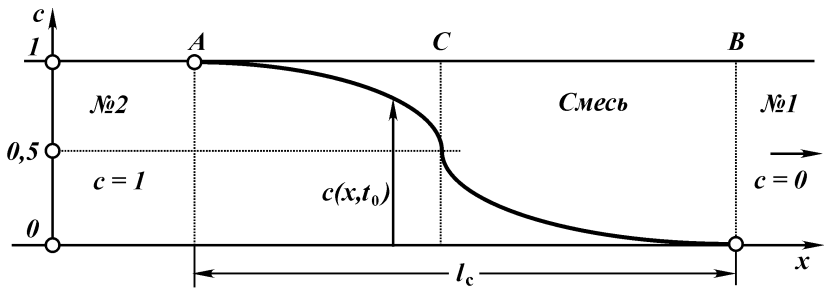


Рис. 10.5. Схема распределения концентрации вытесняющей нефти в смеси

области *AB* смеси (справа от сечения *B*) движется нефть №1; концентрация *c* в этой области равна 0.

Позади области *AB* смеси (слева от сечения *A*) движется нефть №2; концентрация *c* в этой области равна 1. Между сечениями *A* и *B* находится область смеси, в которой концентрация *c* плавно изменяется от 1 до 0.

Уравнение объемного баланса нефтепродуктов в смеси. Для описания процесса смесеобразования в зоне контактирования последовательно движущихся нефтей, в том числе для расчета объема образующейся смеси, используется одномерная диффузионная модель продольного перемешивания. Основное уравнение этой модели является в сущности уравнением для расчета кривой $c(x, t)$ распределения концентрации вытесняющей нефти в смеси. Форма этой кривой позволяет выявить все характеристики смеси, в частности, вычислить длину и объем области смеси.

Поскольку, как уже отмечалось, при смешении двух нефтей объем образующейся смеси равен сумме объемов исходных компонентов, средняя скорость u движения нефти одинакова во всех сечениях нефтепровода $Q = Su$. Поэтому процесс смесеобразования удобно описывать в подвижной системе отсчета, перемещающейся вдоль оси нефтепровода именно с этой скоростью, и с началом отсчета на границе раздела контактирующих партий.

Если бы вытеснение одной нефти другой было полным и происходило одинаково во всех точках сечения, то смеси не было бы вовсе: впереди по ходу движения находилась бы первая нефть, а сзади — вторая. Однако вытеснение одной жидкости другой в разных точках сечения разное — в центре сечения оно наибольшее, а у стенок трубы наименьшее. Клин позади идущей жидкости вторгается в жидкость,

идущую впереди, увлекая вместе с собой вторую нефть в зону первой. В то же время из-за малой скорости жидкости вблизи внутренней поверхности трубопровода впереди идущая жидкость задерживается и оказывается в зоне второй нефти. Турбулентные пульсации размешивают примесь каждой нефти в другой по сечению трубы, в результате чего возникает смесь, определяющая плавный переход от вытесняющей нефти к вытесняемой.

Введем величину $q(x, t)$, определяющую объемный расход вытесняющей нефти через произвольное сечение x трубопровода (напомним, в подвижной системе отсчета), так что за время dt через это сечение перетекает объем $q(x, t)dt$ вытесняющей нефти.

Если рассмотреть два близко расположенных сечения x и $(x + \Delta x)$ в области смеси (рис. 10.6), то изменение объема вытесняющей нефти за время dt в области между этими сечениями

$$\Delta V = q(x, t)dt - q(x + \Delta x, t)dt$$

или

$$\Delta V = [q(x, t) - q(x + \Delta x, t)]dt \cong \frac{\partial q}{\partial x}\Delta x dt. \qquad (10.6)$$

С другой стороны, это же изменение можно записать следующим образом:

$$\Delta V \cong \frac{\partial q}{\partial t}[c(x, t)S\Delta x]dt, \qquad (10.7)$$

где S – площадь поперечного сечения нефтепровода.

Приравнивая (10.6) и (10.7), получаем дифференциальное уравнение объемного баланса вытесняющей нефти в смеси:

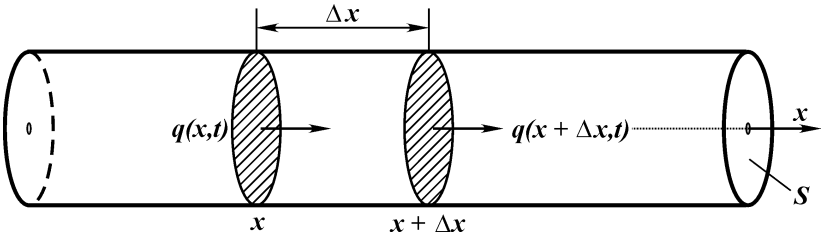


Рис. 10.6. К выводу уравнения объемного баланса

$$S \cong \frac{\partial c(x,t)}{\partial t} + \frac{\partial q(x,t)}{\partial x} = 0. \qquad (10.8)$$

Это уравнение отражает простой факт: *изменение количества вытесняющей нефти в области между любыми сечениями трубопровода равно разности количеств этой нефти, втекающей через первое сечение и вытекающей через второе.*

Интенсивность массообмена в области смеси. Для того чтобы решать дифференциальное уравнение (10.8), необходимо выявить закономерности массообмена различных нефтей в области их смеси, т.е. указать связь объемного расхода $q(x, t)$ вытесняющей нефти (объемный расход вытесняемой нефти равен, очевидно, $uS - q(x, t)$ с параметрами распределения $c(x, t)$ концентрации в потоке.

На рис. 10.7 представлена схема массообмена в произвольном сечении области смеси. Суммарный расход жидкости (смеси нефтей) через сечение x подвижной системы координат равен нулю, однако ее перетоки слева направо и справа налево отличны от нуля; они равны друг другу по значению, но противоположны по знаку. Перетекание смеси через сечение x слева направо с расходом W_1 происходит, главным образом, в центральной части трубы, в то время как перетекание смеси в обратном направлении, справа налево, имеет расход $W_2 = -W_1$ и происходит, главным образом, ближе к внутренней поверхности трубопровода.

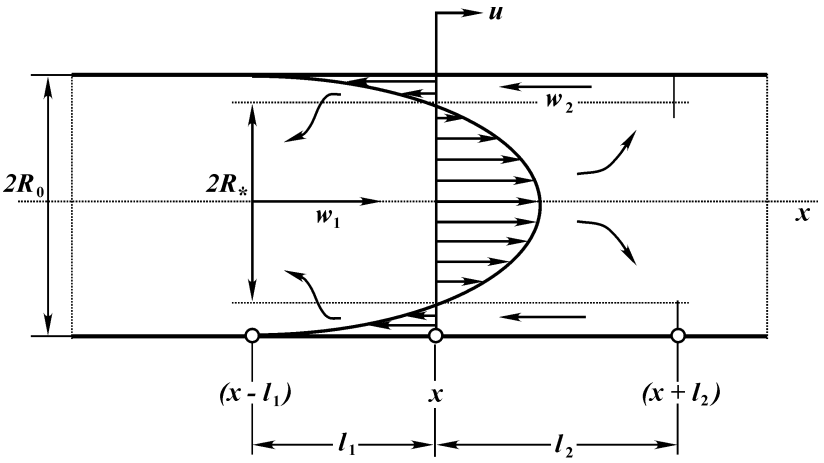


Рис. 10.7. Схема массообмена в области смеси

Расход $W = W_1 = -W_1$ перетекания определяется профилем $\hat{u}(r)$ осредненных скоростей в интервале $0 \le r \le R_*$:

$$W = 2\pi \int_0^{R_*} r[\hat{u}(r) - u]dr. \tag{10.9}$$

Если принять, что профиль скоростей $\hat{u}(r)$ турбулентного течения имеет логарифмический вид

$$\frac{\hat{u}(r) - u_{\max}}{v_*} = \frac{1}{k}\ln\left(1 - \frac{r}{R_0}\right), \tag{10.10}$$

то из (10.9) и (10.10) вытекают следующие соотношения:

$$u = u_{\max} - 4{,}08v_*; \quad R_* = 0{,}805R_0; \quad W = 1{,}26v_*S. \tag{10.11}$$

В них постоянная $k \cong 0{,}4$ называется *константой Кармана*, а v_* — *динамической скоростью*. Последняя выражается через касательное напряжение $\tau_{ст}$ трения на стенках трубы:

$$\tau_{ст} = \rho v_*^2; \quad v_* = \sqrt{\tau_{ст}/\rho}.$$

Поскольку $\tau_{ст} = \lambda/8\rho u^2$, где λ — коэффициент гидравлического сопротивления, то динамическая скорость связана с этим коэффициентом:

$$v_* = \sqrt{\frac{\lambda}{8}}u.$$

Подставляя выражение для v_* в (10.11), находим связь обменных перетоков W с расходом $Q = uS$ перекачки:

$$W = 1{,}26\sqrt{\frac{\lambda}{8}}uS = 0{,}446\sqrt{\lambda}Q. \tag{10.12}$$

Из полученной формулы следует, что расходы обменных перетоков сравнительно невелики. Так, например, при $\lambda = 0{,}025$ значение W составляет $0{,}071uS$, т.е. всего $\approx 7{,}1$ % расхода перекачки.

Встречные перетоки жидкости переносят через сечение x подвижной системы отсчета как первую, так и вторую нефти, однако средние концентрации c' и c'' каждой из нефтей в перетоках разные. Поэтому расход $q(x, t)$ вытесняющей нефти через сечение x дается выражением:

$$q(x,\ t) = Wc' - Wc'' = W(c' - c'').$$

В первом перетоке (слева направо) концентрация c' равна средней по сечению концентрации вытесняющей нефти на некотором расстоянии l_1 позади сечения x. Во втором перетоке (справа налево) концентрация c'' равна средней по сечению концентрации вытесняющей нефти на некотором расстоянии l_2 впереди сечения x. Длины l_1 и l_2 можно было бы назвать длинами путей продольного перемешивания; они равны расстояниям, на которых турбулентная диффузия перемешивает вторгающуюся примесь по сечению трубопровода.

С точностью до малых более высокого порядка можно записать:

$$c' = c(x - l_1,\ t) \cong c(x,\ t) - l_1 \frac{\partial c}{\partial x}; \tag{10.13}$$

$$c'' = c(x - l_2,\ t) \cong c(x,\ t) - l_2 \frac{\partial c}{\partial x}$$

и далее

$$q(x,\ t) = -W(l_1 + l_2) \frac{\partial c}{\partial x}.$$

Подставляя сюда выражение W из (10.12), получаем:

$$q(x,\ t) = -0{,}446 \sqrt{\lambda}\ (l_1 + l_2) \frac{\partial c}{\partial x} uS$$

или

$$\boxed{q(x,\ t) = -K \frac{\partial c}{\partial x} S,} \tag{10.14}$$

где

$$\boxed{K = 0{,}446 \sqrt{\lambda} (l_1 - l_2) u.} \tag{10.15}$$

Связь, выражающую пропорциональность объемного расхода $q(x,\ t)$ вытесняющей нефти градиенту $\partial c/\partial x$ его концентрации, называют *законом продольного перемешивания,* а входящий в него коэффициент K (м^2/с) — *эффективным коэффициентом продольного перемешивания.* Подробней об этом коэффициенте будет сказано ниже. Знак минус в

формуле (10.14) показывает, что поток каждой нефти в смеси направлен от большей концентрации к меньшей, т.е. в сторону, противоположную градиенту ее концентрации.

Дифференциальное уравнение продольного перемешивания в области контактирования нефтей. Подставляя выражение для объемного расхода $q(x, t)$ вытесняющей нефти через градиент его концентрации согласно закону (10.14) в уравнение (10.8) объемного баланса этой нефти в смеси, получаем следующее дифференциальное уравнение:

$$\frac{\partial c}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x}\left(K\frac{\partial c}{\partial x}\right). \qquad (10.16)$$

В общем случае коэффициент K не является постоянным. Поскольку он зависит от структуры турбулентного течения в трубопроводе, а она может плавно изменяться в области смеси (если плотности и вязкости контактирующих нефтей различны) при переходе от одной нефти к другой, то K может быть функцией концентрации c и ее градиента.

Если же коэффициент K считать постоянным, то уравнение (10.16) сводится к хорошо известному *уравнению типа теплопроводности*:

$$\boxed{\frac{\partial c}{\partial t} = K\frac{\partial^2 c}{\partial x^2}.} \qquad (10.17)$$

В данном случае это уравнение, называемое *уравнением продольной диффузии*. Оно является основным для описания распределения концентрации $c(x, t)$ вытесняющей нефти в зоне контактирования, а также для определения длины и объема образующейся смеси. Напомним, что это уравнение справедливо в системе отсчета, движущейся со средней скоростью u перекачки.

Эффективный коэффициент продольного перемешивания. Количественная теория для расчета эффективного коэффициента продольного перемешивания K сводится к выяснению зависимости длин l_1 и l_2 перемешивания, входящих в формулу (10.15), от параметров, характеризующих турбулентный поток нефти в трубе.

Английский механик Дж. Тейлор, изучавший дисперсию примеси в турбулентном потоке жидкости в трубе, получил для коэффициента K следующую формулу:

$$K = 1{,}785\sqrt{\lambda}ud, \qquad (10.18)$$

которая, если сравнить ее с выражением (10.15), дает для суммы ($l_1 + l_2$) длин перемешивания значение $4d$. Эта формула была выведена теоретическим путем для чисел Рейнольдса, больших чем $3 \cdot 10^4$.

Большинство других исследователей получали формулы для K путем обработки экспериментальных данных. Так, например, формула В.С. Яблонского — А.Ш. Асатуряна — И.Х. Хизгилова имеет вид:

$$K = \left(\frac{300}{\mathrm{Re}} + \frac{60{,}7}{\mathrm{Re}^{0{,}455}} \right) ud, \tag{10.19}$$

а более поздняя формула А.Ш. Асатуряна — вид:

$$K = 1{,}74 \cdot \mathrm{Re}^{-0{,}33} ud. \tag{10.20}$$

Американский исследователь Ф. Съенитцер, обрабатывая результаты промышленных испытаний на ряде трубопроводов США, предложил полуэмпирическую формулу следующего вида:

$$K = 1{,}32 \cdot 10^7 \left(\frac{\lambda}{4} \right)^{3{,}6} \left(\frac{L}{d} \right)^{0{,}141} ud. \tag{10.21}$$

Последняя формула включает эмпирический коэффициент, учитывающий поправку на расстояние L перекачки, чего, конечно, в теории быть не может, так как эффективный коэффициент продольного перемешивания определяется только параметрами турбулентности. Однако формула Съенитцера дает результаты, наиболее близкие к наблюдаемым в промышленных условиях.

10.2.4. ВОЗНИКНОВЕНИЕ И РОСТ СМЕСИ В ЗОНЕ КОНТАКТА ДВУХ НЕФТЕЙ

Приведем решение основной задачи, на которой базируются расчеты последовательной перекачки нефтей (и нефтепродуктов).

Задача *формулируется следующим образом*: *в нефтепроводе, имеющем длину L и внутренний диаметр d, ведется последовательная перекачка двух нефтей, при которой нефть №2 вытесняет нефть №1 с постоянной скоростью u. В начальный момент времени* ($t = 0$) *нефти располагались так, что справа от начала координат в трубопроводе находилась нефть №1* ($c = 0$), *а слева от*

начала координат — нефть №2 ($c = 1$), *при этом смесь между ними отсутствовала. Определить, как возникает и развивается смесь в зоне контакта нефтей, т.е. найти распределение* $c(x, t)$ *концентрации вытесняющей нефти и вычислить объем образующейся смеси.*

Решение. Поместим начало отсчета подвижной системы координат на границу первоначального контакта нефтей. Тогда *начальное условие* для решения уравнения (10.17) будет выглядеть так:

$$\text{при } t = 0\text{: } c(x, 0) = \begin{cases} 1 \text{ если } x \le 0; \\ 0, \text{ если } x > 0. \end{cases} \tag{10.22}$$

Кроме того, имеются *краевые условия*: при $x \to +\infty$ $c = 0$; при $x \to -\infty$ $c = 1$. Последние означают, что вдали от области контакта концентрации обеих нефтей остаются неизменными.

Из соображений размерности решение этой задачи для уравнения (10.17) должно зависеть не от двух переменных x и t отдельно, а только от одной их безразмерной комбинации

$$\xi = \frac{x}{\sqrt{Kt}}, \tag{10.23}$$

т.е. $c(x, t) = c(\zeta)$.

Нетрудно проверить справедливость следующих соотношений:

$$\frac{\partial c}{\partial t} = \frac{dc}{d\xi}\frac{\partial \xi}{\partial t} = \frac{dc}{d\xi}\left(-\frac{x}{2t\sqrt{Kt}}\right) = -\frac{\xi}{2t}\frac{dc}{d\xi};$$

$$\frac{\partial c}{\partial x} = \frac{dc}{d\xi}\frac{1}{\sqrt{Kt}}; \quad \frac{\partial^2 c}{\partial x^2} = \frac{d^2 c}{d\xi^2}\frac{1}{Kt}.$$

Подставляя эти соотношения в уравнение (10.17), получаем обыкновенное дифференциальное уравнение для определения функции $c = c(\zeta)$:

$$-\frac{\xi}{2}\frac{dc}{d\xi} = \frac{d^2 c}{d\xi^2}.$$

Общее решение этого уравнения находится двукратным интегрированием:

$$c(\xi) = A\int_0^{\xi} e^{-\alpha^2/4} d\alpha + B, \tag{10.24}$$

где A, B — постоянные интегрирования.

Для нахождения постоянных интегрирования используем граничные условия задачи. Во-первых, при $x \to +\infty$ $\xi \to +\infty$ и $c \to 0$; во-вторых, при $x \to -\infty$ $\xi \to -\infty$ и $c \to 1$. Следовательно, A и B удовлетворяют системе линейных уравнений:

$$0 = A\int_0^{\infty} e^{-\alpha^2/4} d\alpha + B;$$

$$1 = A\int_0^{-\infty} e^{-\alpha^2/4} d\alpha + B.$$

Имеют место тождества:

$$\int_0^{\infty} e^{-\alpha^2/4} d\alpha = 2\int_0^{\infty} e^{-\beta} d\beta = 2\frac{\sqrt{\pi}}{2} = \sqrt{\pi};$$

$$\int_0^{-\infty} e^{-\alpha^2/4} d\alpha = -\int_0^{-\infty} e^{-\alpha^2/4} d\alpha = -\sqrt{\pi},$$

учет которых позволяет найти A и B в следующем виде:

$$A = -\frac{1}{2\sqrt{\pi}}; \quad B = \frac{1}{2}.$$

Теперь можно записать решение

$$c(\xi) = \frac{1}{2}\left(1 - \frac{1}{\sqrt{\pi}}\int_0^{\xi} e^{-\alpha^2/4} d\alpha\right).$$

Сделав замену переменного $\beta = -\alpha/2$, получим

$$c(\xi) = \frac{1}{2}\left(1 - \frac{2}{\sqrt{\pi}}\int_0^{\xi} e^{-\beta^2} d\beta\right).$$

Наконец, запишем решение задачи в окончательном виде:

$$c(x, t) = \frac{1}{2}\left(1 - \frac{2}{\sqrt{\pi}}\int_0^{x/\sqrt{4Kt}} e^{-\beta^2} d\beta\right). \qquad (10.25)$$

Для всех $x > 0$ при $t \to 0$ параметр $x/\sqrt{4Kt} \to \infty$, интеграл в скобках стремится к $\sqrt{\pi}/2$, $c \to 0$. Аналогично, для всех $x < 0$

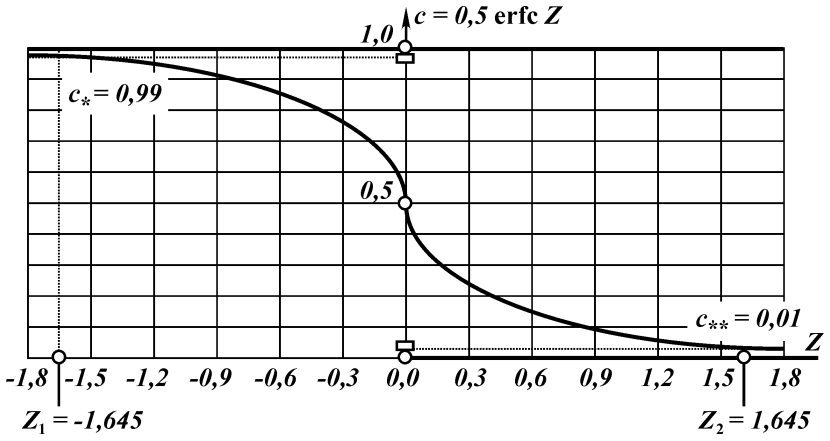


Рис. 10.8. График функции $c = 0{,}5\,\mathrm{erfc}\,Z$:
Z_1 — точка, в которой $c = 0{,}99$; Z_2 — точка, в которой $c = 0{,}01$

при $t \to 0$ интеграл в скобках стремится к $-\sqrt{\pi}/2$, $c \to 1$. Следовательно, начальные условия (10.22) выполнены.

Стоящая в круглых скобках функция часто встречается в задачах статистики, называется *"эрфиком"* и записывается как **erfc** Z:

$$\mathrm{erfc}\ Z = 1 - \frac{2}{\sqrt{\pi}}\int_0^Z e^{-\beta^2} d\beta.$$

Ее график представлен на рис. 10.8. Для вычисления значений функции erfc Z имеются подробные таблицы.

С помощью этой функции решение задачи записывается более коротко:

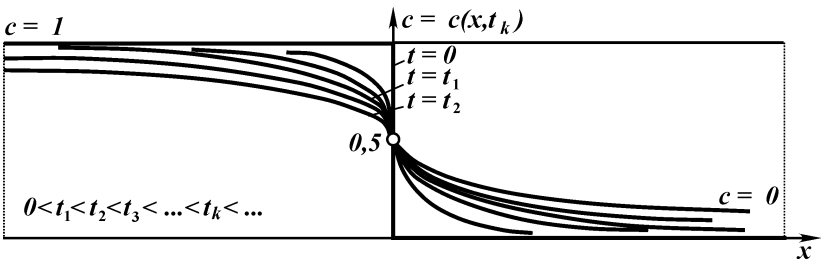


Рис. 10.9. Схема распределения концентрации нефти в смеси для различных моментов времени

$$c(x, t) = 0{,}5\,\mathrm{erfc}\left(\frac{x}{\sqrt{4Kt}}\right). \qquad (10.26)$$

На рис. 10.9 показано, как меняется концентрация вытесняющей нефти в зависимости от координаты x в подвижной системе отсчета для различных моментов времени. В начальный момент времени $t = 0$ она имеет вид "ступеньки": слева $c = 1$, справа $c = 0$. Затем при $t > 0$ появляется зона плавного перехода от концентрации 1 к концентрации 0, которая с ростом времени t постепенно расширяется.

10.2.5. ДЛИНА И ОБЪЕМ ОБЛАСТИ СМЕСИ КОНТАКТИРУЮЩИХ НЕФТЕЙ

Область смеси нефтей определяют как область, в которой концентрации нефтей отличны от 0 и 1, т.е. $0 < c\,(x, t) < 1$. Как правило, смесь определяют в тех или иных пределах концентрации, например $c_{**} \le c\,(x, t) \le c_{**}$, где c_*, c_{**} верхний и нижний пределы концентраций соответственно. Если $c_{**} = 1 - c_*$, то говорят о смеси нефтепродуктов в *симметричных пределах концентрации*, например, от 0,01 до 0,99 (от 1 до 99 %) (см. рис. 10.8) или от 0,02 до 0,98 (от 2 до 98 %) и т.д.

Пусть, для определенности, речь идет о смеси в симметричных пределах концентрации. Решив уравнение

$$0{,}5 \cdot \mathrm{erfc}\ Z = c_{**}$$

относительно Z, найдем

$$Z_2 = \mathrm{erfc}^{(-1)}(2c_{**}), \qquad (10.27)$$

где символ $^{(-1)}$ означает, что берется функция, обратная функции erfc Z (см. рис. 10.8). Для некоторых пределов концентрации c_{**} значения Z_2 следующие:

c_{**}	0,01	0,02	0,04	0,05	0,07	0,10
Z_2	1,645	1,452	1,238	1,163	1,044	0,906

Учитывая, что $Z = x/\sqrt{4Kt}$, находим область смеси в симметричных пределах концентрации:

$$Z_2 = \frac{l_c/2}{\sqrt{4Kt}} = \mathrm{erfc}^{(-1)}(2c_{**})$$

или

$$\boxed{l_c = 4\sqrt{Kt}\,\mathrm{erfc}^{(-1)}(2c_{**}).} \qquad (10.28)$$

Из этой формулы следует, в частности, что длина l_c области смеси растет пропорционально $\sqrt{t}$, т.е. корню квадратному из продолжительности перекачки.

Во многих случаях длину области смеси определяют в симметричных пределах концентрации от 0,01 до 0,99, т.е. от 1 до 99 %. В этом случае $Z_2 = 1{,}645$, и формула для длины области смеси имеет вид:

$$l_c = 6{,}58\sqrt{Kt}\,. \qquad (10.29)$$

Если интересуются длиной области смеси при подходе ее середины к концу трубопровода, т.е. при $t = L/u$, то

$$\boxed{l_c = 6{,}58\sqrt{K\frac{L}{u}} = 6{,}58\mathrm{Pe}^{-0{,}5}L,} \qquad (10.30)$$

где Pe – так называемое безразмерное число Пекле:

$$\mathrm{Pe} = \frac{uL}{K}. \qquad (10.31)$$

Объем V_c области смеси контактирующих нефтей в симметричных пределах концентрации находится по формуле:

$$V_c = l_c S = 4\mathrm{erfc}^{(-1)}(2c_{**})\mathrm{Pe}^{-0{,}5}V_{тр} \qquad (10.32)$$

или для $c_{**} = 0{,}01$

$$\boxed{V_c = 6{,}58\mathrm{Pe}^{-0{,}5}V_{тр},} \qquad (10.33)$$

где $V_{тр}$ – объем трубопровода.

Формулы (10.30) и (10.33) при известном значении K эффективного коэффициента продольного перемешивания дают длину и объем области смеси, образующейся в контакте перекачиваемых нефтей.

Из формулы (10.33) следует, что объем V_c области смеси увеличивается по мере увеличения расстояния L перекачки:

$$V_c = 6{,}58S\sqrt{\frac{K}{u}}\sqrt{L}. \qquad (10.34)$$

В теоретических моделях, в которых коэффициент K не зависит от протяженности нефтепровода, объем смеси

пропорционален $\sqrt{L}$, т.е. корню квадратному из расстояния, пройденного серединой зоны смеси. Это означает, что если на первых 100 км нефтепровода образовался объем смеси V_{c0} м^3, то на вторых 100 км образуется $\sqrt{2}V_{c0} = 1{,}41V_{c0}$ м^3, на третьих – $\sqrt{3}V_{c0} = 1{,}73V_{c0}$ м^3, на четвертых – $\sqrt{4}V_{c0} = 2V_{c0}$ м^3 смеси и т.д., т.е. *темпы роста смеси по мере ее продвижения от начала к концу нефтепровода неодинаковы*: сначала они самые большие, но потом постепенно уменьшаются.

Пример. *Определить длину и объем области смеси, образующейся в зоне контакта двух нефтей при их последовательной перекачке по трубопроводу с внутренним диаметром 800 мм и протяженностью 700 км. Коэффициент* λ *гидравлического сопротивления принять равным 0,027. Для вычисления эффективного коэффициента продольного перемешивания K использовать формулу Тейлора (10.18).*

Решение. Из формулы Тейлора (10.18) следует:

$$\frac{K}{ud} = 1{,}785\sqrt{\lambda} \quad \text{или} \quad \frac{K}{u} = 1{,}785\sqrt{\lambda}d = 1{,}785\sqrt{0{,}027}\cdot 0{,}800 \cong 0{,}235 \text{ м}.$$

Для вычисления объема смеси используем формулу (10.34):

$$V_c = 6{,}58\cdot S\sqrt{\frac{K}{u}}\sqrt{L} = 6{,}58(3{,}14\cdot 0{,}8^2/4)\sqrt{0{,}235}\cdot\sqrt{700000} \cong 1341 \text{ м}^3.$$

Длина области смеси находится делением полученного результата на S:

$$l_c = \frac{V_c}{S} = \frac{1341}{(3{,}14\cdot 0{,}8^2/4)} \cong 2669 \text{ м или} \approx 2{,}7 \text{ км}.$$

Следует однако заметить, что формула Тейлора дает несколько заниженные результаты по сравнению с теми, которые наблюдаются на практике. Поэтому для расчета объема смеси в промышленных трубопроводах используется другая формула, а именно, формула Сьенитцера (10.21). Подставленная в (10.34), она дает для объема смеси V_c следующее выражение:

$$V_c = 2000\lambda^{1{,}8}\left(\frac{d}{L}\right)^{0{,}43} V_{тр}. \qquad (10.35)$$

При перекачке нефтей с мало различающимися значениями вязкостей эта формула дает результаты, весьма близкие к наблюдаемым на практике.

Так, например, для исходных данных, предыдущего примера формула (10.35) дает:

$$V_c = 2000 \cdot 0{,}027^{1{,}8} \left(\frac{0{,}8}{700000} \right)^{0{,}43} \cdot \frac{3{,}14 \cdot 0 \cdot 8^2}{4} \cdot 700000 \cong 2942 \text{ м}^3,$$

что на 273 м^3 больше, чем получается по формуле Тейлора.

Для последовательной перекачки жидкостей, в том числе и нефтей, отличающихся плотностями и вязкостями, проф. В.И. Марон предложил модифицировать формулу Съенитцера следующим образом:

$$V_c = 1000 \left(\lambda_1^{1{,}8} + \lambda_2^{1{,}8} \right) \left(\frac{d}{L} \right)^{0{,}43} V_{тр}, \qquad (10.36)$$

т.е. вычислять объем смеси сначала по параметрам перекачки первой жидкости (субиндекс 1), потом — второй (субиндекс 2) и брать среднее арифметическое полученных результатов.

Входящие в формулу (10.36) коэффициенты гидравлического сопротивления λ вычисляются согласно правилам гидравлики. Для этого можно использовать, например, универсальную формулу А.Д. Альтшуля (8.10).

10.2.6. СМЕСЕОБРАЗОВАНИЕ НЕФТЕЙ ПРИ ОСТАНОВКАХ ПЕРЕКАЧКИ

Полученные формулы для расчета длины и объема области смеси пригодны лишь в случае безостановочной перекачки. На самом деле не один нефтепровод не работает постоянно в таком режиме. Существуют плановые остановки, связанные с аварийным или профилактическим ремонтом трубопровода, а также перекачивающих станций, остановки, вызванные отсутствием ресурса нефти и т.п. Причем остановки перекачки в определенные периоды эксплуатации нефтепровода могут составлять весьма существенную часть рабочего времени.

При перекачке нефтепродуктов в безостановочном режиме разность плотностей контактирующих нефтей практически не сказывается на количестве образующейся смеси. При развитых турбулентных режимах выравнивающая роль турбулентных пульсаций так велика, что размешивание контактирующих нефтей по сечению трубы происходит достаточно полно и равномерно.

Если же скорость движения нефтей снижается, то различие их плотностей приводит к увеличению объема смеси, а при полных остановках перекачки это различие играет основную роль в смесеобразовании. При остановках перекачки исчезает выравнивающее действие процессов турбулентного перемешивания и на первый план выходят иные факторы. Основным из них является *гравитационное растекание в поле силы тяжести*, происходящее вследствие разности плотностей перекачиваемых нефтей. Более тяжелая нефть Т, если она стоит выше более легкой Л, начинает течь вниз по нижней образующей трубы, а более легкая нефть поднимается навстречу ей в верхней части трубы (рис. 10.10). При этом скорость гравитационного растекания весьма велика; она может составлять от 0,3 до 0,5 м/с, так что за 10—15 ч остановки языки одной нефти могут проникнуть в другую на расстояние до 10 км и более.

Однако растекание нефтей вследствие различия плотностей в большинстве случаев ограничено. Начавшееся растекание длится небеспредельно и через некоторое время после остановки перекачки прекращается. Причиной этому является волнообразный характер профиля трубопровода, в частности, отклонение его оси от прямой линии.

Поскольку нефтепровод повторяет рельеф местности, по которой он проложен, то на его профиле имеются нисходящие и восходящие участки, периодически сменяющие друг друга и образующие ∪- и ∩-образные колена. Каждое из таких колен, если разность h высот низшей точки первого и высшей точки второго больше диаметра d трубопровода, становится непреодолимым препятствием для языков растекающихся нефтей (рис. 10.11).

