

Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Полоцкий государственный университет»

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС

для студентов специальности 1-70 05 01

«Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов
и газонефтехранилищ»

Составители

В. К. Липский, М. Е. Демидова

Новополоцк 2007

УДК 621.64(075.8)

ББК 39.7я73

Т 77

Рекомендован к изданию методической комиссией
технологического факультета

РЕЦЕНЗЕНТЫ:

В. Н. Журавлев, директор НРУПТН «Дружба»;

Л. М. Спириденко, канд. техн. наук

Т 77 Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов : учеб.-метод. комплекс для студ. спец. 1-70 05 01 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» / сост. В. К. Липский, М. Е. Демидова. – Новополюк : ПГУ, 2007. – 312 с.
ISBN 985-418-488-9

В УМК изложены теоретические и практические основы трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, представлены методические указания и задания к выполнению лабораторных и практических работ, а также курсового проекта и тесты для контроля за результатами обучения.

Комплекс предназначен для преподавателей кафедры и студентов, обучающихся по специальности «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ», для слушателей ФПК транспорта и хранения нефти и газа.

УДК 621.64 (075.8)

ББК 39.7 я73

ISBN 985-418-488-9

© В. К. Липский, М. Е. Демидова, составление, 2007

© УО «ПГУ», 2007

СОДЕРЖАНИЕ

МОДУЛЬ 0. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ДИСЦИПЛИНЕ «ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ» ..8	
МОДУЛЬ 1. «ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ»	10
1. Основы научно-теоретических знаний по модулю «Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов»	12
1.1. Значение транспорта нефти и нефтепродуктов в экономике	12
1.2. Способы транспортирования нефти и нефтепродуктов	13
1.3. История трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов	14
1.4. Классификация трубопроводов	19
1.5. Состав сооружений магистральных трубопроводов	20
2. Термины, определения и используемые сокращения	22
3. Тесты и задания для контроля за результатами обучения	23
3.1. На оценку «удовлетворительно»	23
3.2. На оценку «хорошо»	23
3.3. На оценку «отлично»	24
Литература	24
МОДУЛЬ 2. «ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ И ПОДГОТОВКА ИХ К ДАЛЬНЕЙШЕЙ ТРАНСПОРТИРОВКЕ ПО МАГИСТРАЛЯМ»	25
1. Основы научно-теоретических знаний по модулю «Основные свойства нефтей и подготовка их к дальнейшей транспортировке по магистральям»	26
1.1. Требования по качеству нефти и нефтепродуктов	26
1.2. Обезвоживание и обессоливание нефти	27
1.3. Разделение продукции скважин на жидкую и газовую фазы	32
2. Термины, определения и используемые сокращения	33
3. Задания для практических занятий	34
4. Тесты и задания для контроля за результатами обучения	45
4.1. На оценку «удовлетворительно»	45
4.2. На оценку «хорошо»	45
4.3. На оценку «отлично»	45
Литература	46
МОДУЛЬ 3. «ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ»	47
1. Основы научно-теоретических знаний по модулю «Гидравлические основы проектирования и эксплуатации трубопроводов»	48
1.1. Основные задачи технологического расчета нефтепроводов	48
1.2. Исходные данные для технологического расчета параметров трубопровода	49
1.3. Основные формулы для гидравлического расчета трубопровода	53

1.4. Коэффициент гидравлического сопротивления	55
1.5. Обобщенная формула Л.С. Лейбензона	58
1.6. Гидравлический уклон	61
1.7. Гидравлический уклон трубопровода с лупингом и вставкой	62
1.8. Всасывающий участок	64
1.9. Перевальная точка и расчетная длина трубопровода	65
1.10. Характеристика трубопровода	67
1.11. Характеристика насоса и насосной станции	68
1.12. Уравнение баланса напоров	70
1.13. Совмещенные характеристики	72
2. Термины, определения и используемые сокращения	73
3. Задания для практических занятий	74
3.1. Гидравлические режимы работы нефте- и нефтепродуктопроводов	74
3.2. Перевальная точка. Самотечный участок. Вставки, лупинги, отводы	81
3.3. Гидравлические характеристики работы насосов и насосных станций	88
3.4. Совместная работа нефтеперекачивающих станций и трубопровода	95
4. Задания для лабораторных работ	100
4.1. Лабораторная работа № 1. Построение характеристики нагнетателя КМ 50-32-125. Расчет коэффициентов аппроксимирующей зависимости $H-Q$ характеристики насоса	100
4.2. Лабораторная работа № 2. Построение характеристики трубопровода и определение рабочей точки центробежного насоса	110
4.3. Лабораторная работа № 3. Построение линии гидравлического уклона трубопровода, лупинга и трубопровода со вставкой	114
5. Тесты и задания для контроля за результатами обучения	117
5.1. На оценку «удовлетворительно»	117
5.2. На оценку «хорошо»	117
5.3. На оценку «отлично»	118
Литература	118
МОДУЛЬ 4. «ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»	119
1. Основы научно-теоретических знаний по модулю «Технологический расчет режимов эксплуатации магистральных трубопроводов»	121
1.1. Определение числа нефтеперекачивающих станций	121
1.2. Расстановка нефтеперекачивающих станций	123
1.3. Зона возможного расположения насосных станций	127
1.4. Увеличение пропускной способности трубопроводов	130
1.5. Изменение подпоров перед станциями при изменении вязкости нефти	138
1.5.1. Расчетные значения расхода и вязкости перекачиваемой нефти	138
1.5.2. Изменение подпоров перед станциями при изменении вязкости перекачиваемой нефти	139

1.6. Трубопроводы со сбросами и подкачками	142
1.7. Режимы работы нефтепровода при отключении насосных станций	147
1.8. Расчет трубопровода с заданным расположением насосных станций	150
1.8.1. Расчет нефтепроводов при заданном расположении нефтеперекачивающих станций	150
1.8.2. Расчет «коротких» нефтепроводов	152
1.9. Техничко-экономические показатели трубопроводного транспорта. Нормы технологического проектирования магистральных трубопроводов	153
2. Термины, определения и используемые сокращения	159
3. Материалы, использованные в процессе обучения и контроля	159
3.1. Материалы к лекциям	159
3.2. Задания для практических занятий	160
3.2.1. Расстановка насосных станций	160
3.2.2. Увеличение пропускной способности трубопровода	160
3.2.3. Построение линий гидравлического уклона и совмещенных $H-Q$ характеристик для участков трубопровода с лупингами, вставками, перевальными точками	161
3.2.4. Технологический расчет трубопроводов	162
3.2.5. Техничко-экономический расчет	170
3.3. Задания для лабораторных работ	172
3.3.1. Лабораторная работа № 1. Регулирование режима работы трубопровода при периодической подкачке	172
3.3.2. Лабораторная работа № 2. Увеличение пропускной способности трубопровода	175
3.3.3. Лабораторная работа № 3. Регулирование режима работы трубопровода при отключении одной из насосных станций	181
4. Тесты и задания для контроля за результатами обучения	184
4.1. На оценку «удовлетворительно»	184
4.2. На оценку «хорошо»	185
4.3. На оценку «отлично»	185
Литература	186
МОДУЛЬ 5. «РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДА НА ПРОЧНОСТЬ»	187
1. Основы научно-теоретических знаний по модулю «Расчет трубопровода на прочность»	188
1.1. Требования, предъявляемые к трубам и материалам	188
1.2. Краткие сведения об изготовлении труб	189
1.3. Расчет трубопровода на прочность	191
1.4. Трубопроводы с переменной толщиной стенки	194
2. Термины, определения и используемые сокращения	195
3. Материалы, использованные в процессе обучения и контроля	195
3.1. Материалы к лекциям	195

3.2. Задания для практических занятий	196
4. Тесты и задания для контроля за результатами обучения	201
4.1. На оценку «удовлетворительно»	201
4.2. На оценку «хорошо»	201
4.3. На оценку «отлично»	202
Литература	202
МОДУЛЬ 6. «СПЕЦИАЛЬНЫЕ МЕТОДЫ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТЕЙ И НЕФТЕПРОДУКТОВ»	203
1. Основы научно-теоретических знаний по модулю «Специальные методы перекачки нефтей и нефтепродуктов»	204
1.1. Основные технологии перекачки высоковязких и застывающих нефтей	204
1.2. «Горячая» перекачка	206
1.3. Заполнение трубопровода высоковязкой нефтью	209
1.4. Остановки перекачки	212
1.5. Уравнение притока тепла при стационарном режиме «горячей» перекачки	213
1.6. Вычисление коэффициента теплопередачи	215
1.7. Решение уравнения Шухова	218
1.8. Вычисление потерь напора при «горячей» перекачке	219
1.9. Вычисление потерь напора в турбулентном потоке	220
1.10. Вычисление потерь напора при ламинарном режиме течения	221
1.11. Вычисление потерь напора при различных режимах течения нефти на рассматриваемом участке трубопровода	223
1.12. Перекачка высоковязких и застывающих нефтей в смеси с углеводородными разбавителями	224
1.13. Перекачка термически обработанных нефтей	227
1.14. Применение депрессорных присадок при трубопроводном транспорте высокопарафинистых нефтей	228
1.15. Сущность последовательной перекачки нефтей методом прямого контактирования	231
1.16. Физические причины смесеобразования в зоне контакта последовательно движущихся партий нефтей	234
1.17. Концентрации нефтей в смеси	238
1.18. Математическое описание смесеобразования при последовательной перекачке нефтей	240
1.19. Длина и объем области смеси контактирующих нефтей	242
1.20. Смесеобразование нефтей при остановках перекачки	244
1.21. Гидравлические особенности расчета параметров нефтепровода при последовательной перекачке нефтей	245
2. Термины, определения и используемые сокращения	248
3. Материалы, использованные в процессе обучения и контроля	248

4. Тесты и задания для контроля за результатами обучения	249
4.1. На оценку «удовлетворительно»	249
4.2. На оценку «хорошо»	250
4.3. На оценку «отлично»	250
Литература	251
МОДУЛЬ 7. «ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ»	252
1. Основы научно-теоретических знаний по модулю «Расчет трубопровода на прочность»	253
1.1. Причины снижения пропускной способности и способы его устранения	253
1.2. Защита нефтепроводов от чрезмерно высоких давлений	260
1.3. Организация учета количества нефти, нефтепродуктов на объектах хранения трубопроводного транспорта	267
1.4. Организация диспетчерской службы магистральных трубопроводов ...	277
2. Термины, определения и используемые сокращения	283
3. Материалы, использованные в процессе обучения и контроля	284
3.1. Материалы к лекциям	284
3.2. Задания для практических занятий	284
4. Тесты и задания для контроля за результатами обучения	292
4.1. На оценку «удовлетворительно»	292
4.2. На оценку «хорошо»	293
4.3. На оценку «отлично»	293
Литература	294
МОДУЛЬ 8. «ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ АВАРИЙ И ЛИКВИДАЦИЯ ИХ ПОСЛЕДСТВИЙ»	295
1. Основы научно-теоретических знаний по модулю «Расчет трубопровода на прочность»	296
1.1. Причины аварий на нефтепроводах и их обнаружение	296
1.2. Ликвидация последствий аварий и система защиты окружающей среды при авариях	300
2. Термины, определения и используемые сокращения	303
3. Материалы, использованные в процессе обучения и контроля	303
3.1. Материалы к лекциям	303
3.2. Задания для практических занятий	304
4. Тесты и задания для контроля за результатами обучения	310
4.1. На оценку «удовлетворительно»	310
4.2. На оценку «хорошо»	310
4.3. На оценку «отлично»	310
Литература	311

МОДУЛЬ 0
ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ДИСЦИПЛИНЕ
«ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ»

Цель преподавания дисциплины

Дисциплина «Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов» является одной из основных дисциплин специальности «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ».

Целью изучения дисциплины является получение студентами знаний по проектированию и эксплуатации магистральных трубопроводов для перекачки нефти и нефтепродуктов.

Задачи изучения дисциплины

В результате усвоения этой дисциплины студент (обучаемый) должен получить знания:

- по правильному выбору рациональных способов транспортирования нефти и нефтепродуктов;
- проведению технологических расчетов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов;
- нормативным требованиям при проектировании объектов нефтепроводной системы;
- технологии эксплуатации магистральных трубопроводов;
- принятию правильных технических решений при эксплуатации магистральных трубопроводов;
- использованию вычислительной техники при проектировании и эксплуатации магистральных трубопроводов;
- современным проблемам трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, включая проблемы промышленной и экологической безопасности.

Настоящий учебно-методический комплекс, как внутривузовское учебное пособие, представляет собой сборник разнообразных учебных материалов, заимствованных из известных учебников, учебных и учебно-методических пособий и предназначен для использования студентами и слушателями ФПК при изучении дисциплины «Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов» на кафедре трубопроводного транспорта и гидравлики.

Отбор фрагментов текстов и задач, включённых в учебно-методический комплекс, и их компоновка осуществлены составителями в соответст-

вии с типовой программой по дисциплине «Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов». Наряду с заимствованными фрагментами, учебно-методический комплекс содержит значительный объем материалов, подготовленных его составителями.

Перечни литературных источников, которые были использованы при составлении учебно-методического пособия, приводятся в конце каждого модуля.

Учебно-методический комплекс, наряду с полиграфическим изданием, имеет электронную версию, которая размещена в локальной сети кафедры трубопроводного транспорта и гидравлики.

Полиграфическое издание учебно-методического комплекса хранится в библиотеке университета и не предназначено для коммерческой реализации. К электронной версии учебно-методического комплекса пользователи локальной сети кафедры имеют свободный доступ.

Составители выражают благодарность аспиранту кафедры С. С. Демидову и магистрантке А. А. Карпухиной за ценную помощь в подборе материала и подготовке УМК к изданию.

МОДУЛЬ 1

«ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ»

Введение

Один из приоритетов государственной политики Республики Беларусь состоит в обеспечении её национальной безопасности. Важнейшая составляющая национальной безопасности – **энергетическая безопасность**, так как надёжное функционирование энергетической сферы является необходимым условием экономического роста и обеспечения экономической безопасности страны. Фундамент энергетики страны составляет *топливно-энергетический комплекс* (ТЭК), который обеспечивает жизнедеятельность всех отраслей национального хозяйства и вносит значительный вклад в формирование финансово-экономических показателей страны. Важнейшим элементом ТЭК являются системы энергокоммуникаций, в частности, предназначенные для транспортирования жидких и газообразных углеводородных энергоносителей – магистральный трубопроводный транспорт.

Магистральный трубопроводный транспорт – это вид транспорта, предназначенный для транспортировки *магистральными трубопроводами* продукции (жидких и газообразных энергоносителей: нефти, нефтепродуктов, газа, широких фракций лёгких углеводородов), подготовленной в соответствии с требованиями государственных стандартов и технических условий, от пункта приёма продукции до пункта её сдачи, передачи в другие трубопроводы, на иной вид транспорта или хранения.

Магистральный трубопровод – это производственно-технологический комплекс, состоящий из подземных, подводных, наземных и надземных трубопроводов и других объектов, обеспечивающих безопасную транспортировку продукции.

Для Беларуси, не имеющей природных запасов энергоресурсов в стратегически значимых масштабах, их поставка по магистральным трубопроводам является необходимым условием успешного функционирования всего народно-хозяйственного комплекса и социальной сферы и залогом общей экономической безопасности страны.

Кроме того, поступающие в Беларусь энергоносители, проходя несколько переделов, используются как ценное сырьё для ряда важных отраслей промышленности Беларуси, что способствует укреплению сырьевой и экономической безопасности страны.

Не менее важна для экономики республики и *транзитная функция* магистральных трубопроводов, которая приносит государству существенные валютные доходы, укрепляющие его финансовую безопасность. Заметная роль, которую Беларусь играет в обеспечении транзита энергоносителей по магистральным трубопроводам в западные страны, укрепляет международный престиж страны.

Таким образом, магистральные трубопроводы являются неотъемлемым и важнейшим элементом национальной экономики Беларуси.

В Беларуси деятельность магистрального трубопроводного транспорта с января 2002 г. регламентируется Законом Республики Беларусь «О магистральном трубопроводном транспорте», проект которого, по заданию Проматомнадзора Беларуси, был подготовлен на кафедре трубопроводного транспорта Полоцкого государственного университета коллективом экспертов под руководством заведующего кафедрой В.К. Липского.

Для выполнения своих функций и успешного решения стоящего перед магистральным трубопроводным транспортом задач *объекты трубопроводного транспорта* должны быть оснащены современным оборудованием; необходимо широко использовать передовые технологии, основанные на применении информационных систем; проектирование и эксплуатацию объектов должен осуществлять высококвалифицированный персонал.

В статье 6 «**Основные принципы деятельности в области магистрального трубопроводного транспорта**» Закона Республики Беларусь «О магистральном трубопроводном транспорте», в качестве первого принципа определены «приоритеты безопасности граждан и государства, защиты окружающей среды».

Магистральные трубопроводы являются опасными производственными объектами, эксплуатация которых связана с возможностью промышленных аварий. Последствия аварий на магистральных нефтепроводах проявляются в экономической, социальной и экологической сферах.

Решение этой проблемы обеспечивается по двум направлениям. Главным из них является *повышение надёжности* объектов магистрального трубопроводного транспорта, направленное на обеспечение безаварийной работы магистральных трубопроводов. Повышение надёжности, а, следовательно, и безопасности магистральных нефтепроводов является одним из основных направлений научно-технической и инженерно-практической деятельности на магистральном трубопроводном транспорте.

Вторым направлением обеспечения экологической безопасности нефтепроводов является создания *эффективных систем защиты* объектов окружающей природной среды при авариях на нефтепроводах.

Схема изучения материала

Тема занятий	Тип занятий	Вид (форма) занятий	Количество часов
Общие сведения о трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов	Изучение нового материала	Лекция	2

План лекции:

1. Значение транспорта нефти и нефтепродуктов в экономике.
2. Способы транспортирования нефти и нефтепродуктов.
3. История трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.
4. Классификация трубопроводов.
5. Состав сооружений магистральных трубопроводов.

1. Основы научно-теоретических знаний по модулю «Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов»

1.1. Значение транспорта нефти и нефтепродуктов в экономике

Системы транспорта нефти и нефтепродуктов в экономике тех стран, где существуют магистральные нефтепроводы, играют очень большую роль. Не вдаваясь в подробный разбор этого очень сложного вопроса, можно проиллюстрировать место и значение магистрального транспорта нефти на примере острой политической борьбы в районах, примыкающему к месторождению нефти в Каспийском море. Острая конкурентная борьба за обеспечение транзита нефти и нефтепродуктов разворачивается на западном направлении (Россия, Беларусь, Латвия, Литва).

Экономика транспорта нефти и нефтепродуктов существенно влияет на размещение нефтеперерабатывающих заводов и нефтебаз. Известное положение о целесообразности строительства НПЗ в центрах потребляющих районов определяется в значительной мере требованием экономии транспортных расходов. Транспортировка от промыслов до районов потребления однородного продукта нефти обойдётся дешевле, чем доставка на то же расстояние множества разнообразных нефтепродуктов.

Для того чтобы правильно оценить место трубопроводного транспорта нефти в нашей стране, необходимо исходить из того, что существующая в настоящее время на территории Беларуси система магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, создавалась как неотъемлемая часть системы транспорта нефти и нефтепродуктов большой страны – Советского Союза. Она была призвана решать экономические, политические и военно-стратегические проблемы СССР. При этом решались три основные задачи: обеспечение сырьём трёх крупнейших нефтеперерабатывающих заводов (Новополоцк, Мозырь, Мажейкяй), обеспечение экспортных поставок добываемой в СССР нефти и снабжение топливом советских военных группировок, расположенных в странах-участницах Варшавского договора.

После образования независимой Беларуси нефтепроводы решают две задачи: обеспечение сырьём Новополоцкого и Мозырского НПЗ и обеспечивают транзит экспортных поставок нефтяного сырья России на Запад. Нефтепродуктопроводы, проходящие по территории Беларуси, являются собственностью России и работают на обеспечение экспортных поставок.

1.2. Способы транспортирования нефти и нефтепродуктов

Существуют три основных вида транспорта нефти и нефтепродуктов: водный, железнодорожный и трубопроводный. Каждый вид транспорта имеет особенности.

Водный транспорт позволяет в наливных баржах и танкерах, а также в мелкой таре перевозить нефть, нефтепродукты и сжиженные природные и нефтяные газы в любых количествах. Если речь идёт о речном транспорте, то водный путь, как правило, длиннее трассы трубопровода или железнодорожного пути. В некоторых случаях это существенно удорожает транспорт. Речной транспорт носит сезонный характер. Поэтому в пунктах налива и разгрузки судов необходимо строить дополнительные ёмкости для накопления нефтяных грузов на межнавигационный период или заменять водный транспорт железнодорожными перевозками.

Железнодорожным транспортом можно перевозить нефтяные грузы всех видов, в том числе и сжиженные нефтяные газы: в цистернах, бункерах или лёгкой таре. Использование железнодорожного транспорта при больших установившихся нефтяных грузооборотах нецелесообразно из экономических соображений. Для перевозки *мелких партий нефтепродуктов* (в первую очередь масел, битума и других) железная дорога является предпочтительным видом транспорта. Железнодорожный транспорт хотя и не является непрерывным, но обладает меньшей степенью неравномерности работы по сравнению с водным транспортом (перевозки производятся круглый год).

Трубопроводы служат для транспортировки больших количеств нефти, нефтепродуктов и сжиженных нефтяных газов в одном направлении. Трубопроводный транспорт обладает следующими преимуществами по сравнению с другими видами транспорта:

- Трасса трубопровода короче трасс других видов транспорта, причём трубопровод может быть проложен между двумя любыми пунктами на суше, находящимися на любом расстоянии друг от друга;
- Трубопроводный транспорт в отличие от других видов транспорта – *непрерывный*, что обеспечивает ритмичную работу поставщиков и бесперебойное снабжение потребителей, благодаря чему отпадает необходимость создания крупных запасов транспортируемого груза на концах трассы;
- Потери нефти и нефтепродуктов при трубопроводном транспорте меньше, чем при перевозках другими видами транспорта;

- Трубопроводный транспорт наиболее механизированный и более других поддаётся автоматизации;
- Трубопроводный транспорт является наиболее экологически чистым способом транспортирования нефтегрузов.

К **недостаткам** трубопроводного транспорта нефти относится большой расход металла, «жесткость» трассы перевозок, узкая номенклатура перевозимых грузов и опасность тяжёлых экологических последствий при авариях.

Кроме основных видов транспорта большую роль играет **автомобильный транспорт**. Нефтепродукты перевозят в автоцистернах или мелкой таре. Автотранспорт в основном используется для перевозки нефтепродуктов от крупных нефтебаз к мелким и далее к потребителям.

1.3. История трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов

Развитие трубопроводного транспорта тесно связано с историей нефтяной промышленности.

Промышленная добыча нефти началась более ста лет назад. В России в 1825 г. она уже составляла 3500 т, а в 1859 г. поднялась до 5000 т. В 1901 г. мировая добыча нефти достигла 23 млн. т, причём первое место по добыче нефти занимала Россия (11,7 млн. т).

Первый нефтепровод местного значения длиной около 6 км сооружён в США в 1865 г., а в России – в 1878 г. (от промыслов Баку до нефтеперерабатывающих заводов). В дореволюционное время на территории царской России было построено 1147 км магистральных трубопроводов.

К 1941 г. в промышленной эксплуатации в СССР находились магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы общей протяжённостью около 4100 км. Максимальный диаметр составлял 300 мм. Насосные станции оборудовались, как правило, плунжерными насосами, строительство было слабо механизировано.

В послевоенные годы нефтепроводное строительство определялось бурным развитием нефтедобывающей промышленности в Волго-Уральском бассейне, а также строительством нефтеперерабатывающих заводов Урала и Поволжья.

В последние десятилетия существования СССР западносибирская нефть получила выход в центральные районы СССР, Белоруссию, Прибалтику, на нефтеперерабатывающие заводы Северного Кавказа, Азербайджана, в республики Средней Азии, к объектам Восточной Сибири.

Сооружение магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов на территории Беларуси началось в начале шестидесятых годов, когда в Советском Союзе решались задачи обеспечения транспортирования сырой нефти и светлых нефтепродуктов на экспорт через западные границы и порт Вентспилс, так

и снабжения нефтеперерабатывающих заводов Беларуси, Украины и Литвы. Кроме того, часть магистральных нефтепродуктопроводов использовалась для решения военно-стратегических задач на западном направлении.

Основные технические характеристики магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов Беларуси приведены в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Технические данные магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов, расположенных на территории Беларуси

Наименование трубопровода	Протяжённость коридора, км	Диаметр трубы, мм	Год ввода в эксплуатацию трубопровода
Гомельское предприятие по транспорту нефти «Дружба» (концерн «Белнефтехим»)			
Унеча – Мозырь I	183	820	1966
Унеча – Мозырь II		1020	1972
Мозырь – Брест I	441	630	1966
Мозырь – Брест II		720	1972
Мозырь – Брест III		820	1978 – 2000
Мозырь – Броды I	64	720	1973
Мозырь – Броды II		720	
Речица – Мозырь	85	530	1970
Новополоцкое предприятие по транспорту нефти «Дружба» (концерн «Белнефтехим»)			
Унеча – Полоцк I	450	820	1964
Унеча – Полоцк II			1974
Полоцк – Биржай – Мажейкяй	112,5	720	1977
Полоцк – Вентспилс	112,5	720	1968
Сургут – Полоцк	83	1020	1981
ЧУП «Запад – Транснефтепродукт»			
Унеча – Полоцк	402,5	530/377	1964
Унеча – Ровно	214,4	530	1966
Дисна – Илуксте	90	530	1974
Полоцк – Минск	278	426	1987 – 1990

На рис. 1.1. представлена схема расположения магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов на территории Беларуси.

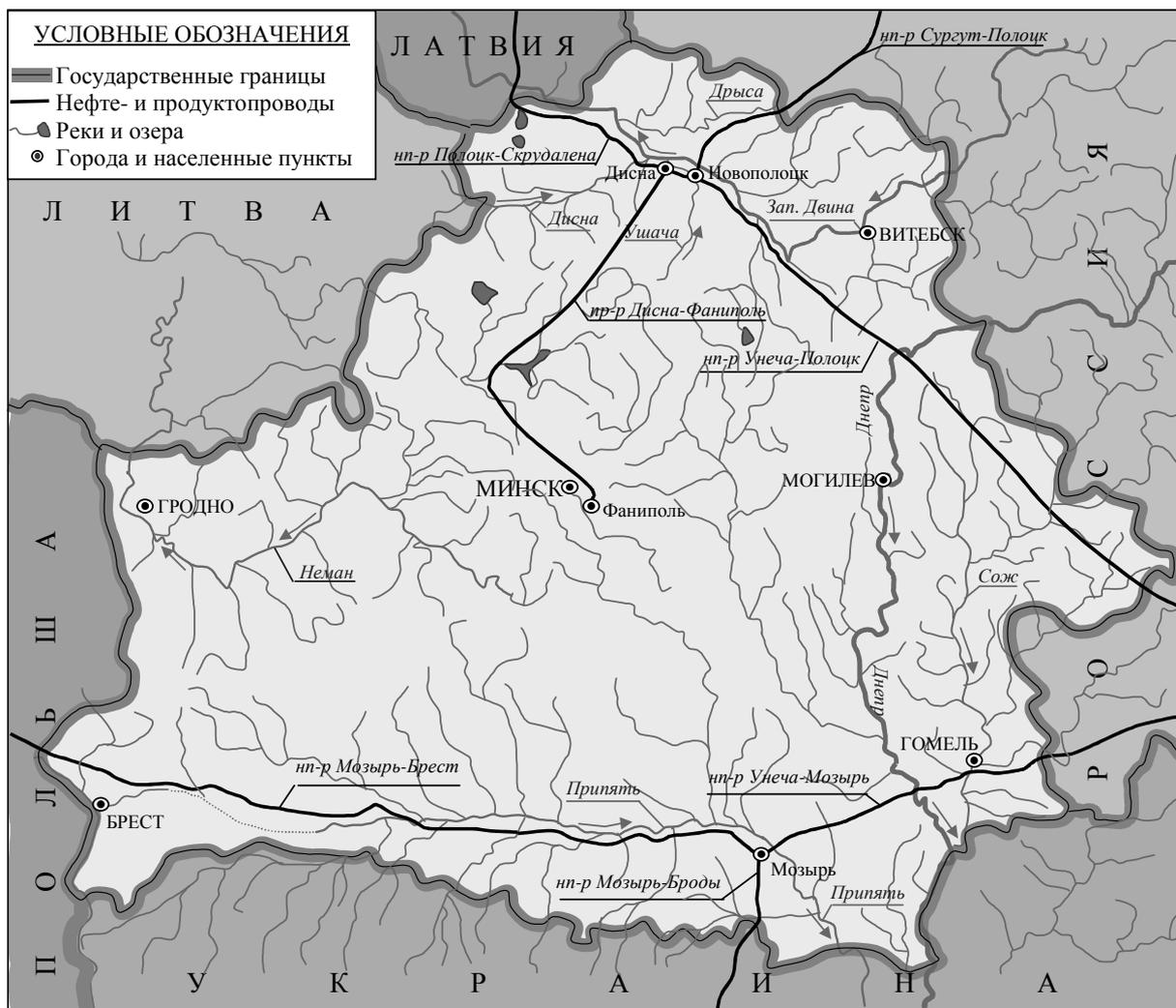


Рис. 1.1. Схема магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов, расположенных на территории Беларуси

Эксплуатацию магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов (МНП) на территории Беларуси осуществляют три предприятия трубопроводного транспорта: Новополоцкое республиканское унитарное предприятие по транспорту нефти (НРУПТН) «Дружба», Республиканское унитарное предприятие (РУП) «Гомельтранснефть – Дружба», Частное унитарное предприятие (ЧУП) «Запад – Транснефтепродукт».

Республиканское унитарное предприятие по транспорту нефти (РУП) «Гомельтранснефть – Дружба»

Приказ о создании Гомельского управления нефтепровода «Дружба» включил в действие мощный строительный-монтажный механизм огромной трубопроводной системы, сеть нефтепроводов охватившей европейскую часть Союза, ускорив в Беларуси работы по строительству нефтеперекачивающих станций. Уже были готовы магистрали от города Броды до станции

«Будковицы», ознаменовав начало рабочей биографии нефтепровода «Дружба». Нефть поступала по нему в Венгрию, а из Мозыря – в приёмные резервуары польской станции «Адамова Застава». По южной части Беларуси с востока на запад, вводились в эксплуатацию строящиеся насосные станции.

30 марта 1964 г. с вводом в действие насосной станции № 2 на бывшей нефтеперекачивающей станции «Михалки» под Мозырем практически началась работа Гомельского участка нефтепровода «Дружба».

Следующей станцией, построенной для транспортировки нефти в западном направлении, стала НПС «Пинск», введённая в строй накануне нового 1965 г. За этой первой в Брестской области станцией закреплён сейчас самый протяжённый участок трассы – около 280 километров.

28 июля 1965 г. были запущены четыре насосных агрегата станции «Бобовичи», положившей начало современной НПС «Гомель» – теперь первой белорусской станции нефтепровода «Дружба» на пути углеводородного сырья из российских месторождений в Западную Европу.

15 января 1967 г. на белорусской «Дружбе» появилась ещё одна станция нефтепровода «Дружба» – НПС «Кобрин».

29 июня 1967 г. была введена в эксплуатацию НПС «Туров».

28 июля 1968 г. НПС «Защелье» стала полноправной частью системы нефтепровода «Дружба» в его Гомельском управлении.

Новополоцкое республиканское унитарное предприятие по транспорту нефти (НРУПТН) «Дружба»

13 октября 1967 г. приказом № 363 Львовского управления магистральных нефтепроводов «Дружба» образовано Полоцкое районное управление нефтепроводов «Дружба» с местонахождением в городе Новополоцке и введена в строй НПС «Горки» 1-й очереди. Нефтепроводы «Унеча – Полоцк» и «Полоцк – Вентспилс», которые находились в стадии завершения строительства, перешли в подчинение Новополоцкому РНУ.

16 марта 1968 г. завершилось строительство нефтепровода «Полоцк – Вентспилс». Первые тонны нефти были выданы нефтеналивному терминалу для отгрузки на экспорт.

1 июня 1968 г. начала работу промежуточная станция НПС «Сенно».

26 сентября 1969 г. ведена в эксплуатацию головная перекачивающая станция «Полоцк». В железобетонные резервуары ГНС поступила первая нефть.

1 октября 1969 г. введена в действие 1-я очередь НПС «Костюковичи» и 1-я очередь НПС «Биржай».

Нефтепровод «Унеча – Полоцк» 2-й очереди был введен в эксплуатацию в период с 1975 по 1976 гг. В этот же период введены в действие 1-я очередь НПС «Скрудалиена», 1-я очередь НПС «Джуксте», насосные стан-

ции «Горки», «Полоцк», «Биржай» переименованы в линейные производственно-диспетчерские станции с подчинением им промежуточных НПС.

26 марта 1981 г. принята первая нефть из нефтепровода «Сургут – Полоцк» в резервуары № 7 и № 8 (по 50 тыс. куб. м.).

16 марта 1999 г. Новополоцкое предприятие по транспорту нефти переименовано в Новополоцкое республиканское унитарное предприятие по транспорту нефти «Дружба» (НРУПТН «Дружба»).

Частное унитарное предприятие (ЧУП) «Запад – Транснефтепродукт»

После охвата сетью трубопроводов нефтеносных районов России в середине прошлого века, в 1958 г. Правительство Советского Союза приняло решение «О строительстве трубопроводов для транспорта нефти и нефтепродуктов в западные районы СССР».

29.05.1970 г. была образована **Мозырская Дирекция строящихся магистральных продуктопроводов**, которая продолжала выполнять функции заказчика строящихся продуктопроводов специального назначения «Стальной Конь – Унеча – Запад», состоящих из так называемых объектов:

- объект 241 (Унеча – Полоцк – Вентспилс);
- объект 242 (Унеча – Мозырь – Ровно);
- объект 123 (Ровно – Брест),

и функционировала до 30 апреля 1979 г.

После завершения строительства магистральных нефтепродуктопроводов в апреле 1979 г. было принято решение создать на базе Дирекции **Мозырское районное управление магистральных продуктопроводов (МРУМПП)** в составе Юго-Западного управления магистральных продуктопроводов Главнефтеснаба РСФСР (г. Мозырь).

В состав Мозырского РУМПП были переданы:

а) Брянским РУМПП

- ЛПДС «8-Н» (г. Унеча, Брянской обл., август 1970 г.);

б) Прикарпатским РУМПП

- Наливной пункт «Гомель-3» (г. Гомель, август 1970 г.);
- ПС «2-М» (г. Речица, Гомельской обл.; август 1970 г.);
- ПС «3-Р» (г. Овруч, Житомирской обл.; август 1970 г.);
- ПС «4-4» (г. Н-Волынский, Житомирской обл.; 1972 г.);
- Наливной пункт «Новоград-Волынский» (1972 г.);
- 768,5 км магистрального продуктопровода нынешнего участка МННП № 42.

29 декабря 1979 г. в Мозырское РУМПП после завершения строительства вошла **Мозырская перекачивающая станция**, обеспечивавшая прием и перекачку нефтепродуктов от Мозырского НПЗ в направлении Украины и далее в Венгрию и Чехословакию.

В 1988 г. было окончено строительство нефтепродуктопровода от Полоцкого НПЗ до нефтебазы «Фаниполь».

В 1989 г. было завершено строительство Диспетчерского пункта Мозырского РУМНПП, и административно-управленческий аппарат переехал в новое четырехэтажное здание по адресу: г. Мозырь, ул. Котловца 29, где находится и сейчас.

В результате реорганизации **Мозырское РУМНПП преобразовывается в Мозырское управление магистральных нефтепродуктопроводов (МУМНПП)** и в его состав входят:

Линейная производственно-диспетчерская станция «Дисна» введена в эксплуатацию в сентябре 1974 г. с резервуарным парком на 200 000 м³. ЛПДС «Дисна» осуществляет прием и учет нефтепродуктов, как из Российской Федерации, так и с ОАО «Нафтан»; является головной станцией при транспортировке на экспорт в направлении Латвии. В зоне обслуживания находится 540 км МНПП.

Перекачивающая станция «Сенно» образована в сентябре 1994 г., до этого существовала как «площадка 1-С» в составе ЛПДС «Дисна» с 1974 г. ПС «Сенно» является промежуточной перекачивающей станцией на участке № 41 с магистральным трубопроводами протяженностью 540 км.

Наливной пункт «Гомель-3» введен в эксплуатацию в августе 1970 г. с резервуарным парком емкостью 60 000 м³ и железнодорожной наливной эстакадой на 28 вагоноцистерн.

Перекачивающая станция «2-М» введена в эксплуатацию в августе 1969 г. ПС «2-М» является промежуточной перекачивающей станцией на участке № 42 с магистральным трубопроводом протяженностью 180 км.

Мозырская перекачивающая станция введена в эксплуатацию 29 декабря 1979 г., с МНПП протяженностью 100 км и базой производственного обеспечения. Обеспечивает прием и перекачку нефтепродуктов от Мозырского НПЗ в направлении Украины и далее в Венгрию и другие страны Западной Европы.

Площадка «1/1» участка № 23 введена в эксплуатацию в 1967 г. с подземным резервуарным парком, емкостью 50 000 м³ и магистральным трубопроводом протяженностью 115 км.

1.4. Классификация трубопроводов

Нефтепроводом принято называть трубопровод, предназначенный для перекачки нефти и нефтепродуктов. Когда хотят подчеркнуть, что перекачиваются именно нефтепродукты, то употребляют термин «**нефтепродуктопровод**». В зависимости от вида перекачиваемого нефтепродукта трубопровод называют также бензинопроводом, керосинопроводом, мазутопроводом и т.д.

По своему назначению нефтепроводы и нефтепродуктопроводы делятся на следующие группы:

внутренние – соединяют различные объекты и установки на промыслах, нефтеперерабатывающих заводах и нефтебазах;

местные – по сравнению с внутренними имеют большую протяженность (до нескольких десятков километров) и соединяют нефтепромыслы или нефтеперерабатывающие заводы с головной станцией магистрального нефтепровода или с пунктами налива на железной дороге или в танкеры;

магистральные – характеризуются большой протяженностью (сотни и тысячи километров), поэтому перекачка ведется не одной, а несколькими станциями, расположенными на трассе. Режим работы трубопроводов – непрерывный (кратковременные остановки носят случайный характер или связаны с ремонтом).

Согласно СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы» нефтепроводы и нефтепродуктопроводы подразделяются на четыре класса в зависимости от условного диаметра труб (в мм):

I – 1000 – 1200;	III – 300 – 500;
II – 500 – 1000;	IV – менее 300.

Прокладку трубопроводов можно осуществлять как одиночно, так и параллельно действующим или проектируемым трубопроводам – в техническом коридоре. Под *техническим коридором* магистральных трубопроводов согласно СНиП 2.05.06.-85* понимают систему параллельно проложенных трубопроводов по одной трассе, предназначенных для транспортировки нефти (нефтепродуктов, в том числе сжиженных углеводородных газов) или газа (газового конденсата). В отдельных случаях допускается совместная прокладка в одном техническом коридоре нефтепроводов (нефтепродуктопроводов) и газопроводов.

1.5. Состав сооружений магистральных трубопроводов

В состав магистральных трубопроводов входят:

линейные сооружения, представляющие собой собственно трубопровод, систему противокоррозионной защиты, линии связи и т.п.;

перекачивающие и тепловые станции;

конечные пункты нефтепроводов и нефтепродуктов и газораспределительные станции (ГРС), на которых принимают поступающий по трубопроводу продукт и распределяют его между потребителями, подают на завод для переработки или отправляют далее другими видами транспорта.

В некоторых случаях в состав магистрального трубопровода входят и **подводящие трубопроводы**, по которым нефть или газ от промыслов подается к головным сооружениям трубопровода.

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 глубина заложения не диктуется особыми геологическими условиями или необходимостью поддержания температуры перекачиваемого продукта на определенном уровне. Для магистральных трубопроводов применяют цельнотянутые или сварные трубы диаметром 300 – 1420 мм. *Толщина стенок* труб определяется проектным давлением в трубопроводе, которое достигает 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 утяжеляют закрепленными на трубах грузами или сплошными бетонными покрытиями и заглубляют ниже дна реки. Кроме основной, укладывают резервную нитку перехода того же диаметра. На пересечениях железных и крупных шоссе-ных дорог трубопровод проходит в патроне из труб, диаметр которых на 100 – 200 мм больше диаметра трубопровода. В последние годы всё большее применение находят *бестраншейные способы прокладки* трубопроводов через различные препятствия – водные объекты, автомобильные и железные дороги, уникальные объекты природы и т. п. Наиболее совершенным способом бестраншейной прокладки является **метод горизонтального наклонного бурения**, который освоен и применяется строительными организациями Беларуси.

С интервалом в 10 – 30 км в зависимости от рельефа трассы на трубопроводе устанавливают **здвижки** 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.

Перекачивающие станции располагаются на нефтепроводах с интервалом 50 – 150 км. Перекачивающие (насосные) станции нефтепроводов и нефтепродуктопроводов оборудованы центробежными насосами с электроприводом. Подача применяемых в настоящее время магистральных насосов достигает 12500 м³/ч.

В начале нефтепровода находится **головная насосная станция (ГНС)**, которая располагается вблизи нефтяного промысла или в конце подводящих трубопроводов, если магистральный нефтепровод обслуживают несколько промыслов или один промысел, разбросанный на большой территории. Головная насосная станция отличается от промежуточных нали-

чием резервуарного парка объемом, равным двух-, трехсуточной пропускной способности нефтепровода. Кроме основных объектов, на каждой насосной станции имеется *комплекс вспомогательных сооружений*: трансформаторная подстанция, снижающая напряжение подаваемого на линию электропередач (ЛЭП) тока с 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 400 – 800 км, в пределах которых возможна независимая работа насосного оборудования. Промежуточные насосные станции (НПС) 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 подогреватели паровые или огневые (печи). Для снижения тепловых потерь такие трубопроводы могут быть снабжены теплоизоляционным покрытием.

Конечный пункт нефтепровода – либо сырьевой парк нефтеперерабатывающего завода, либо перевалочная нефтебаза, обычно морская, откуда нефть танкерами перевозится к нефтеперерабатывающим заводам или экспортируется за границу. *Конечный пункт нефтепродуктопровода* – резервуарный парк перевалочной или крупной распределительной нефтебазы.

2. Термины, определения и используемые сокращения

Магистральный нефтепровод (нефтепродуктопровод) – трубопровод с избыточным давлением до 10 МПа, с комплексом подземных, наземных, надземных и подводных сооружений, предназначенный для транспортирования подготовленной в соответствии с требованиями государственных стандартов и технических условий нефтепродуктов от пунктов приемки до пункта сдачи, технологического хранения или перевалки (передачи) на другой вид транспорта (РД 153-39.4-041-99).

Технический коридор – система параллельно проложенных трубопроводов по одной трассе, предназначенных для транспортирования нефти, нефтепродуктов, в том числе сжиженных углеводородных газов, или газа (газового конденсата) (РД 153-39.4-041-99).

Перекачивающая станция – комплекс сооружений, оборудования и устройств, обеспечивающих прием и закачку нефтепродуктов в трубопровод (РД 153-39.4-041-99).

МНП – магистральный нефтепровод

МНПП – магистральный нефтепродуктопровод

ЛПДС – линейно-производственная диспетчеризированная станция

ПС – перекачивающая станция

ЛЧ – линейная часть нефтепровода

КП – конечный пункт нефтепровода

3. Тесты и задания для контроля за результатами обучения

3.1. На оценку «удовлетворительно»

1. Перечислите основные способы транспортирования нефти и нефтепродуктопроводов.
2. Назовите основные преимущества и недостатки трубопроводного транспорта по сравнению с другими способами транспортирования.
3. Назовите основные преимущества и недостатки водного транспорта по сравнению с другими способами транспортирования.
4. Назовите основные преимущества и недостатки железнодорожного транспорта по сравнению с другими способами транспортирования.
5. Перечислите, какие предприятия осуществляют эксплуатацию магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов на территории Беларуси.
6. Дайте определение термина «магистральный нефтепродуктопровод».
7. Что понимают под термином «технический коридор»?
8. Назовите основной нормативный документ в области проектирования магистральных трубопроводов.

3.2. На оценку «хорошо»

1. На какие группы по своему назначению подразделяются нефтепроводы и нефтепродуктопроводы?
2. На какие классы подразделяются магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы в зависимости от условного диаметра труб?
3. Какие функции выполняют внутренние нефтепроводы и нефтепродуктопроводы?
4. Какие функции выполняют местные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы?
5. Какие функции выполняют магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы?
6. Что относится к основному и вспомогательному оборудованию нефтеперекачивающих станций?

3.3. На оценку «отлично»

1. Перечислите и охарактеризуйте объекты, входящие в состав сооружений магистральных трубопроводов?
2. Какое назначение у головной и промежуточной насосных станций, их технологические отличия?
3. Что является основными элементами магистрального трубопровода?
4. Какие основные мероприятия производят на пересечениях магистральных трубопроводов с водными преградами?
5. Какие основные мероприятия производят на пересечениях магистральных трубопроводов с железными и крупными шоссейными дорогами?
6. Какие основные методы применяют для защиты магистрального трубопровода от коррозии?

Литература

1. Абузова, Ф. Ф. Техника и технология транспорта и хранения нефти и газа: Учеб. пособие для вузов / Ф. Ф. Абузова, Р. А. Алиев, В. Ф. Новоселов и др. ; под ред. В. Ф. Новосёлова – М. : Недра, 1992. – 320 с.
2. Васильев, Г. Г. Трубопроводный транспорт нефти : Учеб. для вузов: В 2 т. Т. 1. / Г. Г. Васильев, Г. Е. Коробков, А. А. Коршак и др. ; под редакцией С. М. Вайнштока – М : Недра, 2004.
3. Ишмухаметов, И. Т. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов / И. Т. Ишмухаметов, С. Л. Исаев, М. В. Лурье, С. П. Макаров. – М. : Нефть и газ, 1999.
4. Новоселов, В. Ф. Техника и технология транспорта и хранения нефти и газа / В. Ф. Новоселов. – М. : Недра, 1992.
5. О магистральном трубопроводном транспорте: Закон Республики Беларусь от 9 января 2002 г. № 87-3.
6. Середюк, М. Д. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов / М. Д. Середюк, В. П. Лисафин. – Ивано-Франковск, 2001.
7. **СНиП 2.05.06-85***. Магистральные трубопроводы / Госстрой СССР. – М. : ЦИТП Госстроя СССР, 1985. – 52 с.
8. Тугунов, П. И. Транспорт и хранение нефти и газа / П. И. Тугунов, Н. Н. Константинов. – М. : Недра, 1975.
9. Шаммазов, А. М. Основы трубопроводного транспорта нефтепродуктов / А. М. Шаммазов, А. А. Коршак, К. Р. Ахмадуллин. – Уфа : Реактив, 1996.
10. Шаммазов, А. М. Основы трубопроводного транспорта нефти / А. М. Шаммазов, А. А. Коршак, К. Р. Ахмадуллин. – Уфа : Реактив, 1996.

МОДУЛЬ 2

«ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ И ПОДГОТОВКА ИХ К ДАЛЬНЕЙШЕЙ ТРАНСПОРТИРОВКЕ ПО МАГИСТРАЛЯМ»

Введение

Основные месторождения нефти сосредоточены в осадочных породах. **Нефть** – это горная порода, но не твердая, а жидкая. Вместе с другими горючими осадочными породами (торф, бурый и каменный уголь, антрацит) они образуют семейство *каустобиолитов*, т.е. горючих органических пород.

Для добычи нефти используется бурение. **Бурение** – это процесс сооружения скважины путем разрушения горных пород. *Скважиной* называют горную выработку круглого сечения, сооружаемую без доступа в нее людей, у которой длина во много раз больше диаметра.

Процесс добычи нефти состоит из трёх этапов. **Первый** – движение нефти по пласту к скважинам благодаря искусственно создаваемой разности давлений в пласте и на забоях скважины. Он называется *разработкой нефтяных месторождений*. **Второй этап** – движение нефти от забоев скважин до их устьев на поверхности. Его называют *эксплуатацией нефтяных скважин*. **Третий этап** – *сбор продукции скважин и подготовка нефти* к транспортированию потребителям.

Из нефтяных скважин в общем случае извлекается сложная смесь, состоящая из нефти, попутного газа, воды и механических примесей (песка, окалины и проч.). В таком виде транспортировать продукцию нефтяных скважин по магистральным нефтепроводам нельзя. Во-первых, вода – это балласт, перекачка которого не приносит прибыли. Во-вторых, при совместном течении нефти, газа и воды имеют место более значительные потери давления на преодоление сил трения, чем при перекачке одной нефти. Кроме того, велико сопротивление, создаваемое газовыми шапками, защемленными в вершинах профиля и скоплений воды в пониженных точках трассы. В-третьих, минерализованная пластовая вода вызывает ускоренную коррозию трубопроводов и резервуаров, а частицы механических примесей – абразивный износ оборудования. В связи с вышеперечисленным, целью третьего этапа является сбор нефти, попутного нефтяного газа и воды; отделение попутного газа и воды от нефти, после этого – закачка воды обратно в пласт для поддержания пластового давления, транспортирование газа потребителям. Или, иначе, **целью** промышленной подготовки нефти является ее дегазация, обезвоживание, обессоливание и стабилизация.

Схема изучения материала

№ п/п	Тема занятий	Тип занятий	Вид (форма) занятий	Количество часов
1	Свойства нефтей и нефтепродуктов и подготовка их к дальнейшей транспортировке по магистралям	Изучение нового материала	Лекция	2
2	Основные физические свойства нефтей и нефтепродуктов	Углубление и систематизация учебного материала	Практическое занятие	3
3	Основные физические свойства нефтей и нефтепродуктов	Предварительный контроль	Практическое занятие	1
4	Расчет плотности, вязкости нефти (нефтепродуктов) на заданную температуру	Углубление и систематизация учебного материала	Курсовой проект	2

План лекции:

1. Требования по качеству нефти и нефтепродуктов
2. Обезвоживание и обессоливание нефти
3. Разделение продукции скважин на жидкую и газовую фазы

1. Основы научно-теоретических знаний по модулю «Основные свойства нефтей и подготовка их к дальнейшей транспортировке по магистралям»

1.1. Требования по качеству нефти и нефтепродуктов

Только начальный период разработки нефтяных месторождений характеризуется безводной добычей; примерно 60 – 75 % всей нефти добывают в обводненном состоянии. Пластовые воды являются высокоминерализованными, содержащими растворенный газ и микроорганизмы, т.е. являются агрессивными средами, вызывающими быстрый коррозионный износ труб и оборудования. Кроме того, в сырых нефтях может быть значительное количество механических примесей, быстро выводящих из строя насосы и другое оборудование.

Вода и механические примеси в нефти – это *балласт*, удорожающий перекачку за счет увеличения объемов. Наличие воды в нефти обеспечивает во многих случаях образование водонефтяных эмульсий, которые при определенных условиях повышают в несколько раз гидравлическое сопротивление трубопроводов. Кроме этого, даже незначительное содержание воды

в нефти (до 0,1 %) приводит к интенсивному вспениванию последней в установках нефтеперерабатывающих заводов, т.е. к нарушению технологических режимов, а, следовательно, к ухудшению качества получаемой продукции и интенсивному износу (и даже выходу из строя) заводского оборудования.

В поступающей из скважины нефти содержится значительное количество легких фракций (нефтяные газы), которые являются ценным сырьем нефтехимической и химической промышленности. Из них для промышленности получают растворители, спирты, синтетические каучуки, искусственные волокна и др. Поэтому легкие фракции отделяются от нефти на промысловых пунктах подготовки, в противном случае они потеряются в резервуарных парках нефтепроводов и заводов.

В большинстве случаев разрешается транспортировать нефти с содержанием воды до 1 – 2 % и предельным содержанием солей до 500 мг/л. В последнее время нефтепереработчики все чаще выдвигают довольно жесткие требования: содержание солей до 40 мг/л при наличии воды до 0,1 %. Отсюда следует, что перед транспортом нефти ее необходимо специально готовить. Подготовка нефти включает операции *обезвоживания* и *обессоливания* нефти и полное или частичное *разгазирование* нефти.

В готовых нефтепродуктах вообще не допускается наличие воды и механических примесей (в отдельных случаях допускаются следы воды).

1.2. Обезвоживание и обессоливание нефти

Механизм образования эмульсии и ее тип являются основными факторами для обоснования способа обезвоживания нефти. *Эмульсии* образуются не в пластовых условиях, а в коммуникациях от пласта и дальше, в которых возможно перемешивание нефти с водой. Различают две фазы в эмульсиях: внутреннюю и внешнюю (или дисперсную и дисперсионную). Наличие растворенных газов стимулирует образование эмульсий даже при малых скоростях движения, а присутствие солей нафтеновых кислот и асфальтосмолистых веществ способствует образованию эмульсий высокой стойкости.

Различают два типа эмульсий: «нефть в воде» (Н/В) и «вода в нефти» (В/Н). Тип образующейся эмульсии зависит от соотношения объемов фаз; дисперсионной средой становится та жидкость, объем которой больше.

Вязкость нефтяной эмульсии зависит от вязкости нефти, соотношения фаз воды и нефти и температуры образования эмульсий. С повышением содержания воды в нефти увеличивается кажущаяся вязкость эмульсии (рис. 2.1). При вполне определенном соотношении фаз эмульсия типа В/Н переходит в эмульсию типа Н/В. Соотношение фаз, при котором происходит «перевора-

чивание» эмульсии, называется *точкой инверсии*. За точкой инверсии вязкость эмульсии уменьшается с ростом содержания воды. Чем выше температура образования эмульсии, тем больше численное значение точки инверсии. Нефтяные эмульсии, являясь дисперсными системами, до точки инверсии обладают аномальными свойствами (с увеличением содержания разбавителя – воды вязкость системы возрастает). Это объясняется тем, что в эмульсионном потоке силы внутреннего трения определяются сопротивлением контактирующих между собой по поверхности глобул эмульсии. Аномальное поведение вязкости эмульсий усиливается с понижением температуры, особенно, если исходные нефти сами являются аномальными.

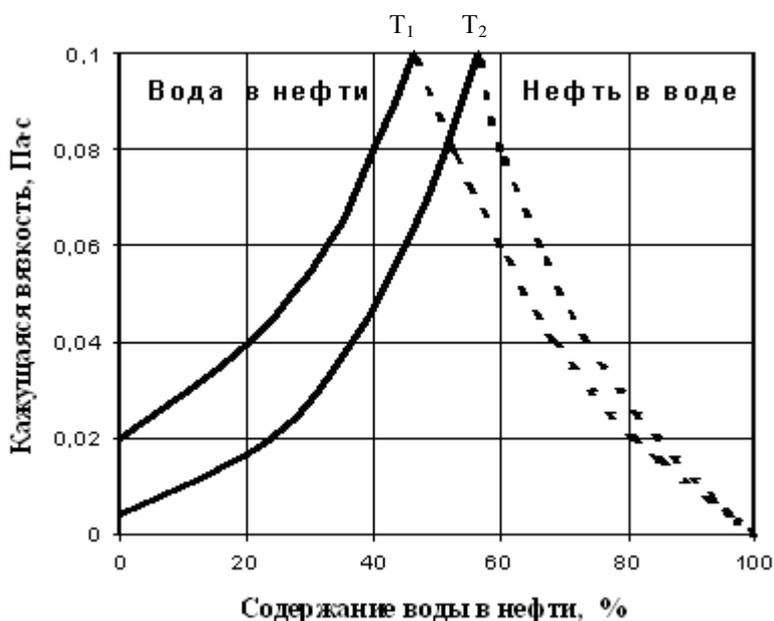


Рис. 2.1. Зависимость кажущейся вязкости эмульсии от содержания воды в нефти и исходной температуры смешения T_1 , T_2 .

При проектировании установок по обезвоживанию нефти необходимо иметь в виду, что с процессом обезвоживания неразрывно связан процесс обессоливания. При необходимости, для более полного обессоливания, в сырую нефть приходится дополнительно подавать пресную воду, в которой растворяются минеральные соли и вместе с водой удаляются.

Нефтяную эмульсию можно разрушить различными способами воздействия: механическим, тепловым, химическим, термохимическим, электрическим. К механическим способам воздействия относятся: отстаивание, центрифугирование и фильтрация. В настоящее время наиболее эффективно деэмульсацию осуществляют путем комбинированного использования гравитационного отстаивания в сочетании с термическими, химическими и электрическими методами обработки нефти в процессе ее обезвоживания.

Применяют периодическое и непрерывное отстаивание. В качестве отстойников периодического действия используют обычные вертикальные стальные резервуары сырьевых парков промыслов. Через какое-то время после заполнения резервуара сырой нефтью вода осаждается в нижней части, а нефть собирается в верхней части резервуара (разделение фаз идет при спокойном хранении). По окончании процесса *деэмульсации* вода и нефть отбираются из резервуара по отдельным трубопроводам.

В отстойниках непрерывного действия деэмульсация производится на потоке. По конструкции и положению в пространстве различают отстойники вертикальные, горизонтальные, радиальные, наклонные, конические, прямоугольные, цилиндрические и др. Во всех конструкциях проектируется малая скорость движения эмульсии, обеспечивающая достаточное время для разделения фаз. На рис. 2.2 показана схема горизонтального цилиндрического (или прямоугольного) отстойника. Длину отстойника рассчитывают из условия полного разделения фаз. Гравитационное отстаивание в чистом виде дает положительные результаты только в тех случаях, когда вода в нефти содержится в свободном состоянии или в состоянии крупнодисперсной нестабилизированной эмульсии.

Центрифугирование для деэмульсации сырой нефти практического применения не нашло вследствие большой сложности, дороговизны и малой производительности установок.

Метод фильтрации пригоден для разделения нестойких эмульсий, он основан на явлении селективной смачиваемости веществ различными жидкостями.

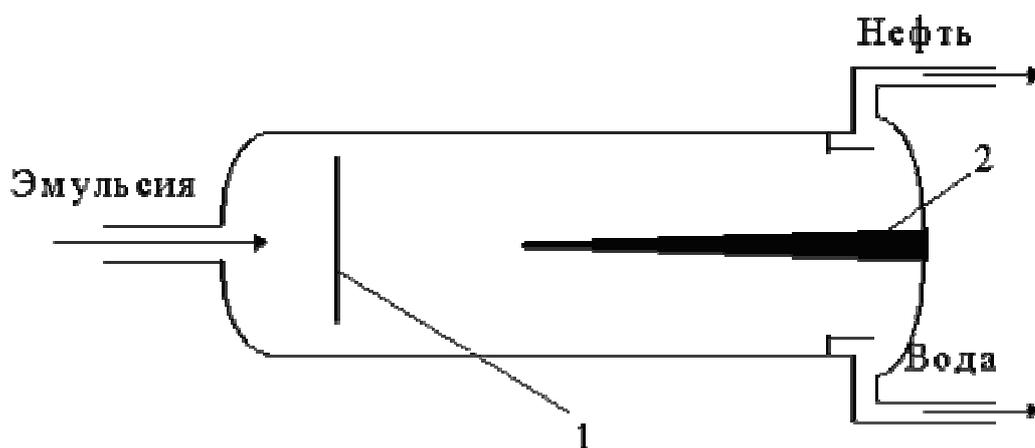


Рис. 2.2. Схема горизонтального отстойника непрерывного действия:
1 – перегородка; 2 – поверхность раздела

В качестве фильтрующего материала используют сухой песок, гравий, битое стекло, стекловату, древесную стружку из осины, клена, тополя и других несмолистых пород древесины, а также металлическую стружку. Чаще всего применяют стекловату, которая хорошо смачивается водой и не

смачивается нефтью. Фильтры из стекловаты прочны, устойчивы и долговечны. В качестве фильтрующей среды могут быть и другие материалы при непрерывном условии, чтобы электрический заряд частиц фильтра был противоположен по отношению к глобулам. Тогда при прохождении эмульсии через фильтр электрические заряды будут сниматься с поверхности глобул, тем самым будут снижаться отталкивающие силы между ними; происходит укрупнение капель и они стекают вниз, нефть же свободно проходит через фильтр.

Обезвоживание сырой нефти фильтрацией применяют очень редко вследствие громоздкости оборудования, частой смены фильтрующего материала и малой производительности установок.

Тепловой способ воздействия при деэмульсации нефтей является одним из основных приемов обезвоживания. На поверхности частиц водонефтяной эмульсии образуются бронирующие слои, состоящие из асфальтосмолистых веществ и парафинов. При обычных температурах бронирующие слои представляют собой довольно прочную оболочку, препятствующую слиянию и укрупнению капель. При высоких температурах снижается вязкость бронирующей оболочки, тем самым уменьшается прочность оболочки и облегчается слияние глобул. В результате нагревания также снижается вязкость нефти, т.е. ускоряется процесс отстаивания.

Разработано большое число нагревательных установок. Температуру нагревания определяют, как правило, лабораторным путем с учетом свойств водонефтяной эмульсии и принятой технологической системы обезвоживания. В технологической линии обезвоживания подогреватели устанавливаются после отделения (сепарации) из нефти газов, но ранее ввода нефти в отстойник. В чистом виде тепловую обработку нефти с отстаиванием применяют редко. Тепловую обработку чаще используют как составной элемент более сложного комплексного метода подготовки нефти.

Химический способ воздействия на нефть в современной нефтяной промышленности применяют наиболее широко. Разработан и выпускается промышленностью широкий спектр химических реагентов, разрушающих водонефтяные эмульсии. Выбор эффективного реагента – *деэмульгатора* зависит от вида водонефтяной эмульсии и в каждом конкретном случае проводится по результатам лабораторных и промышленных экспериментов.

Суть процесса обезвоживания с помощью химического воздействия очень проста: реагент – деэмульгатор вводят в эмульсию, перемешивают в ней, после чего происходит разделение фаз и отстаивание.

Применяют как периодическое, так и непрерывное разрушение эмульсии. В настоящее время предпочтение отдают непрерывным процессам. Периодическую деэмульсацию проводят в резервуарах-отстойниках

(резервуар заполняют сырой нефтью, вводят химический реагент и дают время для разрушения эмульсии и отстаивания). Непрерывная деэмульсация имеет два варианта реализации:

– внутрискважинная деэмульсация, когда реагент вводят в эмульсию непосредственно в скважине;

– путевая или внутритрубная деэмульсация, когда реагент вводят на начальном участке нефтесборного коллектора.

Промышленные эксперименты по деэмульсации нефти на первых перегонах магистрального нефтепровода дали положительные результаты.

Теплохимический способ воздействия на нефть наиболее широко применяют. В настоящее время около 80 % добываемой обводненной нефти проходит обработку на теплохимических установках. Главные достоинства теплохимических установок:

– возможность обработки нефтей с различным содержанием воды без изменения оборудования и аппаратуры;

– возможность, при необходимости, замены деэмульгатора без замены оборудования.

Кроме того, установка относительно проста. Но теплохимические установки требуют больших затрат на теплоту и деэмульгаторы.

Обессоливание и обезвоживание нефти ведут при температуре 320 – 375 К. При более высоких температурах обессоливание и обезвоживание осуществляют под повышенным давлением, чтобы сохранить однородность эмульсии.

Для повышения эффективности действия деэмульгатора необходимо как можно раньше вводить его в образовавшуюся эмульсию (не допускать перехода эмульсии в стабильное состояние), а также интенсивной турбулизацией и подогревом обеспечить полный контакт реагента с каплями эмульсии.

Электрический способ воздействия для обезвоживания и обессоливания нефтей широко применяют в заводской практике, реже на промыслах. Электродегидраторы делают сферическими и цилиндрическими (горизонтальными и вертикальными), работающими на переменном и постоянном токе напряжением от 10 до 45 кВ. Деэмульсация нефти переменным током промышленной частоты 50 Гц наиболее эффективна. Электродегидраторы работают в нормальном режиме на эмульсиях типа В/Н при обводненности нефти 8 – 15 %. При большем содержании воды может произойти короткое замыкание между электродами аппарата. Если фактическая обводненность выше, то перед электрообработкой проводят частичное обезвоживание на других аппаратах.

Принцип действия электродегидратора следующий. Глобулы воды эмульсии в электрическом поле располагаются вдоль силовых линий в виде цепочек, образуя в вершинах капель электрические заряды. Под действием основного и индуцированного полей капли переходят в упорядоченное колебательное движение (следует за электрическим полем), сталкиваются друг с другом, укрупняются и оседают.

1.3. Разделение продукции скважин на жидкую и газовую фазы

Несовершенство существующих систем сбора и транспорта нефти на промыслах, малое избыточное давление резервуаров, использование негерметичной технологии налива и слива не позволяют доставить нефть на переработку без потерь легких фракций. Полная герметизация всех путей движения нефти от скважины до нефтеперерабатывающего завода – гарантия исключения любых ее потерь. Технически полную герметизацию можно осуществить, но мероприятия эти являются весьма дорогостоящими, так как на всех этапах движения нефть должна быть под высоким давлением, что влечет многократное увеличение расхода металлов.

На сегодняшний день технически и экономически оправданным является отбор из нефти растворенных газов и легких фракций на нефтяных промыслах и направление их на переработку по самостоятельным герметичным путям. Процесс извлечения из нефти легких углеводородов называется стабилизацией, он позволяет существенно снизить способность нефти к испарению. Степень стабилизации, т.е. процент отбора легких фракций, определяется, прежде всего, свойствами поступающей из скважины нефти, количеством добываемой нефти, техническим совершенством системы сбора и экономическими показателями. Для вновь проектируемых систем разработки месторождений необходимо стремиться к полной утилизации легких фракций.

В зависимости от свойств поступающей нефти и принятой глубины стабилизации процесс стабилизации можно вести двумя способами: *сепарация* – извлечение нефтяного газа одно- или многократным снижением давления (для усиления процесса испарения сепарацию часто ведут с подогревом нефти); *ректификация* – отбор легких фракций применением одно- или многократного нагрева и конденсации с разделением углеводородов по фракциям (легкие, тяжелые) или даже по видам углеводородов (метан, этан-пропановый газ, жирный газ).

В настоящее время на промыслах для стабилизации нефти в основном используют сепарацию в два этапа: разделение нефти и газа; очистка газа от нефтяной пыли. Для этой цели применяют специальные установки, называемые сепараторами (трапами).

На газоконденсатных месторождениях из пласта вместе с газом выходит конденсат, который является ценным сырьем для нефтехимической промышленности. Перед транспортом конденсат надо отделить от газа, так как неполное отделение конденсата на промысле вызывает его выпадение в магистральном газопроводе, что приводит к снижению пропускной способности транспортной системы.

Количество выделившегося конденсата зависят от температуры и давления. Изотермы конденсации имеют максимум при определенном давлении. С понижением температуры сепарации существенно увеличивается выход конденсата. Разделение газа и конденсата проводят на специальных установках низкотемпературной сепарации при давлении, обеспечивающем максимальный выход конденсата. Это давление устанавливают лабораторным путем в каждом конкретном случае.

Для предотвращения обмерзания за счет дроссельного эффекта сепаратор снабжен подогревателем.

Часто газ содержит водные пары, которые выпадают вместе с конденсатом и создают условия для гидратообразования. Чтобы исключить возможность гидратообразования, в установку вводят метанол или диэтиленгликоль, понижающий температуру застывания жидкой фазы. Вода, как более тяжелая жидкость в сравнении с конденсатом, отстаивается в нижней части сепаратора и оттуда периодически сбрасывается в очистные сооружения.

Очистку газа от конденсата и воды необходимо осуществлять до такой степени, чтобы исключить выпадение их в магистральном трубопроводе.

2. Термины, определения и используемые сокращения

Балласт – содержащиеся в нефти вода и механические примеси

Дегазация нефти – процесс отделения газа от нефти в специальных аппаратах – сепараторах

Деэмульгатор – специальное вещество, разрушающее бронирующую оболочку на поверхности капель воды и обеспечивающее тем самым условия для их слияния при столкновении

Деэмульсация – метод, заключающийся в том, что в смесь нефти и воды добавляется деэмульгатор в количестве 15 – 20 г на тонну эмульсии

Обезвоживание – процесс разрушения водонефтяной эмульсии

Обессоливание – процесс смешения обезвоженной нефти с пресной водой с целью отделения минеральных солей от нефти

Разгазирование – процесс отделения попутного нефтяного газа от нефти

Ректификация – отбор легких фракций применением одно- или многократного нагрева и конденсации с разделением углеводородов по фракциям (легкие, тяжелые) или даже по видам углеводородов (метан, этан-пропановый газ, жирный газ)

Стабилизация нефти – процесс извлечения из нефти легких углеводородов с целью уменьшения потерь нефти при ее дальнейшей транспортировке

Точка инверсии – соотношение фаз, при котором происходит «переворачивание» эмульсии

Эмульсия – механическая смесь нерастворимых друг в друге и находящихся в мелкодисперсионном состоянии жидкостей

Н/В – эмульсия «нефть в воде»

В/Н – эмульсия «вода в нефти»

3. Задания для практических занятий

Основные физические свойства нефтей и нефтепродуктов

Теоретический материал

Физические свойства нефтей и светлых нефтепродуктов, имеющие существенное значение для организации технологического процесса их транспортировки по трубопроводам, характеризуются плотностью ρ , а также динамической μ , и кинематической ν вязкостями.

Плотность жидкости

Плотность представляет собой массу жидкости в единице объема. Размерность плотности дается формулой M/L^3 . Единицей измерения плотности в системе СИ служит 1 кг/м^3 . Например, плотность бензинов составляет $730 - 760 \text{ кг/м}^3$, керосинов $780 - 830 \text{ кг/м}^3$, дизельных топлив $840 - 850 \text{ кг/м}^3$, нефтей – $840 - 960 \text{ кг/м}^3$.

При изменении давления и температуры плотность нефти или нефтепродукта также изменяется, поэтому ρ есть функция от давления p и температуры T , так что $\rho = f(p, T)$. Для расчета плотности в зависимости от температуры используется формула:

$$\rho(T) = \rho_{20} [1 + \zeta(20 - T)], \quad (2.1)$$

где ζ – коэффициент объемного расширения, $1^0/C$; T – температура, 0C ; ρ_{20} – плотность жидкости при нормальных условиях ($T = 20^0C$, $p_0 = p_{\text{АТМ}} =$

= 0,1013 МПа). Для нефти и нефтепродуктов значение коэффициента ζ представлено в табл. 2.1. Из формулы (2.1) следует, что в тех случаях, когда $T > 20^{\circ}\text{C}$, $\rho < \rho_{20}$, а в тех случаях, когда $T < 20^{\circ}\text{C}$, $\rho > \rho_{20}$.

Таблица 2.1.

Коэффициент ζ объемного расширения

Плотность ρ , кг/м ³	Коэффициент ζ , 1/ ^o C
700 – 719	0,001225
720 – 739	0,001183
740 – 759	0,001118
760 – 779	0,001054
780 – 799	0,000995
800 – 819	0,000937
820 – 839	0,000882
840 – 859	0,000831
860 – 879	0,000782
880 – 899	0,000734
900 – 919	0,000688
920 – 939	0,000645

Для расчета плотности нефти или нефтепродукта в зависимости от давления используется формула

$$\rho(p) = \rho_{20} \left[1 + \beta(p - p_{\text{АТМ}}) \right] = \rho_{20} \left[1 + \frac{p - p_{\text{АТМ}}}{K} \right], \quad (2.2)$$

в которой β , (1/Па) называется коэффициентом сжимаемости, а $K = 1/\beta$, (Па) – модулем упругости жидкости. Средние значения модуля K упругости для бензинов составляют $\approx 10^9$ Па (1000 МПа); для керосинов, дизельных топлив и нефтей $\approx 1,5 \cdot 10^9$ Па (1500 МПа).

Используется также обобщенная формула, учитывающая как барическое, так и тепловое расширение:

$$\rho(p, T) = \rho_{20} \left[1 + \zeta \cdot (20 - T) + \frac{p - p_{\text{АТМ}}}{K} \right]. \quad (2.3)$$

Вязкие свойства жидкостей

Для характеристик свойств нефти и нефтепродуктов учитываются касательные напряжения τ , возникающие на площадках $d\sigma$, разделяющих слои жидкости, движущиеся с различными скоростями $u(y)$, рис. 2.3.

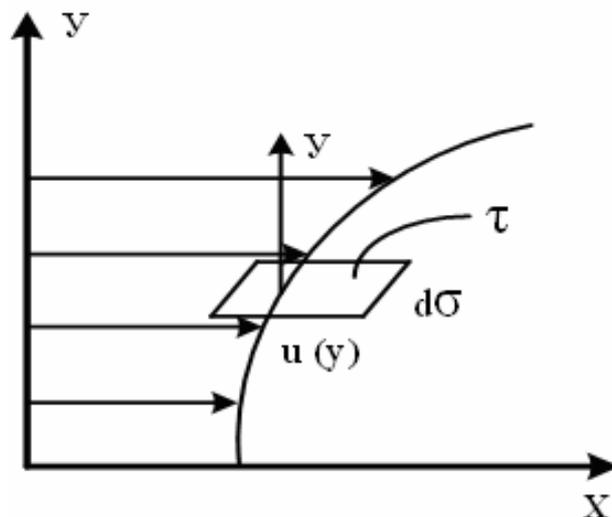


Рис. 2.3. Определение закона вязкого трения

Если для характеристик свойств нефти или нефтепродукта используется модель вязкой ньютоновской жидкости, то касательное напряжение τ полагается пропорциональным разности скоростей этих слоев, рассчитанной на единицу расстояния между ними:

$$\tau = \mu \frac{du}{dy}. \quad (2.4)$$

Касательное напряжение τ определяется как сила трения между слоями жидкости, разделенными выбранной площадкой, отнесенная к площади этой площадки:

$$[\tau] = \frac{\text{сила}}{\text{площадь}} = \frac{M \cdot L / T^2}{L^2} = \frac{M}{L \cdot T^2}.$$

Единицей измерения τ в системе СИ является Паскаль ($Па$) или $кг/(м \cdot с^2)$.

Коэффициент μ в законе (2.4) вязкого трения называется коэффициентом динамической вязкости. Размерность этого коэффициента

$$[\mu] = [\tau] T = \frac{M}{L \cdot T}.$$

Единицей измерения μ в системе СИ является Пуаз ($Пз$), при этом $1 Пз = 10^{-1} кг/(м \cdot с)$. В частности коэффициент динамической вязкости воды равен $0,01 Пз = 0,001 кг/(м \cdot с)$ или 1 сантиПуаз ($сПз$).

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

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

Единицей измерения в системе СИ является Стокс, при этом $1 Ст = 10^{-4} м^2/с$. В частности, коэффициент кинематической вязкости воды равен

$0,01 \text{ Ст} = 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с} = 1 \text{ сантиСтокс (сСт)}$. Кинематическая вязкость бензина составляет примерно $0,6 \text{ сСт}$; дизельного топлива – $4 - 9 \text{ сСт}$; маловязкой нефти – $10 - 15 \text{ сСт}$ и т.д. Вязкость нефти и почти всех нефтепродуктов зависит от температуры. При повышении температуры вязкость уменьшается, при понижении – увеличивается.

Расчет вязкости в зависимости от температуры:

$$v_{\tau} = v_{\tau_1} \cdot e^{-U(\tau - \tau_1)}, \quad (2.5)$$

где v_{τ_1} – коэффициент кинематической вязкости при τ_1 ; U – коэффициент, значения которого определяется по известным значениям вязкости при двух температурах (например, при 20 и $50 \text{ }^{\circ}\text{C}$):

$$U = \frac{\ln(v_{50}/v_{20})}{(50 - 20)}, \quad 1/^{\circ}\text{C}.$$

Объемный расход Q ламинарного течения вязкой несжимаемой жидкости в горизонтальной трубе кругового сечения с радиусом r_0 под действием разности давлений Δp определяется формулой Гагена – Пуазейля

$$Q = \frac{\pi \cdot r_0^4 \Delta p}{8\mu L}, \quad (2.6)$$

где L – длина трубы.

Расчет аналогичного течения в вертикальной трубе, происходящего под действием силы тяжести, определяется формулой:

$$Q = \frac{\pi \cdot r_0^4 \rho \cdot g}{8\mu} = \frac{\pi \cdot r_0^4 \cdot g}{8 \cdot \nu}, \quad (2.7)$$

где g – ускорение силы тяжести ($g = 9,81 \text{ м/с}^2$).

Если шар с диаметром d_0 весьма медленно движется в вязкой несжимаемой жидкости со скоростью ϑ , то со стороны жидкости на него действует сила F , называемая стоксовским сопротивлением:

$$F = 3\pi \cdot \mu \cdot \vartheta \cdot d_0. \quad (2.8)$$

В ряде случаев для характеристики свойств высоковязкой нефти или нефтепродукта используют модели неньютоновских жидкостей. Примером неньютоновской жидкости является модель степенной жидкости Освальда. Для этой модели справедливо соотношение:

$$\tau = k \left| \frac{du}{dy} \right|^{n-1} \frac{du}{dy}, \quad (2.9)$$

где k – коэффициент консистентности; n – показатель. Если $n < 1$, жидкость называют *псевдопластичной*, если $n > 1$ – *дилатантной*.

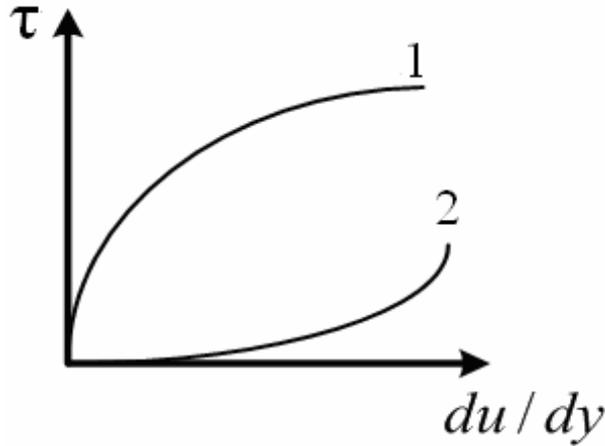


Рис. 2.4. Кривые течения степенной жидкости: 1 – псевдопластичной; 2 – дилатантной

Кривые течения, т.е. зависимости касательного напряжения τ трения от du/dy (1/с), называемые *скоростью сдвига*, изображены на рис. 2.4.

Объемный расход Q ламинарного течения степенной жидкости в горизонтальной трубе кругового сечения с радиусом r_0 под действием разности давлений Δp определяется формулой

$$Q = \frac{\pi r_0^3 n}{3n+1} \left(\frac{r_0 \Delta p / L}{2k} \right)^{1/n}. \quad (2.10)$$

Расход аналогичного течения в вертикальной трубе, происходящего под действием силы тяжести, определяется формулой

$$Q = \frac{\pi r_0^3 n}{3n+1} \left(\frac{r_0 \rho g}{2k} \right)^{1/n} = \frac{\pi r_0^3 n}{3n+1} \left(\frac{r_0 g}{2k/\rho} \right)^{1/n}. \quad (2.11)$$

Другой моделью неньютоновской жидкости, используемой для характеристики свойств высоковязких нефтей, служит модель вязко-пластичной жидкости с предельным напряжением сдвига или *модель жидкости Шведова – Бингама*. Для нее справедливы следующие соотношения:

$$\left. \begin{aligned} \tau &= \tau_0 + \mu \frac{du}{dy}, \text{ если } \tau > \tau_0 \\ \frac{du}{dy} &= 0, \text{ если } |\tau| \leq \tau_0 \\ \tau &= -\tau_0 + \mu \frac{du}{dy}, \text{ если } \tau < -\tau_0 \end{aligned} \right\}. \quad (2.12)$$

Эти соотношения означают, что до тех пор, пока модуль касательного напряжения τ не превысит некоторой предельной величины τ_0 , являющейся характеристикой данной среды и называемой *предельным напряжением*

сдвига, течение такой среды не начинается (в этом случае $\frac{du}{dy} = 0$); и среда течет как вязкая жидкость, если $|\tau| \geq \tau_0$ (при этом $\frac{du}{dy} \neq 0$). Кривая течения вязко-пластичной жидкости представлена на рис. 2.5.

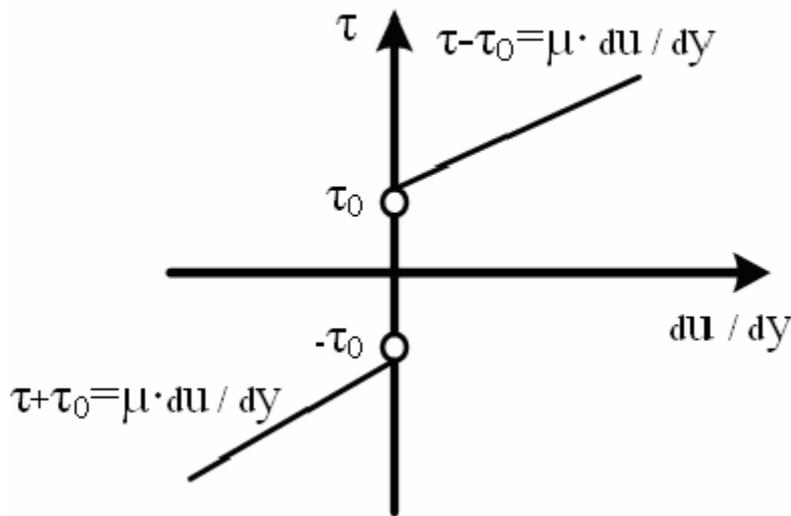


Рис. 2.5. Кривая течения вязко-пластичной жидкости

Объемный расход Q ламинарного течения вязко-пластичной жидкости Шведова – Бингама в горизонтальной трубе кругового сечения с радиусом r_0 под действием разности давлений Δp определяется формулой

$$Q = \frac{\pi r_0^4 \Delta p / L}{8\mu} \left[1 - \frac{4}{3} \left(\frac{2\tau_0}{r_0 \Delta p / L} \right) \right] + \frac{1}{3} \left(\frac{2\tau_0}{r_0 \Delta p / L} \right)^4. \quad (2.13)$$

Для начала такого течения должно выполняться условие

$$\Delta p > \frac{2\tau_0 L}{r_0} \quad \text{или} \quad \frac{2\tau_0}{r_0 \Delta p / L} < 1.$$

Испаряемость жидкостей

При каждой температуре для нефти и нефтепродуктов существует давление p_y , при котором жидкая и паровая фаза находится в термодинамическом равновесии. Это давление называют упругостью насыщенных паров, p_y (кг/м·с²). Например, упругость насыщенных паров бензина при 20 °С составляет 0,07 МПа, для различных керосинов, дизельных топлив и нефтей $p_y \approx 0,01 \div 0,02$ МПа.

Для стабильных жидкостей $p_y < 1,0$ атм. (0,1 МПа); для нестабильных $p_y > 1,0$ атм. (0,1 МПа).

Напомним, что:

$$1 \text{ Па} = 1 \text{ Н/м}^2; 1 \text{ МПа} \approx 10 \text{ атм.}; 10^6 = 1 \text{ МПа}; 1 \text{ атм.} = 98100 \text{ Па}$$

Деформируемость трубопровода

Если нефть или нефтепродукт находится в трубопроводе под давлением p больше, чем давление p_0 кружающей среды, то поперечное сечение трубопровода увеличено, причем увеличение Δd внутреннего диаметра и площади ΔS поперечного сечения даются формулами:

$$\Delta d = \frac{d_0^2}{2\delta E} \Delta p; \quad (2.14)$$

$$\Delta S = \frac{\pi \cdot d_0^3}{4\delta E} \Delta p, \quad (2.15)$$

где d_0 – номинальное значение диаметра; δ – толщина стенки трубопровода; E – модуль Юнга материала, из которого сделан трубопровод. Для трубных сталей $E = 2 \cdot 10^5$ МПа.

Объем V внутренней полости трубопровода изменяется, хотя и незначительно, при изменении температуры. Изменение ΔV объема внутренней полости трубопровода связано с тепловым расширением. В расчетах используют формулы

$$\begin{aligned} V(T) &= V_0 [1 + 2\alpha_T (T - T_0)] \\ \Delta V &= 2\alpha_T (T - T_0) \cdot V_0 \end{aligned}, \quad (2.16)$$

где V_0 – начальный объем трубопровода; T – температура трубопровода; T_0 – начальная температура; α_T – коэффициент теплового (объемного) расширения металла, из которого сделан трубопровод (для сталей $\alpha_T = 3,3 \cdot 10^{-5} 1/^\circ\text{C}$).

При определенном изменении давления жидкости в трубопроводе на величину Δp и температуры на ΔT изменение ΔV объема перекачиваемого продукта трубопровода рассчитывают по формуле

$$\Delta V = V_0 \left[2\alpha_T (T - T_0) + \frac{d_0}{\delta E} (p - p_0) \right]. \quad (2.17)$$

Пример 1

Плотность нефти при температуре 20°C равна 845 кг/м^3 . Вычислить плотность той же нефти при температуре 5°C .

Решение

Коэффициент ζ теплового расширения данной нефти согласно табл. 2.1 составляет $0,000831$. Используя формулу (2.1), получаем:

$$\rho_5 = 845 \cdot [1 + 0,000831 \cdot (20 - 5)] = 855,5 \text{ (кг/м}^3\text{)}.$$

Ответ: $855,5 \text{ кг/м}^3$.

Пример 2

Плотность нефти при температуре 5 °С составляет 875 кг/м³. Вычислить плотность той же нефти при температуре 20 °С.

Решение

Согласно (4.2.1) имеем уравнение

$$875 = \rho_{20} \cdot [1 + \zeta(20 - 5)].$$

Коэффициент ζ теплового расширения полагаем сначала соответствующим плотности нефти при $T = 5$ °С ($\zeta = 0,000782$).

Тогда

$$\rho_{20} = 875 / [1 + 0,000782 \cdot 15] = 864,9 \text{ (кг/м}^3\text{)}.$$

Поскольку найденное значение ρ_{20} плотности принадлежит тому же интервалу, для которого принято значение коэффициента ζ , то полученный результат в дальнейшем уточнений не нуждается.

Ответ: 864,9 кг/м³.

Пример 3

Плотность зимнего дизельного топлива при температуре 12 °С составляет 840 кг/м³. Какова будет его плотность при температуре 18 °С?

Решение

Согласно (4.2.1) имеем

$$840 = \rho_{20} \cdot [1 + \zeta(20 - 12)]; \rho_{18} = \rho_{20} \cdot [1 + \zeta(20 - 18)].$$

Отсюда получаем

$$\frac{840}{\rho_{18}} = \frac{1 + 8 \cdot \zeta}{1 + 2 \cdot \zeta}; \rho_{18} = 840 \frac{1 + 2\zeta}{1 + 8 \cdot \zeta}.$$

Если положить $\zeta = 0,000882$ таким же, как и для нефти с плотностью 820 – 839 кг/м³, то для ρ_{18} получаем

$$\rho_{18} = 840 \cdot [1 + 2 \cdot 0,000882 / (1 + 8 \cdot 0,000882)] = 835,6 \text{ (кг/м}^3\text{)}.$$

Тогда

$$\rho_{20} = 840 / [1 + 0,000882(20 - 12)] = 834,1 \text{ (кг/м}^3\text{)}.$$

Это значение находится в том же диапазоне плотностей, для которого справедливо выбранное значение $\zeta = 0,000882$. Следовательно, полученный результат в дальнейшем уточнении не нуждается: $\rho_{18} = 835,6$ кг/м³.

Ответ: 835,6 кг/м³.

Пример 4

Уровень нефти ($\rho_{20} = 850$ кг/м³) в вертикальном цилиндрическом резервуаре составлял утром 9 м, считая от дна резервуара. Определить, на

сколько изменится этот уровень днем, когда средняя температура жидкости увеличится на $7\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Решение

Запишем уравнение (2.1) для двух значений плотности нефти – утренней и дневной:

$$\rho_{УТ} = \rho_{20} \cdot [1 + \zeta(20 - T_{УТ})]; \quad \rho_{ДН} = \rho_{20} \cdot [1 + \zeta(20 - T_{ДН})],$$

где $\rho_{УТ}$, $\rho_{ДН}$, $T_{ДН}$, $T_{УТ}$ – утренние и дневные плотности нефти и температуры, соответственно. Из этих уравнений находим изменение $\Delta\rho$ плотности:

$$\Delta\rho = \rho_{УТ} - \rho_{ДН} = \rho_{20} \cdot \zeta(T_{ДН} - T_{УТ}); \quad \Delta\rho = 850 \cdot 0,000831 \cdot 7 = 4,94 \text{ (кг/м}^3\text{)}.$$

Поскольку масса нефти в резервуаре не изменилась, то должны иметь место равенства:

$$\rho_{УТ} H_{УТ} S = \rho_{ДН} H_{ДН} S \Rightarrow \rho_{УТ} H_{УТ} = \rho_{ДН} H_{ДН},$$

где S – площадь дна; H – уровень нефти в резервуаре.

Далее можно записать:

$$\rho_{УТ} H_{УТ} = \rho_{ДН} (H_{УТ} + \Delta H),$$

где ΔH – изменение уровня нефти в резервуаре.

Тогда

$$\Delta H = H_{УТ} (\rho_{УТ} - \rho_{ДН}) / \rho_{УТ} = H_{УТ} \Delta\rho / \rho_{ДН}.$$

Вообще говоря, дневная плотность $\rho_{ДН}$ нефти неизвестна, но она не сильно отклоняется от номинальной плотности ρ_{20} нефти при $20\text{ }^{\circ}\text{C}$, т.е. от 850 кг/м^3 , поэтому с достаточной степенью точности имеет место равенство

$$\Delta\rho / \rho_{ДН} = 4,94 / 850 = 5,812 \cdot 10^{-3}.$$

Отсюда находим

$$\Delta H = 9 \cdot 5,812 \cdot 10^{-3} = 52,3 \cdot 10^{-3} \text{ (м)}.$$

Таким образом, уровень нефти повыситься на $5,23\text{ см}$.

Ответ: $5,23\text{ см}$

ЗАДАЧИ

1. Температура авиационного керосина ТС-1 с номинальной плотностью $\rho_{20} = 825\text{ кг/м}^3$ опустилась на $8\text{ }^{\circ}\text{C}$. На сколько % увеличилась его плотность?

Ответ: На $0,71\text{ }%$.

2. Температура нефти ($\rho_{20} = 870\text{ кг/м}^3$) в вертикальном цилиндрическом резервуаре уменьшилась за сутки на $10\text{ }^{\circ}\text{C}$. На сколько изменится уровень жидкости в резервуаре, если известно, что первоначально он составлял 6 м ?

Ответ: Опустится на $4,7\text{ см}$.

3. Автомобильный бензин А-80 ($\rho_{20} = 730 \text{ кг/м}^3$) хранится при температуре $T_0 = 15^\circ \text{C}$ в горизонтальной цилиндрической цистерне с диаметром котла 5 м и протяженностью 50 м. Горловина цистерны представляет собой вертикальный цилиндр с диаметром 2 м и высотой 3 м. Уровень бензина в горловине цистерны находится на 1 м ниже ее верхнего края. Определить, на сколько этот уровень понизится, если температура топлива уменьшится на 5°C .

Ответ: На 1,84 м.

4. Автомобильный бензин ($\rho_{20} = 730 \text{ кг/м}^3$) в цистерне бензовоза нагрелся на 25°C , заполнив ее до нижнего среза горловины, в связи с чем объем топлива стал равен номинальному объему цистерны 10 м^3 . Определить, какой объем бензина будет зафиксирован в подземной емкости автозаправочной станции (АЗС) после слива цистерны, когда температура бензина уменьшится до температуры 15°C окружающего грунта.

Ответ: $9,825 \text{ м}^3$, т.е. на 175 л меньше.

5. Каково изменение вместимости участка стального нефтепровода ($D = 820 \text{ мм}$, $\delta = 10 \text{ мм}$, $L = 100 \text{ км}$) при увеличении среднего давления находящейся в нем нефти на 10 атм.?

Ответ: $19,7 \text{ м}^3$.

6. Каково изменение вместимости участка стального нефтепровода ($D = 820 \text{ мм}$, $\delta = 10 \text{ мм}$, $L = 100 \text{ км}$) при увеличении средней температуры находящейся в нем нефти на 10°C ?

Ответ: $16,6 \text{ м}^3$.

7. Давление дизельного топлива ($\rho_{20} = 840 \text{ кг/м}^3$) в практически горизонтальном участке нефтепродуктопровода ($D = 530 \text{ мм}$, $\delta = 8 \text{ мм}$, $L = 120 \text{ км}$) составляет 20 атм. Вычислить массу топлива на этом участке, если известно, что температура жидкости равна 15°C . Тепловым расширением трубопровода пренебречь.

Ответ: 21030,8 т.

8. Давление дизельного топлива ($\rho_{20} = 840 \text{ кг/м}^3$) в практически горизонтальном участке нефтепродуктопровода ($D = 530 \text{ мм}$, $\delta = 8 \text{ мм}$, $L = 120 \text{ км}$) составляет 20 атм. Какую массу дизельного топлива нужно откачать из этого трубопровода, чтобы давление в нем снизилось до 10 атм.? Температуру считать постоянной, равной 15°C ; тепловым расширением трубопровода пренебречь.

Ответ: 20,3 т.

9. Согласно правилам технической эксплуатации нефтепродуктопроводов, в них производятся ежемесячные инвентаризации. Так, например, на 1 апреля на участке некоторого практически горизонтального нефтепродуктопровода

($D = 377$ мм, $\delta = 8$ мм, $L = 140$ км) находился автомобильный бензин Аи-92 ($\rho_{20} = 750$ кг/м³) при температуре 7 °С. Давления в начале и конце участка составляли соответственно 35 и 3 атм. На 1 мая на рассматриваемом участке опять находился тот же бензин, однако его температура составляла 15 °С, а давления – 45 и 5 атм. соответственно. Определить, на сколько изменилась масса бензина на данном участке нефтепродуктопровода.

Ответ: Уменьшилась на 85,485 т.

10. Найти зависимость изменения Δp давления в полностью заполненном жидкостью участке остановленного трубопровода от изменения ΔT температуры.

Ответ: $\Delta p = \frac{\zeta - \alpha}{1/K + d_0/(\delta \cdot E)} \Delta T$, где d_0 – первоначальный внутренний

диаметр трубопровода, δ – толщина его стенки; E – модуль Юнга; K – модуль упругости жидкости.

11. При опрессовке участка нефтепродуктопровода ($d_0 = 514$ мм, $\delta = 8$ мм, $E = 2 \cdot 10^{11}$ Па, $\alpha_T = 3,3 \cdot 10^{-5}$ 1/°С), перекачивающего дизельное топливо ($\rho_{20} = 840$ кг/м³, $K = 1,5 \cdot 10^9$ Па, $p_y = 5 \cdot 10^3$ Па), в нем создали давление $p_1 = 2,5$ МПа; при этом температура нефтепродукта и трубы составила 10 °С. Определить, какое давление будет в испытуемом участке, если температура нефтепродукта (и трубы) понизится на 3 °С, т.е. станет равной 7 °С.

Ответ: 0,06 МПа (т. е. давление снизится почти на 25 атм.).

12. Определить динамическую вязкость нефти (900 кг/м³), если известно, что 300 мл этой нефти вытекают из камеры капиллярного вискозиметра через вертикальную цилиндрическую трубку с внутренним диаметром 2 мм за 500 с.

Ответ: 5,78 сПз.

13. Определить кинематическую вязкость нефти, если известно, что 50 мл этой нефти вытекает из камеры вискозиметра через вертикальный цилиндрический капилляр с внутренним диаметром 2 мм за 4 мин.

Ответ: 18,5 сСт.

14. Для выявления свойств парафинистой нефти проводят эксперименты по свободному истечению порции нефти объемом 200 мл из камеры вискозиметра. В первом опыте истечение происходит через вертикальный цилиндрический капилляр с внутренним диаметром 2 мм, а во втором – через аналогичный капилляр с внутренним диаметром 4 мм. В первом опыте время истечения оказалось равным 3000 с, во втором – 150 с. Считая нефть степенной жидкостью Освальда, найти константы n и k/ρ модели.

Ответ: $n = 0,756$; $k/\rho = 1,61 \cdot 10^{-4}$ м²/с^{1,244}.

4. Тесты и задания для контроля за результатами обучения

4.1. На оценку «удовлетворительно»

1. Какие существуют этапы добычи нефти?
2. Что представляет собой «нефть»?
3. Перечислите требования, предъявляемые к качеству товарной нефти.
4. Что такое балласт?
5. Что такое эмульсия? Назовите типы образуемых эмульсий.
6. Перечислите основные способы отделения попутного газа, воды и механических примесей от нефти.

4.2. На оценку «хорошо»

1. В чем состоит суть процесса обезвоживания нефти?
2. В чем состоит суть процесса обессоливания нефти?
3. В чем состоит суть процесса стабилизации нефти?
4. На какие виды по конструкции и положению в пространстве подразделяются отстойники?
5. Дайте понятие «точки инверсии».

4.3. На оценку «отлично»

1. Чем объясняются аномальные свойства нефтяных эмульсий до точки инверсии?
2. Для чего применяется метод фильтрации и в чем заключается его суть?
3. Для чего применяется химический способ воздействия на нефть и в чем заключается его суть?
4. Для чего применяется тепловой способ воздействия на нефть и в чем заключается его суть?
5. Для чего применяется электрический способ воздействия на нефть и в чем заключается его суть?
6. Решить задачу: эксперименты показали, что парафинистая нефть имеет предельное напряжение τ_0 сдвига, и ее свойства могут быть описаны в рамках модели вязко-пластичной жидкости Шведова – Бингама. Найти предельное напряжение сдвига, если для течения жидкости в горизонтальной трубке с внутренним диаметром 5 мм и длиной 50 см с расходом $3 \text{ см}^3 / \text{с}$ необходима разность Δp давлений 150 кПа, а для течения с вдвое большим расходом – 200 кПа.

Ответ: $\tau_0 = 199 \text{ Па}$.

7. Для определения вязкости нефти ($\rho_H = 900 \text{ кг/м}^3$) в нее брошена металлическая дробинка ($d = 0,5 \text{ мм}$, $\rho = 7800 \text{ кг/м}^3$), которая под действием силы тяжести медленно опускается вниз с постоянной скоростью $0,5 \text{ см/с}$. Определить динамическую и кинематическую вязкости нефти.

Ответ: 188 сПз, 209 сСт.

Литература

1. Абузова, Ф. Ф. Техника и технология транспорта и хранения нефти и газа: Учеб. пособие для вузов / Ф. Ф. Абузова, Р. А. Алиев, В. Ф. Новоселов и др. ; под ред. В. Ф. Новосёлова – М. : Недра, 1992. – 320 с.
2. Васильев, Г. Г. Трубопроводный транспорт нефти : Учеб. для вузов: В 2 т. Т. 1. / Г. Г. Васильев, Г. Е. Коробков, А. А. Коршак и др. ; под редакцией С. М. Вайнштока – М : Недра, 2004.
3. Ишмухаметов, И. Т. Сборник практических расчетов при транспортировке нефтепродуктов по трубопроводам / И. Т. Ишмухаметов, С. Л. Исаев, М. В. Лурье, С. П. Макаров. – М. : Нефть и газ, 1997. – 112 с.
4. Ишмухаметов, И. Т. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов / И. Т. Ишмухаметов, С. Л. Исаев, М. В. Лурье, С. П. Макаров. – М. : Нефть и газ, 1999.
5. Коршак, А. А. Основы нефтегазового дела / А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2002.
6. Лурье, М. В. Двадцать контрольных работ по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа / М. В. Лурье. – М. : ГАНГ, 1996. – 34 с.
7. Лурье, М. В. Сборник задач по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа / М. В. Лурье. – М. : ГАНГ, 1995. – 267 с.
8. РД 153-39.4-041-99. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов. – М., 1999.
9. Фукс, И. Г. Нефть, газ и продукты их переработки / И. Г. Фукс, Б. П. Холодов. – М. : Нефть и газ, 1994.

МОДУЛЬ 3

«ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ»

Введение

Гидравлический расчёт трубопровода – основа рациональной работы трубопровода как гидравлической системы.

На основании гидравлических расчетов трубопроводов определяется число перекачивающих станций, давление на станциях, напор основных насосов, пропускная способность трубопровода, как при полном развитии, так и при вводе отдельных станций, а также выбирается насосное оборудование нефтеперекачивающих станций.

Правильное проектирование, сооружение и эксплуатация магистральных трубопроводов позволяет с помощью гидравлических расчётов решить ряд задач, возникающих при транспортировке нефти и нефтепродуктов.

Схема изучения материала

№ п/п	Тема занятий	Тип занятий	Вид (форма) занятий	Количество часов
1	Основные формулы для гидравлического расчета трубопроводов	Изучение нового материала	Лекция	2
2	Гидравлический уклон трубопровода	Изучение нового материала	Лекция	2
3	Характеристика трубопровода. Уравнение баланса напоров	Изучение нового материала	Лекция	2
4	Гидравлические режимы работы нефте- и нефтепродуктопроводов	Углубление и систематизация учебного материала	Практическое занятие	2
5	Перевальная точка. Самотечный участок. Вставки, лупинги, отводы	Углубление и систематизация учебного материала	Практическое занятие	2
6	Гидравлические характеристики работы насосов и насосных станций	Углубление и систематизация учебного материала	Практическое занятие	2
7	Совместная работа нефтеперекачивающих станций и трубопровода	Углубление и систематизация учебного материала	Практическое занятие	2
8	Построение характеристики нагнетателя КМ 50-32-125. Расчет коэффициентов аппроксимирующей зависимости $H-Q$ характеристики насоса	Углубление и систематизация учебного материала	Лабораторная работа	2

Окончание табл.

9	Построение совмещенной $H-Q$ характеристики трубопровода и насосных станций	Углубление и систематизация учебного материала	Лабораторная работа	2
10	Построение линий гидравлического уклона трубопровода, трубопровода с лупингом и трубопровода со вставкой. Определение потерь напора	Углубление и систематизация учебного материала	Лабораторная работа	2
11	Гидравлический расчет магистрального трубопровода	Предварительный контроль	Курсовой проект	4

План лекции:

1. Основные задачи технологического расчета нефтепроводов
2. Исходные данные для технологического расчета нефтепровода
3. Основные формулы для гидравлического расчета трубопровода
4. Коэффициент гидравлического сопротивления
5. Обобщенная формула Л. С. Лейбензона
6. Гидравлический уклон
7. Гидравлический уклон трубопровода с лупингом и вставкой
8. Всасывающий участок
9. Перевальная точка и расчетная длина трубопровода
10. Характеристика трубопровода
11. Характеристика насоса и насосной станции
12. Уравнение баланса напоров
13. Совмещенные характеристики

1. Основы научно-теоретических знаний по модулю «Гидравлические основы проектирования и эксплуатации трубопроводов»

1.1. Основные задачи технологического расчета нефтепроводов

В технологический расчет нефтепровода входит решение следующих основных задач:

1. Определение экономически наивыгоднейших параметров нефтепровода:
 - диаметр трубопровода;
 - давление на нефтеперекачивающих станциях;
 - толщина стенки трубопровода;
 - число нефтеперекачивающих станций.
2. Определение местонахождения станций на трассе нефтепровода.

3. Расчет режимов эксплуатации нефтепровода.

При нескольких значениях диаметра выполняются гидравлический и механический расчеты, определяющие (для каждого варианта) число нефтеперекачивающих станций и толщину стенки трубопровода. Наилучший вариант находят по приведенным затратам, т.е. экономическим расчетом.

Расположение нефтеперекачивающих станций определяют графически на сжатом профиле трассы.

В расчет режимов эксплуатации входит:

- определение давлений на станциях;
- подпоры перед ними;
- производительности нефтепровода при условиях перекачки, отличающихся от расчетных;
- решается вопрос о регулировании работы нефтепровода.

1.2. Исходные данные для технологического расчета параметров трубопровода

Для расчета параметров трубопровода необходимы следующие данные:

1. Пропускная способность (производительность);
2. Зависимость вязкости и плотности нефти от температуры;
3. Температура грунта на глубине заложения трубопровода;
4. Механические свойства материала труб;
5. Техничко-экономические показатели;
6. Чертеж сжатого профиля трассы.

Пропускная способность (производительность) нефтепровода дается в задании на проектирование (в *млн·т/год*). Для расчетов она переводится в *м³/час* и *м³/сек* при расчетном значении плотности перекачиваемой жидкости. При этом считается, что нефтепровод работает 350 дней (8400 часов) в году.

Пропускная способность – основной фактор, определяющий диаметр трубопровода и давление на станциях.

В нормах технологического проектирования даются следующие значения диаметра трубопровода и давления на нефтеперекачивающих станциях в зависимости от пропускной способности (табл. 3.1).

Плотность (ρ) и вязкость (ν) нефти определяются лабораторными анализами. Плотность определяют обычно при температуре 20 °С. При других температурах:

$$\rho_t = \rho_{20} - \xi(t_{\text{расч}} - 20), \quad (3.1)$$

где ρ_{20} – плотность нефтепродукта при 20 °С; ξ – температурная поправка, $\text{кг/м}^3 \cdot ^\circ\text{C}$, $\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot \rho_{20}$.

Таблица 3.1

Значения диаметра трубопровода и давления в зависимости от пропускной способности

Нефтепродуктопроводы			Нефтепроводы		
Наружный диаметр, мм	Давление, МПа	Производительность, млн. т/год	Наружный диаметр, мм	Давление, МПа	Производительность, млн. т/год
219	9 – 10	0,7 – 0,9	529	5,4 – 6,5	6 – 8
273	7,5 – 8,5	1,3 – 1,6	630	5,2 – 6,2	10 – 12
325	6,7 – 7,5	1,8 – 2,2	720	5 – 6	14 – 18
377	5,5 – 6,5	2,5 – 3,2	820	4,8 – 5,8	22 – 26
426	5,5 – 6,5	3,5 – 4,8	920	4,6 – 5,6	32 – 36
529	5,5 – 6,5	6,5 – 8,5	1020	4,6 – 5,6	42 – 50
			1220	4,4 – 5,4	70 – 78

Результаты лабораторных определений вязкости даются в виде вязкостно-температурной кривой.

При отсутствии этого графика кинематическую вязкость при нужной температуре можно найти по эмпирической формуле

$$\lg \lg(v - 0,8) = a - b \lg T, \quad (3.2)$$

где v – вязкость в сантиСтоксах; T – абсолютная температура; a и b – постоянные, которые можно определить по этой же формуле, если известны значения вязкости при двух различных температурах.

Расчетной температурой считают наименьшую температуру, которую принимает поток нефти в трубопроводе. Эта температура определяется низшей температурой грунта на глубине заложения трубопровода с учётом самонагревания потока в результате трения. Температура грунта на глубине заложения трубопровода определяется по материалам изысканий. Ее надо знать для определения расчетных значений плотности и вязкости перекачиваемой нефти.

Механические свойства материала труб указываются в ГОСТе. В зависимости от марки стали значения предела прочности и предела текучести находятся в диапазоне от 50 кГ/мм² и 35 кГ/мм² (14ХГС) до 60 кГ/мм² и 42 кГ/мм² (16Г2САФ).

Технико-экономические показатели необходимы для определения приведенных затрат.

В **капитальные затраты** на линейную часть входит как стоимость труб, так и стоимость всех работ по сооружению трубопровода (сварка, изоляция, рытье траншей и т.д.). В капитальные затраты на станции входит стоимость оборудования, трубопроводных коммуникаций, зданий и т.д., а для головных

станций, кроме того, – стоимость резервуарного парка. На линейную часть приходится около 80 % суммарных капитальных затрат. Около 45 – 50 % от капитальных затрат на линейную часть составляет стоимость труб.

Эксплуатационные расходы состоят из следующих основных статей:

1. Отчисления на амортизацию (8,5 % от капитальных затрат на станции и 3,5 % от капитальных затрат на линейную часть);
2. Отчисления на текущий ремонт (1,3 % и 0,3 %);
3. Расходы на электроэнергию;
4. Расходы на смазку, воду, отопление, электроэнергию на собственные нужды;
5. Зарплата;
6. Содержание охраны, управления;
7. Прочие расходы.

Первые три статьи расходов – главные. На амортизацию и текущий ремонт приходится 30 – 40 % всех расходов. Затраты на электроэнергию оставляют 40 – 60 %.

Суммарные эксплуатационные расходы определяют себестоимость перекачки – важнейший показатель, характеризующий экономичность работы нефтепровода.

При определении эксплуатационных расходов для выбора экономически наиболее выгодного варианта можно идти обратным путем: вычислить их по себестоимости перекачки, указанной в нормах технологического проектирования:

$$\mathcal{E} = C \cdot Q \cdot L, \quad (3.3)$$

где C – себестоимость перекачки; Q – производительность; L – протяженность нефтепровода.

Профиль трассы используется при определении расчетной длины трубопровода и разности геодезических высот, необходимых для гидравлического расчета. На профиле ведется расстановка перекачивающих станций.

Профиль – это чертеж, на котором отложены и соединены между собой характерные точки трассы. Расстояния от начального пункта и геодезические высоты этих точек – их координаты. Таким образом, расстояние между какими-либо двумя точками определяется не соединяющей их линией, а ее проекцией на ось абсцисс. Иными словами, расстояния на профиле откладываются по горизонтали. Это очень важно иметь в виду.

Профиль трассы вычерчивается сжатым: масштаб по вертикали крупнее, чем по горизонтали. Поэтому все возвышенности и впадины на трассе выступают резко, чертеж получается наглядным (рис. 3.1).

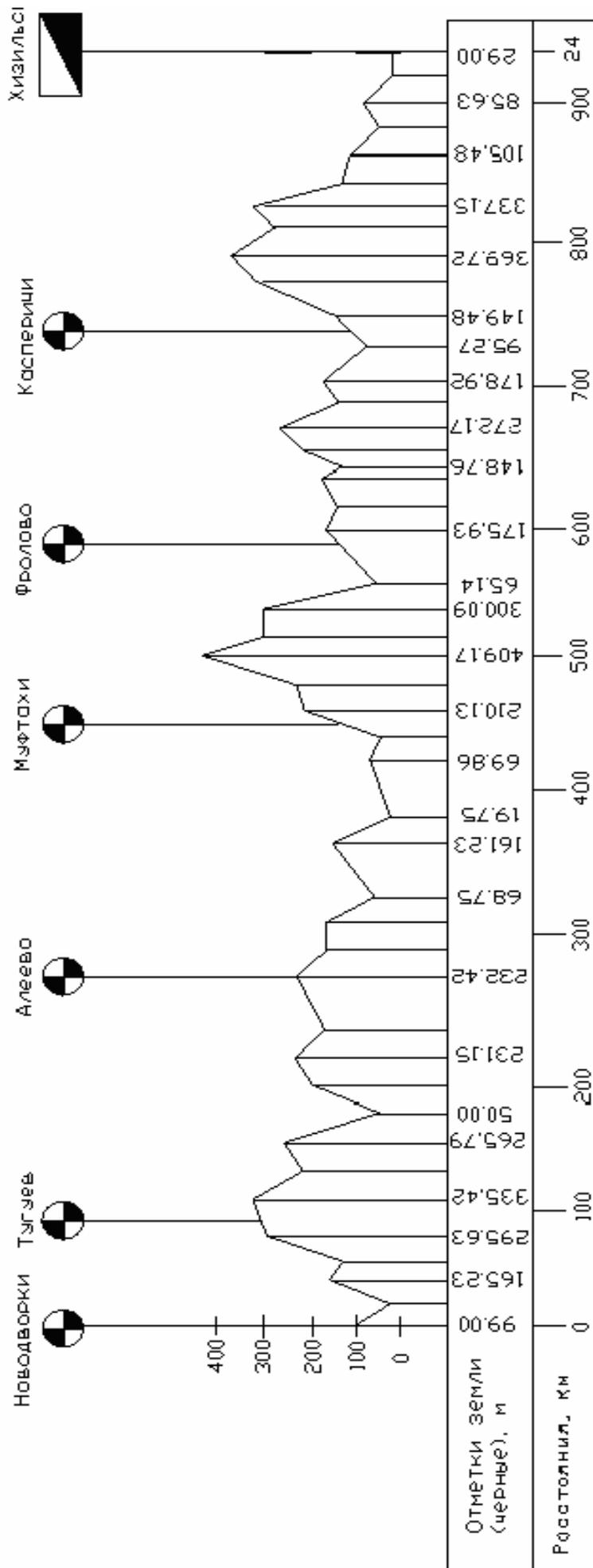


Рис. 3.1. Профиль трассы

1.3. Основные формулы для гидравлического расчета трубопровода

1. Гидростатика

Основной закон гидростатики:

$$z_1 + \frac{p_1}{\gamma} = z_2 + \frac{p_2}{\gamma} = \text{const}, \quad (3.4)$$

или

$$z_1 + h_1 = z_2 + h_2 = \text{const}. \quad (3.5)$$

2. Кинематика

В одноточечном трубопроводе:

$$Q_1 = Q_2 = \dots = Q_i = \dots = Q_n = \text{const}. \quad (3.6)$$

В параллельном трубопроводе:

$$Q = Q_1 + Q_2 + \dots + Q_i + \dots + Q_n. \quad (3.7)$$

3. Динамика вязкой жидкости

Уравнение движения Эйлера:

$$\bar{F} - \frac{d\bar{w}}{dt} = \frac{1}{\rho} \text{grad } p. \quad (3.8)$$

Интеграл Бернулли:

$$d \frac{w^2}{2} + \frac{dp}{\rho} - U = 0. \quad (3.9)$$

Коэффициент гидравлического трения λ зависит от числа Re и относительной шероховатости $\varepsilon = \Delta / d$.

Гидравлический уклон:

$$i = \frac{h}{L}. \quad (3.10)$$

Установившееся движение жидкости в трубопроводе описывается уравнением:

$$\frac{dp}{\rho} + \lambda \frac{dx}{D} \frac{w^2}{2} + d \frac{w^2}{2} + g dz = 0, \quad (3.11)$$

где p – давление;

ρ – плотность жидкости;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

x – длина;

D – диаметр трубопровода;

w – средняя скорость движения жидкости;

g – ускорение свободного падения;

z – нивелирная высота.

Величина $\frac{dp}{\rho}$ представляет собой работу перемещения жидкости на участке dx , отнесенную к единице массы (единица измерения $\frac{H}{\text{м}^2} \frac{\text{м}^3}{\text{кг}} = \frac{H \cdot \text{м}}{\text{кг}}$).

Эта работа расходуется на преодоление сил трения $\lambda \frac{dx}{D} \frac{w^2}{2}$, на изменение кинетической энергии жидкости $\left(d \frac{w^2}{2} \right)$ и на подъем жидкости на высоту Δz .

Учитывая, что $\rho = \text{idem}$ (капельная жидкость) и что в этом случае при постоянном диаметре трубопровода $d \frac{w^2}{2} = 0$, после интегрирования получаем:

$$\frac{p_1 - p_2}{\rho} = \lambda \frac{L}{d} \frac{w^2}{2} + g \Delta z, \quad (3.12)$$

где L – расстояние между точками 1 и 2, т.е. длина трубопровода; $\Delta z = z_2 - z_1$ – разность геодезических высот конца и начала трубопровода.

Разделим (3.12) на g :

$$\frac{p_1 - p_2}{\rho g} = \lambda \frac{L}{d} \frac{w^2}{2g} + \Delta z, \quad (3.13)$$

В последнем уравнении каждый член представляет собой работу, отнесенную уже не к единице массы, а к единице веса жидкости, т.е. высоту. Величина $\frac{p_1}{\rho g}$ (или для краткости $\frac{p_1}{\gamma}$, $\gamma = \rho g$ – удельный вес жидкости) представляет собой высоту H_1 , на которую жидкость поднимается в пьезометре под действием избыточного давления p_1 в начальной точке трубопровода; $\frac{p_2}{\rho g}$ – то же

для конечной точки. Величину $\frac{p}{\rho g}$ (или $\frac{p}{\gamma}$) называют напором: точное название – пьезометрический напор. Размерность $\frac{H}{\text{м}^2} \frac{\text{м}^3}{H} = \text{м}$.

Уравнение (3.13) можно написать иначе:

$$H = h_\tau + \Delta z. \quad (3.14)$$

Здесь $H = H_1 - H_2$ – разность напоров в начальной и конечной точках трубопровода:

$$h_\tau = \lambda \frac{L}{d} \frac{w^2}{2g}. \quad (3.15)$$

Величину H называют также общей или суммарной потерей напора. В общем случае в ее состав входят также потери напора на местные сопротивления и на изменение скорости.

Очень часто пишут и говорят, что напор или потеря напора измеряется в метрах столба перекачиваемой жидкости. Это совершенно недопустимо. В метрах столба жидкости (например, в метрах водяного, ртутного, а в равной степени и нефтяного столба) может измеряться давление, а не напор. Последний (высота подъема жидкости в пьезометре) может быть измерен только в единицах длины (метрах), а не в единицах давления. Заметим также, что не следует говорить «потеря давления». Давление так же, как и температура, напряжение в цепи электрического тока, концентрация и т.п. не может быть потеряно или израсходовано. Правильнее говорить о падении, уменьшении или снижении давления, однако это не относится полностью к «потере напора»; такое словосочетание укоренилось.

1.4. Коэффициент гидравлического сопротивления

Формула (3.15) называется формулой Дарси – Вейсбаха. Входящий в нее коэффициент гидравлического сопротивления λ является функцией числа Рейнольдса Re и относительной шероховатости $\varepsilon = \frac{\Delta}{d}$.

$$Re = \frac{wd}{\nu} = \frac{4Q}{\pi d\nu}, \quad (3.16)$$

где ν – кинематическая вязкость перекачиваемой нефти;
 Q – объемный расход;
 Δ – абсолютная шероховатость стенок трубопровода.

При ламинарном течении, а также и при турбулентном в зоне сравнительно небольших числах Re , выступы шероховатости плавно обтекаются потоком жидкости, шероховатость не влияет на потерю напора и коэффициент гидравлического сопротивления зависит только от числа Рейнольдса. С увеличением Re коэффициент λ уменьшается.

Область, в которой $\lambda = \lambda(Re)$, называется областью гладкого трения.

Увеличение числа Рейнольдса приводит к тому, что от бугорков шероховатости начинают отрываться вихри. Это явление наступает тем раньше, чем больше шероховатость. Теперь сопротивление течению жидкости зависит не только от числа Рейнольдса, но и от шероховатости.

Область, в которой $\lambda = \lambda(Re, \varepsilon)$, называется областью смешанного трения. Здесь с увеличением Re его влияние на λ постепенно уменьшается,

а влияние ε – возрастает (увеличивается интенсивность вихреобразования у выступов шероховатости).

При больших числах Рейнольдса коэффициент λ перестает зависеть от Re .

Область, в которой $\lambda = \lambda(Re)$, называется областью совершенно шероховатого трения или областью квадратичного режима движения, так как здесь λ – постоянная величина, и потеря напора прямо пропорциональна квадрату скорости.

При ламинарном течении ($Re < 2000$) коэффициент гидравлического сопротивления находят по формуле Стокса:

$$\lambda = \frac{64}{Re}. \quad (3.17)$$

Ламинарный режим бывает при перекачке вязких нефтей. Для вычисления λ при турбулентном режиме ($Re > 3000$) в зоне гладкого трения служит эмпирическая формула Блазиуса:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}. \quad (3.18)$$

Обычно этой формулой пользуются при расчете нефтепроводов для нефти средней вязкости.

В зоне квадратичного трения коэффициент гидравлического сопротивления определяется по формуле Никурадзе:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 2 \lg \frac{1}{\varepsilon} + 1,74. \quad (3.19)$$

Альтшуль рекомендует пользоваться формулой Шифринсона:

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{\Delta}{d} \right)^{0,25}. \quad (3.20)$$

В формуле Никурадзе и во всех остальных приведенных ниже формулах величину ε следует определять по эквивалентной шероховатости:

$$\varepsilon = \frac{2\Delta}{d}. \quad (3.21)$$

Квадратичного режима в нефтепроводах как правило не бывает. Лишь приближенно иногда считают, что при квадратичном режиме могут перекачиваться *светлые нефтепродукты*. Квадратичный закон трения возможен лишь в *магистральных газопроводах*.

Для определения коэффициента гидравлического сопротивления в зоне смешанного трения применяются «универсальные» формулы. Их структура такова, что при малых числах Рейнольдса они обращаются в формулы $\lambda = \lambda(Re)$, а при больших – переходят в формулы $\lambda = \lambda(\varepsilon)$. Впервые такого типа формула была предложена Кольбруком и Уайтом:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \lg \left[\frac{\varepsilon}{7,4} + \frac{2,51}{Re\sqrt{\lambda}} \right]. \quad (3.22)$$

Если здесь пренебречь стоящим в скобках вторым членом, то останется формула Никурадзе для квадратичного закона трения. Если же пренебречь первым членом, получим формулу Прандтля для режима гладкого трения:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 2 \lg Re\sqrt{\lambda} - 0,8. \quad (3.23)$$

Результаты вычислений λ по формуле Кольбука и Уайта хорошо совпадают с опытными данными, полученными на технических трубопроводах. Но эта формула имеет существенный недостаток: при вычислении λ необходимо прибегать к *методу итерации* (метод последовательных приближений). От этого недостатка свободны аналогичные формулы (дающие практически такие же результаты), предложенные Френкелем:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \lg \left[\frac{\varepsilon}{7,4} + \left(\frac{6,81}{Re} \right)^{0,9} \right]; \quad (3.24)$$

Исаевым:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -1,8 \lg \left[\left(\frac{K}{3,7d} \right)^{1,11} + \frac{6,8}{Re} \right]. \quad (3.25)$$

Особой простотой отличается формула Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{\Delta}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}. \quad (3.26)$$

При $Re \frac{\Delta}{d} < 10$ она практически совпадает с формулой Блазиуса, а при $Re \frac{\Delta}{d} > 500$ – с формулой Шифринсона; $Re \frac{\Delta}{d} = 10$ можно считать границей между областями гладкого и смешанного трения, $Re \frac{\Delta}{d} = 500$ – границей между областями смешанного и совершенно шероховатого трения.

Альтшуль рекомендует следующие значения эквивалентной шероховатости (табл. 3.2)

Таблица 3.2.

Значения эквивалентной шероховатости по Альтшулю

Материал и вид трубы	Состояние трубы	Δ
Бесшовные стальные трубы	Новые и чистые	$\frac{0,01 - 0,02}{0,014}$
Сварные стальные трубы	После нескольких лет эксплуатации	$\frac{0,15 - 0,3}{0,2}$

Сварные стальные трубы	Новые и чистые	$\frac{0,03 - 0,12}{0,05}$
	С незначительной коррозией после чистки	$\frac{0,1 - 0,2}{0,15}$
	Умеренно заржавленные	$\frac{0,3 - 0,7}{0,5}$
	Старые заржавленные	$\frac{0,8 - 1,5}{1,0}$
	Сильно заржавленные или с большими отложениями	$\frac{2,0 - 4,0}{3,0}$

1.5. Обобщенная формула Л.С. Лейбензона

Формулы Стокса, Блазиуса и Никурадзе (а также и Шифринсона) имеют следующий общий вид:

$$\lambda = \frac{A}{Re^m}, \quad (3.27)$$

где A и m – постоянные величины; m – показатель режима движения жидкости.

Подставив (3.27) в уравнение Дарси – Вейсбаха (3.15) и учитывая $Re = \frac{4Q}{\pi d v}$, получим обобщенную формулу Лейбензона:

$$h_\tau = \beta \frac{Q^{2-m}}{d^{5-m}} L, \quad (3.28)$$

где $\beta = \frac{8A}{4^m \pi^{2-m} g}$.

Проведём подробные преобразования, которые приводят к формуле Лейбензона. В формулу $h_\tau = \lambda \frac{L}{d} \frac{v^2}{2g}$ подставим значение $\lambda = \frac{A}{Re^m}$ и получим:

$$\lambda = \frac{A}{Re^m} \frac{L}{d} \frac{v^2}{2g}. \quad (3.29)$$

Введём в это выражение значение $Re = \frac{4Q}{\pi d v}$ и запишем, после простых преобразований, формулу Лейбензона:

$$\begin{aligned} h_\tau &= \frac{A}{\left(\frac{4Q}{\pi d v}\right)^m} \frac{L}{d} \frac{v^2}{2g} = \frac{A}{\left(\frac{4Q}{\pi d v}\right)^m} \frac{L}{d} \frac{16Q^2}{2g\pi^2 d^4} = \frac{A(\pi d v)^m}{(4Q)^m} \frac{L}{d} \frac{8Q^2}{g\pi^2 d^4} = \\ &= \frac{8A}{4^m \pi^{2-m} g} \frac{Q^{2-m} v^m}{d^{5-m}}. \end{aligned} \quad (3.30)$$

Формула Лейбензона широко применяется в тех случаях, когда зависимость h_τ от Q должна быть выражена в явном виде. Величины m , A и β имеют следующие значения (табл. 3.3).

Таблица 3.3

Значения коэффициентов m , A и β

Режим течения	m	A	$\beta, \text{с}^2/\text{м}$
Ламинарный	1	64	$\frac{128}{\pi \cdot g} = 4,15$
Турбулентный:			
– зона гидравлически гладких труб	0,25	0,3164	$\frac{0,242}{g} = 0,0247$
– переходная зона	0,123		$0,0802 \cdot 10^{\left(0,127 \cdot \lg \frac{\Delta}{d} - 0,627\right)}$
– зона квадратичного трения	0	λ	$\frac{8 \cdot \lambda}{\pi^2 \cdot g} = 0,0826 \cdot \lambda$

На графике (рис. 3.2) $\lg \lambda = f(\lg Re)$ зависимость (3.27) для указанных в таблице режимов течения выглядит в виде прямых линий, тангенс угла наклона которых к оси $\lg Re$ равен m . В области смешанного трения, где λ зависит не только от Re , но и от относительной шероховатости ε , линия $\lg \lambda = f(\lg Re)$ оказывается плавной кривой. Показатель режима течения m в этой области – переменная величина.

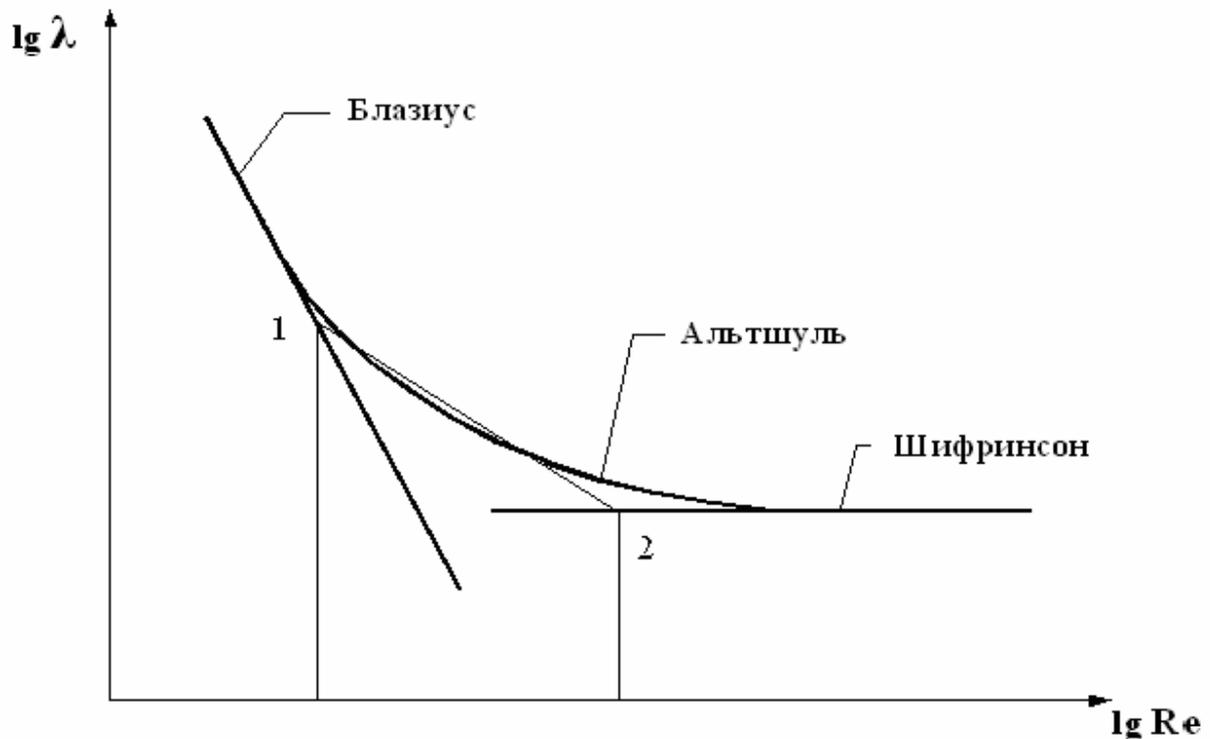


Рис. 3.2. Замена кривой $\lg \lambda = f(\lg Re)$ прямой линией

Последнее обстоятельство исключает возможность использования формулы Лейбензона в области смешанного трения. Это большой недостаток, так как область смешанного трения охватывает широкий интервал чисел Рейнольдса, при которых обычно ведутся перекачки маловязких нефтей и светлых нефтепродуктов. Однако ценой некоторой потери в точности расчетов этот недостаток может быть устранен.

Отметим на графике $\lg \lambda = f(\lg Re)$ цифрой 1 точку на прямой Блазиуса, где $Re_1 = 10 \left(\frac{\Delta}{d}\right)^{-1}$, цифрой 2 точку на прямой Шифринсона, где $Re_2 = 500 \left(\frac{\Delta}{d}\right)^{-1}$ (границы области смешанного трения). Подставив Re_1 в формулу Блазиуса, а Re_2 в формулу Шифринсона, найдем $\lg \lambda_1$ и $\lg \lambda_2$ – ординаты точек 1 и 2. Теперь проведем через точки 1 и 2 прямую. Ее уравнение приводится к виду:

$$\lg \lambda = 0,127 \lg \frac{\Delta}{d} - 0,627 - 0,123 \lg Re. \quad (3.31)$$

Приняв $10^{0,127 \lg \frac{\Delta}{d} - 0,627} = A$, получим:

$$\lambda = \frac{A}{Re^{0,123}}. \quad (3.32)$$

Очевидно, замена кривой $\lg \lambda = f(\lg Re)$ прямой 1 – 2 равносильна замене формулы Альтшуля формулой (3.32). Это дает возможность распространить формулу Лейбензона и на область смешанного трения. Для этой области в соответствии с (3.32) $m = 0,123$. Коэффициент β будет зависеть от $\frac{\Delta}{d}$ (так как от $\frac{\Delta}{d}$ зависит A). Но это не вызовет существенных неудобств

при практических расчетах: величину β при заданном значении $\frac{\Delta}{d}$ можно найти в табл. 3.4, полученной на основании приведенных выше формул.

Таблица 3.4

Зависимость коэффициента β (сек²/м) от $\frac{\Delta}{d}$

$\frac{\Delta}{d}$	0,00001	0,00002	0,00003	0,00004	0,00005	0,00006	0,00007	0,00008
β	0,00437	0,00477	0,00502	0,00521	0,00536	0,00548	0,00559	0,00569
$\frac{\Delta}{d}$	0,0001	0,0002	0,0003	0,0004	0,0005	0,0006	0,0007	0,0008
β	0,00585	0,00639	0,00673	0,00698	0,00718	0,00735	0,00750	0,00763
$\frac{\Delta}{d}$	0,001	0,002	0,003	0,004	0,006	0,008	0,01	0,02
β	0,00785	0,00857	0,00903	0,00936	0,00985	0,0102	0,0105	0,0115
$\frac{\Delta}{d}$	0,03	0,05	–	–	–	–	–	–
β	0,0121	0,0129	–	–	–	–	–	–

1.6. Гидравлический уклон

Отложим от начальной и конечной точек профиля трассы напоры (рис. 3.3):

$$H_2 = \frac{P_2}{\gamma} \text{ и } H_1 = \frac{P_1}{\gamma}.$$

Предполагается, что диаметр трубопровода – одинаковый по всей длине, местных сопротивлений нет, расход по длине не изменяется. Концы полученных отрезков H_1 и H_2 соединим прямой. Эта прямая называется линией падения напора или линией гидравлического уклона. Она показывает распределение напора по длине трубопровода. Тангенс угла наклона этой прямой называется гидравлическим уклоном i .

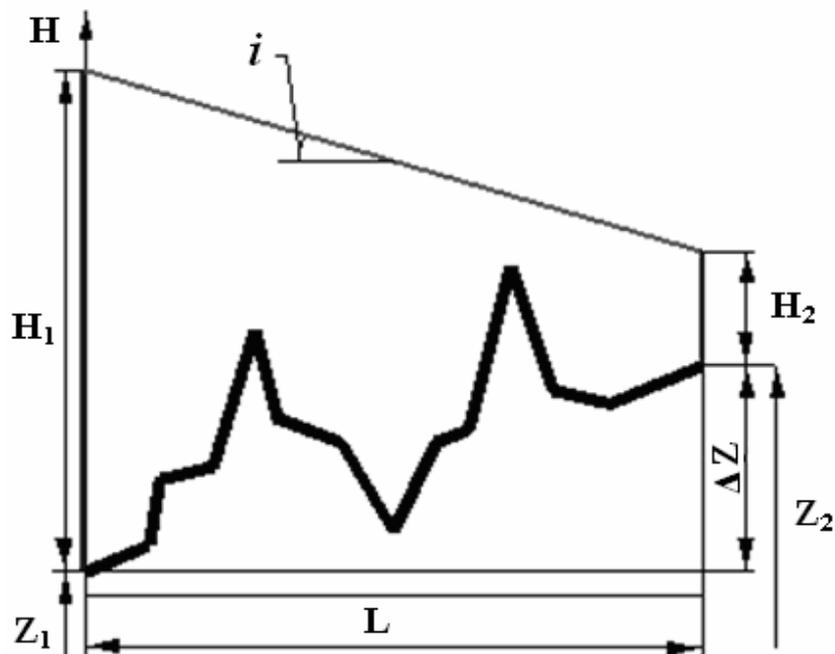


Рис. 3.3. Определение гидравлического уклона

Из чертежа видно, что

$$i = \frac{H_1 - H_2 - \Delta z}{L}. \quad (3.33)$$

Но в соответствии с (3.14): $H_1 - H_2 - \Delta z = h$, следовательно, физический смысл гидравлического уклона – потеря напора на трение, приходящаяся на единицу длины трубопровода:

$$i = \lambda \frac{1}{d} \frac{v^2}{2g}; \quad (3.34)$$

или по Лейбензону:

$$i = \beta \frac{Q^{2-m} v^m}{d^{5-m}}. \quad (3.35)$$

Удобно пользоваться следующей компактной формулой:

$$i = f Q^{2-m}. \quad (3.36)$$

где $f = \beta \frac{v^m}{D^{5-m}}$ – гидравлический уклон при $Q = 1$.

Прямая, соединяющая концы отрезков H_1 и H_2 , называется линией гидравлического уклона. Она показывает распределение напоров (а, следовательно, и давлений) по длине трубопровода.

1.7. Гидравлический уклон трубопровода с лупингом и вставкой

Если на каком-либо участке трассы проложен параллельный трубопровод (лупинг) или трубопровод другого диаметра (вставка), гидравлический уклон на нем будет отличаться от гидравлического уклона магистрали.

Найдем соотношения между гидравлическими уклонами лупинга, вставки и магистрали. Будет считать, что режимы движения нефти в них одинаковы (рис. 3.4).

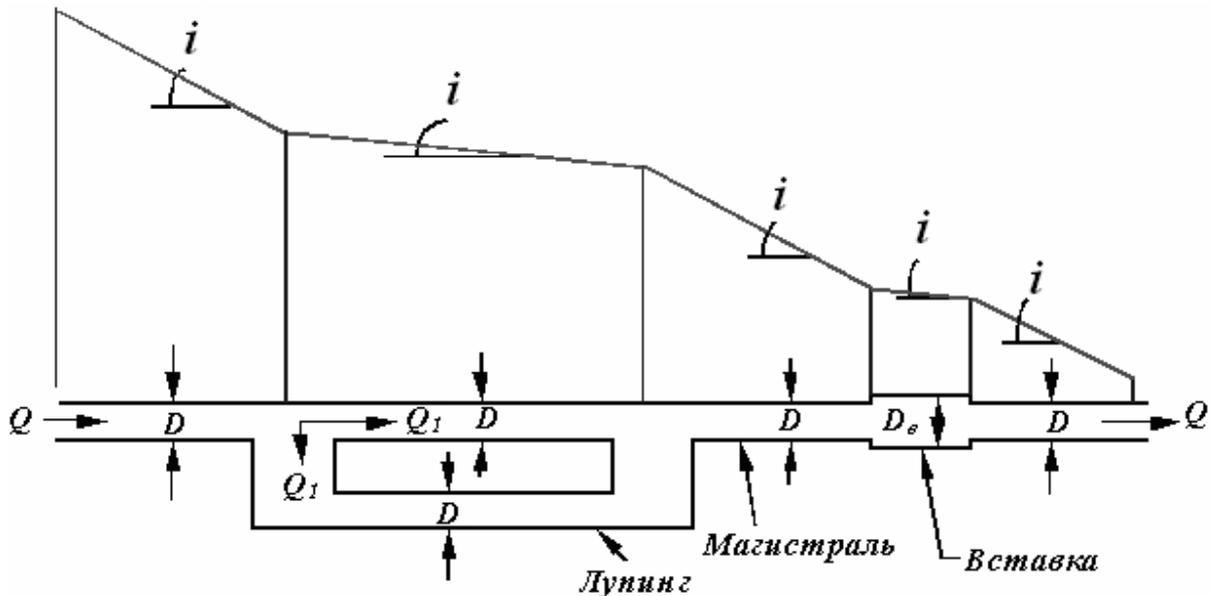


Рис. 3.4. Гидравлический уклон на различных участках трубопровода

Пользуясь обозначениями, указанными на рис. 3.4, рассчитываем: гидравлический уклон магистрали

$$i = \beta \frac{Q_M^{2-m} v^m}{D_M^{5-m}}; \quad (3.37)$$

гидравлический уклон лупинга

$$i_l = \beta \frac{Q_l^{2-m} v^m}{D_l^{5-m}} = \beta \frac{Q_l^{2-m} v^m}{D_{l'}^{5-m}}; \quad (3.38)$$

Учитывая, что $Q_1 + Q_2 = Q$, получим:

$$i_l = i \cdot \omega, \quad (3.39)$$

$$\text{где } \omega = \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{D_l}{D}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}\right]^{2-m}}; \quad i_l = \beta \frac{Q_l^{2-m} v^m}{D_l^{5-m}}; \quad i_{mp} = \beta \frac{Q_{mp}^{2-m} v^m}{D_{mp}^{5-m}}.$$

Приведём более подробный вывод значения ω . Так как величина гидравлического уклона на основной трубе и на лупинге одинакова (параллельные трубопроводы), то $i_1 = i_l$. Запишем формулу Лейбензона для трубы и лупинга и выразим расходы в трубе и в лупинге:

$$Q_{mp} = 2^{-m} \sqrt{\frac{i_l D^{5-m}}{\beta v^m}}, \quad Q_l = 2^{-m} \sqrt{\frac{i_l D_l^{5-m}}{\beta v^m}},$$

или

$$Q_l^{2-m} = \frac{i_l D_l^{5-m}}{\beta v^m}, \quad Q_{mp}^{2-m} = \frac{i_l D_{mp}^{5-m}}{\beta v^m}.$$

Исходя из баланса расходов:

$$Q = Q_{тр} + Q_l = 2^{-m} \sqrt{\frac{i_l}{\beta v^m}} \left(2^{-m} \sqrt{D_{тр}^{5-m}} + 2^{-m} \sqrt{D_l^{5-m}} \right).$$

Возведём Q в степень $2 - m$:

$$Q^{2-m} = \frac{i_l}{\beta v^m} \left(D^{2-m} + D_l^{2-m} \right),$$

и выразим отсюда i_l :

$$i_l = \frac{\beta v^m Q^{2-m}}{\left(D_{mp}^{2-m} + D_l^{2-m} \right)^{2-m}} = \beta \frac{Q^{2-m} v^m}{D_{mp}^{5-m}} \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{D_l}{D_{mp}} \right)^{\frac{5-m}{2-m}} \right]^{2-m}} = i \omega,$$

$$\text{где } \omega = \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{D_l}{D} \right)^{\frac{5-m}{2-m}} \right]^{2-m}}.$$

$$\text{Если } D_l = D_{mp}, \text{ то } \omega = \frac{1}{2^{2-m}}.$$

В этом случае при ламинарном режиме $\omega = \frac{1}{2}$, при турбулентном режиме в зоне Блазиуса $\omega = 0,297$, для квадратичной области $\omega = 0,25$.

Аналогично можно вывести для вставки

$$\Omega = \left(\frac{D_{\text{тр}}}{D_{\text{вс}}} \right)^{5-m}; \quad (3.40)$$

$$i_{\text{вс}} = i\Omega. \quad (3.41)$$

Потеря напора на трение для трубопровода с лупингом будет складываться из потерь напора на участках одиночного и сдвоенного лупингов:

$$h_{\tau} = i(L - x) + i_{\text{л}}x, \quad (3.42)$$

где x – длина лупинга.

Учитывая (8), можно также написать, что

$$h_{\tau} = i[L - x(1 - \omega)]. \quad (3.43)$$

Полная потеря напора для трубопровода с лупингом

$$h_{\tau} = i[L - x(1 - \omega)] + \Delta z. \quad (3.44)$$

Для трубопровода со вставкой выражение для потери напора имеет аналогичный вид.

Далее для краткости будет писать

$$H = iL + \Delta z, \quad (3.45)$$

имея в виду, что при необходимости всегда L можно заменить на $L - x(1 - \omega)$ или на $L - x(1 - \Omega)$.