Как только более тяжелая нефть заполнит ближайшее к месту остановки ∪-образное колено, в нем образуется гидрозатвор (линия $A—A'$), останавливающий дальнейшее

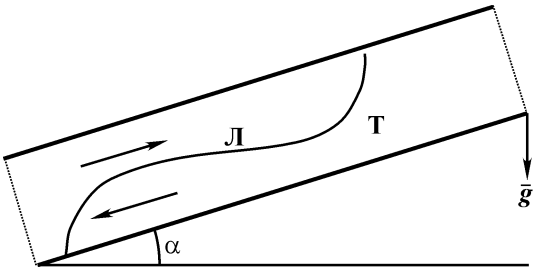


Рис. 10.10 Схема растекания разноплотностных ($\rho_Л < \rho_Т$) нефтей под действием ускорения свободного падения

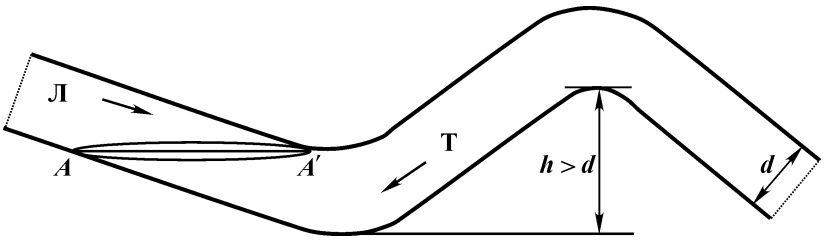


Рис. 10.11. Схема образования гидрозатвора в колене нефтепровода

растекание жидкостей: более легкая Л нефть не в состоянии двигаться вверх, поскольку для этого ей потребовалось бы сначала погрузиться в более тяжелую Т нефть, что, естественно, невозможно.

Таким образом, "пересеченность" профиля нефтепровода является главным защитником последовательно транспортируемых нефтей от их чрезмерного перемешивания при остановках. Образующиеся в низинах профиля гидрозатворы (на разности плотностей нефтей) останавливают растекание разноплотностных жидкостей (М.В. Лурье, 1989).

Отсюда следует простое правило: *для предотвращения чрезмерного растекания разноплотностных нефтей на границах их контакта рекомендуется останавливать эти контакты в местах с наибольшей пересеченностью местности, по которой проходит нефтепровод.*

10.2.7. ИНТЕГРАЛЬНОЕ СОДЕРЖАНИЕ НЕФТЕЙ В СМЕСИ

Для технологических операций переработки нефтей важны не столько длина и объем образующейся смеси, сколько объем одной нефти, попадающей в другую, поэтому вводят понятия об *объемах примеси* $J_{1/2}$ первой нефти во второй и $J_{2/1}$ второй нефти в первой (рис. 10.12). Эти объемы пропорциональны заштрихованным площадям *над* и *под* кривой $c(x)$ распределения концентрации вытесняющей нефти. Математически они определяются выражениями:

$$J_{1/2} = S\int_{-\infty}^{x}[1 - c(\eta)]d\eta; \quad J_{2/1} = S\int_{x}^{+\infty}c(\eta)d\eta, \tag{10.37}$$

где S — площадь поперечного сечения трубопровода.

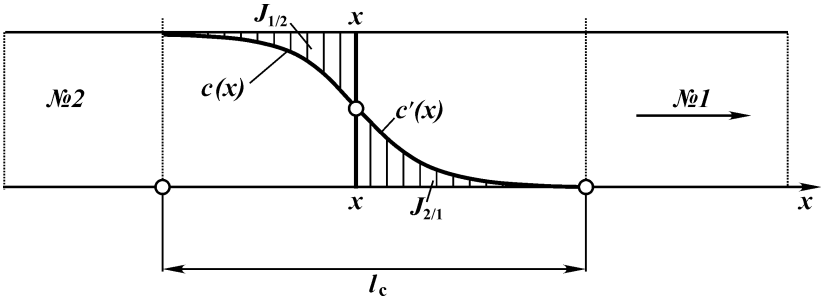


Рис. 10.12. К расчету примеси одной нефти в другой

Нетрудно найти сечение $x - x$, делящее смесь на две части, для которого сумма примесей $J(x) = J_{1/2}(x) + J_{2/1}(x)$ будет наименьшей:

$$\frac{dJ}{dx} = 0, \Rightarrow [1-c(x)] - c(x) = 0,$$

откуда следует, что сечение x — это такое сечение, в котором $c(x) = 0{,}5$.

Если последовательная перекачка нефтей ведется в безостановочном режиме, то значение примеси $J_{1/2}$ нефти №1, попавшей за сечение $x-x$ (на рис. 10.12, влево от сечения x) в нефть №2,

$$J_{1/2}(x) = S\int_{-\infty}^{x}[1-c(\eta)]d\eta = S\int_{-\infty}^{x}0{,}5\left[1 + \frac{2}{\sqrt{\pi}}\int_{0}^{\eta/\sqrt{4K\cdot L/U}}\mathbf{e}^{-\beta^2}d\beta\right]d\eta.$$

Вычисляя интеграл, стоящий в правой части последнего равенства, *интегрированием по частям*, получаем для $J_{1/2}$ следующее выражение:

$$J_{1/2}(x) = 2\mathrm{Pe}^{-0{,}5}V_{\text{тр}}\left[\omega(1 - 0{,}5\,\mathrm{erfc}\,\omega) + \frac{1}{2\sqrt{\pi}}\mathbf{e}^{-\omega^2}\right], \qquad (10.38)$$

где

$$\omega = x/(2L\mathrm{Pe}^{-0{,}5}), \quad \mathrm{Pe} = uL/K.$$

Если сечение $x-x$, разделяющее контактирующие нефти, проведено в середине области их смеси, $x = 0$, $\omega = 0$, объем примеси

$$J_{1/2} = J_{2/1} = \frac{1}{\sqrt{\pi}}\mathrm{Pe}^{-0,5}V_{\text{тр}}. \qquad (10.39)$$

Сравнивая полученное выражение с выражением (10.34) для объема смеси в симметричных пределах концентрации 0,01 – 0,99

$V_{\text{с}} = 6,58 \cdot \mathrm{Pe}^{-0,5}V_{\text{тр}}$,

находим, что

$$\boxed{J_{1/2} = J_{2/1} = 1/(6,58\sqrt{\pi})V_{\text{с}} \cong 0,0857V_{\text{с}},} \qquad (10.40)$$

т.е. объем нефти №1, попавшей в нефть №2 (см. рис. 10.12, верхняя заштрихованная область), равен объему нефти №2, попавшей в нефть №1 (см. рис. 10.12, нижняя заштрихованная область), и составляет ≈1/11,6 часть объема области их смеси. Формула (10.40) может служить для расчета примеси одной нефти в соседних партиях.

10.2.8. О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ В СМЕСИ

Многие физико-химические параметры нефтей при смешении друг с другом имеют аддитивный характер, т.е. суммируются пропорционально их концентрациям. Такими параметрами являются содержания различных примесей в нефти, например, солей, серы и т.п. соединений.

Если какой-нибудь параметр φ имеет аддитивный характер, то справедливо равенство

$$\varphi_{\text{с}} = \varphi_1 c + \varphi_2(1 - c), \qquad (10.41)$$

где c – концентрация одного из нефтепродуктов в смеси, а φ_1 и φ_2 – значения этого параметра в каждой из нефтей.

Используя это свойство, можно выдвинуть условие, которому должен удовлетворять минимально допустимый к перекачке объем $V_{\text{п}}$ партии нефти, имеющей значение φ_1 рассматриваемого параметра, для того чтобы после добавления к ней половины объема $V_{\text{с}}$ смеси с нефтью, у которой этот параметр имеет значение φ_2, значение φ изменилось не более, чем на p % от первоначального значения. Имеем:

$$\frac{J_{2/1}|\varphi_2 - \varphi_1|}{V_{\text{п}}\varphi_1} < \frac{p}{100}. \qquad (10.42)$$

Подставляя в это неравенство значение $J_{2/1}$ из формулы (10.40), получаем искомое ограничение в следующей форме:

$$V_{\text{п min}} = \frac{8{,}57}{p}\left|1 - \frac{\varphi_2}{\varphi_1}\right|V_{\text{с}}. \qquad (10.43)$$

10.3. ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА НЕФТЕПРОВОДА ПРИ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ ПЕРЕКАЧКЕ НЕФТЕЙ

Принципы гидравлического расчета работы нефтепровода при стационарных режимах перекачки сформулированы в гл. 8. В большой степени они применимы также к расчету нефтепроводов, по которым ведется последовательная перекачка нефтей с различными свойствами. Несмотря на то что такие процессы (связанные с постепенным замещением одной жидкости другой) строго говоря *не являются стационарными*, все же происходящие изменения совершаются достаточно медленно, поэтому инерцией жидкости можно пренебречь.

Особенности гидравлического расчета последовательной перекачки нефтей связаны с тем, что в трубопроводе находится одновременно несколько нефтей с различными плотностями и вязкостями. По этой причине параметры работы отдельных участков нефтепровода постепенно изменяются. Если отличия плотности и вязкости нефтей незначительны, то движение партий практически не сказывается на гидравлических характеристиках трубопроводной системы. Если же эти отличия велики, то в нефтепроводе могут возникать осложнения, связанные с уменьшением КПД работы перекачивающих агрегатов, возникновением волн давления при прохождении партий через перекачивающие станции, появлением или исчезновением самотечных участков, а также с необходимостью регулирования работы насосов для поддержания минимально допустимых подпоров перед станциями и предотвращения перегрузок в линиях нагнетания.

Если на участке нефтепровода (рис. 10.13) происходит вытеснение одной нефти другой, а плотности и вязкости этих жидкостей отличаются друг от друга, то уравнение Бернулли (8.1) в обычном виде ***неприменимо***. Предполагая процесс замещения нефтей практически стационарным (или,

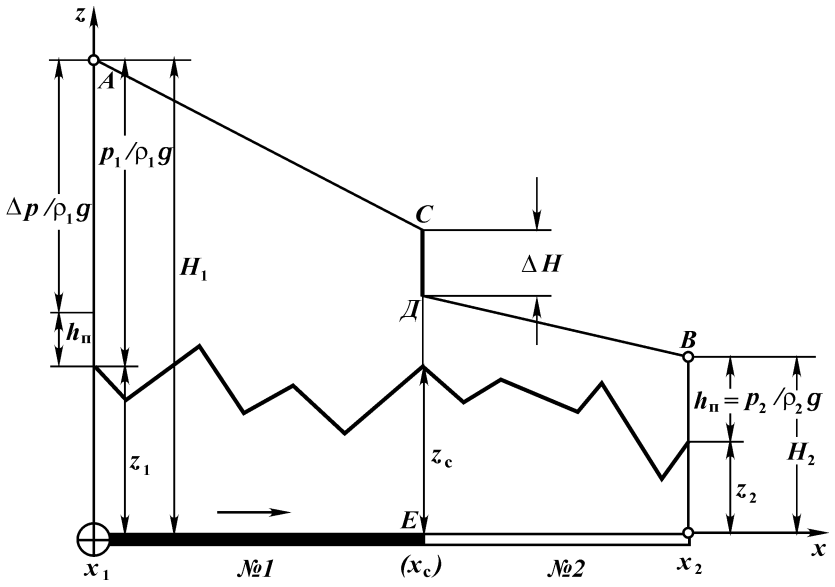


Рис. 10.13. К гидравлическому расчету участка нефтепровода при вытеснении одной нефти другой

как говорят, *квазистационарным*) и пренебрегая протяженностью зоны смеси (x_c), запишем уравнения Бернулли для участков (x_1, x_c) и (x_c, x_2) трубопровода, занятых соответственно нефтью №1 и №2:

$$\left(\frac{p_1}{\rho_1 g} + z_1\right) - \left(\frac{p_c}{\rho_1 g} + z_c\right) = h_{1-c},$$

$$\left(\frac{p_1}{\rho_2 g} + z_c\right) - \left(\frac{p_2}{\rho_2 g} + z_2\right) = h_{c-2}. \qquad (10.44)$$

Здесь ρ_1, ρ_2 — плотности нефтей; h_{1-c}; h_{c-2} — потери напора на участках, занятых нефтью №1 и №2, соответственно; z_c — высотная отметка профиля трубопровода в месте контакта партий.

Исключив из этих уравнений давление ρ_c в месте контакта партий, получим обобщенное уравнение Бернулли для рассматриваемого случая:

$$\boxed{\rho_1\left(\frac{p_1}{\rho_1 g} + z_1\right) - \rho_2\left(\frac{p_2}{\rho_2 g} + z_2\right) = (\rho_1 - \rho_2)z_c + \rho_1 h_{1-c} + \rho_2 h_{c-2}.} \qquad (10.45)$$

Если же исключить из уравнений (10.44) высотную отметку z_c, получим еще одно уравнение:

$$\left(\frac{p_1}{\rho_1 g} + z_1\right) - \left(\frac{p_2}{\rho_2 g} + z_2\right) = \rho_c \frac{(\rho_2 - \rho_1)}{\rho_1 \rho_2 g} + h_{1-c} + h_{c-2}. \qquad (10.46)$$

В пренебрежении потерями напора на местных сопротивлениях величины h_{1-c} и h_{c-2} обозначают здесь потери напора на участках (x_1, x_c) и (x_c, x_2) соответственно:

$$h_{1-c} = \lambda_1 \frac{L_{1-c}}{d} \frac{u^2}{\rho_1 g}; \quad h_{c-2} = \lambda_2 \frac{L_{c-2}}{d} \frac{u^2}{\rho_2 g},$$

где L_{1-c}, L_{c-2} — протяженности этих участков.

Уравнение (10.45) служит для определения скорости u перекачки, а уравнение (10.46) — для определения давления p_c в месте контакта нефтей.

Пример. *По участку нефтепровода (L = 125 км, D = 820 мм, δ = 10 мм, Δ = 0,25 мм) ведется перекачка двух нефтей: №1 вытесняемой нефти (ρ_1 = = 890 кг/м^3, ν_1 = 25 сСт) и №2 вытесняющей (ρ_2 = 920 кг/м^3, ν_2 = = 40 сСт), так, что давление на выходе станции равно 6,2 МПа. Рассчитать расход перекачки в момент когда граница контакта между вытесняющей и вытесняемой нефтями находится в 40 км от станции, если высотные отметки начала и конца участка равны 50 и 120 м, соответственно, а зоны контакта нефтей — 80 м. Давление в конце участка трубопровода равно 0,5 МПа. Принять, что самотечные участки в трубе отсутствуют, а потерями в местных сопротивлениях пренебречь.*

Решение. Для расчета используем уравнение (10.45). Подставляя в него исходные данные, получаем

$$920\left(\frac{6{,}2\cdot 10^6}{920\cdot 9{,}81} + 50\right) - 890\left(\frac{0{,}5\cdot 10^6}{890\cdot 9{,}81} + 120\right) = (920 - 840)80 +$$

$$+ 920\left(\lambda_2 \frac{40000}{0{,}800} \frac{u^2}{2\cdot 9{,}81}\right) + 890\left(\lambda_1 \frac{85000}{0{,}800} \frac{u^2}{2\cdot 9{,}81}\right)$$

или

$$u^2(4{,}51\lambda_2 + 9{,}28\lambda_1) = 1.$$

Это уравнение решаем последовательными приближениями. Сначала полагаем $\lambda_2 = 0{,}025$, $\lambda_1 = 0{,}022$. Тогда из последнего уравнения находим: $u \cong$ $\cong$ 1,78 м/с. Вычисляем: $\mathrm{Re}_2 = 33000$, $\mathrm{Re}_1 = 52800$. Вычисляем коэффициенты гидравлического сопротивления: $\lambda_2 = 0{,}11\sqrt[4]{0{,}00031 + 68/33000} = 0{,}0243$ — нефти №2 и $\lambda_2 = 0{,}11\sqrt[4]{0{,}00031 + 68/52800} = 0{,}2199$ — нефти №1. Ограничиваясь вторым приближением, получаем

$u^2(4{,}51 \cdot 0{,}0243 + 9{,}28 \cdot 0{,}02199) = 1$; $u \cong 1{,}786$ м/с; $Q = u/S =$

$= 0{,}8973$ м^3/с или 3230 м^3/ч.

Уравнения (10.45) и (10.46) можно записать в терминах напоров:

$$\rho_1 H_1 - \rho_2 H_2 = (\rho_1 - \rho_2) z_c + \rho_1 h_{1-c} + \rho_2 h_{c-2};$$
$$H_1 - H_2 = p_c \frac{(\rho_2 - \rho_1)}{\rho_1 \rho_2 g} + h_{1-c} + h_{c-2}. \quad (10.47)$$

Из второго уравнения следует, что разность напоров ($H_1 - H_2$) между началом и концом трубопровода *не равна* сумме гидравлических потерь на участках, занятых первой и второй нефтью; она содержит еще одно слагаемое, обусловленное разностью плотностей перекачиваемых нефтей (см. рис. 10.13). Это означает, что напор $H(x)$, представляемый линией *АСДВ* гидравлического уклона, *не является непрерывным*; в месте контакта нефтей существует разрыв *СД*. Значение этого разрыва

$$\Delta H = ДС = ЕД - ЕС = - p_c \frac{(\rho_2 - \rho_1)}{\rho_1 \rho_2 g} \quad (10.48)$$

называется *скачком напора*.

Скачок напора $\Delta H = 0$, если $\rho_1 = \rho_2$, т.е. плотности нефтей равны; скачок $\Delta H < 0$ (напор скачком уменьшается), если $\rho_2 > \rho_1$, т.е. *менее плотная* нефть *вытесняет более плотную* нефть; скачок $\Delta H = 0$ (напор скачком увеличивается), если $\rho_2 < \rho_1$, т.е. *более плотная* нефть *вытесняет менее плотную*.

Наличие на линии гидравлического уклона скачков напора приводит к тому, что при прохождении границы раздела нефтей с различными плотностями и вязкостями через промежуточную перекачивающую станцию режим ее работы изменяется, и в трубопроводе генерируются волны давления, распространяющиеся вверх и вниз по потоку.

11 ГЛАВА НЕФТЕНАЛИВНЫЕ ТЕРМИНАЛЫ

Для осуществления морских и речных перевозок нефти необходимо сооружать специальные причальные сооружения для швартовки и налива нефти в танки нефтеналивных судов (танкеров, барж). Комплекс таких объектов обычно называют нефтеналивными терминалами.

В состав нефтеналивных терминалов входят: резервуарные парки; технологические трубопроводы; технологические насосные; узлы учета; узлы защиты от гидроударов; причальные сооружения (береговые причалы, пирсы, выносные приемные устройства и др.); шлангующие устройства (стендера, гибкие резиновые армированные шланги); очистные сооружения; вспомогательные здания и сооружения (химическая лаборатория, центральный диспетчерский пункт, котельная и др.); системы диспетчерского управления и сбора данных (SCADA) и системы связи.

Нефтяные терминалы выполняют ряд сопутствующих функций по обслуживанию судов: прием с судов балластных и льяльных вод; прием и обезвреживание парогазовых смесей из нефтяных танков судов; погрузку (бункеровку) на суда топлива (мазута, дизельного топлива) для энергосиловых установок; погрузку пресной воды для хозяйственно-бытовых нужд и др. В зависимости от установленных в портах режимов обслуживания судов нефтяные терминалы могут предоставлять дополнительные услуги судовладельцам по проводке, швартовке и отшвартовке судов, приему с судов твердых бытовых отходов и хозяйственных фекальных стоков.

На рис. 11.1 приведена принципиальная схема нефтяного терминала.

Оборудование нефтяных терминалов должно обеспечивать

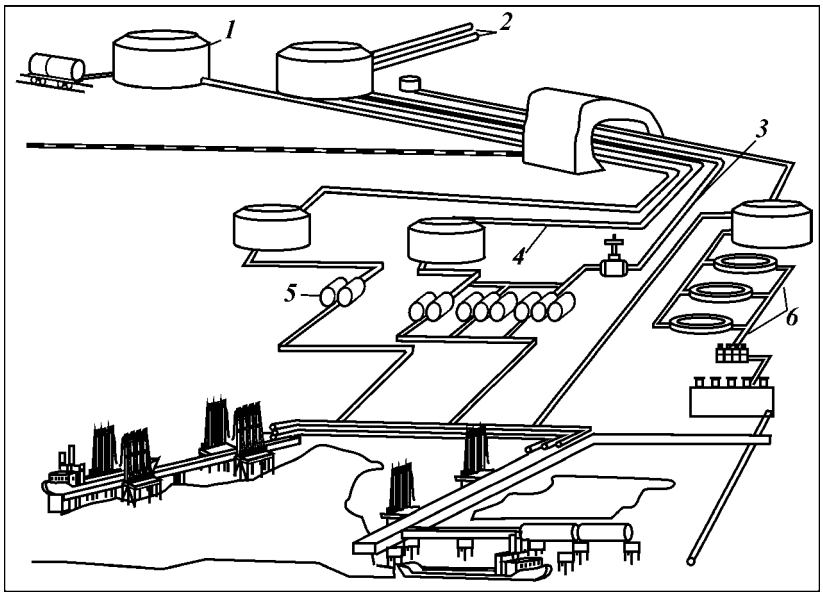


Рис. 11.1. Принципиальная схема нефтеналивного терминала:
1 — нефтепродукты; *2* — нефть из магистральных нефтепроводов; *3, 4* — трубопроводы; *5* — узел учета; *6* — очистные сооружения

загрузку танкера с максимально возможной производительностью с целью минимизации простоя судна и риска возникновения аварийных ситуаций.

11.1. ПРИЧАЛЬНЫЕ СООРУЖЕНИЯ

Современные нефтеналивные суда для перевозки сырой нефти по способу передвижения подразделяются на самоходные — танкеры (морские, речные, озерные и река — море) и не самоходные — баржи (морские и речные) и имеют дедвейт (суммарная масса транспортируемой нефти и хозяйственных грузов) 30—250 тыс. т. Отдельные супертанкеры имеют дедвейт от 450 тыс. т до 1 млн т. Нефтеналивные суда типа река — море из-за необходимости прохождения рек небольшой глубины имеют дедвейт до 20 тыс. т.

Гидротехнические сооружения нефтеналивных терминалов проектируются с учетом нагрузок от волн, льда и судов оп-

ределенного класса и типоразмера, а оборудование должно обеспечивать выполнение норм времени обработки судов. В табл. 11.1 приведены характеристики морских танкеров, осуществляющих перевозки нефти из портов РФ и стран СНГ.

Наиболее крупными специализированными комплексами, получающими нефть по магистральным нефтепроводам и осуществляющими обработку крупнотоннажных танкеров дедвейтом до 120 тыс. т, являются порты Новороссийск, Туапсе, Приморск (РФ), Вентспилс (Латвия), Одесса (Украина) и др. (табл. 11.2).

Причалы для перегрузки нефти могут быть в виде пирсов,

Таблица 11.1

Характеристики морских и речных танкеров для перевозки сырой нефти и нефтепродуктов

Характеристика танкера	Тип танкера			
	"Астрахань"	"София"	"Mariner"	"Missei Maru"
Дедвейт, т	19996	49370	267038	477000
Конструктивные размеры, м:				
длина	155,64	230,6	344,43	379
ширина	24,50	31,0	51,82	63
осадка "в грузу" (под нагрузкой)	9,77	11,6	20,76	28
Объем грузовых танков, $м^3$	22232	56778	130421	233000
Эксплуатационная скорость, узлов/час	13,30	16,5	17,0	14,3

Таблица 11.2

Экспортные нефтеналивные терминалы России и стран ближнего зарубежья, использующие магистральные нефтепроводы

Страна	Место расположения	Максимальное количество отгружаемой партии нефти, т	Возможная пропускная способность, т/год	Производительность налива, $м^3/ч$	Характеристика причала: глубина, м/ длина, м
Россия	Новороссийск	250 000	30 000 000	15000	24/490
	Туапсе	160 000	13 000 000	1300	11,5/250
	Приморск	150 000			17,5/735
Латвия	Вентспилс	120 000	15 000 000	6000	15/360
Украина	Одесса	–	9 000 000	2000	12,5/255

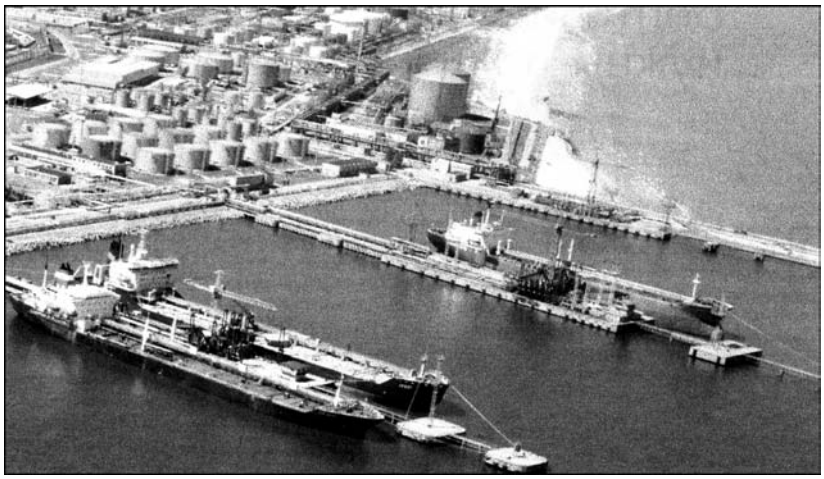


Рис. 11.2. Пирсы Вентспилского нефтеналивного терминала

расположенных параллельно, перпендикулярно (рис. 11.2) или под углом к берегу (рис. 11.3), что делается для ориентации причала по направлению преобладающих ветров и волнения с целью уменьшения нагрузок со стороны танкера на причал.

Параллельно берегу причалы располагают при наличии удобной глубоководной гавани. В этом случае танкер может близко подходить к берегу и строительство волнозащитных дамб и причальных сооружений экономически целесообраз-

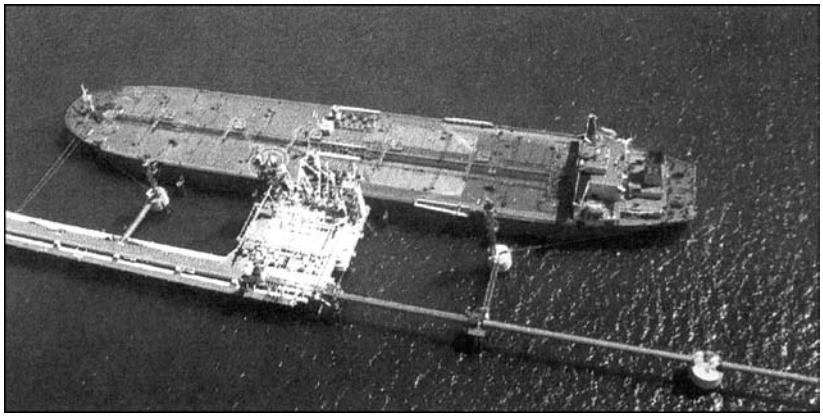


Рис. 11.3. Глубоководный пирс Новороссийского нефтеналивного терминала

но, так как их размеры сравнимы с длиной судна, а дноуглубительные работы невелики или не требуются вообще. Если причал примыкает к берегу, то его называют набережной, их преимущество в непосредственно близкой связи с территорией терминала. При удалении от берега причал соединяется с ним молами, дамбами, эстакадами или пирсами, по которым проложены нефте-, нефтепродукто- и трубопроводы балластной воды, а также другие коммуникации для обеспечения погрузки танкера.

На причалах сооружается технологическая площадка для размещения основного и вспомогательного технологического оборудования. На причалы выходят грузовые трубопроводы с задвижками, к которым подключаются шлангующие устройства, размещаемые на технологической площадке. Шлангующие устройства предназначены для подключения грузовых трубопроводов терминала к приемным манифольдам танкера (клинкетам) и обеспечения погрузки-выгрузки в условиях ограниченного перемещения танкера относительно причала. На причалах размещают также устройства регулирования производительности налива, коммутационные и запорные задвижки, узлы учета нефти, нефтепродуктов и балласта, предохранительные устройства, в том числе от гидроудара, технологические емкости и другое оборудование. Неотъемлемой частью причала является операторная, в которой размещается аппаратура управления шлангующими устройствами и которая является местом пребывания оперативного персонала во время погрузки танкера. За исключением шлангующих устройств и трубопроводов с задвижками все выше названные технологические узлы и устройства могут располагаться на берегу, что определяется проектом.

Возможные перемещения танкера относительно причала ограничены изменением осадки в ходе погрузки, колебаниями в пределах $0{,}5-1{,}5$ м вызванными волнениями моря, ветрами и т.д., а также зависят от разрешающей способности шлангующих устройств.

По конструкции основания пирсы могут быть сквозной конструкции (на металлических или железобетонных сваях), испытывающих из-за этого небольшие нагрузки от волн и в виде сплошной гравитационной стенки.

При больших колебаниях уровня воды (особенно на судоходных реках), неблагоприятном состоянии грунтов, а также при наличии возможности размыва берега сооружают плавучие причалы, выполненные в виде понтонов различных конструкций. На реках плавучие причалы устанавливаются

только на период навигации, с окончанием которой они отводятся в затон. Такие плавучие причалы имеют невысокую стоимость и могут использоваться в любых гидрогеологических условиях.

Снижение затрат на морскую транспортировку нефти и увеличение морских перевозок нефти возможно за счет использования танкеров большой грузоподъемности, что в свою очередь требует создания больших глубин в акватории портов и реконструкции действующих причалов. Значительные затраты, связанные с дноуглубительными работами и сооружением пирсов с волнозащитными сооружениями, привели к разработке новых технических решений, основой которых являлся вынос нефтеналивных причалов за пределы существующих акваторий с сооружением рейдовых причалов и размещением их в открытом море и на искусственных островах.

Конструкции причалов должны предусматривать снижение до минимума усилий от навала судна на технологическую площадку, как при швартовке, так и при стоянке под загрузкой. Это достигается сооружением специальных отбойных (швартовных) палов на свайном основании, из массивов-гигантов, оболочек большого диаметра и других гравитационных конструкций.

Рейдовые причалы, называемые также выносными приемными устройствами (ВПУ) имеют различные конструкции, выбор которых определяется грузоподъемностью танкера, возможными метеоусловиями, стоимостью и необходимой интенсивностью работы. На рис. 11.4 показана конструкция выносного приемного устройства типа CALM (Catenery Anchor Leg Mooring) в виде плавучего буя с креплением якорными цепями. Это устройство широко применяют в различных странах мира. Буй *3* удерживается в заданной точке посредством якорных цепей *1*. Подводящий стальной трубопровод *9* от береговой насосной прокладывается по дну моря и с помощью гибкого шланга *8* подсоединяется через шарнир к свободно вращающемуся поворотному кругу ВПУ. В центральной части ВПУ расположена поворотная балка, крепящаяся к шарнирному вертлюгу и швартовному оголовку, которые свободно поворачиваются относительно корпуса буя. Поворотная балка облегчает закрепление швартовых танкера *6* в рабочее положение, чем способствует обеспечению возможности перекачки сырой нефти по плавающим шлангам *7* на танкер после того, как они будут закреплены на манифольдах танкера. Благодаря такому конструктивному исполнению системы ВПУ возможен налив танкеров большой гру-

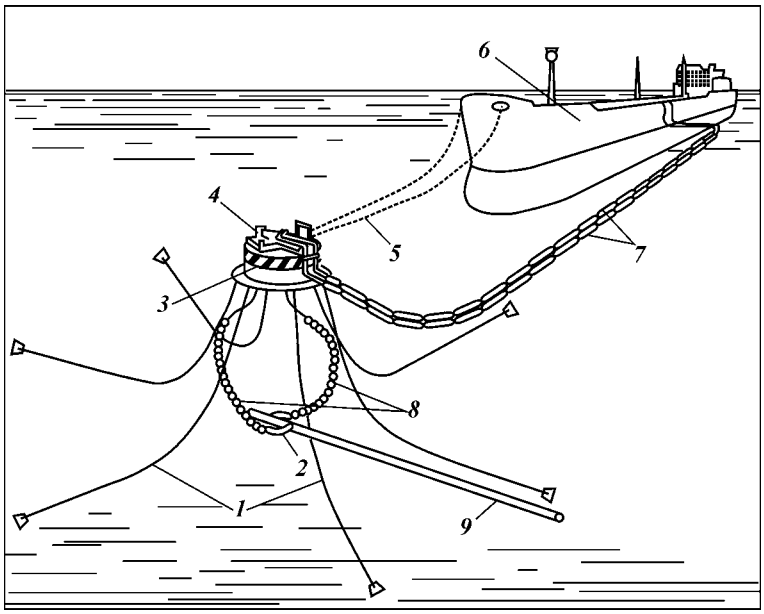


Рис. 11.4. Выносное приемное устройство типа CALM:
1 — якорные цепи; *2* — оконечный трубопроводный манифольд; *3* — буй; *4* — поворотное устройство; *5* — причальный трос; *6* — танкер; *7* — плавучие шланги; *8* — подводные шланги; *9* — морской трубопровод с берега

зоподъемности на глубинах до 450 м, которые недостижимы из-за высокой стоимости неподвижных причалов. Швартовка у ВПУ обычно осуществляется без привлечения буксиров, поскольку на глубоководных участках танкер имеет лучшую маневренность в условиях, когда отсутствуют помехи со стороны других судов. При швартовке танкер должен подобрать плавучий причальный трос *5* и закрепить его, а затем подобрать плавучие шланги *7* и подключить их к клинкетам.

Основными компонентами буя ВПУ типа CALM являются: камеры плавучести, часть которых заполняется пористым материалом для обеспечения непотопляемости; узлы крепления якорных цепей; поворотный вертлюг; подшипниковый узел; узел поворотной балки с фитингами, запорной арматурой и технологическим трубопроводом до внешнего окружного периметра буя; вспомогательные навигационные средства; швартов и швартовное соединение; лебедка для ремонтно-технического обслуживания; рабочие площадки.

Достоинство ВПУ типа CALM заключается в возможности

причаленного танкера свободно поворачиваться вокруг точки швартовки на нежесткой или гибкой швартовной связи и занимать положения наименьшего сопротивления относительно ветровой нагрузки, течений и волн. Стоимость сооружения ВПУ ориентировочно в пять раз меньше стоимости неподвижного причала.

Плавучий шланг крепится к трубной обвязке буя у его внешней образующей и свободно поворачивается вместе с танкером. Плавучий шланг поднимают на танкер лебедкой и подсоединяют к манифольдам танкера обычно в средней части судна. Срок службы гибких нефтеналивных шлангов составляет 8—10 лет. Швартовные канаты также делают плавучими.

При расчете нагрузок от судов на причальные сооружения необходимо руководствоваться требованиями СНиП 2.06.04—82, в соответствии с которым определяются нагрузки: от ветра, течения и волн; от навала пришвартованного судна при действии ветра и течения; от навала судна при его подходе к причальному сооружению; от натяжения швартовов при действии на судно ветра и течения.

Максимальные нагрузки, воздействующие на ВПУ, примерно в десять раз меньше значений, которые характерны в тех же условиях при швартовке к неподвижному причалу.

11.2. ШЛАНГУЮЩИЕ УСТРОЙСТВА

Для быстрого и подвижного соединения грузовых трубопроводов терминала с приемораздаточными патрубками (манифольдами) танкера применяют шлангующие устройства. Шлангующие устройства должны обеспечивать максимально возможную производительность перекачки для сокращения стояночного времени судна, непрерывность грузовых операций вне зависимости от числа сортов перекачиваемого груза, выполнение вспомогательных операций по бункеровке, сбросу балласта, подъему на судно грузов материально-технического снабжения, а также минимальные нагрузки на манифольд танкера при его перемещениях во время загрузки.

Первые шлангующие устройства представляли собой гибкие резинотканевые армированные стальной проволокой шланги с фланцем для подсоединения к клинкету танкера. Их подъем и перемещение на борт судна осуществляются специальным устройством (ручные тали, стрелы судового типа, крановые подъемники и др.).

Для подачи грузов на танкер применяют шланги трех основных типов:

шланг с шероховатым каналом типа *R*, имеющий многослойную оболочку, армированную внутренней спиралью из стальной проволоки, что придает ему значительную жесткость и большой вес; такие шланги применяются для перегрузки нефти у причалов терминала, а также для использования под водой и на плаву (тип *R*×*M*);

шланг с гладким каналом типа *S*, отличающийся от шланга типа *R* отсутствием армирующей спирали и меньшим весом, его пропускная способность выше из-за меньших гидравлических сопротивлений; такие шланги могут использоваться под водой и на плаву (тип *S*×*M*);

облегченный шланг, применяемый только для выгрузки продукта или бункеровки судов, где гибкость и малый вес имеют решающее значение.

По конструкции шланги всех типов могут поставляться проводящими или не проводящими электрический ток. Существует также ряд шлангов особых типов, имеющих одинаковую конструкцию и используемых для специальных целей, например в качестве подводных трубопроводов или плавучих звеньев.

Грузовой шланг, подаваемый на борт танкера, в соответствии с "Общими и специальными правилами перевозки наливных грузов" ММФ РФ, должен удовлетворять следующим требованиям: разрывное давление не менее 4,2 МПа или, по крайней мере, в 4 раза выше максимального давления, развиваемого грузовыми насосами; рабочее давление не менее максимального давления, развиваемого насосами, но не менее 1 МПа.

В соответствии с международными стандартами грузовые шланги должны обеспечивать перекачку продуктов, имеющих температуру в диапазоне от −20 до +82 °С, при этом содержание ароматических углеводородов не должно превышать 25 %.

Каждый грузовой шланг должен иметь спецификацию изготовителя, в которой указывается: для каких грузов может быть использован шланг; наименование фирмы изготовителя или торговая марка; дата изготовления; значение разрывного и рабочего давлений; дата последнего испытания и значение давления при испытании; является ли шланг электропроводящим или нет. Грузовые шланги должны иметь достаточную длину, чтобы исключить их разрыв при изменении осадки судна в процессе грузовых операций, а также возможного

перемещения танкера вдоль причала и от причала на значение растяжения швартовных канатов. Они должны быть оснащены фланцами международного образца.

К недостаткам налива танкеров через грузовые шланги следует отнести их недолговечность, трудность в управлении (при диаметрах выше 300 мм они имеют значительный вес), высокое гидравлическое сопротивление и необходимость использования значительной площади. Жесткая конструкция крепления шлангов к танкеру часто приводит к их разрыву в случае внезапного отхода танкера от причальной стенки.

Увеличение грузоподъемности танкеров потребовало разработки нового сливоналивного оборудования, так как шланги не могли обеспечить требуемой производительности сливоналивных операций. Они оказались непригодными для использования в крупных портах, где требуемая производительность отпуска нефтегрузов достигала 400—500 тыс. т/сут. Поэтому ведущие зарубежные компании в 50—60-х годах разработали конструкцию цельнометаллического шлангующего устройства, получившего название стендер.

На рис. 11.5 приведен общий вид морского стендера типа RCMA-S "Чиксан" с комбинированным управлением фирмы "FMC Europe SA Equipement Petrolier" (Франция). Стендер состоит из опорного стояка, шарнирного рукава (включающего внутреннее и внешнее плечи металлического рукава с вертлюгом), системы пантографа с вспомогательными противовесами для удержания в равновесии внешнего плеча и основными противовесами для удержания в равновесии всего рукава и замка для фиксации стендера в нерабочем состоянии. Опорный стояк является основанием всей конструкции и рассчитывается на нагрузку собственного веса рукава, максимальных ветровых нагрузок и веса жидкости, находящейся в рукаве во время перекачки. По нему осуществляется перенос жидкости (нефти) из причального трубопровода в рукав и наоборот. Внутреннее плечо рукава крепится к верхней части опорного стояка, и его продолжение служит коромыслом основного противовеса, а внутреннее — между внутренним плечом и судном. Вертлюг — шарнирное устройство для подвижного соединения трубопроводов стендера "Чиксан" состоит из одного, двух или трех подшипников, обеспечивающих поворот элементов рукава относительно друг друга. Герметичность вертлюга обеспечивается рядом прокладок, подбираемых в зависимости от физико-химических свойств нефти. Система противовесов позволяет сбалансировать ру-

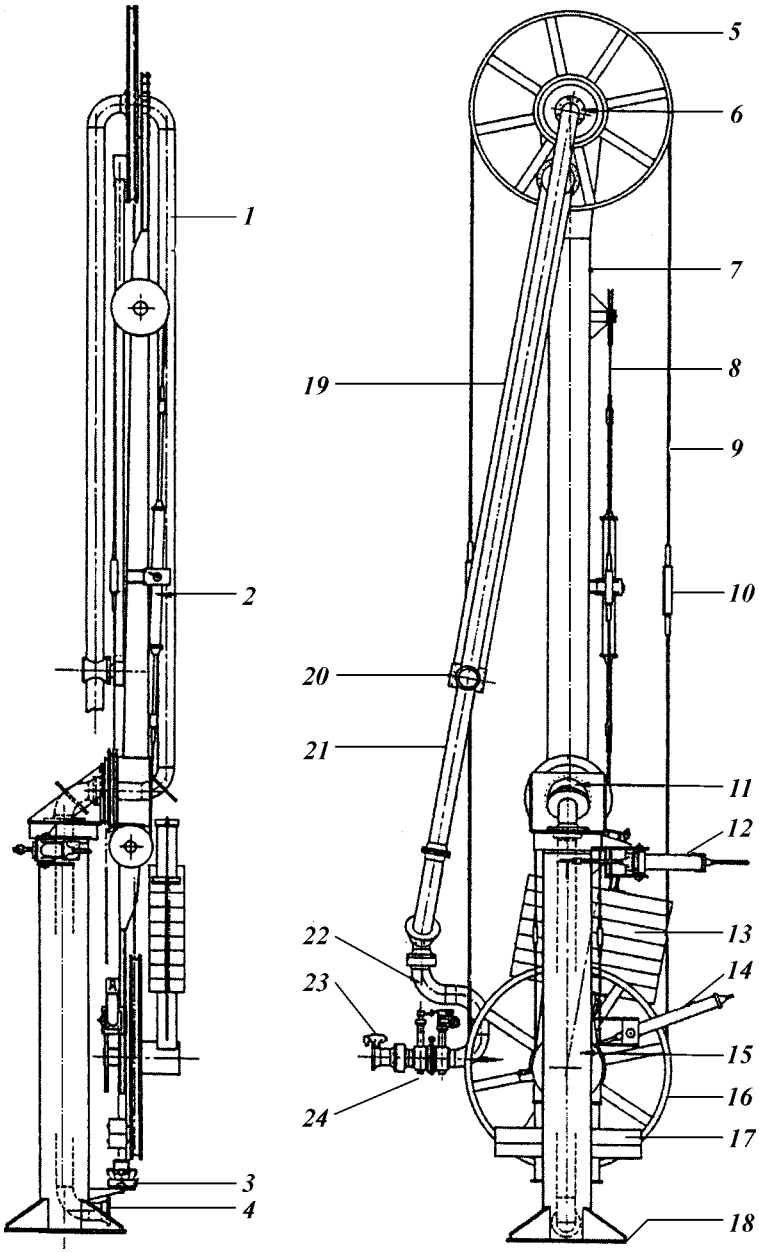

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24

Рис. 11.5. Морской стендер типа RCMA-S "Чиксан" фирмы "FMC Europe SA Equipement Petrolier"(Франция):
1 — внутреннее плечо рукава; *2* — силовой цилиндр внутреннего плеча рукава; *3* — замок для фиксации стендера в нерабочем положении; *4* — патрубок для подсоединения к причальному трубопроводу; *5, 16* — шкив; *6* — вертлюг типа 40 со съемным коленом; *7* — внутренний элемент конструкции; *8* — приводной трос; *9* — трос пантографа; *10* — стяжной замок; *11* — вертлюг типа 50 со схемным коленом; *12* — поворотный силовой цилиндр; *13, 17* — противовесы; *14* — силовой цилиндр внешнего плеча рукава; *15* — опорный стояк; *18* — опорная плита; *19* — наружный элемент конструкции; *20* — поворотное соединение; *21* — внешнее плечо рукава; *22* — вертлюг типа 80; *23* — быстроразъемное соединение с ручным управлением; *24* — приводная муфта для аварийного отсоединения

кав стендера и уменьшить нагрузку на присоединительный фланец танкера. Для подсоединения стендера к фланцам танкера на конце внешнего плеча устанавливается быстроразъемное присоединительное устройство с ручным или автоматизированным управлением.

На рис. 11.6 показано быстроразъемное присоединительное устройство, разработанное ВНИИКАНЕФТЕГАЗ в 60-х годах и применяемое на первых отечественных стендерах типа АСН-6А.

Имеются конструкции стендеров, в которых внешнее плечо выполнено в виде гибкого грузового шланга.

При подсоединении к танкеру грузовой шланг (стендер) должен быть освобожден от нефти для уменьшения нагрузок. После окончания погрузки грузовой шланг (стендер) должен быть осушен для исключения разлива остатка нефти на палубу или в море. Грузовые шланги должны иметь достаточную длину, а стендеры — достаточную безопасную рабочую зону движения, чтобы неизбежное движение танкера у причала не вызвало опасных напряжений в шлангах и стендерах. Рабочая зона стендера должна подразделяться на следующие зоны: *рабочую, предупреждения* и *отключения.* При неожиданном перемещении танкера у причала, когда стыковочный фланец стендера и судового приемника попадает в зону предупреждения, все рабочие клинкеты на стендере автоматически закрываются, а когда стыковочный фланец попадает в зону отключения, происходит автоматическое отключение стендера от судового приемника.

В сочетании с высокой стоимостью судов, перевозящих нефть и нефтепродукты, высокая стоимость и затраты по эксплуатации причальных и технологических сооружений обусловливают необходимость их интенсивной эксплуатации.

Максимальные показатели по интенсивности погрузки закладываются на этапе проектирования терминала с целью

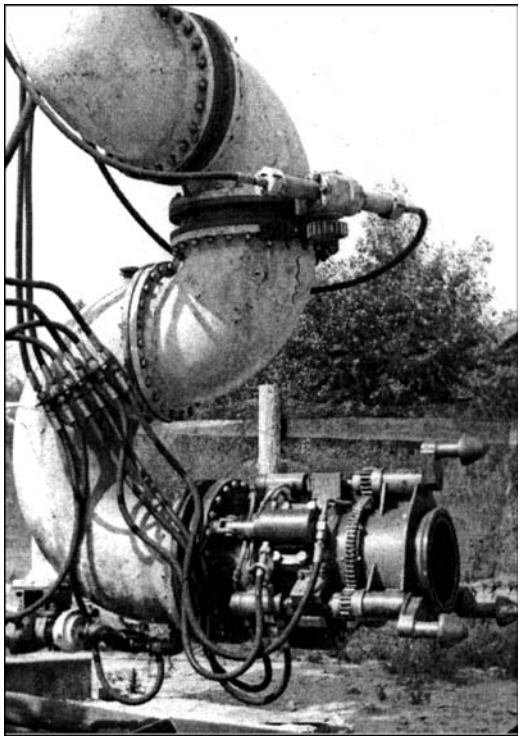


Рис. 11.6. Быстроразъемное присоединительное устройство стендера АСН-6А конструкции ВНИИКАНЕФТЕГАЗ

уменьшения времени простоя танкеров под дебалластировкой и погрузкой.

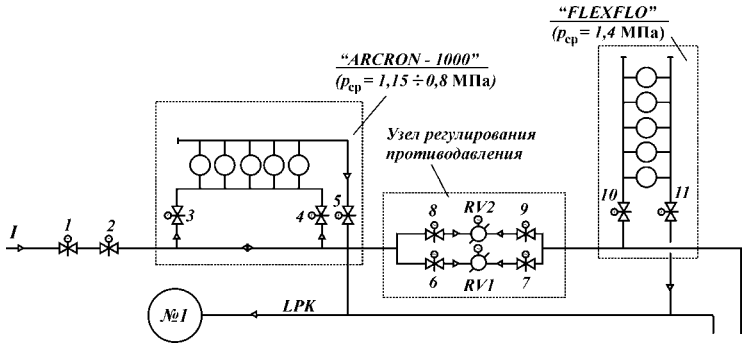
Достижение максимальной интенсивности диктует необходимость увеличения единичных мощностей всего терминала и их дублирования на случай ремонтных работ. В настоящее время интенсивность погрузки танкеров дедвейтом 100—150 тыс. т достигает 13—15 тыс. $м^3$/ч, что позволяет выполнить погрузку танкера за 10—12 ч.

11.3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ТРУБОПРОВОДЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ТЕРМИНАЛОВ

Технологические трубопроводы терминалов относятся к категории I по СНиП 2.05.06—85*, в соответствии с которыми осуществляется их расчет на прочность и устойчивость. На рис. 11.7 приведен элемент технологичес-

кой схемы трубопроводов стационарного терминала для погрузки нефти в танкер. Нефть из магистрального нефтепровода (или резервуарного парка нефтебазы) поступает в трубопровод терминала *I* через запорную *1* и регулирующую *2* электроприводные задвижки. За ними к трубопроводу подключена система защиты от гидроударов *"ARCRON-1000"*, отслеживающая процесс роста давления в динамике и перепускающая излишки нефти при скорости возрастания давления выше заданной в трубопровод сбора утечек *II*. Нефть из трубопровода *II* поступает в резервуар *№1* сбора утечек. Для обеспечения безопасного давления работы шлангующих устройств установлен узел регулирования противодавления, включающий две параллельные линии с клапанами регулирования противодавления *RV1* и *RV2* с электрогидравлическим приводом и задвижками *6—9*.

Для сглаживания ("поглощения") волн давления при гидроударе со стороны танкера после узла регулирования установлена система *"FLEXFLO"*, пассивно перепускающая нефть при возрастании давления в трубопровод *II*. После узла регулирования нефть поступает в узел учета, состоящий из четырех измерительных линий с фильтрами *Ф1—Ф4*, турбинными счетчиками *R1—R4*, задвижками *13—36*, узлом контроля качества (УКК) нефти и трубопоршневой установки (ТПУ), используемой для периодической проверки счетчиков в целях подтверждения достоверности производимого с их помощью учета. Трубопровод *I* оборудован автоматическим предохранительным клапаном *РК1* с пропускной способностью, обеспечивающей предотвращение опасного повышения давления и разрыва грузового шланга или стендера при выходе из строя или случайном закрытии грузового клинкета на борту танкера во время налива. Предохранительный клапан должен быть отрегулирован на рабочее давление шлангующего устройства, которое контролируется манометром *М1* с контрольной стрелкой или самописцем. Перед поступлением нефти в стендер *С1* она проходит очистку в фильтре *ФК*. Контроль загрязнения фильтрующих элементов осуществляется по увеличению перепада давления на фильтре до предельно допустимого значения (0,2 кгс/см^2), определяемого манометром *М2*, а защита фильтра от поломки из-за повышения давления при загрязнении обеспечивается разгрузочным клапаном *РК*. Нефть через разгрузочный клапан сбрасывается в дренажную линию и через гидрозатвор *ГЗ*, обратный клапан *ОК* в зачистной резервуар *ЗР*. Туда же сбрасывается балластная вода из стендера после окончания ее выкачки на


"FLEXFLO"
($p_{ср}$ = 1,4 МПа)
"ARCRON - 1000"
($p_{ср}$ = 1,15 ÷ 0,8 МПа)
Узел регулирования противодавления
I
1
2
3
4
5
8
RV2
9
10
11
6
RV1
7
№1
LPK

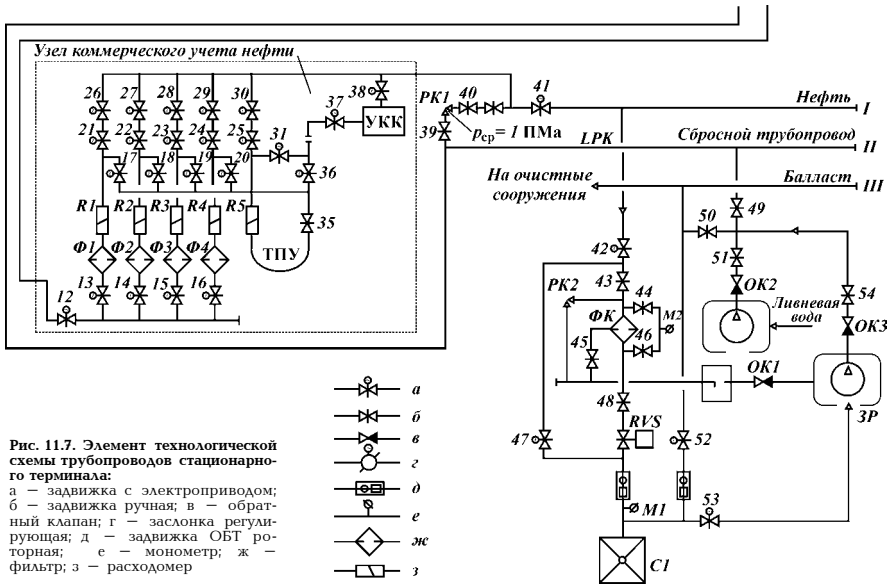


Рис. 11.7. Элемент технологической схемы трубопроводов стационарного терминала:
а – задвижка с электроприводом; б – задвижка ручная; в – обратный клапан; г – заслонка регулирующая; д – задвижка ОБТ роторная; е – монометр; ж – фильтр; з – расходомер

очистные сооружения терминала по трубопроводу *III*. Для регулирования скорости течения нефти в грузовом трубопроводе в различные периоды загрузки танкера служит регулирующий клапан *RVS*.

При проектировании технологических трубопроводов терминала необходимо учитывать, что из-за конструктивных особенностей и гидравлических сопротивлений трубопроводной системы танкера максимально возможное давление в системе перед стендером должно быть 0,3 — 0,35 МПа. Максимальное рабочее избыточное давление в трубопроводной системе налива терминала не должно превышать 1,6 МПа, так как на это давление расчитывается комплекс сооружений стендеров, используемых на терминале.

Кроме определения количества нефти, для сторон, участвующих в купле-продаже и оказывающих услуги по перекачке и перевалке, имеет большое значение количество товара. Подтверждение качества товара в морском нефтяном терминале возложено на химическую лабораторию, оснащенную необходимым оборудованием.

11.4. РЕЗЕРВУАРНЫЕ ПАРКИ ТЕРМИНАЛОВ

Избыточная или недостаточная пропускная способность магистрального нефтепровода компенсируется работой резервуарного парка терминала или перевалочной нефтебазы. Необходимость иметь резервуарный парк большого объема обусловлена возможной неравномерностью работы магистрального нефтепровода (из-за аварийных и плановых остановок перекачки) и нефтяного терминала (из-за простоев по погодным условиям или неприбытия судна в срок). Резервуарный парк должен обеспечивать возможность одновременной погрузки танкеров максимальной грузоподъемности на всех причалах терминала. Для бесперебойной работы транспортной системы магистральных нефтепроводов морские терминалы должны иметь минимально необходимый остаток нефти клиентов, включающий:

товарно-коммерческий запас, обеспечивающий налив одного нефтеналивного судна в полном объеме с учетом его грузоподъемности, ритмичности подачи судов и объемов перевалки нефти;

запас нефти на таможенных пунктах сдачи, предназначенный для выполнения таможенных требований по перемещению нефти из расчета суточной перекачки;

запас сортности нефти (с учетом наличия сернистых нефтей).

Поэтому морские перевалочные нефтебазы и терминалы имеют большие объемы нефтяных резервуарных парков: Вентспилский — 360 тыс. м^3, Новороссийский — 770 тыс. м^3, Одесский —250 тыс. м^3. Объем резервуарного парка терминала V можно найти различными методами. Наиболее известным из них является метод наибольших остатков, определяемых по плану завоза (поставок) и отгрузки нефти. Полезный объем резервуарного парка V рассчитывается как разность между положительной максимальной $\Delta V_{\max}$ и отрицательной минимальной $\Delta V_{\min}$ суммарной с начала года разностью суточных поставок и отгрузок нефти. Поэтому на объемы хранимой нефти влияют как пропускную способность магистрального нефтепровода, так и графики поступления танкеров под налив и их грузоподъемность. Общий объем резервуарного парка V_p (в м^3) определяется по формуле

$$V_p = \frac{(\Delta V_{\max} - \Delta V_{\min})}{\rho K_{\text{исп}}},$$

где ρ — плотность нефти, т/м^3; $K_{\text{исп}}$ — коэффициент использования резервуара; для вертикальных металлических резервуаров с понтоном объемом 20—50 тыс. м^3 $K_{\text{исп}} = 0{,}79$; для резервуаров с плавающей крышей объемом 20—50 тыс. м^3 $K_{\text{исп}} = 0{,}83$; для железобетонных заглубленных резервуаров объемом 10—50 тыс. м^3 $K_{\text{исп}} = 0{,}72$.

Резервуарный парк терминала проектируется также как резервуарные парки нефтеперекачивающих насосных станций. Основным отличием является единичный объем используемых резервуаров.

Пример. *Определить объем резервуарного парка терминала для обеспечения погрузки нефти плотностью 0,850 т/м^3 в танкера в ноябре, если задан месячный план отгрузки:*

Дни месяца	1	2	3	4—6	7	8	9	10	11	12, 13	14
Количество отгружаемой нефти в сутки Q_i, тыс. т	140	70	140	0	220	140	0	140	145	0	208

Дни месяца	15—19	20	21, 22	23	24	25	26	27	28, 29	30	31
Количество отгружаемой нефти в сутки Q_i, тыс. т	0	135	0	140	135	60	155	85	0	140	0

Хранение осуществляется в вертикальных стальных резервуарах с пла-

вающей крышей объемом 50000 м³, а поставки по магистральному трубопроводу с максимальной пропускной способностью 80 тыс. м³/сут.

Решение. Принимаем суточную пропускную способность нефтепровода $Q_{нс}$ как средюю за расчетный период (месяц). $Q_{нс} = \Sigma Q_i/31 = 2053/31 = 66{,}22$ т/сут. Находим суточные суммарные остатки на каждый день расчетного периода $\Delta V_i = \Sigma(Q_{нс} - Q_i)$: $\Delta V_1 = 66{,}2 - 140 = -73{,}8$; $\Delta V_2 = 66{,}2 - 70 + (-73{,}8) = -77{,}6$; $\Delta V_3 = -151{,}4$; $\Delta V_4 = -85{,}18$; $\Delta V_5 = -18{,}96$; $\Delta V_6 = 47{,}26$; $\Delta V_7 = -153{,}78$; $\Delta V_8 = -227{,}56$; $\Delta V_9 = -161{,}34$; $\Delta V_{10} = -235{,}12$; $\Delta V_{11} = -313{,}9$; $\Delta V_{12} = -247{,}68$; $\Delta V_{13} = -181{,}46$; $\Delta V_{14} = -323{,}24$; $\Delta V_{15} = -257{,}02$; $\Delta V_{16} = -190{,}8$; $\Delta V_{17} = -124{,}58$; $\Delta V_{18} = -58{,}36$; $\Delta V_{19} = 7{,}86$; $\Delta V_{20} = -60{,}92$; $\Delta V_{21} = 5{,}3$; $\Delta V_{22} = 71{,}52$; $\Delta V_{23} = -2{,}26$; $\Delta V_{24} = -71{,}04$; $\Delta V_{25} = -64{,}82$; $\Delta V_{26} = -153{,}6$; $\Delta V_{27} = -172{,}38$; $\Delta V_{28} = -106{,}16$; $\Delta V_{29} = -39{,}94$; $\Delta V_{30} = -113{,}72$; $\Delta V_{31} = -47{,}5$.

Так как максимальный суммарный остаток $\Delta V_{max} = \Delta V_{22} = 71{,}52$, а минимальный $\Delta V_{min} = \Delta V_{14} = -323{,}24$, то объем резервуарного парка для нефти в ноябре:

$$\Delta V = \frac{[71{,}52-(-323{,}24)]\cdot 1000}{0{,}850\cdot 0{,}83} = 559546 \text{ т.}$$

Для нефтей с температурой застывания ниже 0 °С, а также с целью снижения стоимости сооружения и эксплуатации резервуарного парка, уменьшения его площади используют резервуары большого объема — 50 и 100 тыс. м³ с плавающей крышей. Конструкция резервуаров и его оборудование должны обеспечивать безопасную эксплуатацию, заданный уровень надежности и максимальную защиту окружающей среды.

На рис. 11.8 показаны элементы конструкции и оборудование резервуара с плавающей крышей.

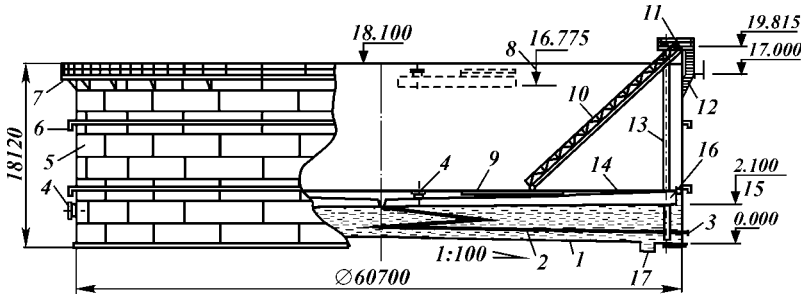


Рис. 11.8. Резервуар с плавающей крышей объемом 50000 м³:
1 — днище резервуара; *2* — дренажная система; *3* — запорная задвижка; *4* — люк-лаз; *5* — стенка; *6* — кольцо жесткости; *7* — кольцевая технологическая площадка для обслуживания оборудования, служащая верхним кольцом жесткости; *8* — врехнее положение плавающей крыши; *9* — горизонтальные направляющие; *10* — катучая лестница; *11* — переходная площадка; *12* — лестница; *13* — трубчатая направляющая; *14* — плавающая крыша; *15* — нижнее положение плавающей крыши; *16* — уплотняющий затвор; *17* — зумпф для сбора подтоварной воды

Для обеспечения устойчивости от ветровых нагрузок на цилиндрической стенке сооружаются кольца жесткости. Верхнее кольцо жесткости *7* используется в качестве технологической площадки для обслуживания оборудования, расположенного на верхней кромке стенки.

Одна из конструкций плавающей крыши резервуара состоит из верхнего и нижнего настилов, пространство между которыми разделено радиальными и поперечными перегородками, создающими герметичные отсеки и образующие сплошной понтон по всей площади крыши. В случае изменения уровня нефти в резервуаре нижнее положение *15* плавающей крыши фиксируется опорными стойками, предохраняющими от поломки приемораздаточные патрубки, оборудование подогрева нефти, дренажную систему *2* и др. Для обеспечения доступа персонала на плавающую крышу, она оборудуется катучей лестницей *10*, ступени которой находятся в горизонтальном положении при любом наклоне лестницы. Верхняя часть лестницы шарнирно прикрепляется к переходной площадке *11*, а нижняя перемещается на катках по горизонтальным направляющим *9*, укладываемым на решетчатую ферму. Для предотвращения поворота плавающей крыши при ее движении предусматриваются трубчатые направляющие *13*. Они также предотвращают возможный перекос крыши (от неравномерных нагрузок или затопления понтонных секций) и ее зависание при откачке нефти. Плавающие крыши оборудуются дренажной системой *2* из шарнирно соединенных труб, подсоединенных к ливнеприемнику на крыше и патрубку с запорной задвижкой *3*, уровнемером, пробоотборным устройством, дыхательным клапаном для удаления выделяющихся паров нефти из под крыши, устройством девакуумирования.

Верхнее положение *8* плавающей крыши фиксируется максимальным уровнем жидкости в резервуаре, который не должен превышать значения, установленного проектом. Производительность заполнения или опорожнения резервуаров с плавающей крышей ограничивается 3,5 м/ч.

Для сокращения загрязнения воздушной среды кольцевое пространство между плавающей крышей и стенкой резервуара (200—350 мм) должно быть герметизировано и защищено от попадания атмосферных осадков и пыли. Для этого применяют уплотняющие затворы *16* различных конструкций: с жестким, мягким или комбинированным уплотняющим элементом. Затвор должен быть непроницаем для нефти и ее паров, износостойким, пожаробезопасным, ус-

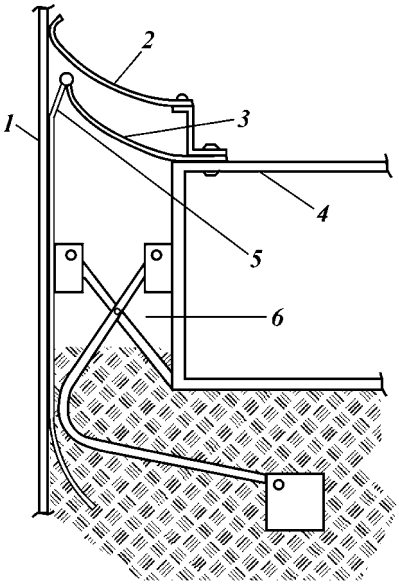


Рис. 11.9. Уплотняющий затвор башмачного типа с вторичным уплотнением:
1 — стенка резервуара; *2* — вторичное уплотнение, смонтированное на кромке; *3* — складывающееся уплотнение; *4* — плавающая крыша; *5* — башмак; *6* — испарительное пространство

тойчивым к воздействию атмосферных осадков и прямых солнечных лучей, коррозийностойким и надежным в эксплуатации.

На рис. 11.9 приведена конструкция уплотняющего затвора башмачного типа с вторичным уплотнением, смонтированным на кромке плавающей крыши.

Для предотвращения выпадения в резервуаре в процессе хранения из нефти асфальтосмолистых и парафиновых

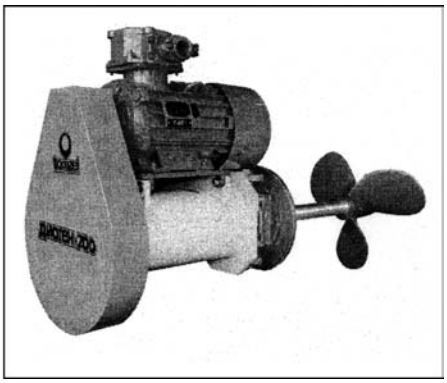


Рис. 11.10. Винтовое устройство размыва донных отложений типа "Диоген" ОАО "Центрсибнефтепровод"

отложений необходимо предусматривать установку устройств размыва и образования донных отложений. К таким устройствам относятся гидравлические системы размыва (циркуляционные) и винтовые (пропеллерные) мешалки (рис. 11.10).

11.5. ГРУЗОВЫЕ ОПЕРАЦИИ ПОГРУЗКИ ТАНКЕРА У СТАЦИОНАРНЫХ ПРИЧАЛОВ

Для осуществления погрузки танкера необходимо проведение последовательных операций, требующих различного времени в зависимости от грузоподъемности танкера, типа и расположения причала, конструкции шлангующего устройства и др. К таким операциям относятся: отдача и подъем якоря на рейде; швартовка к причалу и отшвартовка с маневрами; присоединение или отсоединение шлангующего устройства; першланговка или подготовка шлангующих устройств к погрузке после дебалластировки; осмотр танков перед наливом нефти; замеры, отбор проб и подсчет груза после налива; оформление документов после налива; оформление прихода или отхода судов портом и таможней.

Время с завершения швартовки танкера у причала или постановки на якорь в пределах портовых вод по указанию порта до момента отшвартовки или снятия с якорной стоянки называется стояночным временем судна. Для учета времени проведения всех технологических операций и непроизводительных простоев в течение всего стояночного времени судна его капитаном ведется ***таймшит*** — акт учета стояночного времени. На основании таймшита рассчитывается ***сталийное*** (стояночное) время судна. Под сталийным временем судна $T_с$ понимается время, полагающееся по установленным нормам, на производство возложенных на клиентуру погрузочно-разгрузочных работ и вспомогательных операций:

$$T_с = \frac{Q}{T_{ос}} + T_{вс},$$

где Q — количество нефти, подлежащее наливу или сливу; $T_{ос}$ — судо-часовая норма на основные операции; $T_{вс}$ — судо-часовая норма на вспомогательные операции.