Если надо потерю напора выразить в зависимости от Q , то будем пользоваться формулой

$$H = \beta \frac{Q^{2-m} v^m}{D^{5-m}} L + \Delta z \quad (3.46)$$

или

$$H = fQ^{2-m} L + \Delta z. \quad (3.47)$$

1.8. Всасывающий участок

Участок нефтепровода, подводящий нефть к насосу, называется всасывающим. Основное требование, предъявляемое к всасывающему трубопроводу, состоит в том, что ни в одной его точке давление не должно быть ниже упругости паров перекачиваемой нефти. В противном случае в точках с низким давлением нефть закипает, образуются паровые пробки, сильно затрудняющие перекачку. Пониженное давление в конечной точке

всасывающего трубопровода, т.е. во входном патрубке насоса, может вызвать кавитацию. При кавитационном режиме из протекающей в насосе жидкости выделяются пузырьки паров и затем разрушаются, схлопываются (закипание и затем конденсация). В результате появляется шум, возрастает износ, снижается КПД, уменьшается подача. Но повышение давления на всасывающей стороне насоса (насосной станции) приводит к возрастанию давления на нагнетательной стороне, т.е. к ничем не оправданному увеличению механической нагрузки на трубопровод. Из сказанного следует, что давление во всасывающем патрубке насоса должно быть предельно низким, но при этом обеспечивающим режим работы без кавитации.

Очевидно, что соответствующий этому давлению допустимый напор во входном патрубке насоса (принято обозначать его H_S) может быть выражен в виде $H_S = p_y / (\rho g) + \Delta h_{\text{доп}}$. Здесь p_y – давление насыщенных паров перекачиваемой нефти (упругость паров); $\Delta h_{\text{доп}}$ – допустимый кавитационный запас (определяется из технических характеристик насосного агрегата). Он включает в себя потерю напора от входного патрубка до области пониженного давления в насосе и напор в этой области, гарантирующий отсутствие кавитации. Кривые зависимости $\Delta h_{\text{доп}}$ от расхода совмещают с характеристиками насосов $H = H(Q)$.

1.9. Перевальная точка и расчетная длина трубопровода

Возвышенность на трассе, от которой нефть приходит на конечный пункт нефтепровода самотеком, называется перевальной точкой.

Таких точек может быть несколько (рис. 3.5).

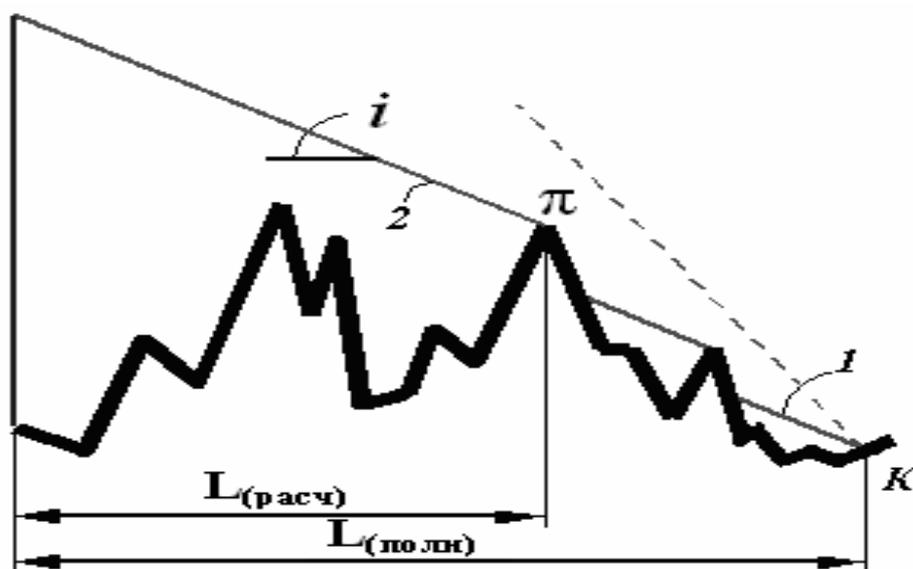


Рис. 3.5. Перевальная точка и расчетная длина нефтепровода

Расстояние от начального пункта нефтепровода до ближайшей из них называется расчётной длиной трубопровода. При гидравлическом расчете длина нефтепровода принимается равной расчетной, разность отметок Δz – равной превышению перевальной точки над начальным пунктом трассы.

Для нахождения перевальной точки проведем от конечного пункта трассы K линию гидравлического уклона 1 до пересечения ее с профилем. Затем вычертим параллельную линию 2 с расчетом, чтобы она касалась профиля, нигде его не пересекая. Место касания линии гидравлического уклона 2 с профилем трассы – перевальная точка π , определяющая расчетную длину нефтепровода.

Если линия гидравлического уклона, проведенная из конечной точки трассы, нигде не пересекается с профилем и не касается его (на рис. 3.5 – пунктирная линия), перевальная точка отсутствует и расчетная длина равна полной длине нефтепровода.

Рассмотрим движение нефти за перевальной точкой.

В промежутке трассы от перевальной точки до конечного пункта выделим два участка: πA длиной L_1 и AK длиной L_2 (рис. 3.6). На последнем из них самотечное движение нефти обеспечивается разностью высот точек A и K : $iL_2 = \Delta z_{A-K}$.

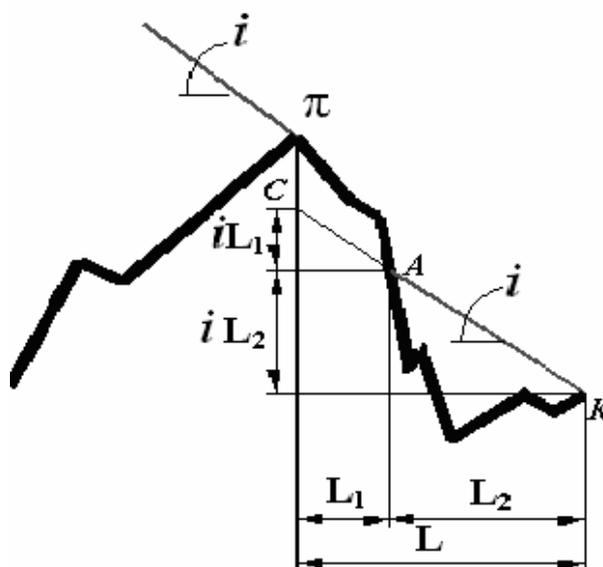


Рис. 3.6. Течение нефти за перевальной точкой

Самотечным называется участок трубопровода, на котором жидкость движется неполным сечением, самотеком, под действием силы тяжести. Давление в газовой полости над свободной поверхностью жидкости остается практически постоянным, поэтому течение на самотечном участке называется безнапорным. Хотя разность напоров между сечением начала самотечного участка и сечением конца самотечного участка существует и равна разности

геометрических отметок этих сечений. Стационарные самотечные участки могут существовать только в нисходящих ветвях.

На участке πA , как видно из чертежа, $\Delta z_{\pi-A} > iL_1$ на величину πC . Но это противоречит условию баланса потеряннного iL_1 и активного $\Delta z_{\pi-A}$ напоров. Следовательно, на участке πA гидравлический уклон должен быть больше i . Это возможно только в случае увеличения скорости движения нефти на участке πA . Из уравнения сплошности

$$Q = wF$$

видно, что с увеличением скорости живое сечение потока F должно уменьшаться. Следовательно, за перевальной точкой (до пункта A) нефть движется при частичном заполнении поперечного сечения трубопровода. Давление на этом участке ниже, чем в любой другой точке трубопровода: оно равно упругости паров перекачиваемой нефти. Величина $(\Delta z_{\pi-K} - iL) \cdot Qg$ – это мощность, теряемая за перевальной точкой непроизводительно.

Линия гидравлического уклона на самотечном участке проходит параллельно профилю трубопровода на расстоянии $p_0/\rho g$ над ним (p_0 – давление газа в полости над жидкостью). Наклон линии гидравлического уклона на самотечном участке характеризуется тангенсом угла, образуемого профилем трубопровода и горизонтом.

1.10. Характеристика трубопровода

Характеристикой трубопровода называется зависимость потери напора от расхода. Уравнение

$$H = \beta \frac{Q^{2-m} v^m}{D^{5-m}} L + \Delta z \quad \text{или} \quad H = fQ^{2-m} L + \Delta z$$

есть аналитическое выражение этой зависимости.

Графическое изображение характеристики трубопровода показано на рис. 3.7.

Начальная точка характеристики – конец отрезка Δz , откладываемого по оси H вверх, если $z_2 > z_1$ или вниз, когда $z_2 < z_1$. Если трубопровод работает с противодействием p_2 в конечной точке, то к Δz прибавляется p_2/γ .

Величины v , L и D определяют крутизну характеристики. Чем больше вязкость перекачиваемой жидкости, протяженность трубопровода и чем меньше его диаметр, тем характеристика круче.

При малых расходах в зоне ламинарного течения зависимость H от Q линейная, в области турбулентного течения – параболическая. Однако в уравнении характеристики трубопровода переход от линейной части к параболической не отражен. Приняв, например, $m = 0,25$, получим параболическую кривую при любых значениях Q , в том числе и при соответствующих ламинарному течению.

При практических расчетах нет нужды вычерчивать характеристику от начальной точки, соответствующей $Q = 0$. Вполне достаточно построить характеристику трубопровода по трем или даже двум точкам, находящимся в узком диапазоне расходов, ожидаемых при эксплуатации рассчитываемого трубопровода.

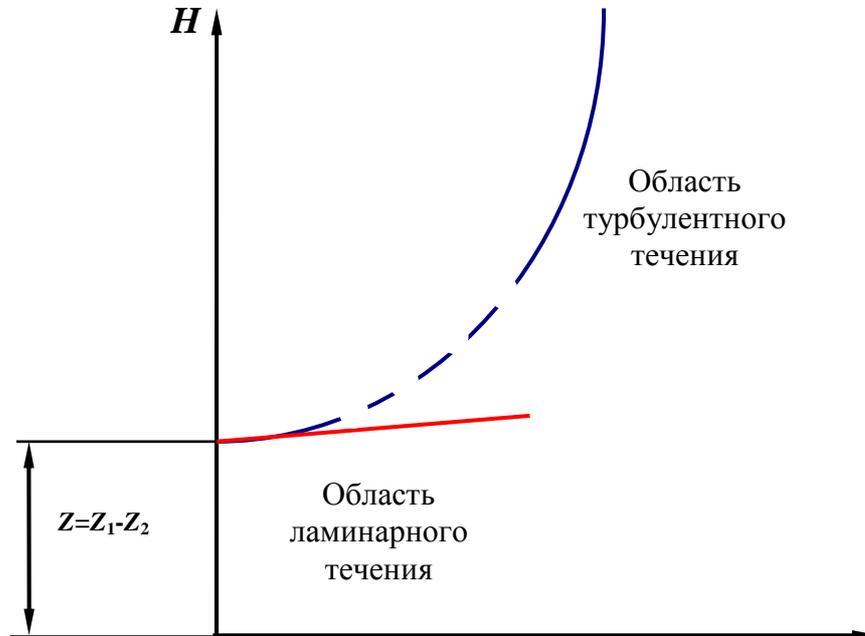


Рис. 3.7. Характеристика трубопровода

1.11. Характеристика насоса и насосной станции

Характеристикой насоса называется зависимость развиваемого им напора H от подачи Q . Для поршневых насосов характеристика Q - H имеет такой же вид, как и зависимость крутящего момента от частоты вращения для двигателя. В частном случае для насоса с приводом от синхронного электродвигателя характеристика представляет собой прямую, параллельную оси H .

Для центробежных насосов, применяемых на магистральных нефтепроводах, характеристики имеют вид полого падающих кривых. Участок характеристики, соответствующий наиболее высоким значениям КПД – рабочая область. Для этой области зависимость H от Q очень удачно аппроксимируется выражением

$$H = a - bQ^2. \quad (3.48)$$

Часто бывает необходимо совместно решать уравнения характеристик насоса (насосной станции) и трубопровода. В этих случаях вместо (3.48) целесообразно принять

$$H = a - bQ^{2-m}. \quad (3.49)$$

В формулах (3.48) и (3.49) a и b – постоянные величины, определяемые обработкой координат точек, взятых в рабочей области характеристики. По смыслу в (3.12) или (3.13) a – напор при $Q = 0$ (напор при закрытой задвижке на нагнетании $H_{33} = a$); коэффициент b свидетельствует о крутизне характеристики. В формуле (3.13) величина m – коэффициент, зависящий от режима движения жидкости, та же, что и в формуле Лейбензона для потери напора в трубопроводе (При ламинарном течении $m = 1$; при турбулентном в зоне гидравлически гладкого трения $m = 0,25$; в зоне квадратичного трения $m = 0$).

Характеристики насосов получают опытным путем при работе на воде. При работе на нефти (вязкая жидкость) характеристика Q - H снижается, становится более крутой. Методику пересчета характеристики «с воды на нефть» можно найти в специальных руководствах.

Плотность не влияет на характеристику Q - H : напор, развиваемый насосом, не изменяется при изменении плотности перекачиваемой жидкости.

Изменение диаметра колеса насоса D , а также частоты вращения n изменяют характеристику. Известно, что

$$\frac{D_*}{D} = \frac{Q_*}{Q}, \quad \frac{D_*}{D} = \sqrt{\frac{H_*}{H}}. \quad (3.50)$$

При изменении частоты вращения равенства аналогичны. Звездочкой обозначены новые, измененные условия. При обточке колес ($D_* < D$) или при уменьшении частоты вращения ($n_* < n$) характеристика Q - H снижается.

Характеристика насоса после обточки колеса до диаметра D_* может быть получена на основании прежней характеристики при помощи формул (3.50). При этом нельзя перестраивать характеристику, пользуясь лишь одной из этих формул.

Если необходимо, чтобы характеристика насоса проходила через точку с координатами Q_* , H_* находящуюся под характеристикой, соответствующей диаметру колеса D , то диаметр колеса после обточки может быть найден по формуле:

$$D_* = D \sqrt{\frac{H_* + bQ_*^2}{a}}. \quad (3.51)$$

Эта формула выводится из (3.48) и (3.50). Входящие в нее a и b должны быть вычислены по формуле (3.48) по данным характеристики Q - H при диаметре D .

Характеристику группы соединенных между собой насосов (суммарную характеристику) получают сложением характеристик насосов, входящих в эту группу.

При последовательном соединении складываются напоры при одинаковых расходах, а при параллельном – расходы при одинаковых напорах. Это показано на рис. 3.8.

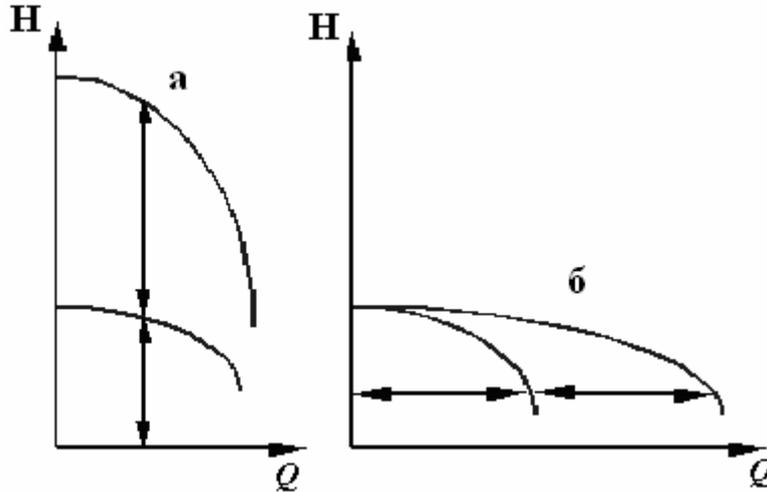


Рис. 3.8. Построение суммарной характеристики двух насосов, соединенных:
а) последовательно, б) параллельно

Уравнение суммарной характеристики такое же, как (3.48) или (3.49).

При последовательном соединении насосов $a = \sum a_i$, $b = \sum b_i$.

При параллельном соединении K одинаковых насосов с характеристикой $H = a - b_1 Q^{2-m}$ суммарная характеристика будет следующей:

$$H = a - b_1 \left(\frac{Q}{K} \right)^{2-m}. \quad (3.52)$$

Приняв здесь $\frac{b_1}{K^{2-m}} = b$, приходим к прежнему выражению (3.49).

Суммарная характеристика насосов, работающих на насосной станции, называется *характеристикой насосной станции*.

1.12. Уравнение баланса напоров

Если потоку жидкости в трубопроводе приходится не только преодолевать сопротивление, обусловленное трением и подъем на высоту Δz , но и совершать механическую работу, приводя в движение, например, турбину, то уравнение (3.12)

$$\frac{p_1 - p_2}{\rho} = \lambda \frac{L}{D} \frac{w^2}{2} + g\Delta z$$

должно быть дополнено слагаемым $\frac{N}{M}$, где N – мощность, M – массовый расход.

Если же на пути потока поставлена не турбина, а насос, то слагаемому $\frac{N}{M}$ должен быть присвоен знак «минус».

Итак, в том случае, когда рассматривается система, состоящая из трубопровода и насосной станции

$$\frac{p_1 - p_2}{\rho} = \lambda \frac{L w^2}{D 2} + g \Delta z - \frac{N}{M}.$$

Перейдя к напорам и учитывая, что:

$$M = Q\rho = Q \frac{\gamma}{g} N = QH_{CT},$$

где H_{CT} – напор, развиваемый насосной станцией, получим

$$\frac{p_1}{\gamma} + H_{CT} = h_{\tau} + \Delta z + \frac{p_2}{\gamma}. \quad (3.53)$$

Вывод выражения (3.53) осуществлён следующим образом.

Так как

$$\frac{N}{M} = \frac{QH_{CT}}{Q \frac{\gamma}{g}} = H_{CT} g,$$

то

$$\frac{p_1 - p_2}{\rho} = \lambda \frac{L w^2}{D 2} + g \Delta z - H_{CT} g.$$

Делим это выражение на g и получаем:

$$\frac{p_1 - p_2}{\gamma} = \lambda \frac{L w^2}{D 2g} + \Delta z - H_{CT} \quad \text{или} \quad \frac{p_1 - p_2}{\gamma} = h_{\tau} + \Delta z - H_{CT},$$

откуда
$$\frac{p_1 - p_2}{\gamma} = \lambda \frac{L w^2}{D 2g} + \Delta z - H_{CT}.$$

На магистральных нефтепроводах напор p_1/γ создается специальной (**подпорной**) насосной станцией.

Если из p_1/γ вычесть потерю напора в системе трубопроводов на всасывающей стороне основной насосной станции (h_{bc}), т.е. в коммуникациях, соединяющих подпорную насосную с основной, получим напор во всасывающем патрубке первого основного насоса, называемый подпором ΔH_1 .

В состав h_{τ} входят потеря напора на трение в магистрали iL и в коммуникациях nh_{ct} всех n перекачивающих станций. В свою очередь потеря напора в коммуникациях (одной) станции $h_{ct} = h_{bc} + h_n$, причем индекс «bc» означает всасывающая сторона, а индекс «n» – нагнетательная сторона.

Напор в конечном пункте нефтепровода p_2/γ будет обозначать $h_{кп}$. Это потеря напора в коммуникациях конечного пункта, включая и высоту уровня в приемном резервуаре.

Для магистрального нефтепровода с n одинаковыми перекачивающими станциями уравнение (3.53) можно представить в следующем виде:

$$\Delta H_1 + nH_{CT} = iL + \Delta z + nh_{ct} + h_{кп}. \quad (3.54)$$

В дальнейшем для краткости не будем писать два последних члена:

$$\Delta H_1 + nH_{CT} = iL + \Delta z. \quad (3.55)$$

Уравнения (3.53), (3.54), (3.55) называются *уравнениями баланса напоров*.

В левой части этих уравнений – напор, развиваемый насосными станциями, а в правой – потеря напора.

Смысл уравнений баланса напоров аналогичен смыслу третьего закона Ньютона.

Выразив напор, развиваемый одной станцией, в виде $H_{CT} = a - bQ^{2-m}$ (3.49) и гидравлический уклон в виде $I = fQ^{2-m}$, получим уравнение баланса напоров в следующем виде:

$$\Delta H_1 + n(a - bQ^{2-m}) = fQ^{2-m}L + \Delta z. \quad (3.56)$$

Это уравнение с одним неизвестным. Здесь Q – конкретная величина.

Считая ΔH_1 постоянной величиной, получаем из (3.56):

$$Q = 2^{-m} \sqrt{\frac{\Delta H_1 + na - \Delta z}{nb + fL}}. \quad (3.57)$$

Определив Q , можно, вычислить напор, развиваемый станциями:

$$H = a - bQ^{2-m};$$

потери напора в трубопроводе:

$$H = fQ^{2-m}L + \Delta z.$$

Обе эти величины равны между собой (баланс напоров).

1.13. Совмещенные характеристики

Те же значения расхода и напора можно найти графически, построив на одном чертеже характеристики трубопровода и насосных станций (совмещенная характеристика, рис. 3.9).

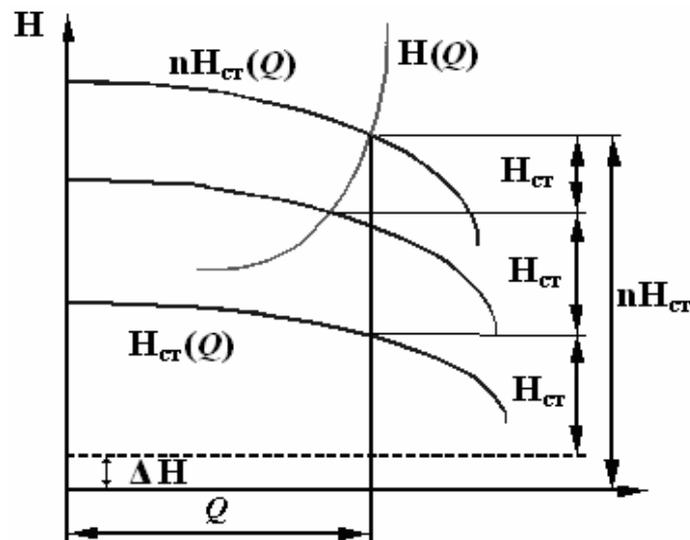


Рис. 3.9. Совмещенная характеристика трубопровода и насосных станций

Точка пересечения кривых $H(Q)$ на совмещенной характеристике называется *рабочей*. Координаты этой точки – расход в системе насосная станция – трубопровод и напор, развиваемый насосными станциями (потеря напора в трубопроводе).

На рис. 3.9 ось Q можно перенести вверх на величину ΔH_1 (пунктирная горизонтальная линия). В этом случае подпор перед головной станцией ΔH_1 должен быть учтен характеристикой трубопровода:

$$H = fQ^{2-m}L + \Delta z - \Delta H_1.$$

Совмещенные характеристики можно построить и для отдельных насосных станций с соответствующими участками трубопровода (перегонами). Для однотипных станций координаты рабочих точек этих характеристик будут одинаковыми, если подпоры перед станциями отнести к характеристикам перегонов. Иными словами, любая из расположенных на трассе насосных станций развивает один и тот же напор независимо от длины и разности отметок конца и начала сопряженного с ней перегона.

В отличие от этого напоры, развиваемые станциями с поршневыми насосами, зависят от длин и разностей высот конца и начала соответствующих перегонов. (Привод от синхронных электродвигателей, перекачка с подключенными резервуарами).

Баланс напоров и равенство подачи насосов расходу в трубопроводе (материальный баланс перекачки) дают основание для следующего важного вывода: трубопроводы и насосные станции составляют единую гидравлическую систему.

Это положение является исходным при решении любых вопросов перекачки нефти (нефтепродуктов) по магистральным трубопроводам. Изменение режима работы какой-либо одной насосной станции (например, отключение части насосов) нарушит режим остальных станций и одновременно повлечет за собой изменение режима работы трубопровода.

Работу трубопровода и насосных станций всегда надо рассматривать как совместную.

Гидравлический расчет любого (не только магистрального) трубопровода нельзя считать законченным, если лишь вычислена потеря напора при заданном расходе и подобраны насосы. В результате расчета должен быть определен фактический расход, который установится в системе насос (насосные станции) – трубопровод, т.е. расход, соответствующий рабочей точке на совмещенной характеристике.

2. Термины, определения и используемые сокращения

Всасывающий участок – участок нефтепровода, подводящий нефть к насосу.

Вставка – трубопроводный сегмент, как правило, большего диаметра, чем

основная магистраль, подключаемый к ней последовательно с целью снижения гидравлического сопротивления и увеличения тем самым пропускной способности.

Гидравлический уклон – безразмерная величина, характеризующая быстроту падения напора в рассматриваемом нефтепроводе.

Кавитация (от лат. *cavitas* – полость) – процесс образования пустот с дальнейшей конденсацией пара и исчезновением пустот в зоне повышенного давления.

Лупинг – дополнительный трубопровод, проложенный параллельно основной магистрали и соединенный с ней в двух сечениях: начальном и конечном с целью снижения гидравлического сопротивления и увеличения тем самым пропускной способности.

Перевальная точка – возвышенность на трассе, от которой нефть (нефтепродукт) приходит на конечный пункт нефтепровода самотеком.

Рабочая область – участок характеристики насоса, соответствующий наиболее высоким значениям КПД.

Рабочая точка – точка пересечения характеристик насоса (насосной станции) и трубопровода.

Расчетная длина трубопровода – расстояние от начального пункта нефтепровода до ближайшей перевальной точки.

Самотечный участок – участок трубопровода, на котором жидкость движется неполным сечением, самотёком, под действием силы тяжести.

Суммарная характеристика – характеристика группы соединенных между собой насосов, получаемая сложением характеристик насосов, входящих в эту группу.

Характеристика насоса – зависимость развиваемого насосом напора H от подачи Q .

Характеристика насосной станции – суммарная характеристика насосов, работающих на насосной станции.

Характеристика трубопровода – зависимость потери напора H от расхода Q .

3. Задания для практических занятий

3.1. Гидравлические режимы работы нефте- и нефтепродуктопроводов

Теоретический материал

Основными уравнениями для расчета установившихся течений однородной несжимаемой жидкости в трубопроводе являются:

уравнение Бернулли

$$\left(\frac{\alpha_K \vartheta_1^2}{2g} + \frac{P_1}{\rho g} + z_1 \right) - \left(\frac{\alpha_K \vartheta_2^2}{2g} + \frac{P_2}{\rho g} + z_2 \right) = h_{1-2}; \quad (3.58)$$

уравнение сохранения массы жидкости

$$\rho \cdot \vartheta_1 S_1 = \rho \cdot \vartheta_2 S_2, \quad (3.59)$$

записанные для потока жидкости в трубопроводе между сечениями 1 и 2. Здесь:

M – массовый расход жидкости (кг/с);

$$H(x) = \frac{\alpha_k \vartheta^2}{2g} + \frac{P(x)}{\rho g} + z(x) - \text{полный напор в сечении } x, \text{ (м);}$$

h_{1-2} – потери напора между сечениями 1 и 2 (м).

Для участка трубопровода, все сечения которого полностью заполнены жидкостью, $h_{1-2} = h_\tau + h_M$. Здесь:

$$h_\tau = \int_{x_1}^{x_2} \lambda \frac{1}{d} \frac{\vartheta^2}{2g} dx - \text{потери напора на трение;}$$

$$h_M = \sum_k \xi_k \frac{\vartheta^2}{2g} - \text{потери напора на местных сопротивлениях (поворотах,}$$

задвижках, тройниках и т.п.);

$\lambda = \lambda(Re, \varepsilon)$ – коэффициент гидравлического сопротивления;

$$Re = \frac{\vartheta \cdot d}{\nu} - \text{число Рейнольдса;}$$

$$\varepsilon = \frac{\Delta}{d} - \text{относительная шероховатость;}$$

Δ – абсолютная шероховатость;

α_k – коэффициент Кориолиса (для ламинарного течения $\alpha_k = 2$; для турбулентного течения $\alpha_k \cong 1$);

ξ_k – коэффициент местного сопротивления.

Если трубопровод имеет постоянный диаметр, то уравнения (3.58) и (3.59) упрощаются:

$$\frac{P_1 - P_2}{\rho g} + (z_1 - z_2) = \lambda \frac{L}{d} \frac{\vartheta^2}{2g} + \sum_k \xi_k \frac{\vartheta^2}{2g}; \quad (3.60)$$

$$\vartheta_1 = \vartheta_2 = \frac{4Q}{\pi d^2}, \quad (3.61)$$

где L – расстояние между сечениями 1 и 2; Q – объемный расход жидкости.

Графическая интерпретация уравнения Бернулли представлена на рис. 3.10. На нем представлены: профиль трубопровода (жирная ломанная линия); линия $H(x)$ зависимости полного напора H от координаты x вдоль оси трубопровода (прямая линия с постоянным углом β наклона к горизонту) и три составляющие полного напора в произвольном сечении трубопровода: *геометрический напор* $z(x)$, *пъезометрический напор* $p(x)/\rho g$ и *скоростной*

напор $\alpha_k \vartheta^2(x)/2g$. Линия $H(x)$, представляющая зависимость полного напора от координаты вдоль оси трубопровода, называется **линией гидравлического уклона**.

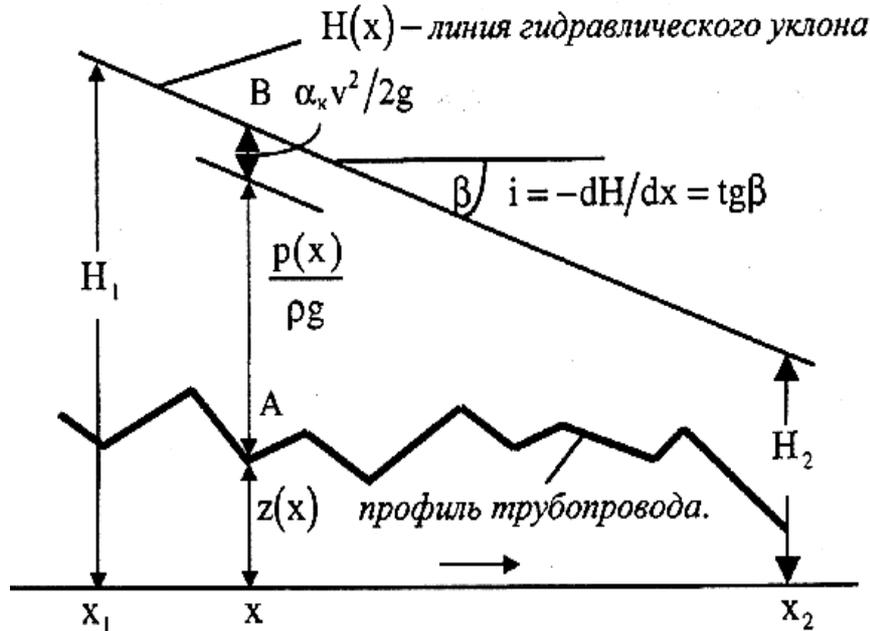


Рис. 3.10. Геометрическая интерпретация уравнения Бернулли

Необходимым условием того, чтобы сечения трубопровода были заполнены жидкостью, является:

$$p > p_y \text{ или } \rho g [H(x) - z(x)] > p_y, \quad (3.62)$$

где p_y – упругость насыщенных паров транспортируемой жидкости. Геометрически это условие означает, что линия $H(x)$ гидравлического уклона должна проходить выше профиля $z(x)$ трубопровода на величину $p(y)/\rho g$.

Безразмерную величину $i = -dH/dx$, определяющую уменьшение напора на единицу длины трубопровода, называют *гидравлическим уклоном*. Для трубопровода с постоянным диаметром существует следующее равенство:

$$i = \lambda(\text{Re}, \epsilon) \frac{1}{d} \frac{\vartheta^2}{2g}. \quad (3.63)$$

Иногда гидравлический уклон измеряют в м/км, то есть в метрах падения напора на 1 км протяженности трубопровода (1 м/км соответствует $i = 0,001$).

Гидравлической (Q-H) – характеристикой участка трубопровода называется зависимость разности пьезометрических напоров $\Delta H = (p_1 - p_2)/\rho g$ в начале и конце участка от расхода Q транспортируемой жидкости. Если участок трубопровода не имеет парогазовых полостей, т.е. все его сечения заполнены жидкостью, то, как это следует из (3.60):

$$\Delta H = \frac{p_1 - p_2}{\rho g} = (z_2 - z_1) + h_{1-2}(Q). \quad (3.64)$$

Коэффициент λ гидравлического сопротивления можно вычислить по следующим правилам.

Если течение жидкости в трубопроводе *ламинарное*, т.е. струйное, послойное (для этого число Рейнольдса Re должно быть меньше 2320), то для вычисления λ используется **формула Стокса**

$$\lambda = \frac{64}{Re}. \quad (3.65)$$

По мере увеличения числа Рейнольдса ($Re > 2300$) течение жидкости в трубопроводе постепенно теряет гидродинамическую устойчивость и переходит в *турбулентное*, то есть завихренное с перемешивающимися слоями. Наиболее известной формулой для расчета коэффициента λ , в этом случае является **формула Альтшуля**

$$\lambda = 0,11 \left(\varepsilon + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}, \quad (3.66)$$

справедливая в широком диапазоне чисел Рейнольдса (от 10^4 до 10^6 и выше).

Если $10^4 < Re < 27/\varepsilon^{1,143}$, то формула Альтшуля переходит в **формулу Блазиуса**

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}, \quad (3.67)$$

имеющую ту характерную особенность, что в нее так же, как и в формулу Стокса для ламинарного режима, не входит величина ε относительной шероховатости внутренней поверхности трубопровода. Последнее означает, что в рассматриваемом диапазоне чисел Рейнольдса трубопровод ведет себя как *гладкий*, поэтому течение жидкости в этом диапазоне называют течением в *гидравлически гладкой трубе*.

В области перехода течения от ламинарного к турбулентному, т.е. в диапазоне чисел Рейнольдса от 2320 до 10^4 , можно использовать аппроксимационную **формулу Гинзбурга**

$$\lambda = \frac{64}{Re} (1 - \gamma) + \frac{0,3164}{Re^{0,25}} \cdot \gamma_*, \quad (3.68)$$

в которой $\gamma_* = 1 - e^{-0,002(Re-2320)}$ – коэффициент *перемежаемости*. Очевидно, что конструкция последней формулы обеспечивает непрерывность перехода от формулы Стокса для ламинарного режима течения к формуле Блазиуса для турбулентного режима в зоне гидравлически гладких труб.

Если же $Re > 500/\varepsilon$, то вторым слагаемым в круглой скобке формулы Альтшуля можно пренебречь по сравнению с первым, откуда следует, что при «больших» скоростях трение жидкости определяется, главным образом, степе-

нюю гладкости внутренней поверхности трубопровода, то есть параметром ε . В этом случае можно использовать более простую **формулу Шифринсона**

$$\lambda = 0,11 \varepsilon^{0,25}. \quad (3.69)$$

Отсюда следует, что сопротивление трения пропорционально квадрату средней скорости жидкости, из-за чего рассматриваемый режим течения называют *квадратичным*.

ЗАДАЧИ

1. Средняя по сечению скорость течения нефти ($\rho = 900 \text{ кг/м}^3$) в трубопроводе ($D = 1020 \text{ мм}$; $\delta = 10 \text{ мм}$) равна $1,0 \text{ м/с}$. Определить годовую пропускную способность нефтепровода.

Ответ: 21365 млн т/год.

2. Нефтепродуктопровод состоит из двух последовательно соединенных участков: первого – с диаметром $D_1 = 530 \text{ мм}$ и толщиной стенки $\delta_1 = 8 \text{ мм}$, и второго с диаметром $D_2 = 377 \text{ мм}$ и толщиной стенки $\delta_2 = 6 \text{ мм}$. Скорость стационарного течения бензина в первом участке составляет $1,2 \text{ м/с}$. Какова скорость течения бензина во втором?

Ответ: 2,38 м/с.

3. Перекачка нефти ($\rho = 890 \text{ кг/м}^3$; $\nu = 0,015 \text{ Пз}$) ведется по нефтепроводу ($D = 530,8 \text{ мм}$) с расходом $800 \text{ м}^3/\text{ч}$. Определить режим течения и вычислить коэффициент гидравлического сопротивления.

Ответ: Турбулентный режим в области гидравлически гладких труб; $\lambda = 0,0236$.

4. Перекачка бензина Аи-92 ($\rho = 750 \text{ кг/м}^3$; $\nu = 0,5 \text{ сПз}$) ведется по нефтепродуктопроводу ($D = 530,8 \text{ мм}$; $\Delta = 0,22 \text{ мм}$) с расходом $1100 \text{ м}^3/\text{ч}$. Определить режим течения и коэффициент гидравлического сопротивления.

Ответ: Турбулентный режим в области квадратичного трения; $\lambda = 0,016$.

5. Дизельное топливо Л-02-62 ($\rho = 840 \text{ кг/м}^3$; $\nu = 4,0 \text{ сПз}$) транспортируют по нефтепродуктопроводу ($D = 530 \text{ мм}$; $\delta = 8 \text{ мм}$; $\Delta = 0,22 \text{ мм}$) с расходом $700 \text{ м}^3/\text{ч}$. Определить режим течения и вычислить коэффициент гидравлического сопротивления.

Ответ: Турбулентный режим в области смешанного трения; $\lambda = 0,020$.

6. Чему равен гидравлический уклон на участке трубопровода ($D = 377 \text{ мм}$, $\delta = 8 \text{ мм}$, $\Delta = 0,15 \text{ мм}$), транспортирующего дизельное топливо ($\nu = 5 \text{ сСт}$) с расходом $250 \text{ м}^3/\text{ч}$?

Ответ: 1,37 м/км.

7. Данные о профиле нефтепровода, транспортирующего сырую нефть ($\rho = 850 \text{ кг/м}^3$), приведены в нижеследующей таблице:

x , км	0	20	40	60	80	100	120
z , м	100	150	200	100	50	50	150
P , МПа	5,0						0,5

(x – координата сечения; z – геодезическая отметка). Найти давления в сечениях, пропущенных в таблице. Упругостью насыщенных паров нефти пренебречь; давление, выраженное в МПа, округлить с точностью до десятых.

Ответ:

x , км	0	20	40	60	80	100	120
P , МПа	5,0	3,9	2,8	3,0	2,7	2,0	0,5

8. Данные о профиле нефтепродуктопровода, транспортирующего бензин А-80 ($\rho = 735 \text{ кг/м}^3$), приведены в нижеследующей таблице:

x , км	0	20	40	60	80	100
z , м	75	120	180	160	130	30
P , МПа		3,8		2,6		

(x – координата сечения; z – геодезическая отметка). Найти давления в сечениях, пропущенных в таблице. Давление, выраженное в МПа, округлить с точностью до десятых.

Ответ:

x , км	0	20	40	60	80	100
P , МПа	4,6	3,8	2,9	2,6	2,4	7,6

9. Построить гидравлическую (Q - H) характеристику линейного участка нефтепровода ($D = 325,8 \text{ мм}$, $L = 180 \text{ км}$), по которому транспортируется нефть ($\nu = 20 \text{ сСт}$), если известно, что профиль нефтепровода монотонно опускается вниз от отметки $z_H = 200 \text{ м}$ в начале участка до отметки $z_K = 100 \text{ м}$ в его конце. Потерями на местных сопротивлениях пренебречь.

Указание. Заполнить пустые ячейки таблицы:

Q , м ³ /ч	100	150	200	250	300
H , м					

Ответ:

H , м	22	307	404	645	924
---------	----	-----	-----	-----	-----

10. Построить гидравлическую (Q - H) характеристику участка нефтепродуктопровода ($D = 530 \text{ мм}$, $\delta = 7 \text{ мм}$; $\Delta = 0,2 \text{ мм}$, $L = 125 \text{ км}$), по которому транспортируется дизельное топливо Л-05-62 ($\rho = 840 \text{ кг/м}^3$, $\nu = 9 \text{ сСт}$), если

известно, что профиль трубопровода монотонно поднимается вверх от отметки $z_H = 75$ м в начале участка до отметки $z_K = 180$ м в его конце. Потерями на местных сопротивлениях пренебречь.

Указание. Заполнить пустые ячейки таблицы:

$Q, \text{ м}^3/\text{ч}$	800	900	1000	1100	1200
$H, \text{ м}$					

Ответ:

$H, \text{ м}$	408	479	559	646	740
----------------	-----	-----	-----	-----	-----

11. Нефтепродуктопровод состоит из двух последовательно соединенных участков: первого – $D_1 = 530,8$ мм, $L_1 = 60$ км, и второго – $D_2 = 377,6$ мм, $L_2 = 30$ км. Скорость стационарного течения бензина ($\nu = 0,6$ сСт) в первом участке составляет $1,2$ м/с. Зная, что шероховатость Δ внутренней поверхности участков составляет $0,15$ мм, найти потери напора в нефтепродуктопроводе.

Ответ: 501 м.

12. По участку нефтепровода ($D = 820,8$ мм, $L = 140$ км, $\Delta = 0,2$ мм, $z_H = 120$ м, $z_K = 160$ м) перекачивают маловязкую нефть ($\rho = 850$ кг/м³, $\nu = 7$ сСт) с расходом 2500 м³/ч. Какое давление необходимо поддерживать в начале участка, если в конце участка оно равно 3 атм.? Известно также, что все сечения нефтепровода заполнены нефтью полностью.

Ответ: 31,6 атм. (~ 3,1 МПа).

13. Сырая нефть ($\rho = 890$ кг/м³, $\nu = 10$ сСт) течет в практически горизонтальном участке нефтепровода ($D = 820,10$ мм, $L = 140$ км) под действием разности давлений между началом и концом участка, равной 15 атм. Найти расход перекачки.

Ответ: 1809 м³/ч.

14. Бензин А 76 ($\rho = 740$ кг/м³, $\nu = 0,6$ сСт) перекачивают по трубопроводу ($D = 530,7$ мм, $\Delta = 0,2$ мм; $L = 120$ км; $z_H = 50$ м, $z_K = 100$ м), при этом давление в начале трубопровода составляет 55 атм., а в конце – 3 атм. Найти расход перекачки.

Ответ: 1475 м³/ч.

15. Пропускная способность Q_B участка нефтепродуктопровода ($D = 530,8$ мм, $\Delta = 0,15$ мм, $L = 125$ км, $z_H = 50$ м, $z_K = 150$ м, где z_H, z_K – высотные отметки начала и конца участка, соответственно) составляет на бензине ($\rho_B = 740$ кг/м³, $\nu_B = 0,6$ сСт) 8,0 млн. т/год. Какова пропускная способность G_D того же

участка трубопровода на дизельном топливе ($\rho_d = 840 \text{ кг/м}^3$, $\nu_d = 6,0 \text{ сСт}$), если известно, что давления в начале и конце участка при переходе с перекачки бензина на дизельное топливо не изменяются, а 1 год составляет 8400 часов?

Ответ: 7,34 млн т/год.

3.2. Перевальная точка. Самотечный участок. Вставки, лупинги, отводы

Теоретический материал

Самотечным называется участок $[x_1, x_2]$ трубопровода, на котором жидкость течет неполным сечением, самотеком, под действием силы тяжести (рис. 3.11).

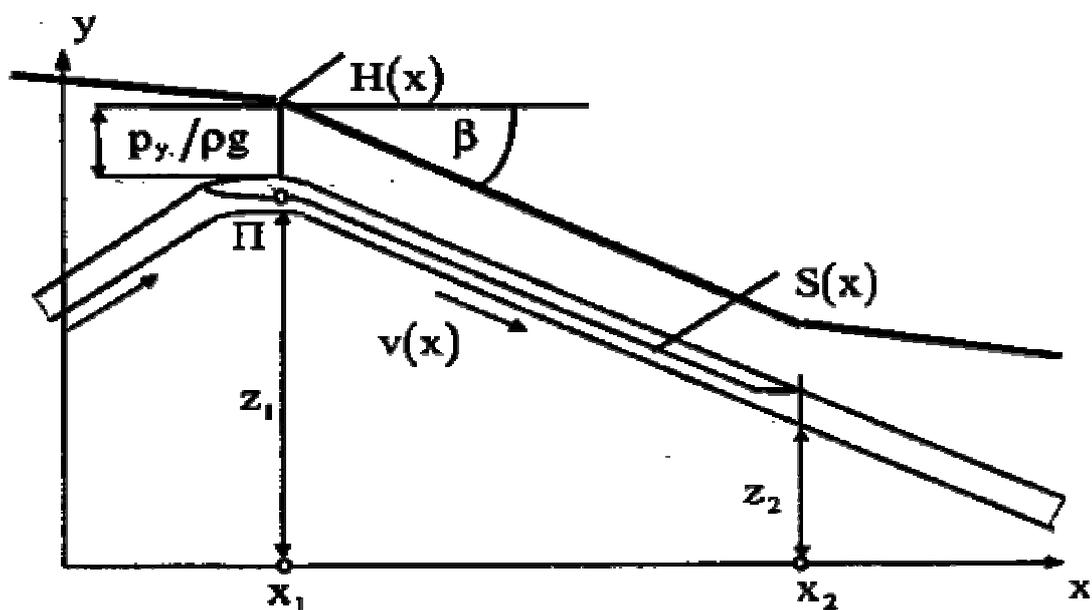


Рис. 3.11. Самотечный участок в трубопроводе

Давление в парогазовой полости над свободной поверхностью жидкости остается практически постоянным, равным упругости p_y насыщенных паров транспортируемой жидкости, поэтому течение на самотечном участке называют *безнапорным*. При этом разность напоров между сечениями x_1 (началом самотечного участка) и x_2 (концом самотечного участка) существует и равна разности (z_1, z_2) высотных отметок этих сечений.

Стационарные самотечные участки в трубопроводе могут существовать только на нисходящих сегментах.

Начало каждого стационарного самотечного участка в трубопроводе называется *перевальной точкой* (Π) (см. рис. 3.11). На нем представлено поведение кривой гидравлического уклона, линии $y = H(x)$, на самотечном участке. Видно, что на этом участке линия гидравлического уклона проходит параллельно оси трубопровода на расстоянии $p_y / \rho g$ от нее. Гидравли-

ческий уклон течения на самотечном участке равен абсолютной величине тангенса угла наклона профиля трубопровода к горизонту, т.е. $i = |tg\beta|$.

Расход Q жидкости на самотечном участке в стационарном режиме равен расходу жидкости Q_0 в заполненных сечениях трубопровода:

$$Q = v \cdot S = v_0 \cdot S_0 = Q_0 = \text{const}, \quad (3.70)$$

где S, S_0 – площади сечений, занятых жидкостью на самотечном и полностью заполненном участках трубопровода ($S < S_0$); v, v_0 – скорости жидкости на этих участках, соответственно.

Степень $\sigma = S/S_0$ заполнения самотечного участка нефтью может быть различной, она зависит от отношения $\gamma = i/tg|\beta|$ гидравлических уклонов ($tg|\beta|$) на самотечном участке и ($i = \lambda \frac{1}{d} \frac{v_0^2}{2g}$) на участках трубопровода,

полностью заполненных нефтью. Обобщив многочисленные исследования в области безнапорных течений в каналах кругового сечения, можно предложить следующие аппроксимационные формулы для расчета степени заполнения сечения трубы нефтью на самотечном участке при расслоенном течении:

– если $\gamma = i/tg|\beta| \geq 1$, то $\sigma = 1$. В этом случае сечение трубы заполнено полностью;

– если $32,32 \cdot \lambda_0 \leq \gamma < 1$, то $\sigma = 1 - 2,98 \cdot 10^{-2} \sqrt{\frac{2}{\lambda_0}} \cdot (1 - \sqrt{\gamma})$;

– если $4,87 \cdot \lambda_0 \leq \gamma < 32,32 \cdot \lambda_0$, то $\sigma = 9,39 \cdot 10^{-2} \sqrt{\frac{2\gamma}{\lambda_0}} + 0,113$;

– если $\gamma < 4,87 \cdot \lambda_0$, то $\sigma = 0,1825 \left(\frac{2\gamma}{\lambda_0}\right)^{0,356}$.

Формулы позволяют рассчитать степень σ заполнения сечения трубопровода нефтью по известному отношению γ гидравлических уклонов i и $tg|\beta|$ на напорном и самотечном участках, соответственно.

Вставкой называют трубопроводный сегмент (BC), как правило, большего диаметра, чем основная магистраль, подключаемый к ней *последовательно* с целью снижения гидравлического сопротивления и увеличения пропускной способности (рис. 3.12).

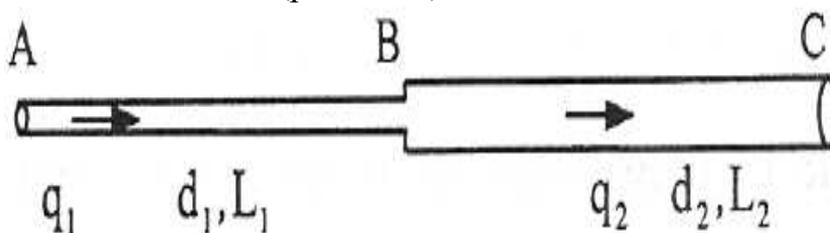


Рис. 3.12. Участок трубопровода со вставкой

Для вставки справедливы соотношения:

$$\begin{cases} q_1 = q_2 = Q \\ h_{A-C} = h_{A-B} + h_{B-C} \end{cases}, \quad (3.71)$$

т.е. расходы q_1 , q_2 нефти в основной магистрали и вставке одинаковы, а потери напора h_{A-B} и h_{B-C} в каждом из последовательно соединенных трубопроводов складываются.

В развернутом виде система уравнений (3.71) имеет вид:

$$\begin{cases} \vartheta_1 \frac{\pi d_1^2}{4} = \vartheta_2 \frac{\pi d_2^2}{4} = Q \\ h_{A-C} = \lambda^{(1)}(\vartheta_1, d_1) \frac{L_1}{d_1} \frac{\vartheta_1^2}{2g} + \lambda^{(2)}(\vartheta_2, d_2) \frac{L_2}{d_2} \frac{\vartheta_2^2}{2g} \end{cases}, \quad (3.72)$$

где L_1 , d_1 и L_2 , d_2 – длины и внутренние диаметры составляющих сегментов.

Лупингом (от английского слова «loop» – петля) называют дополнительный трубопровод, проложенный *параллельно* основной магистрали и соединенный с ней в двух сечениях: начальном x_1 , и конечном – x_2 (рис. 3.13).

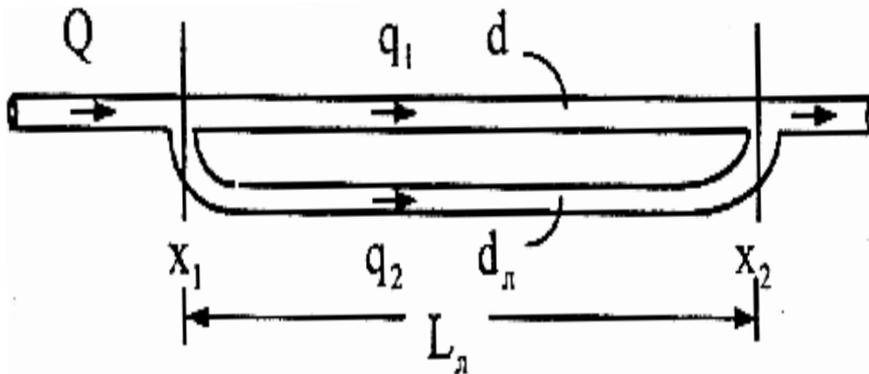


Рис. 3.13. Схема участка трубопровода с лупингом

Для лупинга справедливы соотношения:

$$\begin{cases} q_1 + q_2 = Q \\ h_{1-2}^1 = h_{1-2}^2 \end{cases}. \quad (3.73)$$

Они означают, что при разделении (или слиянии) потоков жидкости в точках разветвления расходы q_1 , q_2 складываются, а потери напора $h_{1-2}^1 = h_{1-2}^2$ в каждом из параллельно соединенных трубопроводов приравниваются.

В развернутом виде система уравнений (3.73) имеет вид:

$$\begin{cases} \vartheta_1 \frac{\pi d_1^2}{4} + \vartheta_2 \frac{\pi d_2^2}{4} = Q \\ \lambda^{(1)}(\vartheta_1, d_1) \frac{L_1}{d_1} \frac{\vartheta_1^2}{2g} = \lambda^{(2)}(\vartheta_2, d_2) \frac{L_2}{d_2} \frac{\vartheta_2^2}{2g} \end{cases}. \quad (3.74)$$

Эта система служит для определения двух неизвестных: ϑ_1, ϑ_2 , скоростей течения жидкости в каждой из ветвей трубопровода.

Система легко разрешается в двух случаях.

1) Если режимы течения жидкости в каждом из трубопроводов находятся в зоне гидравлически гладких труб (зоне Блазиуса), то

$$\lambda^{(1)} = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{\vartheta_1 d_{\text{л}}/\nu}} \text{ и } \lambda^{(2)} = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{\vartheta_2 d_{\text{л}}/\nu}}; \quad (3.75)$$

$$q_1 = Q \frac{1}{1 + (d_{\text{л}}/d)^{19/7}}, \quad q_2 = Q \frac{(d_{\text{л}}/d)^{19/7}}{1 + (d_{\text{л}}/d)^{19/7}}. \quad (3.76)$$

Течение жидкости на участке с лупингом можно представить как течение на таком же участке без лупинга, но в трубопроводе с увеличенным (эквивалентным) диаметром d_3 . Для этого достаточно принять:

$$d_3 = d \left[1 + (d_{\text{л}}/d)^{19/7} \right]^{7/19}, \quad \vartheta_3 = \frac{4Q}{\pi d_3^2}; \quad (3.77)$$

$$i = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{\vartheta_3 d_3/\nu}} \frac{1}{d_3} \frac{\vartheta_3^2}{2g}. \quad (3.78)$$

2) Если режимы течения жидкости в каждом из трубопроводов находятся в зоне квадратичного трения, то $\lambda^{(1)} = \text{const}$ и $\lambda^{(2)} = \text{const}$. Из (3.74) получаем:

$$q_1 = Q \frac{1}{1 + \sqrt{\lambda^{(1)}/\lambda^{(2)}} \cdot (d_{\text{л}}/d)^{2,5}}, \quad q_2 = Q \frac{\sqrt{\lambda^{(1)}/\lambda^{(2)}} \cdot (d_{\text{л}}/d)^{2,5}}{1 + \sqrt{\lambda^{(1)}/\lambda^{(2)}} \cdot (d_{\text{л}}/d)^{2,5}}; \quad (3.79)$$

$$i^{(1)} = i^{(2)} = i_0 \cdot \left[\frac{\sqrt{\lambda^{(1)}/\lambda_0}}{1 + \sqrt{\lambda^{(1)}/\lambda^{(2)}} \cdot (d_{\text{л}}/d)^{2,5}} \right]^2, \quad i_0 = \lambda_0 \frac{1}{d} \frac{\vartheta_0^2}{2g}. \quad (3.80)$$

где $\vartheta_0 = 4Q/\pi d^2$, λ_0 – скорость жидкости и коэффициент гидравлического сопротивления в неразветвленной части трубопровода, соответственно.

Течение жидкости на участке с лупингом можно представить как течение на таком же участке без лупинга, но в трубопроводе с увеличенным (эквивалентным) диаметром d_3 . Для этого достаточно принять:

$$i = \lambda_3 \frac{1}{d_3} \frac{\vartheta_3^2}{2g}, \text{ где } d_3 = d \cdot \left[\frac{1 + \sqrt{\lambda^{(1)}/\lambda^{(2)}} \cdot (d_{\text{л}}/d)^{2,5}}{\sqrt{\lambda^{(1)}/\lambda_0}} \right]^{0,4}, \quad (3.81)$$

где λ_3 – коэффициент гидравлического сопротивления в неразветвленной части трубопровода, вычисленный по эквивалентному диаметру d_3 .

ЗАДАЧИ

1. Профиль участка нефтепродуктопровода ($L = 120$ км, $D = 530.8$ мм, $\Delta = 0,15$ мм) представлен таблицей:

x , км	0	10	15	20	30	40	60	80	120
z , м	50	100	50	150	100	200	50	75	0

(x – координата сечения; z – геодезическая отметка). Давление p_k в конце участка равно 0,3 МПа. Какой минимальный расход дизельного топлива ($\rho = 840$ кг/м³, $\nu = 5$ сСт, $p_y = 0,01$ МПа) должен быть в трубопроводе, чтобы в нем не возникали самотечные участки?

Ответ: 775 м³/ч.

2. Профиль участка нефтепродуктопровода ($L = 120$ км, $D = 530.8$ мм, $\Delta = 0,15$ мм) представлен таблицей к предыдущей задаче №1. Давление p_k в конце участка равно 0,3 МПа. По трубопроводу перекачивают дизельное топливо ($\rho = 840$ кг/м³, $\nu = 5$ сСт, $p_y = 0,01$ МПа) с расходом 650 м³/ч. Определить, имеется ли в трубопроводе самотечный участок и если имеется, то где он расположен?

Ответ: Имеется между 40 и 49,942 км.

3. Профиль участка нефтепровода ($L = 150$ км, $D = 530$ мм, $\Delta = 7$ мм) представлен таблицей:

x , км	0	25	50	75	100	125	150
z , м	100	100	150	200	50	0	50

(x – координата сечения; z – геодезическая отметка). По трубопроводу перекачивают нефть ($\rho = 850$ кг/м³, $\nu = 15$ сСт, $p_y = 0,03$ МПа). Определить давление p_H в начале участка нефтепровода, если расход Q перекачки составляет 500 м³/ч, а давление p_k в конце участка равно 0,3 МПа.

Ответ: ~ 1,57 МПа; в трубопроводе имеется самотечный участок, расположенный между 75 и 81,845 км.

4. По участку нефтепродуктопровода ($L = 120$ км, $D = 529.8$ мм, $\Delta = 0,2$ мм), сжатый профиль которого представлен таблицей:

x , км	0	20	40	60	80	100	120
z , м	50	100	150	100	200	120	40

(x – координата сечения; z – геодезическая отметка), ведется перекачка некоторого топлива ($\rho = 780$ кг/м³, $\nu = 3$ сСт, $p_y = 0,02$ МПа) с расходом 500 м³/ч, причем давление p_k в конце участка равно 1 атм. Как изменится расход перекачки, если давление в конце участка увеличить на 5 атм.?

Ответ: Не изменится.

5. Основываясь на условии предыдущей задачи, определить, на сколько нужно увеличить расход перекачки (сохранив при этом давление в конце участка трубопровода) для того, чтобы самотечный участок, имеющийся в трубопроводе, исчез.

Ответ: На 17,9 атм.

6. Данные о профиле нефтепродуктопровода, транспортирующего бензин ($\rho = 735 \text{ кг/м}^3$, $p_y = 0,07 \text{ МПа}$), приведены в нижеследующей таблице:

x , км	0	20	40	60	80	100
z , м	75	180	250	350	230	50
p , МПа	3,2					0,3

(x – координата сечения; z – геодезическая отметка). Определить, имеются ли в этом трубопроводе самотечные участки и, если есть, то где они расположены. Найти давления в сечениях, пропущенных в таблице. Давления, выраженные в МПа, округлять с точностью до десятых.

Ответ: Имеется один самотечный участок с началом в сечении 60 км и протяженностью 34,975 км.

7. Расход нефти на самотечном участке нефтепровода ($D = 720 \text{ мм}$, $\Delta = 10 \text{ мм}$, $\alpha = -1^\circ$) равен $2000 \text{ м}^3/\text{ч}$. Какова степень заполнения сечения трубопровода нефтью ($\nu = 25 \text{ сСт}$) на этом участке?

Ответ: 50,4 %.

8. Профиль нисходящего участка AB нефтепродуктопровода ($L = 5000 \text{ м}$, $D = 530,8 \text{ мм}$, $\Delta = 0,3 \text{ мм}$) наклонен к горизонту под углом $\alpha = 5^\circ$. При перекачке бензина ($\rho = 735 \text{ кг/м}^3$, $\nu = 0,6 \text{ сСт}$) с расходом $700 \text{ м}^3/\text{ч}$ в нем образуется самотечный участок длиной 2000 м, считая от перевальной точки A . Определить объем парогазовой полости.

Ответ: 318 м^3 .

9. По участку нефтепровода ($L = 125 \text{ км}$, $D = 530 \text{ мм}$, $\delta = 7 \text{ мм}$, $\Delta = 0,2 \text{ мм}$) транспортируют нефть ($\nu = 8 \text{ сСт}$) с расходом $1000 \text{ м}^3/\text{ч}$. Создаваемый перекачивающей станцией напор повысить нельзя, поэтому для увеличения пропускной способности участка на 20 % решено сделать вставку из трубопровода с большим диаметром ($D_B = 720,10 \text{ мм}$, $\Delta_B = 0,15 \text{ мм}$). Какой длины должна быть такая вставка?

Ответ: 45,655 км.

10. Перекачка авиационного керосина (топлива самолетного ТС-1), $\rho = 820 \text{ кг/м}^3$, $\nu = 2,5 \text{ сСт}$, ведется с расходом $Q = 300 \text{ м}^3/\text{ч}$ по участку практически горизон-

тального нефтепродуктопровода ($D = 325,6$ мм, $\Delta = 0,15$ мм, $L = 120$ км). Для увеличения пропускной способности этого участка на 25 %, ввиду невозможности повысить рабочее давление на перекачивающей станции, решено сделать вставку, то есть заменить часть имеющегося трубопровода трубопроводом большего диаметра ($D_B = 377,7$ мм, $\Delta_B = 0,2$ мм). Какой длины должна быть такая вставка?

Ответ: 80,42 км.

11. Нефтепродуктопровод состоит из трех последовательно соединенных участков: ($D_1 = 530,8$ мм, $L_1 = 70$ км, $D_2 = 505,8$ мм, $L_2 = 50$ км, $D_3 = 510,7$ мм, $L_3 = 30$ км) с одинаковой шероховатостью внутренней поверхности. По трубопроводу перекачивают автомобильный бензин ($\nu = 0,6$ сСт) с расходом 1000 м³/ч. Каков эквивалентный внутренний диаметр нефтепродуктопровода?

Ответ: 502 мм.

12. Найти эквивалентный диаметр нефтепровода ($D = 720$ мм, $\delta = 10$ мм), моделирующий течение нефти на участке с лупингом ($D_{\text{л}} = 530$ мм, $\delta_{\text{л}} = 8$ мм), если известно, что течение нефти в обеих ветвях участка происходит в зоне гидравлически гладких труб.

Ответ: $d_3 = 799$ мм.

13. По горизонтальному участку нефтепровода ($D = 820$ мм, $\delta = 10$ мм, $L = 120$ км) перекачивают сырую нефть ($\nu = 25$ сСт) с расходом 2000 м³/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.

Ответ: 46,228 км.

14. По горизонтальному участку нефтепровода ($D = 820,10$ мм, $L = 120$ км) перекачивают сырую нефть ($\rho = 900$ м³/ч, $\nu = 25$ сСт). Расход Q нефти в начале участка составляет 2000 м³/ч. В сечении $x = 40$ км существует отвод, через который ведется подкачка той же нефти с расходом $q = 500$ м³/ч. Какое давление необходимо поддерживать в начале участка для того, чтобы в конце участка оно составляло $0,5$ МПа?

Ответ: 30,1 МПа.

15. Давление p_h в начале участка нефтепродуктопровода ($D = 530,8$ мм, $\Delta = 0,15$ мм, $L = 125$ км, $z_H = 25$ м) равно $5,5$ МПа, а p_k в конце участка – $0,3$ МПа ($z_k = 100$ м); по трубопроводу перекачивают дизельное топливо ($\rho = 840$ кг/м³, $\nu = 4$ сСт).

В сечении $x = 80$ км ($z_{80} = 75$ м) к трубопроводу присоединен практически горизонтальный отвод ($D_0 = 156.5$ мм, $\Delta_0 = 0,1$ мм, $l_0 = 4000$ м). Найти расход жидкости в отводе, считая его полностью открытым и имеющим давление в конце, равное 0,2 МПа.

Ответ: $160 \text{ м}^3/\text{ч}$.

3.3. Гидравлические характеристики работы насосов и насосных станций

Для создания и поддержания в трубопроводе напора, достаточного для обеспечения транспортировки нефти или нефтепродукта, используют нефтеперекачивающие станции (НПС). Основное назначение каждой НПС состоит в том, чтобы забрать жидкость из сечения трубопровода с низким напором, увеличить этот напор и затем ввести транспортируемую жидкость в сечение трубопровода с высоким напором, поэтому главным элементом НПС являются насосы. Таким образом, насосы – это устройства для принудительного перемещения жидкости от сечения с меньшим значением напора H_B (в линии всасывания насоса) к сечению с большим значением напора H_H (в линии нагнетания). Величина $H = H_H - H_B$ разности напоров между линиями нагнетания и всасывания, то есть создаваемый насосом напор, называется *дифференциальным напором* насоса:

$$H = H_H - H_B = \frac{P_H - P_B}{\rho g}. \quad (3.82)$$

Расход Q жидкости, проходящей через насос, называется его подачей.

Для перекачки нефтей и нефтепродуктов используют, в основном, центробежные насосы, в которых необходимый напор создается за счет центробежной силы. При этом чем больше напор H , который должен создать такой насос, тем меньше подача Q , которую он может обеспечить. Зависимость $H = H(Q)$ называется гидравлической ($Q-H$) характеристикой насоса. Гидравлические характеристики центробежных насосов обычно представляют двучленной зависимостью:

$$H = a - bQ^2, \quad (3.83)$$

в которой a и b – коэффициенты аппроксимации. Гидравлические ($Q-H$) характеристики некоторых центробежных насосов, предназначенных для перекачки нефти и нефтепродуктов, приведены в табл. 3.5.

Таблица 3.5

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 $1800 \text{ м}^3/\text{ч}$	405	251	$0,812 \cdot 10^{-5}$

НМ 2500–230 на подачу 1250 м ³ /ч	425	245	0,160·10 ⁻⁴
НМ 3600–230	450	304	0,579·10 ⁻⁵
НМ 3600–230 на подачу 2500 м ³ /ч	430	285	0,644·10 ⁻⁵
НМ 3600–230 на подачу 1800 м ³ /ч	450	273	0,125·10 ⁻⁴
НМ 5000–210	450	272	0,206·10 ⁻⁵
НМ 5000–210 на подачу 3500 м ³ /ч	470	286	0,529·10 ⁻⁵
НМ 5000–210 на подачу 2500 м ³ /ч	480	236	0,484·10 ⁻⁵
НМ 7000–210	455	299	0,194·10 ⁻⁵
НМ 10000–210 на подачу 7000 м ³ /ч	505/484	305	0,208·10 ⁻⁵
НМ 10000–210 на подачу 5000 м ³ /ч	475/455	263	0,197·10 ⁻⁵

Гидравлическая (Q - H) – характеристика НПС складывается из соответствующих характеристик отдельных насосов станции, соединенных последовательно или параллельно, а также характеристик стационарных трубопроводов (системы обвязки) станции:

$$H_{СТ} = H_{СУМ}(Q) - h_{СТ}(Q), \quad (3.84)$$

где $H_{СУМ}(Q)$ – суммарная характеристика насосов, установленных на станции; $h_{СТ}(Q)$ – характеристика стационарных трубопроводов.

Полезная мощность $N_{П}$ насосной установки определяется формулой

$$N_{П} = \rho g \cdot Q \cdot H, \quad (3.85)$$

где H – дифференциальный напор, развиваемый насосом; Q – подача насоса.

В системе СИ мощность измеряется в Ваттах:

$$[N_{П}] = \text{кг} / \text{м}^3 \times \text{м} / \text{с}^2 \times \text{м}^3 / \text{с} \times \text{м} / (\text{кг} \cdot \text{м}^2 / \text{с}^2) / \text{с} = \text{Дж} / \text{с} = \text{Вт}.$$

Мощность $N_{В}$ на валу насоса определяется формулой:

$$N_{В} = \frac{\rho g Q H}{\eta_{Н}}, \quad (3.86)$$

где $\eta_{Н}$ – коэффициент полезного действия центробежного нагнетателя.

Потребляемая мощность $N_{НУ}$ насосной установки (состоящей, как известно, из центробежного нагнетателя и привода) определяется формулой:

$$N_{НУ} = \frac{N_{В}}{\eta_{ПР}} = \frac{\rho g H Q}{\eta_{Н} \cdot \eta_{ПР}}, \quad (3.87)$$

где $\eta_{ПР}$ – коэффициент полезного действия привода насосной установки.

Коэффициент $\eta = \eta_{Н} \cdot \eta_{ПР}$ полезного действия насосной установки так же, как и дифференциальный напор, зависит от подачи Q насоса. Эту зависимость называют Q - η – характеристикой насоса. Характеристику

центробежного насоса обычно представляют в виде двухчленной формулы:

$$\eta = kQ - k_1Q^2, \quad (3.88)$$

где k и k_1 – коэффициенты аппроксимации. В рабочем диапазоне подач коэффициент η , как правило, максимален (обычно $0,8 \div 0,85$).

$$a = \frac{\sum_{i=1}^{i=5} Q_i^2 \cdot \sum_{i=1}^{i=5} H_i Q_i^2 - \sum_{i=1}^{i=5} H_i \cdot \sum_{i=1}^{i=5} Q_i^4}{\left(\sum_{i=1}^{i=5} Q_i^2\right)^2 - 5 \sum_{i=1}^{i=5} Q_i^4}; \quad b = \frac{\sum_{i=1}^{i=5} H_i Q_i^2 - \sum_{i=1}^{i=5} H_i \cdot \sum_{i=1}^{i=5} Q_i^2}{\left(\sum_{i=1}^{i=5} Q_i^2\right)^2 - 5 \sum_{i=1}^{i=5} Q_i^4}; \quad (3.89)$$

$$k = \frac{\sum_{i=1}^{i=5} \eta_i Q_i \cdot \sum_{i=1}^{i=5} Q_i^4 - \sum_{i=1}^{i=5} \eta_i Q_i^2 \cdot \sum_{i=1}^{i=5} Q_i^3}{\sum_{i=1}^{i=5} Q_i^2 \cdot \sum_{i=1}^{i=5} Q_i^4 - \left(\sum_{i=1}^{i=5} Q_i^3\right)^2}; \quad k_1 = \frac{\sum_{i=1}^{i=5} \eta_i Q_i \cdot \sum_{i=1}^{i=5} Q_i^3 - \sum_{i=1}^{i=5} Q_i^2 \cdot \sum_{i=1}^{i=5} \eta_i Q_i^2}{\sum_{i=1}^{i=5} Q_i^2 \cdot \sum_{i=1}^{i=5} Q_i^4 - \left(\sum_{i=1}^{i=5} Q_i^3\right)^2}; \quad (3.90)$$

В проектной практике для аппроксимации гидравлических ($Q-H$) и ($Q-\eta$) – характеристик насоса используют паспортные кривые, а вычисление параметров a , b и k , k_1 осуществляют методом наименьших квадратов по 5 точкам (Q_i, H_i) и (Q_i, η_i), лежащим на этих кривых.

На перекачивающих станциях центробежные насосы соединяют последовательно для увеличения напора или параллельно для увеличения расхода.