Судо-часовые нормы устанавливаются в зависимости от грузоподъемности танкера, свойств нефти, технического оснащения причалов и других факторов. При неблагоприят-

ных условиях налива судо-часовые нормы могут быть уменьшены.

Время налива танкеров в нефтеналивных портах зависит от их дедвейта и регламентируется соответствующими нормами. Ниже приведены судо-часовые нормы налива сырой нефти в танкера различной грузоподъемности в порту Новороссийск:

Грузоподъемность танкера, тыс. т.....	25 – 40	40 – 60	60 – 110	> 110
Судо-часовые нормы налива танкеров, т/ч	3250	3300 – 3500	6000 – 10000	10000 – 10100

Для проведения грузовых операций танкер должен быть надежно ошвартован. В процессе налива грузовые трубопроводы танкера и береговых сооружений не должны быть электрически соединены, чтобы исключить возможность возникновения электрического разряда в грузовых танках из-за разности потенциалов между танкером и берегом. Причины возникновения электрического тока, проходящего от судна к берегу, принципиально отличаются от природы статического электричества. Ток большого значения может проходить между судном и берегом по электропроводящим трубопроводам или гибким шлангующим устройствам. При этом возникает реальная опасность возникновения электродугового разряда во время разрыва электропроводящей цепи при подсоединении или отсоединении стендера от манифольда танкера. Источниками этих токов являются: ***катодная или протекторная защита*** причала или корпуса судна, осуществляемая с помощью наложенного потенциала постоянного тока или анодными заземлителями; ***блуждающие токи***, возникающие в результате разности потенциалов между судном и берегом или из-за утечки от источников электрического питания. Поэтому на практике рекомендуется использовать изолирующий фланец, устанавливаемый в пределах зоны перемещения элементов конструкции стендера, а также в местах подсоединения линий гибкого шланга к береговой системе трубопроводов. В тоже время все металлические части шланга или стендера со стороны причала должны быть надежно связаны с системой заземления на причале. При этом сопротивление системы заземления не должно быть больше 10^6 Ом, а все металлические части фланца, шланга или стендера с морской стороны должны быть электрически связаны с судном.

Правильное, последовательное выполнение операций по погрузке танкера, обеспечение четкого взаимодействия бере-

гового и судового персонала в аварийных и нештатных ситуациях имеют исключительную важность для предотвращения розливов нефти. С этой целью до начала погрузки грузовой помощник капитана совместно с представителем терминала (нефтебазы) согласовывает план погрузки, в котором должны быть указаны:

последовательность грузовых операций;

интенсивность погрузки — начальная, максимальная, при переходе с одной группы танков на другую, при окончании погрузки;

максимально допустимое давление в береговых грузовых шлангах или стендерах;

время, необходимое для пуска, остановки или изменения интенсивности грузовых операций;

по чьей команде будет остановлена вся погрузка;

сигналы и командные слова, применяемые в данном порту при начале, остановке погрузки. Рекомендуется пользоваться следующими командными словами: приготовиться (stand by), начать погрузку (start loading), грузить полным ходом (full speed loading), уменьшить погрузку (stop loading), стоп погрузка (stop loading), срочная остановка (emergency stop);

меры по предотвращению загрязнения моря;

порядок выполнения чрезвычайных действий при розливах нефти;

ответственные за проведение грузовых операций лица от судна и берега;

место нахождения их во время грузовых операций.

В первоначальный период заполнения грузовых танков нефтью скорость ее течения в приемных трубопроводах не должна превышать 1 м/с вплоть до достижения уровня нефти в 1 м в каждом загружаемом танке. Затем скорость течения может быть увеличена до предела, указанного в судовых документах. Максимальная скорость движения нефти по судовому грузовому трубопроводу не должна превышать 12 м/с. Для танкеров с двойным дном, оборудованных специальным антистатическим колодцем в грузовых танках, скорость потока груза не регламентируется.

12 ГЛАВА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ НЕФТЕПРОВОДОВ ПРИ НЕУСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМАХ

Неустановившимися (или нестационарными) процессами в нефтепроводах называются такие процессы, в которых характеристики потока нефти изменяются не только от сечения к сечению, но и в каждом сечении в зависимости от времени. Изменяются давление, скорость и расход жидкости, температура потока и др. Иными словами, при неустановившемся течении все эти параметры являются функциями не только от координаты сечения, но и от времени t: $p = p(x, t)$, $u = u(x, t)$, $Q = Q(x, t)$, $T = T(x, t)$ и т.д.

С чем связаны неустановившиеся режимы движения течения нефти в нефтепроводах? Прежде всего с различными технологическими операциями, осуществляемыми при перекачке нефти. Пуск и остановка нефтепровода, включение или отключение дополнительного агрегата на головной или промежуточной перекачивающей станции, полное или частичное открытие задвижки, переключение резервуаров, начало или прекращение сброса или подкачки нефти, разрыв трубопровода и т.д. — все это приводит к тому, что в нефтепроводе начинаются изменения, которые в виде волн давления и расхода жидкости распространяются вверх и вниз по потоку от места, в котором эти изменения генерированы. Возникшие изменения продолжаются в трубопроводе, как правило, до установления нового режима транспортировки, поэтому неустановившиеся процессы называют еще *переходными* режимами.

Плотность транспортируемой нефти достаточно высока, скорость ее движения также не мала, поэтому поток жидкости в трубопроводе имеет вполне ощутимую инерцию, учетом которой нельзя пренебрегать при совершении той или

иной технологической операции. Так например, резкая остановка потока нефти в трубопроводе при быстром закрытии задвижки приводит к скачкообразному росту давления, измеряемому несколькими атмосферами. Возникшее повышение с большой скоростью распространяется от места остановки потока в виде волны давления, способной разорвать трубу и привести к аварии. Включение перекачивающей станции на закрытую задвижку также может вызвать скачкообразное повышение давления, чреватое опасностью для целостности нефтепровода. Отключение перекачивающей станции приводит к повышению давления в линии всасывания и к падению давления в линии нагнетания. И то, и другое представляет скрытую угрозу для трубопровода. Повышение давления перед станцией вызывает дополнительную нагрузку на трубопровод, способную вызвать его разрыв. Но и падение давления после отключенной станции может привести к возникновению возвратного движения нефти, которое в некоторых случаях может нанести таранный удар по арматуре станции и вызвать разрушение этого оборудования или разрыв трубы. Можно утверждать, что вообще, всякое замедление или ускорение потока тяжелой жидкости в трубопроводе вызывает колебания давления в трубе и должно осуществляться с чрезвычайной осторожностью.

12.1. ИНЕРЦИОННЫЕ СВОЙСТВА ПОТОКА НЕФТИ В ТРУБОПРОВОДЕ

Рассмотрим течение нефти с плотностью ρ_0, скоростью u_0 в трубопроводе с площадью поперечного сечения S_0 (рис. 12.1). Пусть в сечении x_1 возникает некоторое изменение $\Delta u = u_1 - u_0$ скорости этого течения, например, замедление потока, т.е. новая скорость течения $u_1 < u_0$. Что происходит при этом? Слои жидкости, идущей сзади, тормозятся и сдавливают слои жидкости, идущей впереди. При этом давление в жидкости возрастает от значения p_0 до p_1, плотность жидкости увеличивается от ρ_0 до ρ_1, площадь сечения нефтепровода также возрастает от S_0 до S_1, а сама область возмущения расширяется с некоторой скоростью c. Эта область имеет протяженность Δl (см. рис. 12.1). Конечно, изменения $\Delta\rho = \rho_1 - \rho_0$ плотности нефти и $\Delta S = S_1 - S_0$ площади сечения трубопровода невелики и на глаз незаметны, однако оказывается, что те и другие необходимо учиты-

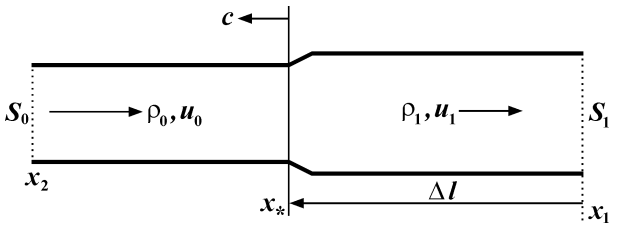


Рис. 12.1. Схема возникновения волн давления

вать, если мы хотим получить адекватную картину физического процесса.

Рассмотрим уравнения баланса массы и количества движения для возмущенного участка нефтепровода.

1. *Баланс массы*. Изменение Δm массы нефти на этом участке равно, с одной стороны, $\Delta m = \Delta l(S_0\Delta\rho + \rho_0\Delta S)$, а с другой – $\Delta m = \rho_0(u_0 - u_1)S_0\Delta t$, где $\Delta t = \Delta l/c$ – интервал времени, за который волна возмущения распространилась на расстояние Δl. Таким образом, баланс массы имеет вид:

$$\rho_0(u_0 - u_1)S_0\frac{\Delta l}{c} = \Delta l(S_0\Delta\rho + \rho_0\Delta S)$$

или

$$\frac{u_0-u_1}{c} = \frac{\Delta\rho}{\rho_0} + \frac{\Delta S}{S_0}. \qquad (12.1)$$

Найдем относительные изменения $\Delta\rho/\rho_0$ и $\Delta S/S_0$ плотности нефти и площади поперечного сечения трубопровода соответственно, при увеличении давления на значение Δp.

Относительное изменение $\Delta\rho/\rho_0$ плотности нефти можно вычислить на основе уравнения состояния нефти, которое как известно, имеет вид:

$$\rho_1 = \rho_0\left[1 + \frac{p_1-p_0}{K}\right] \text{ или } \frac{\Delta\rho}{\rho_0} = \frac{\Delta p}{K}, \qquad (12.2)$$

где $\Delta\rho = p_1 - p_0$; K – модуль упругости нефти, Па. Среднее значение которого составляет $1{,}2\cdot10^9$ Па.

Относительное изменение $\Delta S/S_0$ площади сечения нефтепровода можно найти методом Н.Е. Жуковского (рис. 12.2).

Согласно этому методу рассматривается равновесие верхней половины трубы (см. рис. 12.2, труба выделенная утолщенной линией) под действием разности ($p_1 - p_0$) давлений и

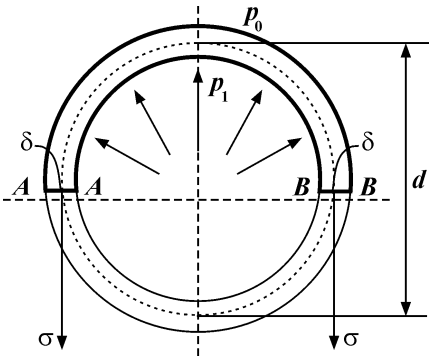


Рис. 12.2. К выводу формулы изменения площади поперечного сечения нефтепровода при изменении давления

окружных напряжений σ, возникающих в металле трубы. Условия равновесия имеют вид:

$$(p_1 - p_0)d_0 = \sigma 2\delta, \qquad (*)$$

где δ — толщина стенки. С другой стороны, закон упругости Гука, примененный к деформированному срединному волокну (см. рис. 12.2 пунктирную линию), дает соотношение:

$$\sigma = E\frac{\pi(d_1 - d_0)}{\pi d_0}. \qquad (**)$$

Здесь E — модуль Юнга материала трубы (для стали $E \approx$ $\approx 2\cdot 10^{11}$ Па).

Подставив σ из (**) в (*) и заменив d в коэффициентах на d_0 в силу малости толщины стенки по сравнению с диаметром трубы, получим формулу для приращения $\Delta d = d_1 - d_0$ диаметра трубы в зависимости от разности $(p_1 - p_0)$ внутреннего и внешнего давлений:

$$\Delta d = \frac{d_0^2}{2E\delta}(p_1 - p_0). \qquad (12.3)$$

Здесь d_0 можно считать внутренним диаметром трубы. Из (12.3) следует, в частности, искомая формулы для относительного изменения $\Delta S/S_0$ площади поперечного сечения трубопровода:

$$\Delta S = \frac{\pi d_0^3}{4E\delta}\Delta p \text{ или } \frac{\Delta S}{S_0} = \frac{d_0}{E\delta}\Delta p. \qquad (12.4)$$

Подставив результаты (12.2) и (12.4) в формулу (12.1), получим равенство:

$$\frac{u_0 - u_1}{c} = \left(\frac{1}{K} + \frac{d_0}{E\delta}\right)\Delta p, \qquad (12.5)$$

позволяющее установить связь изменения $\Delta u = u_1 - u_0$ скорости течения нефти в трубопроводе с изменением $\Delta p = p_1 - p_0$ давления.

Пример 1. *Плотность ρ_0 нефти при давлении 0,1 МПа равна 870 кг/м^3. Какова ее плотность ρ_1 при давлении 6,5 МПа и той же самой температуре?*

Решение. Используя формулу (12.2), получаем:

$$\rho_1 = 870[1 + (6{,}5 - 0{,}1)\cdot 10^6/(1{,}2\cdot 10^9)] \cong 875 \text{ кг/м}^3.$$

Пример 2. *Рассчитать увеличение внутреннего диаметра и площади сечения стального нефтепровода ($D = 530$ мм, $\delta = 8$ мм) после того, как в нем подняли давление на 5,0 МПа.*

Решение. Воспользовавшись формулами (12.3) и (12.4), получим:

$$\Delta d = \frac{0{,}514^2}{2\cdot 2\cdot 10^{11}\cdot 0{,}008}\cdot 10^6 \cong 0{,}4\cdot 10^{-3} \text{ или } \approx 0{,}4 \text{ мм};$$

$$\Delta S = \frac{3{,}14\cdot 0{,}514^3}{4\cdot 2\cdot 10^{11}\cdot 0{,}008}(5{,}0 - 0{,}1)\cdot 10^6 \cong 33{,}3\cdot 10^{-5} \text{ м}^2 \text{ или } \approx 3{,}3 \text{ см}^2.$$

2. *Баланс количества движения (импульса)*. При изменении скорости течения происходит изменение количества движения возмущенного объема жидкости. Это изменение равно $(\rho_1 S_1 u_1 - \rho_0 S_0 u_0)\Delta l$, или с точностью до малых более высокого порядка $\rho_0 S_0 u_0(u_1 - u_0)\Delta l$. Согласно известной теореме механики изменение количества движения системы материальных точек равно импульсу всех внешних сил, действующих на эту систему, т.е. $\rho_0 S_0 u_0(u_1 - u_0)\Delta l = (p_0 - p_1)S_0\Delta t$, где $\Delta t = \Delta l/c$. Отсюда получаем формулу:

$$\Delta p = -\rho_0(u_1 - u_0)c,$$

связывающую изменение давления $\Delta p = p_1 - p_0$ в трубопроводе, вызываемое изменением $\Delta u = u_1 - u_0$ скорости течения жидкости, причем из этой формулы видно, что замедление потока ($\Delta u < 0$) вызывает повышение давления, а ускорение потока ($\Delta u > 0$) — понижение давления.

Если принять, что скорость c распространения волны возмущения может быть как положительной (когда волна распространяется вниз по потоку) и отрицательной (когда волна распространяется вверх по потоку), как в данном случае, то полученную формулу можно записать в универсальном виде:

$$\boxed{\Delta p = \rho_0 \Delta u c.} \qquad (12.6)$$

Формула (12.6) представляет собой знаменитую формулу выдающегося русского ученого-механика, "отца" русской авиации Н.Е. Жуковского. Формула Жуковского гласит, что *всякое изменение скорости течения жидкости в трубопроводе вызывает пропорциональное ему изменение давления и наоборот, изменение давления в потоке жидкости, текущей в трубопроводе, приводит к пропорциональному изменению скорости течения.*

Подставляя (12.6) в (12.5), получаем вторую формулу Н.Е. Жуковского

$$\frac{\Delta u}{c} = \left(\frac{1}{K} + \frac{d_0}{E\delta}\right)\rho_0 \Delta u c$$

или

$$\boxed{c = \frac{1}{\sqrt{\frac{\rho_0}{K} + \frac{\rho_0 d_0}{E\delta}}},} \qquad (12.7)$$

устанавливающую связь скорости распространения волн возмущения в трубопроводе с параметрами жидкости и самого трубопровода.

Пример 1. *Рассчитать скорость с распространения волн давления при перекачке нефти (ρ_0 = 870 кг/м^3; K = 1,2·10^9 Па) по нефтепроводу (D = = 530 мм; δ = 8 мм; E = 2·10^{11} Па).*

Решение. По формуле (12.7) находим

$$c = \frac{1}{\sqrt{\frac{870}{1{,}2\cdot 10^9} + \frac{870\cdot 0{,}514}{2\cdot 10^{11}\cdot 0{,}008}}} \cong 998 \text{ м/с}.$$

Пример 2. *Рассчитать изменение Δp давления при изменении скорости течения нефти (ρ_0 = 870 кг/м^3; K = 1,2·10^9 Па) на 1 м/с в трубопроводе (D = 820 мм; δ = 10 мм; E = 2·10^{11} Па).*

Решение. По формуле (12.7) находим

$$c = \frac{1}{\sqrt{\frac{870}{1{,}2\cdot 10^9} + \frac{870\cdot 0{,}8}{2\cdot 10^{11}\cdot 0{,}01}}} \cong 965{,}4 \text{ м/с}.$$

По формуле (12.6) рассчитываем Δp:

Δp = 870·1·965,4 ≅ 0,84·10^6 Па или ≈8,6 атм.

12.2. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ УДАР В НЕФТЕПРОВОДАХ

Суть *гидравлического удара* состоит в том, что стационарное течение жидкости в трубопроводе нарушается путем резкого закрытия (или открытия) задвижки, включения (или отключения) насоса и т.д., в результате чего происходит резкое торможение (или ускорение) потока и ударное сжатие ее частиц.

Фронт, на котором происходит изменение гидродинамических параметров жидкости имеет относительно малую протяженность и в виде волны давления распространяется по потоку. Аналогичное явление возникает в нефтепроводе и в других случаях, когда происходит скачкообразное изменение скорости (расхода) жидкости. Возможность гидравлического удара следует учитывать при проектировании и эксплуатации нефтепроводов, поскольку ударное давление может намного превысить допустимые нормы, привести к разрыву трубы и возникновению аварийной ситуации.

Скорость распространения волн гидравлического удара в стальных нефтепроводах близка к значению 1000 м/с, а изменение скорости течения на 1 м/с вызывает изменение давления примерно на 9,0 атм.

Необходимость считаться с разрушительной силой гидравлического удара в трубопроводах, транспортирующих капельные жидкости (нефть, нефтепродукты, воду и т.п.), выражается в том, что на подобных трубопроводах (в отличие от газопроводов) **никогда не устанавливают краны**, быстро перекрывающие сечение трубопровода, а наоборот, применяют вентильные задвижки, дающие медленное перекрытие сечения и обеспечивающие безопасную остановку потока жидкости. Более того, в ряде случаев на перекачивающих станциях применяют специальные устройства, призванные защитить трубопровод от последствий гидравлического удара. Например, на линиях всасывания перекачивающих станций устанавливают *гасители гидравлического удара* на случай, если станция внезапно отключится и давление перед ней начнет повышаться. Принцип действия гасителей гидравлического удара состоит в отводе части жидкости из трубопровода в специальный резервуар для снижения темпа нарастания давления. На линиях нагнетания перекачивающих станций устанавливают системы автоматического регулирования, одна из задач которых состоит

в защите станций от ударных волн давления, распространяющихся вверх по потоку и приходящих с предыдущего участка.

Впервые правильное объяснение гидравлического удара дал наш великий соотечественник Н.Е. Жуковский в конце прошлого века. Его исследования были выполнены на Московской водопроводной станции, а сама работа "О гидравлическом ударе в водопроводных трубах" (1899) стала классической работой известной во всем мире. Н.Е. Жуковский впервые связал значение ударного давления Δp со свойствами сжимаемости жидкости и упругости стенок трубопровода и получил знаменитые формулы (12.6) и (12.7).

Волны гидравлического удара, генерируемые в нефтепроводах резкими изменениями скорости потока, могут распространяться на значительные расстояния, постепенно затухая вследствие диссипации механической энергии за счет сил вязкого трения. Наибольшую опасность волны повышенного давления представляют для тех участков трубопровода, где и без того существовало достаточно высокое статическое давление. Такие участки находятся вблизи перекачивающих станций, а также в наиболее низких сечениях трубопровода. В последних может быть высоким пьезометрический напор $p(x)/\rho g$ (см. гл. 8), что равносильно высокому давлению $p(x)$. При отражении волны гидравлического удара от закрытого сечения трубопровода или тупикового отвода амплитуда Δp волны удваивается, что еще больше способствует возникновению аварийной ситуации.

Но и волны снижения давления могут вызывать опасные явления. В наиболее высоких сечениях нефтепровода могут возникать парогазовые скопления, которые при возврате к стационарному режиму исчезают далеко не сразу. При этом они значительно уменьшают расход перекачки и вызывают повышенную вибрацию трубопровода. На участках трубопровода с большим перепадом высот могут возникать возвратные течения жидкости, приводящие к так называемым *профильным гидравлическим ударам*.

Пример 1. *Рассчитать ударное изменение Δp давления при внезапном закрытии задвижки в потоке нефти ($\rho_0 = 840$ кг/м^3; $K = 1{,}2\cdot10^9$ Па) транспортируемой с расходом 4200 м^3/ч в трубопроводе ($D = 1020$ мм; $\delta = 10$ мм; $E = 2\cdot10^{11}$ Па).*

Решение. Сначала находим скорость течения нефти

$$u_0 = 4Q/\pi d_0^2 = 4\cdot4200/(3{,}14\cdot1^2\cdot3600) \cong 1{,}49 \text{ м/с}.$$

Затем по формуле (12.7) находим скорость волн давления

$$c = \frac{1}{\sqrt{\frac{870}{1{,}2\cdot10^{9}} + \frac{870\cdot1{,}0}{2\cdot10^{11}\cdot0{,}01}}} \cong 945 \text{ м/с}.$$

Наконец по формуле (12.7) рассчитываем Δp:

$\Delta p = 870\cdot1{,}49\cdot945 \cong 1{,}183\cdot10^{6}$ Па или ≈12,1 атм.

Пример 2. *Оператор перекачивающей станции совершил ошибку, включив станцию на закрытую задвижку. В результате нефть ($\rho_0 = 870$ кг/м^3; $K = 1{,}2\cdot10^9$ Па) стала подаваться в трубопровод ($D = 530$ мм; $\delta = 7$ мм; $E = 2\cdot10^{11}$ Па) с расходом 1300 м^3/ч. Рассчитать ударное повышение Δp давления.*

Решение. Сначала находим скорость закачки нефти в трубопровод

$$u_1 = 4Q/\pi d_0^2 = 4\cdot1300/(3{,}14\cdot0{,}516^2\cdot3600) \cong 1{,}73 \text{ м/с}.$$

По формуле (12.7) находим скорость волн давления

$$c = \frac{1}{\sqrt{\frac{870}{1{,}2\cdot10^{9}} + \frac{870\cdot0{,}516}{2\cdot10^{11}\cdot0{,}01}}} \cong 1026{,}3 \text{ м/с}.$$

По формуле (12.6) рассчитываем Δp:

$\Delta p = 870\cdot1{,}73\cdot1026{,}3 \cong 1{,}54\cdot10^{6}$ Па или ≈15,7 атм.

Пример 3. *На сколько атмосфер понизится давление за мгновенно закрывшейся задвижкой, перекрывшей поток нефти ($\rho_0 = 840$ кг/м^3; $K = 1{,}2\cdot10^9$ Па) транспортируемой с расходом 1300 м^3/ч в трубопроводе ($D = 530$ мм; $\delta = 8$ мм; $E = 2\cdot10^{11}$ Па).*

Решение. Находим скорость u_0 течения нефти:

$$u_0 = 4Q/\pi d_0^2 = 4\cdot1300/(3{,}14\cdot0{,}514^2\cdot3600) \cong 1{,}74 \text{ м/с}.$$

По формуле (12.7) находим скорость волн давления

$$c = \frac{1}{\sqrt{\frac{840}{1{,}2\cdot10^{9}} + \frac{840\cdot0{,}514}{2\cdot10^{11}\cdot0{,}01}}} \cong 1045 \text{ м/с}.$$

По формуле (12.6) рассчитываем Δp:

$\Delta p = -840\cdot1{,}74\cdot1045 \cong -1{,}53\cdot10^{6}$ Па или ≈−15,6 атм.

Если давление в месте установки задвижки было ниже ≈15 атм, то нефть за задвижкой может вскипеть, поскольку давление в ней снизится до упругости насыщенных паров. В этом случае за задвижкой образуется парогазовая полость.

12.3. РАСЧЕТ НЕСТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ НЕФТЕПРОВОДА

К наиболее распространенным режимам нестационарной работы нефтепровода относятся:

режим, возникающий в трубопроводе при пуске или остановке перекачивающей станции;

режим, возникающий в трубопроводе при включении или отключении одного из насосных агрегатов;

режим частичного или полного перекрытия трубопровода задвижкой;

режим начала путевых сбросов или подкачек нефти, включения лупингов, отводов и перемычек и т.п.;

различные аварийные ситуации, связанные, в частности, с разрывом трубопровода.

Расчет нестационарных режимов работы нефтепровода осуществляется на базе дифференциальных уравнений, выражающих законы сохранения массы и количества движения транспортируемой нефти, а также начальных и краевых условий, моделирующих взаимодействие трубопровода с установленным на нем оборудованием и отражающих причину возникновения нестационарного процесса.

12.3.1. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЕ УРАВНЕНИЯ НЕСТАЦИОНАРНОГО ДВИЖЕНИЯ НЕФТИ

Таких уравнений два. Первое из них — уравнение неразрывности потока, выражающее ***закон сохранения массы*** транспортируемой нефти (рис. 12.3).

Запишем закон сохранения массы транспортируемой нефти, читающийся так: *изменение массы нефти между произвольными сечениями* x *и* $x + \Delta x$ *нефтепровода равно разности масс нефти, втекающей и вытекающей из сегмента трубопровода между этими сечениями.* На математическом языке это записывается в виде уравнения:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho S dx)dt = (\rho u S\big|_x - \rho u S\big|_{x+\Delta x})dt,$$

в котором нижний индекс показывает, в каком сечении берутся соответствующие параметры течения.

Поскольку с точностью до малых высшего порядка

$$\rho u S\big|_x - \rho u S\big|_{x+\Delta x} \cong -\frac{\partial(\rho u S)}{\partial x}dx,$$

то получаем первое дифференциальное уравнение:

$$\frac{\partial \rho S}{\partial t} + \frac{\partial(\rho u S)}{\partial x} = 0, \qquad (12.8)$$

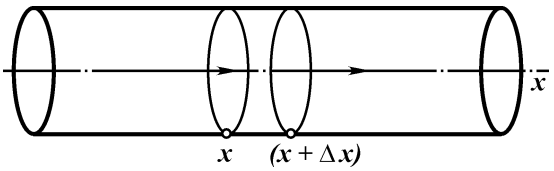


Рис. 12.3. К выводу уравнений нестационарного движения

в котором $\rho(x, t)$; $u(x, t)$; $S(x, t)$ — неизвестные функции от x и t. Конечно, величины $\rho(x, t)$ и $S(x, t)$ близки к своим невозмущенным значениям ρ_0 и S_0, но учет возникающих отклонений абсолютно необходим для расчетов. Кроме того, если процесс течения — стационарный, то производная по времени в (12.8) равна нулю, и из уравнения следует, что $\rho u S = \text{const}$, т.е. массовый расход нефти постоянен по длине трубопровода.

Второе уравнение — это ***уравнение движения нефти***, выражающееся вторым законом Ньютона. Для удобства его можно сформулировать так: *изменение количества движения нефти между произвольными сечениями x и $x + \Delta x$ нефтепровода равно разности количеств движения нефти, приносимых в этот объем и уносимых из него вместе с течением, плюс импульс всех внешних сил, действующих на выделенный объем нефти.* На математическом языке это записывается в виде уравнения:

$$\frac{\partial}{\partial t}(u\rho S dx)dt = [(u\rho uS)|_x - (u\rho uS)|_{x+\Delta x}]dt +$$

$$+ [(pS|_x - pS|_{x+\Delta x}) + pdS - \rho g \sin\alpha(x) S dx - \pi d\tau_w dx]dt.$$

В правой части этого уравнения стоят: разность количеств движения нефти, приносимых в рассматриваемый объем и уносимых из него вместе с потоком нефти за время dt; импульс сил давления, действующих в торцевых сечениях рассматриваемого объема; осевая составляющая (pdS) сил реакции боковой стенки; осевая составляющая $\rho g \sin\alpha$ сил тяжести; $\alpha(x)$ — угол наклона оси нефтепровода к горизонту; $\sin\alpha = dz/dx$; осевая составляющая $\pi d\tau_w dx$ касательных сил трения на внутренней поверхности трубопровода; τ_w — напряжение сил трения.

Выполнив математические преобразования, получим дифференциальное уравнение движения нефти:

$$\frac{\partial \rho uS}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial x}[u\rho uS] = -S\frac{\partial p}{\partial x} - \rho g S \sin\alpha(x) - \pi d\tau_w. \qquad (12.9)$$

Допущения и упрощения. При рассмотрении нестационарных течений нефти принимаются следующие допущения и делаются следующие упрощения:

нефть считается слабо сжимаемой жидкостью. Отсюда принимается, что $\rho = \rho_0 + \Delta\rho$, где $\Delta\rho \ll \rho_0$ и во всех коэффициентах плотность нефти заменяется ее невозмущенным значением;

площадь сечения стального нефтепровода изменяется крайне незначительно $S = S_0 + \Delta S$, где $\Delta S \ll S_0$ и во всех коэффициентах площадь сечения трубопровода заменяется ее невозмущенным значением;

значением скоростного напора пренебрегают по сравнению с пьезометрическим напором: $u^2 \ll p/\rho$;

принимается так называемая *гипотеза квазистационарности* трения, согласно которой τ_w, представленное формулой $C_w\rho u^2/2$ (где C_w – коэффициент трения или множитель Фанинга), выражается через коэффициент λ гидравлического сопротивления:

$$\tau_w = \frac{\lambda(\varepsilon,\ \mathrm{Re})}{8}\rho u^2 \text{ (т.е. } C_w = \lambda/4),$$

причем для зависимости λ от своих параметров используются формулы (8.7)–(8.11), справедливые, строго говоря, только для стационарного течения.

С учетом названных допущений уравнение (12.8) преобразуется сначала к виду:

$$\left(S_0\frac{\partial\rho}{\partial p} + \rho_0\frac{\partial S}{\partial p}\right)\frac{\partial\rho}{\partial t} + \rho_0 S_0\frac{\partial u}{\partial x} = 0,$$

а с учетом формул (12.2), (12.4) и (12.7) – к виду

$$\frac{\partial\rho(x,\ t)}{\partial t} + \rho_0 c^2\frac{\partial u(x,\ t)}{\partial x} = 0. \qquad (12.10)$$

Уравнение (12.9) также упрощается и принимает вид:

$$\rho_0\frac{\partial u(x,t)}{\partial t} = -\frac{\partial p(x,t)}{\partial x} - \rho_0 g\sin\alpha(x) - \lambda(\varepsilon,\ \mathrm{Re}) = \frac{1}{d_0}\frac{\rho_0 u^2(x,t)}{2}. \qquad (12.11)$$

Таким образом, приходим к основной системе двух дифференциальных уравнений (12.10) и (12.11) с частными производными, используемых для расчета двух неизвестных функций $p(x, t)$ и $u(x, t)$:

$$\begin{cases} \dfrac{\partial \rho}{\partial t} + \rho_0 c^2 \dfrac{\partial u}{\partial x} = 0; \\ \rho_0 \dfrac{\partial u}{\partial t} + \dfrac{\partial \rho}{\partial x} = -\varphi(u, x), \end{cases} \tag{12.12}$$

где $\varphi(x, t) = \rho_0 g \sin\alpha(x) + \lambda(\varepsilon, \mathrm{Re})\rho_0 u^2/2d_0$.

Замечание. Если учесть, что $S_0 u(x, t) \cong Q(x, t)$; $\sin\alpha = dz/dx$ и $p/\rho_0 g + z = H(x, t)$, то систему уравнений, определяющих нестационарное течение нефти в трубопроводе, можно записать в терминах объемного расхода $Q(x, t)$ и напора $H(x, t)$:

$$\begin{cases} \dfrac{\partial H(x, t)}{\partial t} + \dfrac{\rho_0 c^2}{S_0} \dfrac{\partial Q(x, t)}{\partial x} = 0; \\ \dfrac{\partial Q(x, t)}{\partial x} + g S_0 \dfrac{\partial H(x, t)}{\partial t} = -\lambda \dfrac{Q^2(x, t)}{2 S_0 d_0}. \end{cases} \tag{12.13}$$

12.3.2. РАСЧЕТ НЕСТАЦИОНАРНЫХ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕПРОВОДАХ МЕТОДОМ ХАРАКТЕРИСТИК

Расчет нестационарных режимов работы нефтепровода более сложен, чем расчет стационарных режимов. Не существует простых алгебраических формул для вычисления параметров потока в нестационарных режимах хотя бы потому, что таких режимов существует бесчисленное множество. Поэтому расчеты нестационарных режимов работы нефтепровода, например, поименованных в начале этого параграфа, осуществляют численно с использованием компьютеров. Приведем один из эффективных алгоритмов расчета, основанный на *методе характеристик*.

Умножим второе уравнение системы уравнений (12.12) на c и сложим результат с первым уравнением. Получим

$$\left(\frac{\partial \rho}{\partial t} + c\frac{\partial p}{\partial x}\right) + \rho_0 c\left(\frac{\partial u}{\partial t} + c\frac{\partial u}{\partial x}\right) = -c\varphi.$$

Аналогичным образом после вычитания второго уравнения системы (12.12), умноженного на c, из первого получим

$$\left(\frac{\partial \rho}{\partial t} - c\frac{\partial p}{\partial x}\right) - \rho_0 c\left(\frac{\partial u}{\partial t} - c\frac{\partial u}{\partial x}\right) = c\varphi.$$

Если на плоскости переменных (x, t) рассмотреть прямые линии, которые определяются уравнениями

$$\frac{\partial x}{\partial t} = c,\ x - ct = \xi = \text{const};$$

$$\frac{\partial x}{\partial t} = c,\ x + ct = \eta = \text{const}$$

и которые называются *характеристиками системы дифференциальных уравнений* (12.12), можно заметить, что для любого параметра $A(x, t)$:

$$\frac{\partial A}{\partial t} + c\frac{\partial A}{\partial x} = \left(\frac{\partial A}{\partial t}\right)_{\xi=\text{const}}.$$

Это означает, что выражение, стоящее слева, есть *производная от функции* $A(x, t)$ *по направлению* первой характеристики (или, как говорят, производная **вдоль** характеристики $\xi = \text{const}$). Аналогично

$$\frac{\partial A}{\partial t} - c\frac{\partial A}{\partial x} = \left(\frac{\partial A}{\partial t}\right)_{\eta=\text{const}},$$

т.е. выражение, стоящее слева, есть производная от функции $A(x, t)$ по направлению второй характеристики (или **вдоль** направления $\eta = \text{const}$).

Используя понятие производной по направлению, полученные уравнения можно записать в следующем виде:

$$\left(\frac{dp}{dt}\right)_{\xi=\text{const}} + \rho_0 c\left(\frac{du}{dt}\right)_{\eta=\text{const}} = -c\varphi;$$

$$\left(\frac{dp}{dt}\right)_{\eta=\text{const}} - \rho_0 c\left(\frac{du}{dt}\right)_{\eta=\text{const}} = c\varphi$$

или

$$\begin{cases} \dfrac{d}{dt}(p + \rho_0 cu)_{\xi=\text{const}} = -c\varphi; \\ \dfrac{d}{dt}(p - \rho_0 cu)_{\eta=\text{const}} = c\varphi. \end{cases} \qquad (12.14)$$

Система (12.14) называется характеристической формой системы уравнений (12.12).

Если $\varphi = 0$, то правые части уравнений в (12.14) равны нулю. Это означает, что вдоль характеристики положительного наклона ($dx/dt = c$) сохраняется величина $l_1 = p_0 + \rho_0 cv$, а вдоль характеристики отрицательного наклона ($dx/dt = -c$) сохраняется величина $l_2 = p_0 + \rho_0 cv$. Величины l_1 и l_2 называются инвариантами Римана. Итак, при $\varphi = 0$, т.е. при отсутствии силы трения и скатывающей составляющей силы тяжести, вдоль характеристик положительного наклона сохраняется первый инвариант Римана, а вдоль характеристики отрицательного наклона — второй инвариант Римана.

При $\lambda \neq 0$ величины l_1 и l_2 не сохраняются на соответствующих характеристиках. Однако формулы (12.14) могут служить для расчета различных нестационарных режимов работы нефтепровода, особенно если использовать численные методы.

Пусть, например, в какой-либо момент времени t_m (в частности $t = 0$) в нефтепроводе известно распределение давлений и скоростей течения, т.е. функции $p = p(x, t_m)$ и $u = u(x, t_m)$. Дадим метод для расчета значений этих функций в следующий момент времени $t_{m+1} = t_m + \Delta t$, отстоящий от данного на величину Δt. Рассмотрим на плоскости переменных (x, t) прямоугольную сетку с шагом Δx по координате и $\Delta t = \Delta x/c$ по времени (рис. 12.4).

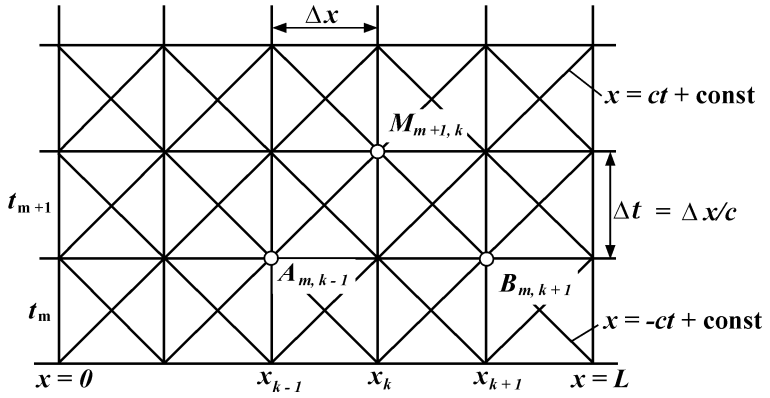


Рис. 12.4. Расчетная схема метода характеристик

Через узлы получившейся сетки проведем характеристики $x = ct + \text{const}$ и $x = -ct + \text{const}$ положительного и отрицательного наклонов соответственно. Непрерывное распределение искомых функций $p(x, t)$ и $u(x, t)$ заменим дискретными значениями $p_{m,k} = p(x_k, t_m)$ и $u_{m,k} = u(x_k, t_m)$ сеточных функций в узлах построенной сетки. Предположим, что все значения $p_{m,k}$ и $u_{m,k}$ известны в каком-нибудь слое $t = t_m$ и требуется найти значения сеточной функции при $t = t_{m+1}$, т.е. $p_{m+1,k}$ и $u_{m+1,k}$. Покажем как это сделать на примере произвольной точки $M(x_k, t_{m+1})$.

Заменим производные по направлению в уравнениях (12.14) конечными разностями вдоль характеристик AM и BM. Получим

$$\begin{cases} \left.\dfrac{\Delta(p + \rho_0 cv)}{\Delta t}\right|_{\xi=\text{const}} = -c\varphi_A; \\ \left.\dfrac{\Delta(p - \rho_0 cv)}{\Delta t}\right|_{\eta=\text{const}} = c\varphi_B, \end{cases}$$

где

$$\Delta(p + \rho_0 cu)\big|_{\xi=\text{const}} = (p_M + \rho_0 cu_M) - (p_A + \rho_0 cu_A);$$

$$\Delta(p - \rho_0 cu)\big|_{\eta=\text{const}} = (p_M - \rho_0 cu_M) - (p_B - \rho_0 cu_B).$$

Отсюда получаем систему уравнений для определения давления p_M и скорости жидкости u_M в точке M через известные величины этих параметров в точках A и B:

$$\begin{cases} p_M + \rho_0 cu_M = p_A + \rho_0 cu_A - \Delta t c\varphi_A; \\ p_M - \rho_0 cu_M = p_B - \rho_0 cu_B - \Delta t c\varphi_B, \end{cases}$$

или

$$\begin{cases} p_{m+1,k} + \rho_0 cu_{m+1,k} = p_{m,k-1} + \rho_0 cu_{m,k-1} - \Delta x\varphi_{m,k-1}; \\ p_{m+1,k} - \rho_0 cu_{m+1,k} = p_{m,k+1} - \rho_0 cu_{m,k+1} - \Delta x\varphi_{m,k+1}, \end{cases}$$

где φ_A, φ_B — значения функции φ, вычисленные по параметрам точек A и B соответственно. Из последней системы вычисляем значения $p_{m+1,k}$ давлений и $u_{m+1,k}$ скоростей потока нефти в трубопроводе в момент времени через значения этих же параметров в момент времени t_m:

$$\begin{cases} p_{m+1,k} = \dfrac{p_{m,k-1} + p_{m,k+1}}{2} + \rho_0 c \dfrac{u_{m,k-1} - u_{m,k+1}}{2} + \\ + \dfrac{\Delta x}{2}(\varphi_{m,k+1} - \varphi_{m,k-1}); \\ u_{m+1,k} = \dfrac{p_{m,k-1} - p_{m,k+1}}{2\rho_0 c} - \dfrac{u_{m,k-1} + u_{m,k+1}}{2} - \dfrac{\Delta x}{2\rho_0 c}(\varphi_{m,k+1} + \varphi_{m,k-1}). \end{cases} \quad (12.15)$$

Таким образом, рекуррентные формулы (12.15) в принципе решают поставленную задачу о расчете нестационарных процессов в нефтепроводе, поскольку позволяют рассчитать значения давлений и скоростей течения в *последующий* момент времени по известным значениям этих параметров в *предыдущий* момент времени. Так как за первый предыдущий момент времени можно взять начальное состояние потока (т.е. значения давлений и скоростей течения в момент времени, принимаемый за начальный $t = 0$), то вычисляя по формулам (12.15) шаг за шагом значения этих величин в последующие моменты времени, можно рассчитать параметры потока в произвольный момент времени и затем найти все интересующие нас технологические параметры нестационарного режима.

12.3.3. НАЧАЛЬНЫЕ И КРАЕВЫЕ УСЛОВИЯ; УСЛОВИЯ СОПРЯЖЕНИЯ

Пусть исследуется нестационарный режим работы участка нефтепровода протяженностью $L(0 \le x \le L)$ начиная с некоторого момента $t = 0$, принимаемого за начальный. Тогда для того чтобы узнать, как будет развиваться нестационарный процесс в трубопроводе, необходимо иметь информацию о двух принципиально важных моментах:

каково было исходное состояние участка нефтепровода;

что происходит на краях участка (т.е. в сечениях $x = 0$ и $x = L$).

Первая информация определяется так называемым *начальным* условием, а вторая — *краевыми*.

Заметим, что формулы (12.15) позволяют определить значения p_M и u_M в произвольной точке полосы $0 < x < L$, $t > 0$, определяющей участок трубопровода за исключением его начального ($x = 0$) и конечного ($x = L$) сечений. Кроме того, для расчета необходимы значения давления и скорости в начальный момент времени $t_{m=1} = 0$.

Начальные условия. Состояние участка нефтепровода в начальный момент времени может быть достаточно произвольным, но очень часто в качестве начального состояния берется стационарный режим перекачки, в котором известны распределения напора и расхода.

Пусть, например, в стационарном режиме перекачки известны расход нефти $Q = Q(x, 0) = Q_0$ и распределение напора $H(x, 0) = H_0 - ix$, где $H_0 = H(0, 0)$ — напор в начале рассматриваемого участка, а i — гидравлический уклон, $i = (H_0 - H_к)/L$ (здесь $H_к$ — напор в конце участка). Тогда начальные условия для расчета нестационарного режима можно взять следующими:

$$u(x, 0) = Q_0/S_0 = \text{const}; \; p(x, 0) = \rho_0 g[H_0 - ix - z(x)]$$

или

$$u_{1,k} = Q_0/S_0; \; p_{1,k} = \rho_0 g(H_0 - ix_k - z_k), \qquad (12.16)$$

где $k = 1, 2, ..., N+1$; $x_k = (k - 1)\Delta x$; $x_1 = 0$; $\Delta x = L/N$, где N — число частей, на которое разбивают участок нефтепровода ($x_{N+1} = L$); $z_k = z(x_k)$.

Краевые (граничные) условия. Для нахождения значений p_M и u_M в концевых сечениях необходимо использовать краевые или, как их еще называют, *граничные* условия. Обратимся к рис. 12.4, 12.5 и 12.6.

В левое сечение ($x_1 = 0$) приходит только одна характеристика отрицательного наклона, поэтому для однозначного определения параметров $p_{m+1,1}$ и $u_{m+1,1}$ в точках $M(0, t)$ левой границы необходимо иметь еще одну связь (алгебраическую или дифференциальную) между этими параметрами. В простейшем, но практически важном случае, такой связью может быть $(Q-H)$-характеристика перекачивающей станции,

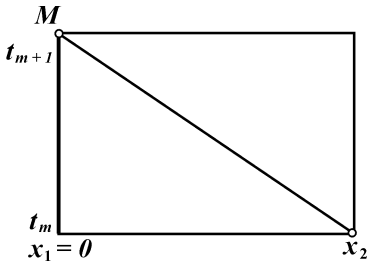


Рис. 12.5. Краевые условия в начале участка нефтепровода

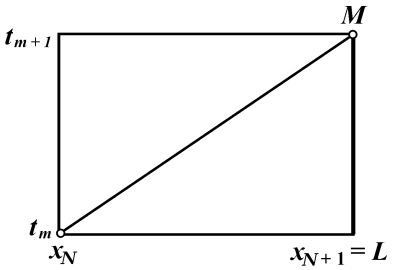


Рис. 12.6. Краевое условие в конце участка нефтепровода

которая может быть представлена связью давления $p_{н} = p(0, t)$ в линии нагнетания и скорости $u = u(0, t)$ перекачки: $p_{н} = p_{в} + F(u)$ перекачивающей станции, после того как на ней произошло то или иное изменение. Например, первоначально станция работала с одним набором перекачивающих агрегатов — этому режиму соответствовало начальное состояние (12.16), а начиная с момента времени $t = 0$, станция перешла к работе в другом режиме, с иным набором перекачивающих агрегатов — ему стала соответствовать другая характеристика, а именно $p_{н} = p_{в} + F(u)$. Или станция остановилась вовсе — тогда для всех $t > 0$ можно положить условие $u = 0$*, и т.д. Рис. 12.5 поясняет систему алгебраических уравнений, которая служит для моделирования левого краевого условия:

$$\begin{cases} p_{m+1,1} - \rho_0 c u_{m+1,1} = p_{m,2} - \rho_0 c u_{m,2} + \Delta x \varphi_{m,2}; \\ p_{m+1,1} = p_{в} + F(u_{m+1,1}). \end{cases} \tag{12.17}$$

Система уравнений (12.17) служит для расчета значений $p_{m+1,1}$ давления и $u_{m+1,1}$ скорости нефти в начальном сечении участка трубопровода; здесь давление в линии всасывания.

В правое сечение ($x_{N+1} = L$) участка нефтепровода приходит также только одна характеристика, но уже положительного наклона, поэтому для однозначного определения параметров $p_{m+1,N+1}$, и $u_{m+1,N+1}$ в точках правой границы участка необходимо иметь еще одну связь (алгебраическую или дифференциальную) между этими параметрами. В частности, такая связь может быть представлена зависимостью $p(L, t) = \Phi[u(L, t)]$ давления от скорости (расхода) в конце участка. В более простом случае в конце участка можно задать давление $p_{m+1,N+1} = p_{к}$ или скорость (расход) $u_{m+1,N+1} = Q_{к}/S_0$ течения. Рис. 12.6 поясняет систему алгебраических уравнений, которая служит для моделирования правого краевого условия:

$$\begin{cases} p_{m+1,N+1} + \rho_0 c u_{m+1,N+1} = p_{m,N} + \rho_0 c u_{m,N} - \Delta x \varphi_{m,N}; \\ p_{m+1,N+1} = \Phi(u_{m+1,N+1}). \end{cases} \tag{12.18}$$

Система уравнений (12.18) служит для расчета значений $p_{m+1,N+1}$ давления и $u_{m+1,N+1}$ скорости нефти в конечном сечении участка трубопровода.

Условия сопряжения. Если устройства, являющиеся при-

*Это условие весьма приближенно описывает процесс остановки станции; на самом деле необходимо учитывать инерционный выбег насосов (см. далее).

чиной нестационарного процесса, находятся внутри участка нефтепровода, например, в сечении x_*, $0 < x_* < L$, то в этой точке может существовать разрыв непрерывности гидравлических параметров. Этот разрыв определяет дополнительные условия, называемые *условиями сопряжения*.

Пусть, например, в сечении x_* нефтепровода происходит сброс или подкачка нефти с расходом $q (q < 0$ — сброс, $q > 0$ — подкачка). Тогда такое сечение характеризуется непрерывностью давления и разрывом расхода. Если обозначать параметры течения перед сбросом или подкачкой буквами с индексом "$-$", а за ним — буквами с индексом "$+$", то в сечении x_* должны выполняться условия

$$p^+(x_*, t) = p^-(x_*, t); \; Q^+(x_*, t) - Q^-(x_*, t) = q. \qquad (12.19)$$

Тогда для вычисления трех неизвестных параметров $p_{m+1,k}$, $u^+_{m+1,k}$, $u^-_{m+1,k}$ нестационарного течения в сечении $x_* = x_k$ используется система трех линейных уравнений

$$\begin{cases} p_{m+1,k} + \rho_0 c u^-_{m+1,k} = p_{m,k-1} + \rho_0 c u_{m,k-1} - \Delta x \varphi_{m,k-1}; \\ p_{m+1,k} - \rho_0 c u^+_{m+1,k} = p_{m,k+1} - \rho_0 c u_{m,k+1} + \Delta x \varphi_{m,k+1}; \\ u^+_{m+1,k} - u^-_{m+1,k} = q/S_0, \end{cases}$$

в которых $p^+_{m+1,k} = p^-_{m+1,k} = p_{m+1,k}$.

Если в сечении $x_* = x_k$ установлена закрывающаяся или открывающая задвижка, то ее работа моделируется условиями сопряжения

$$u^+(x_*, t) = u^-(x_*, t); \; p^-(x_*, t) - p^+(x_*, t) = \varsigma(t)\frac{\rho_0 u^2(x_*, t)}{2}, \qquad (12.20)$$

где $\varsigma(t)$ — изменяющийся в процессе закрытия или открытия коэффициент местного сопротивления задвижки. Первое из условий (12.20) означает непрерывность расхода, второе — разрыв давления по разные стороны задвижки. В конечно-разностном виде задвижка моделируется системой трех уравнений

$$\begin{cases} p^-_{m+1,k} + \rho_0 c u_{m+1,k} = p_{m,k-1} + \rho_0 c u_{m,k-1} - \Delta x \varphi_{m,k-1}; \\ p^+_{m+1,k} - \rho_0 c u_{m+1,k} = p_{m,k+1} - \rho_0 c u_{m,k+1} + \Delta x \varphi_{m,k+1}; \\ p^+_{m+1,k} - p^-_{m+1,k} = \varsigma(t_{m+1}) \rho_0 u^2_{m+1,k}/2; \end{cases}$$

$$\begin{cases} p^{-}_{m+1,k} + \rho_0 c u_{m+1,k} = p_{m,k-1} + \rho_0 c u_{m,k-1} - \Delta x \varphi_{m,k-1}; \\ p^{+}_{m,k+1} - \rho_0 c u_{m,k+1} = p_{m,k+1} - \rho_0 c u_{m,k+1} + \Delta x \varphi_{m,k+1}; \\ p^{+}_{m+1,k} - p^{-}_{m+1,k} = \varsigma(t_{m+1}) \rho_0 u^2_{m+1,k}/2, \end{cases}$$

в которых $u_{m+1,k} = u^{+}_{m+1,k} = u^{-}_{m+1,k}$, для определения трех неизвестных параметров $p^{+}_{m+1,k}$, $p^{-}_{m+1,k}$, $u_{m+1,k}$.

12.3.4. РАСЧЕТ НЕСТАЦИОНАРНЫХ ПРОЦЕССОВ С УЧЕТОМ ИНЕРЦИОННЫХ СВОЙСТВ РОТОРА НАСОСНОГО АГРЕГАТА

Более сложным видом краевого условия в начальном сечении участка нефтепровода является система уравнений, моделирующая работу центробежного агрегата с учетом инерционных свойств его ротора. В этих процессах изменяются напорно-расходные характеристики центробежного нагнетателя. Пусть J — момент инерции ротора насосного агрегата, а ω — его угловая скорость. Вращение ротора описывается обыкновенным дифференциальным уравнением

$$J \frac{d\omega}{dt} - M_{\text{вр}} - M_{\text{н}}, \tag{12.21}$$

в котором $M_{\text{вр}}$ — момент сил на валу ротора (вращательный момент, развиваемый приводом); $M_{\text{н}}$ — момент нагрузки, т.е. момент сил сопротивления вращению вала ротора.

Если насос работает в стационарном режиме с постоянной частотой ω_0 вращения вала ротора, то выполняется равенство $M_{\text{вр}} = M_{\text{н}}$. Поскольку мощность N насоса, с одной стороны, представляется как $M_{\text{вр}}\omega_0$, а с другой — согласно (8.25) она равна $\rho_0 g \Delta H Q/\eta$, то имеют место равенства

$$M_{\text{н}} = M_{\text{вр}} = \frac{S_0 \Delta p_{\omega_0} u}{\eta} \frac{1}{\omega_0},$$

где Δp_{ω_0} — дифференциальное давление, развиваемое насосом при частоте вращения его ротора, равной ω_0; $u = Q/S_0$ — скорость транспортировки нефти.

Если предположить далее, что в нестационарном режиме работы частота ω вращения ротора насоса изменяется, но полученная для момента $M_{\text{н}}$ сил нагрузки формула сохраня-

ется в общем случае, то дифференциальное уравнение (12.21) вращения ротора можно представить в виде:

$$J\frac{d\omega}{dt} = M_{\text{вр}} - \frac{S_0\Delta p_\omega u}{\eta}\frac{1}{\omega_0}, \tag{12.22}$$

где Δp_ω — дифференциальное давление, развиваемое насосом при частоте вращения его ротора, равной ω. Если $M_{\text{вр}} = \text{const}$, то краевое условие в начальном сечении нефтепровода можно представить системой уравнений:

$$\text{при } x = 0 \text{ и } t > 0: \begin{cases} J\dfrac{d\omega}{dt} = M_{\text{вр}} - \dfrac{S_0(\omega/\omega_0)^2\Delta p_\omega u}{\eta}\dfrac{1}{\omega}; \\ \Delta p_\omega = (\omega/\omega_0)^2 F(u\omega_0/\omega), \end{cases} \tag{12.23}$$

где $\Delta p_\omega = p(0, t) - p_{\text{в}}$ — дифференциальное давление, развиваемое насосом; $\Delta p_{\omega_0} = F(u)$ — его гидравлическая характеристика; $u = u(0, t)$.

Условия (12.23) представляют собой систему двух уравнений, связывающую три неизвестные в начальном сечении функции: $\omega(0, t)$, $p(0, t)$, $u(0, t)$. Если к этим уравнениям добавить условие на характеристике (12.17) отрицательного наклона, приходящей в начальное сечение нефтепровода

$$p(0, t) - \rho_0 c u(0, t) = p(\Delta x, t - \Delta t) - \rho_0 c u(\Delta x, t - \Delta t) +$$

$$+ \Delta x\varphi(\Delta x, t - \Delta t),$$

то получим систему уравнений, достаточную для определения все трех неизвестных функций.

Алгоритм расчетов. Пусть, например, требуется рассчитать режим работы нефтепровода, состоящего из двух последовательных участков, возникающий при отключении промежуточной перекачивающей станции ($x = L_1$) (рис. 12.7). И пусть начальное состояние обоих участков нефтепровода известно, т.е. известны давления $p_{1,k}$ и скорости $u_{1,k}$ во всех сечениях нефтепровода при $t = 0$ (см. формулу (12.16)).

Рассмотрим нестационарный процесс, возникающий в нефтепроводе после отключения (при $t = 0$) промежуточной перекачивающей станции, работавшей до этого с постоянной частотой ω_0. Отключение станции моделируется тем, что вращательный момент $M_{\text{вр}}$ привода насоса в уравнениях (12.21)—(12.23) полагается равным нулю: $M_{\text{вр}} = 0$ при $t > 0$.

Предположим далее, что известны давления $p_{m,k}$ и скоро-

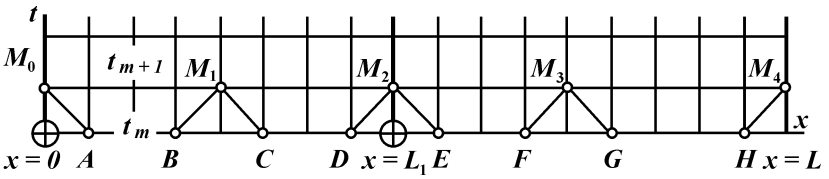


Рис. 12.7. К алгоритму расчета

сти $u_{m,k}$ во всех узлах (x_k, t_m) m-го временного слоя, покажем, как определяются значения $p_{m+1,k}$, $u_{m+1,k}$ следующего, $(m+1)$-временного слоя ($t_{m+1} = t_m + \Delta t$).

В начальном сечении $x = 0$ (точка M_0) значения $p_{m+1,1}$, и $u_{m+1,1}$ неизвестных функций находятся с помощью формул (12.17), учитывающих левое краевое условие, конкретно, работу первой перекачивающей станции.

Во всех *регулярных* узлах M_1 первого участка нефтепровода значения $p_{m+1,k}$, $u_{m+1,k}$ рассчитываются по формулам (12.15).

Особым способом рассчитываются значения параметров в сечении $x = L_1$, точка $M_2(x_s = L_1, t)$, в котором установлена промежуточная перекачивающая станция. Для расчета используется система четырех алгебраических уравнений:

$$\begin{cases} p^-_{m+1,s} + \rho_0 c u_{m+1,s} = p_{m,s-1} + \rho_0 c u_{m,s-1} - \Delta x \varphi_{m,s-1}; \\ p^+_{m+1,s} - \rho_0 c u_{m+1,s} = p_{m,s+1} - \rho_0 c u_{m,s+1} + \Delta x \varphi_{m,s+1}; \\ p^+_{m+1,s} - p^-_{m+1,s} = (\omega_{m+1}/\omega_0^2) F(u_{m+1,s}\omega_0/\omega_{m+1}); \\ J(\omega^2_{m+1} - \omega^2_m) = -2S_0(\omega_m/\omega_0^2) F(u_{m,s}\omega_0/\omega_m) u_{m,s}/\eta\Delta t, \end{cases}$$

позволяющая определить четыре неизвестных параметра: $p^-_{m+1,s}$, $p^+_{m+1,s}$, $u_{m+1,s}$ и ω_{m+1}. Первые два уравнения представляют собой условия на приходящих в узел $M_2(x_s = t)$ характеристиках положительного (DM_2) и отрицательного (EM_2) наклонов; третье — $(p-u)$-гидравлическую характеристику перекачивающей станции при уменьшающемся числе оборотов насоса (от ω_0 при $t = 0$); четвертое — дифференциальное уравнение вращения ротора насоса, постепенно уменьшающего свою энергию (от значения $J\omega_0^2/2$) в процессе *выбега.* Обычно сначала разрешается последнее уравнение системы, а затем совместно решаются три первые уравнения.

Во всех *регулярных* узлах M_3 второго участка нефтепровода значения рассчитываются по формулам (12.15).

В конечном сечении $x = L$ (точка M_4) значения $p_{m+1,N+1}$ и $u_{m+1,N+1}$ неизвестных функций находятся с помощью формул (12.18), учитывающих правое краевое условие, например, постоянное давление в конце нефтепровода.

После того, как значения всех параметров потока в момент времени t_{m+1} найдены, процесс расчета повторяется снова для момента времени $t_{m+2} = t_{m+1} + \Delta t$ и т.д. Разумеется, подобные расчеты выполняются с помощью компьютеров.

13 ГЛАВА СИСТЕМЫ АВТОМАТИКИ И ТЕЛЕМЕХАНИЗИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫМИ НЕФТЕПРОВОДАМИ

Автоматизация и телемеханизация объектов магистральных нефтепроводов (МН) должны обеспечивать безопасную и безаварийную организацию эксплуатации их при оптимальном числе обслуживающего персонала.

Средства автоматизации магистральных нефтепроводов предназначены для контроля и управления объектами МН из операторной нефтеперекачивающей станции (НПС), местного диспетчерского пункта (МДП), районного диспетчерского пункта (РДП) или центрального диспетчерского пункта (ЦДП), а средства телемеханизации — для дистанционного управления технологическим оборудованием НПС и линейной части МН из РДП или ЦДП.

С развитием систем автоматизации и переходом на микропроцессорные системы автоматизации должны решаться задачи мониторинга значений технологических параметров и параметров состояния технологического оборудования, анализа режимов работы технологического оборудования в реальном масштабе времени.

13.1. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ АВТОМАТИЗАЦИИ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Система автоматизации объектов магистральных нефтепроводов предназначена для контроля, защиты и управления. Система автоматически должна обеспечивать автономное поддержание заданного режима и его изменение по командам оператора.

Система автоматизации магистральной насосной должна обеспечивать:

централизацию контроля и управления магистральной и подпорной насосной;

автоматическую защиту магистральной и подпорной насосной;

автоматическую защиту и управление магистральными и подпорными насосными агрегатами;

автоматическое регулирование давления;

автоматизацию вспомогательных систем;

автоматическое пожаротушение.

При размещении на общей площадке нескольких магистральных насосных следует совмещать для них решение задач автоматизации и телемеханизации, которое включает:

управление магистральными насосными агрегатами, вспомогательными системами, задвижками подключения НПС к магистральному нефтепроводу, задатчиками автоматических регуляторов давления и системой автоматического пожаротушения;

обеспечение измерения и регистрации давления на приеме и выходе НПС (до и после регуляторов давления), а также измерение перепада давления на фильтрах и температуры перекачиваемой нефти на приеме НПС;

срабатывание предупредительной и аварийной сигнализации;

управление задвижками устройства приема и пуска (пропуска) скребка и сигнализации положения задвижек;

переключение на управление из МДП или РДП.

К основным функциям системы автоматизации НПС относятся функции защиты, управления и контроля.

Остановимся на содержании функций защиты, которые реализуются на общестанционном и агрегатном уровне.

Общестанционные защиты должны отключать оборудование НПС по параметрам:

минимальное давление на приеме НПС;

максимальное давление в коллекторе НПС до узла регулирования давления;

максимальное давление на выходе НПС после узла регулирования давления;

максимальный перепад на регуляторе давления;

минимальное давление в системе маслоснабжения;

затопление помещения магистральных насосов (или общего укрытия);

пожар в помещениях со взрывоопасными зонами;

превышение допустимого уровня загазованности в помещениях со взрывоопасными зонами;

понижение давления в камерах беспромвальной установки;

достижение аварийного уровня нефти в резервуаре — сборнике утечек.

Агрегатные защиты должны отключать магистральные насосные агрегаты по параметрам:

минимальное давление масла (при принудительной системе смазки);

максимальная температура подшипников агрегата и корпуса насоса;

повышенная утечка нефти через уплотнения;

минимальное избыточное давление в корпусе электродвигателя;

максимальная вибрация;

неисправность цепей управления и защит электродвигателя;

иным параметрам, предусмотренным технической документацией заводов-изготовителей.

Ряд защитных функций выполняется с помощью автоматической защиты, в том числе: отключение работающих магистральных насосных агрегатов; включение (или отключение) вспомогательных систем; сигнализация о возникновении повреждения.

В зависимости от параметра, по которому сработала защита, она должна осуществлять одновременное отключение всех работающих агрегатов; поочередное отключение работающих агрегатов, начиная с первого по потоку нефти.

Для защиты магистрального трубопровода и магистральных насосных агрегатов по давлениям на приеме НПС, на выходе насосов и выходе НПС должны, как правило, применяться две защиты по давлениям. Эти защиты настраиваются на разные значения по давлениям (предельное и аварийное) и обеспечивают взаимное дублирование.

Защиты по аварийным давлениям должны предусматривать одновременное отключение всех работающих магистральных насосных агрегатов. Защиты по предельным давлениям должны воздействовать на отключение одного агрегата. При повторном достижении предельного параметра должно осуществляться отключение следующего агрегата и т.д.

Уставка защиты по предельному давлению на выходе насосной должна устанавливаться выше, чем задание регулятору давления на выходе насосной в установившемся режиме

(рабочего давления насосной) для обеспечения "зазора безопасности" при работе системы автоматического регулирования давления в допустимых пределах.

Разница уставок между защитами по предельному и аварийному давлению на выходе насосной должна обеспечивать селективность срабатывания защит.

Срабатывание автоматических защит по давлению на приеме насосной должно осуществляться с выбираемой (в пределах до 15 с) выдержкой времени, необходимой для исключения их срабатывания при прохождении воздушных пробок, запуске агрегатов, отключении агрегатов на соседних станциях и т.п. При отсутствии необходимого запаса по давлению допускается настройка датчиков защиты по давлению на приеме насосной на одинаковое значение давления и срабатывание защит с разными выдержками времени с интервалом 5—8 с.

При отключении по параметрам, отклонение которых от нормы вызвано изменениями режима в трубопроводе или перегрузкой энергосистемы, должна предусматриваться возможность повторного дистанционного пуска насосных агрегатов из МДП или РДП после выяснения причины нарушения режима. Для общестанционных защит должен осуществляться запрет дистанционного пуска магистральных насосных агрегатов из МДП и РДП с возможностью снятия блокировки по месту (из операторной). Этот запрет не должен препятствовать управлению вспомогательными системами и задвижками подключения насосной к магистрали.

Функции управления должны предусматривать возможность управления НПС из операторной, МДП и РДП. При этом магистральные насосные агрегаты могут работать в автоматическом (при пуске из операторной, МДП или РДП), резервном, кнопочном и испытательном режимах.

Пуск магистральных насосных агрегатов может осуществляться на открытую (полностью), закрытую и открывающуюся задвижку.