При **последовательном соединении насосов**, рис. 3.15, их ($Q-H$) – характеристики складываются; при этом подача (расход) жидкости в насосах одна и та же, а напоры суммируются:

$$q_1 = q_2 = Q, \quad H = H_1 + H_2.$$

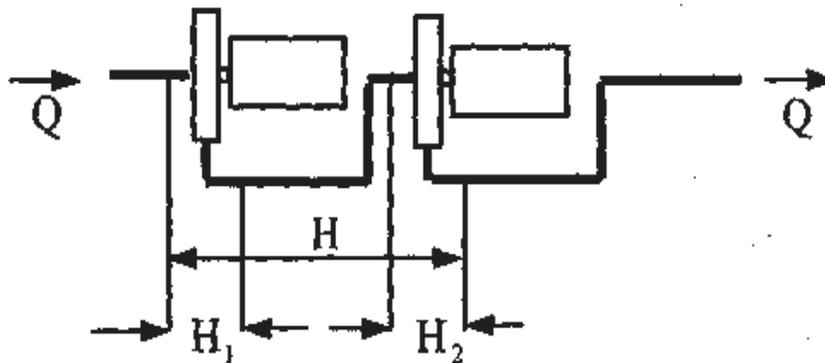


Рис. 3.15. Последовательное соединение насосов

Если $H = a_1 - b_1Q^2$ – характеристика первого насоса, $H = a_2 - b_2Q^2$ – характеристика второго насоса, то система двух последовательно соединенных насосов имеет характеристику:

$$H = (a_1 + a_2) - (b_1 + b_2)Q^2. \quad (3.91)$$

При **параллельном соединении насосов**, рис. 3.16 их (Q - H) характеристики складываются иначе: подачи q_1 и q_2 (расходы) жидкости в насосах суммируются, а напор, создаваемый каждым насосом, один и тот же:

$$Q = q_1 + q_2; \quad H = H_1 = H_2.$$

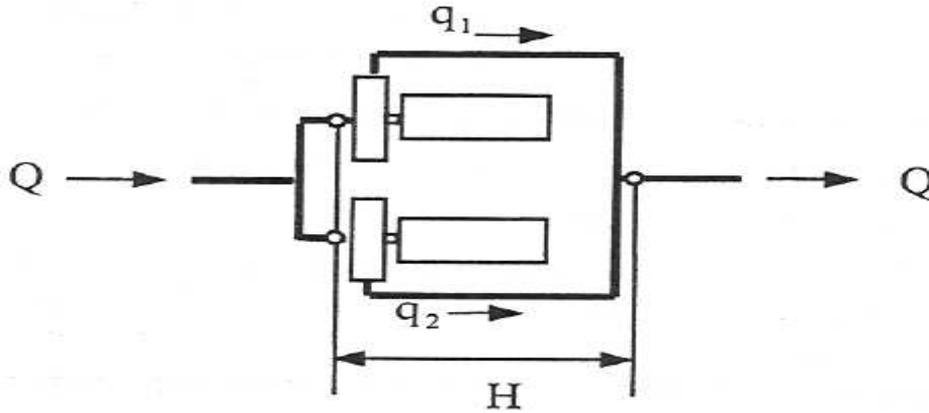


Рис. 3.16. Параллельное соединение насосов

Если $H = a_1 - b_1Q^2$ – характеристика первого насоса, $H = a_2 - b_2Q^2$ – характеристика второго насоса, то система двух параллельно соединенных насосов имеет характеристику:

$$\sqrt{(a_1 - H)/b_1} + \sqrt{(a_2 - H)/b_2} = Q. \quad (3.92)$$

Рабочие характеристики центробежных насосов могут быть изменены путем изменения диаметра D_K рабочего колеса или частоты ω вращения его вала. Измененная характеристика насоса при изменении диаметра D_K рабочего колеса или частоты n его вращения, связана с характеристикой насоса при номинальных значениях $D_{K,0}$, ω_0 этих параметров формулами:

$$H = a \left(\frac{D_K}{D_0} \right)^2 - bQ^2 \quad \text{или} \quad H = a \left(\frac{\omega'}{\omega_0} \right)^2 - bQ^2 \quad (3.93)$$

для изменения диаметра колеса и частоты вращения его вала, соответственно.

ЗАДАЧИ

1. С паспортной характеристики нефтяного центробежного насоса НМ сняты следующие значения H_i напоров и η_i коэффициентов полезного действия для соответствующих им значений Q_i расхода:

$Q_i, \text{ м}^3/\text{ч}$	250	500	750	1000	1250
$H_i, \text{ м}$	328	320	305	286	260
η_i	0,4	0,62	0,75	0,8	0,8

Представить $(Q-H)$ и $(Q-\eta)$ – характеристики этого насоса в виде парабол соответственно формулам (4.2.25) и (4.2.30).

$$\text{Ответ: } H = 331 - 0,451 \cdot 10^{-4} Q^2, \eta = 1,62 \cdot 10^{-3} Q - 0,81 \cdot 10^{-6} Q^2.$$

2. С паспортной характеристики нефтяного центробежного насоса НМ сняты следующие значения H_i напоров и η_i коэффициентов полезного действия для соответствующих им значений Q_i расхода:

$Q_i, \text{ м}^3/\text{ч}$	2000	4000	6000	8000	14000
$H_i, \text{ м}$	380	360	340	310	180
η_i	0,35	0,6	0,78	0,85	0,82

Представить $(Q-H)$ и $(Q-\eta)$ – характеристики этого насоса в виде парабол соответственно формулам (4.2.25) и (4.2.30).

$$\text{Ответ: } H = 378 - 1,02 \cdot 10^{-6} Q^2, \eta = 0,181 \cdot 10^{-3} Q - 0,88 \cdot 10^{-8} Q^2.$$

3. Разность давлений в линиях нагнетания и всасывания магистрального нефтяного насоса НМ 2500–230, рассчитанного на подачу $1800 \text{ м}^3/\text{ч}$ и перекачивающего сырую нефть ($\rho = 880 \text{ кг}/\text{м}^3$), равна 20 атм. Найти подачу (расход жидкости) насоса.

$$\text{Ответ: } 1708 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

4. Давление в линии всасывания центробежного насоса НМ 1250–260 равно 0,3 МПа. Определить давление в линии нагнетания этого насоса, если известно, что он ведет перекачку дизельного топлива ($\rho = 840 \text{ кг}/\text{м}^3$) с расходом $900 \text{ м}^3/\text{ч}$.

$$\text{Ответ: } 2,73 \text{ МПа}.$$

5. Два центробежных насоса НМ 1250–260, один с характеристикой $H = 331 - 0,451 \cdot 10^{-4} Q^2$, другой – с характеристикой $H = 301 - 0,387 \cdot 10^{-4} Q^2$, соединены последовательно. Какую характеристику будет иметь система этих двух насосов?

$$\text{Ответ: } H = 632 - 0,838 Q^2$$

6. Два центробежных насоса НМ 5000–210 с характеристиками $H = 272 - 0,260 \cdot 10^{-5} Q^2$ (H – м, Q – в $\text{м}^3/\text{ч}$), соединенные последовательно, развивают совместно напор 420 м. Определить расход перекачки.

$$\text{Ответ: } 4883 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

7. Два центробежных насоса НМ 1250–260, один с характеристикой $H = 331 - 0,451 \cdot 10^{-4} Q^2$, другой – с характеристикой $H = 301 - 0,387 \cdot 10^{-4} Q^2$, соединены параллельно. Какую характеристику будет иметь система этих двух насосов?

Ответ: $\sqrt{(331 - H)/0,451} + \sqrt{(301 - H)/0,387} = 10^{-2} Q \text{ м}^3/\text{ч}.$

8. Определить подачу системы двух параллельно соединенных центробежных насосов, характеристики которых заданы уравнениями: $H = 270 - 0,465 \cdot 10^{-4} Q^2$ и $H = 260 - 0,430 \cdot 10^{-4} Q^2$, если известно, что развиваемый ими напор составляет 240 м.

Ответ: $1485 \text{ м}^3/\text{ч}.$

9. Два центробежных насоса, один с характеристикой $H = 330 - 0,415 \cdot 10^{-4} Q^2$, другой – с характеристикой $H = 280 - 0,315 \cdot 10^{-4} Q^2$ (H – в м, Q – в $\text{м}^3/\text{ч}$), соединенные параллельно, перекачивают вместе $2000 \text{ м}^3/\text{ч}$. Определить напор, развиваемый системой этих двух насосов.

Ответ: $263,2 \text{ м}.$

10. Определить напор, развиваемый системой двух параллельно соединенных насосов НМ 5000–210, характеристики которых заданы уравнениями $H = 272 - 0,260 \cdot 10^{-5} Q^2$ и $H = 250 - 0,203 \cdot 10^{-5} Q^2$, если известно, что они перекачивают сырую нефть с расходом $8000 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Ответ: $222,9 \text{ м}.$

11. Два центробежных насоса, один НМ-3600-230 с характеристикой $H = 273 - 0,125 \cdot 10^{-4} Q^2$, а другой – НМ-2500-230 с характеристикой $H = 251 - 0,812 \cdot 10^{-5} Q^2$ (H – напор в м; Q – расход в $\text{м}^3/\text{ч}$), соединенные параллельно, перекачивают нефть с суммарным расходом $1800 \text{ м}^3/\text{ч}$. Коэффициент η_1 полезного действия первого насоса оказался равным 0,78, а второго – 0,83. Каков коэффициент η полезного действия системы этих двух насосов?

Ответ: $\eta = 0,80.$

12. Два центробежных насоса, один НМ 2500-230 с характеристикой $H = 245 - 0,6 \cdot 10^{-4} Q^2$, а другой НМ – с характеристикой $H = 295 - 0,363 \cdot 10^{-4} Q^2$ (H – напор, м; Q – расход, $\text{м}^3/\text{ч}$), соединенные параллельно, перекачивают нефть с суммарным расходом $1800 \text{ м}^3/\text{ч}$. Коэффициент η_1 полезного действия первого насоса оказался равным 0,72, а второго – 0,80. Каков коэффициент η полезного действия системы этих двух насосов?

Ответ: $\eta = 0,733.$

13. Определить мощность на валу центробежного насоса НМ 3600–230 с подачей на $1800 \text{ м}^3/\text{ч}$ и диаметром рабочего колеса 450 мм при перекачке нефти

($\rho = 890 \text{ кг/м}^3$) с расходом $1650 \text{ м}^3/\text{ч}$, если известно, что коэффициент η_n полезного действия центробежного нагнетателя при такой подаче равен $0,80$.

Ответ: $1195,5 \text{ кВт}$.

14. Напорная характеристика центробежного насоса НМ 1250–260 имеет вид: $H = 295 - 0,363 \cdot 10^{-4} Q^2$ (H – напор, м; Q – расход, $\text{м}^3/\text{ч}$). Определить мощность, потребляемую насосной установкой при перекачке дизельного топлива ($\rho = 840 \text{ кг/м}^3$) с расходом $900 \text{ м}^3/\text{ч}$, если известны коэффициенты полезного действия нагнетателя и привода, равные соответственно $0,82$ и $0,95$.

Ответ: $702,4 \text{ кВт}$.

15. Перекачку бензина необходимо вести с расходом $400 \text{ м}^3/\text{ч}$, причем для этого достаточно, чтобы насос развивал напор не меньше, чем 325 м . Какой из двух указанных ниже насосов целесообразней использовать для этой цели: насос НМ 360–460 с характеристиками

$$\begin{cases} H = 540 - 0,617 \cdot 10^{-3} Q^2 \\ \eta = 0,456 \cdot 10^{-2} Q - 0,633 \cdot 10^{-5} Q^2 \end{cases}$$

или насос НМ 500–300 с характеристиками

$$\begin{cases} H = 420 - 0,480 \cdot 10^{-3} Q^2 \\ \eta = 0,328 \cdot 10^{-2} Q - 0,328 \cdot 10^{-5} Q^2 \end{cases}$$

Ответ: НМ 500–300.

16. Гидравлическая (Q - H) – характеристика центробежного насоса НМ 1250–260 с диаметром рабочего колеса 440 мм имеет вид $H = 331 - 0,451 \cdot 10^{-4} Q^2$ (H – напор, м; Q – расход, $\text{м}^3/\text{ч}$). Определить, как изменится эта характеристика, если рабочее колесо обточить до диаметра 418 мм .

Ответ: $H = 299 - 0,451 \cdot 10^{-4} Q^2$.

17. Нефтяной магистральный насос НМ 3600–230 с диаметром рабочего колеса 450 мм , рассчитанный на подачу $800 \text{ м}^3/\text{ч}$, имеет гидравлическую (Q - H) – характеристику $H = 273 - 0,125 \cdot 10^{-4} Q^2$ (H – напор, м; Q – расход, $\text{м}^3/\text{ч}$). Однако обнаружилось, что развиваемый насосом напор на 25 м превышает необходимый. На сколько нужно обточить рабочее колесо этого насоса, чтобы он развивал требуемый напор?

Ответ: На 21 мм .

18. Гидравлическая (Q - H) – характеристика центробежного насоса с регули-

руемой частотой вращения рабочего колеса имеет вид $H = 280 - 0,795 \cdot 10^{-4} Q^2$ (H – напор, м; Q – расход, м³/ч) при частоте вращения 3200 об/мин. Построить характеристики того же насоса при частотах вращения 2900 и 2600 об/мин.

Ответ: $H = 230 - 0,795 \cdot 10^{-4} Q^2$, $H = 185 - 0,795 \cdot 10^{-4} Q^2$.

19. Гидравлическая (Q - H) – характеристика центробежного насоса с регулируемой частотой вращения рабочего колеса представлена при частоте вращения 3200 об/мин в виде $H = 280 - 0,775 \cdot 10^{-2} Q^{1,75}$ (H – напор, м; Q – расход, м³/ч). Построить характеристики того же насоса при частотах вращения 2900 и 2600 об/мин.

Ответ: $H = 230 - 0,756 \cdot 10^{-2} Q^{1,75}$, $H = 185 - 0,736 \cdot 10^{-2} Q^{1,75}$.

20. Характеристика центробежного насоса с регулируемой частотой вращения при частоте вращения 3200 об/мин имеет вид $H = 280 - 0,795 \cdot 10^{-4} Q^2$ (H – напор, м; Q – расход, м³/ч). Как и на сколько нужно изменить частоту вращения рабочего колеса, чтобы насос развивал напор 220 м при подаче 1000 м³/ч?

Ответ: Увеличить на 110 об/мин (т.е. до 3310 об/мин).

3.4. Совместная работа нефтеперекачивающих станций и трубопровода

Теоретический материал

Уравнение баланса напоров для одного линейного участка нефте- или нефтепродуктопровода имеет следующий вид (рис. 3.17):

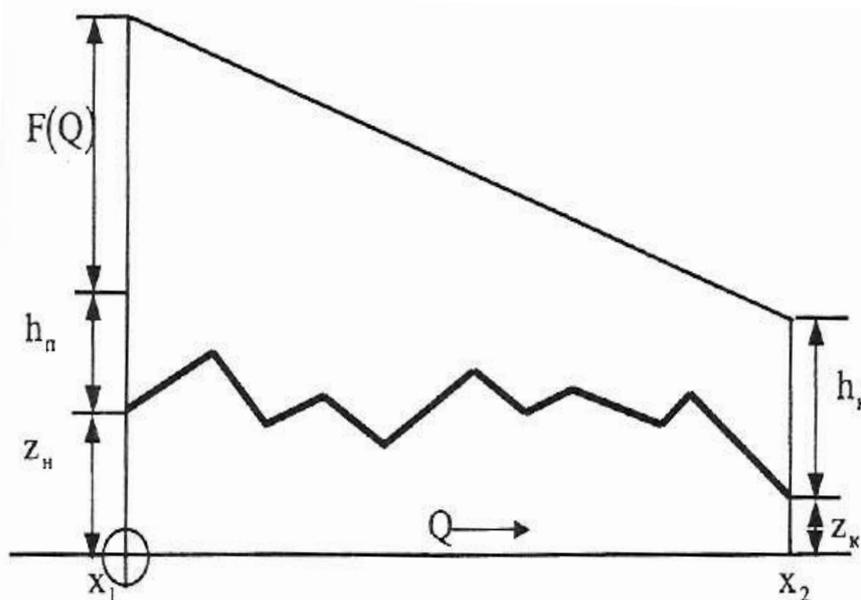


Рис. 3.17. Иллюстрация к уравнению баланса напоров

$$[z_H + h_{\Pi} + F(Q)] - [z_K + h_K] = h_{H-K}(Q), \quad (3.94)$$

или

$$\left[z_{\text{Н}} + h_{\text{П}} + F(Q) \right] - \left[z_{\text{К}} + h_{\text{К}} \right] = i(Q) \cdot L = \lambda(\text{Re}, \varepsilon) \frac{L v^2}{d 2g}, \quad (3.95)$$

где $z_{\text{Н}}, z_{\text{К}}$ – высотные отметки начала и конца участка, соответственно;
 $h_{\text{П}}$ – подпор перед перекачивающей станцией;
 $h_{\text{К}}$ – напор в конце участка;
 $H = F(Q)$ – гидравлическая (Q - H) характеристика перекачивающей станции;
 Q – расход перекачки;
 $h_{\text{Н-К}}(Q)$ – потери напора между началом и концом участка;
 $i(Q)$ – гидравлический уклон;
 λ – коэффициент гидравлического сопротивления;
 L – протяженность участка;
 $\text{Re} = v d / \nu = 4Q / \pi d \nu$.

Для трубопровода, состоящего из нескольких участков, разделенных перекачивающими станциями, ведущими перекачку в режиме из насоса – в насос в случае отсутствия сбросов и подкачек жидкости, имеют место уравнения:

$$\begin{cases} \left[z_{\text{Н}} + h_{\text{П}_1} + F_1(Q) \right] - \left[z_2 + h_{\text{П}_2} \right] = h_{1-2}(Q) \\ \left[z_2 + h_{\text{П}_2} + F_2(Q) \right] - \left[z_3 + h_{\text{П}_3} \right] = h_{2-3}(Q) \\ \dots\dots\dots \\ \left[z_{\text{Н}} + h_{\text{П}_n} + F_n(Q) \right] - \left[z_{\text{К}} + h_{\text{К}} \right] = h_{n-(n-1)}(Q) \end{cases}, \quad (3.96)$$

где $H = F_1(Q), H = F_2(Q), \dots, H = F_n(Q)$ – гидравлические характеристики перекачивающих станций;

$h_{n-(n-1)}(Q)$ – потери напора на участках между станциями в зависимости от расхода Q перекачки;

$z_{\text{Н}}, z_2, \dots, z_n$ – высотные отметки станций;

$h_{\text{П}_1}, h_{\text{П}_2}, \dots, h_{\text{П}_n}$ – подпоры перед перекачивающими станциями;

$z_{\text{К}}, h_{\text{К}}$ – высотная отметка конца трубопровода и конечный напор.

Уравнения (3.96) представляют собой систему n алгебраических уравнений (по числу участков) с n неизвестными величинами: расходом Q и $(n - 1)$ подпорами $h_{\text{П}_j}$ перед промежуточными перекачивающими станциями.

1-е следствие (уравнение баланса напоров).

Почленное сложение уравнений системы (3.96) друг с другом дает уравнение, называемое уравнением баланса напоров для всего трубопровода:

$$(h_{\text{П}_1} - h_{\text{К}}) + \sum_{j=1}^{j=n} F_j(Q) = (z_{\text{К}} - z_1) + \sum_{j=1}^{j=n} h_{j-(j-1)}(Q). \quad (3.97)$$

Это уравнение служит для определения расхода Q жидкости (пропускной способности трубопровода), поскольку все неизвестные подпоры $h_{Пj}$ перед промежуточными перекачивающими станциями оказались исключенными.

Следует иметь в виду, что найденный из уравнения (3.97) расход Q может быть реализован в рассматриваемом трубопроводе только в том случае, если подпоры $h_{Пj}$ всех промежуточных станций будут больше минимально допустимого (гарантирующего бескавитационную работу насосов), а давления во всех сечениях трубопровода – меньше максимально допустимого, определяемого условиями прочности трубопровода.

2-е следствие (уравнение для подпоров на НПС).

Почленное сложение друг с другом только первых s ($s < n$) уравнений системы (3.96) дает уравнение для определения подпора $h_{Пs}$ перед s -й промежуточной НПС:

$$h_{Пs} = h_{П1} + (z_H - z_K) + \sum_{j=1}^{j=s} F_j(Q) - h_{j-(j-1)}(Q). \quad (3.98)$$

Расход Q , входящий в это уравнение, считается известным; он находится из уравнения (3.97).

При расчете потерь напора на участках трубопровода необходимо учитывать возможность существования на этих участках перевальных точек и самотечных сегментов.

ЗАДАЧИ

1. Два последовательно соединенных насоса НМ 1250-260, (Q - H) – характеристики которых имеют вид: $H = 331 - 0,451 \cdot 10^{-4} Q^2$ (H – напор, м; Q – расход, м³/ч), осуществляют перекачку дизельного топлива ($\rho = 830$ кг/м³, $\nu = 9$ сСт) по участку трубопровода ($D = 530,8$ мм, $L = 120$ км, $\Delta = 0,2$ мм, $z_H = 50$ м, $z_K = 100$ м). Найти расход перекачки и давление в начале участка, если давление p_K в конце участка составляет 0,3 МПа, подпор $h_{П}$ перед станцией равен 30 м и, кроме того, известно, что самотечных участков в трубопроводе нет.

Ответ: 1071 м³/ч, 4,79 МПа.

2. В практически горизонтальном нефтепродуктопроводе ($D = 325,7$ мм, $L = 140$ км, $\Delta = 0,1$ мм) ведется перекачка дизельного топлива ($\rho = 840$ кг/м³, $\nu = 5$ сСт). Перекачка осуществляется двумя одинаковыми насосами, соединенными последовательно. Характеристика каждого насоса имеет вид: $H = 365 - 0,797 \cdot 10^{-3} Q^2$ (H – напор, м; Q – расход, м³/ч). Как и насколько изменится расход перекачки, если один из насосов отключить? Принять $h_{П} = h_K$

Ответ: Уменьшится с 301,8 до 218,4 м³/ч.

3. По участку нефтепровода ($D = 820 \cdot 10$ мм, $L = 125$ км, $\Delta = 0,2$ мм, $z_H = 75$ м, $z_K = 140$ м) ведется перекачка сырой нефти ($\rho = 870$ кг/м³, $\nu = 9$ сСт). Перекачка осуществляется двумя центробежными насосами НМ 3600-230, соединенными последовательно. Характеристика каждого насоса имеет вид: $H = 285 - 0,644 \cdot 10^{-5} Q^2$ (H – напор, м; Q – расход, м³/ч). Определить пропускную способность участка, если известно, что в трубопроводе самотечных участков нет.

Ответ: 3008 м³/ч.

4. Для перекачки бензина ($\rho = 735$ кг/м³, $\nu = 0,6$ сСт) по участку нефтепродуктопровода ($D = 530 \cdot 7$ мм, $L = 130$ км, $\Delta = 0,15$ мм, $z_H = 25$ м, $z_K = 117$ м) используют два насоса с характеристиками $H = 280 - 0,253 \cdot 10^{-3} Q^2$ (H – напор, м; Q – расход, м³/ч), соединенные параллельно. Какую пропускную способность обеспечивает такой участок, если известно, что подпор станции равен 40 м, а давление в конце участка составляет 0,22 МПа?

Ответ: 691,5 м³/ч.

5. Перекачка сырой нефти ($\rho = 870$ кг/м³, $\nu = 25$ сСт) ведется двумя насосами: НМ 2500-230 с характеристикой $H = 251 - 0,812 \cdot 10^{-5} Q^2$ и НМ 3600-230 с характеристикой $H = 273 - 0,125 \cdot 10^{-4} Q^2$, рассчитанными на подачу 1800 м³/ч и соединенными последовательно. Известно, что гидравлическая характеристика обвязки нефтеперекачивающей станции имеет вид $H = 0,15 \cdot 10^{-4} Q^2$ (здесь и выше H – напор, м; Q – расход, м³/ч). Определить расход перекачки, если известно, что участок нефтепровода ($D = 820 \cdot 10$ мм, $L = 150$ км, $z_H = 80$ м, $z_K = 120$ м, $h_{II} = 70$ м, $h_K = 40$ м) носит относительно равнинный характер и на нем отсутствуют самотечные участки. Кроме того, известно, что потери напора на местных сопротивлениях составляют в данном участке ~ 2% от потерь напора на трение.

Ответ: 2246 м³/ч.

6. Сжатый профиль участка керосинопровода ($D = 530 \cdot 8$ мм, $L = 120$ км, $\Delta = 0,15$ мм) представлен в таблице:

x , км	0	20	40	60	80	100	120
z , м	50	100	150	100	200	120	40

(x – координата сечения; z – высотная отметка). Перекачка керосина ($\rho = 820$ кг/м³, $\nu = 3,0$ сСт, $p_{упр} = 15$ кПа) осуществляется одним насосом НМ 1250-260, (Q - H) – характеристика которого имеет вид $H = 331 - 0,451 \cdot 10^{-4} Q^2$ (H – напор, м; Q – расход, м³/ч). Найти расход перекачки, если известно, что подпор h_{II} перед насосной станцией равен 40 м, а напор h_K в конце участка трубопровода – 30 м.

Ответ: 864 м³/ч.

7. Перекачка авиационного керосина ($\nu = 3$ сСт) осуществляется в практически горизонтальном трубопроводе ($D = 325.7$ мм, $\Delta = 0,15$ мм, $L = 114$ км) двумя центробежными насосами НМ 360-460, соединенными последовательно. Характеристика каждого насоса представляется уравнением $H = 565 - 0,797 \cdot 10^{-3} Q^2$ (H – напор, м; Q – расход, м³/ч). Известен подпор $h_{\Pi} = 40$ м перекачивающей станции и $h_{\text{к}} = 20$ мм конце трубопровода. Определить, какой протяженностью должен обладать лупинг с диаметром, равным диаметру основной магистрали, чтобы пропускная способность трубопровода увеличилась на 20 %.

Ответ: 61,98 км.

8. По участку трубопровода ($D = 530.8$ мм, $\Delta = 0,15$ мм, $L = 114$ км, $z_{\text{Н}} = 20$ м, $z_{\text{к}} = 60$ м) перекачивают бензин ($\nu = 0,6$ сСт), причем перекачка ведется двумя одинаковыми соединенными последовательно насосами НМ 1250-260, с характеристиками $H = 331 - 0,451 \cdot 10^{-4} Q^2$ каждого (H – напор, м; Q – расход, м³/ч). К трубопроводу требуется подключить нефтебазу, находящуюся в 6 км от магистрали (координата x_0 точки подключения отвода равно 80 км, высотная отметка конца отвода $z_{\text{к0}} = 10$ м). Какой диаметр должен иметь отвод ($L_0 = 6$ км, $\Delta = 0,15$ мм, $\delta = 6$ мм) к нефтебазе, чтобы обеспечить расход сброса не менее 120 м³/ч? Принять, что подпор h_{Π} станции и остаточные напоры $h_{\text{к}}$, $h_{\text{к0}}$ в конце трубопровода и отвода одинаковы и равны по 30 м.

Ответ: $D = 273.6$ мм.

9. Нефтепровод ($L = 250$ км, $D = 720.10$ мм, $\Delta = 0,2$ мм, $z_{\text{Н}} = 130$ м, $h_{\Pi} = 60$ м, $z_{\text{к}} = 100$ м, $h_{\text{к}} = 30$ м) состоит из двух последовательно соединенных участков: 100 и 150 км, соответственно. По нефтепроводу перекачивают сырую нефть ($\nu = 5$ сСт). На головной НПС работают два последовательно соединенные насоса НМ 2500-230 с характеристиками $H = 251 - 0,812 \cdot 10^{-5} Q^2$ (H – напор, м; Q – расход, м³/ч), а на промежуточной нефтеперекачивающей станции ($z_{\text{с}} = 200$ м) – два последовательно соединенные насоса НМ 3600-230 с характеристиками $H = 273 - 0,125 \cdot 10^{-4} Q^2$. При этом кавитационный запас насосов составляет 40 м. Определить пропускную способность трубопровода и подпор промежуточной нефтеперекачивающей станции, если известно, что перевальные точки в нефтепроводе отсутствуют.

Ответ: 2066 м³/ч; 49,9 м.

10. Нефтепровод с протяженностью 450 км состоит из трех линейных участков, данные о которых представлены в таблице, приведенной ниже. Подпор h_{Π} головной нефтеперекачивающей станции равен 50 м, а напор $h_{\text{к}}$ в конце трубопровода – 30 м.

№ п/п	Длина, км	D , мм	δ , мм	z_H , м	z_K , м
1	150	720	8	50	60
2	180	720	8	60	70
3	120	720	8	70	180

В начале каждого линейного участка находится нефтеперекачивающая станция с двумя одинаковыми последовательно соединенными насосами, характеристики которых даны в таблице:

№ п/п	Марка насоса	$(Q-H)$ – характеристика	Кавитационный запас
1	НМ 2500-230	$H = 251 - 0,812 \cdot 10^{-5} Q^2$	40
2	НМ 3600-230	$H = 285 - 0,640 \cdot 10^{-5} Q^2$	40
3	НМ 5000-210	$H = 236 - 0,480 \cdot 10^{-5} Q^2$	40

Определить пропускную способность нефтепровода при перекачке нефти ($\rho = 900 \text{ кг/м}^3$, $\nu = 30 \text{ сСт}$), а также подпоры промежуточных нефтеперекачивающих станций.

Ответ: 1832 м³/ч, 52,7 и 48,0 м.

4. Задания для лабораторных работ

4.1. Лабораторная работа № 1. Построение характеристики нагнетателя КМ 50-32-125. Расчет коэффициентов аппроксимирующей зависимости $H-Q$ характеристики насоса

Цель работы

- изучить конструкцию нагнетателя КМ 50-32-125;
- определить коэффициенты аппроксимирующей зависимости $H-Q$ характеристики насоса;
- построить характеристику нагнетателя.

Основные сведения

Нагнетателями называют гидравлические машины, в которых механическая энергия приводного двигателя преобразуется в энергию перемещаемой жидкости.

Нагнетатели делятся на объемные и лопастные. В объемных нагнетателях жидкости сообщается энергия давления непосредственно рабочим органом (вытеснителем) путем сжатия ее и вытеснения из рабочего объема. В лопастных нагнетателях рабочий орган (рабочее колесо) сообщает жидкости кинетическую энергию, превращаемую затем в специальных устройствах (специальных камерах) в энергию давления.

Агрегат электронасосный типа «КМ» предназначен для перекачивания в стационарных условиях воды (кроме морской и питьевой) и других жидкостей, сходных с водой по плотности, вязкости и химической активности, содержащих механические примеси не более 0,1 % по объему и размерам частиц не более 0,2 мм. Температура перекачиваемой жидкости от 0 до 85 °С.

Пример условного обозначения насоса КМ 50-32-125-С-У3

где КМ – тип насоса (консольный, моноблочный);

50 – диаметр входного патрубка, мм;

32 – диаметр выходного патрубка, мм;

125 – номинальный диаметр колеса, мм;

С – мягкое сальниковое уплотнение;

У – климатическое исполнение;

3 – категория размещения агрегата при эксплуатации.

Технические характеристики

Тип насоса	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Доп. кавитационный запас, м	КПД насоса, %	Тип двигателя	Мощность двигателя, кВт	Частота вращения, об/мин.	Масса, кг
КМ 50-32-125	12,5	20	3,5	55	АИР80В2Ж	2,2	2900	45
КМ 65-50-160	25	32	3,8	60	АИР100Ж	5,5	2900	70
КМ 80-65-160	50	32	4,0	70	АИР112М2	7,5	2900	105
КМ 80-50-200	50	50	3,5	65	АИР160S2Ж	15,0	2900	250

Устройство и принцип работы

Электронасос состоит из специального электродвигателя (15) с удлиненным концом вала, на фланцевом щите которого крепятся корпусные детали насоса.

Корпус насоса (2) служит для подвода перекачиваемой жидкости к колесу и преобразования кинетической энергии жидкости после рабочего колеса в энергию давления.

Рабочее колесо (1) служит для сообщения перекачиваемой жидкости энергии движения.

Рабочее колесо имеет уплотняющие пояски, которые в паре с уплотняющими поясками в корпусе насоса образуют уплотнение, служащее для уменьшения перетока жидкости из области высокого в область низкого давления.

Сальник насоса (5) служит для уплотнения вала и состоит из отдельных колец хлопчатобумажного пропитанного шнура.

Для предохранения вала от износа под сальниковой набивкой на него установлена защитная втулка (6).

Герметичность по разъему корпуса насоса обеспечивается прокладкой, в соединении защитной втулки с валом – резиновыми кольцами.

Опорный корпус (9) является переходной деталью между двигателем и корпусом насоса и служит опорой для всего насоса.

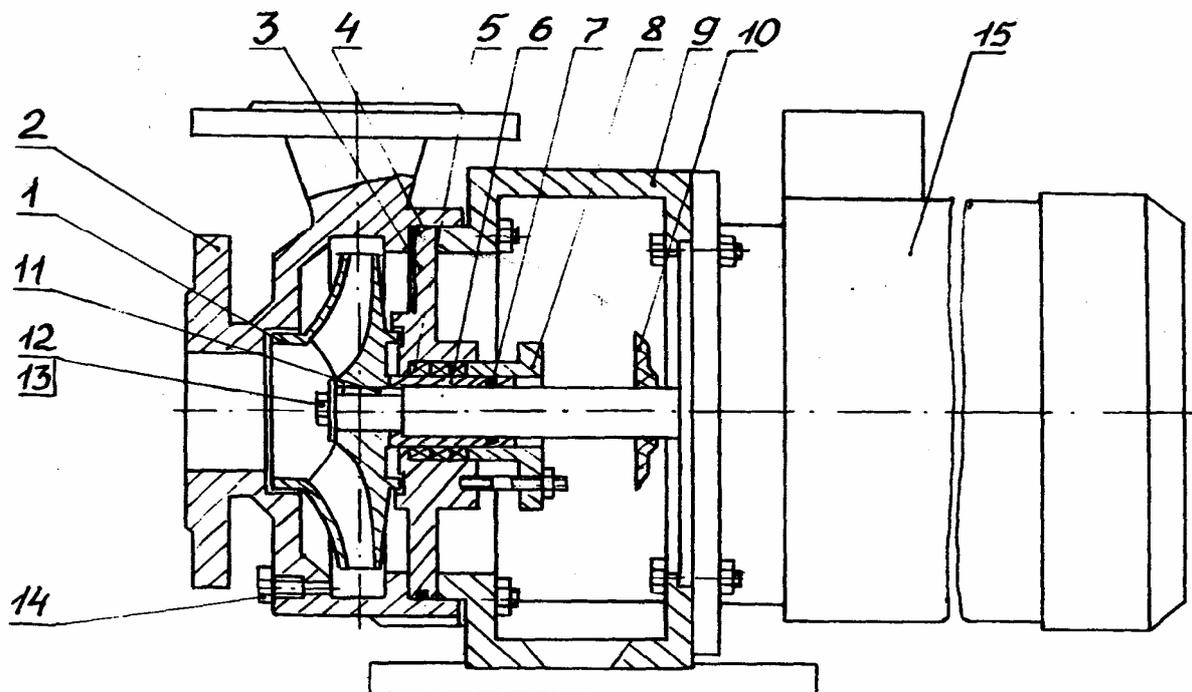


Рис. 3.18. Разрез насоса

1 – рабочее колесо; 2 – корпус насоса; 3 – крышка насоса; 4 – прокладка; 5 – набивка сальниковая; 6 – втулка защитная; 7 – кольцо резиновое; 8 – крышка сальника; 9 – корпус опорный; 10 – отбойник; 11 – шпонка; 12 – болт; 13 – шайба; 14 – пробка; 15 – электродвигатель

Порядок работы

Пуск электронасоса производится в следующем порядке:

1. Открыть задвижки на всасывании и нагнетании и заполнить электронасос рабочей жидкостью;
2. Закрыть задвижку на нагнетании;
3. Включить электродвигатель и после создания электронасосом напора постепенно открыть задвижку на нагнетании и установить оптимальный режим работы. Работа на закрытую задвижку более 2 минут запрещается.

При пуске насоса, работающего с разрежением на всасывании, откройте задвижку на всасывании и залейте насос на всасывающий трубопровод перекачиваемой жидкостью через штуцер, установленный на трубопроводе непосредственно за насосом. На всасывании насоса должен быть установлен обратный клапан.

Резкие колебания стрелок приборов, шум и вибрация, нагрев деталей насоса указывают на ненормальную работу электронасоса. В этом случае насос следует остановить и устранить неисправности.

Остановка электронасоса производится в следующем порядке:

1. Плавно закрыть задвижку на нагнетании;
2. Выключить электронасос;
3. Закрыть задвижку на всасывании;
4. Слить остатки жидкости из электронасоса при длительной остановке.

Техническое обслуживание

Предусматриваются следующие виды технического обслуживания:

- повседневное;
- периодическое (не реже 1 раза в 3 месяца).

Перечень основных работ, производимых при техническом обслуживании, приведен в табл. 3.6.

Таблица 3.6.

Перечень основных работ, производимых при техническом обслуживании

Виды обслуживания	Содержание работ и методы их проведения	Технические требования	Приборы, инструменты и материалы, необходимые для выполнения работ
Повседневное	<ul style="list-style-type: none"> – произвести внешний осмотр. Убедиться в отсутствии течи по фланцевым соединениям. – проверить величину утечки через уплотнение вала. – убедиться в отсутствии нагрева деталей электронасоса 	<p>Грязь и посторонние предметы на насос недопустимы. Течь через фланцевые соединения недопустима.</p> <p>Утечка наружу через уплотнение вала не должна превышать 1 – 2 л/ч (при мягком сальнике).</p> <p>Чрезмерный нагрев деталей недопустим.</p>	Ветошь, стандартный инструмент
Периодическое	<ul style="list-style-type: none"> – выполнить работы повседневного обслуживания. Произвести подтяжку всех крепежных деталей электронасоса. – через 4000 часов работы произвести ревизию проточной части (корпуса электронасоса, крышка корпуса и рабочего колеса) 	Допустимый износ уплотнительного пояса рабочего колеса фиксируется по падению напора ниже допустимого	

Примечание: Все работы необходимо проводить при отключенном электродвигателе.

Разборка и сборка

Разборка электронасоса должна производиться на рабочих местах, исключающих загрязнение его деталей.

Перед разборкой электронасос промыть и очистить от пыли и грязи.

Порядок разборки и сборки:

1. Обесточить электродвигатель;
2. Отвернуть пробку и слить рабочую жидкость из электронасоса;
3. Отвернуть гайки шпилек крепления фонаря к корпусу насоса и снять корпус насоса;
4. Отвернуть болт, снять рабочее колесо;
5. Отвернуть гайки и снять крышку сальника;
6. Снять крышку корпуса с сальниковой набивкой, вынуть набивку;
7. Извлечь из паза вала двигателя шпонку и снять втулку защитную, вынуть из втулки уплотнительное кольцо;
8. Снять с вала отбойник.

Сборка электронасоса производится в порядке, обратном разборке. Перед сборкой электронасоса все детали очистите от грязи и ржавчины. Острые кромки у всех деталей притупить.

Таблица 3.7

Характерные неисправности и методы их устранения

Наименование неисправности, внешнее проявление и дополнительные признаки	Вероятная причина	Способ устранения
1. Электронасос при пуске не развивает напора: стрелки приборов сильно колеблются	1. Электронасос недостаточно залит рабочей жидкостью	1. Полностью залейте электронасос
	2. Во всасывающем трубопроводе имеется подсос воздуха	2. Проверьте герметичность всасывающей линии и произведите подтяжку соединений
	3. Увеличилось сопротивление всасывающей линии вследствие засорения	3. Проверьте и очистите всасывающую линию
2. Электронасос не обеспечивает подачу в рабочей части характеристики	1. Большое сопротивление в напорном трубопроводе	1. Увеличьте открытие задвижки на линии нагнетания
	2. Засорилась проточная часть электронасоса	2. Очистите проточную часть электронасоса

3. Электронасос не обеспечивает требуемый напор при данной подаче	1. Электронасос работает в кавитационном режиме	1. Прикройте задвижку на нагнетании или увеличьте давление на входе в электронасос, или охладите перекачиваемую жидкость
	2. Снижение скорости вращения	2. Проверьте параметры электродвигателя
	3. Засорение каналов проточной части	3. Очистите проточную часть электронасоса
4. Чрезмерная утечка жидкости через уплотнение	1. Плохая набивка сальника	1. Перебейте сальник
	2. Давление на выходе в электронасос выше допустимого	2. Отрегулируйте давление на входе в электронасос
5. Повышенный шум и вибрация	1. Электронасос работает в кавитационном режиме	1. Проверьте насос (см. п. 3 таблицы)
	2. Недостаточная жесткость крепления насоса и электродвигателя	2. Произведите подтяжку крепежа электронасоса, электродвигателя и трубопроводов
	3. Механические повреждения в электронасосе, задевание вращающихся деталей о неподвижные	3. Устраните механические повреждения

Работа нагнетателей характеризуется производительностью Q , напором H , полезной мощностью $N_{\text{п}}$ и КПД.

Производительностью или подачей нагнетателя называется объем жидкости, подаваемой им в гидросистему в единицу времени. Обычно ее выражают в $\text{м}^3/\text{ч}$ или $\text{м}^3/\text{с}$.

Под *напором* нагнетателя понимают удельную энергию E , приобретаемую единицей веса жидкости, проходящей через нагнетатель и израсходованную на преодоление статической (или геометрической) высоты подъема жидкости и сопротивлений движению жидкостей во всасывающем и напорном трубопроводах.

Напор измеряется высотой столба перекачиваемой жидкости. Величина его определяется уравнением:

$$H = E_{\text{H}} - E_{\text{B}} = \left(Z_{\text{H}} + \frac{P_{\text{H}}}{\gamma} + \frac{V_{\text{H}}^2}{2g} \right) - \left(Z_{\text{B}} + \frac{P_{\text{B}}}{\gamma} + \frac{V_{\text{B}}^2}{2g} \right), \quad (3.99)$$

где E_{H} , P_{H} , $\frac{v_{\text{H}}^2}{2g}$ – соответственно удельная энергия, давление, отметка (орди-

ната) и скоростной напор потока в нагнетательном трубопроводе; E_B , P_B , $\frac{V_B^2}{2g}$ – то же во всасывающем трубопроводе; γ – удельный вес жидкости; g – ускорение силы тяжести (гравитационное ускорение).

Уравнение (3.99) после преобразования можно записать в виде:

$$H = h_{\text{вак}} + h_{\text{ман}} + \Delta Z + \frac{V_H^2 - V_B^2}{2g}, \quad (3.100)$$

где $h_{\text{вак}}$ – показания вакуумметра; $h_{\text{ман}}$ – показания манометров; ΔZ – вертикальное расстояние между точками подключения вакуумметра и манометра, или

$$H = (Z_H - Z_K) + \frac{P_H - P_K}{\rho g} + \frac{V_H^2 - V_K^2}{2g}. \quad (3.101)$$

Манометрическим напором называют сумму первых двух членов соотношения (3.101) или напор, который определяется по показаниям приборов всасывающего и напорного патрубков.

$$H_M = (Z_H - Z_K) + \frac{P_H - P_K}{\rho g}. \quad (3.102)$$

Следовательно, напор нагнетателя:

$$H = H_M + \frac{V_H^2 - V_K^2}{2g}, \quad (3.103)$$

т.е. напор нагнетателя равен манометрическому напору плюс разность скоростных напоров в нагнетательном и всасывающем патрубках нагнетателя.

ΔZ – принимается со знаком «+», если манометр расположен выше вакуумметра, со знаком «-», если он расположен ниже вакуумметра.

Разность скоростных напоров можно вычислить, пользуясь формулой:

$$\frac{V_H^2 - V_B^2}{2g} = \frac{1}{2g} \left[\left(\frac{Q}{\pi \frac{d_H^2}{4}} \right)^2 - \left(\frac{Q}{\pi \frac{d_B^2}{4}} \right)^2 \right] = 0,0827 \cdot \left(\frac{1}{d_H^4} - \frac{1}{d_B^4} \right) \cdot Q^2, \quad (3.104),$$

где Q – подача нагнетателя, m^3/c ; d_H , d_B – диаметры напорного и всасывающего трубопроводов, m .

Полезная мощность нагнетателя N_{Π} – мощность, сообщаемая нагнетателем подаваемой жидкости:

$$N_{\Pi} = \frac{\gamma \cdot Q \cdot H}{102}, \text{ кВт}; \quad N_{\Pi} = \frac{\gamma_{\text{СИ}} \cdot Q \cdot H}{1000}, \text{ кВт}. \quad (3.105)$$

Мощность электродвигателя нагнетателя:

$$N = \frac{U \cdot I \cdot \sqrt{3}}{1000}, \text{ кВт}, \quad (3.106)$$

где U – напряжение, В; I – ток, А; γ , $\gamma_{\text{СИ}}$ – удельный вес жидкости, соответственно в $\text{кгс}/\text{м}^3$ и $\text{Н}/\text{м}^3$; Q – производительность нагнетателя, $\text{м}^3/\text{с}$; H – напор, м.

Мощность на валу:

$$N_{\text{В}} = N \cdot \eta_{\text{ДВ}}, \quad (3.107)$$

где $\eta_{\text{ДВ}} = (0,3 - 0,4)$ – КПД электродвигателя.

КПД нагнетателя можно определить по формуле

$$\eta = \frac{N_{\text{П}}}{N_{\text{В}}}. \quad (3.108)$$

Для перекачки нефтей и нефтепродуктов, в основном, используются центробежные насосы. Их характеристики приводятся в специальных каталогах. Они представляют собой зависимость напора H , потребляемой мощности N , КПД η и допустимого кавитационного запаса $\Delta h_{\text{доп}}$ от подачи Q насоса (рис. 3.19).

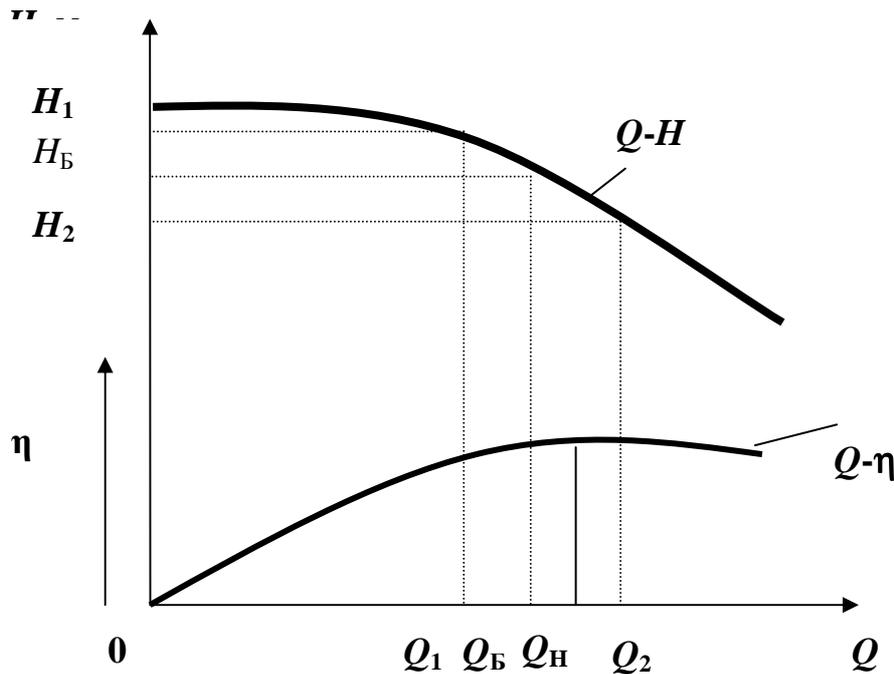


Рис. 3.19. Напорная характеристика центробежных насосов

Учитывая, что возможность пользоваться каталогами центробежных насосов имеется не всегда, то напорную характеристику центробежных насосов ($Q-H$) удобно представлять следующей зависимостью:

$$H = a - bQ^2, \quad (3.109)$$

где H – напор, м; Q – расход, $\text{м}^3/\text{ч}$; a , b – коэффициенты аппроксимации, м и $\text{м}/(\text{м}^3/\text{ч})^2$.

Аналогично характеристика Q - η аппроксимируется зависимостью:

$$\eta = k_1 Q - k_2 Q^2, \quad (3.110)$$

где k_1, k_2 – коэффициенты, ч/м³ и (ч/м³)².

Рабочая зона характеристики Q - η может быть описана уравнением

$$\eta = \eta_{\max} \left[2 \frac{Q}{Q_H} - \left(\frac{Q}{Q_H} \right)^2 \right]. \quad (3.111)$$

Коэффициенты k_1, k_2, a, b – также могут быть определены математическими методами (методом наименьших квадратов), по результатам лабораторных исследований или путем обработки статистических данных по фактическим режимам работы насосных агрегатов. В самом простом случае все коэффициенты могут быть определены по паспортной характеристике насосов.

$$b = \frac{H_1 - H_2}{Q_2^2 - Q_1^2}; \quad (3.112)$$

$$a = H_1 + bQ_1^2 = H_2 + bQ_2^2, \quad (3.113)$$

или приняв $Q = 0$, напор при закрытой запорной арматуре на нагнетателе $H = a = H_{3.3}$, а b определяют при любом значении Q_B, H_B , взятом в рабочей зоне характеристики.

Так как $H = H_{33} - bQ_6^2$, получим:

$$b = \frac{H_{33} - H_6}{Q_6^2}. \quad (3.114)$$

При этом коэффициенты k_1 и k_2 будут равны:

$$k_1 = \frac{2\eta_{\max}}{Q_H}; \quad k_2 = \frac{\eta_{\max}}{Q_H^2}. \quad (3.115)$$

Иногда для удобства аналитического решения и повышения точности расчетов характеристика Q - H аппроксимируется выражением:

$$H = a - bQ^{2-m}, \quad (3.116)$$

где m – коэффициент, зависящий от режима течения жидкости:

- при ламинарном режиме $m = 1$;
- при турбулентном, в зоне гидравлически гладких труб $m = 0,25$;
- при турбулентном в зоне смешанного трения $m = 0,123$;
- при турбулентном, в зоне квадратичного трения $m = 0$.

Принципиальная схема экспериментальной установки:

Жидкость из бака поступает по всасывающей линии ЛВ1 на вход в первый нагнетатель и далее сбрасывается в бак.

Расход измеряется расходомером P1, давление на выходе – манометром M1. Схема включения запорной арматуры показана на рис. 3.20

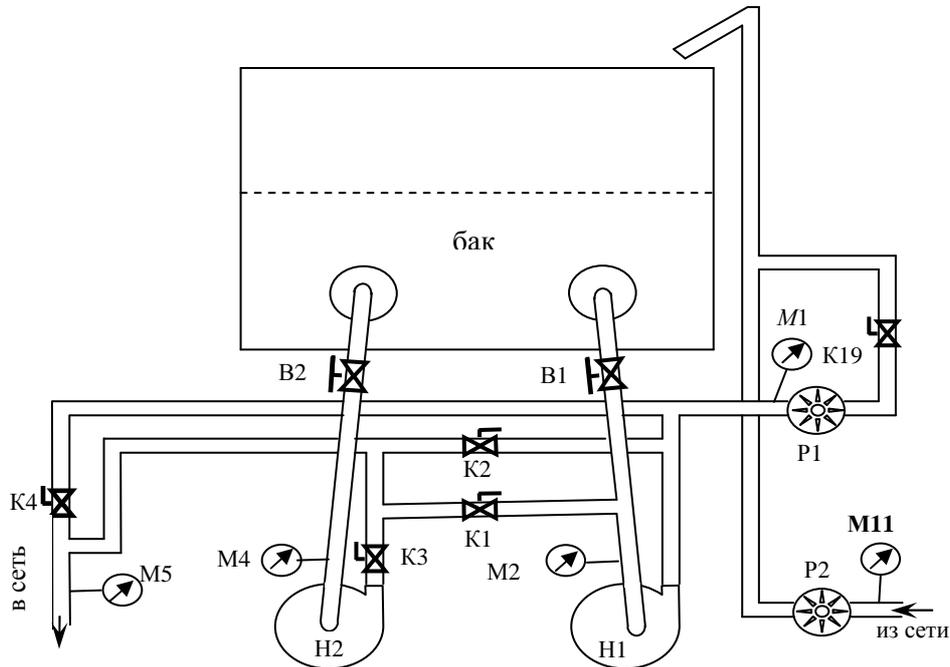


Рис. 3.20. Принципиальная схема установки

Порядок проведения лабораторной работы:

1. Открыть вентиль $B1$, кран $K19$, закрыть кран $K1, 2, 4$.
2. Включить электродвигатель.
3. Дать поработать нагнетателю некоторое время на максимальной подаче с целью удаления из системы воздуха и прогрева подшипников.
4. Определить подачу нагнетателя по показаниям расходомера.
5. Снять показания манометров.
6. Регулировочным вентилем установить меньшую подачу нагнетателя и вновь снять показания приборов.
7. Записать в протокол испытаний нагнетателя показания приборов.
8. Отключить электродвигатель, закрыть регулировочный вентиль.

Обработка полученных экспериментальных данных

1. Перевести показания всех приборов к одной системе измерения.
2. Используя расчетные формулы определить $H_M, H, N_{\Pi}, \text{КПД} (\eta)$ испытуемого нагнетателя.
3. Определить по приведенным формулам коэффициенты аппроксимации.
4. По расчетным данным построить графические зависимости $H = f(Q), N_{\Pi} = f(Q), \eta = f(Q)$.

Оформление отчета

Отчет должен содержать:

- название работы;
- цель работы;
- основные сведения;
- расчетные формулы;
- протокол испытаний – пример расчета параметров;
- графики, построенные на миллиметровой бумаге;
- вывод о полученных результатах.

Оформление отчета производится в следующем виде

№ п/п	$P_{ВХ},$ МПа	$P_{ВЫХ},$ МПа	$V,$ $м^3$	$t,$ сек	$J,$ А	$U,$ В	$Q,$ $м^3/с$	$H,$ м	$N,$ кВт	$N_{П},$ кВт	$\eta,$ %	$a,$ м	$b,$ $м/(м^3/с)^2$

4.2. Лабораторная работа № 2. Построение характеристики трубопровода и определение рабочей точки центробежного насоса

Цель работы

1. Построить совмещенную характеристику трубопровода и нагнетателя.
2. Определить рабочую точку.

Основные сведения

Характеристикой трубопровода называется зависимость напора H от расхода жидкости Q .

Напор – это энергия, которую необходимо сообщить единице веса жидкости для перемещения ее по трубопроводу при заданном расходе.

Аналитическими выражениями характеристики трубопровода являются:

$$H = \beta \frac{Q^{2-m} v^m L}{D^{5-m}} + \Delta Z \quad (3.117)$$

или

$$H = f Q^{2-m} L + \Delta Z, \quad (3.118)$$

где $f = \beta v^m / D^{5-m}$ – гидравлический уклон при единичном расходе ($Q = 1$);

$\beta = \frac{8A}{4^m \pi^{2-m} g}$, значения m, A, β при разных режимах течения жидкости даны

в табл. 3.8

Таблица 3.8

Значения коэффициентов m, A, β

Режим течения	m	A	$\beta, \text{с}^2/\text{м}$
ламинарный	1	64	$128\pi g = 4,15$
турбулентный в зоне Блазиуса	0,25	0,3164	$0,242/\pi g = 0,024$
область смешанного трения	0,125	$10^{0,125 \lg \frac{K_3}{D} - 0,625}$	$\beta = 0,0802 A$
область квадратичного трения	0	λ	$8\lambda/\pi^2 g = 0,0826 \lambda$

Напор определяется по формуле

$$H_{\Pi} = H_{\Gamma} + \sum h_{\Pi}, \quad (3.119)$$

где H_{Γ} – статическая составляющая характеристики системы; $\sum h_{\Pi}$ – динамическая составляющая. Величина $\sum h_{\Pi}$ зависит от диаметра, длины трубопровода, шероховатости его стенок, числа местных сопротивлений и расхода Q подаваемой жидкости, т.е.

$$\sum h_{\Pi} = S \cdot Q^2 = (A \cdot L + A_M \cdot \sum \zeta) \cdot Q^2, \quad (3.120),$$

где S – полное сопротивление системы, $\text{с}^2/\text{м}^6$;

A – удельное сопротивление на единицу длины труб, $\text{с}^2/\text{м}^5$;

L – длина трубопровода, м;

$\sum \zeta$ – сумма коэффициентов местных сопротивлений;

Q – расход, $\text{м}^3/\text{с}$.

Полное сопротивление можно определить по формуле

$$S = \frac{\rho \lambda l}{g \pi^2 d^5}, \quad (3.121)$$

а удельные:

$$A = \frac{8}{g \pi^2 d^5}; \quad A_M = \frac{8}{g \pi^2 d^4}, \quad (3.122)$$

где d – диаметр фасонной части, м.

Для расчета λ принять коэффициент шероховатости $K_3 = 0,15$.

Графически H_{Π} от Q будет иметь вид параболы с вершиной в точке H_{Γ} на оси H .

Точка пересечения характеристики сети и характеристики нагнетателя называется рабочей (режимной) точкой (точка A , рис. 3.21).

Координаты Q_A, H_A соответствуют предельному значению подачи и напора данного нагнетателя при перекачивании им жидкой среды в рассматриваемый трубопровод с характеристикой S . Большого расхода, чем Q_A , в этот трубопровод нагнетатель подать не может, так как создаваемые им напоры при любых значениях $Q > Q_A$ будут меньше, чем сопротивление трубопровода.

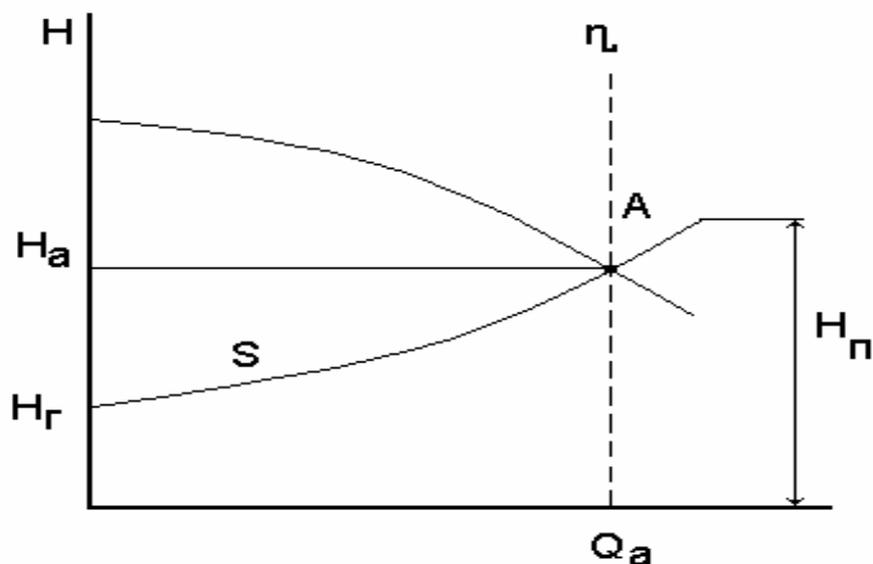


Рис. 3.21. Определение режима работы трубопровода и нагнетателя

Работа нагнетателя в системе при подачах меньших, чем Q_A , нежелательна, так как режимы его работы будут неэкономичны. В этом случае необходимо регулировать подачу.

При подборе нагнетателя для совместной его работы с трубопроводом необходимо, чтобы рабочая точка A находилась в области максимального значения КПД нагнетателя (точка η , см. рис. 3.21).

Напоры $h_{П.ВС.} + h_{П.Н.} = \sum h_{П}$ могут быть практически найдены с помощью дифференциальных манометров, устанавливаемых на всасывающем и нагнетательном трубопроводе и замеряющих перепады давлений по всему трубопроводу, или с помощью обычных манометров, устанавливаемых в начале и в конце как всасывающего, так и нагнетательного трубопроводов и по разности показаний которых могут быть определены теряемые напоры.

На напорной стороне динамических нагнетателей при монтаже всегда устанавливается запорно-регулирующая арматура, с помощью которой можно изменить подачу от 0 до Q_A .

Регулирование можно осуществлять двумя основными методами: изменением характеристик трубопроводов и изменением характеристик нагнетателя.

При изменении характеристик трубопровода возможны следующие способы регулирования подачи нагнетателя: дросселирование и байпасирование (перепуск).

При изменении характеристики нагнетателя возможны следующие способы регулирования его подачи: изменение частоты вращения ротора нагнетателя, поворот лопастей рабочего колеса, обточка рабочего колеса, поворот лопаток входного направляющего аппарата.

Принципиальная схема экспериментальной установки:

Жидкость из бака поступает по всасывающей линии $ЛВ1$ на вход в первый нагнетатель и далее через кран $К4$ поступает в сеть. Расход жидкости измеряется расходомером $P2$, давление на входе в линейную часть измеряется манометром $M5$, на выходе – манометром $M1$.

Схема включения запорной арматуры показана на рис. 3.21.

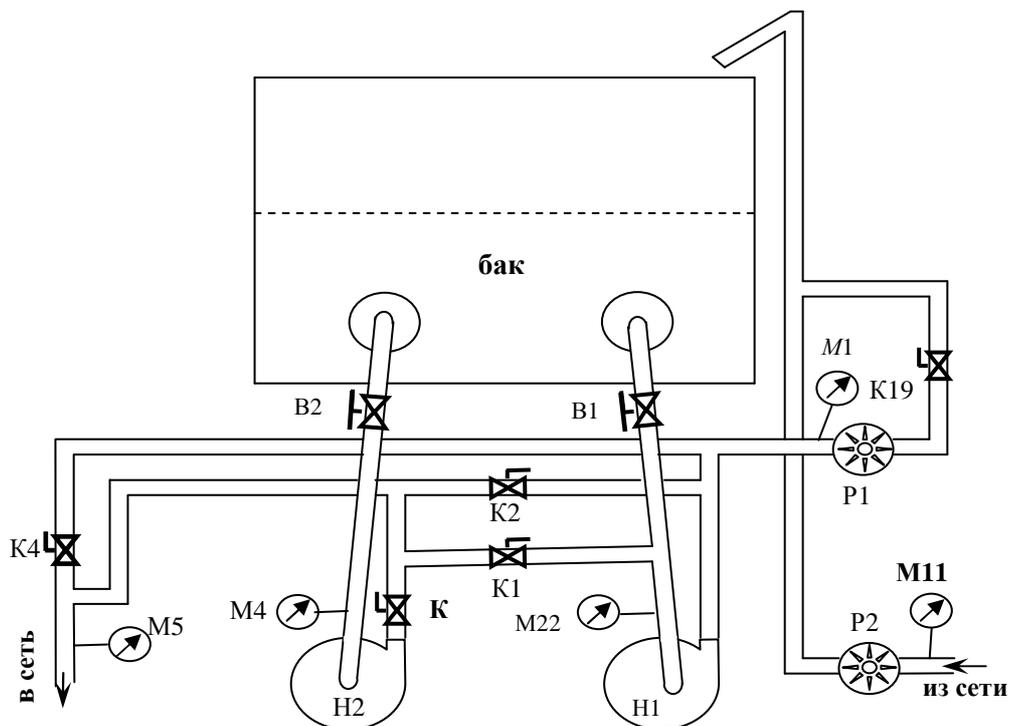


Рис. 3.21. Принципиальная схема установки

Порядок проведения лабораторной работы

1. Открыть вентиль $B1$, $K4$, закрыть кран $K1$, $2,19$.
2. Включить электродвигатель.
3. Дать поработать нагнетателю некоторое время на максимальной подаче с целью удаления из системы воздуха и прогрева подшипников.
4. Определить расход жидкости в трубопроводе по показаниям расходомера $P2$.
5. Снять показания манометров $M5$ и $M1$.
6. Регулировочным вентилем установить меньшую подачу нагнетателя и вновь снять показания приборов.
7. Записать в протокол испытаний нагнетателя показания приборов.
8. Отключить электродвигатель, закрыть регулировочный вентиль.

Обработка полученных экспериментальных данных

1. Перевести показания всех приборов к одной системе измерения.
2. Используя расчетные формулы определить напор в трубопроводе (сети).

3. По расчетным данным построить совмещенную характеристику трубопровода и насоса.
4. Определить рабочую точку.

Оформление отчета

Отчет должен содержать:

- название работы;
- цель работы;
- основные сведения;
- расчетные формулы;
- протокол испытаний (сводится в таблицу расчетов параметров);
- графики, построенные на миллиметровой бумаге;
- вывод о полученных результатах.

4.3. Лабораторная работа № 3.

Построение линии гидравлического уклона трубопровода, лупинга и трубопровода со вставкой

Цель работы

1. Определить гидравлический уклон трубопровода, трубопровода с лупингом и вставкой.
2. Построить линии гидравлических уклонов.

Основные сведения

В основе гидравлического описания работы участка нефтепродуктопровода, по которому осуществляется перекачка только одного нефтепродукта, лежит уравнение Бернулли:

$$\left(\frac{p_1}{\rho g} + z_1 \right) - \left(\frac{p_2}{\rho g} + z_2 \right) = h_{1-2}, \quad (3.123)$$

где p_1, p_2 – давления в сечениях x_1, x_2 нефтепродуктопровода, соответственно;

z_1, z_2 – высотные отметки этих сечений;

h_{1-2} – потери напора на участке x_1, x_2 нефтепродуктопровода;

$\frac{p}{\rho g}$ – пьезометрический напор;

z – геометрический напор в сечении x трубопровода.

Прямая AB , представляющая зависимость полного напора H от координаты x вдоль оси трубопровода:

$$H(x) = z(x) + p(x)/\rho g \quad (3.124)$$

называется линией гидравлического уклона. Абсолютная величина тангенса

угла ее наклона к горизонтали называется гидравлическим уклоном:

$$\frac{-dH}{dx} = |\operatorname{tg} \alpha| = i = \lambda \frac{1}{d} \frac{v^2}{2g};$$

$$i = i(Q). \quad (3.125)$$

Величина $1000 \cdot i$ показывает падение напора в m на km пути.

Физический смысл гидравлического уклона – потеря напора на трение, приходящаяся на единицу длины трубопровода.

Гидравлический уклон трубопровода определяется по формуле Лейбензона

$$i = \beta \frac{Q^{2-m} \cdot v^m}{D^{5-m}}. \quad (3.126)$$

Удобно пользоваться следующей компактной формулой

$$i = f \cdot Q^{2-m}, \quad (3.127)$$

где $f = \beta \frac{v^m}{D^{5-m}}$ – гидравлический уклон при $Q = 1$.

Гидравлический уклон магистрали

$$i = \beta \frac{Q_M^{2-m} \cdot v^m}{D_M^{5-m}}. \quad (3.128)$$

Гидравлический уклон лупингованного участка

$$i = \beta \frac{Q_{\text{л}}^{2-m} \cdot v^m}{D_{\text{л}}^{5-m}}. \quad (3.129)$$

Учитывая, что $Q_1 + Q_2 = Q$, получим

$$i_{\text{л}} = i \cdot w, \quad (3.130)$$

где $w = \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{D_{\text{л}}}{D}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}\right]^{2-m}}$.

Если $D_{\text{л}} = D_{\text{тр}}$, то $w = \frac{1}{2^{2-m}}$. В этом случае при ламинарном режиме

$w = \frac{1}{2}$, при турбулентном режиме в зоне Блазиуса $w = 0,297$, для квадратичной области $w = 0,25$.

Аналогично, для вставки, коэффициент равен:

$$\Omega = \left(\frac{D_{\text{тр}}}{D_{\text{вс}}}\right)^{5-m}, \quad i_{\text{вс}} = i \cdot \Omega. \quad (3.131)$$

Потеря напора на трение для трубопровода с лупингом будет складываться из потерь напора на одиночном и сдвоенном (лупингованном) участках:

$$h_{\tau} = i(L - x) + i_{\text{л}}x \text{ или } h_{\tau} = i[L - x(1 - w)], \quad (3.132)$$

где x – длина лупинга.

Полная потеря напора для трубопровода с лупингом

$$h_{\tau} = i[L - x(1 - w)] + \Delta z. \quad (3.133)$$

Для трубопровода со вставкой выражение для потери напора имеет аналогичный вид.

Если потерю напора надо выразить в зависимости от Q , то будем пользоваться формулой

$$H = \beta \frac{Q^{2-m}}{D^{5-m}} L + \Delta z \text{ или } H = fQ^{2-m} L + \Delta z. \quad (3.134)$$

Порядок проведения лабораторной работы

1. Изучить принципиальную схему (см. рис. 3.21).
2. Включить электродвигатель.
3. Дать поработать нагнетателю некоторое время на максимальной подаче с целью удаления из системы воздуха и прогрева подшипников.
4. Определить расход жидкости в трубопроводе по показаниям расходомера.
5. Снять показания манометров в начальной и конечной точках трубопровода.
6. Провести аналогичные измерения для трубопровода с лупингом и для трубопровода со вставкой.
7. Записать в протокол испытаний показания приборов.
8. Отключить электродвигатель, закрыть краны.

Обработка полученных экспериментальных данных

1. Перевести показания всех приборов в единую систему измерения.
2. Используя расчетные формулы, определить гидравлический уклон трубопровода, трубопровода с лупингом и трубопровода со вставкой.

Оформление отчета

Отчет должен содержать:

- название работы;
- цель работы;
- основные сведения;
- расчетные формулы;
- протокол испытаний (сводится в таблицу расчетов параметров);
- вывод о полученных результатах.

5. Тесты и задания для контроля за результатами обучения

5.1. На оценку «удовлетворительно»

1. Назовите основные задачи технологического расчета магистральных трубопроводов.
2. Что является исходными данными для технологического расчета магистральных трубопроводов?
3. Что понимается под термином «пропускная способность» трубопровода?
4. Что понимается под термином «профиль трассы»?
5. Дайте понятие «коэффициента гидравлического сопротивления». От каких параметров он зависит?
6. Дайте понятие гидравлического уклона. В чем состоит его физический смысл?
7. Для чего служит «лупинг»?
8. Для чего служит «вставка»?
9. Что означает термин «всасывающий участок» трубопровода?
10. Что такое «кавитация»?
11. Дайте определение понятия «перевальная точка».
12. Каким образом определяется расчетная длина трубопровода?
13. Что понимается под термином «самотечный участок» трубопровода?
14. Что понимается под «характеристикой трубопровода»?
15. Что понимается под «характеристикой насоса»?
16. Напишите уравнение баланса напоров.
17. Что означает «совмещенная характеристика»?

5.2. На оценку «хорошо»

1. В чем суть расчета режимов эксплуатации трубопроводов?
2. От каких параметров и как зависит вязкость, плотность нефти (нефтепродуктов)?
3. Покажите на профиле трубопровода, как проходит линия гидравлического уклона на самотечном участке.
4. Что означает термин «себестоимость перекачки»?
5. Как коэффициент гидравлического сопротивления зависит от шероховатости и от числа Рейнольдса?
6. Как определяется гидравлический уклон трубопровода?
7. Как определяется гидравлический уклон трубопровода с лупингом (вставкой)?
8. Что означает термин «допустимый кавитационный запас» и для чего он служит?
9. Расскажите, как можно определить перевальную точку?
10. Изобразите графически характеристику трубопровода.
11. Напишите аналитическую характеристику насоса.
12. Изобразите характеристику насоса после обточки.
13. В чем состоит смысл уравнения баланса напоров?
14. Изобразите совмещенную характеристику трубопровода и насосной станции.