Функции контроля заключаются в следующем:

контроль за соответствием текущих значений основных технологических параметров значениям, предусмотренным правилам технической эксплуатации МН;

контроль за изменением состояния оборудования НПС, срабатывания защит, что должно сопровождаться звуковой и световой сигнализацией;

непрерывный мониторинг значений технологических параметров, параметров состояния оборудования.

13.2. АВТОМАТИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА И УПРАВЛЕНИЕ МАГИСТРАЛЬНЫМИ НАСОСНЫМИ АГРЕГАТАМИ

Управление магистральными насосными агрегатами может осуществляться в следующих режимах:

автоматический, в котором пуск или остановка агрегата происходит по программе при получении соответствующей команды непосредственно из операторной, МДП или пункта управления более высокого уровня;

резервный, в котором осуществляется автоматическое включение данного агрегата при отключении из-за неисправности одного из работавших насосных агрегатов устройствами защиты работавшего агрегата. При переводе агрегата в "резервный" режим должна быть выполнена часть программы запуска, предшествующая включению масляного выключателя;

кнопочный, в котором управление каждым элементом агрегата выполняется по индивидуальным командам из операторной или по месту;

испытательный, в котором проводится проверка работы схемы управления агрегатом без включения масляного выключателя (или приводов всех элементов магистрального насосного агрегата).

В зависимости от пусковых характеристик электродвигателя, схемы электроснабжения и системы разгрузки уплотнений могут применяться различные программы пуска, отличающиеся положением задвижки на выходе насоса в момент пуска основного электродвигателя:

на открытую (полностью) задвижку;

на закрытую задвижку;

на открывающуюся задвижку (задвижка стронулась с закрытого положения или находится в промежуточном положении).

Программа пуска "на открытую задвижку" является предпочтительной, так как обеспечивает наименьшие динамические нагрузки в трубопроводной обвязке агрегата и наименьшие хлопки обратных клапанов, установленных на обводной линии насосов. Программу рекомендуется применять, если пусковые характеристики электродвигателя и схема электроснабжения рассчитаны на соответствующие пусковые режимы.

Программа пуска "на закрытую задвижку" применяется,

если установленное электрооборудование не может обеспечить пуск на открытую задвижку.

Программа пуска "на открывающуюся задвижку" применяется, когда неприемлема программа "на открытую задвижку" и когда установленные у насоса задвижки имеют привод небольшой мощности и поэтому не могут быть открыты при перепаде давления, создаваемом насосным агрегатом при закрытой задвижке.

Программа автоматического отключения должна предусматривать остановку магистрального насосного агрегата, а также закрытие задвижек агрегата.

При срабатывании систем автоматической защиты магистральной насосной или магистрального насосного агрегата должна выполняться программа автоматического отключения магистральных насосных агрегатов, переведенных на автоматический и резервный режимы.

В схемах автоматики магистрального насосного агрегата рекомендуется предусматривать:

время задержки срабатывания защиты (по вибрации) на период переходного процесса при включении и отключении любого из магистральных насосных агрегатов (в пределах до 15 с);

прекращение программы пуска агрегата и остановку задвижек при получении команды на его отключение до завершения ранее выполнявшейся программы запуска;

отключение агрегата и выдачу аварийного сигнала при произвольном изменении положения любой из задвижек включенного агрегата, работающего в автоматическом или резервном режиме;

подачу команды на включение основного электродвигателя коротким импульсом длительностью 1 с;

постоянный контроль за исправностью цепей включения и отключения масляного выключателя;

перевод в другой режим управления без изменения состояния агрегата, если такое изменение не предусматривается при переводе в другой режим.

Для каждого магистрального насосного агрегата, кроме показывающих манометров, для контроля за давлением на приеме и выходе насоса следует устанавливать приборы контроля за давлением масла (при принудительной смазке), охлаждающей воды, а также кнопки аварийного отключения (при размещении насоса и электродвигателя в разных помещениях кнопки отключения устанавливают в обоих помещениях).

Аппаратура автоматики, устанавливаемая в операторной, может предусматривать:

сигнализацию состояния основного электродвигателя (включен, отключен) и параметров срабатывания автоматической защиты агрегата;

автоматическое управление агрегатом и перевод его в различные режимы работы;

измерение мощности, потребляемой электродвигателем (или силы тока), и длительности (в часах) работы агрегата;

контроль за температурой обмоток статора электродвигателя, подшипников насосного агрегата, охлаждающей воды (или воздуха), корпуса насоса, если это предусматривается документацией на агрегат.

Индикация состояния агрегата и режима его работы, наличия аварийного состояния осуществляется селективно, а остальную информацию допускается воспроизводить по вызову.

13.3. АВТОМАТИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА И УПРАВЛЕНИЕ ПОДПОРНЫМИ НАСОСНЫМИ АГРЕГАТАМИ

Система автоматизации подпорных насосных должна обеспечивать:

централизацию контроля и управления подпорной насосной;

автоматическую защиту подпорной насосной;

автоматическую защиту и управление подпорными насосными агрегатами;

автоматизацию вспомогательных систем.

При централизации контроля и управления следует предусматривать:

дистанционное управление каждым подпорным насосным агрегатом;

сигнализацию состояния агрегата (включен, отключен, аварийно отключен);

дистанционное управление задвижками на коллекторах подпорной насосной;

автоматическое включение резервного подпорного агрегата.

Система автоматической защиты подпорного насосного агрегата должна обеспечивать его остановку при неисправности. Объем параметров защиты определяется заводом-изготовителем агрегата (насоса и двигателя).

Система управления агрегатом должна предусматривать возможность управления агрегатом в автоматическом, резервном и испытательном (рекомендуется) режимах.

Автоматическое управление агрегатом должно предусматривать выполнение заданной программы его включения или отключения при получении соответствующей команды из пункта управления (операторной, МДП или РДП).

Последовательность выполнения программы при включении и отключении должна определяться исходя из особенностей конструкции агрегата и технологической схемы подпорной насосной.

При необходимости схема автоматического управления должна включать управление вспомогательными системами агрегата в нерабочем состоянии (подогрев масла, циркуляция нефти, опорожнение коллектора и т.п.).

У каждого подпорного насоса по месту должны устанавливаться показывающие манометры для контроля за давлением на выходе.

Конструкция отборных устройств для контроля за давлением подпорных насосов должна обеспечивать их работоспособность при низких температурах окружающего воздуха.

13.4. АВТОМАТИЗАЦИЯ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ

Система автоматизации вспомогательных сооружений включает автоматизацию систем водоснабжения, канализации, теплоснабжения (котельной), а также автоматизацию дизельных электростанций (ДЭС).

Автоматизация вспомогательных систем имеет целью своевременное включение и отключение механизмов и, при необходимости, регулирование соответствующих параметров работы систем для обеспечения нормальных условий работы технологического оборудования.

Вспомогательные системы (смазки, охлаждения, вентиляции) являются общими для всех агрегатов, всегда работают при работающих магистральных и подпорных агрегатах, могут включаться одновременно одной командой. Их отключение может проводиться также общей командой и может выполняться автоматически после остановки всех агрегатов.

Одновременно с включением и отключением вспомога-

тельных систем может осуществляться открытие и закрытие задвижек подключения НПС к магистральному трубопроводу.

Системы вентиляции, служащие для создания подпора в помещениях, камерах или оборудовании, и системы приточной вентиляции для взрывоопасных помещений должны включаться перед пуском магистральных и подпорных насосных агрегатов.

При установке в помещениях со взрывоопасными зонами сигнализаторов загазованности с двумя пределами сигнализации при достижении первого (предельного) уровня загазованности должны включаться системы аварийной вентиляции и подаваться звуковой и световой сигналы.

При длительном сохранении концентрации выше предельного (порядка 10 мин) рекомендуется осуществлять отключение всех работающих насосных агрегатов.

В системе централизованной смазки рекомендуется предусматривать:

регулирование, измерение и сигнализацию температуры масла;

сигнализацию максимального и минимального уровней в баках маслосистемы;

сигнализацию максимального и минимального уровней в аккумулирующем баке при работе маслосистемы.

Насосы откачки утечек нефти могут управляться автоматически в зависимости от предельных уровней в резервуаре-сборнике. Автоматическое отключение насоса, откачивающего нефть из резервуара-сборника, может проводиться по минимальному уровню или через определенное время после включения. Аналогично может осуществляться автоматизация откачки утечек для подпорных насосных, резервуарных парков и т.д. На НПС без емкости следует учитывать блокировку запуска насоса, выполняющего откачку утечек на прием магистральной насосной, в случае, если давление в магистрали на приеме превышает максимальное давление, а также при отключении насосной от магистрали.

В системе откачки утечек рекомендуется предусматривать автоматическое включение резервного насоса параллельно основному, если через заданное время (порядка 1 мин) после запуска основного насоса уровень в сборнике не снизится.

Схема откачки утечек на НПС без емкости должна предусматривать контроль за аварийным максимальным уровнем в емкости сбора утечек с помощью самостоятельного датчика, несвязанного с предельными уровнями.

13.5. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОЖАРОТУШЕНИЕ

На всех НПС магистральных нефтепроводов должно предусматриваться автоматическое пожаротушение помещений со взрывоопасными зонами согласно СНиП 2.04.09–84.

Системы автоматического пожаротушения должны одновременно выполнять функции автоматической пожарной сигнализации.

Система автоматического пожаротушения должна включать:

автоматическую световую и звуковую сигнализацию в пункте управления и защищаемом помещении о возникновении пожара;

автоматическое, дистанционное и местное управление средствами автоматического пожаротушения;

автоматическую защиту помещений и оборудования по пожару – автоматическое отключение насосных агрегатов, закрытие задвижек подключения магистральной насосной к нефтепроводу или резервуарному парку, отключение системы вентиляции в защищаемом помещении и включение аварийной вентиляции при срабатывании газосигнализаторов согласно СНиП 2.04.05–91;

устройства переключения с автоматического пуска на ручной с соответствующей сигнализацией.

Селективная сигнализация пожара, дистанционное управление средствами автоматического пожаротушения должны предусматриваться в операторной (или МДП) с дублированием сигнализации о пожаре и срабатывании системы автоматического пожаротушения на пожарном посту.

Автоматическое пожаротушение помещений со взрывоопасными зонами может быть пенным или порошковым.

Автоматизация пенного пожаротушения должна включать:

автоматическое и дистанционное включение насосов раствора пенообразователя;

автоматический пуск рабочих насосов, в том числе и насосов-дозаторов;

автоматический пуск резервных насосов, в том числе и насоса-дозатора, в случае отказа пуска рабочего насоса (или рабочий насос не выходит на режим) в течение установленного времени;

автоматическое открытие запорной арматуры с электроприводом;

местное управление устройствами компенсации утечки

раствора пенообразователя и сжатого воздуха из трубопроводов и гидропневматических емкостей;

местное и дистанционное включение насосов;

отключение автоматического пуска насосов;

автоматический контроль за приборами, регистрирующими срабатывание узлов управления и формирующими импульс на включение пожарных насосов и насосов-дозаторов;

автоматический контроль за аварийным уровнем воды, пенообразователя в емкости, дренажном приямке;

контроль за исправностью звуковой и световой сигнализации в помещениях и на территории;

отключение звуковой сигнализации.

Формирование командного импульса автоматического пуска насоса-дозатора осуществляется элементами электроуправления, фиксирующими пуск пожарного насоса.

Автоматизация порошкового пожаротушения должна включать:

автоматический пуск системы;

отключение и восстановление режима автоматического пуска системы;

дистанционный пуск системы;

контроль за исправностью электрических цепей управления пиропатронами (определение обрыва);

контроль за давлением воздуха (азота) в баллонах;

контроль за световой и звуковой сигнализацией;

отключение звуковой сигнализации.

На объектах магистральных нефтепроводов должны применяться тепловые или световые датчики пожарной сигнализации (пожарные извещатели). Пожарные извещатели теплового типа (тепловые извещатели) должны иметь температуру срабатывания, на 20—40 °С превышающую максимальную температуру окружающего воздуха.

Датчики пожарной сигнализации в резервуарах должны устанавливаться рядом с пеногенераторами и их число соответствовать числу пеногенераторов. В каждой точке необходимо установить по два извещателя.

Запуск системы автоматического пожаротушения должен осуществляться при срабатывании двух датчиков пожарной сигнализации (пожарных извещателей). Эта схема может быть реализована двумя лучами, к которым подключены разные датчики, или с помощью пожарного концентратора, принцип действия которого позволяет определить число сработавших в луче датчиков.

Тепловые пожарные извещатели следует устанавливать на

потолке на расстоянии 100 – 300 мм от перекрытия, допускается подвеска извещателей на тросе. Кроме того, их необходимо монтировать в каждом отсеке потолка, ограниченном строительными конструкциями (балками, прогонами, ребрами плит и т.п.), выступающими от потолка на 0,4 м и более.

В одном помещении следует устанавливать не менее двух пожарных извещателей.

Система автоматического пенного пожаротушения должна предусматривать селективное управление запорными устройствами на линиях подачи пены к защищаемым объектам, а также задержку подачи пены на время, определяемое плавлением легкоплавких замков пенокамеры или соображениями техники безопасности.

Аппаратура автоматического управления насосами пожаротушения и запорными устройствами на пенопроводах может устанавливаться в помещении пожарных насосов или операторной (МДП) НПС.

Схемы управления насосами и запорными устройствами в системе автоматического пожаротушения могут предусматривать возможность независимого автоматического, дистанционного и местного управления.

Включение системы автоматического пожаротушения должно сигнализироваться в защищаемом помещении световым и звуковым сигналами. Световой сигнал должен устанавливаться в обслуживаемых помещениях в месте, доступном для обзора из любой точки помещения, а в необслуживаемых помещениях – перед входом в помещение.

При пожаротушении световой сигнал оповещения в виде надписи на световом табло "Пена – уходи" и звуковой сигнал оповещения должны выдаваться одновременно в пределах защищаемого помещения.

Система водоснабжения должна предусматривать автоматическую подачу воды в резервуары противопожарного запаса, а также закрытие задвижек на линиях подачи воды в систему производственно-технического водоснабжения при минимальном уровне в этих резервуарах и при включении пожарных насосов.

Дистанционный контроль за уровнем и температурой воды в наземных резервуарах противопожарного запаса воды и раствора пенообразователя может осуществляться сигнализацией предельных уровней в операторной (МДП).

В операторной (МДП) следует предусматривать световую сигнализацию:

положения задвижек на линиях подачи пены к защищаемым помещениям;

максимального и минимального давления в сети подачи воды при работе насосов пожаротушения;

работы и неисправности насосов системы автоматического пожаротушения;

предельных уровней и температуры воды в резервуарах противопожарного запаса воды и раствора пенообразователя;

отключения звуковой сигнализации о пожаре;

отключения автоматической подачи пены в насосную.

13.6. ОБЪЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ ОПЕРАТОРНОЙ (МДП)

Задачи управления, регулирования, измерения и сигнализации обычно решаются на уровне операторной (или МДП).

Объекты управления: магистральные и подпорные насосные агрегаты; подготовка насосной; насосы системы пожаротушения; задвижки узла подключения, резервуарного парка, узла учета, на линиях подачи пены; деблокировка сигналов защит по давлениям; аварийная остановка насосной.

Объекты регулирования — давление на приеме и выходе насосной.

Объекты измерения: давление на входе в резервуарный парк, приеме и выходе насосной, выходе насосов; расход по трубопроводу; параметры качества нефти (на станциях с емкостью); уровень нефти в резервуарах; давление на входе узла учета.

Объекты сигнализации: магистральные, подпорные насосные агрегаты (включен, готов к дистанционному запуску, авария, в резерве); подготовка насосной (включено); насосы системы пожаротушения (включено); задвижки узла подключения, резервуарного парка, узла учета, на линиях подачи пены (открыто, закрыто); скребок (принят, запущен); пожар в защищаемом помещении; загазованность насосной; затопление насосной; переполнение резервуаров-сборников; неисправность вспомогательных систем; неисправность вспомогательных сооружений; аварии вспомогательных систем и сооружений; повышенное давление в подводящем трубопроводе; срабатывание защиты по переливу; превышение расхода в резервуарном парке; предельный и аварийный уровни в

резервуарах; отключение параметров качества нефти; неисправность пункта учета нефти.

Система автоматизации также должна выполнять функции отображения и регистрации, расчета и анализа эксплуатационных параметров работы основного оборудования, документирования и архивации, связи.

13.7. ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Средства телемеханизации объектов магистральных нефтепроводов предназначены для обеспечения дистанционного управления технологическим оборудованием НПС из РДП или ЦДП.

Объектами телемеханизации МН являются магистральные насосные, подпорные насосные, оборудование инженерных сооружений и энергохозяйства.

Телемеханизация должна обеспечивать:

централизованный контроль за режимом работы нефтепровода для обеспечения его безаварийной работы и оптимизации режимов работы;

централизованное управление магистральными, подпорными агрегатами и задвижками;

централизованный сбор информации о возникновении аварийных ситуаций для сокращения времени локализации аварий;

централизованный сбор информации о режиме работ и техническом состоянии оборудования.

Системы телемеханики должны удовлетворять следующим требованиям:

телесигнализация аварийных сообщений и телеуправление магистральными, подпорными агрегатами и задвижками для локализации аварийных ситуаций должны иметь быстродействие в пределах 2—5 с;

цикл опроса телеизмерений состояния оборудования и режимов работы нефтепровода должен приниматься в пределах 20—40 с.

Объектами телемеханизации являются: магистральные и подпорные насосные; вспомогательные системы; резервуарные парки; узлы учета нефти; узлы приема и пуска (пропуска) устройств очистки и диагностики трубопровода; энергохозяйство.

Система телемеханики НПС должна выполнять следующие функции:

контроль за состоянием магистральных и подпорных насосных агрегатов, положением запорной арматуры и изменением ее состояния, срабатыванием аварийных защит, отключением электропитания и переходом на резервное питание, переходом на местное управление, подготовкой магистральных и подпорных насосных агрегатов к дистанционному управлению, подготовкой задвижек к дистанционному управлению, приемом и пуском устройств очистки и диагностики;

управление оборудованием НПС (магистральная насосная, вспомогательные системы, подпорная насосная, узлы приема и пуска (пропуска) устройств очистки и диагностики, резервуарный парк);

измерение посредством датчиков давления, датчиков температуры и вибрации, средств измерения электрических параметров (силы тока, напряжения, мощности);

обмен информацией с уровнем РДП по телемеханическим протоколам, а также с системой автоматики по стандартным интерфейсам.

13.8. ИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА ОАО "АК "ТРАНСНЕФТЬ"

Информационная система ОАО "АК "Транснефть" в настоящее время представляет набор программных комплексов, каждый из которых используется для организации информационного обеспечения в своей процессной области. Все программные комплексы (кроме финансово-экономического блока и управления персоналом) располагаются на трех уровнях: ОАО "АК "Транснефть"; ОАО МН, районное нефтепроводное управление (РНУ).

Между уровнями происходит обмен данными как сверху вниз, так и снизу вверх, т.е. исходные данные, формируемые на уровне РНУ, собираются в МН и затем сходятся на уровне АК. С уровня АК происходит репликация обработанной информации.

Рассмотрим отдельные программные комплексы, составляющие информационную систему АК "Транснефть".

Автоматизированная система контроля и иполнения договоров (АСКИД) предназначена для оперативного учета и ведения документов различных видов, подготовки отчетов, сопровождающих процессы приема, транспортировки и сдачи

нефти, а также для решения специальных задач, обеспечивающих мониторинг и управление указанными процессами (табл. 13.1).

Система диспетчерского контроля и управления (СДКУ) предназначена для обеспечения диспетчерского контроля над технологическим процессом транспортировки нефти, а также для управления технологическим процессом и предоставления информации о его состоянии другим информационным системам. Система работает на трех основных уровнях: центральный диспетчерский центр (ЦДЦ), территориальный диспетчерский центр (ТДЦ), региональный диспетчерский центр (РДЦ) (табл. 13.2).

Таблица 13.1

Основные функции системы и подразделения, где эти функции используются

Функция	Подразделение
Ведение справочников: организации, маршруты, тарифы, служебная информация	АК, ОАО, РНУ, ПСП
Ведение и учет договоров с грузоотправителями в АК, передача договоров в АО. Заключение договоров подряда (АК с АО)	АК, ОАО
Ведение маршрутных поручений (МП), оперативный контроль и учет их выполнения	АК, ОАО, РНУ, ПСП
Формирование и учет заданий на платеж	АК
Учет движения нефти в валовых показателях (оперативный учет, товарный учет, инвентаризация по результатам месяца)	АК, ОАО, РНУ, ПСП
Учет качества нефти (реализовано в подзадаче АСКАН)	РНУ, ПСП
Формирование "баланса нефтепроизводителя" по каждому ОАО и АК (учет сдачи, приема, остатков нефти)	АК, ОАО, РНУ, ПСП
Формирование "Актов сверки" по МП и грузоотправителям в целом	АК
Подготовка "Актов выполненных услуг по договору подряда", счетов фактур и "Электронных карточек на перекачку партии нефти". Расчет налогов	АК
Контроль взаиморасчетов, выявление задолженности.	АК
Подготовка реестров реализации	
Визуализация данных валового учета перекачанной нефти	АК, ОАО, РНУ

Таблица 13.2

Основные функции системы и подразделения, где эти функции используются

Функция	Подразделение
Сбор сигналов от датчиков	МДП
Отображение состояния объектов на мнемосхемах	ЦДЦ, ТДЦ
Дистанционное управление агрегатами НПС	МДП, РДЦ, ТДЦ

РДЦ получает данные системы телемеханики на линейных участках трубопроводов. Далее полученные данные аккумулируются и периодически передаются в ТДЦ и ЦДЦ. Управление отдельными системами линейных участков возможно с любого уровня, но реально осуществляется только в РДЦ.

Систему "СКУТОР" можно представить как единую справочную систему с базой данных по всей инфраструктуре ОАО "АК "Транснефть", ориентированную на управление техническим обслуживанием и ремонтом объектов нефтепроводов и решение специфических расчетных задач, связанных с этими процессами.

Система "СКУТОР" обеспечивает:

обобщенное, схематическое изображение сети трубопроводов с нанесенными на нее основными объектами и сооружениями, обеспечивающими транспорт нефти (нефтепровода, НПС, РП);

возможность детализации и вызова технологических схем и соответствующих объектов транспорта нефти путем выбора их на схеме;

получение справочных (паспортных) данных по объектам, в том числе и по соответствующим элементам схем;

расчет статического и динамического стока нефти;

получение отчетных форм и экспорт данных.

Основные функции системы:

1. Получение справочной информации (в том числе и в графическом виде) по следующим элементам инфраструктуры:

вдольтрассовые сооружения;

внутритрубные обследования;

грунты;

документы — схемы, акты, отчеты, письма (показ документов, получение отчетов о наличии схем и отчетов по привязкам);

изоляция;

номенклатура ЦБПО;

НПС (показ информации об оборудовании, установленном на НПС);

нормативно-справочная информация (НСИ) нормативные документы, параметры типов нефти, параметров типов грунтов, сортамент труб, классы оборудования и их паспорта, сведения об организациях;

отказы и аварии (отображение имевших место аварий за выбранный период времени на схемах ОАО с помощью графических значков);

профили участков нефтепроводов (показ профиля данного участка в графическом виде и распечатка его, отображение километровых столбов участков);

паспорт нефтепровода (дополнительно по сведениям об НПС, находящихся на нем, и его участках);

пересечения нефтепроводов;

подводные переходы;

раскладка труб;

резервуарные парки;

ремонты линейной части (отображение проведенных работ за выбранный период времени на схемах ОАО с помощью условных графических значков);

узлы учета нефти;

установленное оборудование;

участки (перегоны НПС – НПС);

электрохимзащита;

энергоснабжение.

2. Графическое изображение укрупненных схем нефтепроводов (с возможностью детализации в интерактивном режиме) и вывод этих схем на печать.

3. Отображение на схемах аварий и ремонтов.

4. Ведение информации о внутритрубных исследованиях, а именно:

перенос, привязка и корректировка данных системы "Эксперт";

привязка данных внутритрубных обследований к геодезическим ориентирам;

коррекция данных внутритрубной диагностики;

получение отчетов о внутритрубных исследованиях.

5. Расчет статического стока (самостока) нефти.

6. Расчет динамического стока нефти.

Информация в системе "СКУТОР" делится (в известной степени условно) на неоперативную со временем обновления не менее месяца и оперативную со временем обновления до месяца.

Работая с системой "СКУТОР", пользователь может:

просматривать данные неоперативной информации через табличные формы просмотра информации;

добавлять, изменять, удалять данные неоперативной информации через табличные формы ввода информации;

вызывать расчетные задачи, включенные в систему, и пользоваться результатами расчетов;

просматривать схемы магистральных нефтепроводов, их участков, отдельных объектов (таких, как НПС), осуществляя

переход от одних схем к другим или, работая со схемой, вызывать информацию по конкретному объекту из табличной формы просмотра;

отображать аварии и ремонты на нефтепроводах в виде значков на соответствующих схемах;

получать отчетные формы, предусмотренные системой "СКУТОР";

осуществлять экспорт данных из системы в некоторые другие приложения, такие как, MS Word, Excel для создания своих собственных отчетов;

работать с оперативной информацией системы, просматривая и (если даны соответствующие права) корректируя соответствующие данные.

Для пользователей существует система разграничения прав доступа по должностям и отделам.

В состав системы "СКУТОР" входят следующие компоненты:

SKYTOR — ядро системы, включающее библиотечные модули, которые обеспечивают передачу управления между различными базами данных (БД) и компонентами системы, а также запуск прикладных задач;

CLIENTS — клиентская часть справочной БД, содержащая модули, запросы, формы, локальные таблицы, настройки, средства администрирования, обеспечивающая запуск прикладных задач других компонент системы, поддерживающая ввод (модификацию), а также отбор данных (по фильтрам);

CONSTRU8 — программы БД конструктивных элементов технологического оборудования;

GRAMS — компонент, реализующий привязку элементов технологических схем и другой графической информации к прочим объектам БД системы "СКУТОР";

ORGANS — справочник организаций и их телефонов;

SPIDER — компонент сбора оперативной информации;

STOKLIB — компонент, решающий задачу расчета статического стока нефти;

DINSTOK — компонент, решающий задачу расчета динамического стока нефти;

HLP — hip-файлы справочной системы.

К системе "СКУТОР" можно подключать дополнительные модули:

информационные подсистемы просмотра данных на основе программы SLIDER по отдельным техническим заданиям ОАО и РНУ;

подсистему просмотра данных внутритрубных обследова-

ний центра технической диагностики (ЦТД) "Диаскан", обеспечивающую разбор файлов отчетов ЦТД и загрузку их в БД, а также графическую интерпретацию результатов на основе программы SLIDER.

Основной объем информации вносится в систему на уровне РНУ с последующим уточнением и корректировкой на уровне ОАО. На уровне АК предусматриваются минимальные корректировки информации в системе.

Программное обеспечение системы "СКУТОР" можно разделить на две группы: серверная часть и клиентская часть.

Серверная часть состоит из ядра системы, обеспечивающего функционирование компонентов системы "СКУТОР"; технологических схем транспорта нефти и других графических материалов; конструктивных элементов технологического оборудования; оперативных данных; справочников — телефонных абонентов и сведений об организациях; информации о состоянии объектов нефтепроводов.

Клиентская часть позволяет просматривать технологические схемы транспорта нефти и получать доступ к формам отображения информации как путем непосредственного указания элементов на схемах, так и посредством кнопочного управления из форм. Функции просмотра схем и построения графиков сделаны в виде объектных модулей.

14 ГЛАВА ПРОТИВОКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА НЕФТЕПРОВОДОВ И РЕЗЕРВУАРОВ

14.1. КЛАССИФИКАЦИЯ КОРРОЗИОННЫХ ПРОЦЕССОВ

Коррозия металлов — это процесс, вызывающий разрушение металла или изменение его свойств в результате химического либо электрохимического воздействия окружающей среды.

Классификация коррозионных процессов приведена на рис. 14.1. В условиях магистральных трубопроводов наиболее распространена электрохимическая коррозия — окисление металлов в электропроводных средах, сопровождающееся образованием электрического тока.

Термин "электрохимическая коррозия" объединяет коррозионные процессы следующих видов:

коррозия в электролитах — коррозия металлов в жидких средах, проводящих электрический ток (вода, растворы кислот, щелочей, солей);

почвенная коррозия — коррозия подземных металлических сооружений под воздействием почвенного электролита;

электрокоррозия — коррозия металлических сооружений под воздействием блуждающих токов;

атмосферная коррозия — коррозия металлов в атмосфере воздуха или другого газа, содержащего пары воды;

биокоррозия — коррозия, вызванная жизнедеятельностью микроорганизмов, вырабатывающих вещества, ускоряющие коррозионные процессы;

контактная коррозия — коррозия металлов в присутствии воды, вызванная непосредственным контактом двух металлов.

Процесс коррозии начинается с поверхности металлического сооружения и распространяется вглубь его. По результатам осмотра поверхности сооружения можно судить об

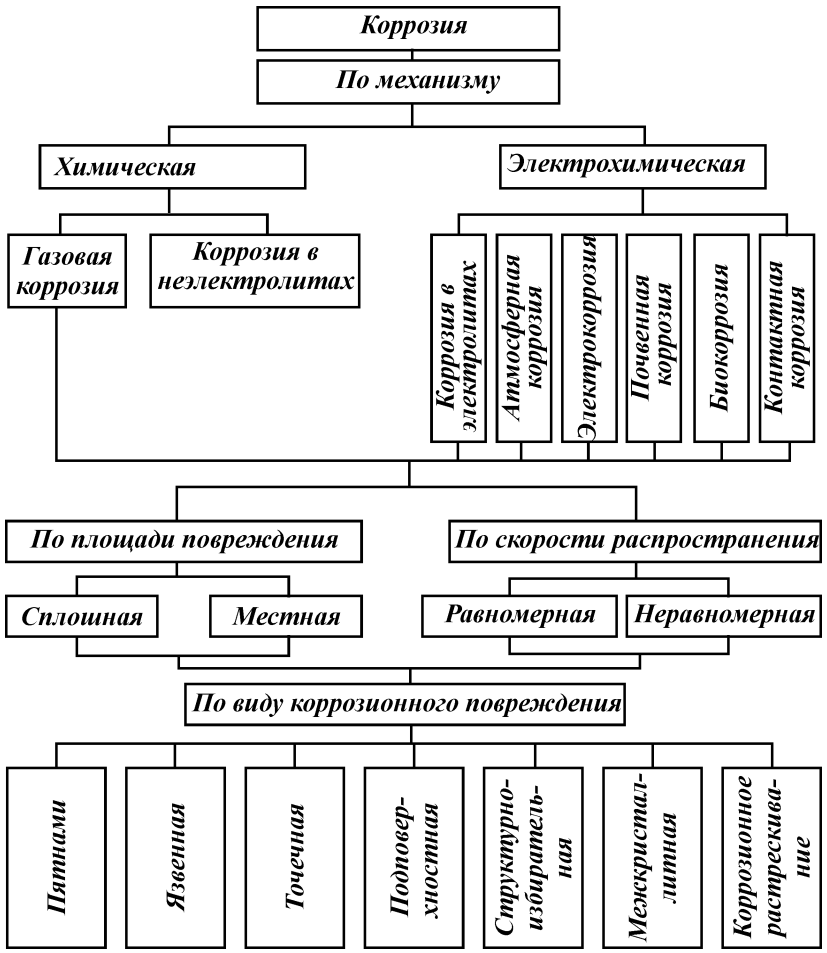


Рис. 14.1. Классификация коррозионных процессов

интенсивности и характере коррозионного разрушения конструкции.

Различают сплошную и местную коррозию. В первом случае продуктами коррозии покрыта вся поверхность, находящаяся в контакте с коррозионной средой. Сплошная коррозия может быть равномерной, протекающей с одинаковой скоростью по всей поверхности, и неравномерной, протекающей с неодинаковой скоростью на различных участках по-

верхности металла (например, коррозия углеродистой стали в морской воде).

Местная коррозия — это окисление металла на отдельных участках металлической поверхности. Она может быть следующих видов (рис. 14.2):

пятнами с глубиной повреждения много меньшей его диаметра;

язвенная с глубиной повреждения примерно равной его диаметру;

точечная с глубиной повреждения много большей его диаметра;

подповерхностная, при которой коррозионный процесс идет под слоем неповрежденного металла;

структурно-избирательная, при которой разрушается какой-то один компонент сплава;

межкристаллитная, при которой коррозионное разрушение имеет место на границе между кристаллами;

коррозионное растрескивание, при котором коррозион-

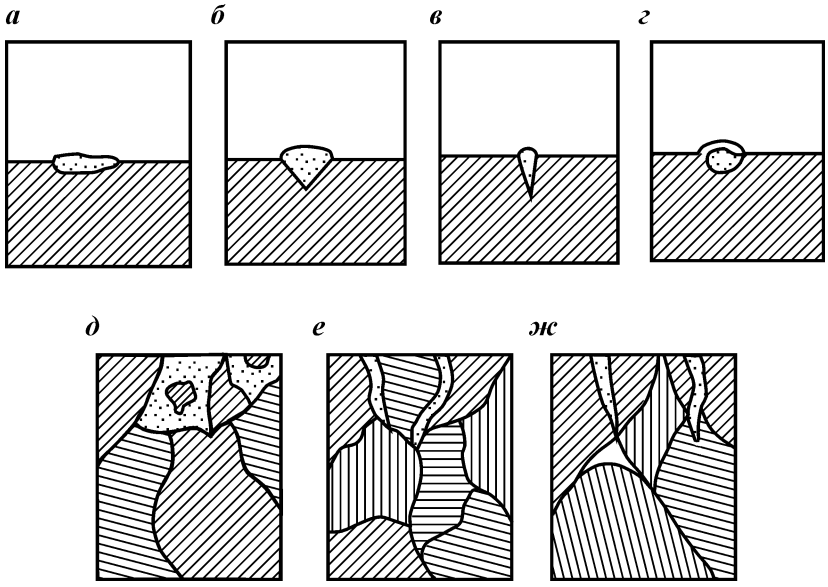


Рис. 14.2. Виды местной коррозии металла:
а — пятнами; *б* — язвенная; *в* — точечная; *г* — подповерхностная; *д* — структурно-избирательная; *е* — межкристаллитная; *ж* — коррозионное растрескивание

но-механическое воздействие приводит к образованию трещин в металле.