5.3. На оценку «отлично»

1. Из чего складываются капитальные затраты на линейную часть трубопровода?
2. Из каких статей состоят эксплуатационные расходы?
3. Как определяется полная потеря напора для трубопровода с лупингом?
4. Постройте суммарную характеристику двух насосов, соединенных последовательно.
5. Постройте суммарную характеристику двух насосов, соединенных, параллельно.
6. Выведите формулу Лейбензона.
7. Нарисуйте график зависимости $\lg \lambda = f(\lg Re)$ для различных режимов движения жидкости.
8. Напишите формулы, по которым производится обточка диаметра колес насоса.
9. Выведите уравнение баланса напоров.

Литература

1. Абузова, Ф. Ф. Техника и технология транспорта и хранения нефти и газа: Учеб. пособие для вузов / Ф. Ф. Абузова, Р. А. Алиев, В. Ф. Новоселов и др. ; под ред. В. Ф. Новосёлова – М. : Недра, 1992. – 320 с.
2. Агапкин, В. М. Справочное руководство по расчётам трубопроводов / В. М. Агапкин, С. Н. Борисов, Б. Л. Кривошеин. – М. : Недра, 1987. – 191 с.
3. Алиев, Р. А. Трубопроводный транспорт нефти и газа: Учебник для вузов / Р. А. Алиев, В. Д. Белоусов, А. Г. Немудров и др. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Недра, 1998. – 368 с.
4. Альтшуль, А. Д. Гидравлика и аэродинамика: Учеб. для вузов / А. Д. Альтшуль, Л. С. Животовский, Л. П. Иванов. – М. : Стройиздат, 1987. – 414 с.
5. Белоусов, В. Д. Технологический расчёт нефтепроводов : Учеб. пособие к курсу «Трубопроводный транспорт нефти и газа» / В. Д. Белоусов. – М. : МИНХиГП, 1977. – 68 с.
6. Васильев, Г. Г. Трубопроводный транспорт нефти : Учеб. для вузов: В 2 т. Т. 1. / Г. Г. Васильев, Г. Е. Коробков, А. А. Коршак и др. ; под редакцией С. М. Вайнштока – М : Недра, 2004.
7. Ишмухаметов, И. Т. Сборник практических расчетов при транспортировке нефтепродуктов по трубопроводам / И. Т. Ишмухаметов, С. Л. Исаев, М. В. Лурье, С. П. Макаров. – М. : Нефть и газ, 1997. – 112 с.
8. Ишмухаметов, И. Т. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов / И. Т. Ишмухаметов, С. Л. Исаев, М. В. Лурье, С. П. Макаров. – М. : Нефть и газ, 1999.
9. Лурье, М. В. Сборник задач по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа / М. В. Лурье. – М. : ГАНГ, 1995. – 267 с.

МОДУЛЬ 4

«ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

Введение

Целью технологического расчета является выбор технологических параметров проектируемой системы. Это предполагает решение трёх задач:

1. Определение экономически наиболее выгодных параметров нефтепровода:
 - диаметра и толщины стенки нефтепровода, давления на нефтеперекачивающих станциях (НПС);
 - типа насосно-силового оборудования для НПС;
 - числа нефтеперекачивающих станций;
 - длины лупинга или вставки меньшего (большого) диаметра и др.;
2. расстановка НПС по трассе нефтепровода;
3. расчет режимов эксплуатации нефтепровода.

Первая из этих задач решается следующим образом: для нескольких значений диаметра и давления выполняют гидравлический и механический расчеты, определяющий (для каждого варианта) число НПС и толщину стенки нефтепровода. Экономическим расчетом (по сроку окупаемости или по приведенным расходам) находят вариант, имеющий наилучшие параметры.

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 технологического проектирования, в частности, после выбора конкретного оборудования, устанавливаемого на линейной части и перекачивающих станциях. В расчет режимов эксплуатации входит определение давлений на станциях, подпоров перед ними и пропускной способности нефтепровода при перекачке, отличающихся от расчетных; решается вопрос о регулировании работы нефтепровода.

Для технологических расчетов нефтепровода необходима информация о производительности и протяженности нефтепровода, располагаемом насосном и регулирующем оборудовании, характеристика 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*.

Схема изучения материала

№ п/п	Тема занятий	Тип занятий	Вид (форма) занятий	Количество часов
1	Расстановка нефтеперекачивающих станций	Изучение нового материала	Лекция	4
2	Увеличение пропускной способности трубопровода	Изучение нового материала	Лекция	4
3	Изменение подпоры перед станциями при изменении вязкости нефти	Изучение нового материала	Лекция	2
4	Трубопроводы со сбросами и подкачками	Изучение нового материала	Лекция	2
5	Режимы работы трубопровода при отключении насосных станций	Изучение нового материала	Лекция	2
6	Расчет трубопроводов с заданным расположением насосных станций	Изучение нового материала	Лекция	2
7	Технико-экономические показатели трубопроводного транспорта. Нормы технологического проектирования магистральных трубопроводов	Изучение нового материала	Лекция	2
8	Расстановка насосных станций	Углубление и систематизация учебного материала	Практическое занятие	4
9	Увеличение пропускной способности трубопровода	Углубление и систематизация учебного материала	Практическое занятие	2
10	Построение линий гидравлического уклона и совмещенных $H-Q$ характеристик для участков трубопровода с лупингами, вставками, перевальными точками	Углубление и систематизация учебного материала	Практическое занятие	4
11	Технологический расчет трубопроводов	Углубление и систематизация учебного материала	Практическое занятие	4
12	Технико-экономический расчет	Углубление и систематизация учебного материала	Практическое занятие	2
13	Регулирование режима работы трубопровода при периодическом сбросе и подкачке	Углубление и систематизация учебного материала	Лабораторная работа	2

14	Увеличение пропускной способности трубопровода	Углубление и систематизация учебного материала	Лабораторная работа	2
15	Регулирование режима работы трубопровода при отключении одной из насосных станций	Углубление и систематизация учебного материала	Лабораторная работа	2
16	Технологический расчет трубопровода	Предварительный контроль	Курсовой проект	10

1. Основы научно-теоретических знаний по модулю «Технологический расчет режимов эксплуатации магистральных трубопроводов»

1.1. Определение числа нефтеперекачивающих станций

Пренебрегая в уравнении баланса напоров

$$\Delta H_1 + nH_{\text{ст}} = iL + \Delta z$$

величиной H_1 , получим:

$$n_0 H_{\text{ст}} = iL + \Delta z. \quad (4.1)$$

По данному уравнению будем находить число станций n_0 :

$$n_0 = \frac{iL + \Delta z}{H_{\text{ст}}}. \quad (4.2)$$

Напор, развиваемый одной станцией ($H_{\text{ст}}$), логично брать соответствующим расчетному расходу по характеристике Q - H .

Число станций n_0 обычно оказывается смешанной дробью. Его округляют до целого числа n .

Производительность нефтепровода при округленном числе станций будем называть проектной.

Если n_0 округлено в большую сторону, то проектная производительность Q_6 будет больше расчетной Q_0 , и наоборот, при округлении n_0 в меньшую сторону, проектный расход Q_a окажется меньше расчетного. Это видно из формулы:

$$Q = 2^{-m} \sqrt{\frac{\Delta H_1 + na - \Delta z}{nb + fL}}$$

и из рис. 4.1.

Производительности Q_a и Q_6 устанавливаются в системе насосные станции – трубопровод автоматически. Однако можно проектную производительность оставить равной расчетной. Для этого необходимо, чтобы рабочая точка на совмещенной характеристике трубопровода и насосных станций находилась на отрезке ab (рис. 4.1).

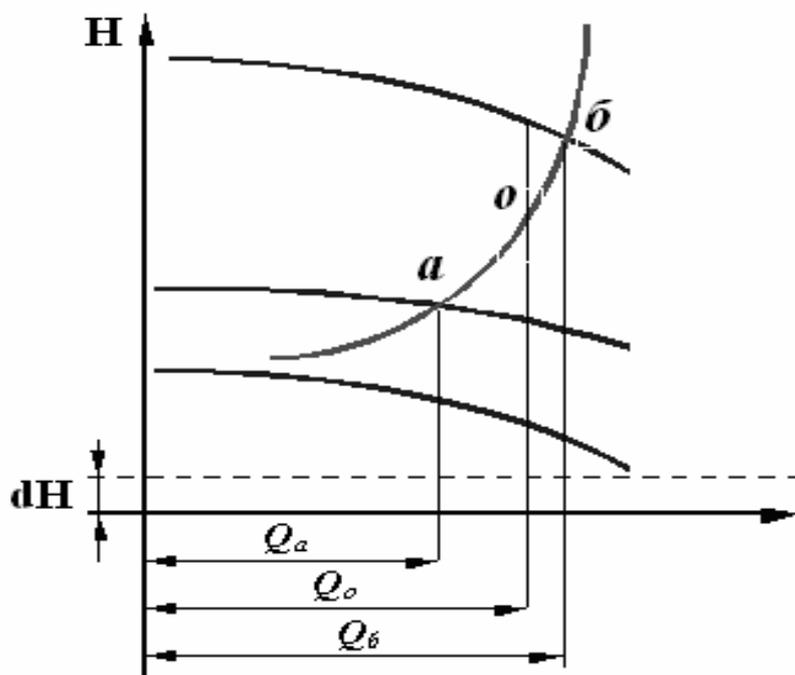


Рис. 4.1. Изменение производительности при округлении числа станций

При округлении n_0 в меньшую сторону характеристика трубопровода должна проходить через точку a , т.е. потеря напора в трубопроводе должна быть уменьшена на величину $Q_a = (n_0 - n) H_{ст}$. Это может быть осуществлено прокладкой лупинга (или вставки большего диаметра).

Лупинг длиной x уменьшает гидравлическое сопротивление на $ix - i_{rx} - ix(1 - \omega)$. Следовательно, длина лупинга, обеспечивающая сохранение расчетной производительности при округлении числа станций в меньшую сторону, может быть найдена из равенства

$$(n_0 - n) H_{ст} = ix(1 - \omega).$$

Можно также воспользоваться уравнениями

$$n_0 H_{ст} = iL + \Delta z \quad \text{и} \quad n H_{ст} = i[L - x(1 - \omega)] + \Delta z.$$

Результат будет такой же. Получим:

$$x = H_{ст} \frac{n_0 - n}{i(1 - \omega)}. \quad (4.3)$$

При округлении n_0 в большую сторону напор, развиваемый станциями при расчетном расходе Q_0 , будет больше необходимого (т.е. больше потери напора в трубопроводе) на величину H' .

Уравнение баланса напоров при округлении n_0 в большую сторону

$$n H_{ст} - H' = iL + \Delta z.$$

Очевидно, что $H' = (n_0 - n) H_{ст}$.

H' – величина, на которую должен быть уменьшен напор, развиваемый станциями.

Снижение напора может быть достигнуто уменьшением числа насосных агрегатов и обрезкой колес насосов.

После уменьшения числа насосных агрегатов характеристика насосных станций опустится, в результате чего разрыв между напором, развиваемым насосными станциями, и потерей напора в трубопроводе сократится.

Окончательно сбалансирование напоров можно получить обточкой колес насосов. Диаметр обточенного колеса можно найти по формуле

$$D_* = D \sqrt{\frac{H_* + bQ^2}{a}}.$$

Если после уменьшения числа насосных агрегатов характеристика насосных станций пройдет ниже точки 0, т.е. если при расходе Q напор, развиваемый насосными станциями, окажется меньше потери напора в трубопроводе, баланс напоров может быть восстановлен уменьшением крутизны характеристики трубопровода (лупинг, вставка большего диаметра).

1.2. Расстановка нефтеперекачивающих станций

Метод расстановки был предложен В. Г. Шуховым для нефтепроводов с поршневыми нефтеперекачивающими станциями. Расстановка ведется графически на профиле трассы.

От начальной точки трассы, где должна находиться головная станция, в масштабе высот профиля откладывается по вертикали напор $H_{ст}$, развиваемый станцией. Из конца полученного отрезка проводится линия гидравлического уклона. Точка пересечения ее с профилем трассы – место расположения второй станции. От этой точки вновь откладывается напор, развиваемый станцией, вновь проводится линия гидравлического уклона и т.д. Линия гидравлического уклона, идущая от последней станции, должна придти к перевальной (или к конечной) точке трассы.

Размещение нефтеперекачивающих станций, выполненное описанным способом, не всегда следует считать строго обязательным. Расположение станций можно в некоторых пределах изменять.

Пусть найденное по расчету теоретическое число станций n_0 округлено в большую сторону. Тогда место расположения, например, второй станции (рис. 4.2) может быть отодвинуто вправо, т.е. вперед, на расстояние, при котором напор $H_{ст}$ достигнет допустимого значения H_d . При перемещении станции влево уменьшается напор, развиваемый предыдущей станцией. Но поскольку суммарный напор, развиваемый всеми станциями, должен оставаться неизменным, по крайней мере, одной из остальных станций придется работать с повышенным напором.

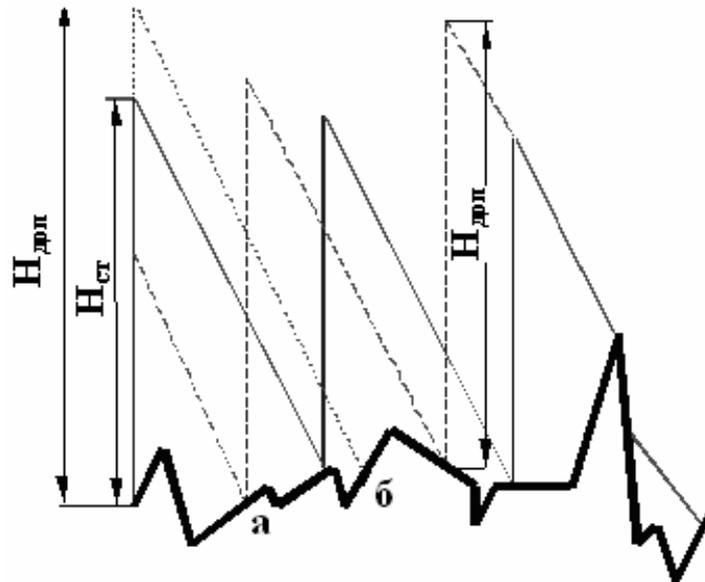


Рис. 4.2. Определение границ зоны возможного расположения НПС при округлении их числа в большую сторону

Положение станции, при котором она и все последующие станции вынуждены развивать предельно допустимый напор H_d , определяет границу, до которой ее можно перемещать влево. Граница справа определяется, как уже было сказано, допустимым напором H_d на предыдущей станции. На рис. 4.2 эти границы обозначены точками *а* и *б*. Участок трассы между точками *а* и *б* называется зоной возможного расположения нефтеперекачивающей станции.

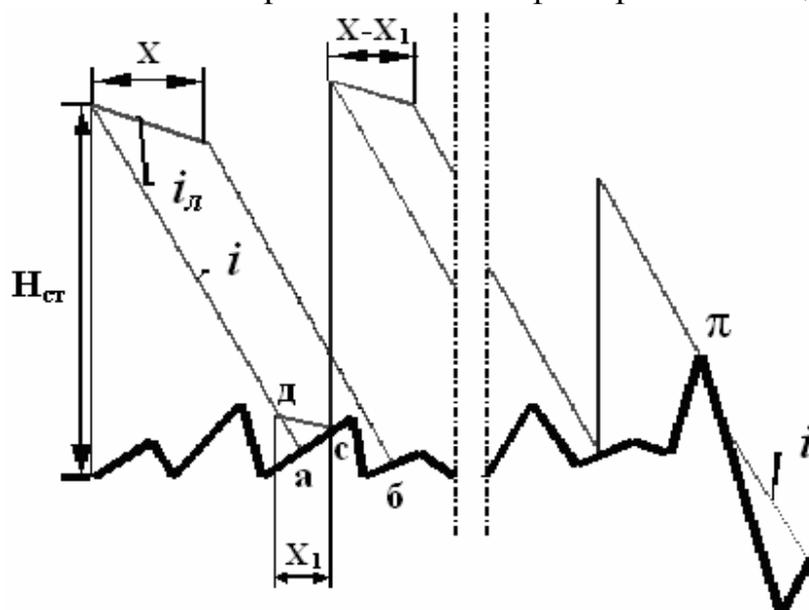


Рис. 4.3. Расстановка НПС при округлении их числа в меньшую сторону

В том случае, когда число станций округлено в меньшую сторону и, следовательно, расчетом предусматривается прокладка лупинга, из конца вертикального отрезка $H_{ст}$ проводятся две линии гидравлического уклона (рис. 4.3): магистрали i и лупинга i_l . Длина отрезка i_l соответствует длине

лупинга x , полученной по расчету. Из конца отрезка $i_{л}$ проводится вторая линия i . Точки пересечения линий гидравлического уклона с профилем a и b определяют зону возможного расположения следующей станции. Между этими точками станцию можно поставить в любом месте.

Пусть удобным местом для второй станции будет точка c . Проведем из этой точки линию гидравлического уклона лупинга до пересечения с линией гидравлического уклона магистрали. Проекция полученного отрезка cd на горизонталь будет равна длине лупинга x_1 , использованного на перегоне между первой и второй станциями. Далее от точки c откладываем напор $H_{ст}$ и затем по-прежнему проводим линии $i_{л}$ и i ; длина отрезка $i_{л}$ здесь соответствует не использованной еще длине лупинга $x - x_1$. Линии i , идущие из концов отрезка $i_{л}$, пересекутся с профилем в новых точках a и b (на рис. 4.3 не показано). Между этими точками может быть выбрана новая точка c – место для третьей станции. Последующие построения ведутся аналогично.

Могут быть случаи, когда в зоне возможного расположения не окажется места, удобного для нефтеперекачивающей станции. Постановка станции вне зоны возможного расположения (точки e или f на рис. 4.4) приводит к необходимости прокладки дополнительного лупинга x^* и в то же время к недогрузке (работа с неполным напором), по крайней мере, одной из станций. Это видно на рис. 4.4.

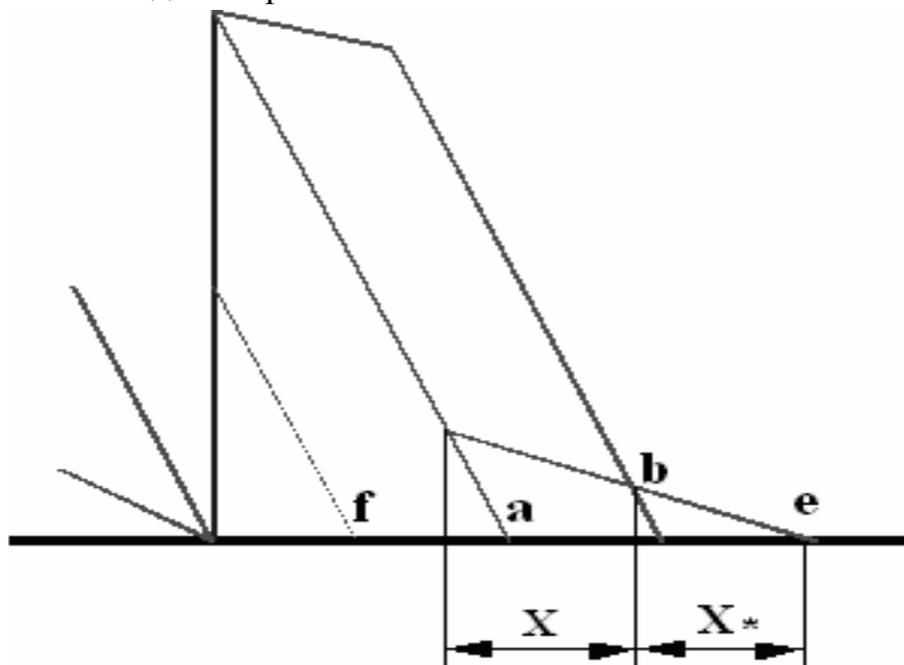


Рис. 4.4. Расстановка станции вне зоны возможного расположения

Лупинги на перегонах между станциями могут быть проложены где угодно: эффект от лупинга (уменьшение гидравлического сопротивления трубопровода), проложенного в начале, в середине или в конце перегона,

один и тот же. Однако для уменьшения напряжений, возникающих в трубопроводе от давления нефти, лупинги целесообразно прокладывать в конце перегонов. Но в некоторых случаях уменьшение нагрузки на трубопровод может быть достигнуто прокладкой лупинга и в середине перегона. Это показано на рис. 4.5. В районе пункта *A* целесообразно проложить лупинг, а не сооружать там станцию, так как в этом случае давление на пониженном участке трассы будет значительно меньше.

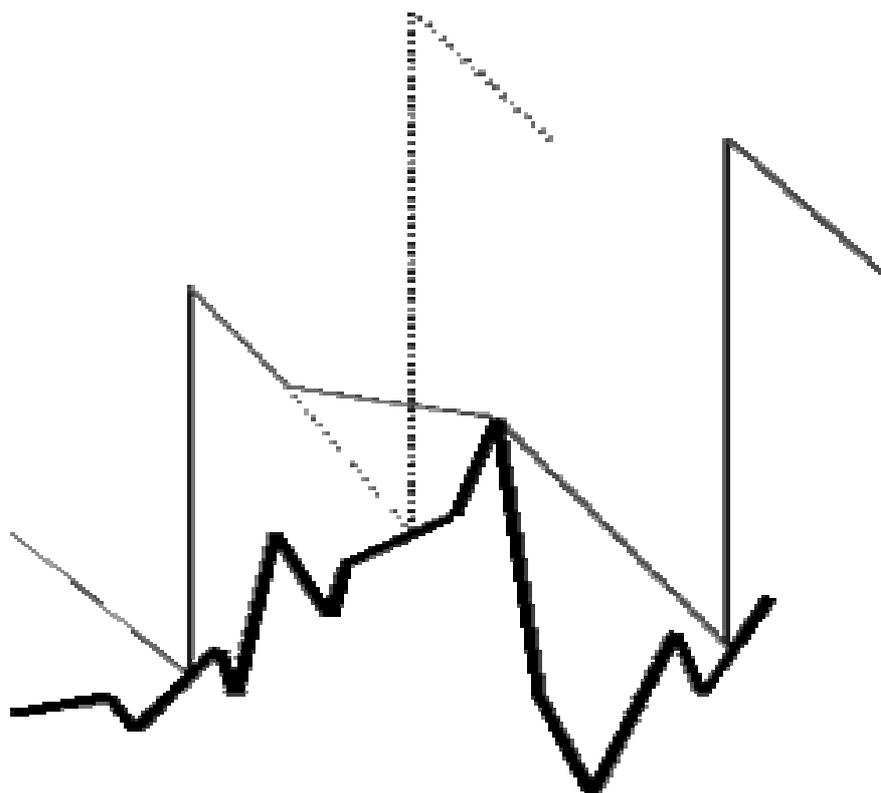


Рис. 4.5. Случай целесообразной прокладки лупинга

Можно сделать вывод: при расстановке нефтеперекачивающих станций следует «прижимать» линии гидравлического уклона к профилю: это снижает напряжения в трубопроводе.

Очевидно, что этот вывод не зависит от того, какими насосами оборудованы станции – поршневыми или центробежными. Не зависит от типа насосов и описанный выше принцип нахождения мест расположения нефтеперекачивающих станций. Однако расстановка станций с центробежными насосами имеет свои особенности, обусловленные следующими причинами:

а) Магистральные центробежные насосы могут нормально работать лишь с подпором, т.е. только тогда, когда всасывающий патрубок находится под давлением. Подпор перед станцией не должен быть меньше наименьшего допустимого значения ΔH_d , так как в противном случае работа насосной станции будет сопровождаться кавитацией.

б) Подпор складывается с напором $H_{ст}$, развиваемым насосной станцией. Их сумма (напор на нагнетательной стороне станции) не должна превышать допустимого значения $H_{д}$, определяемого прочностью насоса и трубопровода.

Для станций с центробежными насосами границы зоны возможного расположения определяются не точками пересечения линий гидравлического уклона с профилем, а допустимыми значениями подпоров. Правая граница определяется наименьшим подпором $\Delta H_{д}$, а левая – наибольшим подпором

$$\bar{H}_{д} = H_{д} - H_{ст}.$$

Это показано на рис. 4.6. Зона возможного расположения центробежной станции существует и в том случае, когда лупинга нет (правая часть рис. 4.6).

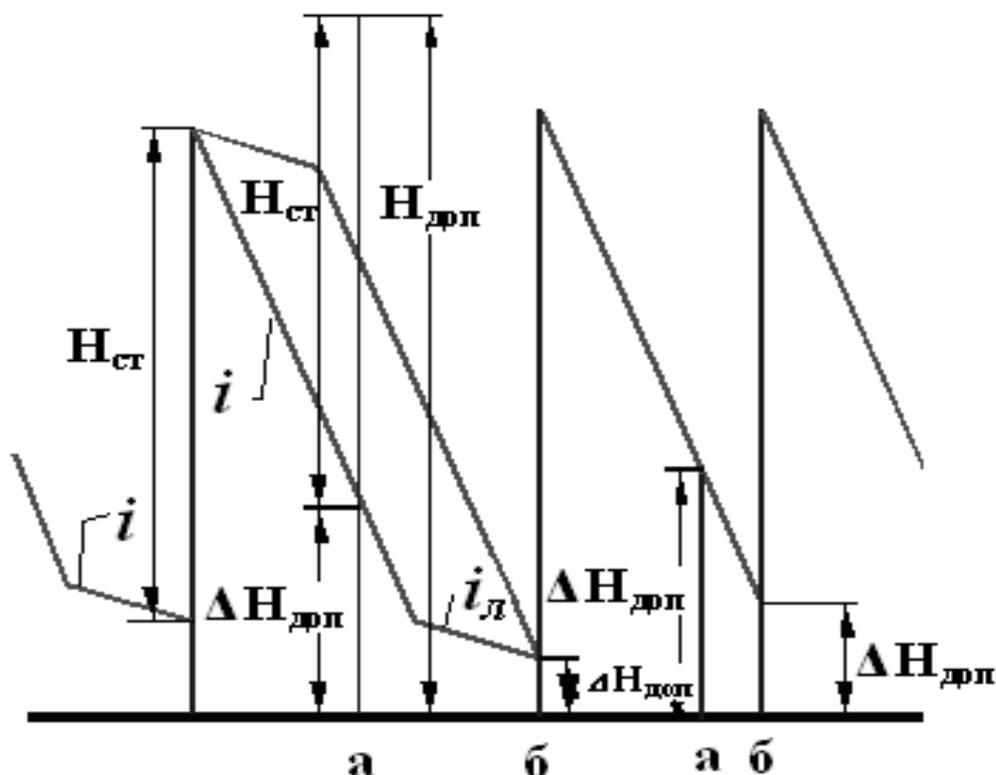


Рис. 4.6. Границы зоны возможного расположения станций, оборудованных центробежными насосами

1.3. Зона возможного расположения насосных станций

Рассмотрим случай, когда какую-либо станцию надо поставить вне зоны возможного расположения (совмещение с населенным пунктом, более благоприятная геолого-почвенная характеристика местности, близость к источникам снабжения электроэнергией, водой и т.д.).

Пусть эта станция имеет номер $c + 1$. Протяженность участка трубопровода от головной станции до рассматриваемой обозначим $l_{c + 1}$. Длина участка от станции $c + 1$ до конца нефтепровода будет равна: $L - l_{c + 1}$.

Поместим станцию $c + 1$ дальше правой границы зоны возможного расположения. Тогда подпор перед этой станцией ΔH_{c+1} будет меньше ΔH_d . Чтобы обеспечить бескавитационную работу станции $c + 1$, надо поднять подпор ΔH_{c+1} до ΔH_d . Это можно сделать прокладкой лупинга на перегоне между станциями c и $c + 1$ или в любом другом целесообразном месте на участке l_{c+1} . Длина его x_* может быть найдена из следующего уравнения баланса напоров для участка l_{c+1} :

$$\Delta H_1 + cH_{ст} = i[l_{c+1} - x(1 - \omega) - x_*(1 - \omega_*)] + \Delta z_{c+1} + \Delta H_d,$$

где x – длина лупинга, полученная по гидравлическому расчету при округлении числа станций n_0 в меньшую сторону; c – число станций, расположенных на участке l_{c+1} .

Необходимость прокладки лупинга x_* не следует из гидравлического расчета нефтепровода. Поэтому общий для всего нефтепровода баланс напоров после прокладки лупинга x_* будет нарушен. Для восстановления этого баланса надо на участке $L - l_{c+1}$ либо увеличить гидравлическое сопротивление трубопровода вставкой меньшего диаметра, либо уменьшить напор, развиваемый станциями. Длину вставки получим из уравнения баланса напоров для участка $L - l_{c+1}$:

$$\Delta H_d + (n - c)H_{ст} = i[L - l_{c+1} - x_B(1 - \Omega)] + \Delta z_\pi,$$

где $\Omega = i_B / i$; $\Delta z_\pi = z_\pi - z_{c+1} \cdot D$ – разность высот перевальной точки π и станции $c + 1$.

Величина H' , на которую должен быть уменьшен напор, развиваемый станциями на участке $L - l_{c+1}$, определяется из следующего уравнения баланса напоров:

$$\Delta H_d + (n - c)H_{ст} - H' = i(L - l_{c+1}) + \Delta z_\pi.$$

Снижение напора на H' может быть достигнуто уменьшением числа насосных агрегатов (если H' больше или равно напору, развиваемому одним насосом) и обрезкой колес насосов. Диаметр обрезанного колеса можно определить по формуле (3.51) (см. модуль 3). Входящий в формулу (3.51) напор H_* найдем из очевидного равенства:

$$kH_{нас} - H' = kH_*,$$

где k – число насосов, колеса которых предполагается обточить; $H_{нас}$ – напор, развиваемый одним насосом при необточенном колесе.

С точки зрения гидравлики безразлично: на одной (и на какой именно) или на нескольких станциях осуществляется снижение напора. Целесообразно это делать, т.е. применять насосы с обрезанными колесами или уменьшать число насосов на тех станциях, где напор нагнетания оказывается высоким.

Поместим теперь станцию $c + 1$ ближе левой границы зоны возможного расположения. Будем считать, что вопрос о расположении всех $c + 1$ станций на участке l_{c+1} уже решен и режимы работы насосных агрегатов вплоть до станции $c - 1$ определены.

Чтобы напор нагнетания на станции $c + 1$ не превосходил допустимого значения H_d , надо, очевидно, уменьшить напор, развиваемый либо станцией $c + 1$, либо станцией c (уменьшение числа насосов, обрезка колес). Можно также увеличить гидравлическое сопротивление перегона между станциями c и $c + 1$ (вставка меньшего диаметра). Это уменьшит подпор перед станцией $c + 1$, а, следовательно, и напор на нагнетательной стороне этой станции.

Уменьшение напора H' определим из уравнения баланса напоров для участка между станциями c и $c + 1$:

$$H_c - H' = il + \Delta z + \Delta \bar{H}_d,$$

где H_c – напор на нагнетательной стороне станции (определяется предыдущими расчетами); $\Delta \bar{H}_d$ – наибольший допустимый подпор.

Смысл этого уравнения такой. Чтобы подпор перед станцией $c + 1$ не превышал $\Delta \bar{H}_d$, необходимо на станции c уменьшить напор на величину H' . Если снижение напора осуществляется на станции $c + 1$, то уравнение баланса напоров для определения H' логично написать в следующем виде:

$$H_c = iL + \Delta z + H_d - (H_{ст} - H'),$$

где $H_d - (H_{ст} - H')$ – подпор перед станцией $c + 1$; $H_{ст}$ – напор, развиваемый станцией без уменьшения числа рабочих насосов и без обрезки колес.

Легко увидеть, что уравнение идентично предыдущему.

При снижении напора на станции $c + 1$ перегон между станциями c и $c + 1$ будет, очевидно, находиться под большим давлением. Поэтому с точки зрения напряженного состояния трубопровода снижение напора на станции c более целесообразно, чем на станции $c + 1$.

Если предусматривается прокладка вставки меньшего диаметра на участке между станциями c и $c + 1$, то длину ее x_b можно определить из уравнения

$$H_c = i \left[L - x_b (1 - \Omega) + \Delta z + H_d - H_{ст} \right].$$

Снижение напора или увеличение гидравлического сопротивления на участке l_{c+1} , как и в рассмотренном выше случае выхода за правую границу зоны возможного расположения, нарушает общий для всего нефтепровода баланс напоров. Для компенсации этого нарушения необходимо будет уменьшить гидравлическое сопротивление участка $L - l_{c+1}$. Для определения длины лупинга x_l , обеспечивающего это уменьшение гидравлического сопротивления, может служить следующее уравнение баланса напоров для участка $L - l_{c+1}$:

$$H_d - (n - c - 1) H_{ст} = i \left[(L - l_{c+1}) - x(1 - \omega) - x_*(1 - \omega_*) \right] + \Delta z_\pi,$$

где x – длина лупинга, полученная при гидравлическом расчете за счет округления числа станций в меньшую сторону и приходящаяся на участок $L - l_{c+1}$.

1.4. Увеличение пропускной способности трубопроводов

Увеличение потребности в нефтепродуктах в рассматриваемом экономическом районе, обусловленное особенностями его развития, влечет за собой увеличение:

а) мощности нефтеперерабатывающего завода (заводов), обслуживающего этот район;

б) средств доставки продуктов переработки нефти потребителям.

Возрастание мощности завода, в свою очередь, приводит к необходимости увеличения пропускной способности транспортных средств, доставляющих нефть от промыслов на нефтеперерабатывающий завод.

Так возникает задача об увеличении пропускной способности действующего нефтепровода.

Часто еще в задании на проектирование ставится условие, что производительность нефтепровода должна наращиваться и наибольшего значения достичь лишь к определенному сроку. Диаметр такого нефтепровода выбирается в соответствии с наибольшей производительности. Нефтеперекачивающие станции строятся и вводятся в эксплуатацию не одновременно, а по очередям.

Увеличение пропускной способности нефтепровода от Q до Q_* может быть достигнуто изменением характеристики трубопровода или насосных станций, при котором рабочая точка на совмещенной характеристике $Q-H$ переместится вправо.

Отношение $\frac{Q_*}{Q} = \chi$ называется коэффициентом увеличения пропускной способности. Наиболее просто задача решается при очень большой крутизне характеристик насосных станций (вертикальная линия для поршневых насосов). В этом случае увеличение пропускной способности осуществляется установкой на каждой станции дополнительных насосных агрегатов, включаемых параллельно, и если на каждой станции было по K рабочих насосов, а после установки дополнительных их стало K_* , то коэффициент увеличения пропускной способности

$$\chi = \frac{K_*}{K}$$

Предполагается, что насосы одинаковые.

Увеличение расхода после включения в работу дополнительных агрегатов приводит к увеличению потери напора. Рабочая точка на совмещенной характеристике $Q-H$ переместится не только вправо, но и вверх (рис. 4.7). При этом напор $H_{ст*}$, который будут развивать станции, может оказаться выше допустимого из условия прочности.

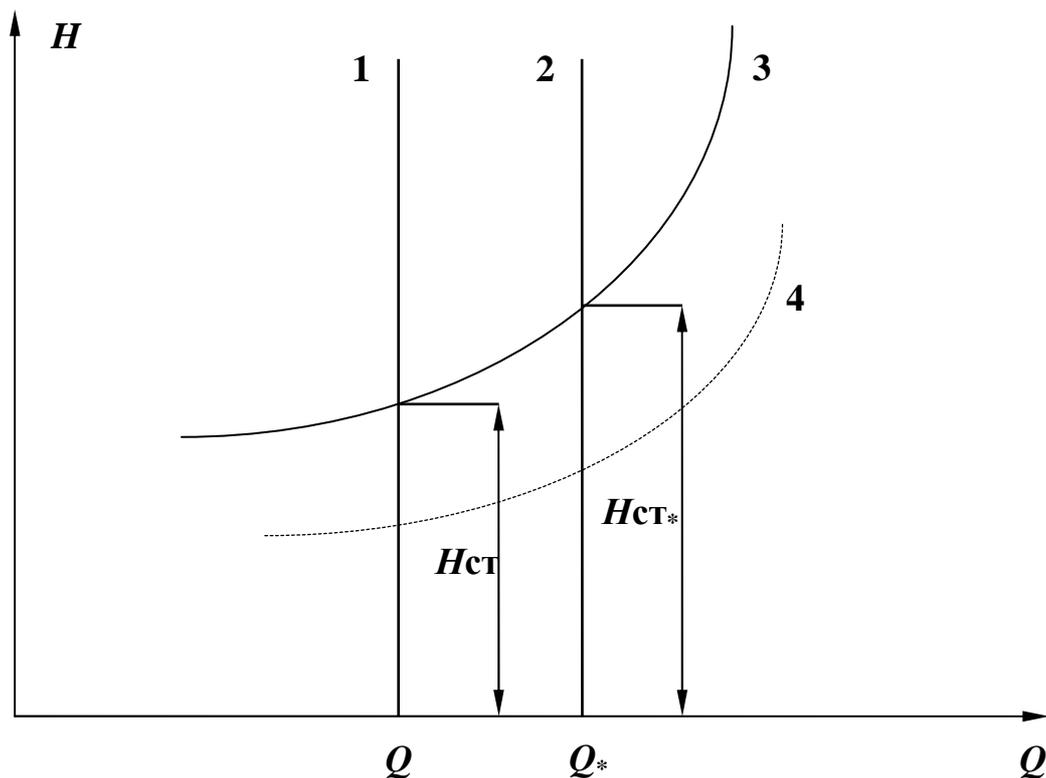


Рис. 4.7. Увеличение пропускной способности нефтепровода с поршневыми насосами: 1 – характеристика насосных станций; 2 – то же после увеличения числа насосных станций; 3 – характеристика перегона между станциями; 4 – то же после удвоения числа станций или после прокладки лупинга

Напор $H_{ст*}$ можно снизить следующими способами:

1. Сооружение дополнительных станций на перегонах между существующими (удвоение числа станций). В этом случае снижение напора происходит благодаря уменьшению длин перегонов, обслуживаемых станциями;
2. Прокладка дополнительных лупингов.

Рассмотрим эти способы. Напоры $H_{ст}$, развиваемые станциями до и после увеличения пропускной способности, будем считать одинаковыми.

2.1. Удвоение числа станций

До увеличения пропускной способности:

$$nH_{ст} = fQ^{2-m}L + \Delta z.$$

После удвоения числа станций и установки дополнительных насосных агрегатов, обеспечивающих увеличение расхода, имеем:

$$2nH_{ст} = fQ_*^{2-m}L + \Delta z.$$

Разделив второе уравнение на первое, получим:

$$\chi = \left(\frac{2nH_{ст} - \Delta z}{nH_{ст} - \Delta z} \right)^{\frac{1}{2-m}}. \quad (4.4)$$

Эта формула показывает, что для трубопроводов, идущих на подъем ($\Delta z > 0$), коэффициент χ больше, чем для «горизонтальных», или (тем более) для трубопроводов, у которых $\Delta z < 0$.

В ряде случаев величиной Δz можно пренебречь. Тогда:

$$\chi = 2^{\frac{1}{2-m}} \quad (4.5)$$

в $2^{\frac{1}{2-m}}$ раза (при турбулентном режиме в зоне действия закона Блазиуса $2^{\frac{1}{2-m}} = 1,485$), то целесообразно удвоение числа станций. При этом развиваемое станциями давление не изменится.

2.2. Прокладка дополнительных лупингов

Этот способ эффективен при $\chi < 2^{\frac{1}{2-m}}$.

Длина лупингов x , обеспечивающих сохранение прежнего давления после установки на станциях дополнительных насосных агрегатов, определяется из уравнений:

$$nH_{\text{ст}} = fQ^{2-m}L + \Delta z; \quad nH_{\text{ст}} = fQ_*^{2-m} [L - x(1 - \omega)] + \Delta z.$$

Отсюда:

$$x = \frac{L}{1 - \omega} \left(1 - \frac{1}{\chi^{2-m}} \right). \quad (4.6)$$

Когда надо увеличить производительность больше чем в $2^{\frac{1}{2-m}}$ раза, удвоение числа станций может быть дополнено прокладкой лупингов (комбинированный способ). В этом случае необходимая длина лупинга (без учета Δz)

$$x = \frac{L}{1 - \omega} \left(1 - \frac{1}{\chi^{2-m}} \right).$$

Если на нефтепроводе с поршневыми насосами удвоение числа станций и прокладка лупингов служат для уменьшения напора, развиваемого насосными станциями, то на нефтепроводах с центробежными насосами удвоение числа станций и прокладка лупингов – средства увеличения их пропускной способности. В этом нетрудно убедиться, сопоставив рис. 4.7 и рис. 4.8. Первый из них в пояснениях не нуждается. На втором определена пропускная способность нефтепровода с центробежными насосами после удвоения числа станций (рис. 4.8 а) и после прокладки лупингов (рис. 4.8 б). Из них видно, что увеличение пропускной способности может быть осуществлено и без установки дополнительных включаемых параллельно насосов. Последние бывают необходимы в тех случаях, когда после увеличения

пропускной способности рабочая точка на характеристике $Q-H$ выходит за пределы рабочей зоны (имеющей достаточно высокий КПД).

При удвоении числа станций получается фиксированное значение коэффициента увеличения пропускной способности.

При увеличении пропускной способности прокладкой лупинга коэффициент χ может иметь различные значения в зависимости от длины диаметра лупинга.

Комбинированный способ также позволяет обеспечить множество значений χ (за счет лупинга).

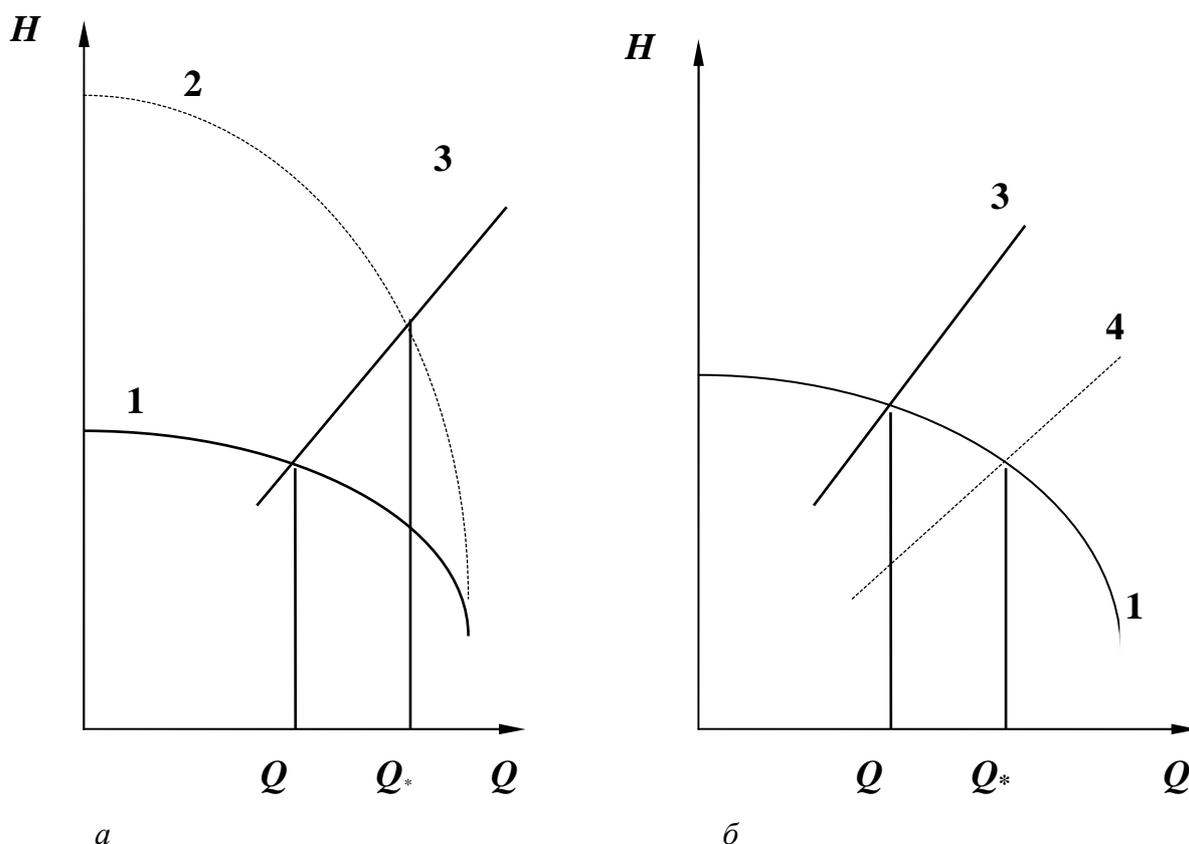


Рис. 4.8. Увеличение пропускной способности нефтепровода с центробежными насосами:

- 1 – характеристика насосных станций; 2 – то же после удвоения их числа;
- 3 – характеристика трубопровода; 4 – то же после прокладки лупинга

Поскольку характеристики насосных станций – «падающие» кривые – развиваемый станциями напор после увеличения пропускной способности уменьшится. Поэтому при удвоении числа станций, оборудованных центробежными насосами, коэффициент увеличения пропускной способности будет меньше, чем определяемый формулой (4.4) или (4.5). Длина лупинга по той же причине окажется больше, чем определенная по формуле (4.6).

Рассмотрим, какое увеличение пропускной способности дает удвоение числа станций, и какова должна быть длина лупинга для получения заданной величины χ .

а) Удвоение числа станций

Из уравнений баланса напоров до и после удвоения числа станций

$$\Delta H_1 + n(a - bQ^{2-m}) = fQ^{2-m}L + \Delta z$$

и

$$\Delta H_1 + 2n(a - bQ_*^{2-m}) = fQ_*^{2-m}L + \Delta z$$

имеем

$$Q^{2-m} = \frac{\Delta H_1 + na - \Delta z}{fL + nb} \quad \text{и} \quad Q_*^{2-m} = \frac{\Delta H_1 + 2na - \Delta z}{fL + 2nb}.$$

Разделив второе равенство на первое, получим формулу, показывающую, что при центробежных насосных станциях, так же как и при поршневых, коэффициент увеличения производительности тем больше, чем больше Δz :

$$\chi^{2-m} = \frac{(\Delta H_1 + 2na)(fL + nb) - \Delta z(fL + nb)}{(\Delta H_1 + na)(fL + nb) - \Delta z(fL + nb) - \Delta znb}.$$

Для тех случаев, когда величинами Δz и ΔH_1 можно пренебречь, выражение для χ^{2-m} упрощается:

$$\chi^{2-m} = 2 \frac{fL + nb}{fL + 2nb},$$

откуда

$$\chi = 2^{\frac{1}{2-m}} \left(1 - \frac{1}{2 + \frac{fL}{nb}} \right)^{\frac{1}{2-m}}. \quad (4.7)$$

Из этой формулы следует, что

1) при центробежных насосах коэффициент увеличения производительности меньше $2^{\frac{1}{2-m}}$, т.е. меньше, чем при поршневых (о чем указывалось выше); характеристика трубопровода (чем больше величина fL), тем больше эффективность удвоения числа станций;

3) величина χ уменьшается с увеличением nb , т.е. крутизны суммарной характеристики насосных станций. Отсюда следствие: повторное удвоение числа станций дает меньший эффект.

б) Прокладка лупингов

Совместное решение уравнений

$$\Delta H_1 + n(a - bQ^{2-m}) = fQ^{2-m}L + \Delta z$$

и

$$\Delta H_1 + n(a - bQ_*^{2-m}) = fQ_*^{2-m}[L - x(1 - w)] + \Delta z$$

дает формулу, определяющую длину лупинга, необходимого для увеличения производительности в χ раз:

$$x = \frac{L}{1 - \omega} \left(1 - \frac{1}{\chi^{2-m}} \right) \left(1 + \frac{nb}{fL} \right). \quad (4.8)$$

Формула показывает:

1) необходимая длина лупинга не зависит от Δz (как и при поршневых насосах);

2) при одном и том же коэффициенте увеличения производительности для нефтепроводов с центробежными насосами требуется большая длина лупинга, чем для нефтепроводов, оборудованных поршневыми насосами;

3) эффективность прокладки лупинга повышается с увеличением крутизны характеристики трубопровода и с уменьшением крутизны характеристики насосов.

Если в выражение (4.8) подставить значение χ , определяемое формулой (4.7), то получим

$$x = \frac{L}{2(1 - \omega)},$$

т.е. длину лупинга, дающего такой же эффект, как и удвоение числа станций.

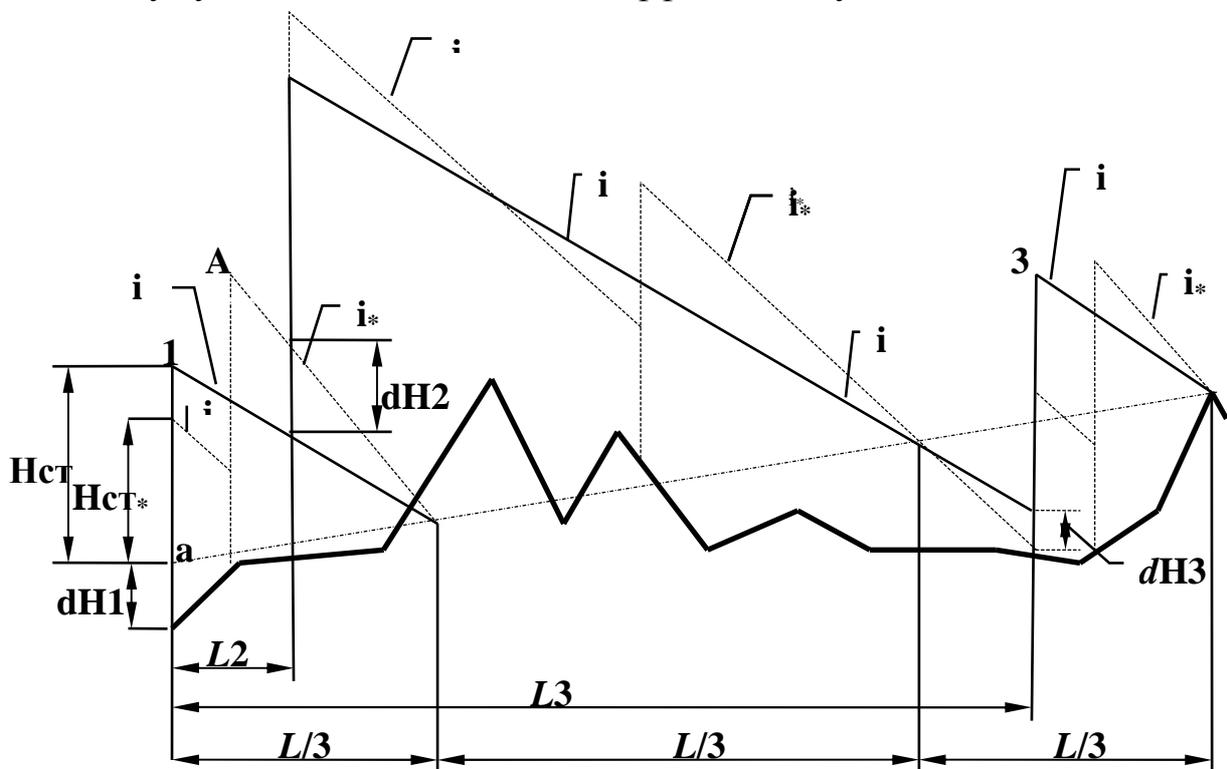


Рис. 4.9. Режим работы нефтепровода после сооружения станции второй очереди

Положив в формуле (4.8) $x = L$, найдем наибольшее значение коэффи-

циента увеличения производительности, возможное при прокладке лупинга:

$$x = \left(\frac{1 + \frac{nb}{fL}}{\omega + \frac{nb}{fL}} \right)^{\frac{1}{2-m}}.$$

Если пренебречь изменением давления на станциях после прокладки лупинга:

$$\chi = \frac{1}{\omega^{\frac{1}{2-m}}}.$$

Местонахождение дополнительных нефтеперекачивающих станций (с центробежными насосами) определяется как и раньше: от начальной точки трассы откладывают подпор ΔH_1 и напор $H_{ст*}$, развиваемый основными насосами станции при расходе Q_* , проводят линию гидравлического уклона i_* , соответствующего расходу Q_* и выбирают место для дополнительной станции. Необходимый, т.е. не выходящий за пределы допустимого, подпор перед дополнительной станцией обеспечивается всегда, если место для станции выбрано в «зоне возможного расположения». Подпор перед следующей станцией, т.е. перед существующей станцией первой очереди, далеко не всегда будет оставаться в нужных пределах: он может оказаться как чрезмерно большим, так и чрезмерно малым.

Рассмотрим, как можно определить подпоры перед станциями первой очереди и как можно их сохранить в рамках допустимых значений.

Напишем уравнения линий гидравлических уклонов для участка $lc + 1$ до увеличения производительности, и после удвоения числа станций:

$$H = \Delta H_1 + cH_{ст} - il; \quad H^* = \Delta H_1 + 2cH_{ст*} - i^*l,$$

где l – абсциссы, а H и H^* – ординаты; начало координат – в точке расположения головной станции.

При $l = lc + 1$ $H^* - H$ представляет собой добавочный подпор δH_{c+1} , передаваемый станции $c + 1$ от предшествующей дополнительной:

$$\delta H_{c+1} = c(2H_{ст*} - H_{ст}) - (i^* - i)lc + 1.$$

Поскольку

$$i_* = \frac{\Delta H_1 + 2nH_{c+1} - \Delta z}{L} \quad \text{и} \quad i = \frac{\Delta H_1 + nH_{c+1} - \Delta z}{L},$$

величину δH_{c+1} можно представить в следующем виде:

$$\delta H_{c+1} = -\frac{n}{L}(2H_{c+1} - H_{c+1}) \left(\frac{L}{n} - \frac{l_{c+1}}{c} \right).$$

Эта формула позволяет сделать следующие выводы:

1) если станция $c + 1$ находится на расстоянии $lc + 1$ меньшем, чем $-\frac{L}{n}$, (от начальной точки трассы), то $\delta H_{c+1} > 0$; подпор перед станцией $c + 1$ после увеличения производительности $\Delta H_{c+1}^* = H_{c+1} + \delta H_{c+1}$ увеличится;

2) если $\frac{l_{c+1}}{c} > \frac{L}{n}$, то $\delta H_{c+1} < 0$ и $\Delta H_{c+1}^* < \Delta H_{c+1}$;

3) при $\frac{l_{c+1}}{c} = \frac{L}{n}$ $\delta H_{c+1} = 0$;

поэтому подпор перед станцией $c + 1$ не изменится.

Изменение режима работы станций первой очереди после сооружения дополнительных показано на рис. 4.10.

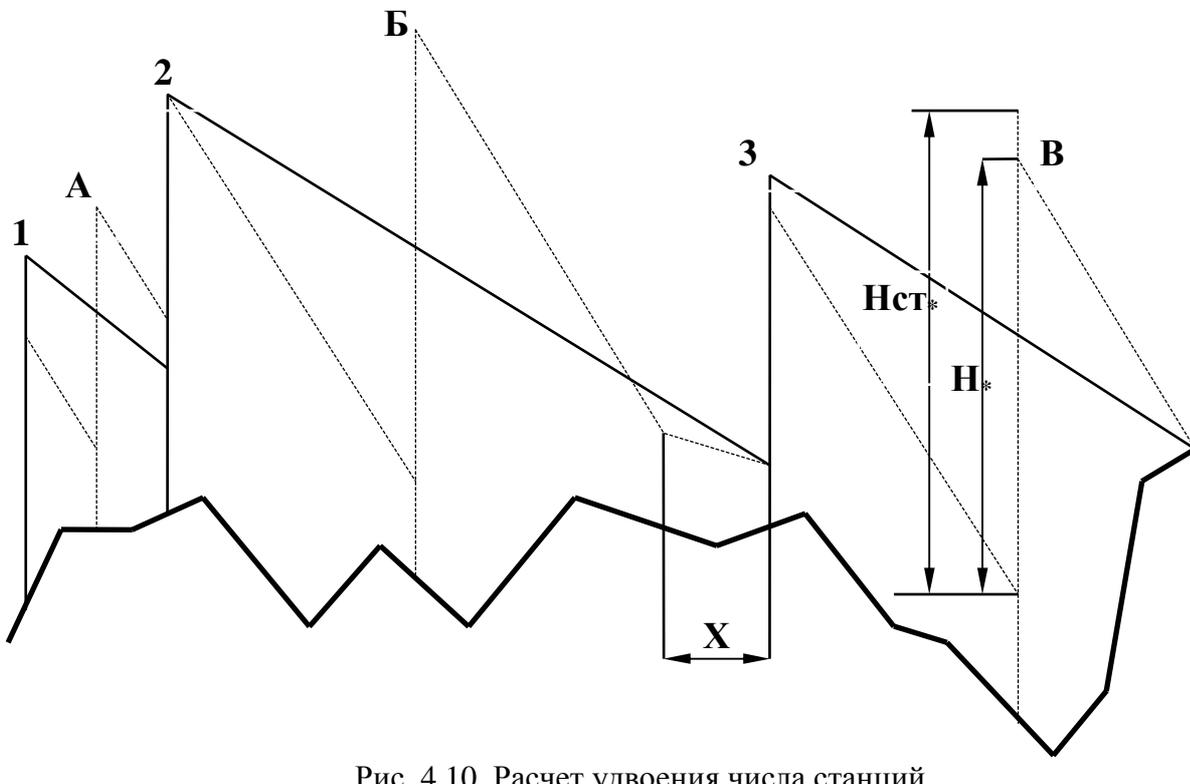


Рис. 4.10. Расчет удвоения числа станций

Линии гидравлического уклона i , идущие от станций первой очереди 1, 2 и 3, и линии i^* , идущие от станций второй очереди А, Б и В, пересекаются в точках, лежащих на линии ap . Эти точки делят трассу на равные участки длиной $\frac{L}{n}$ (на чертеже $\frac{L}{3}$). Расстояние до станции 2 от начального пункта трассы $l_2 < \frac{L}{3}$; поэтому после ввода в строй станций А, Б и В подпор перед станцией 2 увеличился на δH_2 . Это привело к увеличению напора

на станции. Третья станция расположена на расстоянии $l_3 < 2\frac{L}{3}$; поэтому подпор перед ней уменьшился ($\delta H_3 < 0$). Если бы станция 3 находилась в точке N , удаленной от начала трубопровода на расстояние $2\frac{L}{3}$, то подпор перед ней не изменился бы.

Если после удвоения числа станций напор на станции 2 будет больше допустимого H_d (из условия прочности) или подпор перед станцией 3 окажется меньше ΔH_d (кавитация), то пропускная способность участка l_2 будет больше пропускной способности участка, ограниченного станциями 2 и 3.

На рис. 4.10 показано, что для выравнивания пропускных способностей этих участков на дополнительной станции A уменьшено число насосных агрегатов, а на перегоне между станциями B и 3 проложен лупинг x , компенсирующий уменьшение напора, развиваемого станцией A и обеспечивающий увеличение подпора перед станцией 3 до прежнего значения ΔH_3 . Для перекачки нефти от станции B до перевальной точки π требуется напор, несколько меньший чем $H_{ст*}$ (перегон между станцией 3 и точкой π меньше $\frac{L}{3}$).

Излишний напор можно снять обточкой колес насосов, устанавливаемых на станции B . Степень обточки рабочих колес определяется, по формуле (3.51) (см. модуль 3), где напор H_* может быть найден по уравнению баланса напоров или построениями на профиле, как это показано на рис. 4.10.

1.5. Изменение подпоров перед станциями при изменении вязкости нефти

1.5.1. Расчетные значения расхода и вязкости перекачиваемой нефти

Вязкость перекачиваемой нефти в течение года не остается постоянной. Она изменяется вслед за сезонными колебаниями температуры грунта на глубине заложения трубопровода. При изменении вязкости перекачиваемой нефти, как уже указывалась выше, изменяется крутизна характеристик трубопровода и насосов (центробежных): с возрастанием вязкости она увеличивается, а с понижением – уменьшается. В связи с этим производительность нефтепровода, определяемая точкой пересечения характеристик трубопровода и насосных станций (рабочей точкой), в течение года изменяется от наименьшего значения (март – апрель) до наибольшего (август – сентябрь). Это показано на рис. 4.11.

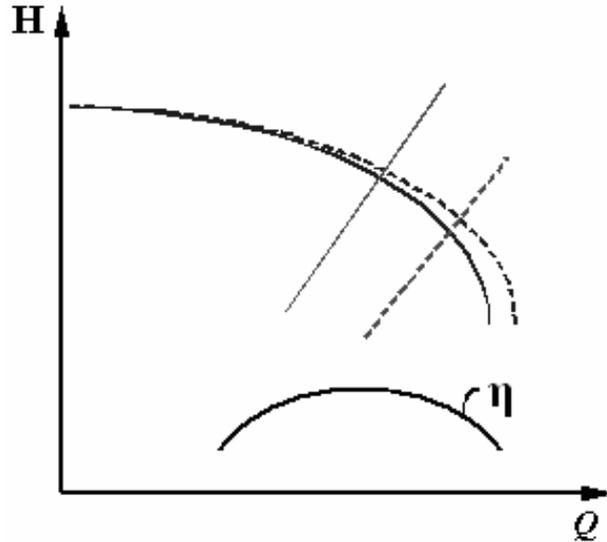


Рис. 4.11. Изменение характеристик трубопровода и насосных станций при изменении вязкости (сплошные линии – зимний период, пунктирные – летний).

Перемещение рабочей точки в поле Q - H определяется главным образом изменением крутизны характеристики трубопровода. «Деформация» характеристики центробежных насосов в большинстве случаев незначительна, и ею можно пренебречь.

С точки зрения экономии энергии, расходуемой на перекачку нефти, выгодно, чтобы указанные перемещения рабочей точки не выходили за пределы зоны высоких КПД характеристики насосных станций. Это требование удовлетворяется правильным выбором насосов для перекачки нефти.

По нормам технологического проектирования расчетная часовая производительность принимается равной $\frac{M_{\text{год}}}{8400\rho}$, где $M_{\text{год}}$ – заданная годовая производительность (массовая); ρ – плотность нефти при расчетной температуре.

Расчетная вязкость тоже должна соответствовать расчетной температуре.

Расчетной температурой считается та, которую принимает поток нефти в трубопроводе в холодное время года. Эта температура определяется температурой грунта на глубине заложения трубопровода и самонагреванием потока нефти в трубопроводе в результате трения.

1.5.2. Изменение подпоров перед станциями при изменении вязкости перекачиваемой нефти

Подпор перед насосной станцией $c + 1$ определим из уравнения баланса напоров для участка l_{c+1} (между первой и $c + 1$ станциями):

$$\Delta H_1 + c(a - bQ^{2-m}) = fQ^{2-m}l_{c+1} + \Delta z_{c+1} + \Delta H_{c+1}.$$

Учитывая, что

$$Q^{2-m} = \frac{\Delta H_1 + na - \Delta z}{nb + fL}$$

(из уравнения баланса напоров для всего нефтепровода), получим:

$$\Delta H_{c+1} = \Delta H_1 + ca - \Delta z_{c+1} - (\Delta H_1 + na - \Delta z) \frac{c}{n} \frac{b + f \frac{l_{c+1}}{c}}{b + f \frac{L}{n}}.$$

В этом уравнении от вязкости нефти зависит лишь величина $f = \beta \frac{m^v}{D^{5-m}}$.

Таким образом, изменение подпора ΔH_{c+1} при изменении вязкости опре-

деляется значением $\frac{b + f \frac{l_{c+1}}{c}}{b + f \frac{L}{n}}$, где $\frac{l_{c+1}}{c}$ представляет собой среднее рас-

стояние между нефтеперекачивающими станциями на участке l_{c+1} , а $\frac{L}{n}$ – то же для всего нефтепровода.

Если $\frac{l_{c+1}}{c} > \frac{L}{n}$, то при увеличении вязкости нефти дробь $\frac{b + f \frac{l_{c+1}}{c}}{b + f \frac{L}{n}}$

возрастает и, следовательно, уменьшается подпор ΔH_{c+1} . Для случая $\frac{l_{c+1}}{c} < \frac{L}{n}$ – наоборот, при увеличении вязкости нефти подпор перед станцией $c+1$ увеличивается.

И, наконец, если $\frac{l_{c+1}}{c} = \frac{L}{n}$, изменение вязкости нефти не оказывает влияния на величину подпора, так как при любом значении f в этом случае

$$\frac{b + f \frac{l_{c+1}}{c}}{b + f \frac{L}{n}} = 1.$$

Изменение подпоров перед станциями при изменении вязкости показано на рис. 4.12.

Вертикальные пунктирные линии отсекают на профиле трассы одинаковые расстояния $\frac{L}{n}$ (на чертеже $\frac{L}{3}$). L – расчетная длина нефтепровода.

Сплошные и пунктирные линии гидравлического уклона i и i_* соответствуют вязкостям ν и ν_* ; $\nu_* > \nu$. Отрезки $aA_1 = A_1A_2 = A_2A_3$ и $aA_{1*} = A_{1*}A_{2*} = A_{2*}A_{3*}$ представляют собой напоры $H_{ст}$ и $H_{ст*}$, развиваемые насосными станциями при вязкости нефти ν и ν_* отрезок $1a$ – подпор перед первой станцией (ΔH).

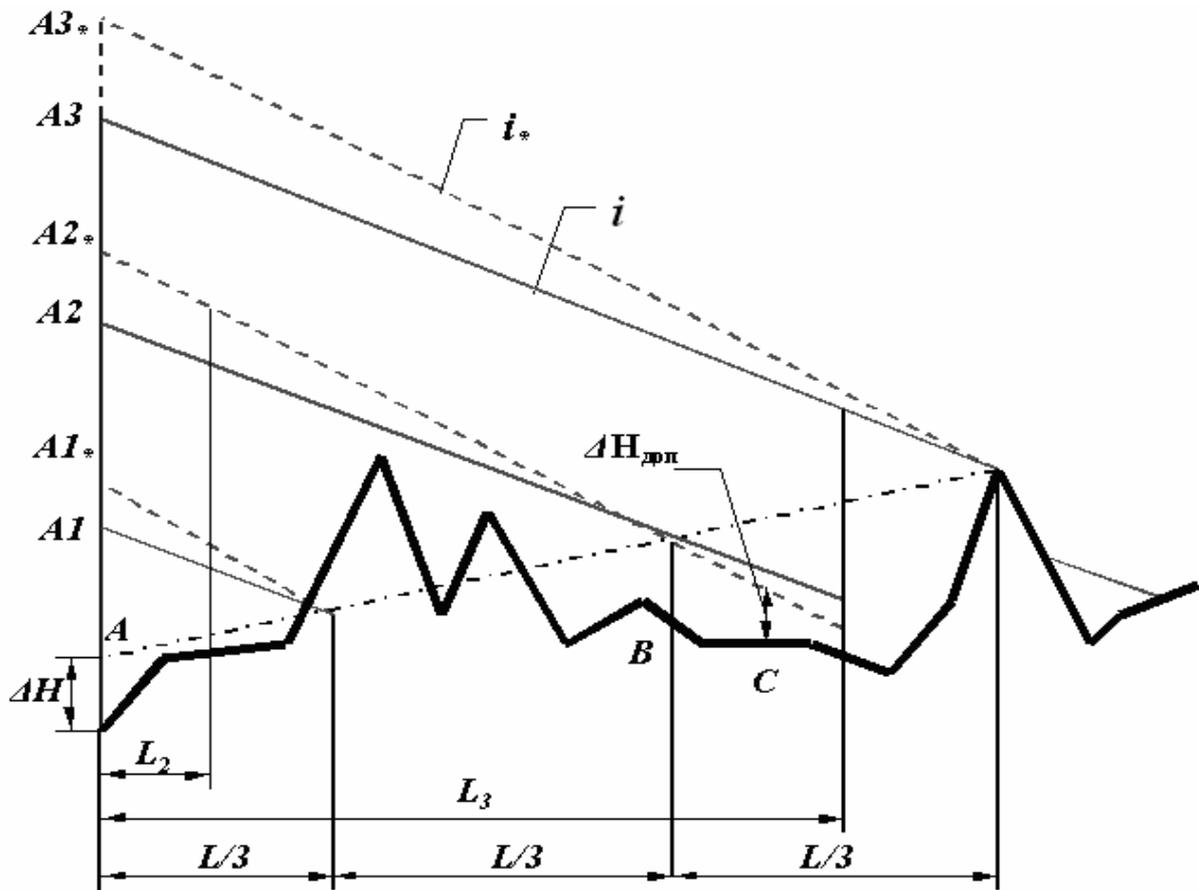


Рис. 4.12. Изменение подпоров перед станциями при изменении вязкости перекачиваемой нефти

Примем точку 1 за начало координат. Тогда линии гидравлического уклона, идущие от точек A и A_* , будут описываться уравнениями:

$$H = \Delta H_1 + cH_{ст} - il \quad \text{и} \quad H_* = \Delta H_1 + cH_{ст*} - i_*l;$$

где l – расстояния от начальной точки трассы 1, а H и H_* – соответствующие им ординаты.

В точках пересечения этих линий $H = H_*$, т.е. $cH_{ст} - il = cH_{ст*} - i_*l$.

Учитывая, что

$$i = \frac{\Delta H_1 + nH_{ст} - \Delta z}{L} \quad \text{и} \quad i_* = \frac{\Delta H_1 + nH_{ст*} - \Delta z}{L},$$

нетрудно убедиться, что линии гидравлического уклона при вязкостях ν и ν_* пересекаются на расстояниях $l = c \frac{L}{n}$, где c – целое число = 1, 2, 3 и т.д.

Если бы третья станция находилась в точке B , над которой пересекаются линии i и i_* , т.е. на расстоянии, кратном $\frac{L}{n}$, то при любом увеличении или уменьшении вязкости нефти подпор остался бы неизменным (условие $\frac{l_{c+1}}{c} = \frac{L}{n}$).

Но эта станция расположена дальше точки пересечения гидравлических уклонов i и i_* ; для нее $\frac{l_{c+1}}{c} > \frac{L}{n}$. Поэтому подпор перед третьей станцией при увеличении вязкости понижается, что и показано на чертеже.

Нефтеперекачивающая станция 2 находится левее точки пересечения линий i и i_* ; для нее $\frac{l_{c+1}}{c} < \frac{L}{n}$ ($l_2 > \frac{L}{3}$). Поэтому подпор перед ней при вязкости ν_* больше, чем при вязкости ν .

Изменение подпоров при изменении вязкости нефти следует учитывать при расстановке нефтеперекачивающих станций: от вязкости зависят границы зон их возможного расположения. Если характер профиля таков, что $l_{c+1} > c \frac{L}{n}$, то правая граница зоны возможного расположения станции $c + 1$ будет определяться точкой пересечения линии гидравлического уклона i_* при наибольшей вязкости нефти ν_* с линией, проведенной эквидистантно профилю на высоте, равной наименьшему допустимому подпору ΔH_d . На рис. 4.13 третья станция поставлена неправильно: правая граница ее зоны возможного расположения должна быть в точке C , где расстояние от профиля до линии гидравлического уклона i_* равно ΔH_d . Вторая станция на рис. 4.13 может находиться лишь на расстоянии $l_2 < \frac{L}{3}$. Поэтому правая граница зоны ее возможного расположения определяется линией гидравлического уклона i при наименьшей вязкости ν .

Левая граница зоны возможного расположения станции $c + 1$, где подпор имеет наибольшее значение, должна определяться по той линии гидравлического уклона (i или i_*), которая проходит выше над профилем трассы.

1.6. Трубопроводы со сбросами и подкачками

Нередко для снабжения потребителей, расположенных вдоль трассы, производится отбор перекачиваемой нефти из нефтепровода (сброс). Сбросы бывают непрерывные и периодические. Непрерывный сброс может быть организован, например, для снабжения нефтью нефтеперерабатывающего завода, расположенного вблизи от трассы нефтепровода. Перио-

дические сбросы обычно бывают на продуктопроводах (для пополнения запасов близлежащих нефтебаз).

Если в каком-либо месте нефтепровод проходит близ промышленного района, то может быть организована подкачка; добываемую на этих промыслах нефть направляют в тот же нефтепровод. В зависимости от мощности месторождения подкачка также может быть непрерывной или периодической.

Технологический расчет нефтепровода с непрерывными сбросами или с непрерывными подкачками можно вести по участкам, разграниченным пунктами сбросов или подкачек.

При незначительных сбросах или подкачках нефтепровода рассчитывается без учета их. Но следует иметь в виду, что при периодических сбросах (подкачках) изменяется технологический режим перекачки; обычно это ведет к необходимости регулирования работы насосных станций.

Рассмотрим режим работы нефтепровода при периодических сбросах и подкачках.

Участок нефтепровода от начальной точки до пункта сброса (подкачки) будем называть левым, а от пункта сброса (подкачки) до конечной или перевальной точки – правым.

При сбросе количество нефти, поступающей в правый участок нефтепровода, уменьшится. Насосные станции, работающие на этом участке, начнут «высасывать» нефть из трубопровода. В результате, возрастет расход в левой части нефтепровода и уменьшатся подпоры перед всеми промежуточными станциями.

Это подтверждается следующими рассуждениями. Пусть пункт сброса находится на расстоянии l_{c+1} от начальной точки трассы, т.е. близ станции $c+1$. Из уравнений баланса напоров:

$$\Delta H_1 + c(a - bQ_*^{2-m}) = fl_{c+1}Q_*^{2-m} + \Delta z_{c+1} + \Delta H_{c+1*} \quad (4.9)$$

(для левой части нефтепровода) и

$$\Delta H_{c+1*} + (n - c)[a - b(Q_* - q)^{2-m}] = f(L - l_{c+1})(Q_* - q)^{2-m} + \Delta z_{\pi 1} \quad (4.9)$$

(для правой части нефтепровода),

где q – сброс, а индекс * означает – «при сбросе», получим выражение:

$$(cb + fl_{c+1})Q_*^{2-m} + [(n - c)b + f(L - l_{c+1})](Q_* - q)^{2-m} = \Delta H_1 + na - \Delta z, \quad (4.10)$$

показывающее, что с увеличением сброса растет расход в левой части нефтепровода.

Здесь $\Delta H_1 + na + \Delta z$ является константой, и при уменьшении $(Q_* - q)^{2-m}$ за счёт *роста* q должно возрасти Q_* .

Из уравнения баланса напоров для левой части трубопровода (4.9)

$$\Delta H_1 + c(a - bQ_*^{2-m}) = fl_{c+1}Q_*^{2-m} + \Delta z_{c+1} + \Delta H_{c+1*}$$

и уравнения баланса подпоров при перекачке без сброса

$$\Delta H_1 + c(a - bQ^{2-m}) = fl_{c+1}Q^{2-m} + \Delta H_{c+1}$$

найдем уменьшение подпора:

$$\delta H_{c+1} = \Delta H_{c+1} - \Delta H_{c+1*}$$

перед станцией $c + 1$ (где расположен пункт сброса):

$$\delta H_{c+1} = (cb + fl_{c+1}) \cdot (Q_*^{2-m} - Q^{2-m}).$$

Такой же формулой определяется изменение подпора перед станцией $c' + 1$, находящейся левее станции $c + 1$:

$$\delta H_{c'+1} = (c'b + fl_{c'+1})(Q_*^{2-m} - Q^{2-m}).$$

Здесь Q_* имеет прежнее значение.

Поскольку $c' < c$, $\delta H_{c'+1} < \delta H_{c+1}$. Следовательно, по длине левого участка нефтепровода подпоры перед станциями (начиная со второй) убывают: наименьший подпор – у станции $c + 1$, где ведется сброс. Подпоры по длине правого участка нефтепровода возрастают: это можно показать аналогичным рассуждением. Изменение подпоров перед станциями при сбросе показано на рис. 4.14.

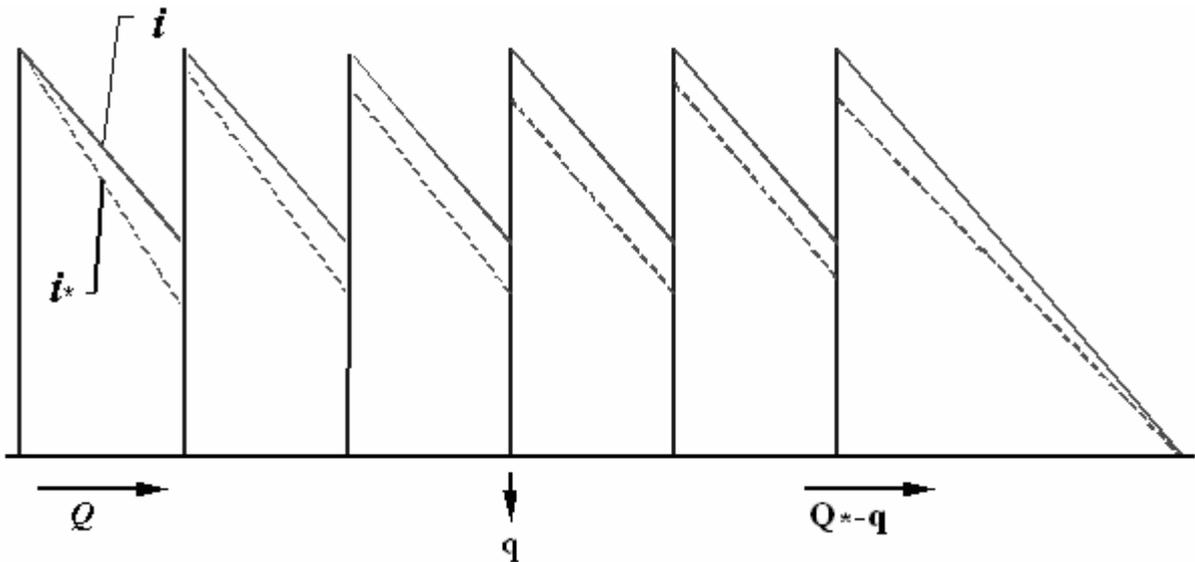


Рис. 4.14. Изменение режима работы нефтепровода при сбросе

При подкачке расход в левой части нефтепровода $Q_* < Q$, а расход в правой части $Q_* + q > Q$. С увеличением подкачки q расход Q_* убывает. В этом можно убедиться, поставив в формуле (4.10)

$$(cb + fl_{c+1})Q_*^{2-m} + [(n - c)b + f(L - l_{c+1})](Q_* - q)^{2-m} = \Delta H_1 + na - \Delta z$$

перед величиной q знак «+»:

$$(cb + fl_{c+1})Q_*^{2-m} + [(n-c)b + f(L-l_{c+1})](Q_* + q)^{2-m} = \Delta H_1 + na - \Delta z.$$

Подпор перед станцией $c + 1$ с увеличением подкачки увеличивается. Это видно из формулы:

$$\delta H_{c+1} = \Delta H_{c+1*} - \Delta H_{c+1} = (cb + fl_{c+1})(Q^{2-m} - Q_*^{2-m}).$$

Распределение подпоров перед станциями будет следующим: у станции, расположенной близ пункта подкачки, – наибольший подпор; по мере удаления от нее (в обе стороны) подпоры уменьшаются.

Сброс и расход в левой части нефтепровода, при которых подпор перед станцией $c + 1$ (у пункта сброса) достигает наименьшего допустимого значения $\Delta H_{\text{д}}$, будем называть критическими: $q_{\text{кр}}$ и $Q_{\text{кр}}$.

Напишем уравнение баланса напоров для левой части нефтепровода при критическом сбросе

$$\Delta H_1 + c(a - bQ_{\text{кр}}^{2-m}) = fl_{c+1}Q_{\text{кр}}^{2-m} + \Delta z_{c+1} + \Delta H_{\text{д}}.$$

Отсюда находим критический расход

$$Q_{\text{кр}} = \left(\frac{\Delta H_1 + ca - \Delta z_{c+1} - \Delta H_{\text{д}}}{cb + fl_{c+1}} \right)^{\frac{1}{2-m}}.$$

Уравнение баланса напоров для правой части нефтепровода:

$$\Delta H_{\text{д}} + (n-c) \left[a - b(Q_{\text{кр}} - q_{\text{кр}})^{2-m} \right] = f(L-l_{c+1}) (Q_{\text{кр}} - q_{\text{кр}})^{2-m} + \Delta z_{\pi}$$

позволяет получить формулу, определяющую критический сброс:

$$q_{\text{кр}} = Q_{\text{кр}} - \left[\frac{\Delta H + (n-c)a + \Delta z_{\pi}}{(n-c)b + f(L+l_{c+1})} \right]^{\frac{1}{2-m}}.$$

Если сброс $q > q_{\text{кр}}$, появляется необходимость искусственно поднимать подпор перед станцией $c + 1$; для обеспечения бескавитационной работы он должен быть не меньше $\Delta H_{\text{д}}$.

Подпор может быть повышен увеличением гидравлического сопротивления правой части трубопровода или уменьшением напора, развиваемого расположенными там (после пункта сброса) станциями. Это осуществляется регулированием.

Выясним, каково должно быть увеличение сопротивления, или, что то же, какой напор H' должен быть погашен регулированием.

Поскольку при помощи регулирования перед станцией $c + 1$ поддерживается подпор $\Delta H_{\text{д}}$, расход в левой части нефтепровода равен $Q_{\text{кр}}$; в правой он будет равен $Q_{\text{кр}} - q$.

Напор H' , который должен быть поглощен регулирующим устройством, может быть определен из уравнения:

$$\Delta H_{\text{д}} + (n - c) \left[a - b(Q_{\text{кр}} - q_{\text{кр}})^{2-m} \right] = f(L - l_{c+1}) (Q_{\text{кр}} - q_{\text{кр}})^{2-m} + \Delta z_{\pi} + H' ;$$

$$H' = k H_{\text{нас}} + h' ,$$

где $H_{\text{нас}}$ – напор, развиваемый одним насосом при расходе $Q_{\text{кр}} - q$; k – целое число и $h' < H_{\text{нас}}$, то целесообразно отключать k насосов, а напор h' погасить дросселированием.

Критическая подкачка ($q_{\text{кр}}$) – это такая величина, при которой напор на станции $c + 1$ достигает максимально допустимого значения $H_{\text{д}}$.

Расход в правой части нефтепровода при критической подкачке также будем называть критическим ($Q_{\text{кр}}$).

Критический расход найдем из уравнения баланса напоров для правой части нефтепровода:

$$H_{\text{д}} + (n - c - 1) \left(a - bQ_{\text{кр}}^{2-m} \right) = f(L - l_{c+1}) Q_{\text{кр}}^{2-m} + \Delta z_{\pi}$$

(подкачка по-прежнему осуществляется перед станцией $c + 1$).

Получим

$$Q_{\text{кр}} = \left[\frac{\Delta H_{\text{д}} + (n - c - 1)a - \Delta z_{\pi}}{(n - c - 1)b + f(L - l_{c+1})} \right]^{\frac{1}{2-m}} .$$

Теперь напишем уравнение баланса напоров для левой части нефтепровода при критической подкачке:

$$\Delta H_1 + c \left[a - b(Q_{\text{кр}} - q_{\text{кр}})^{2-m} \right] = fl_{c+1} (Q_{\text{кр}} - q_{\text{кр}})^{2-m} + \Delta z_{c+1} + H_{\text{д}} - (a - bQ_{\text{кр}}^{2-m}) .$$

Отсюда находим, что критическая подкачка

$$q_{\text{кр}} = Q_{\text{кр}} - \left\{ \frac{\Delta H_1 + ca - \Delta z_{c+1} - \left[H_{\text{д}} - (a - bQ_{\text{кр}}^{2-m}) \right]}{cb + fl_{c+1}} \right\}^{\frac{1}{2-m}} .$$

При подкачке $q > q_{\text{кр}}$ необходимо регулирование. Цель регулирования – снижение расхода в левой части нефтепровода до величины $Q_{\text{кр}} - q$. Это достигается тем же путем – отключением части насосных агрегатов или увеличением гидравлического сопротивления.

Напор H' который должен быть снят регулированием в левой части нефтепровода, определяется из уравнения:

$$\Delta H_1 + c \left[a - b(Q_{\text{кр}} - q)^{2-m} \right] = fl_{c+1} (Q_{\text{кр}} - q)^{2-m} + \Delta z_{c+1} + H_{\text{д}} - (a - bQ_{\text{кр}}^{2-m}) + H' .$$

1.7. Режимы работы нефтепровода при отключении насосных станций

Временное отключение какой-либо станции может быть вызвано неполадками в системе энергоснабжения, аварией, необходимостью проведения ремонтных работ и т.д.

Выход из строя насосной станции резко изменяет режим работы нефтепровода (расход, давление, подпоры перед станциями). Чтобы лучше понять изменение режима перекачки, будем считать, что нефтепровод может работать при любых напорах и давлениях, возникающих в результате отключения станции.

Независимо от того, какая станция вышла из строя – вторая, третья и т.д. или последняя, из уравнения баланса напоров для всего нефтепровода следует, что

$$Q_*^{2-m} = \frac{\Delta H_1 + (n-1)a - \Delta z}{(n-1)b + fl}. \quad (4.11)$$

Расход Q_* устанавливается автоматически, в результате саморегулирования. Очевидно, что он меньше расхода Q , который был до отключения станции.

Выясним, как изменятся подпоры перед станциями при отключении станции c .

Из уравнений баланса напоров для левой части нефтепровода (участок l_{c+1})

$$\Delta H_1 + (c-1)(a - bQ_*^{2-m}) = fl_{c+1}Q_*^{2-m} + \Delta z_{c+1} + \Delta H_{c+1*} \quad (\text{станция } c \text{ отключена})$$

и

$$\Delta H_1 + c(a - bQ^{2-m}) = fl_{c+1}Q^{2-m} + \Delta z_{c+1} + \Delta H_{c+1} \quad (\text{работают все станции})$$

имеем, что при отключении станции c подпор перед станцией $c + 1$ уменьшится на величину:

$$\delta H_{c+1} = \Delta H_{c+1} - \Delta H_{c+1*} = (a - bQ_*^{2-m}) - (cb + fl_{c+1})(Q^{2-m} - Q_*^{2-m}). \quad (4.12)$$

Из (4.12) видно, что чем ближе отключенная станция находится к головной, тем больше будет снижение подпора перед станцией $c + 1$.

Аналогично из уравнений:

$$\Delta H_1 + (c-2)(a - bQ_*^{2-m}) = fl_{c-1}Q_*^{2-m} + \Delta z_{c-1} + \Delta H_{c-1*}$$

и

$$\Delta H_1 + (c-2)(a - bQ^{2-m}) = fl_{c-1}Q^{2-m} + \Delta z_{c-1} + \Delta H_{c-1}$$

следует, что перед станцией $c - 1$ подпор возрастет:

$$\delta H_{c-1} = \Delta H_{c-1*} - \Delta H_{c-1} = [(c-2)b + fl_{c-1}](Q^{2-m} - Q_*^{2-m}).$$

Очевидно, что подпор перед станцией $c - 2$ также возрастет, но в меньшей степени, перед станцией $c - 3$ – в еще меньшей и т.д.

Также можно показать, что в правой части нефтепровода подпоры будут возрастать от станции к станции, но останутся меньшими, чем были до отключения станции c .

Изменение подпоров перед станциями при отключении одной из них показано на рис. 4.15.

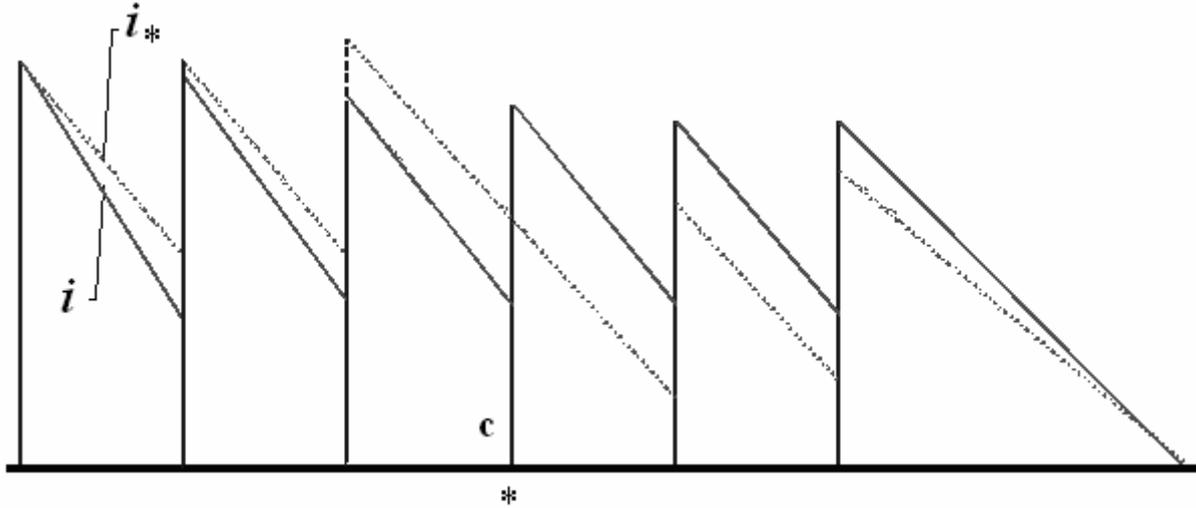


Рис. 4.15. Изменение режима работы нефтепровода при отключении одной из станций

На основании (4.12):

$$\delta H_{c+1} = \Delta H_{c+1} - \Delta H_{c+1*} = (a - bQ_*^{2-m}) - (cb + fl_{c+1})(Q^{2-m} - Q_*^{2-m})$$

можно написать условие перекачки с режимом саморегулирования:

$$(a - bQ_*^{2-m}) - (cb + fl_{c+1})(Q^{2-m} - Q_*^{2-m}) \leq \varepsilon,$$

где $\varepsilon = \Delta H_{c+1} - \Delta H_{\text{д}}$ — запас подпора.

Обычно запасы подпора бывают невелики: на станции, следующей за отключенной, возникает кавитация. Подпор перед станцией $c + 1$ можно поднять до допустимой величины $\Delta H_{\text{д}}$ регулированием работы станций, находящихся в правой части нефтепровода. Напор H' , который должен быть погашен регулированием, найдем из уравнения баланса напоров для правой части нефтепровода:

$$\Delta H_{\text{д}} + (n - c)(a - bQ_*^{2-m}) = f(L - l_{c+1})Q_*^{2-m} + \Delta z_{\pi} + H',$$

где расход Q_* определяется из уравнения баланса напоров для левой части нефтепровода:

$$\Delta H_1 + (c - 1)(a - bQ_*^{2-m}) = fl_{c+1}Q_*^{2-m} + \Delta z_{c+1} + \Delta H_{\text{д}}.$$

Он будет меньше расхода, определяемого формулой (2.12):

$$Q_*^{2-m} = \frac{\Delta H_1 + (n - 1)a - \Delta z}{(n - 1)b + fl}.$$

Поскольку подпоры перед станциями в левой части нефтепровода возрастут, давление нагнетания на станции $c - 1$ может оказаться больше допустимого H_d . Снижение напоров до H_d достигается регулированием на станциях левой части нефтепровода. При этом расход Q_* будет определяться уравнением:

$$H_d = flQ_*^{2-m} + \Delta z + \Delta H_d, \quad (4.13)$$

где l – расстояние между станциями $c - 1$ и $c + 1$; Δz – разность нивелирных высот конца и начала участка l .

Величина H' , на которую должен быть снижен напор, развиваемый станциями левой части нефтепровода, может быть найдена из уравнения:

$$\Delta H_1 + (c - 1)(a - bQ_*^{2-m}) = fl_{c-1}Q_*^{2-m} + \Delta z_{c-1} + \Delta H_d + H'$$

или

$$\Delta H_1 + (c - 1)(a - bQ_*^{2-m}) = fl_{c+1}Q_*^{2-m} + \Delta z_{c+1} + \Delta H_d + H'.$$

Если H' превосходит напор $H_{\text{нас}}$, развиваемый одним насосом, то, округлив $H'/H_{\text{нас}}$ до целого числа k (в меньшую сторону), найдем число насосов k , подлежащих отключению. Напор $H' - kH_{\text{нас}}$ должен быть погашен регулированием.

Режим работы нефтепровода при выходе из строя той или иной станции можно рассчитать графически, пользуясь профилем трассы и характеристикой насосной станции. Покажем это на следующем примере.

На нефтепроводе с горизонтальным профилем трассы расположены четыре станции, на каждой из них – по три рабочих насоса. Линии гидравлического уклона при нормальном режиме работы изображены сплошными, а при отключении одной из станций – пунктиром (рис. 4.16).

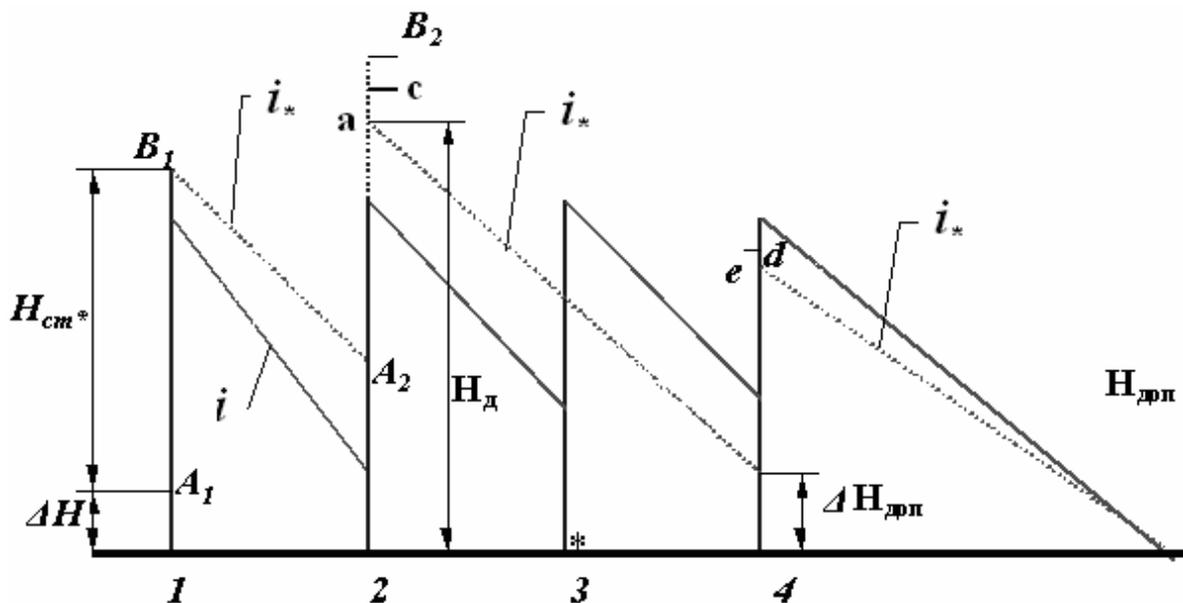


Рис. 4.16. Изменение режима работы нефтепровода при отключении одной из станций

Допустим, вышла из строя третья станция.

Отложим от точки на профиле, где находится вторая станция, напор H_d , а от точки расположения четвертой станции – ΔH_d . Соединив концы этих отрезков (a, b), получим линию гидравлического уклона i_* , соответствующую уравнению (4.13) и определяющую расход Q_* , с которым должен работать нефтепровод после отключения третьей станции.

Теперь по характеристике насосной станции найдем напор $H_{ст*}$ при расходе Q_* и отложим его от начальной точки профиля после ΔH_1 (отрезок A_1B_1). Из точки B_1 проводим линию гидравлического уклона i_* (B_1A_2). Отложив от точки A_2 напор $H_{ст*}$ (отрезок A_2B_2), увидим, что на станции 2 необходимо отключить один насос, и излишний напор ac снять дросселированием. Но лучше отключить один насос на первой станции, а на второй погасить напор ac , тогда перегон между первой и второй станциями будет испытывать меньшее давление (см. линию гидравлического уклона i_* ниже линии B_1A_2).

Далее, вычертив линию i_* на последнем перегоне, найдем, что на четвертой станции следует отключить один насос (отрезок bd равен напору, развиваемому двумя насосами при расходе Q_*) и снять дросселированием напор ed .

Графическим способом расчета режима удобно пользоваться для контроля аналитического расчета.

1.8. Расчет трубопровода с заданным расположением насосных станций

1.8.1. Расчет нефтепроводов при заданном расположении нефтеперекачивающих станций

Нефтеперекачивающие станции выгодно помещать в пунктах, близко расположенных к селениям, железным и шоссейным дорогам, к источникам электроснабжения и водоснабжения. Большое значение имеют благоприятные топогеологические характеристики площадок под нефтеперекачивающие станции. Мало того, площадки должны быть так расположены, чтобы давления нагнетания на станциях были по возможности одинаковыми. Таковы требования норм технологического проектирования.

При расстановке станций по Шухову выполняется всегда с гарантией лишь последнее из них. Выбор площадок под нефтеперекачивающие станции, свободный от ограничений, диктуемых методом Шухова (зоны возможного расположения), в ряде случаев позволяет удовлетворить указанным требованиям наиболее разумно.

Пусть все расчеты вплоть до выбора оптимального варианта проделаны, число станций округлено в большую сторону, места расположения нефтеперекачивающих станций выбраны.

Дальше остается добиться, чтобы напоры на нагнетательных и всасывающих сторонах станций не выходили за пределы допустимых значений.

Последовательность расчета может быть следующей.

Начнем с первого участка (головная станция и примыкающий к ней перегон).

1. По характеристикам $Q-H$ находим напоры, развиваемые подпорной (ΔH) и основной ($H_{ст}$) станциями. Сложив их, получаем напор на нагнетательной стороне станции (напор нагнетания H):

$$\Delta H + H_{ст} = H .$$

2. Из уравнения баланса напоров для участка находим подпор ΔH перед второй станцией. С учетом потерь в коммуникациях станций это уравнение будет выглядеть так:

$$H = iL + \Delta z + h_{ст} + \Delta H ,$$

где L и Δz – длина и разность высот конца и начала перегона между станциями (находим по профилю трассы); $h_{ст}$ – потеря напора в коммуникациях станции.

Расчеты для последующих участков аналогичные: определяем напор нагнетания H и затем – подпор ΔH перед следующей станцией.

Если на какой-либо станции напор H окажется выше допустимого, то для снижения его до H_d могут быть приняты вышеуказанные меры: уменьшение числа рабочих насосов, обрезка колес насосов (сменные роторы), а также дросселирование.

Первый способ наиболее экономичный. При втором способе несколько снижается КПД насоса (допускают обрезку колес не более 10 %). Дросселирование, т.е. искусственное увеличение гидравлического сопротивления, сопряжено с затратой энергии; поэтому его следует применять лишь тогда, когда оно оказывается единственно возможным средством снижения напора.

Следует иметь в виду, что снижение напора нагнетания неизбежно вызывает уменьшение подпора перед следующей станцией. Если подпор окажется ниже допустимого, то для повышения его до ΔH_d надо будет на рассматриваемом участке проложить лупинг (вставку большого диаметра). Необходимая длина его x_* определяется из уравнения

$$H_d = i \left[L - x_* (1 - \omega) \right] + \Delta z + h_{ст} + \Delta H_d .$$

Расчет напоров H и ΔH на станциях можно провести и по-другому: начиная с последнего участка.

Последовательность расчета.

1. По формуле:

$$H = iL + \Delta z + h_{кп} ,$$

где $h_{кп}$ – потеря напора в коммуникациях конечного пункта нефтепровода (включая и высоту уровня в приемном резервуаре), определяем напор H , который дол-

жен быть на нагнетательной стороне последней станции (требуемый напор).

Если есть перевальная точка, то ее следует считать конечным пунктом. В этом случае требуемый напор на последней станции:

$$H = iL + \Delta z.$$

2. Определяем по характеристике $Q-H$ напор $H_{ст}$ и затем находим, какой должен быть подпор перед последней станцией:

$$\Delta H = H - H_{ст}.$$

3. По формуле:

$$H = iL + \Delta z + h_{ст} + \Delta H$$

определяем требуемый напор на предпоследней станции. Затем находим подпор перед этой станцией и т.д.

Если для какого-либо участка окажется, что $H > H_d$ или $\Delta H > \Delta H_d$, то меры, принимаемые для снижения H или для повышения ΔH_d , те же, что и описанные выше.

Построение совмещенных характеристик $Q-H$, а также линий гидравлического уклона, когда расположение станций задано, очевидно, теряет самостоятельное значение. Их надо вычерчивать лишь для контроля правильности расчетов.

Для участков, где давления нагнетания значительно отличаются от расчетного, необходимо уточнить (вновь определить) толщину стенки трубопровода. Далее решается вопрос о «раскладке» труб.

1.8.2. Расчет «коротких» нефтепроводов

Нефтепроводы с одной или двумя нефтеперекачивающими станциями принято называть *короткими*.

Расчет сводится к определению диаметра нефтепровода при двух значениях числа станций: $n = 1$ и $n = 2$ и к выбору более выгодного варианта.

Сначала находим расчетную длину нефтепровода и величину Δz . Для этой цели откладываем от начальной точки трассы подпор ΔH_1 , и дважды напор $H_{ст}$ и проводим линии i_1 и i_2 , как это показано на рис. 4.17. (При другом профиле трассы могут быть две перевальные точки: для линии i_1 и для линии i_2 или может оказаться, что перевальной точки не будет).

Затем из уравнения баланса напоров

$$\Delta H_1 + nH_{ст} = \beta \frac{Q^{2-m}}{D^{5-m}} L + \Delta z$$

находим D_1 и D_2 – значения диаметра трубопровода при $n = 1$ и $n = 2$. Далее, приняв D_1 и D_2 по ГОСТ, определяем капитальные затраты, эксплуатационные расходы по обоим вариантам и выбираем наилучший из них.

Напор $H_{ст}$ определяем по характеристике $Q-H$, подобрав предварительно марку и число насосов, работающих на станции.

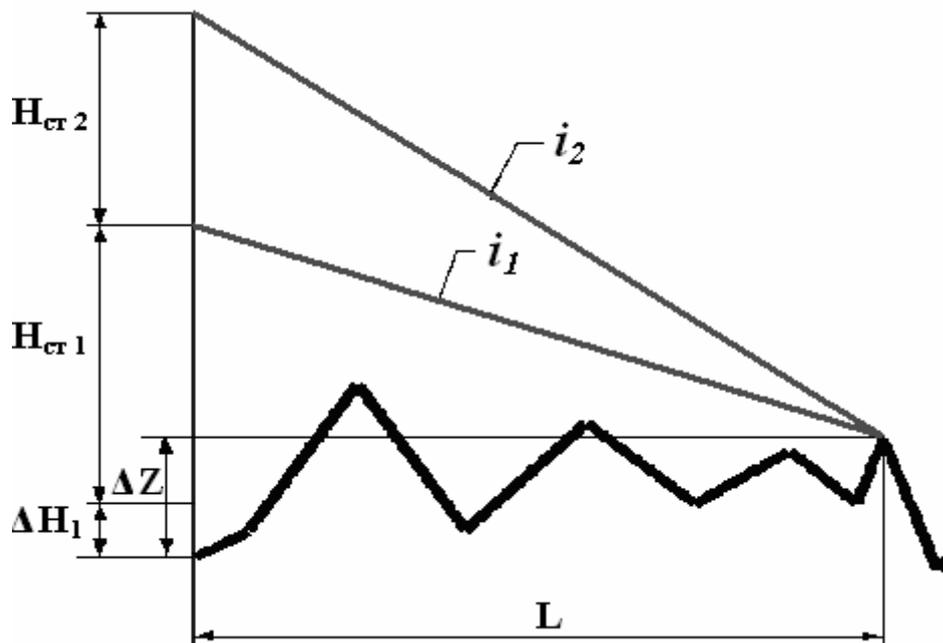


Рис. 4.17. К расчету нефтепроводов малой протяженности

Расположение второй станции (если принято $n = 2$) может быть найдено обычным путем, по Шухову. Если же место для второй станции задано, то по-прежнему расчет должен быть закончен определением напоров нагнетания на обеих станциях и подпора перед второй станцией.

1.9. Техничко-экономические показатели трубопроводного транспорта. Нормы технологического проектирования магистральных трубопроводов

Параметрами нефтепровода, характеризующими его как с экономической, так и с технической стороны, являются диаметр трубопровода D , давление, развиваемое насосными станциями p , число нефтеперекачивающих станций n и толщина стенки трубопровода d (производительность нефтепровода Q задана).

Все четыре параметра связаны между собой: изменение одного из них влечет за собой изменение всех остальных. Чем больше диаметр трубопровода или чем больше давление, тем меньше потребуется нефтеперекачивающих станций и наоборот. Толщина стенки трубопровода при выбранном сорте стали определяется величинами p и D .

Для перекачки заданного количества нефти может быть предложен, таким образом, ряд вариантов проекта, различающихся величинами D , p , n и d . Задача состоит в отыскании экономически наиболее выгодного варианта.

Капитальные затраты на сооружение магистрального нефтепровода K можно разбить на две части: стоимость нефтеперекачивающих станций $K_{ст}$ и стоимость трубопровода (труб, сварки, изоляции, рытья траншей и т.д.) $K_{т}$. С увеличением D или p капитальные затраты на трубопровод возрастают, а на нефтеперекачивающие станции – уменьшаются. Поскольку $K_{т}$ и $K_{ст}$ в зависимости от D или p изменяются в противоположных направлениях, функции $K = K(D)$ и $K = K(p)$ имеют минимум. Эксплуатационные расходы \mathcal{E} изменяются аналогично. Следовательно, и для приведенных расходов $\Pi = kE + \mathcal{E}$, где E – нормативный коэффициент эффективности, существует минимум.

Значения параметров нефтепровода D , p , n и d , при которых приведенные расходы оказываются наименьшими, называются оптимальными.

Нахождение параметров нефтепровода по минимуму приведенных затрат не учитывает такие факторы, как дефицитность тех или иных материалов или оборудования, простота, удобство и безопасность обслуживания, требования специального характера и т.д.

Однако очевидно, что по этим показателям различные варианты проекта одного и того же нефтепровода не могут значительно отличаться друг от друга.

Для решения задачи об оптимальных параметрах нефтепровода выражают капитальные затраты и эксплуатационные расходы в зависимости от параметров D , p , n и d .

Затем составляется уравнение приведенных затрат:

$$\Pi = k(D, p, n, d)E + \mathcal{E}(D, p, n, d).$$

Далее находится минимум функции Π . При этом необходимо учитывать, что параметры нефтепровода связаны между собой. Условиями связи служат:

– уравнение баланса давлений

$$\frac{n}{L} = \beta \frac{Q^{2-m}}{D^{5-m}} \gamma + \frac{\Delta z}{L} \gamma;$$

– уравнение прочности

$$\delta = \frac{pD}{2\sigma},$$

где σ – расчетное напряжение металла труб.

Минимум функции Π находят по правилу Лагранжа. Для этого составляют новую функцию:

$$\Phi = \Pi + \lambda \left(\frac{np}{L} - \beta \frac{Q^{2-m}}{D^{5-m}} \gamma - \frac{\Delta z}{L} \gamma \right),$$

где λ – неопределенный множитель Лагранжа.

Получают частные производные от Φ и D , p и n , и приравнивают их к нулю.

Совместное решение уравнений:

$$\frac{\partial \Phi}{\partial D} = 0, \quad \frac{\partial \Phi}{\partial p} = 0, \quad \frac{\partial \Phi}{\partial n} = 0$$

и уравнений связи приводит к формулам для определения оптимальных параметров нефтепровода.

Чтобы выразить Π в зависимости от параметров нефтепровода, капитальные затраты и эксплуатационные расходы представляют в виде суммы, в которой каждое слагаемое связано с теми или иными параметрами.

Для капитальных затрат на перекачивающие станции – это затраты, пропорциональные мощности и не зависящие от мощности (мощность пропорциональна pQ). Для капитальных затрат на линейную часть нефтепровода – это затраты, пропорциональные диаметру трубопровода и массе труб (масса труб линейно зависит от pD^2).

Эксплуатационные расходы, относящиеся к перекачивающим станциям, складываются из расходов, пропорциональных мощности, не зависящих от мощности и из отчислений на амортизацию и текущий ремонт. Отчислениями на амортизацию и текущий ремонт могут быть представлены эксплуатационные расходы линейной части нефтепровода.

Затраты, не зависящие от параметров нефтепровода, можно не учитывать. Если какой-либо из параметров задан, т.е. известен заранее, задача решается таким же путем. Отличие лишь в том, что по этому параметру не надо брать первую производную.

При составлении перечня расходов или при выявлении технико-экономических показателей, необходимых для определения капитальных затрат и эксплуатационных расходов, неизбежны ошибки, могущие повлиять на численные значения искомых параметров. Мало того, описанный метод определения оптимальных параметров не учитывает многих обстоятельств, диктуемых условиями проектирования и сооружения. Поэтому нет ничего удивительного, если оптимальные параметры, вычисленные по этому методу, в ряде случаев окажутся далекими от реальности. Например, оптимальное давление может оказаться ниже того, которое развивают выпускаемые заводами насосы, а оптимальная толщина стенки трубопровода – меньше предельно допустимой.

Но это не означает, что аналитический метод определения оптимальных параметров нефтепровода бесполезен. Он позволяет проследить как взаимосвязь между параметрами, так и влияние на них условий перекачки. Исследование уравнений, определяющих оптимальные параметры нефтепровода, позволили сделать ряд важных выводов.

1. С увеличением производительности нефтепровода оптимальное давление, развиваемое насосными станциями, уменьшается, числе станций возрастает, оптимальный диаметр трубопровода увеличивается.

2. Увеличение расчетного напряжения материала труб повышает оптимальное давление и снижает оптимальное число перекачивающих станций.

3. С увеличением вязкости перекачиваемой нефти уменьшается давление, которое должны развивать насосные станции, и увеличиваются число станций и диаметр трубопровода.

4. Увеличение давления приводит к уменьшению диаметра трубопровода и числа перекачивающих станций и к возрастанию толщины стенки трубопровода.

5. С увеличением диаметра трубопровода определяются сравнением вариантов в завершающей стадии технологического расчета.

Последовательность технологического расчета может быть следующей:

1. Ориентировочное определение диаметра трубопровода по табл. 4.1. В нормах технологического проектирования даются следующие значения диаметра трубопровода и давления на нефтеперекачивающих станциях в зависимости от пропускной способности:

Таблица 4.1

Нефтепродуктопроводы			Нефтепроводы		
Диаметр, мм	Давление, кг/см ²	Производительность, млн т/год	Диаметр, мм	Давление, кг/см ²	Производительность, млн т/год
219	90 – 100	0,7 – 0,9	529	54 – 65	6 – 8
273	75 – 85	1,3 – 1,6	630	52 – 62	10 – 12
325	67 – 75	1,8 – 2,3	720	50 – 60	14 – 18
377	55 – 65	2,5 – 3,2	820	48 – 58	22 – 26
426	55 – 65	3,5 – 4,8	920	46 – 56	32 – 36
529	55 – 65	6,5 – 8,5	1020	46 – 56	42 – 50
			1220	44 – 54	70 – 78

2. Подбор ближайших трех значений диаметра по ГОСТу.

3. Выбор насосов для перекачки нефти (по производительности). Далее, согласно рекомендуемому в той же таблице давлению, определяют число рабочих агрегатов (обычно три или два) и строят характеристику насосной станции. По этой же характеристике находят напор $H_{ст}$, развиваемый станцией при расчетном расходе, и затем определяют расчетное давление $p = (H_{ст} + D H)g$.

4. Определение – по полученным величинам p и D для всех трех вариантов – толщины стенки и значения внутреннего диаметра трубопровода.

5. Гидравлический расчет: определяют число Рейнольдса, коэффициент гидравлического сопротивления, гидравлический уклон, перевальную точку

(расчетную длину L), соответствующую разность геодезических отметок Δz и, наконец, общую потерю напора H .

6. Определение числа нефтеперекачивающих станций.
7. Определение капитальных затрат и эксплуатационных расходов по укрупненным технико-экономическим показателям.
8. Сравнение вариантов по приведенным расходам и выбор экономически наивыгоднейшего.
9. Определение для выбранного варианта проектной производительности (если она не принята равной расчетной) и соответствующего ей напора, развиваемого насосными станциями.
10. Расстановка станций на профиле трассы.

Определение экономически наивыгоднейшего диаметра трубопровода

Теоретически перекачку нефти с заданным расходом можно осуществить по трубопроводу любого диаметра D . Причем для каждого диаметра будут вполне определенные параметры перекачки (толщина стенки трубы, число насосных станций, рабочее давление и т.д.). Таким образом, капитальные затраты K и эксплуатационные расходы \mathcal{E} зависят от диаметра трубопровода D . Поэтому возникает вопрос об отыскивании оптимального диаметра трубопровода (оптимального варианта трубопровода). По действующей в настоящее время методике оптимальный диаметр трубопровода определяют по минимуму приведенных расходов.

Для определения экономически наивысшего диаметра трубопровода по приведенным расходам необходимо провести гидравлический расчет по нескольким вариантам. Зная годовую пропускную способность трубопровода (см. табл. 4.1) ориентировочно выбирают диаметр (наружный) трубопровода D_n . К нему добавляют еще два диаметра, ближайшие по государственным стандартам – больший и меньший, и дальнейший расчет осуществляется по трем стандартным диаметрам.

Порядок расчета следующий. Для каждого диаметра вычисляют толщину стенки трубы d и округляют до стандартной в большую сторону. Определив внутренний диаметр $D = D_n - 2d$, по каждому варианту находят фактическую скорость потока v , режим течения Re , в зависимости от которого вычисляют коэффициент гидравлического сопротивления λ и потери напора на трение h_τ . Рассчитывают полные потери напора в трубопроводе $H_{тр} = H + h_{мс}$ (где $h_{мс} = (0,01 + 0,02) h_\tau$ – потери на местные сопротивления).

Расчетное число насосных станций, по каждому трубопроводу находят по формуле (4.2). Найденное значение округляют до целого n в большую

или меньшую сторону. Если $n < n_0$, то для обеспечения заданной пропускной способности необходимо сооружать лупинги или вставки большего диаметра. Длину лупинга или вставки определяют по формуле (4.3). При этом, как правило, диаметр лупинга принимают равным диаметру основной трубы, а диаметр вставки берут следующий по стандарту в большую сторону от диаметра основной трубы.

Капитальные затраты на сооружение трубопроводов определяют по формулам: для трубопроводов со вставками:

$$K = C(L - x_B) + C_B x_B + C_{ГНС} + C_{ПНС} + C_p V_p, \quad (4.14)$$

где C – стоимость единицы длины основного трубопровода;

C_B – стоимость единицы длины трубопровода для вставки;

$C_{ГНС}$, $C_{ПНС}$ – стоимость соответственно головной и промежуточной насосной станции;

C_p – стоимость единицы резервуара;

V_p – суммарная устанавливаемая вместимость на трубопроводе;

для трубопроводов с лупингами:

$$K = CL + C_{Л} x_{Л} + C_{ГНС} + (n - 1)C_{ПНС} + C_p V_p, \quad (4.15)$$

где $C_{Л}$ – стоимость единицы длины параллельного трубопровода.

Дополнительные капитальные вложения, учитывающие надбавку на топографические условия трасы, определяют с помощью поправочных коэффициентов k_T . Капитальные затраты, вычисленные по формуле (4.14) или (4.15), необходимо умножить на коэффициент k_T .

Кроме коэффициента, отражающего топографические условия трасы, необходимо учитывать дополнительные капитальные вложения $K_{доп}$ в зависимости от территориального района прохождения трасы, которые определяют по формуле:

$$K_{доп} = \frac{K}{L} l_p (k_{тер} - 1), \quad (4.16)$$

где l_p – протяженность участков трубопровода, проходящих по районам, к которым применяют территориальный коэффициент $k_{тер}$.

Коэффициент $k_{тер}$ зависит от территориального района строительства магистральных трубопроводов и распределения республик, краев и областей по территориальным регионам.

Эксплуатационные расходы \mathcal{E} определяют по формуле:

$$\mathcal{E} = (\alpha_2 + \alpha_4) \cdot K_{Л} + (\alpha_1 + \alpha_3) \cdot K_{СТ} + \mathcal{Z}_{\mathcal{E}} + \mathcal{Z}_T + \mathcal{Z}_3 + \Pi, \quad (4.17)$$

где $K_{Л}$ – капитальные вложения в линейную часть, для трубопроводов со вставками:

$$K_{Л} = [C(L - x_B) + C_B x_B] k_m; \quad (4.18)$$

$K_{ст}$ – капитальные вложения в насосные станции:

$$K_{ст} = (C_{гнс} + C_{пнс} \cdot [n_{ст} - 1] + C_p V_p) \cdot K_m; \quad (4.19)$$

$Z_э$ – затраты на электроэнергию:

$$Z_э = N; \quad (4.20)$$

N – годовой расход электроэнергии:

$$N = \left(\frac{G \cdot H_{ст} \cdot k_C}{367 \cdot \eta_H \cdot \eta_э} + N_C \right) \cdot n \cdot C_э, \quad (4.21)$$

где G – годовой объем перекачки по нефтепроводу, $m^3/год$;

$H_{ст}$ – дифференциальный напор, развиваемый одной станцией, m ;

k_C – коэффициент, учитывающий снижение расхода электроэнергии при сезонном регулировании перекачки, принимается;

$\eta_H, \eta_э$ – соответственно, КПД насоса и электродвигателя;

N_C – расход электроэнергии на собственные нужды насосной станции,
 $N_C = (1,5 \div 2)10^6$ кВт·ч/год;

$C_э$ – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии.

Приведенные расходы по каждому варианту определяют по формуле

$$П_i = E_H \cdot k_i + Э_i$$

По приведенным расходам выбирают экономически целесообразный вариант трубопровода.

2. Термины, определения и используемые сокращения

Расчетная температура – температура, которую принимает поток нефти в трубопроводе в холодное время года (эта температура определяется температурой грунта на глубине заложения трубопровода и самонагреванием потока нефти в трубопроводе в результате трения).

Короткий нефтепровод – нефтепроводы с одной или двумя нефтеперекачивающими станциями

ГНС – головная нефтеперекачивающая станция

КПД – коэффициент полезного действия

НПС – нефтеперекачивающая станция

3. Материалы, использованные в процессе обучения и контроля

3.1. Материалы к лекциям

План лекции:

1. Определение числа нефтеперекачивающих станций
2. Расстановка нефтеперекачивающих станций

3. Зона возможного расположения насосных станций
4. Расстановка станций, лупингов и вставок по трассе трубопровода
5. Увеличение пропускной способности трубопроводов
6. Изменение подпоров перед станциями при изменении вязкости нефти
 - 6.1. Расчетные значения расхода и вязкости перекачиваемой нефти
 - 6.2. Изменение подпоров перед станциями при изменении вязкости перекачиваемой нефти
7. Трубопроводы со сбросами и подкачками
8. Режимы работы нефтепровода при отключении насосных станций
9. Расчёт трубопровода с заданным расположением насосных станций
 - 9.1. Расчет нефтепроводов при заданном расположении нефтеперекачивающих станций
 - 9.2. Расчет «коротких» нефтепроводов
10. Техничко-экономические показатели трубопроводного транспорта. Нормы технологического проектирования магистральных трубопроводов

3.2. Задания для практических занятий

3.2.1. Расстановка насосных станций

Теоретический материал по расстановке нефтеперекачивающих станций по трассе трубопровода изложен в п. 3.2.2.

Задание

Данные о профиле нефтепровода, транспортирующего нефть ($\rho = 863 \text{ кг/м}^3$, $v_{20} = 15 \text{ сСт}$), приведены в нижеследующей таблице:

X, км	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180	200
Z, м	208	177	167	153	150	169	183	135	176	189	174

X, км	220	240	260	280	300	320	340	360	380	420	440
Z, м	190	190	200	213	225	197	152	143	137	130	138

(X – координата сечения; Z – геодезическая отметка).

Перекачка нефти ведется 3 насосными станциями. Дифференциальный напор на ГНС составляет 756 м, подпор на ГНС – 84 м, дифференциальный напор на ПНС – 746 м, допустимый кавитационный запас – 38 м. Гидравлический уклон составляет 0,0047 м/м.

Произвести расстановку насосных станций по трассе нефтепровода.

3.2.2. Увеличение пропускной способности трубопровода

Теоретический материал по увеличению пропускной способности трубопровода изложен в п. 3.2.5 данного модуля.

ЗАДАЧИ

1. По участку нефтепровода ($L = 125$ км, $D = 530$ мм, $\delta = 7$ мм, $\Delta = 0,2$ мм) транспортируют нефть ($\nu = 8$ сСт) с расходом 1000 м³/ч. Создаваемый перекачивающей станцией напор повысить нельзя, поэтому для увеличения пропускной способности участка на 20 % решено сделать вставку из трубопровода с большим диаметром ($D_B = 720 \times 10$ мм, $\Delta_B = 0,15$ мм). Какой длины должна быть такая вставка?

Ответ: 45,655 км.

2. Перекачка авиационного керосина (топлива самолетного ТС-1), $\rho = 820$ кг/м³, $\nu = 2,5$ сСт, ведется с расходом $Q = 300$ м³/ч по участку практически горизонтального нефтепродуктопровода ($D = 325 \times 6$ мм, $\Delta = 0,15$ мм, $L = 120$ км). Для увеличения пропускной способности этого участка на 25 %, ввиду невозможности повысить рабочее давление на перекачивающей станции, решено сделать вставку, то есть заменить часть имеющегося трубопровода трубопроводом большего диаметра ($D_B = 377 \times 7$ мм, $\Delta_B = 0,2$ мм). Какой длины должна быть такая вставка?

Ответ: 80,42 км.

3. По горизонтальному участку нефтепровода ($D = 820$ мм, $\delta = 10$ мм, $L = 120$ км) перекачивают сырую нефть ($\nu = 25$ сСт) с расходом 2000 м³/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.

Ответ: 46,228 км.

3.2.3. Построение линий гидравлического уклона и совмещенных $H-Q$ характеристик для участков трубопровода с лупингами, вставками, перевальными точками

Теоретический материал изложен в модуле 3 в п. 1.6 – 1.13.

ЗАДАЧИ

Данные о профиле нефтепровода, транспортирующего сырую нефть ($\rho = 850$ кг/м³), приведены в нижеследующей таблице:

X , км	0	20	40	60	80	100	120
Z , м	100	150	200	100	50	50	150
P , МПа	5,0						0,5

(X – координата сечения; Z – геодезическая отметка).

1. Найти давления в сечениях, пропущенных в таблице (упругостью насыщенных паров нефти пренебречь; давление, выраженное в МПа, округлить с точностью до десятых).

2. Построить линию гидравлического уклона.

1. По участку нефтепровода ($L = 125$ км, $D = 530$ мм, $\delta = 7$ мм, $\Delta = 0,2$ мм) транспортируют нефть ($\nu = 8$ сСт) с расходом 1000 м³/ч. Перекачка нефти осуществляется магистральным насосом НМ 1250-260 с характеристикой $H = 331 - 0,451 \cdot 10^{-4} Q^2$. Создаваемый перекачивающей станцией напор повысить нельзя, поэтому для увеличения пропускной способности участка на 20 % решено сделать вставку из трубопровода с большим диаметром ($D_B = 720 \times 10$ мм, $\Delta_B = 0,15$ мм). Требуется:

а). Определить длину вставки.

б). Построить совмещенную Q - H характеристику трубопровода, трубопровода со вставкой и НПС.

2. По горизонтальному участку нефтепровода ($D = 820$ мм, $\delta = 10$ мм, $L = 120$ км) перекачивают нефть ($\nu = 25$ сСт) с расходом 2000 м³/ч. Перекачка нефти осуществляется магистральным насосом НМ 2500-230 с характеристикой $H = 245 - 0,16 \cdot 10^{-4} Q^2$. 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. Требуется:

а) Определить длину такого лупинга.

б) Построить совмещенную Q - H характеристику трубопровода, трубопровода со вставкой и НПС.

3.2.4. Технологический расчет трубопроводов

Теоретический материал

Исходными данными для технологического расчета являются:

1. Пропускная способность нефтепровода G , млн. т/год – основной фактор, определяющий диаметр нефтепровода и давление на станциях. В нормах технологического проектирования даются значения диаметра трубопровода и давления на нефтеперекачивающих станциях в зависимости от пропускной способности (табл. 4.2).

2. Среднемесячные температуры грунта на глубине заложения трубопровода, которые служат для определения расчетных значений плотности и вязкости нефти (нефтепродукта). Расчетной температурой считают наи-

низшую температуру, которую принимает поток нефти в трубопроводе; значение ее определяют по материалам изысканий.

3. Плотность и вязкость нефти, определяемые лабораторными анализами (или по справочным данным).

Таблица 4.2

Параметры магистральных трубопроводов

нефтепродуктопроводы			нефтепроводы		
Наружный диаметр, мм	Давление, МПа	Производительность, млн. т/год	Наружный диаметр, мм	Давление, МПа	Производительность, млн. т/год
219	9 – 10	0,7 – 0,9	529	5,4 – 6,5	6 – 8
273	7,5 – 8,5	1,3 – 1,6	630	5,2 – 6,2	10 – 12
325	6,7 – 7,5	1,8 – 2,2	720	5 – 6	14 – 18
377	5,5 – 6,5	2,5 – 3,2	820	4,8 – 5,8	22 – 26
426	5,5 – 6,5	3,5 – 4,8	920	4,6 – 5,6	32 – 36
529	5,5 – 6,5	6,5 – 8,5	1020	4,6 – 5,6	42 – 50
			1220	4,4 – 5,4	70 – 78

Плотность обычно определяют при 20⁰С. При других температурах определяют по формуле (1):

$$\rho_t = \rho_{20} - \xi(t_{\text{расч}} - 20), \quad (4.22)$$

где ρ_{20} – плотность нефтепродукта при 20⁰С;

ξ – температурная поправка, кг/м³·⁰С,

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot \rho_{20}. \quad (4.23)$$

Зависимость плотности нефтепродукта от температуры можно определить и по формуле:

$$\rho_t = \rho_{20} \cdot [1 + \xi(20 - t_{\text{расч}})]. \quad (4.24)$$

Значения коэффициента ξ представляются в табл. 4.3.

Таблица 4.3

Значения коэффициента объемного расширения

Плотность ρ (кг/м ³)	ξ , 1/ ⁰ С
700 – 719	0,001225
720 – 739	0,001183
740 – 759	0,001118
760 – 779	0,001054
780 – 799	0,000995
800 – 819	0,000937
820 – 839	0,000882
840 – 859	0,000831
860 – 880	0,000782

Результаты лабораторных определений вязкости даются в виде вязкостно-температурной кривой. При отсутствии этого графика кинематическую вязкость при расчетной температуре определяют по формуле Рейнольдса – Филонова (4.25):

$$v_t = v_{t_1} \cdot e^{-U(t-t_1)}, \quad (4.25)$$

где v_{t_1} – кинематическая вязкость нефти при известной температуре t_1 , сСт; U – коэффициент, значение которого определяется по известным значениям вязкостей при двух температурах, $^{\circ}\text{C}^{-1}$:

$$U = \frac{\ln(v_{t_1}/v_{t_2})}{(t_2 - t_1)}. \quad (4.26)$$

4. Механические свойства (прочностные показатели) сталей, необходимые для расчета толщины стенки магистральных трубопроводов, указываются в ГОСТе.
5. Техничко-экономические показатели, необходимые для определения капитальных затрат и эксплуатационных расходов при определении экономически наивыгоднейшего варианта.
6. Профиль трассы, который используется при определении расчетной длины трубопровода и разности геодезических высот, необходимых для гидравлического расчета. На профиле трассы ведется расстановка перекачивающих станций.

Профиль – это чертеж, на котором отложены и соединены между собой характерные точки трассы. Расстояния от начального пункта и геодезические высоты этих точек – их координаты. Таким образом, расстояние между какими-либо двумя точками определяется не соединяющей их линией, а ее проекцией на ось абсцисс (иными словами, расстояния на профиле откладываются по горизонтали).

Гидравлический расчет нефтепровода

На основании гидравлических расчетов определяется число перекачивающих станций, давление на станциях, напор насосов, пропускная способность трубопровода, а также подбирается насосное оборудование нефтеперекачивающих станций.

В основе гидравлических расчетов участка трубопровода, по которому осуществляется перекачка нефти, лежит уравнение Бернулли:

$$\left(\frac{p_1}{\rho \cdot g} + z_1 \right) - \left(\frac{p_2}{\rho \cdot g} + z_2 \right) = h_{1-2}, \quad (4.27)$$

где p_1, p_2 – давление в сечениях x_1, x_2 нефтепровода, соответственно;

z_1, z_2 – высотные отметки этих сечений;

h_{1-2} – потери напора на участке $[x_1, x_2]$.

Потери напора h_{1-2} на участке нефтепровода состоят из двух частей:

$$h_{1-2} = h_{\tau} + h_M. \quad (4.28)$$

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 на трение рассчитывают по формуле Дарси – Вейсбаха:

$$h_{\tau} = \lambda \frac{L_{1-2}}{d} \frac{v^2}{2g}. \quad (4.29)$$

Потери напора на преодоление местных сопротивлений рассчитывают по формуле

$$h_M = \sum_j \xi_i \frac{v^2}{2g}, \quad (4.30)$$

где ξ – коэффициенты местных сопротивлений, а суммирование осуществляется по всем сопротивлениям, имеющимся на участке 1 – 2.

Иногда наличие местных сопротивлений в магистральном нефтепроводе учитывают огрублено, полагая, что потери напора в местных сопротивлениях составляют примерно 2 % от потерь напора на трение, т.е. принимают, что $h_M = 0,02h_{\tau}$. В этом случае полные потери напора на участке нефтепровода между сечениями x_1, x_2 вычисляются по формуле:

$$h_{1-2} = 1,02 \cdot \lambda \frac{L_{1-2}}{d} \frac{v^2}{2g}. \quad (4.31)$$

Коэффициент λ гидравлического сопротивления зависит от режима движения жидкости по трубопроводу.

Определение режима потока

Режим движения жидкости по трубопроводу определяется критерием Рейнольдса:

$$Re = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D_{\text{вн}} \cdot \nu}, \quad (4.32)$$

где Q – объемный секундный расход нефтепровода, m^3/c ; $D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубопровода, m ; ν – кинематическая вязкость нефти при расчетной температуре, m^2/c .

Для определения зоны движения жидкости по трубопроводу сравнивают значение числа Рейнольдса с переходными значениями. Переходные значения Рейнольдса определяют по формулам:

$$Re_{1\text{ПЕР}} = \frac{10 \cdot D_{\text{вн}}}{\Delta}; \quad Re_{2\text{ПЕР}} = \frac{500 \cdot D_{\text{вн}}}{\Delta}, \quad (4.33)$$

где Δ – эквивалентная шероховатость труб, m .

Таблица 4.4

Значения эквивалентной шероховатости труб

Материал и вид трубы	Состояние трубы	Δ
Бесшовные стальные трубы	Новые и чистые	$\frac{0,01 - 0,02}{0,014}$
	После нескольких лет эксплуатации	$\frac{0,15 - 0,3}{0,2}$
Сварные стальные трубы	Новые и чистые	$\frac{0,03 - 0,12}{0,05}$
	С незначительной коррозией после чистки	$\frac{0,1 - 0,2}{0,15}$
	Умеренно заржавленные	$\frac{0,3 - 0,7}{0,5}$
	Старые заржавленные	$\frac{0,8 - 1,5}{1,0}$
	Сильно заржавленные или с большими отложениями	$\frac{2,0 - 4,0}{3,0}$

Если $Re < 2320$, то это ламинарный режим движения жидкости.

Если $2320 < Re \leq Re_{\text{ПЕР}}$, то поток турбулентный в зоне гидравлически гладких труб.

Если $Re_{\text{ПЕР1}} < Re < Re_{\text{ПЕР2}}$, то поток турбулентный в переходной зоне.

Если $Re > Re_{\text{ПЕР2}}$ – зона квадратичного трения.

Определение коэффициента гидравлического сопротивления

Значение коэффициента гидравлического сопротивления зависит от режима движения жидкости, который характеризуется числом Рейнольдса и состоянием внутренней поверхности труб, которая, в свою очередь, характеризуется гидравлической шероховатостью $\lambda = f(Re, \epsilon)$.

1. Для ламинарного режима λ определяют по формуле Стокса:

$$\lambda = \frac{64}{Re}. \quad (4.34)$$

2. Для турбулентного режима в зоне гидравлически гладких труб λ определяют по формуле Блазиуса:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}. \quad (4.35)$$

3. Для турбулентного режима в переходной зоне λ определяют по формуле Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0,25}. \quad (4.36)$$

4. Для квадратичной зоны λ определяют по формуле Шифринсона:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{\Delta}{d} \right)^{0,25} . \quad (4.37)$$

Определение гидравлического уклона

Гидравлический уклон есть потеря напора на трение на единице длины трубопровода. Может быть определен по формуле Лейбензона:

$$i = \beta \frac{Q^{2-m} \cdot v^m}{D^{5-m}} , \quad (4.38)$$

где β и m – коэффициенты, зависящие от режима потока.

Таблица 4.5

Значения коэффициентов m и β

Режим течения	m	$\beta, \text{с}^2/\text{м}$
Ламинарный	1	$\frac{128}{\pi \cdot g} = 4,15$
Турбулентный: – зона гидравлически гладких труб	0,25	$\frac{0,242}{g} = 0,0247$
– переходная зона	0,123	$0,0802 \cdot 10^{\left(0,127 \cdot \lg \frac{\text{м} \cdot \text{с}}{\text{Б}} - 0,627\right)}$
– зона квадратичного трения	0	$\frac{8 \cdot \lambda}{\pi^2 \cdot g} = 0,0826 \cdot \lambda$

Определение полной потери напора

Полные потери напора в трубопроводе определяются по формуле

$$H = 1,02 \cdot i \cdot L_{\text{РАСЧ}} + \Delta z + \Delta h_{\text{КОН}} , \quad (4.39)$$

где 1,02 – коэффициент, учитывающий местные сопротивления на нефтепроводе; Δz – разность геодезических отметок в начале и в конце нефтепровода, м; $\Delta h_{\text{кон}}$ – величина подпора, необходимого на конечном пункте нефтепровода, м.

Напор, развиваемый одной насосной станцией, должен быть не больше допустимого напора из условия прочности трубопровода:

$$H = \frac{P}{\rho \cdot g} , \quad (4.40)$$

где P – рабочее давление в нефтепроводе, Па; ρ – плотность нефти, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с².

Определение числа нефтеперекачивающих станций

Число нефтеперекачивающих станций определяется из уравнения баланса напоров:

$$\Delta H_1 + n \cdot H_{CT} = 1,02 \cdot i \cdot L + n \cdot \Delta h + \Delta z + \Delta h_{KOH}, \quad (4.41)$$

где ΔH_1 – подпор на головной насосной станции, м;

n – число нефтеперекачивающих станций;

H_{CT} – напор, развиваемый насосами на одной станции, м;

Δh – дополнительный напор, слагаемый из потерь в коммуникациях станций и величины требуемого передаваемого давления, обеспечивающего работу основных насосов без кавитации, м.

Выражая из уравнения (4.41) число нефтеперекачивающих станций n , получаем:

$$n = \frac{1,02 \cdot iL + \Delta z + \Delta h_{KOH} - \Delta H_1}{H_{CT} - \Delta h}. \quad (4.42)$$

Таблица 4.6

Дополнительный напор в зависимости от подачи насосов

Подача, м ³ /ч	125	360	500	1250	2500	3600	5000	7000	10000	12000
Δh , м	25	30	35	40	45	50	55	60	80	100

Расстановка станций производится графически на сжатом профиле трассы нефтепровода с последующей аналитической проверкой. При расстановке станций необходимо стремиться к возможно равномерному распределению давления по всем станциям трубопровода при одновременном соблюдении, в соответствии с нормами, требований о расположении перекачивающих станций на площадках с благоприятными топогеологическими условиями, а также возможно ближе к населенным пунктам, железным и шоссейным дорогам, источникам энергоснабжения и водоснабжения.

Выбор основного оборудования

По проектной пропускной способности подбирают марку насоса.

В каталогах приводятся технические характеристики насосов, снятые на воде. Поскольку нефть имеет большую вязкость, чем вода, то в зависимости от этого может измениться характеристика насоса. С увеличением сопротивления на трение подача, напор и КПД уменьшаются, а потребляемая мощность увеличивается. Формулы для расчета параметров работы насоса на нефти H_v , Q_v , η_v по известным параметрам работы на воде H_B , Q_B , η_B имеют вид

$$H_v = k_H \cdot H_B, \quad Q_v = k_Q \cdot Q_B, \quad \eta_v = k_\eta \cdot \eta_B, \quad (4.43)$$

где k_H , k_Q , k_η – коэффициенты перерасчета соответственно напора, подачи и КПД насоса с воды на высоковязкую нефть или нефтепродукт;

Формулы для вычисления коэффициентов k_H , k_Q , k_η для насосов с односторонним и двусторонним входом жидкости в рабочее колесо различны.

Значения поправочных коэффициентов могут быть определены по таблице (или по графику) в зависимости от числа Рейнольдса, которое может быть определено через эквивалентный диаметр:

$$D_{\text{ЭКВ}} = \sqrt{4 \cdot D_2 \cdot B_2 \cdot k_L}, \quad (4.44)$$

где D_2 – внешний диаметр рабочего колеса; B_2 – ширина лопатки рабочего колеса; k_L – коэффициент сужения выходного сечения рабочего колеса лопатки.

Затем находят число Re на выходе из колеса:

$$Re = \frac{Q_H}{D_{\text{ЭКВ}} \cdot \nu}. \quad (4.45)$$

Разделив значение рекомендуемого напора станции на величину напора насоса при проектном расходе, который определяется из напорной характеристики насоса, находят число последовательно работающих насосов на одной станции. Подбирают электродвигатели для насосов, исходя из потребной мощности, рассчитываемой по формуле:

$$N_H = \frac{Q \cdot H_H \cdot \rho \cdot g}{1000 \cdot \eta_H}, \quad (4.46)$$

где Q – подача насоса, $m^3/ч$;

H_H – напор, развиваемый насосом, m ;

g – ускорение свободного падения, m/c^2 ;

η_H – КПД насоса.

В соответствии с требуемым кавитационным запасом подбирают подпорные насосы для головной станции и промежуточных насосных станций с емкостью. Последние располагают на расстоянии 400 – 800 км друг от друга на трубопроводах длиной более 800 км.

На каждой насосной станции устанавливают, кроме рабочих, один резервный магистральный насос и на станциях с емкостью – резервный подпорный насос.

Построение совмещенной характеристики трубопровода и насосных станций

В координатах Q - H строят суммарную напорную характеристику всех рабочих насосов на трубопроводе. Далее определяют потери напора H и по полученным точкам на том же графике строят напорную характеристику трубопровода. Если у полученной на пересечении кривых рабочей точки координаты таковы, что расход на много больше проектной пропускной способности или напор на станции превышает допустимый по механическим показателям труб или оборудования, необходимо произвести обточку колес или уменьшить общее число насосных агрегатов на нефтепроводе.

Диаметр рабочего колеса D^* после обточки определяют по формуле:

$$D^* = D \sqrt{\frac{H^* + a^* \cdot Q^{*2}}{b}}, \quad (4.47)$$

где D – диаметр колеса до обточки;

a и b – коэффициенты аналитического выражения напорной характеристики насоса ($H = a - b \cdot Q^2$) до обточки колеса;

H^* и Q^* – координаты точки на графике $Q-H$, через которую должна пройти напорная характеристика насоса после обточки.

Проверка работы трубопровода в летних условиях

Поскольку летом из-за понижения вязкости нефти изменяется напорная характеристика нефтепровода, а, следовательно, и подпоры и напоры на насосных станциях, необходимо проверить, не выходят ли их значения за допустимые пределы. Для этого на ранее построенную совмещенную характеристику насосных станций и трубопровода наносят, предварительно рассчитав, координаты трех- четырех точек, напорную характеристику трубопровода при летних условиях. Затем по методу В.Г. Шухова проводят соответствующие линии пьезометрических напоров (гидравлических уклонов). Если напоры или подпоры на какой-либо станции вышли за допустимые пределы, следует изменить ее местоположение, чтобы и в зимних и в летних условиях напоры и подпоры на всех станциях находились в допустимых пределах.