Очевидно, что местная коррозия более опасна, чем сплошная.

В зависимости от вида коррозии ее скорость оценивают по-разному. Так, скорость сплошной равномерной коррозии определяют по потере металла за единицу времени с единицы поверхности. Скорость язвенной, точечной, межкристаллитной коррозии характеризуют увеличением глубины коррозионного повреждения в единицу времени. Показателем скорости структурно-избирательной коррозии является изменение прочности металла (например, временного сопротивления) в единицу времени.

14.2. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ НА ПОВЕРХНОСТИ ТРУБОПРОВОДА, НАХОДЯЩЕГОСЯ В ПОЧВЕ

Металлический изолированный трубопровод, уложенный в грунт, имеет незначительные контакты с влагой почвы через неплотности в слое изоляции. Почвенная влага представляет собой электролит различного состава и концентрации. Контакт металла с почвенным электролитом вызывает образование коррозионных элементов.

Если на поверхности металла, погруженного в электролит, имеются участки с различными электрическими потенциалами и они соединены через массу металла, то во внешней цепи, соединенной через электролит, ток течет от более высокого потенциала к более низкому. Участок с более высоким потенциалом будет анодом, а участок с меньшим потенциалом — катодом.

На металлической поверхности трубопровода могут возникать катодные и анодные участки при наличии какой-либо неоднородности электрохимического потенциала поверхности. Эта неоднородность является причиной возникновения коррозионных элементов (коррозионных пар), приводящих к местному разрушению металлической поверхности. Причины неоднородности электрохимических потенциалов — структурная неоднородность металла, включения в стали, неравномерное распределение деформированных зон (напри-мер, местный наклеп), местные напряжения, неодинаковое ка-

чество защитного изоляционного слоя или местные дефекты в нем.

Причиной образования коррозионных элементов (пар) могут быть также риски и насечки на поверхности металла.

В дефектных местах изоляционного покрытия металл оказывается более электроотрицательным, становится анодом и разрушается.

В почве при условии неравномерной аэрации (притока воздуха) к поверхности трубопровода создаются аэрационные участки, на поверхности которых протекает местная коррозия.

Неравномерный электрохимический потенциал также может создавать недостаточное перемещение в почве растворенных солей и кислот вследствие их недостаточной диффузии (рис. 14.3).

При электрохимической коррозии реакция взаимодействия электролита с металлом подразделяется на два самостоятельно протекающих процесса: анодный и катодный.

Анодный процесс состоит в том, что ионы металла пере-

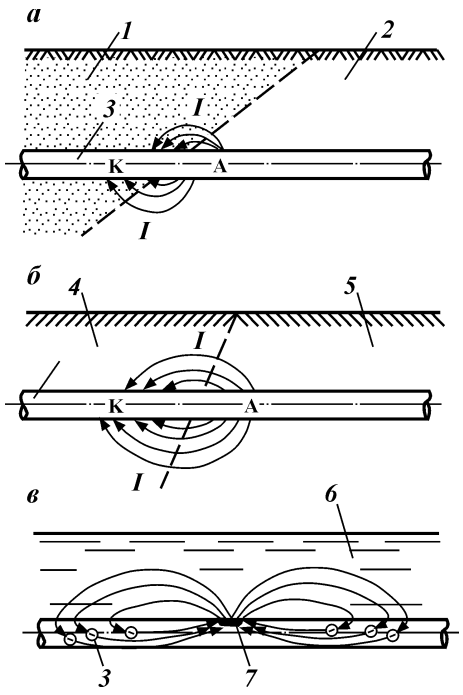


Рис. 14.3. Схема возникновения коррозионных элементов: *а* — при неодинаковой концентрации солей в почве; *б* — при различном составе почвы; *в* — при местном нарушении изоляционного покрытия; *1* — небольшая концентрация солей в почве; *2* — высокая концентрация солей в почве; *3* — трубопровод; *4* — песок; *5* — глина; *6* — почва; *7* — дефектное место в изоляционном покрытии; К — катод; А — анод

ходят в раствор почвенного электролита, где происходит их гидратация. В результате на анодных участках происходит разрушение металла вследствие выноса ионов металла в почву. При этом в металле эквивалентное количество электронов переходит на катод. Анодный процесс для металла может быть изображен в виде реакции

$$e \leftarrow [M] \xrightarrow{nH_2O} M^{+} nH_2O. \qquad (14.1)$$

В результате накопления электронов в металле и катионов в растворе, значительно смещающих скачок электродного потенциала в отрицательную сторону, анодный процесс должен был бы прекратиться, если бы в системе не происходили другие электродные процессы.

Рассмотрим протекание анодного процесса на стальном подземном сооружении. Основным компонентом стали является железо. Поэтому главное место будут занимать электрохимические процессы на железе.

Первичным процессом на железном аноде будет переход двухвалентного иона железа в электролит (в почву):

$$2e \leftarrow Fe \xrightarrow{nH_2O} Fe^{++} nH_2O. \qquad (14.2)$$

Процесс на этом обычно не заканчивается. Двухвалентный ион железа может участвовать в различных химических реакциях с веществами почвы. Однако это уже вторичные процессы.

Поскольку почвы обладают основными или нейтральными свойствами, в них присутствуют ионы OH^{-}. При взаимодействии с ними образуется гидрат железа

$$Fe^{++} + 2OH^{-} = Fe(OH)_2. \qquad (14.3)$$

Если в объеме электролита почвы, примыкающего к анодным участкам, достаточно железа, то будет протекать реакция дальнейшей гидратации железа:

$$2Fe(OH)_2 + \frac{1}{2}O_2 + H_2O = 2Fe(OH)_3. \qquad (14.4)$$

Катодный процесс характеризуется ассимиляцией избыточных электронов, появившихся в металле, каким-либо деполяризатором D, содержащимся в растворе. Деполяризатором D может быть атом или ион, способный восстановиться на катоде

$$e + D \rightarrow [e\ D]. \quad (14.5)$$

В кислой почве будет происходить водородная деполяризация катодного процесса:

$$H^+ + e \rightarrow H \quad (14.6)$$

и далее

$$H + H \rightarrow H_2. \quad (14.6а)$$

Более распространенным катодным процессом в почвенных условиях является кислородная деполяризация:

$$O_2 + 2H_2O + 4e \rightarrow 4OH^-. \quad (14.7)$$

Протекание кислородной деполяризации в коррозионном процессе в грунте требует наличия кислорода в месте катодного процесса. Поэтому условия доставки кислорода к месту протекания катодного процесса в известной мере определяют ход коррозионного процесса.

Анодный процесс протекает на участках с более отрицательным начальным потенциалом поверхности, катодный — с более положительным. Материальный эффект процесса коррозионного разрушения металла преобладает на анодных участках, так как из сооружения уносятся ионы железа в почву.

Схематически процессы катодной и анодной поляризации при работе коррозионного гальванического элемента представлены на рис. 14.4.

Характеристики коррозионного элемента не остаются постоянными вследствие протекания тока в цепи гальванического коррозионного элемента. В результате этого потенциалы анода и катода изменяются в сторону взаимного сближения. Их первоначальная разность $V_{K0} - V_{A0}$ уменьшается до $V_K - V_A$. Это изменение потенциалов называется анодной или катодной поляризацией.

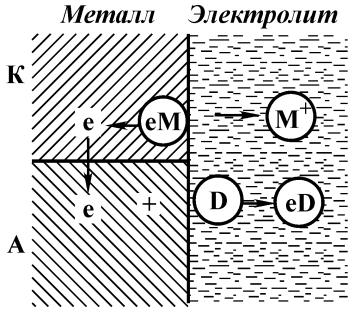


Рис. 14.4. Схема работы коррозионного гальванического элемента

Анодная поляризация — смещение потенциала анода в положительную сторону при прохождении анодного тока. Катодная поляризация — смещение потенциала катода в отрицательную сторону при прохождении катодного тока.

Приведенные на рис. 14.5 кривые называются поляризационными кривыми анодного и катодного процессов: кривая E_A—А для анодного процесса и кривая E_K—К для катодного процесса.

Поляризационная кривая — графически построенная зависимость потенциала электрода E от плотности i проходящего тока.

Ток I гальванического элемента зависит от разности катодного и анодного напряжений и сопротивления электрической цепи

$$I = \frac{E_K - E_A}{R + P_K + P_A}, \qquad (14.8)$$

где P_A, P_K — поляризационные сопротивления анода и катода; R — сопротивление электрической цепи.

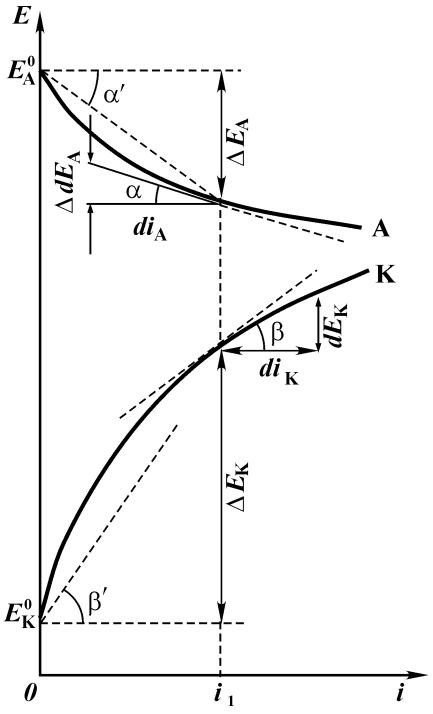


Рис. 14.5. Поляризационные кривые

Если сопротивление электрической цепи упадет до нуля ($R = 0$), ток I не может увеличиваться бесконечно вследствие наличия поляризационных сопротивлений.

Производные потенциала по плотности тока $dE_К/di_К$ и $dE_А/di_А$ представляют истинную поляризуемость катода и анода при данной плотности тока i. Численно они равны тангенсам углов:

$$\operatorname{tg}\alpha = \frac{dE_А}{di_А}; \tag{14.9}$$

$$\operatorname{tg}\beta = \frac{dE_К}{di_К}, \tag{14.10}$$

где $\operatorname{tg}\alpha$ — поляризуемость анода при плотности i тока; $\operatorname{tg}\beta$ — поляризуемость катода при той же плотности i тока.

Мерой измерения легкости протекания электродного процесса служит величина di/dE. Ее можно назвать истинной эффективностью катодного или анодного процесса при данной плотности тока.

14.2.1. ВЛИЯНИЕ НЕОДНОРОДНОСТИ СОСТАВА И ВНЕШНИХ УСЛОВИЙ НА ПОВЕРХНОСТЬ МЕТАЛЛА

Для строительства трубопроводов и резервуаров применяют малоуглеродистые и низколегированные стали. Кроме железа, они содержат углерод (до 2 %), легирующие примеси (хром, никель, марганец, медь) и примеси, которые невозможно полностью удалить в металлургическом процессе (сера, фосфор, кислород, азот, водород). Неоднородный состав сталей благоприятствует возникновению коррозионных пар в соответствующей среде.

Для возникновения тока при электрохимической коррозии металла необходимо наличие катодной и анодной зон. В анодной зоне протекает реакция окисления, заключающаяся в потере металлом своих электронов и образованием ион-атомов:

$$Me \rightarrow Me^{n+} + n\bar{e}.$$

Переходя в раствор электролита, ион-атомы металла вызывают его постепенное разрушение — коррозию.

В катодной зоне протекает реакция восстановления — присоединение свободных электронов каким-либо веществом, называемым деполяризатором. Если роль деполяризатора играют ионы водорода $2H^+ + 2\bar{e} \rightarrow 2H \rightarrow H_2$, то такая реакция называется *реакцией водородной деполяризации*. Если же деполяризатором выступает кислород:

в кислой среде $O_2 + 4H^+ + 4\bar{e} \rightarrow 2H_2O$;

в щелочной среде $O_2 + 2H_2O + 4\bar{e} \rightarrow 4(OH)^-$,

то такая реакция называется *реакцией кислородной деполяризации.*

Из рассмотрения механизма электрохимической коррозии следует, что интенсивность процесса зависит от скорости образования ион-атомов металла (и свободных электронов), а также от наличия кислорода и воды. Учитывая, что на ско-

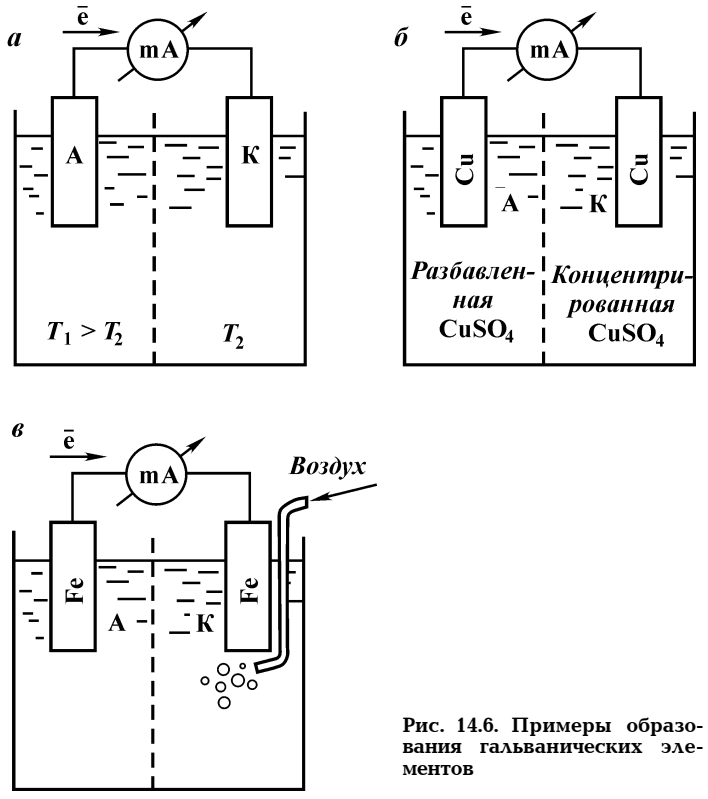


Рис. 14.6. Примеры образования гальванических элементов

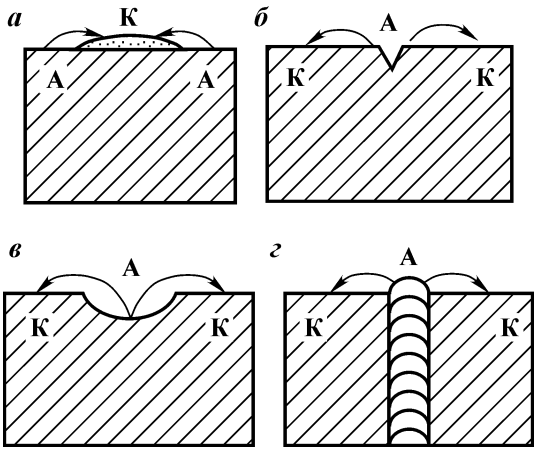


Рис. 14.7. Коррозионные элементы на трубопроводе:
а — окалина; *б* — царапина; *в* — вмятина; *г* — сварной шов; А — аподная зона, К — катодная зона; стрелками показано направление движения ион-атомов металла

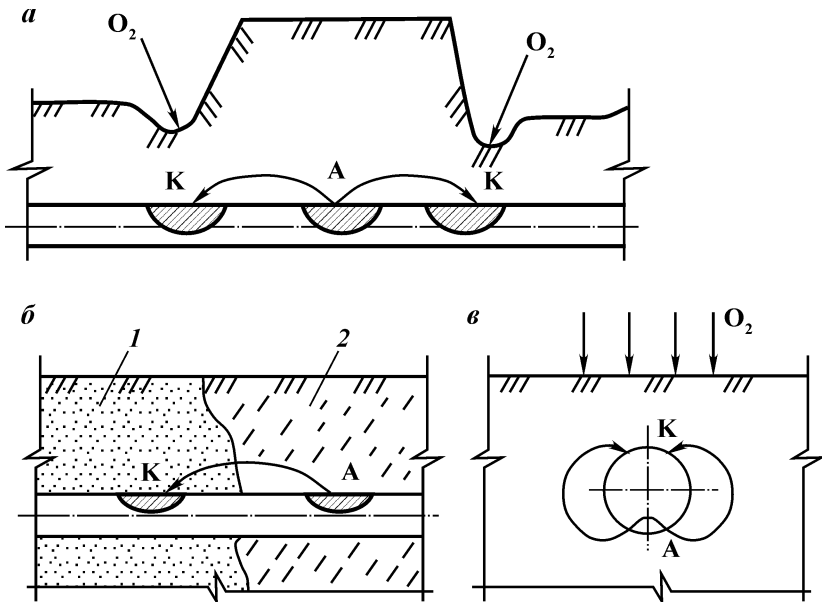


Рис. 14.8. Примеры возникновения коррозионных элементов на трубопроводе из-за различия условий на поверхности металла:
а — прокладка под насыпью автодороги; *б* — пересечение грунтов разной плотности; *в* — разное удаление участков сечения трубы от поверхности грунта; *1* — песок; *2* — суглинок; O_2 — кислород; А — анодная зона; К — катодная зона; стрелками показано направление движения ион-атомов металла

рость образования ион-атомов влияют температура, концентрация раствора электролита и другие внешние условия, то можно сделать следующее заключение: если на поверхности одного и того же металла создать различные условия, то одна часть его поверхности станет анодом по отношению к другой.

Примеры образования гальванических элементов из одного металла приведены на рис. 14.6.

В первом случае (см. рис. 14.6, *а*) анодом является электрод, помещенный в подогретый электролит. Это связано с тем, что в подогретом электролите растворение металла происходит более интенсивно. Аналогичная картина наблюдается и в слабоконцентрированном растворе собственной соли по сравнению с концентрированным раствором этой соли (см. рис. 14, *б*). Наконец, при подаче к одному из электродов воздуха на нем облегчается протекание реакции кислородной деполяризации, характерной для катода (см. рис. 14.6, *в*).

К образованию коррозионных элементов на трубопроводе (рис. 14.7) приводят доступ кислорода к различным участкам его поверхности, разная влажность грунта, неоднородность микроструктуры металла. Примеры возникновения коррозионных элементов приведены на рис. 14.8.

14.2.2. ВЛИЯНИЕ СОСТАВА ПЕРЕКАЧИВАЕМОЙ СРЕДЫ НА КОРРОЗИЮ МЕТАЛЛА

Нефти представляют собой смесь различных углеводородов с неуглеводородными компонентами (спирты, фенолы, соединения серы, кислорода и др.). Если предельные и непредельные углеводороды совершенно инертны к металлам, то неуглеводородные компоненты вступают с металлом в химическую реакцию. Особенно опасны сернистые соединения (элементарная сера, сероводород, меркаптаны), которые являются причиной от 3 до 20 % случаев коррозионного повреждения внутренней поверхности трубопроводов. Сернистые соединения нефти попадают при ее переработке и в нефтепродукты.

Большую опасность в коррозионном отношении представляют также органические кислоты, образующиеся в результате окисления углеводородной и неуглеводородной составляющих товарных топлив при их хранении и применении.

Таким образом, нефть и нефтепродукты в той или иной мере являются коррозионно-активными.

14.2.3. МЕХАНИЗМ НАВЕДЕНИЯ БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ НА ПОДЗЕМНЫЕ МЕТАЛЛИЧЕСКИЕ СООРУЖЕНИЯ И ИХ РАЗРУШЕНИЕ

Появление блуждающих токов в подземных металлических сооружениях связано с работой электрифицированного транспорта и электрических устройств, использующих землю в качестве токопровода. Источниками блуждающих токов являются линии электрифицированных железных дорог и трамваев, линии электропередач, установки катодной защиты и др.

При работе электрифицированного транспорта ток совершает движение от положительной шины тяговой подстанции по контактному проводу к двигателю транспортного средства, затем через колеса попадает на рельсы, по которым возвращается к отрицательной шине тяговой подстанции. Однако из-за нарушения перемычек между рельсами (увеличение сопротивления цепи), а также из-за низкого переходного сопротивления рельсы — грунт часть тока стекает в землю. Здесь она натекает на подземные металлические сооружения, имеющие низкое продольное сопротивление, и распространяется до места с нарушенной изоляцией, расположенного недалеко от сооружения с еще меньшим продольным сопротивлением. В месте стекания блуждающих токов металл сооружения теряет свои ион-атомы, т.е. разрушается.

Блуждающие токи опасны тем, что они стекают, как правило, с небольшой площади поверхности, что приводит к образованию глубоких язв в металле в течение короткого времени.

14.2.4. ОСОБЕННОСТИ КОРРОЗИИ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Резервуары подвержены атмосферной, почвенной и внутренней коррозии, протекающей, в основном, по электрохимическому механизму. Замечено, что резервуары интенсивнее корродируют в промышленно развитых регионах, а также вблизи морского побережья, что связано с более коррозионно-активным составом атмосферы. Атмосферной коррозии подвержена наружная поверхность кровли и обечайки. Разрушению в результате почвенной коррозии подвергается наружная поверхность днища. Механизм коррозии в данном случае тот же, что и трубопроводов.

По характеру коррозионных повреждений внутренней поверхности и степени воздействия коррозионно-активных компонентов нефтепродуктов резервуар разделяют на следующие характерные зоны:

внутренняя поверхность кровли и верхняя часть корпуса, находящаяся в контакте с паровоздушной смесью;

часть корпуса, находящаяся в области попеременного смачивания (зона ватерлинии);

часть корпуса, находящаяся в области постоянного смачивания нефтью (нефтепродуктами);

днище и нижний (первый) пояс, находящиеся в контакте с подтоварной водой.

Скорость коррозионного разрушения кровли определяется составом подсасываемого в резервуары воздуха и его влажностью. При уменьшении температуры кровли и обечайки резервуара (например, ночью) на их внутренней поверхности, контактирующей с газовым пространством, происходят обильная конденсация паров воды и насыщение образовавшегося конденсата кислородом. В условиях наличия электролита (вода) и активного деполяризатора (кислород) происходит электрохимическое разрушение металла.

В области попеременного смачивания коррозия протекает достаточно интенсивно. Здесь не только присутствуют необходимые для этого компоненты (вода, кислород), но также сказывается эффект дифференциальной аэрации. В результате образуется гальванический элемент, в котором анодом является несмоченная поверхность, а катодом — смоченная, разделенные ватерлинией.

В области постоянного смачивания нефтью (нефтепродуктами) также происходит коррозионное разрушение металла. При повышении температуры обечайки пристенные слои нефти (нефтепродукта) также нагреваются и из них выделяется растворенный кислород. Одновременно с этим нагретая нефть (нефтепродукт) поднимается вверх, увлекая за собой подтоварную воду. В результате слои нефти (нефтепродукта), примыкающие к обечайке, обогащаются не только кислородом, но и водой, что создает благоприятные условия для коррозии металла.

Ночью, при охлаждении слоев продукта, прилегающих к стенке, конвективные токи направлены вниз. При этом нефть (нефтепродукт) захватывает кислород из газового пространства и капельки воды, осаждающиеся на холодной стенке из паровоздушной смеси, что также способствует коррозии обечайки резервуаров.

Более высокая скорость коррозии смоченной поверхности резервуаров с бензином (до 0,5 мм/год), чем резервуаров с дизельным топливом (до 0,25 мм/год) или мазутом (не более 0,025 мм/год) объясняется тем, что в углеводородах с меньшей плотностью растворимость кислорода больше. Аналогичная связь между скоростью коррозии резервуаров и плотностью жидкости наблюдается у нефтяных резервуаров.

Коррозия **днища и нижнего (первого) пояса** резервуара происходит благодаря наличию в нем подтоварной воды. В резервуаре для нефти и нефтепродуктов эта вода содержит соли и кислоты. Наиболее интенсивно разрушается днище в области приемораздаточного патрубка, где на процесс электрохимической коррозии накладывается механическое разрушение металла твердыми частицами перемещающимися с трением по днищу во время операций приема — отпуска продукта.

Из сказанного можно сделать вывод, что коррозия трубопроводов и резервуаров — процесс неизбежный. Однако человек, вооруженный знанием механизма коррозии, может затормозить его таким образом, чтобы обеспечить сохранение работоспособности этих сооружений в течение длительного времени.

14.3. ЗАЩИТНЫЕ ПОКРЫТИЯ ДЛЯ НЕФТЕПРОВОДОВ

Изоляционные покрытия, применяемые на подземных магистральных трубопроводах, должны удовлетворять следующим основным требованиям:

высокие диэлектрические свойства;

сплошность;

хорошая адгезия — прилипаемость к металлу трубопровода;

водонепроницаемость;

высокая механическая прочность и эластичность;

высокая биостойкость;

термостойкость (не размягчаться под воздействием высоких температур и не становиться хрупкими при низких температурах);

простота конструкции покрытий и возможность механизации их нанесения;

недефицитность материалов, входящих в состав покрытия;

долговечность.

Противокоррозионную защиту подземных трубопроводов осуществляют покрытиями на основе:

полимерных материалов (полиэтилен, термоусаживающиеся и термореактивные полимеры, эпоксидные краски и др.), наносимых в заводских или базовых условиях;

термоусаживающихся материалов (полимерные липкие ленты, битумные и асфальтосмолистые мастики), наносимых в базовых или трассовых условиях.

ГОСТ Р 51164—98 "Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии" рекомендует 22 конструкции защитных покрытий трубопроводов нормального и усиленного типов. Покрытия усиленного типа значительно более разнообразны по конструкции (их 19). К ним предъявляются повышенные требования по таким показателям как прочность и относительное удлинение при разрыве, адгезия к стали, переходное сопротивление и др.

Защитные покрытия усиленного типа применяют на трубопроводах диаметром 820 мм и более независимо от условий прокладки. Кроме того, этот тип покрытия используют независимо от диаметра трубопроводов при прокладке их в зонах повышенной коррозионной опасности:

засоленные почвы любого района страны;

болотистые, заболоченные, черноземные и поливные почвы, а также участки перспективного обводнения или орошения;

подводные переходы и поймы рек, а также переходы через железнодорожные и автомобильные дороги;

участки промышленных и бытовых стоков, свалок мусора и шлака;

участки блуждающих токов источников постоянного тока;

участки трубопроводов с температурой транспортируемого продукта выше 30 °С;

территории насосных станций;

пересечения с различными трубопроводами;

участки трубопроводов, прокладываемых вблизи рек, каналов, озер, водохранилищ, а также населенных пунктов и предприятий.

Во всех остальных случаях применяют защитные покрытия нормального типа.

В зависимости от используемых материалов различают мастичные, полимерные и комбинированные покрытия.

14.3.1. МАСТИЧНЫЕ ПОКРЫТИЯ

К мастичным относятся покрытия на основе битумных и асфальтосмолистых мастик.

Конструкция битумных покрытий сложилась в результате их длительного применения. Сначала идет слой грунтовки, получаемый при нанесении на трубу раствора битума в бензине или дизтоплива. Он заполняет все микронеровности на поверхности металла. Грунтовка служит для более полного контакта, а, следовательно, лучшей адгезии между поверхностью металла и основным изоляционным слоем — битумной мастикой.

Битумные мастики представляют собой смесь тугоплавкого битума (изоляционного — БНИ-IV-З, БНИ-IV, БНИ-V; строительного — БН-70/30, БН-90/10), наполнителей (минеральных — асбеста, доломита, известняка, талька; органических — резиновой крошки; полимерных — полипропилена, низкомолекулярного полиэтилена, полидиена) и пластификаторов (полиизобутилена, полидиена, масел соевых, масла зеленого, автола). Битумную мастику наносят на трубу при температуре 150—180 °С. Расплавляя холодную грунтовку, мастика проникает во все микронеровности поверхности металла, обеспечивая хорошую адгезию изоляционного покрытия.

Для защиты слоя битумной мастики она покрывается сверху защитной оберткой (стеклохолстом, бризолом, бикарулом, оберткой ПДБ и ПРДБ).

Сведения о конструкциях мастичных покрытий на основе битумных мастик приведены в табл. 14.1.

Изоляционные покрытия на основе битумных мастик применяют при температуре транспортируемого продукта не более 40 °С и на трубопроводах диаметром не более 820 мм.

Таблица 14.1

Конструкции битумных изоляционных покрытий

Тип	Конструкция и материалы	Общая толщина, мм, не менее
Нормальный	Грунтовка, мастика (2 мм), армирующая обертка (1 слой), мастика (2 мм), защитная обертка	4,0
Усиленный	Грунтовка, мастика (3 мм), армирующая обертка (1 слой), мастика (3 мм), армирующая обертка (1 слой), защитная обертка	6,0

14.3.2. ПОЛИМЕРНЫЕ ПОКРЫТИЯ

Для защиты трубопроводов применяют полимерные покрытия на основе следующих материалов: экструдированный полиолефин, полиуретановые смолы, термоусаживающиеся материалы, эпоксидные краски, полимерные или битумно-полимерные ленты.

Сведения о конструкции полимерных покрытий приведены в табл. 14.2.

Тип полимерного покрытия выбирают в зависимости от условий его эксплуатации. Одним из определяющих параметров является температура транспортируемого продукта $t_п$. Так, усиленное ленточное покрытие применяют при $t_п \leq$ ≤ 40 °С, покрытие на основе экструдированного полиолефина — при $t_п$ не более 60 °С, покрытие на основе термостойких полимерных лент, полиуретановых смол, эпоксидных красок — при $t_п$ не более 80 °С, покрытие на основе термоусаживающихся материалов — при $t_п$ до 100 °С. Есть ограничения по использованию изоляционных материалов в зависимости от диаметра трубопровода. Так, некоторые типы ленточных полимерных покрытий и покрытия на основе эпоксидных красок применяют на трубах диаметром не более 820 мм. Покрытия же на основе экструдированного полиоле-

Таблица 14.2

Конструкции полимерных покрытий

Тип	Конструкция и материалы	Общая толщина, мм, не менее*
Нормальный	Грунтовка, полимерная или битумно-полимерная, лента полимерная или битумно-полимерная (1—2 слоя), защитная обертка	1,2—3,6
Усиленный	Грунтовка, полимерная, лента полимерная (1—3 слоя), защитная обертка	1,2—2,4
Усиленный	На основе термоусаживающихся материалов	1,2—2,4
Усиленный	Грунтовка на основе термореактивных смол, термоплавкий полимерный подслой, защитный слой на основе экструдированного полиолефина	2—3
Усиленный	На основе эпоксидных красок	0,35
Усиленный	На основе полиуретановых смол	1,5—2

* В зависимости от диаметра трубопровода.

фина и полиуретановых смол допускают к использованию на трубопроводах диаметром от 273 до 1420 мм.

С 2001 г. в ОАО "АК "Транснефть" покрытие трубопроводов полимерными лентами прекращено. Используются только комбинированные покрытия.

На участках со сложными почвенно-климатическими условиями и особенно на подводных переходах, где трубы нередко укладывают методом протаскивания, к изоляционным покрытиям предъявляют особо высокие требования: значительная механическая прочность, низкая степень истираемости, высокая адгезия к металлу, химическая стойкость, долговечность. В этих условиях очень привлекательно выглядят антикоррозионные покрытия из полиуретанов. Данный материал обладает высокими изолирующими свойствами, значительной твердостью, эластичностью, чрезвычайно высоким сопротивлением истиранию, царапанию и биоповреждениям. Кроме того, полиуретаны стойки к воде, растворам солей и обладают хорошей адгезией к металлам.

14.3.3. КОМБИНИРОВАННЫЕ ПОКРЫТИЯ

На протяжении многих лет в нашей стране наряду с мастичными широко применялись покрытия на основе полимерных липких лент. Опыт их использования показал, что они очень технологичны (простота нанесения, удобство механизации работ), однако легко уязвимы — острые выступы на поверхности металла, острые камешки легко прокалывают такую изоляцию, нарушая ее сплошность. С этой точки зрения хороши покрытия на основе битумных мастик, проколоть которые достаточно сложно. Однако с течением времени битумные мастики "стареют": теряют эластичность, становятся хрупкими, отслаиваются от трубопроводов.

В настоящее время разработана и применяется конструкция комбинированного изоляционного покрытия, лишенная указанных недостатков. Покрытие представляет собой комбинацию битумного и пленочного покрытий: на слой грунтовки наносится битумная мастика толщиной 3—4 мм, которая сразу же обматывается поливинилхлоридной пленкой без подклеивающего слоя. Размер нахлеста регулируется в пределах 3—6 см. В момент намотки полимерного слоя часть мастики выдавливается под нахлест, что обеспечивает герметизацию мест нахлеста.

В последние годы разработаны и применяются комби-

нированные изоляционные покрытия на основе мастик "Транскор", "БиТЭП" и др., разработанные ОАО "ВНИИСТ".