Задание

Выполнить технологический расчет магистрального трубопровода, перекачивающего нефть, по следующим исходным данным:

производительность:	$G = 22,0$ млн. т/год
плотность нефти:	$\rho_{20} = 860,0$ кг/м ³
вязкость нефти:	$\nu_{20} = 20 \cdot 10^{-6}$ м ² /с
температура:	$t_{\min} = 5,0^0$ C
	$t_{\max} = 20,0^0$ C
геодезические отметки:	$z_{\text{н}} = 120$ м, $z_{\text{к}} = 65$ м
протяженность:	$L = 450$ км

3.2.5. Техничко-экономический расчет

Теоретический материал

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 регулирующей арматуры, затраты

на сооружение линий электропередач и связи, прокладку подъездных дорог, на строительство сооружений катодной и протекторной защиты, затраты на объекты линейной службы эксплуатации и значительную часть материальных и денежных затрат, связанных с прокладкой трубопровода. Капитальные вложения в линейную часть нефтепровода определяются с учетом поправочных коэффициентов по формуле (4.48):

$$k = k_{\text{ТР}} \cdot k_{\text{Т}} \left[1 + \frac{\sum l_{\text{Р}} \cdot (k_{\text{ТЕР}} - 1)}{L_{\text{ТР}}} \right], \quad (4.48)$$

где $k_{\text{Т}}$ – поправочный коэффициент, учитывающий надбавку на топографические условия трассы;

$L_{\text{ТР}}$ – протяженность участков трубопровода, проходящих по районам, к которым применяется территориальный коэффициент $k_{\text{ТЕР}}$, км;

$\sum l_{\text{Р}}$ – суммирование расстояний по всем участкам трубопровода;

$k_{\text{ТЕР}}$ – территориальный коэффициент;

$k_{\text{ТР}}$ – капитальные вложения, определяемые по формуле (4.48):

$$k_{\text{ТР}} = C_{\text{Л}} \cdot L_{\text{ТР}} + C_{\text{ГС}} + \left(n_{\text{СТ}} - \frac{L_{\text{ТР}}}{l} \right) C_{\text{ПС}}, \quad (4.49)$$

где $C_{\text{Л}}$ – удельные капитальные вложения на 1 км нефтепровода; $C_{\text{ГС}}$, $C_{\text{ПС}}$ – капитальные вложения, соответственно в одну головную и промежуточную станции;

Эксплуатационные расходы определяются по формуле (4.50):

$$\mathcal{E} = (\alpha_2 + \alpha_4) \cdot K_{\text{Л}} + (\alpha_1 + \alpha_3) \cdot K_{\text{СТ}} + \mathcal{Z}_{\text{Э}} + \mathcal{Z}_{\text{Т}} + \mathcal{Z}_{\text{З}} + \Pi, \quad (4.50)$$

где α_2 – годовые отчисления на амортизацию линейной части трубопровода, $\alpha_2 = 3,5$ % от капитальных затрат на трубопровод;

α_4 – годовые расходы на текущий ремонт трубопровода, $\alpha_4 = 0,3$ %;

α_1 – годовые отчисления в долях единицы на амортизацию станций, $\alpha_1 = 8,5$ % от капитальных затрат на станции;

α_3 – годовые расходы на текущий ремонт станций, $\alpha_3 = 1,3$ %;

$\mathcal{Z}_{\text{Т}}$ – затраты на воду, смазку, топливо, $\mathcal{Z}_{\text{Т}} = 5$ тыс. у.е./год на одну станцию;

$\mathcal{Z}_{\text{З}}$ – заработная плата, $\mathcal{Z}_{\text{З}} = 80$ тыс. у.е./год на одну станцию;

Π – прочие расходы, принимаются равными 25 % от зарплаты;

$K_{\text{Л}}$ – капитальные вложения в линейную часть с учетом всех поправочных коэффициентов, определяемые по формуле

$$K_{\text{Л}} = C_{\text{Л}} \cdot k_{\text{Т}} \cdot L_{\text{ТР}}; \quad (4.51)$$

$K_{\text{СТ}}$ – капитальные вложения в насосные станции с учетом всех поправочных коэффициентов, определяемые по формуле

$$K_{\text{СТ}} = (C_{\text{ГС}} + C_{\text{ПС}} \cdot [n_{\text{СТ}} - 1]) \cdot K_{\text{Т}}; \quad (4.52)$$

$Z_{\text{Э}}$ – затраты на электроэнергию, определяемые по формуле

$$Z_{\text{Э}} = \left(\frac{G \cdot H_{\text{СТ}} \cdot k_{\text{С}}}{367 \cdot \eta_{\text{Н}} \cdot \eta_{\text{Э}}} + N_{\text{С}} \right) \cdot n \cdot C_{\text{Э}}; \quad (4.53)$$

G – годовой объем перекачки по нефтепроводу, $m^3/\text{год}$;

$H_{\text{СТ}}$ – дифференциальный напор, развиваемый одной станцией, m ;

$k_{\text{С}}$ – коэффициент, учитывающий снижение расхода электроэнергии при сезонном регулировании перекачки, принимается;

$\eta_{\text{Н}}, \eta_{\text{Э}}$ – соответственно, КПД насоса и электродвигателя;

$N_{\text{С}}$ – расход электроэнергии на собственные нужды насосной станции, $N_{\text{С}} = (1,5 \div 2) \cdot 10^6$ кВт·ч/год;

$C_{\text{Э}}$ – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии.

Приведенные затраты определяются по формуле

$$S_i = E_{\text{Н}} \cdot k_i + \text{Э}_i, \quad (4.54)$$

где $E_{\text{Н}}$ – нормативный коэффициент экономической эффективности капитальных вложений, $E_{\text{Н}} = 0,15$;

k_i – капитальные затраты для рассматриваемого вида транспорта.

3.3. Задания для лабораторных работ

3.3.1. Лабораторная работа № 1.

Регулирование режима работы трубопровода при периодической подкачке

Цель работы

– построить совмещенную характеристику трубопровода и насосных станций до и после периодической подкачки;

– научиться регулировать режим работы трубопровода при периодической подкачке.

Основные сведения

Если в каком-либо месте нефтепровод проходит близ промышленного района, то может быть организована подкачка; добываемую на этих промыслах нефть направляют в тот же нефтепровод. В зависимости от мощности месторождения подкачка также может быть непрерывной или периодической.

При периодических подкачках изменяется технологический режим перекачки, обычно это ведет к необходимости регулирования работы насосных станций.

Участок нефтепровода от начальной точки до пункта подкачки будем называть левым, а от пункта подкачки до конечной точки – правым.

При подкачке расход в левой части нефтепровода $Q_* < Q$, а расход в правой части $Q_* + q > Q$. С увеличением подкачки q расход Q_* убывает. В этом можно убедиться, поставив в формуле

$$(cb + fl_{c+1})Q_*^{2-m} + [(n-c)b + f(L-l_{c+1})](Q_* - q)^{2-m} = \Delta H_1 + na - \Delta z$$

перед величиной q знак «+»:

$$(cb + fl_{c+1})Q_*^{2-m} + [(n-c)b + f(L-l_{c+1})](Q_* + q)^{2-m} = \Delta H_1 + na - \Delta z.$$

Подпор перед станцией $c + 1$ с увеличением подкачки увеличивается. Это видно из следующего уравнения:

$$\delta H_{c+1} = \Delta H_{c+1*} - \Delta H_{c+1} = (cb + fl_{c+1})(Q^{2-m} - Q_*^{2-m}).$$

Распределение подпоров перед станциями будет следующим: у станции, расположенной близ пункта подкачки – наибольший подпор; по мере удаления от нее (в обе стороны) подпоры уменьшаются.

Критической подкачкой ($q_{кр}$) будем называть такую, при которой напор на станции $c + 1$ достигает максимально допустимого значения H_d .

Расход в правой части нефтепровода при критической подкачке также будем называть критическим ($Q_{кр}$).

Критический расход найдем из уравнения баланса напоров для правой части нефтепровода:

$$H_d + (n - c - 1)(a - bQ_{кр}^{2-m}) = f(L - l_{c+1})Q_{кр}^{2-m} + \Delta z_{\pi}$$

(подкачка по-прежнему перед станцией $c + 1$).

Получим:

$$Q_{кр} = \left[\frac{\Delta H_d + (n - c - 1)a - \Delta z_{\pi}}{(n - c - 1)b + f(L - l_{c+1})} \right]^{\frac{1}{2-m}}.$$

Теперь напишем уравнение баланса напоров для левой части нефтепровода при критической подкачке:

$$\Delta H_1 + c \left[a - b(Q_{кр} - q_{кр})^{2-m} \right] = fl_{c+1}(Q_{кр} - q_{кр})^{2-m} + \Delta z_{c+1} + H_d - (a - bQ_{кр}^{2-m}).$$

Отсюда находим, что критическая подкачка

$$q_{кр} = Q_{кр} - \left\{ \frac{\Delta H_1 + ca - \Delta z_{c+1} - [H_d - (a - bQ_{кр}^{2-m})]}{cb + fl_{c+1}} \right\}^{\frac{1}{2-m}}.$$

При подкачке $q > q_{кр}$ необходимо регулирование. Цель регулирования – снижение расхода в левой части нефтепровода до величины $Q_{кр} - q$. Это достигается тем же путем – отключением части насосных агрегатов или увеличением гидравлического сопротивления.

Напор H' , который должен быть снят регулированием в левой части нефтепровода, определяется из уравнения:

$$\Delta H_1 + c \left[a - b(Q_{кр} - q)^{2-m} \right] = fl_{c+1} (Q_{кр} - q)^{2-m} + \Delta z_{c+1} + H_d - (a - bQ_{кр}^{2-m}) + H'.$$

Принципиальная схема лабораторной установки

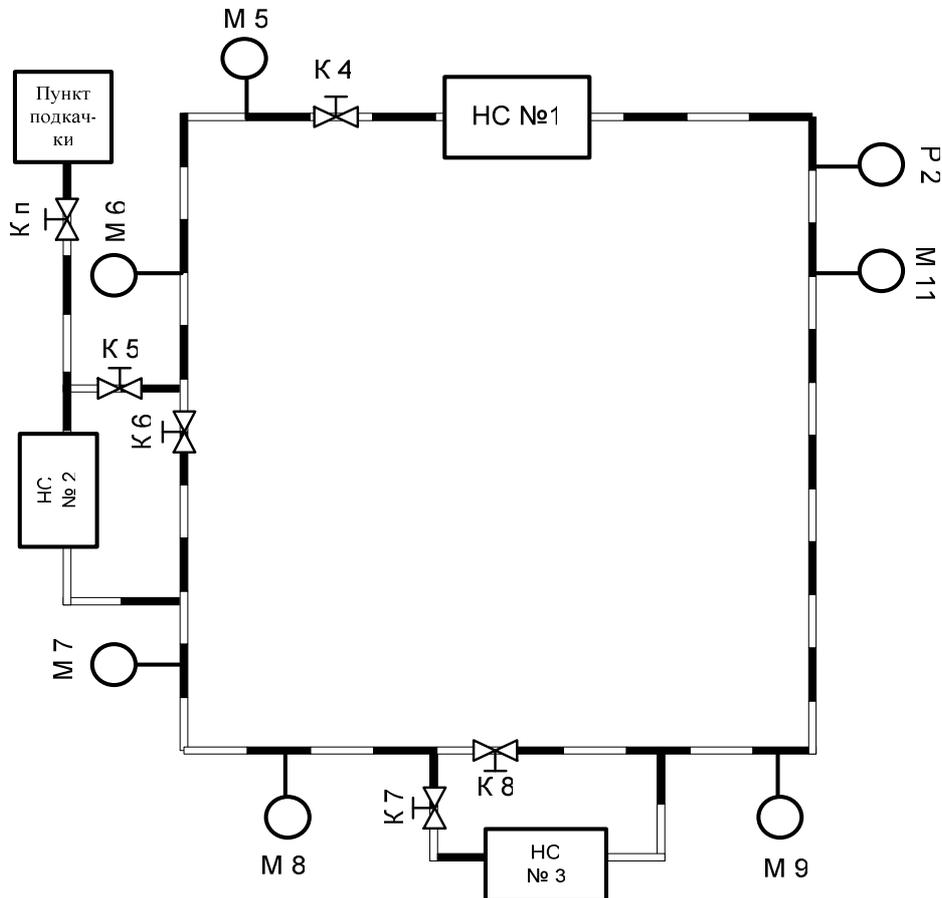


Рис. 4.18. Принципиальная схема лабораторной установки

Порядок проведения лабораторной работы

1. Открыть кран $K4$, $K5$, $K7$, закрыть $K6$, $K8$ согласно принципиальной схеме лабораторной установки.
2. Включить электродвигатель.
3. Дать поработать нагнетателям некоторое время на максимальной подаче с целью удаления из системы воздуха и прогрева подшипников.
4. Построить совмещенную характеристику трубопровода и трех насосных станций. Определить рабочую точку (режим работы трубопровода и трех насосных станций – расход, давление).
5. Открыть вентиль $Kп$.
6. Определить расход и давления в трубопроводе.
7. Отрегулировать режим работы трубопровода при периодической подкачке.

3.3.2. Лабораторная работа № 2.

Увеличение пропускной способности трубопровода

Цель работы

- ознакомиться с методами увеличения пропускной способности трубопровода Q .
- определить пропускную способность трубопровода Q .
- по заданию преподавателя увеличить пропускную способность трубопровода Q .

Основные сведения

К основным способам увеличения пропускной способности трубопровода относятся:

1. Сооружение дополнительных станций на перегонах между существующими (удвоение числа нефтеперекачивающих станций)
2. Прокладка лупингов
3. Использование противотурбулентных присадок.

Очевидно, что коэффициент увеличения пропускной способности χ при удвоении числа НПС есть фиксированная величина, а при прокладке лупингов коэффициент χ может иметь различные значения в зависимости от длины и диаметра лупинга. В обоих случаях напор на выходе из станции уменьшается ($H_{СТ*} < H_{СТ}$). Поэтому несущая способность трубопровода окажется недоиспользованной. Эффективность удвоения числа НПС или прокладки лупингов увеличится, если давление будет поднято до величины, близкой к допустимой по условию прочности. Это может быть осуществлено подбором диаметров колес насосов, заменой существующих насосов на другие, параметры которых ближе к необходимым, установкой дополнительных подпорных насосов или даже сооружением на той же площадке второй магистральной насосной, включаемой параллельно.

Увеличение пропускной способности путем удвоения числа насосных станций

При удвоении числа станций получается фиксированное значение коэффициента увеличения пропускной способности χ .

Уравнение баланса напоров в данном случае следующее:

$$\Delta H_1 + n \cdot (a - b \cdot Q^{2-m}) = f \cdot Q^{2-m} L + \Delta z, \quad (4.55)$$

$$\Delta H_1 + 2n \cdot (a - b \cdot Q_*^{2-m}) = f \cdot Q_*^{2-m} L + \Delta z. \quad (4.56)$$

Совместное решение этих двух уравнений дает формулу для определения коэффициента увеличения пропускной способности χ , $\chi = Q^*/Q$:

$$\chi = 2^{\frac{1}{2-m}} \left(1 - \frac{1}{2 + \frac{f \cdot L}{n \cdot b}} \right)^{\frac{1}{2-m}}. \quad (4.57)$$

На совмещенной характеристике $H = H(Q)$ (рис. 4.19) увеличение пропускной способности после удвоения числа насосных станций означает перемещение рабочей точки вправо.

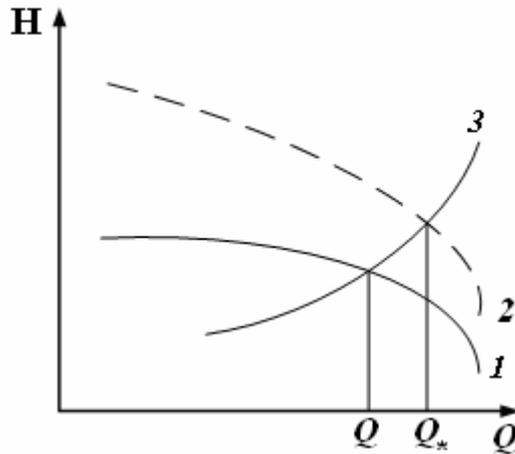


Рис. 4.19. Увеличение пропускной способности после удвоения числа насосных станций: 1 — характеристика насосных станций; 2 — характеристика насосных станций после удвоения насосных станций; 3 — характеристика трубопровода

Увеличение пропускной способности путем прокладки дополнительных лупингов

Лупингом (от англ. «loop» — петля) называется дополнительный трубопровод, проложенный параллельно основной магистрали и соединенный с ней в двух сечениях: начальном и конечном.

Обычно на нефтепроводах лупинги прокладываются как резервные нитки магистрали или для увеличения пропускной способности рассматриваемого участка.

Длина лупингов « x » может быть определена из уравнения баланса напоров (4.58) и (4.59).

$$\Delta H_1 + n \cdot (a - b \cdot Q^{2-m}) = f \cdot Q^{2-m} L + \Delta z \quad (4.58)$$

и

$$\Delta H_1 + n \cdot (a - b \cdot Q_*^{2-m}) = f \cdot Q_*^{2-m} [L - x(1 - \omega)] + \Delta z. \quad (4.59)$$

Совместное решение этих уравнений дает формулу, определяющую

длину лупинга, необходимого для увеличения производительности в χ раз:

$$x = \frac{L}{1 - \omega} \left(1 - \frac{1}{\chi^{2-m}} \right) \cdot \left(1 + \frac{n \cdot b}{f \cdot L} \right), \quad (4.60)$$

где L – протяженность участка, m ;

$$\omega - \text{коэффициент, } \omega = \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{D_{\text{л}}}{D} \right)^{\frac{5-m}{2-m}} \right]^{2-m}};$$

n – число нефтеперекачивающих станций;

b – коэффициент режима работы насосной станции;

$\chi = \frac{Q^*}{Q}$ – коэффициент увеличения пропускной способности трубо-

провода, где Q^* – производительность после прокладки лупинга, Q – производительность до прокладки лупинга;

f – коэффициент сопротивления, $f = \beta \frac{v^m}{D^{5-m}}$;

m – коэффициент, зависящий от режима движения.

На совмещенной характеристике $H = H(Q)$ (рис. 4.20) увеличение пропускной способности после прокладки лупинга означает перемещение рабочей точки вправо.

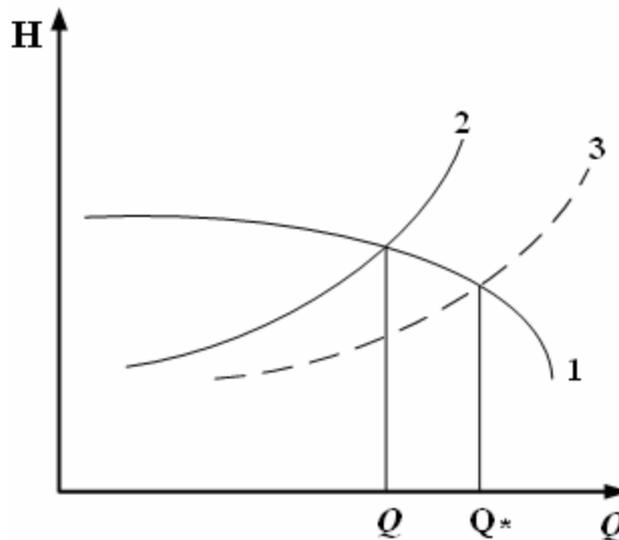


Рис. 4.20. Увеличение пропускной способности после прокладки лупинга: 1 – характеристика насосных станций; 2 – характеристика трубопровода; 3 – характеристика трубопровода после прокладки лупинга

Очевидно, что коэффициент увеличения пропускной способности $\chi = Q^*/Q$ (отношение увеличенной пропускной способности к прежней) при прокладке лупингов может иметь различные значения в зависимости от длины и диаметра лупинга.

Напор на выходе из станции уменьшится $H_{ст}^* < H_{ст}$.

Полная потеря напора для трубопровода с лупингом определяется формулой:

$$h_{\tau} = i [L - x(1 - \omega)] + \Delta z. \quad (4.61)$$

Увеличение пропускной способности при использовании противотурбулентных присадок

Одним из эффективных способов увеличения производительности трубопроводов является введение в турбулентный поток перекачиваемой жидкости специальных высокомолекулярных присадок, снижающих гидравлическое сопротивление.

Эффект снижения сопротивления начинает проявляться в очень слабых растворах – при массовых долях полимера $C = 10^{-6} - 10^{-5}$. Максимальное снижение сопротивления достигает 60 – 80 %.

Полимерные добавки практически не влияют на величину критического числа Рейнольдса, при котором происходит переход к турбулентному режиму течения.

В присутствии полимерных молекул отмечается расширение диапазона чисел Рейнольдса (Re), в котором шероховатая поверхность является гидравлически гладкой. В переходном режиме относительное снижение трения добавками выше, чем в режиме гидравлически гладких труб. Полимерные молекулы «затягивают» выход в режим с полным проявлением шероховатости, в котором добавки уже не влияют на сопротивление.

Противотурбулентные присадки не должны менять физико-химические характеристики нефти и нефтепродуктов, содержать поверхностно-активные вещества (ПАВ) и поэтому не должны адсорбироваться на поверхности трубопроводов и другого оборудования, не должны оказывать негативного влияния на работу автомобильных двигателей и печей. Они должны применяться совместно с ингибиторами коррозии и парафинообразования, депрессорными и антистатическими присадками, а также противоокислителями. Присадки эффективны только в турбулентном потоке, то есть при числах Рейнольдса, больших критического.

За счет гашения пристеночной турбулентности происходит снижение гидравлического сопротивления потоку жидкости в трубопроводе и, как следствие, либо увеличение производительности перекачки (при сохранении перепада давлений), либо снижение давления на перекачивающих станциях (при сохранении производительности перекачки). Эффект снижения гидравлического сопротивления, а, следовательно, и расхода электроэнергии может составлять от 20 до 60 %.

Наиболее известными из зарубежных антитурбулентных присадок к нефтепродуктам являются присадки «CDR» американской фирмы Dupon-Soposo и «NECCAD-447» финской фирмы Neste. Обе присадки, созданные на углеводородной основе, прошли промышленные испытания на отечественных трубопроводах. Для дизельных топлив, главным образом, рекомендуется присадка «NECCAD-447», которая представляет собой раствор сополимера, полученный на основе альфаолефинов растительного масла. Противотурбулентная присадка «NECCAD-447» относится к суспензионным и характеризуется повышенным соотношением гидравлически активного сополимера. Основные физико-химические характеристики присадки «NECCAD-447» приведены в табл. 4.7.

Таблица 4.7

Физико-химические характеристики присадки «NECCAD-447»

Показатели	Величина
Внешний вид	Желтая вязкая суспензия
Плотность при 20 °С, кг/м ³	от 840 до 900
Вязкость по Брукфильду (20 °С, 20 об.мин/рпм, сП/сР)	от 30 000 до 40 000
Температура вспышки, °С	не ниже 61
Зольность, %, w/w	не более 0,1
Растворимость в воде	не растворяется

Все антитурбулентные присадки снижают значение коэффициента гидравлического сопротивления (λ). Применение присадок особенно эффективно в тех случаях, когда перекачка ведется в области гидравлически гладких труб, то есть при таких режимах, в которых шероховатость внутренней полости трубопровода практически не сказывается на значениях коэффициента λ .

Для определения эффективности противотурбулентной присадки вводится безразмерный комплекс A , который можно определить по формуле, зная необходимую концентрацию присадки:

$$A = 4340 \cdot C^{1,13} \cdot \varepsilon^{-0,74}, \quad (4.62)$$

где ε – значение относительной шероховатости для эксплуатируемых длительное время трубопроводов.

Гидравлическая эффективность присадки рассчитывается по формуле

$$\varphi = 1 - (A + 1)^{-0,2}. \quad (4.63)$$

В данной формуле выражена зависимость безразмерного комплекса A от гидравлической эффективности присадки. Коэффициент A , входящий в формулу, отражает условия взаимодействия турбулентного потока со стенкой трубы. Эта зависимость определена экспериментальным путём. Она показывает, что коэффициент λ_1 зависит не только от концентрации присадки C , но и от шероховатости труб ε .

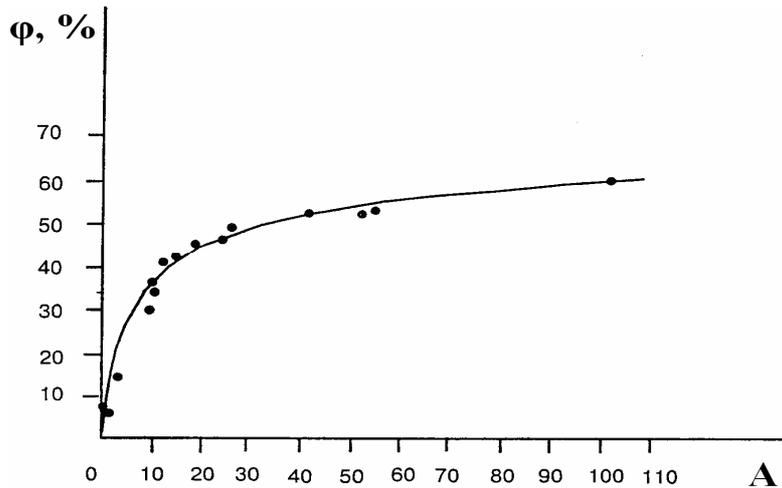


Рис. 4.21. Зависимость гидравлической эффективности присадки ϕ от безразмерного комплекса A .

Эффективность присадки ϕ можно найти по формуле:

$$\phi = (1 - (\lambda_1 / \lambda_0)) \times 100, \% = (1 - (Q_0^2 / Q_1^2)) \times 100, \% \quad (4.64)$$

где Q_1, Q_0 – расходы при перекачке с присадкой и без нее соответственно, ($m^3/час$).

По известному значению эффективности присадки определяется значение расхода при перекачке нефтепродукта с присадкой:

$$Q_1 = \sqrt{\frac{Q_0^2}{1 - \phi}} \quad (4.65)$$

Принципиальная схема экспериментальной установки:

Жидкость из бака поступает по всасывающей линии ЛВ1 и ЛВ2 в трубопровод (в сеть).

Расход измеряется расходомером P2.

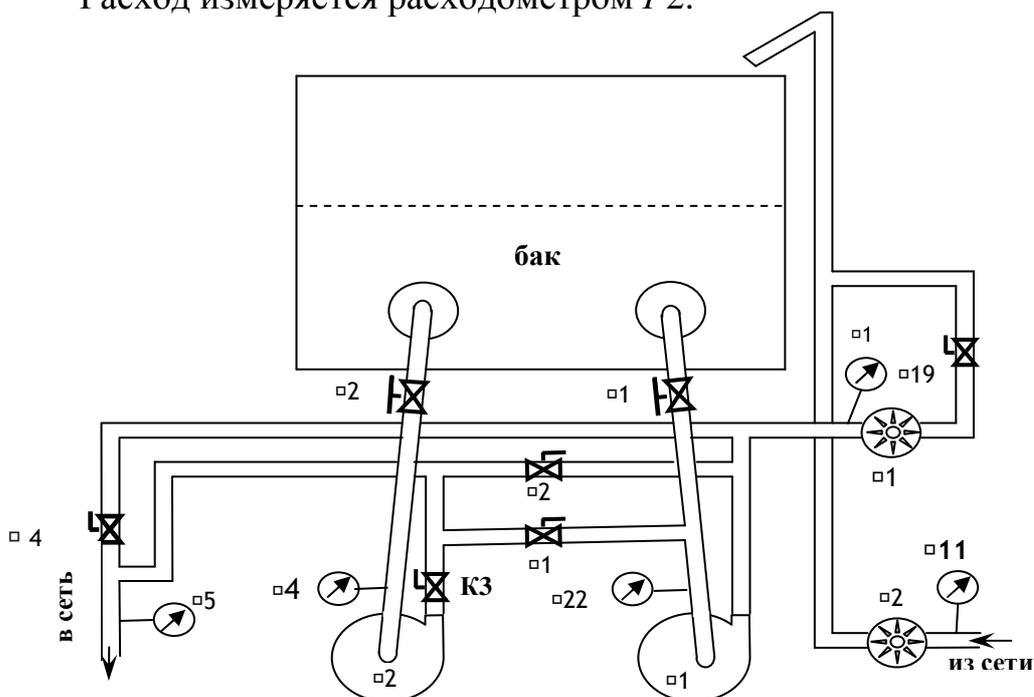


Рис. 4.22. Принципиальная схема установки

Порядок проведения лабораторной работы

1. Открыть вентиль $B1, K4, B2, K3, K1$.
2. Включить электродвигатель.
3. Дать поработать нагнетателям некоторое время на максимальной подаче с целью удаления из системы воздуха и прогрева подшипников.
4. Определить пропускную способность трубопровода по показаниям расходомера $P2$.
5. По одному из вышеперечисленных методов увеличить пропускную способность трубопровода.
6. Записать в протокол испытаний показания расходомера.
7. Отключить электродвигатель, закрыть регулировочный вентиль.

Обработка полученных экспериментальных данных

1. Определить пропускную способность трубопровода.
2. Построить совмещенную характеристику работы НПС и трубопровода до и после увеличения пропускной способности, т.е. определить рабочую точку.

3.3.3. Лабораторная работа № 3.

Регулирование режима работы трубопровода при отключении одной из насосных станций

Цель работы

– научиться регулировать режим работы трубопровода при отключении одной из насосных станций.

Основные сведения

Временное отключение какой-либо станции может быть вызвано неполадками в системе энергоснабжения, аварией, необходимостью проведения ремонтных работ и т.д.

Выход из строя насосной станции резко изменяет режим работы трубопровода (расход, давление, подпоры перед станциями). Независимо от того, какая станция вышла из строя – вторая, третья и т.д. или последняя, из уравнения баланса напоров для всего нефтепровода следует, что:

$$Q_*^{2-m} = \frac{\Delta H_1 + (n-1)a - \Delta z}{(n-1)b + fl}. \quad (4.66)$$

Расход Q_* устанавливается автоматически, в результате саморегулирования. Очевидно, что он меньше расхода Q , который был до отключения станции.

Изменение подпоров перед станциями при отключении одной из них показано на рис. 4.23.

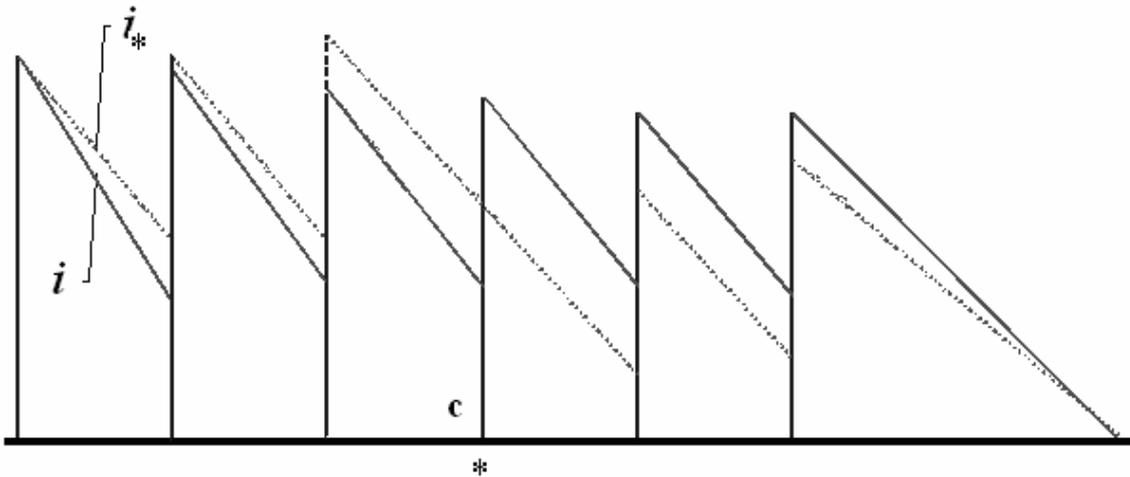


Рис. 4.23. Изменение режима работы нефтепровода при отключении одной из станций

При отключении станции c подпор перед станцией $c + 1$ уменьшится на величину:

$$\delta H_{c+1} = \Delta H_{c+1} - \Delta H_{c+1*} = (a - bQ_*^{2-m}) - (cb + fl_{c+1})(Q^{2-m} - Q_*^{2-m})$$

Чем ближе отключенная станция находится к головной, тем больше будет снижение подпора перед станцией $c + 1$. Перед станцией $c - 1$ подпор возрастет:

$$\delta H_{c-1} = \Delta H_{c-1*} - \Delta H_{c-1} = [(c-2)b + fl_{c-1}](Q^{2-m} - Q_*^{2-m}).$$

Очевидно, что подпор перед станцией $c - 2$ также возрастет, но в меньшей степени, перед станцией $c - 3$ – в еще меньшей и т.д.

В правой части нефтепровода подпоры будут возрастать от станции к станции, но останутся меньшими, чем были до отключения станции c .

Обычно запасы подпора невелики: на станции, следующей за отключенной, возникает кавитация. Подпор перед станцией $c + 1$ можно поднять до допустимой величины ΔH_d регулированием работы станций, находящихся в правой части нефтепровода. Напор H' , который должен быть погашен регулированием, определяется из уравнения баланса напоров для правой части нефтепровода:

$$\Delta H_d + (n - c)(a - bQ_*^{2-m}) = f(L - l_{c+1})Q_*^{2-m} + \Delta z_{\pi} + H',$$

где расход Q_* определяется из уравнения баланса напоров для левой части нефтепровода:

$$\Delta H_1 + (c - 1)(a - bQ_*^{2-m}) = fl_{c+1}Q_*^{2-m} + \Delta z_{c+1} + \Delta H_d$$

(он будет меньше расхода, определяемого формулой (4.66)):

$$Q_*^{2-m} = \frac{\Delta H_1 + (n - 1)a - \Delta z}{(n - 1)b + fl}.$$

Поскольку подпоры перед станциями в левой части нефтепровода возрастут, давление нагнетания на станции $c - 1$ может оказаться больше допустимого H_d . Снижение напоров до H_d достигается регулированием на станциях левой части нефтепровода. При этом расход Q_* будет определяться уравнением:

$$H_d = flQ_*^{2-m} + \Delta z + \Delta H_d, \quad (4.67)$$

где l – расстояние между станциями $c - 1$ и $c + 1$; Δz – разность нивелирных высот конца и начала участка l .

Величина H' , на которую должен быть снижен напор, развиваемый станциями левой части нефтепровода, может быть найдена из уравнения:

$$\Delta H_1 + (c-1)(a - bQ_*^{2-m}) = fl_{c-1}Q_*^{2-m} + \Delta z_{c-1} + \Delta H_d + H'$$

или

$$\Delta H_1 + (c-1)(a - bQ_*^{2-m}) = fl_{c+1}Q_*^{2-m} + \Delta z_{c+1} + \Delta H_d + H'.$$

Если H' превосходит напор $H_{нас}$, развиваемый одним насосом, то, округлив $H'/H_{нас}$ до целого числа k (в меньшую сторону), найдем число насосов k , подлежащих отключению. Напор $H'/kH_{нас}$ должен быть погашен регулированием.

Принципиальная схема лабораторной установки

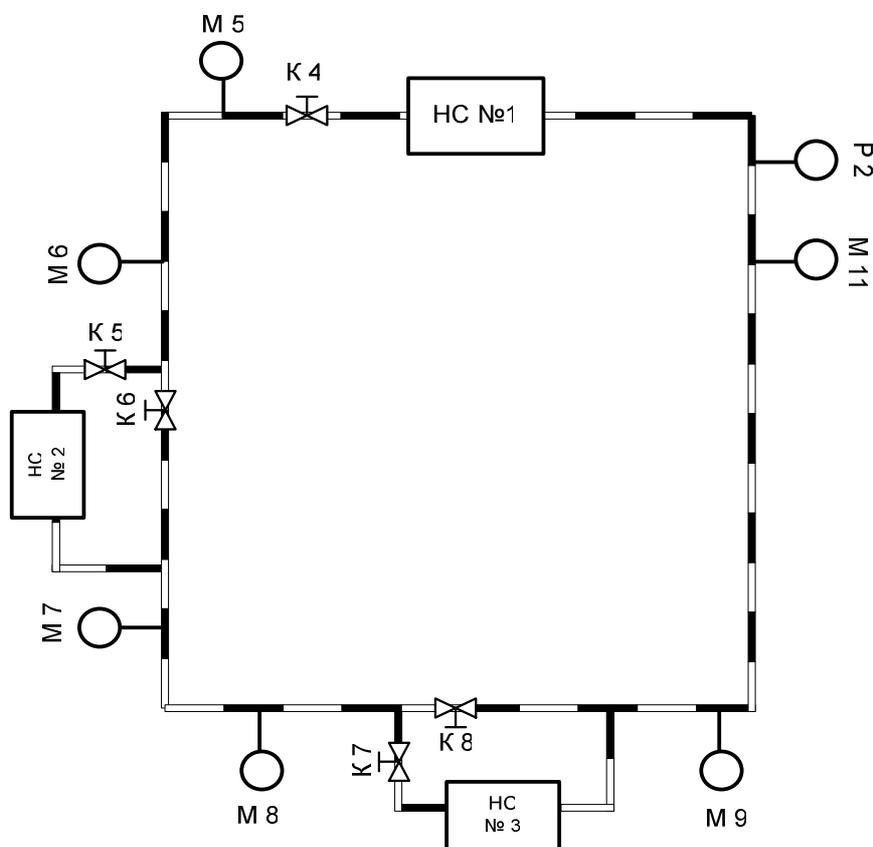


Рис. 4.24. Принципиальная схема лабораторной установки

Порядок проведения лабораторной работы

1. Открыть кран $K4$, $K5$, $K7$, закрыть $K6$, $K8$ согласно принципиальной схеме лабораторной установки.
2. Включить электродвигатель.
3. Дать поработать нагнетателям некоторое время на максимальной подаче с целью удаления из системы воздуха и прогрева подшипников.
4. Построить совмещенную характеристику трубопровода и трех насосных станций. Определить рабочую точку (режим работы трубопровода и трех насосных станций – расход, давление).
5. Отключить одну из насосных станций (НС №2).
6. Определить расход и давления в трубопроводе.
7. Отрегулировать режим работы трубопровода (снижение напора H в левой части трубопровода; повышение подпора до допустимой величины $\Delta H_{\text{д}}$ на станции, следующей за отключенной).

4. Тесты и задания для контроля за результатами обучения

4.1. На оценку «удовлетворительно»

1. Если количество нефтеперекачивающих станций будет округлено в большую сторону, то какой будет проектная производительность по сравнению с расчетной?
2. Если количество нефтеперекачивающих станций будет округлено в меньшую сторону, то какой будет проектная производительность по сравнению с расчетной?
3. Какие существуют способы уменьшения потерь напора в трубопроводе?
4. Какие существуют способы увеличения потерь напора в трубопроводе?
5. Перечислите методы расстановки нефтеперекачивающих станций.
6. На каком участке магистрального трубопровода будет эффективной (более целесообразной) прокладка лупинга?
7. Как определяется зона возможного расположения нефтеперекачивающих станций?
8. Перечислите основные способы увеличения пропускной способности трубопровода.
9. Что понимается под термином «Коэффициент увеличения пропускной способности»?
10. Как определяется местонахождение дополнительных нефтеперекачивающих станций (с центробежными насосами)?
11. Как изменяются характеристики насосов и трубопровода при изменении вязкости перекачиваемого нефтепродукта?

4.2. На оценку «хорошо»

1. Напишите формулу, по которой определяется количество нефтеперекачивающих станций.
2. Изобразите графически изменение производительности при округлении числа станций в большую и меньшую сторону.
3. Напишите формулу, по которой производится обточка колес насосных агрегатов.
4. В чем состоит суть метода расстановки нефтеперекачивающих станций, предложенного В.Г. Шуховым?
5. Перечислите особенности расстановки нефтеперекачивающих станций с центробежными насосами.
6. Как определяются границы зоны возможного расположения станций, оборудованных центробежными насосами?
7. Как определяются зоны возможного расположения промежуточных станций при наличии лупингов?
8. В чем состоит суть метода увеличения пропускной способности трубопровода путем сооружения лупингов?
9. В чем состоит суть метода увеличения пропускной способности трубопровода путем удвоения числа нефтеперекачивающих станций?
10. В чем состоит разница удвоения числа станций и прокладки лупингов на нефтепроводе с поршневыми насосами и центробежными?

4.3. На оценку «отлично»

1. Напишите уравнение, по которому определяется длина лупинга.
2. Составьте уравнение баланса напоров при округлении числа станций в большую сторону.
3. Изобразите графически метод расстановки нефтеперекачивающих станций (метод В.Г. Шухова).
4. Изобразите графически, как производится расстановка нефтеперекачивающих станций при округлении их числа в меньшую сторону.
5. Изобразите графически, как определяются границы зоны возможного расположения станций, оборудованных центробежными насосами.
6. Изобразите графически, как определяются зоны возможного расположения промежуточных станций при наличии лупингов.
7. Напишите, как определяется коэффициент увеличения пропускной способности путем удвоения числа нефтеперекачивающих станций.
8. Напишите формулу, определяющую длину лупинга, необходимого для увеличения производительности в χ раз. Что показывает данная формула?

Литература

1. Абузова, Ф. Ф. Техника и технология транспорта и хранения нефти и газа: Учеб. пособие для вузов / Ф. Ф. Абузова, Р. А. Алиев, В. Ф. Новоселов и др. ; под ред. В. Ф. Новосёлова – М. : Недра, 1992. – 320 с.
2. Агапкин, В. М. Справочное руководство по расчётам трубопроводов / В. М. Агапкин, С. Н. Борисов, Б. Л. Кривошеин. – М. : Недра, 1987. – 191 с.
3. Алиев, Р. А. Трубопроводный транспорт нефти и газа: Учебник для вузов / Р. А. Алиев, В. Д. Белоусов, А. Г. Немудров и др. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Недра, 1998. – 368 с.
4. Альтшуль, А. Д. Гидравлика и аэродинамика: Учеб. для вузов / А. Д. Альтшуль, Л. С. Животовский, Л. П. Иванов. – М. : Стройиздат, 1987. – 414 с.
5. Белоусов, В. Д. Технологический расчёт нефтепроводов : Учеб. пособие к курсу «Трубопроводный транспорт нефти и газа» / В. Д. Белоусов. – М. : МИНХиГП, 1977. – 68 с.
6. Васильев, Г. Г. Трубопроводный транспорт нефти : Учеб. для вузов: В 2 т. Т. 1. / Г. Г. Васильев, Г. Е. Коробков, А. А. Коршак и др. ; под редакцией С. М. Вайнштока – М : Недра, 2004.
7. Ишмухаметов, И. Т. Сборник практических расчетов при транспортировке нефтепродуктов по трубопроводам / И. Т. Ишмухаметов, С. Л. Исаев, М. В. Лурье, С. П. Макаров. – М. : Нефть и газ, 1997. – 112 с.
8. Ишмухаметов, И. Т. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов / И. Т. Ишмухаметов, С. Л. Исаев, М. В. Лурье, С. П. Макаров. – М. : Нефть и газ, 1999.
9. Коршак, А. А. Основы нефтегазового дела / А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2002.
10. Лурье, М. В. Двадцать контрольных работ по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа / М. В. Лурье. – М. : ГАНГ, 1996. – 34 с.
11. Лурье, М. В. Сборник задач по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа / М. В. Лурье. – М. : ГАНГ, 1995. – 267 с.
12. РД 153-39.4-041-99. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов. – М., 1999.
13. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы / Госстрой СССР. – М. : ЦИТП Госстроя СССР, 1985. – 52 с.
14. Фукс, И. Г. Нефть, газ и продукты их переработки / И. Г. Фукс, Б. П. Холодов. – М. : Нефть и газ, 1994.

МОДУЛЬ 5 «РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДА НА ПРОЧНОСТЬ»

Введение

Основной вид труб для нефтепроводов – стальные трубы. Большая несущая способность, высокая стабильность механических и технологических свойств достигнута 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.

Для сооружения магистральных трубопроводов применяют стальные бесшовные горячекатаные трубы из углеродистых и легированных сталей, а также электросварные прямошовные или спирально-шовные сварные трубы из низколегированных сталей с более высокими механическими свойствами по сравнению с углеродистыми сталями, что позволяет уменьшить толщину стенок.

Расчет трубопровода на прочность ведется согласно СНиП 2.05.06-85*. Основные формулы прочностного расчета по СНиП 2.05.06-85* базируются на безмоментной теории тонкостенных оболочек, т.е. не учитывается воздействие в сечениях оболочки изгибающих моментов.

Магистральные стальные трубопроводы и все составляющие их конструктивные элементы рассчитывают на нагрузки и воздействия по методу предельных состояний.

Схема изучения материала

№ п/п	Тема занятий	Тип занятий	Вид (форма) занятий	Количество часов
1	Определение толщины стенки трубы, раскладка труб	Изучение нового материала	Лекция	2
2	Определение толщины стенки трубопровода. Проверка прочности и устойчивости трубопровода	Углубление и систематизация учебного материала	Практическое занятие	1
3	Расчет трубопровода на прочность	Предварительный контроль	Практическое занятие	1
4	Механический расчет трубопровода	Углубление и систематизация учебного материала	Курсовой проект	2

1. Основы научно-теоретических знаний по модулю «Расчет трубопровода на прочность»

1.1. Требования, предъявляемые к трубам и материалам

Утечки, возникающие при перекачке нефти и нефтепродуктов, даже через небольшие трещины, образующиеся в трубопроводе, загрязняют окружающую среду и приводят к значительному экологическому и экономическому ущербу. Разрывы трубопроводов больших диаметров могут нанести не только экономический, но и социальный ущерб. Поэтому к трубам предъявляются жесткие требования по следующим параметрам:

- качество материала,
- поверхность,
- точность размеров труб,
- качество сварных швов.

Качество материала характеризуется следующими механическими свойствами:

- временное сопротивление;
- предел текучести;
- относительное удлинение,
- ударная вязкость;

Весьма существенное значение имеют **пластичность и свариваемость**, а для труб, соприкасающихся с агрессивной средой, имеет значение **коррозионная стойкость**.

Стойкостью против коррозии отличаются трубы из алюминия или из неметаллических материалов. Но механические свойства этих материалов невысоки. Изготовленные из них трубы имеют ограниченное применение. Трубы магистральных газопроводов и нефтепроводов изготавливают из стали. Сталь – экономичный, прочный, хорошо сваривающийся и надежный материал. По способу изготовления трубы для магистральных трубопроводов подразделяются на бесшовные, сварные с продольным швом и сварные со спиральным швом. Бесшовные трубы применяют для трубопроводов диаметром до 426 мм. Обычная область применения сварных труб – трубопроводы диаметром 530 мм и выше. Трубы диаметром до 530 мм изготавливают из спокойных и полуспокойных углеродистых сталей. Для изготовления труб диаметром до 1020 мм применяют спокойные и полуспокойные низколегированные стали. Трубы больших диаметров изготавливают из низколегированных сталей в термически или термомеханически упрочненном состоянии.

Сталь должна удовлетворять требованиям СНиП. Например, отношение предела текучести к временному сопротивлению должно быть не больше 0,75

для углеродистых сталей, 0,8 – для низколегированных, 0,85 – для термически упрочненной стали. Металл труб не должен иметь трещин, расслоений, закатов.

Серьезные требования предъявляются, как уже было сказано, к самим трубам. Так, согласно СНиП овальность труб не должна превышать 1 %, кривизна труб не должна быть больше 1,5 мм на 1 м длины. Длина поставляемых заводом труб должна быть в пределах 10,5 – 11,6 м. Концы труб должны быть обрезаны под прямым углом и иметь разделку кромок под сварку. Сварные швы должны быть равнопрочными основному металлу трубы; переход от шва к телу трубы должен быть плавным.

Марки и прочностные характеристики сталей представлены в табл. 5.1.

Таблица 5.1.

Марки и прочностные характеристики сталей

Марка стали	Предел прочности, МПа, не менее	Предел текучести, МПа, не менее	Относительное удлинение, %, не менее	Наружный диаметр трубы, мм
14ХГС	500	350	19	530, 720, 1020
17ХГС	520	360	20	630, 720, 820
17Г1С	520	360	20	1020, 1220
17ГС	520	360	20	530, 720, 820
14Г2САФ	550	380	20	1020
14Г2САФ	570	400	20	1020, 1220
16Г2САФ	600	420	20	1020
10Г2СД (МК)	500	350	18	530, 630

1.2. Краткие сведения об изготовлении труб

Прокат бесшовных труб состоит из следующих основных операций.

Сначала из раскаленной заготовки получают толстостенную трубу (гильзу). Эта операция называется прошивкой. Она осуществляется на стане винтовой прокатки, оснащенный расположенными под углом друг к другу конусными валками. Чтобы придать получающемуся отверстию правильную круглую форму, между валками устанавливают оправку. Затем следует операция раскатки: уменьшение толщины стенки до близкой к требуемой и одновременно удлинение трубы. Она выполняется на станах продольной прокатки с круглыми калибрами. Прокатка ведется на оправке. Следующая операция – калибровка. На калибровочном стане труба получает нужные размеры и форму правильного круга. Далее труба направляется на охлаждение и отделку.

Сварные трубы для магистральных трубопроводов изготавливают, как уже было сказано, с прямым продольным или спиральным швом. Для прямошовных труб заготовки – стальные листы, для спирально-шовных – поло-

совая сталь, свернутая в рулон. Прямошовные трубы получают вальцеванием или холодным прессованием. Последний метод более производительный. Сначала стальные листы очищают от окалины и ржавчины, обрабатывают кромки. Затем на специальном стане кромки подгибают, в результате чего заготовка приобретает корытообразный вид. Следующая операция – придание корытообразной заготовке U-образной формы. Эта операция выполняется на гидравлическом прессе при помощи круглого штампа, диаметр которого равен диаметру будущей трубы. Далее U-образная заготовка поступает в более мощный пресс, имеющий два штампа в виде полуцилиндров. При сжатии штампов металл заготовки обжимается по периметру трубы. Затем окончательно сформованную трубу переводят на установку для сварки.

Сваренную трубу калибруют. В оба конца трубы вставляют заглушки – конусы силовых головок. Через одну головку в трубу подают воду, через другую выходит воздух. Под давлением воды труба расширяется и ее наружный диаметр становится равным диаметру обоймы. Процесс расширения трубы называется экспандированием. Степень экспандирования не должна быть слишком большой (не рекомендуется превышать 1,2 %), так как при экспандировании возникает наклеп и свойства стали ухудшаются.

После экспандирования каждую трубу подвергают гидравлическому испытанию (на прочность и герметичность). Качество сварных швов проверяют рентгенографически или другими неразрушающими способами.

Процесс изготовления спиральношовных труб протекает следующим образом. Стальная лента из рулона направляется размотчиком в правильную машину. Затем следует обработка кромок (вплоть до снятия фасок под сварку), после чего подающая машина вводит ленту в формовочно-сварочное устройство. Формовочный элемент этого устройства представляет собой втулку, продольная ось которой находится под углом (угол формовки) к оси поступающей стальной ленты. При прохождении через втулку лента сворачивается в спираль. При помощи сварочных головок, расположенных внутри и снаружи формовочной втулки, непрерывно смыкающиеся кромки ленты свариваются: получается спиральный шов. Диаметр выходящей из формовочно-сварочного устройства трубы зависит от угла формовки. Спиральношовные трубы имеют преимущества перед прямошовными. Стальная полоса, из которой изготавливают спиральношовные трубы, дешевле листов для изготовления прямошовных труб того же диаметра, так как ширина ее меньше. Спиральное расположение волокон в трубе более благоприятное, чем продольное. К недостаткам спиральношовных труб следует отнести большую протяженность шва, затрудненность контроля качества сварки, а также качества свернутой в рулон полосовой стали.

1.3. Расчет трубопровода на прочность

Уложенный в грунт трубопровод испытывает вызванные целым рядом силовых воздействий напряжения: кольцевые, продольные и радиальные (рис. 5.1).

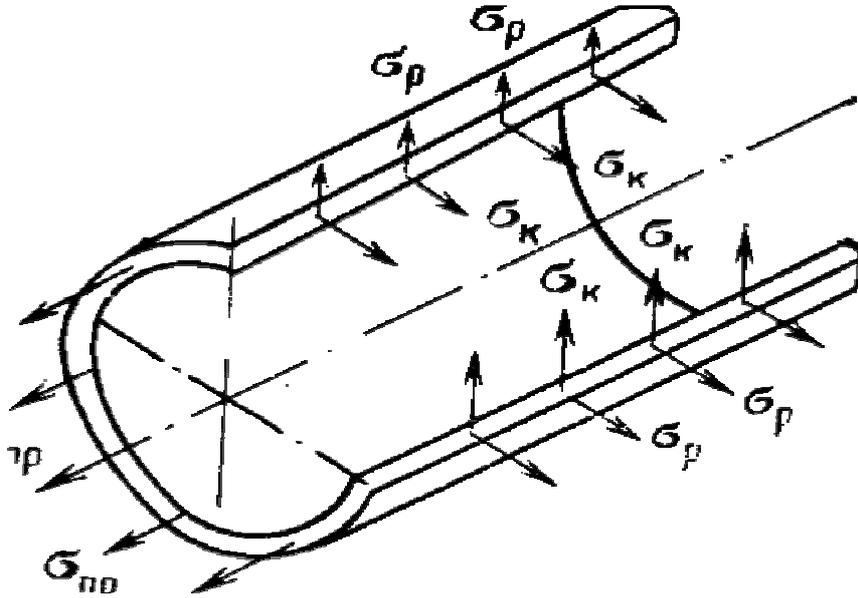


Рис. 5.1. Схема напряжений, возникающих в трубопроводе

Кольцевые напряжения S_k возникают от внутреннего давления и определяются котельной формулой:

$$S_k = \frac{pD}{2\delta}, \quad (5.1)$$

где p – давление;

D – внутренний диаметр;

δ – толщина стенки трубопровода.

Продольные напряжения $S_{пр}$ создаются:

- под действием внутреннего давления

$$S_{пр} = m \cdot S_k = mpD / 2\delta, \quad (5.2)$$

где m – коэффициент Пуассона (коэффициент Пуассона $m = \epsilon_y / \epsilon_x$, где ϵ_y – относительное поперечное сжатие, ϵ_x – относительное продольное удлинение); для стали $m = 0,3$. Если трубопровод может свободно перемещаться вдоль оси, то $S_{пр} = pD / 2\delta$.

- при изменении температуры

$$S_{пр} = -Ea\Delta t, \quad (5.3)$$

где E – модуль упругости, для стали $E = 206\,000$ МПа;

a – коэффициент линейного расширения, $a = 12 \times 10^{-6}$ ($1/^\circ\text{C}$).

$\Delta t = t - t_y$ – температурный перепад;

t, t_y – температура стенки трубопровода соответственно в рассматриваемый момент времени и в момент укладки.

- при изгибе

$$S_{np} = \pm ED_H / 2r, \quad (5.4)$$

где D_H – наружный диаметр трубопровода;

r – радиус изгиба; знак «плюс» относится к растягивающим напряжениям, а знак «минус» – к сжимающим; напряжения изгиба возникают при укладке трубопровода на поворотах трассы, а также на переходах через повышенные и пониженные точки.

Продольные напряжения различного происхождения:

$$\sigma_{np} = \mu \frac{pD}{2\delta} - Ea\Delta t \pm \frac{ED}{2r}. \quad (5.5)$$

Радиальные напряжения S_r малы и в расчетах не учитываются. Не принимается во внимание при расчете трубопровода на прочность давление грунта, а также подвижные нагрузки, которые могут действовать на трубопровод (тракторы, сельскохозяйственные машины, автомобили). Эти внешние нагрузки незначительны и, кроме того, компенсируются внутренним давлением. Не принимаются в расчет также силовые воздействия случайного характера (от оползневых явлений, от массы трубопровода, при размыве основания, на котором он лежит).

Определение усилий, которые может выдержать трубопровод, или, наоборот, определение толщины стенки трубопровода при заданной нагрузке – цель расчета на прочность.

Магистральные трубопроводы рассчитывают по методу предельных состояний. Предельным состоянием называют такое, при достижении которого нормальная эксплуатация рассчитываемой конструкции становится невозможной. Различают первое, второе и третье предельные состояния.

- Первым предельным состоянием называется такое, при достижении которого рассматриваемая конструкция теряет несущую способность, или, что то же самое, способность сопротивляться приложенным к ней усилиям, т. е. разрушается.
- Второе предельное состояние характеризуется чрезмерными, недопустимыми при эксплуатации остаточными деформациями или колебаниями.
- Третье предельное состояние определяется чрезмерными, недопустимыми при эксплуатации трещинами.

Ни при достижении третьего предельного состояния, ни при достижении второго конструкции не грозит разрушение, ее прочность и устойчивость сохраняются. По третьему предельному состоянию рассчитывают, например, железобетонные резервуары, по второму предельному состоянию – междуэтажные перекрытия зданий, расстояния между опорами для трубопроводов при надземной прокладке, когда регламентируется стрела прогиба и т.д.

Уложенные в грунт магистральные трубопроводы рассчитывают по первому предельному состоянию, т. е. принимают, что наибольшее усилие, испытываемое трубопроводом, не должно превышать его несущей способности. Для уложенного в грунт трубопровода достижение предела текучести не означает потерю работоспособности. Трубопровод может успешно эксплуатироваться до тех пор, пока напряжения в нем не достигнут предела прочности. При расчете трубопровода на прочность считают, что он идеально круглый. Овальность труб не принимают во внимание, так как под действием внутреннего давления она выравнивается.

Учитывают лишь внутреннее давление (основное воздействие). Таким образом, условие прочности может быть выражено в виде:

$$npD \leq R_1 2\delta, \quad (5.6)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке; R_1 – расчетное сопротивление.

В левой части этого выражения – действующее расчетное усилие, стремящееся разорвать трубопровод по образующей. В правой – несущая способность трубопровода.

Заменив в условии прочности D на $D_H = 2\delta$, получаем толщину стенки трубопровода:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)}. \quad (5.7)$$

Согласно СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы» расчетное сопротивление R_1 следует определять по формуле

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_n}, \quad (5.8)$$

где R_1^H – нормативное сопротивление, принимается равным временному сопротивлению, $R_1^H = S_{ep}$;

m – коэффициент условий работы трубопровода, зависит от категории трубопровода и его участка;

k_1 – коэффициент надежности по материалу, учитывает способ изготовления трубы и ее прочностные характеристики;

k_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода, зависящий от его диаметра.

Числовые значения этих коэффициентов надо брать по СНиП.

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять из условия:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (\phi_1 R_1 + n \cdot p)}, \quad (5.9)$$

где ϕ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб.

$$\psi_1 = \sqrt{1 - \frac{3}{4} \left(\frac{\sigma_{np.N}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{np.N}|}{R_1}. \quad (5.10)$$

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения, предусмотренного государственными стандартами или техническими условиями. Продольные осевые напряжения $S_{прN}$ определяются от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла. Расчетная схема должна отражать условия работы трубопровода и его взаимодействие с грунтом.

В частности, для прямолинейных и упругоизогнутых участков при отсутствии продольных и поперечных перемещений:

$$S_{пр} = -aE\Delta t + \frac{\mu nrD}{2\delta_H}, \quad (5.11)$$

где Δt – расчетный температурный перепад;

δ_H – номинальная толщина стенки трубы.

1.4. Трубопроводы с переменной толщиной стенки

Если толщина стенки будет переменная, изменяющаяся в соответствии с изменением давления по длине, то для нефтепроводов может быть достигнута существенная экономия металла. Для газопровода давление в конечной точке перегона может быть равно среднему (при остановке перекачки). Поскольку различие между давлением в начале перегона и средним невелико, газопроводы обычно не сооружают с переменной толщиной стенки. Уменьшение толщины стенки нефтепровода осуществляется ступенчато. Число ступеней для каждого перегона обычно принимают равным трем.

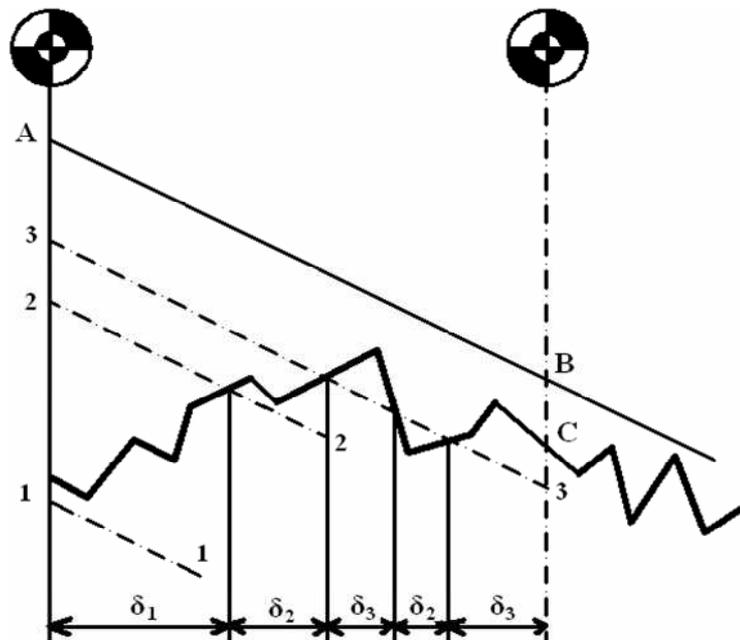


Рис. 5.2. Схема раскладки труб на перегоне между станциями

Размещение труб с различными толщинами стенок по длине перегона называется раскладкой труб. Она может быть осуществлена следующим образом: сначала надо на профиле трассы для каждого перегона построить линии гидравлического уклона. Эти линии должны соответствовать наименьшему расходу, возможному при эксплуатации (перекачка через станцию, начальный период при вводе в строй нефтеперекачивающих станций по очередям). Далее измеряем расстояние от точки на профиле в конце перегона до линии гидравлического уклона (напор). На рис. 5.2 – это отрезок BC . Затем вычисляем давление, соответствующее напору BC , и определяем толщину стенки трубопровода. Округлив полученную величину в большую сторону до ближайшего значения по ГОСТ, получим наименьшую толщину стенки δ_3 , которая должна быть принята для раскладки труб на рассматриваемом перегоне. После этого определяем напор, который может выдержать труба с такой толщиной стенки. Отложим этот напор от точки A по вертикали вниз (отрезок A_3). Между толщинами стенок для начального участка (δ_1) и δ_3 выбираем по ГОСТ промежуточное значение δ_2 . Определяем напор, соответствующий δ_2 , и откладываем напор A_2 , соответствующий δ_2 . От точек 3, 2 и 1 проводим линии 33, 22 и 11, параллельные линии гидравлического уклона AB . В точках пересечения линии 33 с профилем напор будет равен A_3 . На участках, где линия профиля расположена выше линии 33, напор будет меньше A_3 . Здесь надо укладывать трубы с толщиной стенки δ_3 . На участках, где линия профиля находится между линиями 33 и 22, толщина стенки должна быть равна δ_2 . На участках, где линия профиля проходит ниже линии 22 (т.е. между линиями 22 и 11), должна быть наибольшая толщина стенки, т. е. δ_1 .

2. Термины, определения и используемые сокращения

Предельное состояние – такое состояние, при достижении которого нормальная эксплуатация рассчитываемой конструкции становится невозможной

Раскладка труб – размещение труб с различной толщиной стенок по длине перегона
СНиП – строительные нормы и правила

3. Материалы, использованные в процессе обучения и контроля

3.1. Материалы к лекциям

План лекции:

1. Требования, предъявляемые к трубам и материалам
2. Краткие сведения об изготовлении труб
3. Расчет трубопровода на прочность
4. Трубопроводы с переменной толщиной стенки

3.2. Задания для практических занятий

МЕХАНИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДА. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ ТРУБОПРОВОДА. ПРОВЕРКА ПРОЧНОСТИ И УСТОЙЧИВОСТИ ТРУБОПРОВОДА

Для сооружения магистральных трубопроводов применяют стальные бесшовные горячекатаные трубы из углеродистых и легированных сталей, а также электросварные прямошовные или спирально-шовные сварные трубы из низколегированных сталей с более высокими механическими свойствами по сравнению с углеродистыми сталями, что позволяет уменьшить толщину стенок.

Трубы бесшовные следует применять по ГОСТ 8731-74, ГОСТ 8732-78 и ГОСТ 8734-75, 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 5.2

Прочностные характеристики труб

Наружный диаметр труб, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Марка стали	Шов	Предел прочности, не менее, МПа	Предел текучести, не менее, МПа
1420	25,0	Импортная	Прямой	590	410
1420	20,5	Импортная	–	550	410
1420	19,5	Импортная	–	590	410
1420	17,5	Импортная	–	550	410
1420	17,5	17Г2СФ	–	540	370
1420	16,5	Импортная	–	590	410
1420	16,0	17Г2СФ	–	540	370
1420	13,5	17Г2СФ	–	540	370
1220	15,2	19Г1С	–	510	350
1220	15,0	14Г2САФ	–	560	390
1220	14,5	17Г1С	–	510	350
1220	13,0	14Г2САФ	–	560	390
1220	12,5	17Г1С	–	510	350
1220	12,5	Импортная	–	590	410
1220	12,0	17Г1С	Спиральный	510	350
1220	12,0	17Г2СФ	–	540	370

Продолжение табл. 5.2

1220	11,5	14Г2САФ	Прямой	560	390
1220	11,0	14Г2САФ	–	560	390
1220	10,5	Импортная	–	590	410
1020	16,5	17Г1С	–	510	350
1020	16,0	Импортная	–	530	390
1020	14,0	17Г1С	–	510	350
1020	12,5	14Г2САФ	–	560	390
1020	12,5	14ХГС	–	490	340
1020	12,0	16Г2САФ	–	590	410
1020	12,0	17Г1С	–	510	350
1020	11,5	14Г2САФ	–	560	390
1020	11,0	14Г2САФ	–	560	390
1020	11,0	17Г1С	–	510	350
1020	11,0	14ХГС	–	490	340
1020	10,6	15ГСТЮ	Спиральный	520	350
1020	10,0	14Г2САФ	–	560	390
1020	10,0	17Г1С	–	510	350
1020	9,5	14Г2САФ	–	560	390
1020	9,0	16Г2САФ	–	590	410
1020	9,0	Импортная	Прямой	590	410
820	12,0	17Г1С	Прямой	510	350
820	11,5	17Г1С	Спиральный	510	350
820	11,5	17Г2СФ	–	540	370
820	11,0	17Г1С	Прямой	510	350
820	11,0	17Г2СФ	Спиральный	540	370
820	10,5	17Г1С	Прямой	510	350
820	10,0	17Г1С	Прямой	510	350
820	10,0	17Г2СФ	Спиральный	540	370
820	9,5	17Г2СФ	–	540	370
820	9,0	17Г1С	Прямой	510	350
820	8,5	17Г1С	Спиральный	510	350
820	8,0	17Г2СФ	–	540	370
720	12,0	17Г1С	Прямой	510	350
720	11,5	17Г2СФ	Спиральный	540	370
720	11,0	17ГС	Прямой	510	350
720	10,5	17Г1С	Спиральный	510	350
720	10,0	17Г1С	–	510	350
720	10,0	17Г2СФ	–	540	370
720	9,5	17Г2СФ	Спиральный	540	370
720	9,0	17Г1С	–	510	350
720	8,5	17Г1С	–	510	350
720	8,5	17Г2СФ	–	540	370

Окончание табл. 5.2

720	8,0	17ГС	Прямой	510	350
720	7,5	17ГС	Прямой	510	350
720	7,0	17Г2СФ	Спиральный	540	370
530	9,0	14ХГС	Прямой	490	340
530	8,5	17Г2СФ	Спиральный	540	370
530	8,0	14ХГС	Прямой	490	340
530	8,0	17Г1С	Спиральный	510	350
530	7,5	17Г2СФ	–	540	370
530	7,5	17Г1С	–	510	350
530	7,0	17Г2СФ	–	540	370
530	7,0	17Г1С	–	510	350
530	6,5	17Г2СФ	–	540	370
530	6,5	17Г1С	–	510	350
530	6,0	17Г2СФ	–	540	370
530	6,0	17Г1С	–	510	350
426	10,0	20	Бесшовный	410	240
426	9,0	20	–	410	240
426	9,0	20	Прямой	410	240
426	8,0	20	–	410	240
426	7,0	20	–	410	240
377	9,0	20	Бесшовный	410	240
377	6,0	20	Спиральный	410	240
325	8,0	10	Бесшовный	410	240
325	7,0	10	–	330	220
325	6,0	10	Спиральный	330	220
325	5,0	10	–	330	220

Определение толщины стенки нефтепровода

Расчетная толщина стенки трубы определяется по формуле (5.12):

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{нар}}}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)}, \quad (5.12)$$

где n – коэффициент перегрузки, принимаемый приближённо для нефтепроводов диаметром менее 700 мм равным 1,1; а для нефтепроводом диаметром 700 – 1400 мм – равным 1,15 (СНиП 2.05.06-85*);

P – рабочее давление в нефтепроводе, МПа;

$D_{\text{нар}}$ – наружный диаметр нефтепровода, м;

R_1 – расчетное сопротивление металла трубы и сварных соединений, МПа, определяется по формуле (5.13):

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H}, \quad (5.13)$$

где R_1^H – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, определяемое из условий работы на разрыв, равное минимальному пределу прочности;

m – коэффициент условий работы трубопровода, зависит от категории трубопровода и его участка (принимается по табл. 5.3, с учетом табл. 5.3 а);

k_1 – коэффициент надежности по материалу, учитывает способ изготовления трубы и ее прочностные характеристики (принимается по табл. 5.4 с учётом табл. 5.4 а);

k_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода, зависящий от его диаметра.

Таблица 5.3

Значения коэффициентов условий работы трубопровода m

Категории магистральных трубопроводов	I	II	III	IV
Значения коэффициента m	0,75	0,75	0,9	0,9

Таблица 5.3 а

Классификация магистральных трубопроводов по категориям

Назначение магистрального трубопровода	Категория трубопровода
Для транспортировки природного газа: а) Диаметр менее 1200 мм б) Диаметр 1200 мм и более	IV III
Для транспортировки нефти или нефтепродуктов: а) Диаметр менее 700 мм б) Диаметр 700 мм и более	IV III

Таблица 5.4

№	Характеристика труб	k_1
1	Термически упрочненные трубы (закалённые и отпущенные в трубе или листе) из низколегированной стали, прокатанной по регулируемому режиму	1,34
2	Горячеправленные (по режиму нормализации), термически упрочнённые (закалённые и отпущенные в трубе или листе) из нормализованной улучшенной низколегированной стали, прокатанной по регулируемому режиму	1,4
3	Спиральношовные из горячекатаной низколегированной стали, сваренные в три слоя, и прямошовные экспандированные трубы из нормализованной листовой стали, сваренные двусторонним швом дуговым методом	1,47
4	Прямошовные экспандированные и спиральношовные из горячекатанной низколегированной и углеродистой стали. Бесшовные трубы	1,57

Таблица 5.4 а

Значение коэффициента безопасности по материалу k_1

Марка стали	Тип трубы и материал
14ХГС	Горячеправленные из горячекатанных листов
17ГС	Экспандированные из горячекатанных листов
17Г1С	Экспандированные из нормализованных листов
14Г2САФ	Горячеправленные из горячекатанных листов или экспандированные из нормализованных листов

Таблица 5.5

Условный диаметр трубопроводов	Значение коэффициента надежности k_n			
	Для газопроводов в зависимости от внутреннего давления P , МПа			Для нефтепроводов, нефтепродуктопроводов
	$P \leq 5,5$	$5,5 < P \leq 7,5$	$7,5 < P \leq 10,0$	
500 и менее	1	1	1	1
600 – 1000	1,05	1,05	1,05	1
1200	1,05	1,05	1,1	1,05
1400	1,05	1,1	1,15	1,1

Проверка прочности нефтепровода

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 трубы:

- предельное состояние, за которое принимают условие прочности металла труб на разрыв (достижение временного сопротивления σ_B);
- предельное состояние, за которое принимают условие появления пластических деформаций (достижение предела текучести σ_T).

Проверку прочности подземного магистрального трубопровода на осевые сжимающие напряжения производят из условия (5.14):

$$\sigma_{np.N} = -\alpha E \Delta t + 0,25 \frac{np D_{вн}}{\delta}, \quad (5.14)$$

где α – коэффициент линейного расширения металла трубы, для стали $\alpha = 12 \cdot 10^{-6}$ град $^{-1}$;

E – модуль упругости металла, для стали $E = 2,06 \cdot 10^5$ МПа;

Δt – расчётный температурный перепад, равный разности между максимальной температурой укладки трубопровода (если $\Delta t < 40^{\circ}\text{C}$, то принимается $\Delta t = 40^{\circ}\text{C}$);

$D_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода, $D_{вн} = D - 2\delta$, м;

δ – толщина стенки трубы, м.