14.4. ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА НЕФТЕПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

Практика показывает, что даже тщательно выполненное изоляционное покрытие в процессе эксплуатации стареет: теряет свои диэлектрические свойства, водоустойчивость и адгезию. Встречаются повреждения изоляции при засыпке трубопроводов в траншее, при их температурных перемещениях, при воздействии корней растений. Кроме того, в покрытиях остается некоторое количество незамеченных при проверке дефектов. Следовательно, изоляционные покрытия не гарантируют необходимой защиты подземных трубопроводов от коррозии. Исходя из этого защита трубопроводов от подземной коррозии независимо от коррозионной активности грунта и района их прокладки должна осуществляться комплексно: защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты (ЭХЗ).

Электрохимическую защиту трубопроводов проводят катодной поляризацией. Если катодную поляризацию осуществляют с помощью внешнего источника постоянного тока, то такая защита называется катодной, а если поляризацию ведут путем присоединения защищаемых трубопроводов к металлу, имеющему более отрицательный потенциал, то такая защита называется протекторной.

Катодная поляризация осуществляется в течение всего срока эксплуатации трубопровода на всем его протяжении. Перерыв в действии каждой установки систем электрохимической защиты допускается при ведении регламентных и ремонтных работ один раз в квартал (до 80 ч), но не более 10 сут в год.

14.4.1. КАТОДНАЯ ЗАЩИТА

Принципиальная схема катодной защиты показана на рис. 14.9. Источником постоянного тока является станция катодной защиты *3*, где с помощью выпрямителей переменный ток от вдольтрассовой ЛЭП *1*, поступающий через трансформаторный пункт *2*, преобразуется в постоянный. Отрицательным полюсом источник с помощью кабеля *4*

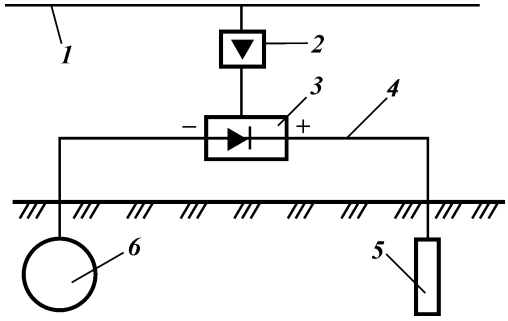


Рис. 14.9. Принципиальная схема катодной защиты

подключен к защищаемому трубопроводу *6*, а положительным — к анодному заземлению *5*. При включении источника тока электрическая цепь замыкается через почвенный электролит.

Принцип действия катодной защиты (рис. 14.10) аналогичен процессу электролиза. Под воздействием приложенного электрического поля источника начинается движение полусвободных валентных электронов в направлении анодное заземление — источник тока — защищаемое сооружение. Теряя электроны, атомы металла анодного заземления переходят в виде ион-атомов в раствор электролита, т.е. анодное заземление разрушается. Ион-атомы подвергаются гидратации и отводятся вглубь раствора. У защищаемого же сооружения вследствие работы источника постоянного тока наблюдается избыток свободных электронов, т.е. создаются условия для протекания реакций кислородной и водородной деполяризации, характерных для катода.

Исследованиями установлено, что минимальный защитный потенциал стальных сооружений, уложенных в песчаных и глинистых грунтах, изменяется от −0,72 до −1,1 В по медносульфатному электроду сравнения (МСЭ). Однако стальные подземные сооружения становятся защищенными на 80—90 % уже в том случае, когда их потенциал равен −0,85 В. Это значение принято в качестве минимального защитного потенциала, который необходимо поддерживать на защищаемом сооружении в грунтах с удельным электросопротивлением не менее 10 Ом·м или содержанием водорастворимых солей не более 1 г на 1 кг грунта или при температуре транспортируемого продукта не более 20 °С. В грунтах с меньшим электросопротивлением, большим содержанием водорастворимых солей, при более высокой температуре транспортируемого продукта, а также при опасном влиянии блуждающих

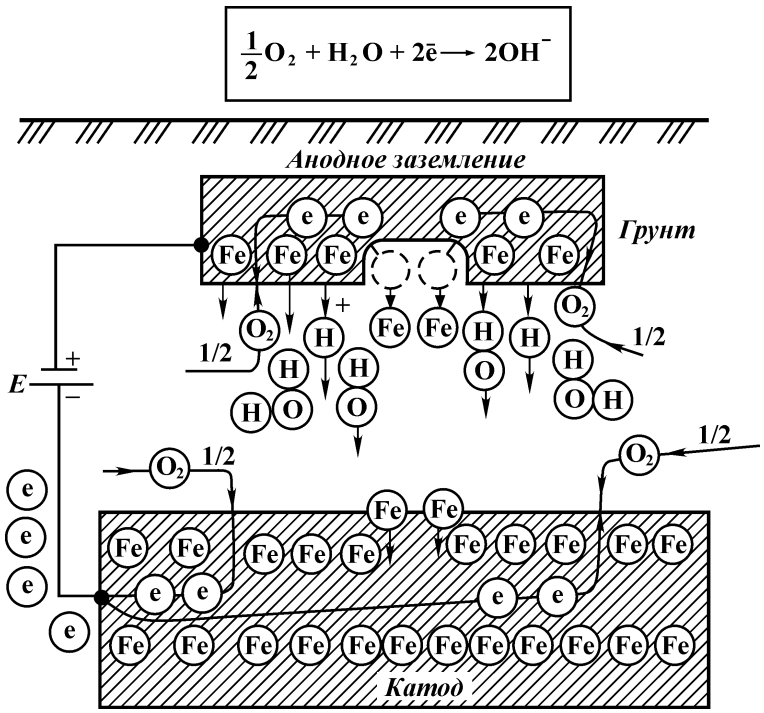


Рис. 14.10. Механизм действия катодной защиты

токов или при возможности микробиологической коррозии минимальный защитный потенциал должен приниматься равным −0,9 В.

При осуществлении электрохимической защиты участка трубопровода, стенка которого более чем на 10 % толщины повреждена коррозией, минимальный защитный потенциал должен быть на 0,05 В отрицательнее.

Минимальный защитный потенциал должен поддерживаться на границе зоны действия станции катодной защиты (СКЗ). Так как значение защитного потенциала убывает с удалением от точки подключения СКЗ (точка дренажа), то максимальный защитный потенциал имеет место в точке дренажа. Чтобы предотвратить разрушение и отслаивание изоляционного покрытия вследствие выделения газообразного водорода, максимальное значение защитного потенциала ограничено. Так, для стального сооружения с битумной или полимерной изоляцией это значение составляет −1,15 В по

МСЭ. Когда сооружение не имеет защитного покрытия, максимальное значение защитного потенциала не регламентируется.

В установках катодной защиты используют сосредоточенные, распределенные, глубинные и протяженные анодные заземления. Для уменьшения скорости их растворения электроды анодного заземления устанавливают в коксовую мелочь. Срок службы анодного заземления должен составлять не менее 15 лет.

14.4.2. ПРОТЕКТОРНАЯ ЗАЩИТА

Принцип действия протекторной защиты аналогичен работе гальванического элемента (рис. 14.11).
Два электрода — трубопровод *1* и протектор *2*, изго- товленный из более электроотрицательного металла, чем сталь, — опущены в почвенный электролит и соединены проводником *3*. Так как материал протектора является более электроотрицательным, то под действием разности потенциалов происходит направленное движение электронов $\bar{e}$ от протектора к трубопроводу по проводнику *3*. Одновременно ион-атомы материала протектора переходят в раствор, что приводит к его разрушению. При этом сила тока контролируется с помощью контрольно-измерительной колонки *4*.

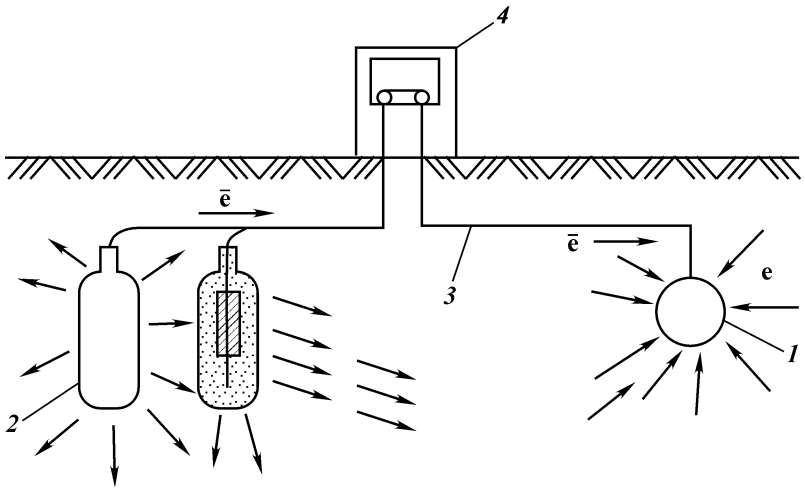


Рис. 14.11. Принципиальная схема протекторной защиты

Таблица 14.3

Физико-химические характеристики материалов для изготовления протекторов

Показатель	Металл		
	Mg	Zn	Al
Равновесный электродный потенциал по нормальному водородному электроду сравнения, В	−2,34	−0,76	−1,67
Токоотдача, А·ч/кг	2200	820	2980
Коэффициент использования, %	50	90	85

Таким образом, разрушение металла все равно имеет место. Но не трубопровода, а протектора.

Теоретически для защиты стальных сооружений от коррозии могут быть использованы все металлы, расположенные в электрохимическом ряду напряжений левее железа, так как они более электроотрицательны. Практически же протекторы изготовляют только из материалов, удовлетворяющих следующим требованиям:

разность потенциалов материала протектора и железа (стали) должна быть как можно больше;

ток, получаемый при электрохимическом растворении единицы массы протектора (токоотдача), должен быть максимальным;

отношение массы протектора, израсходованной на создание защитного тока, к общей потере массы протектора (коэффициент использования) должно быть наибольшим.

Данным требованиям в наибольшей степени удовлетворяют магний, цинк и алюминий, физико-химические характеристики которых приведены в табл. 14.3.

Видно, что отдать предпочтение какому-либо одному металлу трудно. Поэтому протекторы изготовляют из сплавов этих металлов с добавками, улучшающими работу протекторной защиты. В зависимости от преобладающего компонента сплавы бывают магниевые, алюминиевые, цинковые. В качестве добавок используют марганец (способствует повышению токоотдачи), индий (препятствует образованию плотной окисной пленки на поверхности сплава, а значит, его пассивации) и др.

Применяют защиту протекторами, расположенными как поодиночке, так и группами. Кроме того, защита от коррозии трубопроводов может быть выполнена протяженными протекторами. Защиту одиночными и групповыми коллекторами рекомендуется использовать в грунтах с удельным сопротивлением не более 50 Ом·м, а протяженными — не более 500 Ом·м.

14.4.3. ЗАЩИТА ОТ БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ

Метод защиты трубопровода от разрушения блуждающими токами, предусматривающий их отвод (дренаж) с защищаемого трубопровода на сооружение — источник блуждающих токов, либо специальное заземление, называется электродренажной защитой.

Применяют прямой, поляризованный и усиленный дренажи. *Прямой электрический дренаж* — это дренажное устройство двусторонней проводимости. Схема прямого электрического дренажа (рис. 14.12, *а*) включает: реостат R, рубильник К, плавкий предохранитель Пр и сигнальное реле СР. Сила тока в цепи трубопровод — рельс регулируется реостатом. Если значение тока превысит допустимое значение, то плавкий предохранитель сгорит, ток потечет по обмотке реле, при включении которого включается звуковой или световой сигнал.

Прямой электрический дренаж применяют в тех случаях, когда потенциал трубопровода постоянно выше потенциала рельсовой сети, куда отводятся блуждающие токи. В противном случае дренаж превратится в канал для натекания блуждающих токов на трубопровод.

Поляризованный электрический дренаж — это дренажное устройство, обладающее односторонней проводимостью (рис. 14.12, *б*). От прямого дренажа поляризованный отличается наличием элемента односторонней проводимости — вентильного элемента (ВЭ). При поляризованном дренаже ток протекает только от трубопровода к рельсу, что исключает натекание блуждающих токов на трубопровод по дренажному проводу.

Усиленный дренаж (рис. 14.12, *в*) применяют в тех случаях, когда нужно не только отводить блуждающие токи с трубопровода, но и обеспечить на нем необходимое значение защитного потенциала. Усиленный дренаж представляет собой обычную катодную станцию, подключенную отрицательным полюсом к защищаемому сооружению и положительным — не к анодному заземлению, а к рельсам электрифицированного транспорта. За счет такой схемы подключения обеспечивается, во-первых, поляризованный дренаж (благодаря работе вентильных элементов в схеме СКЗ), а во-вторых, катодная станция удерживает необходимый защитный потенциал трубопровода.

После ввода трубопровода в эксплуатацию проводят регулировку параметров работы системы его защиты от корро-

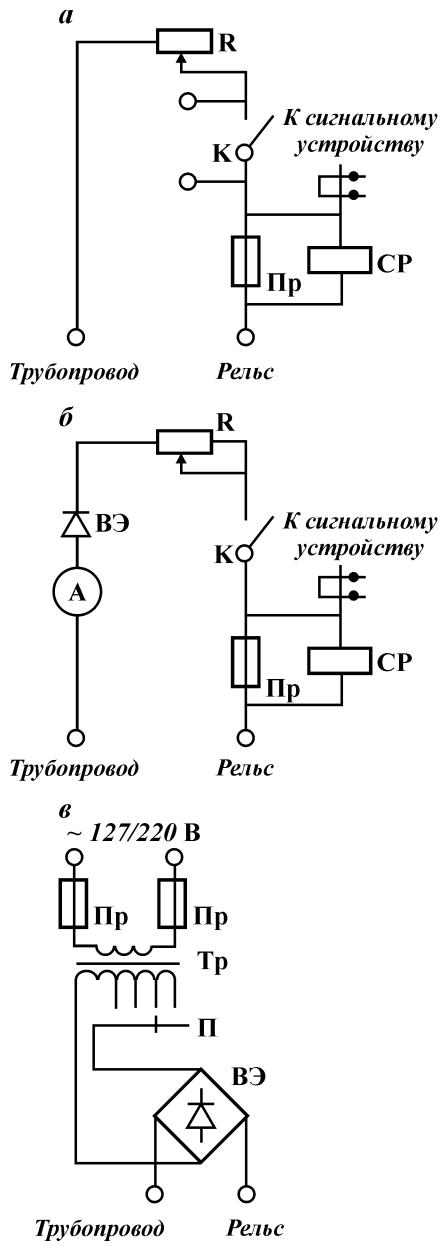


Рис. 14.12. Принципиальные схемы электрических дренажей:
R — реостат; К — рубильник; Пр — плавкий предохранитель; СР — сигнальное реле; ВЭ — вентильный элемент; А — измерительный амперметр; Тр — трансформатор; П — соединительный провод

зии. При необходимости можно вводить в эксплуатацию дополнительные станции катодной и дренажной защиты, а также протекторные установки.

14.5. ПРОТИВОКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА РЕЗЕРВУАРОВ

Защиту резервуаров от коррозии также осуществляют пассивными и активными методами.

К пассивным относится применение защитных покрытий всех видов, которые изолируют агрессивную среду от поверхности резервуара.

Для предотвращения контакта наружной поверхности днища резервуара с почвенной влагой под ним устраивают гидрофобизированное основание. Чаще всего для этих целей используют пески, смешанные в соотношении 9:1 с одним из вяжущих: мазут, нефть, жидкие нефтяные битумы, дегти и т.п. Толщина гидрофобизированного основания составляет 0,1 — 0,3 м.

Пассивную защиту внутренней поверхности резервуара осуществляют с помощью покрытий на основе лакокрасочных и полимерных материалов, цинка и др. Лакокрасочными называют вещества жидкой консистенции, способные после нанесения их тонким слоем на поверхность отверждаться (высыхать) с образованием пленки (лакокрасочного покрытия). Для покрытия резервуаров наибольшее применение получили эпоксидные лакокрасочные материалы, отличающиеся сравнительно простой технологией нанесения и позволяющие получать стойкие качественные покрытия.

По назначению лакокрасочные материалы делятся на грунты, шпатлевки и покровные слои.

Противокоррозионные грунты предназначены для непосредственного нанесения на предварительно подготовленную поверхность с целью обеспечения хорошего сцепления покрытия с металлом. По механизму действия грунты бывают трех типов: изолирующие, пассивирующие и протекторные. Изолирующие грунты выполняют роль механической и электрической изоляции защищаемого сооружения от окружающей среды. Пассивирующие грунты не только изолируют защищаемую поверхность, но и образуют на ней смешанный слой окислов и солей металла, который благодаря своим пассивирующим свойствам защищает металл от коррозии даже при наличии неплотностей в лакокрасочном покрытии. Про-

текторные грунты содержат металлы более электроотрицательные, чем железо (цинковый и алюминиевый порошки). В первое время после нанесения такой грунт оказывает интенсивное протекторное действие. Через какой-то период это действие ослабевает, но защитные свойства покрытия сохраняются благодаря изолирующему действию продуктов коррозии металла — протектора.

Шпатлевку — промежуточный слой — наносят на уже загрунтованную поверхность. Ее назначение — увеличение непроницаемости и толщины покрытия. В настоящее время используются эпоксидные шпатлевки типов ЭП-0010 и ЭП-4022, наносимые толщиной 90—140 мкм и отверждающиеся в течение 24 ч при температуре 18—20 °С.

Покровные слои (краски и эмали) предназначены для заключительного окрашивания поверхности с целью обеспечения стойкости и непроницаемости покрытия в процессе эксплуатации. Положительно зарекомендовали себя эпоксидные эмали ЭП-56, ЭП-255 и ЭП-773. Новым типом покровного слоя является асмольно-эпоксидная эмаль ЭП-АС-6/2-1, представляющая собой композицию, содержащую нефтеполимер "Асмол", технический углерод, эпоксидную смолу и др. Эмаль выпускается комплектно в виде двух компонентов: полуфабриката эмали и отвердителя. Их смешивают непосредственно перед употреблением в соотношении 50:3 и наносят на поверхность резервуара вручную кистью, валиком или с помощью пневматического распыления в два слоя. Полное отверждение эмали при 18—22 °С происходит в течение 7 сут.

Для защиты внутренней поверхности резервуаров от коррозии применяются также *токопроводящие полиуретановые покрытия*. Например, покрытие ПУ-1 (ТУ 2226-011-16802026—97), разработанное НИЦ "Поиск" (г. Уфа), получено на основе полиэфира Лапрол5003-2Б-10 и представляет собой однокомпонентную систему, отверждаемую влагой воздуха. Время отверждения составляет 12—24 ч при температуре от —20 до +50 °С, толщина наносимого покрытия до 300 мкм. Покрытие ПУ-1 на металлической поверхности представляет собой прозрачную, тонкую, блестящую, очень эластичную пленку с высокой адгезией к металлу. Для придания специальных свойств в состав покрытия могут быть введены пигменты, порошки металлов (например, алюминия или цинка), технический углерод, сажа, графит.

Покрытие ПУ-1 наносится на поверхность кистью или валиком, либо с помощью аппарата безвоздушного распыления. Перед нанесением покрытия металлические поверхности

зачищаются до образования поверхности с развитой шероховатостью. Покрытие формируется путем последовательного нанесения трех слоев материала. Перед нанесением каждого последующего слоя предыдущий просушивают.

Для снятия статического электричества в покрытие ПУ-1 вводят технический углерод или металлический наполнитель.

Импортным аналогом покрытия ПУ-1 является покрытие NORCO (Франция). Сравнительные испытания этих покрытий показали, что ПУ-1 не уступаем ему по качеству.

Рекомендуемая конструкция покрытия для резервуаров такова: антикоррозионный праймер с цинком (1 слой), ПУ-1 (2 слоя). Последний может быть выполнен с добавкой сажи для снятия статического электричества.

Другим эффективным средством защиты внутренней поверхности резервуаров от коррозии являются *металлизационные покрытия из алюминия и цинка.* Процесс металлизации включает в себя две последовательно проводимые операции: термоабразивная подготовка поверхности и газотермическое нанесение металлизационного антикоррозионного покрытия.

Термоабразивную подготовку поверхности проводят высокотемпературной газовой струей с введенным в нее абразивом (песок фракций ≤ 1,5 мм). Конструкция рабочего аппарата представляет собой компактную жидкостную горелку, работающую на авиационном топливе или осветительном керосине. Топливо распыляется в камере сгорания и смешивается с воздухом, поступающим от компрессоров. В процессе сгорания газовоздушной смеси образуется высокотемпературная газовая струя, в которую вводится абразив (технологический песок). На выходе из сопла аппарата скорость истечения рабочей струи составляет более 1200 м/с, что превосходит показатели обычного струйного аппарата более чем в 3 раза. Сочетание термического и механического способов воздействия на обрабатываемую поверхность позволяет не только удалить ржавчину, старые покрытия, приобретенные наросты и отложения, но и обезжирить поверхность, сделать ее химически активной. При последующем нанесении антикоррозионного покрытия это способствует улучшенной адгезии материала покрытия к материалу основы.

Металлизация поверхности резервуара осуществляется методом газотермического напыления расплавленного алюминия или цинка не позднее 6 ч после очистки поверхности резервуара. Газотермическое напыление осуществляют с помощью того же аппарата, что и термоабразивную подготовку, но на

нем дополнительно устанавливают механизм пневмоподачи алюминиевой или цинковой проволоки, а в камере сгорания монтируют специальную насадку для подачи проволоки в зону плавления.

Напыляемый металл в виде мелких расплавленных частиц вылетает из сопла аппарата со сверхзвуковой скоростью, которая обеспечивает значительную силу соударения частиц с покрываемой поверхностью. При соударении происходит расплющивание частицы наплавляемого металла и ее отвердевание с одновременным диффузионным проникновением части напыляемого металла в стенку резервуара. Этим достигается высокая адгезионная прочность покрытия. Последующие слои за счет высокой кинетической энергии частиц плотно ложатся на ранее напыленный металл.

Толщину покрытия устанавливают в зависимости от его назначения и требуемого срока антикоррозионной защиты. При толщине покрытия 120—250 мкм срок его службы составляет 10—15 лет.

Некоторые технические характеристики системы по нанесению металлизационного покрытия, используемой в ОАО "Приволжскнефтепровод", таковы: давление подводимого сжатого воздуха 0,9 МПа; производительность по подготовке поверхности до 25 $м^2$/ч; производительность по металлизации поверхности до 20 $м^2$/ч; расход топлива на 1 $м^2$ обрабатываемой поверхности до 2,3 л.

Преимуществами процесса металлизации резервуаров по сравнению с другими способами нанесения антикоррозионных покрытий (лакокрасочные материалы, эпоксидные и фенольные смолы, полимеры и т.д.) являются его высокая технологичность, длительный срок службы покрытия и возможность проведения работ даже в зимнее время года.

К пассивным методам относится также защита от коррозии внутренней поверхности кровли, днища и обечайки, контактирующим с газовым пространством резервуара и подтоварной водой, с помощью ингибиторов — веществ, добавление которых в малом количестве в коррозионную среду тормозит или значительно подавляет коррозионный процесс. В газовое пространство вводят летучие ингибиторы, а в подтоварную воду — водорастворимые. Применение ингибиторов не дает большого эффекта в связи с регулярным дренированием подтоварной воды, с одной стороны, и постоянными "дыханиями" резервуаров, с другой.

Активными методами борьбы с коррозией резервуаров является их катодная и протекторная защита. Катодную за-

щиту используют преимущественно для предотвращения коррозионного разрушения днища. Принципиальная схема катодной защиты днища от почвенной коррозии (рис. 14.13) аналогична схеме защиты трубопроводов: "минус" источника постоянного тока *2* присоединяется посредством дренажного кабеля *3* к резервуару *1*, а "плюс" — к анодному заземлению *4*. На резервуаре поддерживается минимальный защитный потенциал −0,87 В по МСЭ. Если же коррозия днища усиливается под влиянием жизнедеятельности анаэробных сульфато-восстанавливающих бактерий, то минимальный защитный потенциал увеличивается до −0,97 В по МСЭ. Катодные станции целесообразно применять для защиты резервуаров от почвенной коррозии, если площадь контакта оголенного металла с окружающим грунтом превышает 15 м^2.

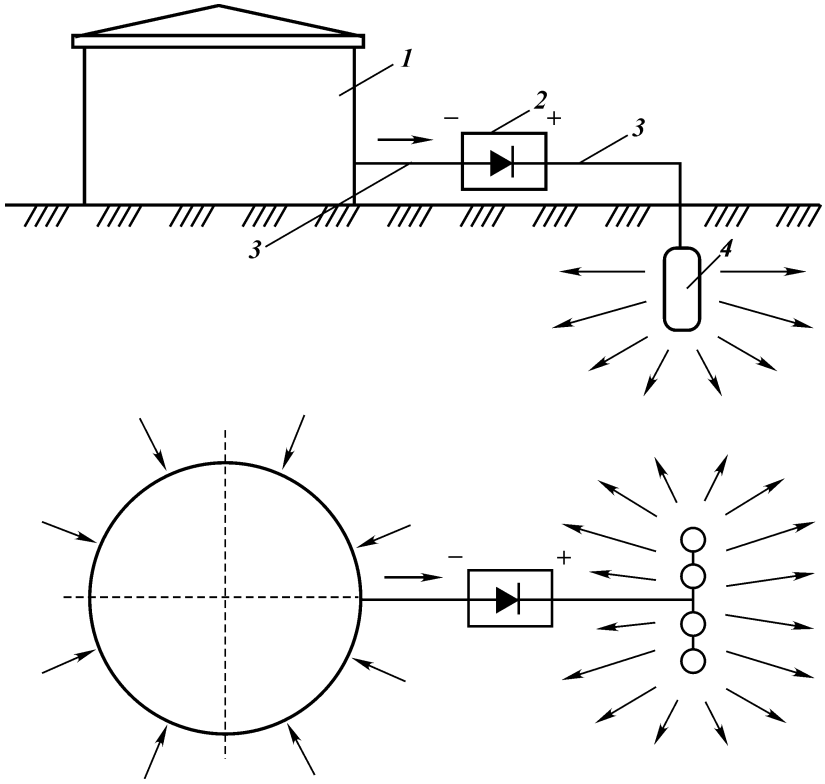


Рис. 14.13. Принципиальная схема катодной защиты резервуара от почвенной коррозии

Катодную защиту используют и для предотвращения коррозионного разрушения внутренней поверхности днища резервуаров (рис. 14.14). Это делается в случаях если высок уровень подтоварной воды; удельное сопротивление подтоварной воды более 1 Ом·м или концентрация солей менее 6 г/л; подтоварная вода содержит сероводород.

Принципиальная схема *катодной защиты* в этом случае предусматривает установку точечных, радиальных или компактных кольцевых анодов непосредственно внутри резервуаров.

Следует отметить, что применение катодной защиты резервуаров с нефтепродуктами опасно в пожарном отношении. Искра, появившаяся при разрыве электрической цепи, может привести к пожару и взрыву.

В случае применения протекторной защиты возможность образования искры исключается, так как разность потенциалов между протектором и защищаемой конструкцией невелика. Протекторную защиту резервуара от почвенной коррозии осуществляют одиночными, групповыми сосредоточенными и групповыми рассредоточенными протекторами (рис. 14.15). Более сложную схему защиты используют в грунтах с большим удельным сопротивлением.

Широкое распространение получила протекторная защита днища и первого пояса резервуара от внутренней коррозии. Для этих целей используют магниевые протекторы типа

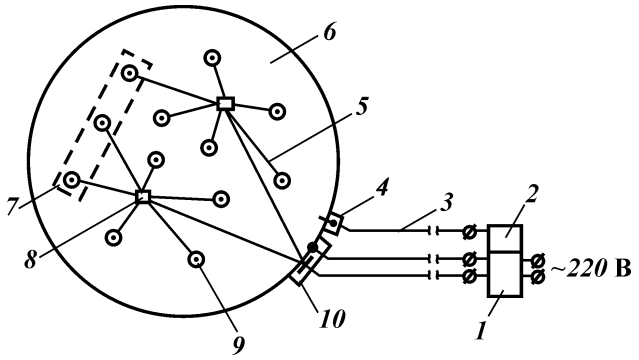


Рис. 14.14. Принципиальная схема катодной защиты внутренней поверхности днища резервуара:
1 — станция катодной защиты; *2* — блок безопасности; *3* — кабельная линия; *4* — датчик блока безопасности; *5* — питающая сеть; *6* — резервуар; *7* — анод; *8* — разветвительная муфта; *9* — узел подключения анода; *10* — вводная коробка

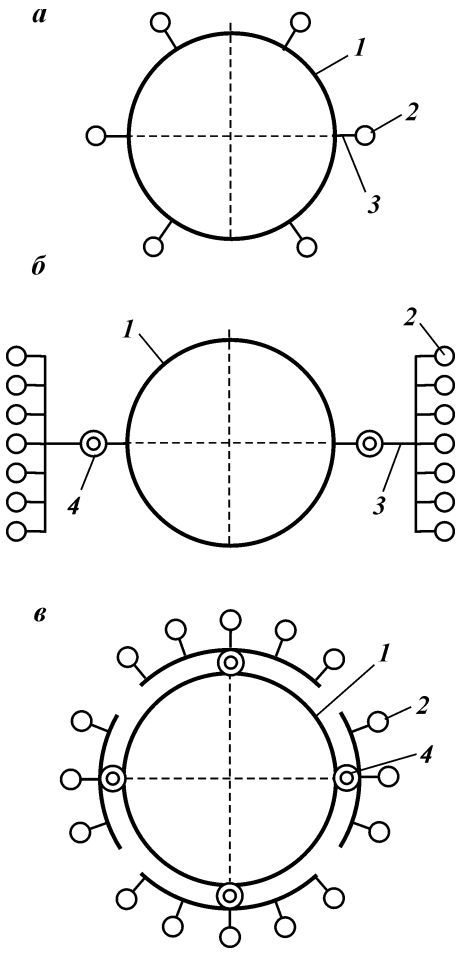


Рис. 14.15. Принципиальная схема протекторной защиты резервуара от внутренней коррозии:
а — одиночными протекторами; *б* — групповыми сосредоточенными протекторами; *в* — групповыми рассредоточенными протекторами; *1* — резервуар; *2* — протекторы; *3* — дренажный провод; *4* — контрольно-измерительные колонки

ПМР, разработанные ВНИИСТ и Березняковским титано-магниевым комбинатом. Протектор типа ПМР (рис. 14.16) представляет собой цилиндр с отношением высоты к диаметру 0,2—0,4, имеющий углубление в верхней части в виде опрокинутого усеченного конуса. Это сделано для того чтобы увеличить поверхность протектора и соответственно силу тока в начальный период его работы. В центре протектора впрессована стальная втулка для обеспечения контакта протектора с днищем. Серийно выпускаемые протекторы ПМР-5, ПМР-10, ПМР-20 различаются геометрическими размерами и весом

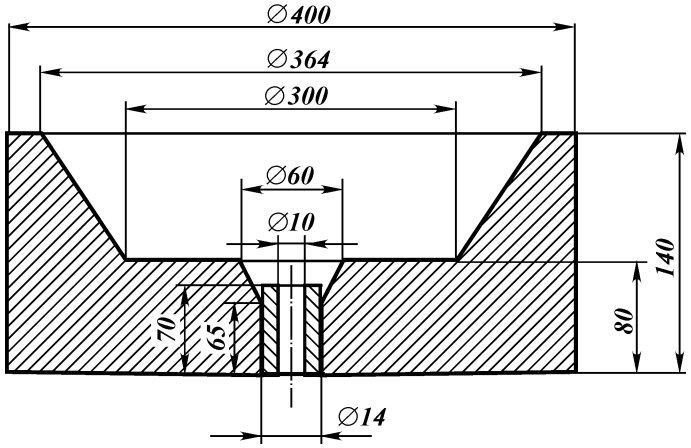


Рис. 14.16. Протектор ПМР-20

(значение последнего в килограммах указывается в марке протектора).

Протекторы типа ПМР рекомендуется располагать на днище по концентрическим окружностям, расстояние между которыми принимают равным удвоенному радиусу действия одного протектора. При установке протекторов сначала зачищают площадку в форме круга диаметром 1,4 — 1,5 м, затем в ее центре приваривают стальной стержень диаметром 8 мм и высотой 35 — 60 мм, а зачищенное место изолируют. Далее протектор нанизывают на приваренный стержень и приваривают к нему посредством впрессованной стальной втулки, после чего место крепления покрывают эпоксидной смолой.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Тугунов П.И., Новоселов В.Ф.* и др. Транспорт и хранение нефти и газа. — М.: Недра, 1975.

2. *Белоусов В.Д., Блейхер Э.М.* и др. Трубопроводный транспорт нефти и газа. — М.: Недра, 1978.

3. *Алиев Р.А., Белоусов В.Д.* и др. Трубопроводный транспорт нефти и газа. — М.: Недра, 1988.

4. *Колпаков Л.Г.* Центробежные насосы магистральных нефтепроводов. — М.: Недра, 1985.

5. *Лурье М.В.* и др. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов. — М.: Нефть и газ, 1999.

6. *Лурье М.В.* Сборник задач по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа. — М.: Нефть и газ, 1995.

7. *Марон В.И.* Гидрогазодинамика потока в трубе. — М.: Нефть и газ, 1999.

8. *Коршак А.А.* Специальные методы перекачки. Конспект лекций. — Уфа: УФНИ, 2000.

9. *Гумеров А.Г., Гумеров Р.С.* и др. Эксплуатация оборудования нефтеперекачивающих станций. — М.: Недра, 2001.