Если выполняется условие $\sigma_{np.N} > 0$, значит осевые сжимающие напряжения на прямолинейных участках трубопровода отсутствуют.

Проверку прочности подземного магистрального трубопровода на растягивающие осевые продольные напряжения производят из условия (5.15):

$$\sigma_{pp.N} \leq \varphi_2 \cdot R_1, \quad (5.15)$$

где φ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при $\sigma_{np.N} > 0$ $\varphi_2 = 1$. Если условие (5.15) выполняется, значит, растягивающие осевые продольные напряжения отсутствуют.

Если $\sigma_{np.N} < 0$, то возможны наличия сжимающих напряжений. В этом случае расчетную толщину стенки нефтепровода при наличии в нем продольных осевых сжимающих напряжений определяют по формуле (5.16):

$$\delta = \frac{npD_H}{2(\psi_1 R_1 + np)}, \quad (5.16)$$

где ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряжённое состояние труб

$$\psi_1 = \sqrt{1 - \frac{3}{4} \left(\frac{\sigma_{np.N}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{np.N}|}{R_1}. \quad (5.17)$$

Если $\sigma_{np.N} > 0$, то уточнения δ по формуле (5.16) не производят.

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения, предусмотренного ГОСТом или ТУ.

Задание

Определить толщину стенки нефтепродуктопровода диаметром 530 мм, рассчитанного на давление 6,4 МПа. Нефтепродуктопровод предполагается изготовить из труб согласно ГОСТ 20295-85 «Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов» и ТУ 14-3-1573-96. Произвести проверку прочности нефтепродуктопровода.

4. Тесты и задания для контроля за результатами обучения

4.1. На оценку «удовлетворительно»

1. Назовите, какие трубы применяют для сооружения магистральных трубопроводов.
2. Согласно какому нормативному документу производится расчет трубопровода на прочность?
3. Перечислите требования, предъявляемые к трубам.
4. Как подразделяются трубы для магистральных трубопроводов по способу изготовления?
5. Назовите, какие основные марки стали применяют для магистральных трубопроводов.
6. Перечислите, какие напряжения испытывает уложенный в грунт трубопровод.
7. В чем состоит суть расчета трубопровода на прочность?
8. Что означает термин «раскладка труб»?

4.2. На оценку «хорошо»

1. Какие трубы применяют для магистральных трубопроводов в зависимости от диаметра?
2. Каким требованиям согласно СНиП должна удовлетворять сталь магистральных трубопроводов?
3. Назовите причины возникновения кольцевых напряжений в трубопроводе.
4. Назовите причины возникновения продольных напряжений в трубопроводе.
5. Напишите условие прочности магистрального трубопровода.

4.3. На оценку «отлично»

1. Перечислите основные операции прокатки бесшовных труб.
2. Расскажите, в чем состоит суть процесса изготовления прямошовных труб.
3. Расскажите, в чем состоит суть процесса изготовления спиральношовных труб.
4. Как определяются кольцевые напряжения в трубопроводе?
5. Как определяются продольные напряжения в трубопроводе?
6. Чем характеризуется первое, второе и третье предельное состояние труб?
7. Как определяется толщина стенки магистральных трубопроводов?
8. В чем состоит суть процесса раскладки труб?

Литература

1. Абузова, Ф. Ф. Техника и технология транспорта и хранения нефти и газа: Учеб. пособие для вузов / Ф. Ф. Абузова, Р. А. Алиев, В. Ф. Новоселов и др. ; под ред. В. Ф. Новосёлова – М. : Недра, 1992. – 320 с.
2. Агапкин, В. М. Справочное руководство по расчётам трубопроводов / В. М. Агапкин, С. Н. Борисов, Б. Л. Кривошеин. – М. : Недра, 1987. – 191 с.
3. Алиев, Р. А. Трубопроводный транспорт нефти и газа: Учебник для вузов / Р. А. Алиев, В. Д. Белоусов, А. Г. Немудров и др. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Недра, 1998. – 368 с.
4. Васильев, Г. Г. Трубопроводный транспорт нефти : Учеб. для вузов: В 2 т. Т. 1. / Г. Г. Васильев, Г. Е. Коробков, А. А. Коршак и др. ; под редакцией С. М. Вайнштока – М : Недра, 2004.
5. Ишмухаметов, И. Т. Сборник практических расчетов при транспортировке нефтепродуктов по трубопроводам / И. Т. Ишмухаметов, С. Л. Исаев, М. В. Лурье, С. П. Макаров. – М. : Нефть и газ, 1997. – 112 с.
6. Ишмухаметов, И. Т. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов / И. Т. Ишмухаметов, С. Л. Исаев, М. В. Лурье, С. П. Макаров. – М. : Нефть и газ, 1999.
7. Коршак, А. А. Основы нефтегазового дела / А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2002.
8. Лурье, М. В. Двадцать контрольных работ по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа / М. В. Лурье. – М. : ГАНГ, 1996. – 34 с.
9. Лурье, М. В. Сборник задач по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа / М. В. Лурье. – М. : ГАНГ, 1995. – 267 с.
10. РД 153-39.4-041-99. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов. – М., 1999.
11. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы / Госстрой СССР. – М. : ЦИТП Госстроя СССР, 1985. – 52 с.
12. Фукс, И. Г. Нефть, газ и продукты их переработки / И. Г. Фукс, Б. П. Холодов. – М. : Нефть и газ, 1994.

МОДУЛЬ 6

«СПЕЦИАЛЬНЫЕ МЕТОДЫ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТЕЙ И НЕФТЕПРОДУКТОВ»

Введение

1. Перекачка высоковязких и высокозастывающих нефтей и нефтепродуктов с подогревом является самым распространенным способом трубопроводного транспорта этих продуктов. Трубопроводы, по которым перекачиваются подогретые нефти, называются *горячими*. Нефть подогревают на станциях или вдоль всей трассы трубопровода.

В первом, наиболее распространенном варианте горячих трубопроводов на них устанавливают станции трех видов: насосно-тепловые (НТС) – для подогрева и перекачки продукта, тепловые (ТС) – только для подогрева и насосные (НС) – только для перекачки продукта. Подогрев продукта производится как в резервуарах (на головной станции), оборудованных змеевиковыми или секционными паровыми подогревателями, так и в подогревателях (на станциях), которые могут быть паровыми или огневыми (печи).

Во втором варианте рядом с нефтепроводом укладывают греющий трубопровод-спутник, по которому перекачивается теплоноситель; этот же вариант подогрева можно осуществить с помощью электроэнергии.

Сокращение потерь теплоты на горячих трубопроводах может быть достигнуто нанесением теплоизоляционного покрытия на трубы.

2. Нефти, добываемые даже в одном районе, не всегда одинаковы по своим физико-химическим свойствам. Из одних нефтей получают хорошие масла, а из других высококачественные бензины. Смешивать такие нефти при перекачке их на нефтеперерабатывающие заводы нецелесообразно, т.к. извлечение из смеси в процессе переработки наиболее ценных фракций, входящих в компоненты смеси, часто бывает практически невозможно. Поэтому иногда разные нефти перекачивают по одному трубопроводу последовательно.

Продукты переработки – бензины, дизельные топлива, керосины и т.д. – перекачиваются потребителям по трубопроводам. В некоторых случаях объемы отдельно взятых нефтепродуктов, транспортируемые потребителям в одном направлении, относительно малы, что приводит к необходимости сооружать трубопроводы малого диаметра для разных нефтепродуктов, а это экономически невыгодно. Поэтому сооружают один трубопровод большего диаметра в выбранном направлении и по нему последовательно перекачивают различные нефтепродукты.

Применение последовательной перекачки увеличивает коэффициент использования магистральных трубопроводов, снижает себестоимость перекачки, позволяет разгрузить железнодорожный транспорт от нефтеперевозок.

Последовательная перекачка нескольких нефтепродуктов по одному трубопроводу ставит перед эксплуатационным персоналом и проектировщиками ряд вопросов: каков объем смеси, образующейся в трубопроводе при перекачке; как часто необходимо производить смену перекачиваемых нефтепродуктов (каково число циклов в году); как осуществлять контроль за последовательной перекачкой; как отбраковать образующуюся смесь; как влияют промежуточные станции на технологию последовательной перекачки и др.

Схема изучения материала

№ п/п	Тема занятий	Тип занятий	Вид (форма) занятий	Количество часов
1	Перекачка высоковязких и застывающих нефтей	Изучение нового материала	Лекция	2
2	Последовательная перекачка нефтепродуктов	Изучение нового материала	Лекция	2

1. Основы научно-теоретических знаний по модулю «Специальные методы перекачки нефтей и нефтепродуктов»

1.1. 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.

1.2. «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. 6.1.

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.

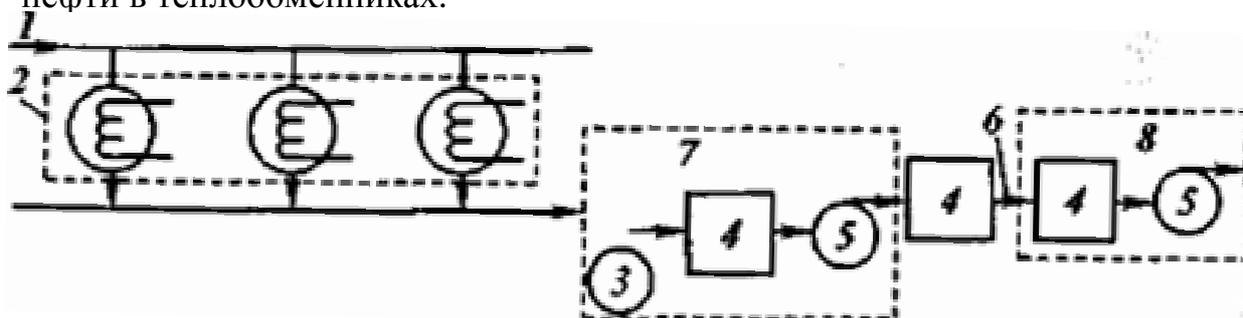


Рис. 6.1. Принципиальная схема магистрального трубопровода с устройствами для предварительного подогрева нефти:

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

По мере движения по трубопроводу жидкость остывает, в 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. 6.2.

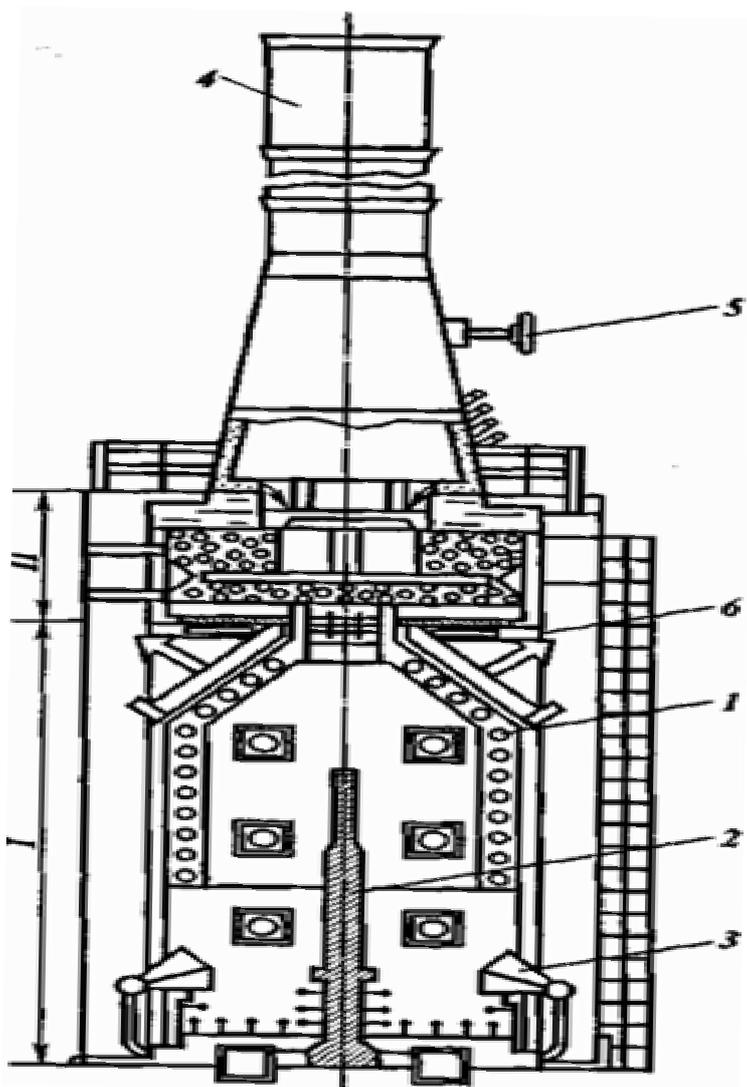


Рис. 6.2. Принципиальная схема радиально-конвекционной печи Г9ПО2В

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 шиберы 5.

Стены печи выложены изнутри огнеупорной обмуровкой, а снаружи тепловой изоляцией.

Высота печи без дымовой трубы достигает 10,5 м. Пропускная способность – 600 м³/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 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:

- малый коэффициент теплопроводности;
- низкая влагоемкость и гигроскопичность;
- малая плотность;
- негорючесть;
- биологическая инертность по отношению к плесени, паразитам и грызунам;
- термостойкость;
- способность многократно выдерживать охлаждение и нагрев;
- прочность и долговечность;
- 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.

1.3. Заполнение трубопровода высоковязкой нефтью

Заполнение 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.

Построенный трубопровод, предназначенный для перекачки высоковязких и высокостывающих нефтей или нефтепродуктов с предварительным подогревом, можно пустить в работу двумя способами: предварительным прогревом трубопровода и окружающего грунта маловязким низкостывающим 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 насосами, 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. 6.3).

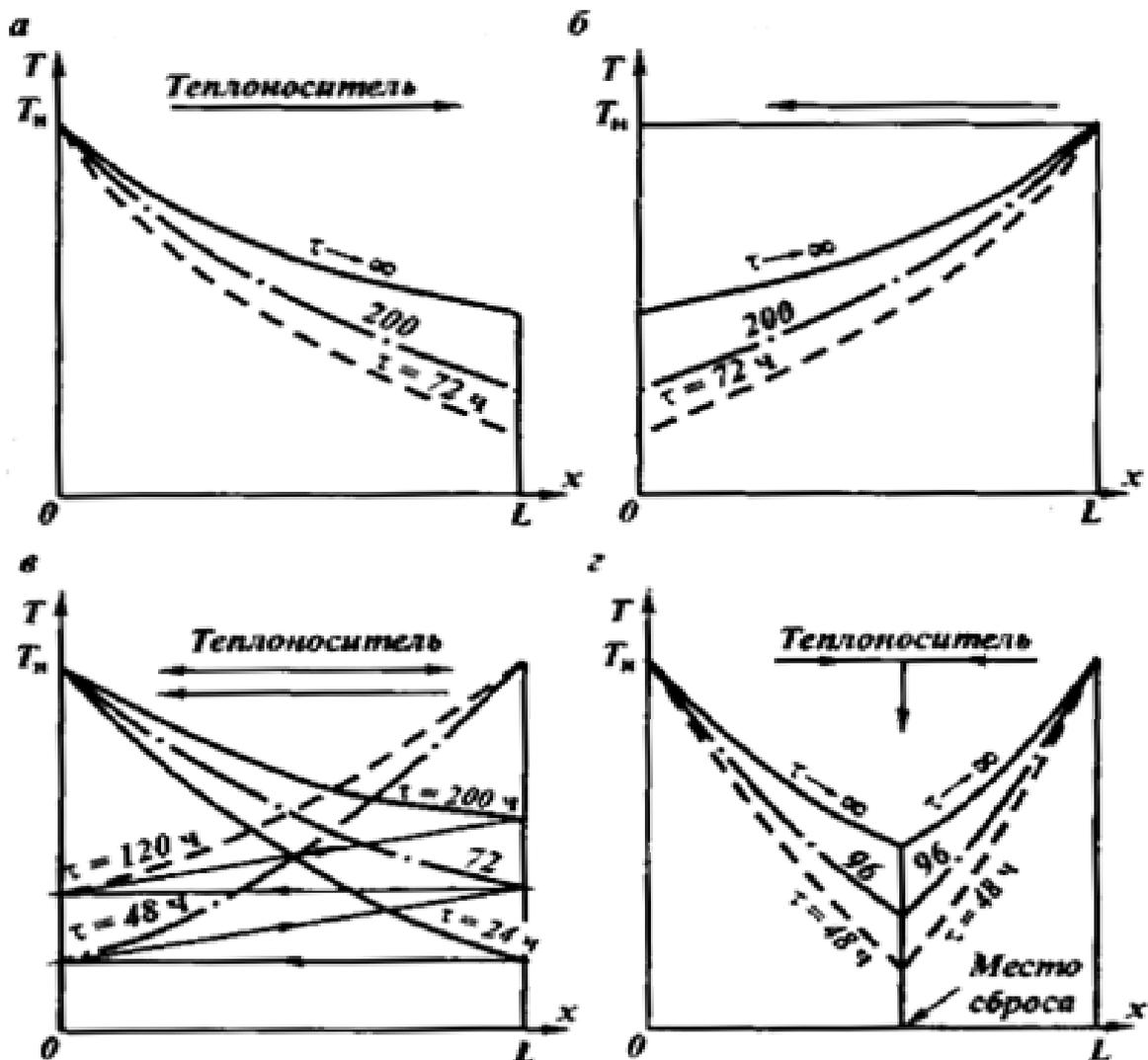


Рис. 6.3. Графики изменения температуры T теплоносителя по длине L участка трубопровода и во времени τ при различных способах прогрева: а – прямой; б – обратный; в – челночный; г – встречный.

При прямом *прогреве* (см. рис. 6.3, 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 значительное количество маловязкой жидкости на головной перекачивающей станции.

Обратный прогрев (см. рис. 6.3, 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. 6.3, 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. 6.3, 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.

1.4. 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 потребуются 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 в начале трубопровода было меньше предельно допустимого, которое может выдержать труба. В противном случае произойдет замораживание трубопровода. Ликвидация «закупорки» 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).

1.5. 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 режимы 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. 6.4).

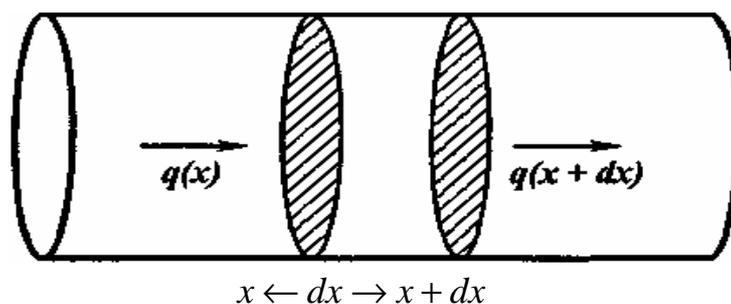


Рис. 6.4. Пояснение к выводу уравнения притока тепла

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

$$\rho u S c_v T(x) = \rho Q c_v T(x) = G c_v T(x), \quad (6.1)$$

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

$$\rho u S c_v T(x + dx) = \rho Q c_v T(x + dx) = G c_v T(x + dx). \quad (6.2)$$

Разность значений этих потоков тепла в выбранных сечениях равна потерям тепла на участке трубопровода длиной dx

$$G c_v T(x) - G c_v T(x + dx) = -G c_v \frac{dT(x)}{dx} dx. \quad (6.3)$$

В стационарном потоке тепло не накапливается в области между рассматриваемыми сечениями и температура нефти остается постоянной, поэтому разность потоков тепла (6.3) 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:

$$\pi d K (T - T_r) dx, \quad (6.4)$$

где d – внутренний диаметр трубопровода;

K – коэффициент теплопередачи;

T_r – температура окружающей среды, например, невозмущенная температура грунта при подземной прокладке трубопровода.

Приравняем найденные потоки тепла:

$$G c_v \frac{dT}{dx} = \pi d K (T_r - T). \quad (6.5)$$

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:

$$g \cdot G \cdot i \cdot dx, \quad (6.6)$$

где g – ускорение силы тяжести; i – гидравлический уклон.

Эту величину, сократив ее на dx , подставим со знаком «плюс» в правую часть уравнения (6.5), так как тепло трения увеличивает температуру нефти, и получим:

$$Gc_v \frac{dT}{dx} = \pi dK (T_r - T) + g \cdot G \cdot i. \quad (6.7)$$

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

$$Gl \frac{de}{dT} \frac{dT}{dx}, \quad (6.8)$$

где l – скрытая теплота кристаллизации парафина; de/dT – масса парафина, выделяющегося при снижении температуры на один градус.

Эту величину следует добавить к правой части уравнения (6.7).

Слагаемые (6.6) и (6.8) 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 (6.7) следует добавить еще одно слагаемое, учитывающее изменение количества тепла. Имеем:

$$\rho S c_v \frac{dT}{dt} dx. \quad (6.9)$$

Эту величину, сократив ее на dx , подставим в левую часть уравнения (6.7):

$$\rho S c_v \frac{dT}{dt} + Gc_v \frac{dT}{dx} = \pi dK (T_r - T) + g \cdot G \cdot i. \quad (6.10)$$

Это уравнение, в отличие от (6.5) и (6.7), описывает нестационарный процесс теплообмена при постоянном расходе.

Нестационарность процесса теплообмена может быть связана с изменением температуры окружающей среды.

1.6. Вычисление коэффициента теплопередачи

Результаты изменения температуры в поперечном сечении трубопровода и окружающем трубопроводом грунте показывают, что профиль температуры качественно описывается следующим образом (рис. 6.5).

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 Δ_n происходит изменение температуры от ее значения в ядре потока T до температуры металла на внутренней поверхности трубы T_m .

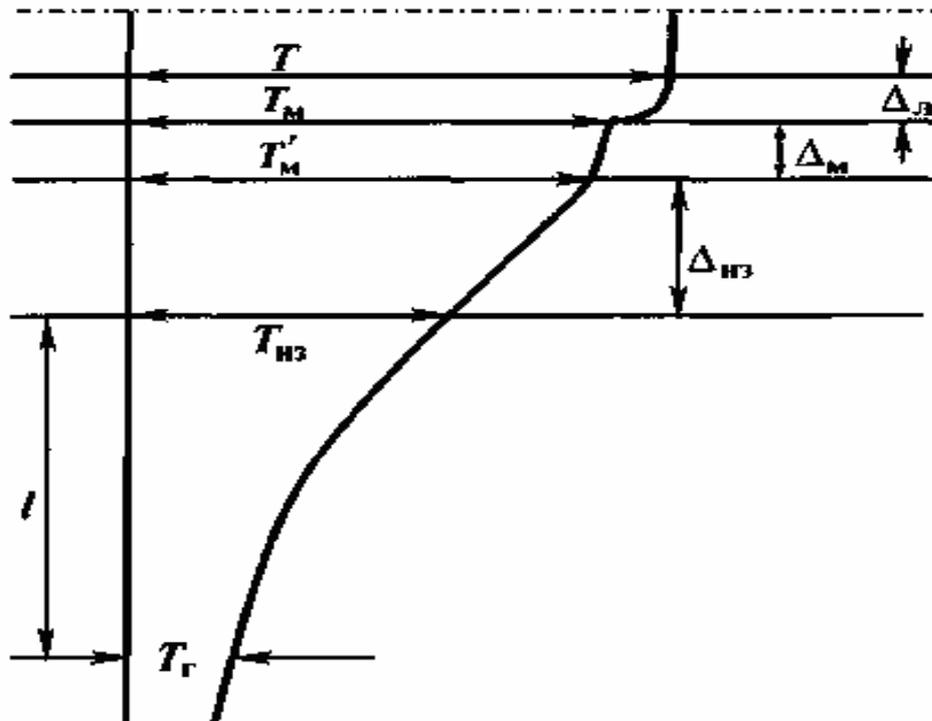


Рис. 6.5. Профиль температуры в сечении трубопровода в стационарном потоке

В металле трубы толщиной $\Delta_{\text{л}}$ 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 металла трубы в изоляцию и из изоляции в грунт, один и тот же, но может быть записан по-разному.

Если воспользоваться ньютоновским представлением значения потока за единицу времени через поверхность π , R , d , x , то будем иметь:

$$\begin{aligned}
 q &= \alpha \pi d (T_{\text{м}} - T) dx \\
 q &= \beta \pi d (T'_{\text{м}} - T_{\text{м}}) dx \\
 q &= \gamma \pi d (T_{\text{из}} - T'_{\text{м}}) dx \\
 q &= \delta \pi d (T_{\text{г}} - T_{\text{из}}) dx
 \end{aligned}
 \tag{6.11}$$

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:

$$\alpha = \frac{\lambda_{жс}}{\Delta_{л}}; \beta = \frac{\lambda_{м}}{\Delta_{м}}; \gamma = \frac{\lambda_{из}}{\Delta'_{из}}; \delta = \frac{\lambda_{г}}{l}, \quad (6.12)$$

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:

$$l = \frac{1}{2} d_{из} \ln \left[\frac{2h}{d_{из}} + \sqrt{\frac{(2h)^2}{d_{из}^2} - 1} \right], \quad (6.13)$$

где $d_{из}$ – радиус трубы с учетом изоляции;

h – глубина, на которой находится ось трубы.

Толщина эффективного слоя изоляции

$$\Delta'_{из} = \frac{1}{2} d_{из} \ln \left[1 + \frac{2\Delta_{из}}{d_{т}} \right], \quad (6.14)$$

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:

$$\Delta_{л} = \frac{d}{N_u}; N_u = 0,021 Re^{0,8} Pr^{0,43}, \quad (6.15)$$

$$Pr = \frac{\nu \rho c_v}{\lambda_{ж}}; Re = \frac{ud}{\nu}$$

где N_u – число Нуссельта;

Pr – число Пандтля;

ν – коэффициент кинематической вязкости;

c_v – удельная теплоемкость жидкости;

ρc_v – теплоемкость единицы объема жидкости.

Для надземной прокладки трубопровода используют ньютоновский коэффициент теплоотдачи

$$\delta = \frac{\lambda_{в}}{l_{в}}; l_{в} = \frac{d}{N_{u_{в}}}; N_{u_{в}} = 0,22 Re_{в}^{0,6}; Re_{в} = \frac{u_{в} d_{из}}{\nu_{в}}, \quad (6.16)$$

где $u_{в}$, $\nu_{в}$ – соответственно скорость и вязкость воздуха.

Каждая из формул (6.11) может быть использована для определения потока, но удобнее сделать следующее. Запишем равенства (6.11) в виде:

$$\begin{aligned}\frac{q}{\alpha \pi d} &= (T_{\text{м}} - T) dx \\ \frac{q}{\beta \pi d} &= (T'_{\text{м}} - T_{\text{м}}) dx \\ \frac{q}{\gamma \pi d} &= (T_{\text{из}} - T'_{\text{м}}) dx \\ \frac{q}{\delta \pi d} &= (T_{\text{г}} - T_{\text{из}}) dx\end{aligned}\quad (6.17)$$

Теперь сложим слагаемые в левых и правых частях этих равенств:

$$\frac{q}{\pi d} \left(\frac{1}{\alpha} + \frac{1}{\beta} + \frac{1}{\gamma} + \frac{1}{\delta} \right) = (T_{\text{г}} - T) dx. \quad (6.18)$$

Отсюда имеем:

$$\begin{aligned}q &= \pi d K (T_{\text{г}} - T) dx \\ \frac{1}{K} &= \frac{1}{\alpha} + \frac{1}{\beta} + \frac{1}{\gamma} + \frac{1}{\delta},\end{aligned}\quad (6.19)$$

где K – коэффициент теплопередачи, обратное значение которого равно сумме обратных значений коэффициентов теплоотдачи.

В дальнейшем для вычисления потока тепла будем пользоваться выражением (6.19), в которое входят температуры жидкости и грунта. Последнюю температуру будем считать известной. В этой формуле коэффициент теплопередачи:

$$\frac{1}{K} = \frac{d}{\lambda_{\text{ж}} N_u} + \frac{\Delta_{\text{м}}}{\lambda_{\text{м}}} + \frac{d_{\text{из}} \ln \left(1 + \frac{2\Delta_{\text{из}}}{d_{\text{т}}} \right)}{2\lambda_{\text{из}}} + \frac{d_{\text{из}} \ln \left(\frac{2h}{d_{\text{из}}} + \sqrt{\left(\frac{2h}{d_{\text{из}}} \right)^2 - 1} \right)}{2\lambda_{\text{г}}} \cdot \frac{2h}{d_{\text{из}}} > 1. \quad (6.20)$$

Для надземной прокладки трубопровода имеем:

$$\frac{1}{K} = \frac{d}{\lambda_{\text{ж}} N_u} + \frac{\Delta_{\text{м}}}{\lambda_{\text{м}}} + \frac{d_{\text{т}} \ln \left(1 + \frac{2\Delta_{\text{из}}}{d_{\text{т}}} \right)}{2\lambda_{\text{из}}} + \frac{d}{\lambda_{\text{в}} N_{u_{\text{в}}}}. \quad (6.21)$$

1.7. Решение уравнения Шухова

Найдем решение уравнения Шухова для известной температуры подогрева в начале трубопровода T_0 ($x = 0$). Имеем равенство

$$\int_{T_0}^T \frac{dT}{T_\Gamma - T} = \frac{\pi dK}{c_v G_0} \int_0^x dx. \quad (6.22)$$

Проинтегрируем обе части равенства (6.22).

$$\begin{aligned} -\ln(T_\Gamma - T) \frac{T}{T_0} &= \frac{\pi dK}{c_v G} x \\ -\ln\left(\frac{T_\Gamma - T}{T_\Gamma - T_0}\right) &= -\frac{\pi dK}{c_v G} x. \end{aligned} \quad (6.23)$$

$$\frac{T_\Gamma - T}{T_\Gamma - T_0} = \exp\left(\frac{-\pi dK}{c_v G} x\right)$$

Отсюда получаем формулу Шухова для распределения температуры в трубопроводе:

$$T(x) = T_k + (T_0 - T_\Gamma) \exp(\text{Шу}/x/L), \quad (6.24)$$

где $\text{Шу} = \frac{\pi dKL}{c_v G}$ – безразмерный комплекс, называемый числом Шухова;

L – длина участка трубопровода.

Эта формула позволяет найти температуру в конце рассматриваемого участка трубопровода:

$$T_k = T(L) = T_k + (T_0 - T_\Gamma) \exp(-\text{Шу}). \quad (6.25)$$

В свою очередь, эта формула позволяет найти температуру нагрева в начале трубопровода, если задать требуемую температуру в конце участка:

$$T_0 = T_\Gamma + (T(L) - T_\Gamma) \exp \text{Шу}. \quad (6.26)$$

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.

1.8. Вычисление потерь напора при «горячей» перекачке

Обозначим потери полного напора на участке между двумя близкими сечениями трубопровода через dH (см. рис. 6.4). Тогда гидравлический уклон на этом участке трубопровода

$$dH / dx = i. \quad (6.27)$$

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:

$$i = \beta \frac{Q^{2-m} v^m}{d^{5-m}} \left(\frac{v_{\omega}}{v} \right)^{1/3}$$

$$\beta = 4,15 \text{ с}^2 / \text{м}; m = 1; \text{Re} \leq 2,3 \cdot 10^3, \quad (6.28)$$

$$\beta = 0,0247 \text{ с}^2 / \text{м}; m = 0,25; 0,25 \cdot 10^4 \leq \text{Re} \leq 10^5$$

где v_{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 (6.28), зависят от температуры и могут вычисляться по формуле Филонова – Рейнольдса

$$v(T) = v_* \exp[a - (T - T_*)]$$

$$v_{\omega}(T_m) = v_* \exp[a - (T_m - T_*)], \quad (6.29)$$

где v_* – известная кинематическая вязкость нефти при температуре T_* ;

T – температура нефти, которая меняется от сечения к сечению и может быть вычислена по формуле Шухова (6.24);

a – параметр термовязкограммы, $[a] = K^{-1}$.

1.9. Вычисление потерь напора в турбулентном потоке

С этой целью уравнение (6.27) перепишем в виде:

$$\frac{dH}{dx} = \frac{dH}{dT} \frac{dT}{dx} = i \Rightarrow \frac{dH}{dT} = \frac{i}{dT/dx}. \quad (6.30)$$

С помощью уравнения Шухова запишем уравнение (6.30) в виде:

$$\frac{dH}{dT} = \frac{iL}{\text{Шу}(T_r - T)}. \quad (6.31)$$

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 учиты-

вать неравномерность профиля температуры. Тогда уравнение (6.31) с учетом формул (6.28) и (6.29) запишем в виде:

$$\begin{aligned} \frac{dH}{dT} &= \frac{0,0247Q^{1,75}v_*^{0,25}L \exp\left[-\frac{1}{4}a(T-T_*)\right]}{d^{4,75}\text{Шу}(T_\Gamma - T)} = \\ &= \frac{0,0247Q^{1,75}v_*^{0,25}L \exp\left[-\frac{1}{4}a(T_\varepsilon - T_*)\right] \exp\left[-\frac{1}{4}a(T - T_\Gamma)\right]}{d^{4,75}\text{Шу}(T_\Gamma - T)}. \end{aligned} \quad (6.32)$$

Проинтегрируем это уравнение по переменной T , учитывая ее изменение от температуры подогрева в начале участка трубопровода T_0 до температуры в конце участка (6.25). Имеем:

$$H \Big|_{T_0}^{T_k} = -h_\tau(L) = \frac{0,0247Q^{1,75}v_*^{0,25}L \exp\left[-\frac{1}{4}a(T_\varepsilon - T_*)\right]}{d^{4,75}\text{Шу}} \int_{x_0}^{x_k} \frac{\exp\left[-\frac{1}{4}aT_\varepsilon(x-1)\right]}{(x-1)} dx \quad (6.33)$$

где $X_0 = \frac{T_0}{T_\Gamma}$; $X_k = \frac{T_k}{T_\Gamma}$

или

$$\Delta H(L) = h_\tau(L) = \frac{0,0247Q^{1,75}v_*^{0,25}L \exp\left[-\frac{1}{4}a(T_\Gamma - T_*)\right]}{d^{4,75}\text{Шу}} \int_{x_0}^{x_k} \frac{\exp\left[-\frac{1}{4}aT_\varepsilon(x-1)\right]}{(x-1)} dx. \quad (6.34)$$

где $X_0 = \frac{T_0}{T_\Gamma}$; $X_k = \frac{T_k}{T_\Gamma}$; $\Delta H(L) = H_0 - H_k$.

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.

1.10. 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 (6.11) равны.

$$\pi dK(T_\Gamma - T) = \pi da(T_M - T). \quad (6.35)$$

Из этого равенства находим температуру внутренней поверхности трубы

$$T_m = T + \frac{K}{a}(T_r - T). \quad (6.36)$$

В эту формулу входит коэффициент теплоотдачи для ламинарного потока. Чтобы найти его, используем число Нуссельта:

$$Nu = \frac{\alpha d}{\lambda} \Rightarrow \alpha = \frac{\lambda}{d} Nu. \quad (6.37)$$

Число Нуссельта в ламинарном потоке в трубопроводе для стационарного теплообмена может быть представлено в виде:

$$Nu = 3,65 \left(\frac{d}{L} Pe \right)^{0,14}, \quad \frac{d}{L} Pe \geq 1, \quad (6.38)$$

$$Nu = 3,65 < \frac{d}{L} Pe < 1, \quad Pe = \frac{U d}{\chi}, \quad \chi = \frac{\lambda}{\rho c_v},$$

где Pe – число Пекле (вычисляется по теплофизическим параметрам нефти).

С помощью формул (6.29) и (6.36) вычисляем отношение вязкостей в формуле (6.28):

$$\left(\frac{v_\omega}{v} \right)^{1/3} = \frac{\exp \left[\frac{-a}{3} (T_m - T_*) \right]}{\exp \left[\frac{-a}{3} (T - T_*) \right]} = \exp \left[\frac{-a}{3} (T_m - T) \right] = \exp \left[\frac{-a}{3} \frac{K}{\alpha} (T_r - T) \right]. \quad (6.39)$$

Чтобы определить потери на трение, вновь воспользуемся уравнением (6.31), в которое подставим выражение для гидравлического уклона с учетом поправки (6.39):

$$i = 4,15 \frac{Qv_* \exp \left[-\alpha (T - T_*) \right]}{d^5} \exp \left[-\frac{a}{3} \frac{K}{\alpha} (T_r - T) \right] =$$

$$= 4,15 \frac{Qv_* \exp \left[-\alpha (T_2 - T_*) \right] \exp \left[-\alpha (T - T_2) \right]}{d^5} \exp \left[-\frac{a}{3} \frac{K}{\alpha} (T_r - T) \right] = \quad (6.40)$$

$$= 4,15 \frac{Qv_* \exp \left[-\alpha (T_2 - T_*) \right]}{d^4} \exp \left\{ -a \left[\left(1 - \frac{1}{3} \frac{K}{\alpha} \right) (T - T_r) \right] \right\}$$

Отметим, что из формулы для вычисления коэффициента теплопередачи (6.19), следует что отношение $K/\alpha < 1$.

Это выражение для гидравлического уклона в ламинарном потоке подставляем в уравнение (6.31):

$$\frac{dH}{dT} = 4,15 \frac{Qv_* \exp \left[-\alpha (T_2 - T_*) L \right] \exp \left\{ -a \left[\left(1 - \frac{1}{3} \frac{K}{\alpha} \right) (T - T_r) \right] \right\}}{d^5 \text{Шу} (T_r - T)}. \quad (6.41)$$

Интегрируем это уравнение по температуре от начального до конечного ее значения:

$$\frac{dH}{dT} = 4,15 \frac{Qv_* \exp[-\alpha(T_c - T_*)]}{d^4 \text{ Шу}} \int_{x_k}^{x_0} \frac{\exp\left\{-a\left[\left(1 - \frac{1}{3} \frac{K}{\alpha}\right)(x-1)\right]\right\}}{(x-1)} dx, \quad (6.42)$$

где $X_0 = \frac{T_0}{T_\Gamma}$; $X_k = \frac{T_k}{T_\Gamma}$; T_k , T_0 – температуры, вычисляемые по формулам (6.25) и (6.26).

1.11. 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:

$$Re_c = \frac{u d}{\nu_c} = \frac{u d}{\nu_* \exp[-a(T_c - T_*)]} = Re_* \exp[a(T_c - T_*)], \quad (6.43)$$

где $Re_* = \frac{u d}{\nu_*}$; Re_c – критическое число Рейнольдса; ν_c , T_c – соответственно кинематическая вязкость и температура, соответствующие критическому числу Рейнольдса.

Отсюда:

$$T_c = T_* + \frac{1}{a} \ln \frac{Re_c}{Re_*}. \quad (6.44)$$

Эту температуру подставляем в формулу Шухова и получаем:

$$T_c = T_\Gamma + (T_0 - T_\Gamma) \exp - \text{Шу} \frac{L_\Gamma}{L}, T_c > T_\Gamma. \quad (6.45)$$

Если $T_c < T_\Gamma$, то на всем участке трубопровода режим течения турбулентный. Отсюда определяем длину участка трубопровода L_Γ , на котором режим течения – турбулентный:

$$L_\Gamma = -\frac{L}{\text{Шу}} \ln \frac{T_c - T_\Gamma}{T_0 - T_\Gamma}, T_c > T_\Gamma. \quad (6.46)$$

На остальной части трубопровода режим течения – ламинарный.

Падение напора на трение будет равняться сумме напоров на трение на участках с различными режимами течения:

$$\Delta H(L) = h_\tau(L) = h_\tau(L_T) + h_\tau(L_{II}), \quad L_{II} = L - L_T. \quad (6.47)$$

Соответствующие потери напора равны:

$$\Delta H(L) = h_\tau(L) = \frac{0,0247 Q^{1,75} v_*^{0,25} L \exp\left[-\frac{1}{4} a (T_\Gamma - T_*) L\right]}{d^{4,75} \text{Шу}} \int_{x_c}^{x_0} \frac{\exp\left[-\frac{1}{4} a T_\Gamma (x-1)\right]}{x-1} dx \quad (6.48)$$

где $X_c = \frac{T_c}{T_\Gamma}$

и

$$\Delta H(L_{II}) = h_\tau(L_{II}) = \frac{4,15 Q v_* L \exp[-a (T_\Gamma - T_*)]}{d^4 \text{Шу}} \int_{x_k}^{x_c} \frac{\exp\left[-a \left(\frac{1}{3} \frac{K}{\alpha}\right) T_\Gamma (x-1)\right]}{x-1} dx \quad (6.49)$$

Температура T_c вычисляется по формуле (6.44). Конечную температуру найдем, подставив в формулу Шухова (6.24) длину ламинарного участка L_T и вместо температуры подогрева T_0 критическую температуру T_c :

$$T_k = T(L) = T_2 + (T_c - T_\Gamma) \exp\left(-\text{Шу} \frac{L_{II}}{L}\right). \quad (6.50)$$

Зная эти величины, нетрудно найти потери напора на участках с различными режимами течения и общие потери напора на всей длине рассматриваемого участка.

1.12. 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:

$$P_{\text{у.р.н.}} > P_{\text{у.н.}}, \quad (6.51)$$

где $P_{\text{у.р.н.}}$ – давление упругих паров разбавленной нефти;

$P_{\text{у.н.}}$ – давление упругих паров нефти до разбавления.

Из неравенства (6.51) следует, что при перекачке разбавленной нефти подпорные давления на головной перекачивающей станции и промежуточных станциях должны быть больше, чем при перекачке исходной (неразбавленной) 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. 6.6).

Видно, что гидравлические характеристики трубопровода пересекаются в некоторой точке, которой соответствует расход смеси Q_* . Для расходов меньше значения Q_* , напор 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.

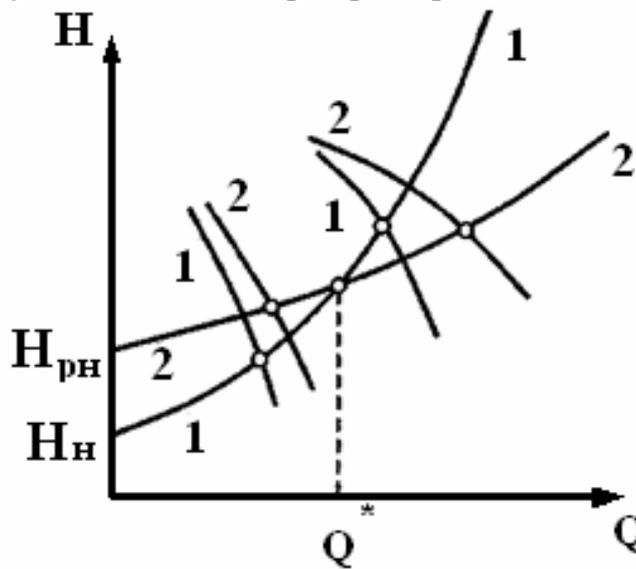


Рис. 6.6. Совмещенные ($Q - H$) – характеристики участка трубопровода и перекачивающей станции: 1 – для исходной нефти; 2 – для разбавленной нефти

Давление упругих паров разбавленной нефти и ее вязкость зависят от температуры и количества маловязкой нефти или конденсата, добавленных в нефть.

Вязкость разбавленной нефти

$$v_{p.n.} = v_n \exp \left[-c \ln \frac{v_n}{v_p} \right], \quad (6.52)$$

где $v_{p.n.}$, v_n , v_p – кинематическая вязкость соответственно разбавленной, исходной нефти, разбавителя;

c – концентрация разбавителя.

Объемная концентрация разбавителя

$$c = \frac{V_p}{V_n + V_p}, \quad (6.53)$$

где V_p , V_n – объем соответственно разбавителя и нефти в резервуарах.

Эту же формулу из-за гомогенности смеси можно переписать, используя расходы разбавителя Q_p и нефти Q_H :

$$c = \frac{Q_p}{Q_H + Q_p} = \frac{x}{1+x}, \quad x = \frac{Q_p}{Q_H}. \quad (6.54)$$

Уравнение для гидравлической характеристики трубопровода при перекачке разбавленной нефти имеет вид:

$$\begin{aligned} H_p &= \beta \frac{(Q_p + Q_H)^{2-m} v_{p.H.}^m}{d^{5-m}} L + \Delta z + H_{p.k.} = \\ &= \beta \frac{Q_H^{2-m} v_H^m L (1+x)^{2-m} \exp \left[- \left(\frac{mx}{1+x} \ln \frac{v_H}{v_p} \right) \right]}{d^{5-m}} + \Delta z + H_{p.k.} \end{aligned} \quad (6.55)$$

где $H_p = \frac{p_0}{\rho_{p.H.} g}$; $H_{p.k.} = \frac{p_k}{\rho_{p.H.} g}$; p_0, p_k – давление соответственно в начале и конце участка трубопровода.

Потери полного напора на трение соответственно равны:

$$\Delta H(L) = h_\tau(L) = \beta \frac{Q_H^{2-m} v_H^m}{d^{5-m}} (1+x)^{2-m} \exp \left[- \left(\frac{mx}{1+x} \ln \frac{v_H}{v_p} \right) \right]$$

или

$$\Delta H(L) = h_\tau(L) = h_{\tau H} (1+x)^{2-m} \exp \left[- \left(\frac{mx}{1+x} \ln \frac{v_H}{v_p} \right) \right]; \quad h_{\tau H} = \beta \frac{Q_H^{2-m} v_H^{2-m} L}{d^{5-m}}. \quad (6.56)$$

Здесь m соответствует режиму перекачки нефти с разбавителем и может отличаться от этого показателя при перекачке неразбавленной нефти с расходом Q_H .

Гидравлические характеристики насосных агрегатов и перекачивающей станции тоже зависят от X :

$$H_p = a - b(x) Q_H^{2-m} (1+x)^{2-m}. \quad (6.57)$$

Если задан расход нефти, то уравнение баланса напоров служит для определения значения X и, следовательно, количества разбавителя:

$$H_{p.H.} + a - b(x) Q_H^{2-m} (1+x)^{-m} = h_{\tau H} (1+x)^{2-m} \exp \left[- \left(\frac{mx}{1+x} \ln \frac{v_H}{v_p} \right) \right] + \Delta z + H_{p.k.} \quad (6.58)$$

где $H_{p.H.}(x)$ – кавитационный запас, который должен удовлетворять условию:

$$H_{p.H.}(x) \geq \frac{P_{y.p.H.}}{\rho_{p.H.} g}. \quad (6.59)$$

Определив значение X , суммарный расход Q нефти и разбавителя можно найти по формуле:

$$Q = Q_n(1 + x). \quad (6.60)$$

После этого с помощью уравнения для гидравлической характеристики перекачивающей станции (выражение слева в (6.58)) можно найти напор в начале трубопровода, который не должен превышать предельно допустимого значения.

Затем с помощью уравнения для гидравлической характеристики рассматриваемого участка трубопровода (6.55) следует найти напор в конце участка и убедиться, что выполняется условие (6.59). Если указанные ограничения выполняются, то объем разбавителя выбран правильно и заданный расход нефти можно перекачать по рассматриваемому участку нефтепровода.

1.13. 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 K) 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 понижается 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 K) в значительной степени снижает эффект термообработки. Кроме того, реологические характеристики термообработанной нефти ухудшаются при хранении.

1.14. 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 %-ные 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, используемые на нефтепроводах нашей страны: ДН-1 (Россия) и ЕСА-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 поверхностно активных веществ (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 двух. 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 кристаллизации 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 следующих элементов:

- смесители (аппараты с рамными перемешивающими устройствами и терморубашками);
- помещение с насосными агрегатами;

- операторная;
- обогреваемые емкости с растворителем;
- холодный склад 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 и распределения теплофикационной воды с начальной температурой 130°C при давлении 3,5 – 4,0 кг/см².

Рассмотрим технологические операции при приготовлении и вводе депрессорной присадки в нефтепровод (рис. 6.7).

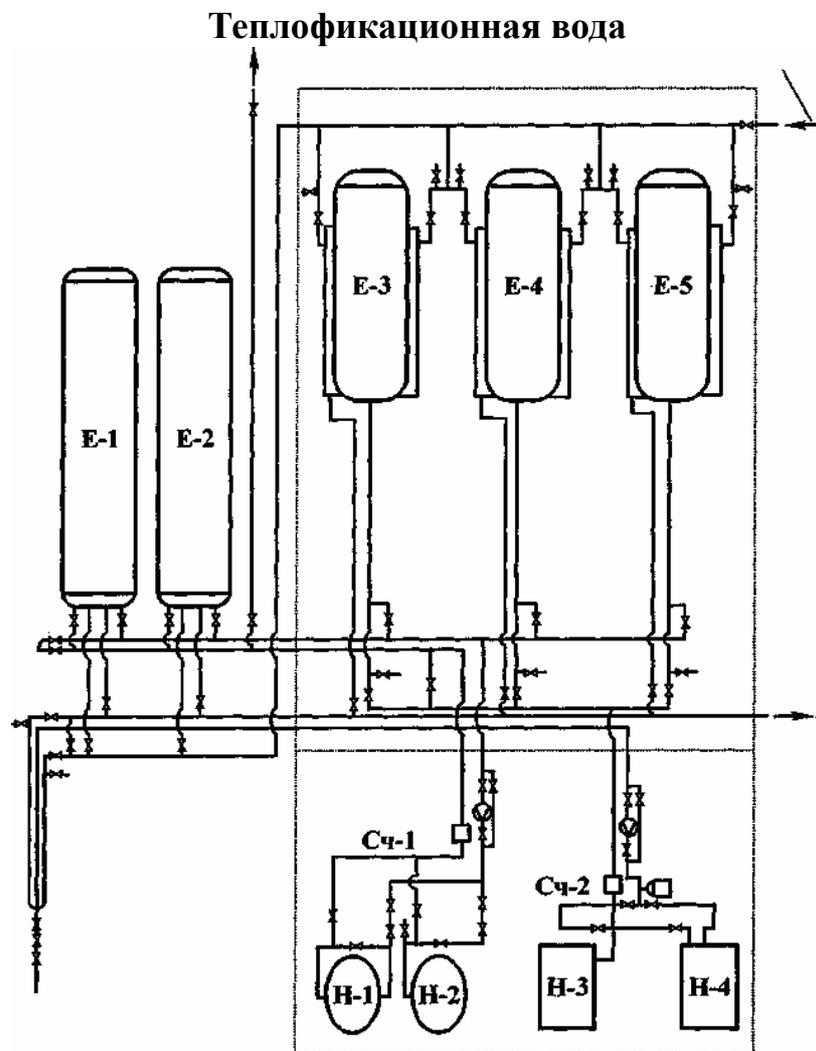


Рис. 6.7. Принципиальная технологическая схема узла приготовления и ввода депрессорной присадки в трубопровод: E-1, E-2 – обогреваемые емкости с растворителем; E-3, E-4, E-5 – аппараты с рубашкой с рамным перемешивающим устройством; H-1, H-2 – насосы для подачи растворителя в аппараты с рамным перемешивающим устройством; H-3, H-4 – плунжерные насосы-дозаторы для подачи готовой присадки в нефтепровод; Сч-1 – расходомер на линии подачи растворителя; Сч-2 – расходомер на линии подачи присадки

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 % присадки (по массе). 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.

1.15. 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 нерентабельно, 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 разноразличные 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 трубам, 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. А на конечных пунктах (нефтеперерабатывающих заводах или перевалочных нефтебазах) принимают в отдельные резервуары.

На рис. 6.8 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 нефтеперерабатывающего 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 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.).

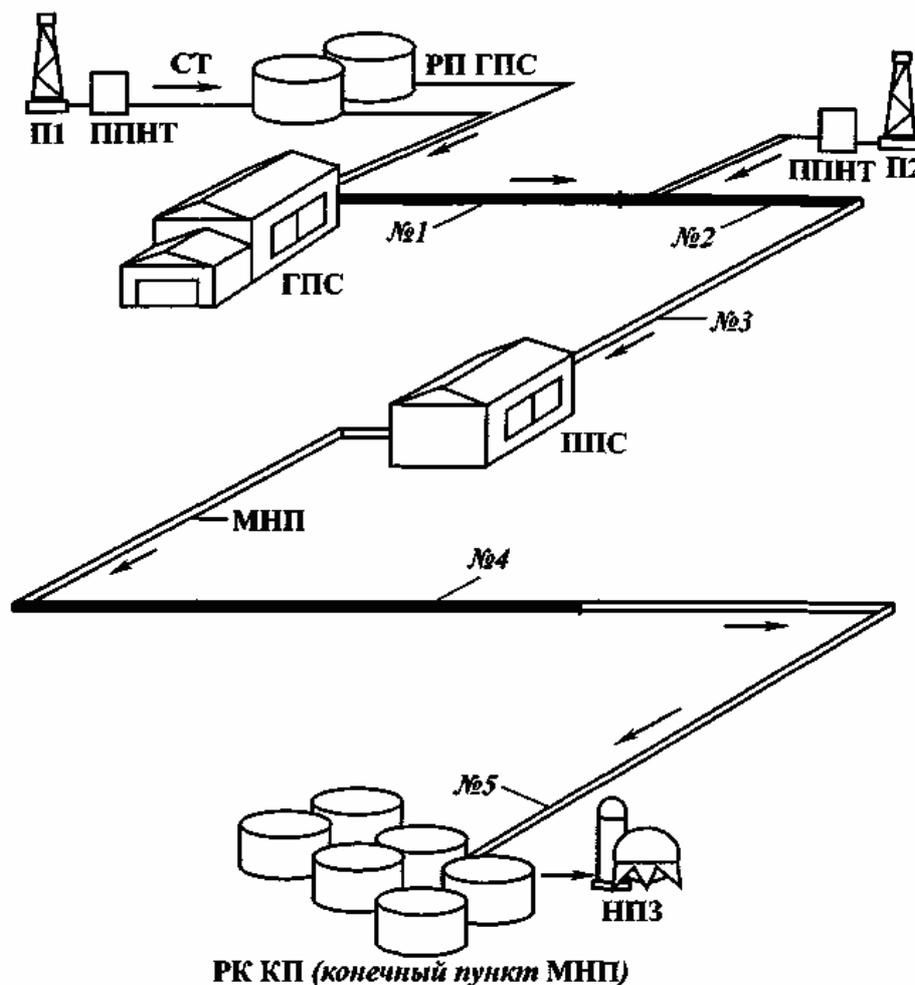


Рис. 6.8. Принципиальная схема системы для последовательной перекачки нефтей

1.16. Физические причины смесеобразования в зоне контакта последовательно движущихся партий нефтей

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 деления. 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 разнородных 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 том, что 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. 6.9). 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.

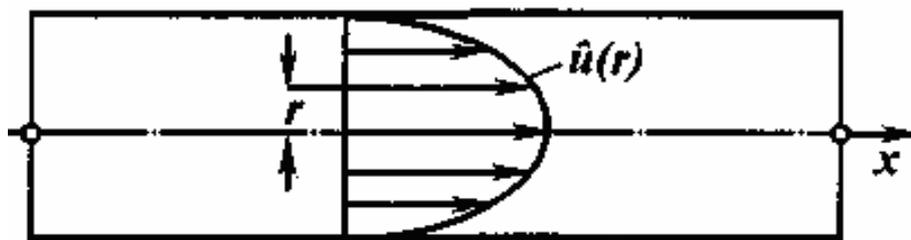


Рис. 6.9. Схема процессов образования смеси в зоне контактирования нефтей

Однако неравномерность распределения в сечении трубопровода осредненных скоростей жидкости не является единственной причиной, ответственной за смесеобразование 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. 6.10 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.

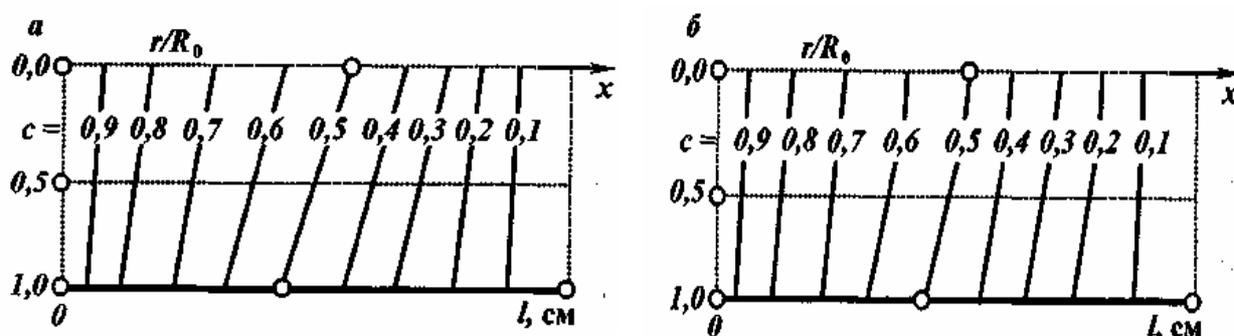


Рис. 6.10. Схемы распределения концентрации c по поперечному сечению трубы при различных значениях Re : $a - Re = 45000$; $b - Re = 70000$

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 внедряющуюся 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 продольного 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:

$$Re = \frac{ud}{\nu}, \quad (6.61)$$

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 ($\nu_1 = \nu_2 = 25$ сСт) в нефтепроводе с внутренним диаметром $d = 800$ мм число Рейнольдса

$$Re = \frac{0,75 \cdot 0,800}{25 \cdot 10^{-6}} = 24000.$$

Это означает, что перекачка нефтей ведется в развитом турбулентном режиме, в области так называемого смешанного трения.

На рис. 6.11 представлены безразмерные (т.е. отнесенные к значению u_{\max} максимальной скорости жидкости на оси трубы) турбулентные профили скорости $u(r)/u_{\max}$. Нижняя кривая относится к $Re = 24000$, верхняя – к $Re = 3200000$, средние – к промежуточным значениям.

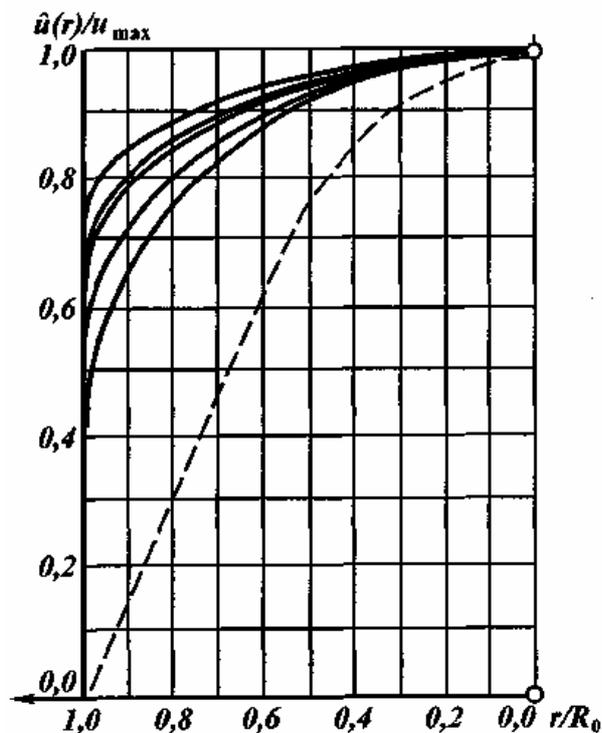


Рис. 6.11. Безразмерные профили осредненных скоростей жидкости в турбулентных режимах

Таким образом, можно видеть, что турбулентные профили, располагаются значительно выше или, как говорят, более заполнены, чем ламинарные (на рис. 6.11 – пунктирная кривая), причем степень их заполненности возрастает с увеличением числа Рейнольдса. Иными словами, турбулентные профили более плоские, чем ламинарный. В частности, такой важный показатель, как отношение максимальной u_{\max} скорости течения к средней $u_{\text{ср}}$ в развитом турбулентном режиме определяется равенством $u_{\max} \approx 1,15 \div 1,25u_{\text{ср}}$, в то время как в ламинарном течении максимальная скорость u_{\max} вдвое больше средней $u_{\text{ср}}$.

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. Это способствует большему выравниванию концентрации каждой нефти в сечении трубы, а, значит, и уменьшению объема 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.

1.17. 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 и малосернистой) или содержании минеральных солей (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:

$$V_c = V_1 + V_2, \quad (6.62)$$

поэтому можно ввести так называемые объемные концентрации c_1 и c_2 каждой нефти в смеси:

$$c_1 = \frac{V_1}{V_c}, c_2 = \frac{V_2}{V_c}. \quad (6.63)$$

Это безразмерные числа $0 \leq c_1 \leq 1$, $0 \leq c_2 \leq 1$, показывающие, какую долю произвольного объема V_c смеси составляют первая и вторая нефть. Для этого достаточно объем смеси умножить на концентрации соответствующих нефтей:

$$V_1 = c_1 V_c, V_2 = c_2 V_c. \quad (6.64)$$

Очевидно, что в силу (6.62) сумма концентраций нефтей в смеси равна единице:

$$c_1 + c_2 = 1. \quad (6.65)$$

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 (6.62), справедлив закон сохранения массы:

$$M_c = M_1 + M_2,$$

то имеют место следующие соотношения:

$$\rho_c V_c = \rho_1 V_1 + \rho_2 V_2; \quad \rho_c = \rho_1 \frac{V_1}{V_c} + \rho_2 \frac{V_2}{V_c}$$

или

$$\rho_c = \rho_1 (1 - c) + \rho_2 c = \rho_1 + (\rho_2 - \rho_1) c .$$

Отсюда находим искомую связь

$$c = \frac{\rho_c - \rho_1}{\rho_2 - \rho_1}. \quad (6.66)$$

1.18. 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. 6.10). 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. 6.12 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 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.

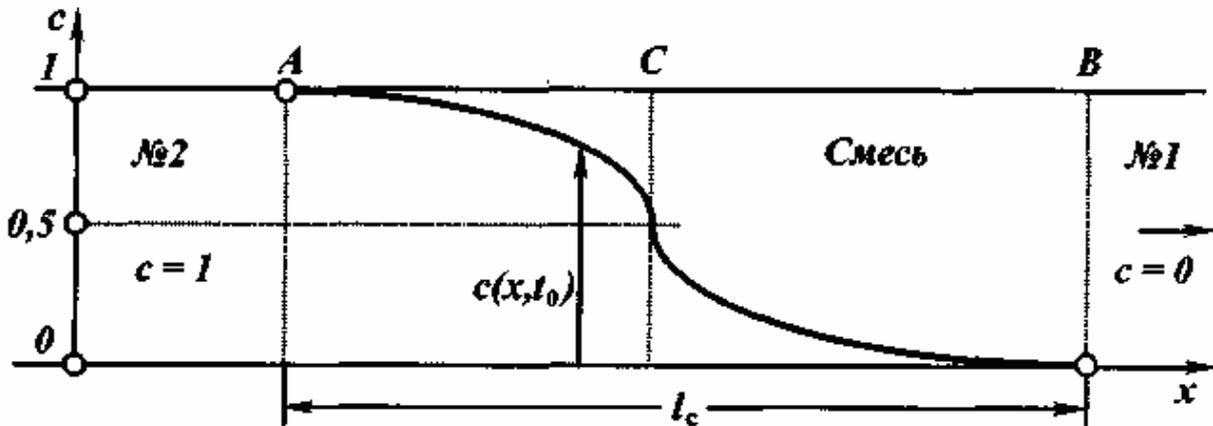


Рис. 6.12. Схема распределения концентрации вытесняющей нефти в смеси

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 выше отмечалось, при смешении двух нефтей объем образующейся смеси равен сумме объемов исходных компонентов, средняя скорость 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, 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. 6.13), 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

$$\Delta V = [q(x, t) - q(x + \Delta x, t)]dt \cong \frac{\partial q}{\partial x} \Delta x dt. \quad (6.67)$$

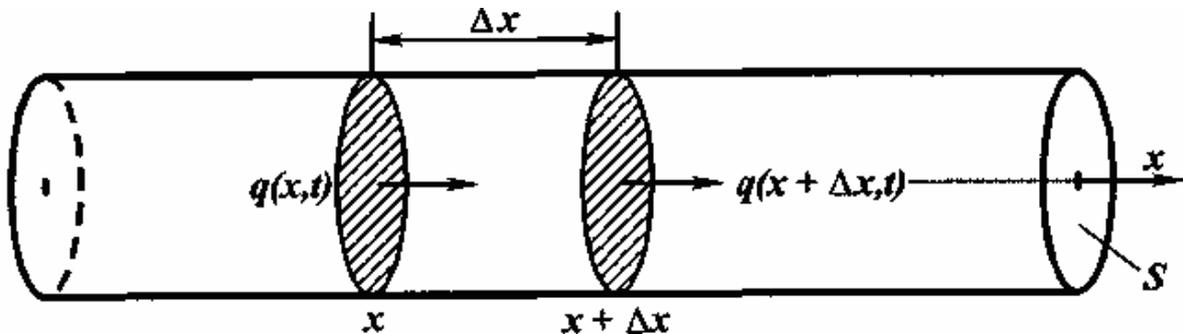


Рис. 6.13. Уравнение объемного баланса

С другой стороны, это же изменение можно записать следующим образом:

$$\Delta V \cong \frac{\partial q}{\partial t} [c(x,t) S \Delta x] dt, \quad (6.68)$$

где S – площадь поперечного сечения нефтепровода.

Приравнявая (6.67) и (6.68), получаем дифференциальное уравнение объемного баланса вытесняющей нефти в смеси:

$$S \cong \frac{\partial c(x,t)}{\partial t} + \frac{\partial q(x,t)}{\partial x} = 0. \quad (6.69)$$

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.*

1.19. 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 $c_{*/} \leq c(x, t) \leq c_{**}$, где $c_{*/}$ и 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 %) 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:

$$0,5 \cdot \operatorname{erfc} Z = c_{**}$$

относительно Z , найдем:

$$Z_2 = \operatorname{erfc}^{(-1)}(2c_{**}), \quad (6.70)$$

где символ (-1) означает, что берется функция, обратная функции $\operatorname{erfc} Z$. 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:

$$Z_2 = \frac{l_c/2}{\sqrt{4Kt}} = \operatorname{erfc}^{(-1)}(2c_{**})$$

или

$$l_c = 4\sqrt{Kt} \operatorname{erfc}^{(-1)}(2c_{**}), \quad (6.71)$$

где K – эффективный коэффициент продольного перемешивания, $\text{м}^2/\text{с}$.

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

$$l_c = 6,58\sqrt{Kt}. \quad (6.72)$$

Если интересуются длиной области смеси при подходе ее середины к концу трубопровода, т.е. при $t = L/u$, то

$$l_c = 6,58\sqrt{K\frac{L}{u}} = 6,58Pe^{-0,5}L, \quad (6.73)$$

где Pe – так называемое безразмерное число Пекле:

$$Pe = \frac{uL}{K}.$$

Объем V_c области смеси контактирующих нефтей в симметричных пределах концентрации находится по формуле

$$V_c = l_c S = 4\text{erfc}^{(-1)}(2c_{**})Pe^{-0,5}V_{\text{тр}} \quad (6.74)$$

или для $c_{**} = 0,01$.

$$V_c = 6,58Pe^{-0,5}V_{\text{тр}}, \quad (6.75)$$

где $V_{\text{тр}}$ – объем трубопровода.

Формулы (6.73) и (6.75) при известном значении K эффективного коэффициента продольного перемешивания дают длину и объем области смеси, образующейся в контакте перекачиваемых нефтей.

Из формулы (6.75) следует, что объем V_c области смеси увеличивается по мере увеличения расстояния L перекачки:

$$V_c = 6,58S\sqrt{\frac{K}{u}}\sqrt{L}. \quad (6.76)$$

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} м³, то на вторых 100 км образуется $\sqrt{2}V_{c0} = 1,41V_{c0}$ м³, на третьих – $\sqrt{3}V_{c0} = 1,73V_{c0}$ м³, на четвертых – $\sqrt{4}V_{c0} = 2V_{c0}$ м³ 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.*

1.20. 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 T , если она стоит выше более легкой L , начинает течь вниз по нижней образующей трубы, а более легкая нефть поднимается навстречу ей в верхней части трубы (рис. 6.14). 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.

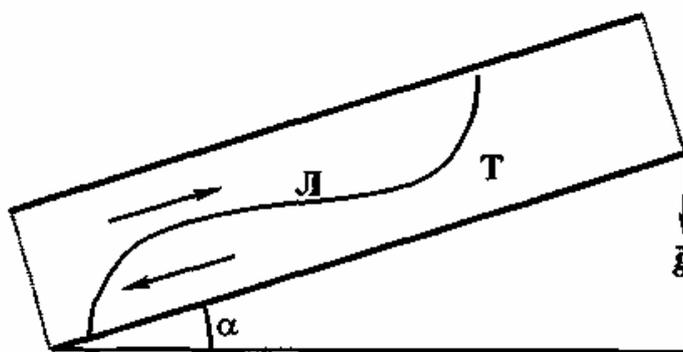


Рис. 6.14. Схема растекания разноплотных ($\rho_L < \rho_T$) нефтей под действием ускорения свободного падения

Однако растекание нефтей вследствие различия плотностей в большинстве случаев ограничено. Начавшееся растекание длится небеспре-

дельно 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 \cup – и \cap – 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. 6.15).

Как только более тяжелая нефть заполнит ближайшее к месту остановки U-образное колено, в нем образуется гидрозатвор (линия $A - A'$), останавливающий дальнейшее растекание жидкостей: более легкая нефть L не в состоянии двигаться вверх, поскольку для этого ей потребовалось бы сначала погрузиться в более тяжелую нефть T , что, естественно, невозможно.

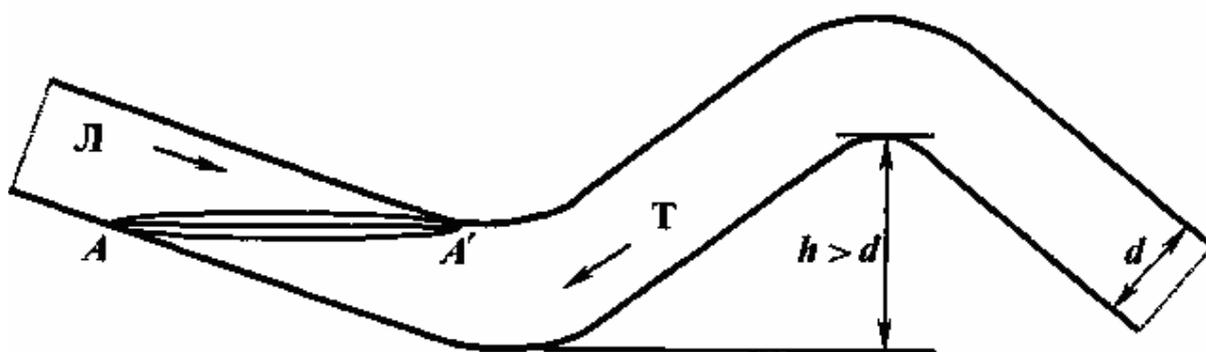


Рис. 6.15. Схема образования гидрозатвора в колене нефтепровода

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.

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.

1.21. Гидравлические особенности расчета параметров нефтепровода при последовательной перекачке нефтей

Принципы гидравлического расчета работы нефтепровода при стационарных режимах перекачки представлены в модуле 3. 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.

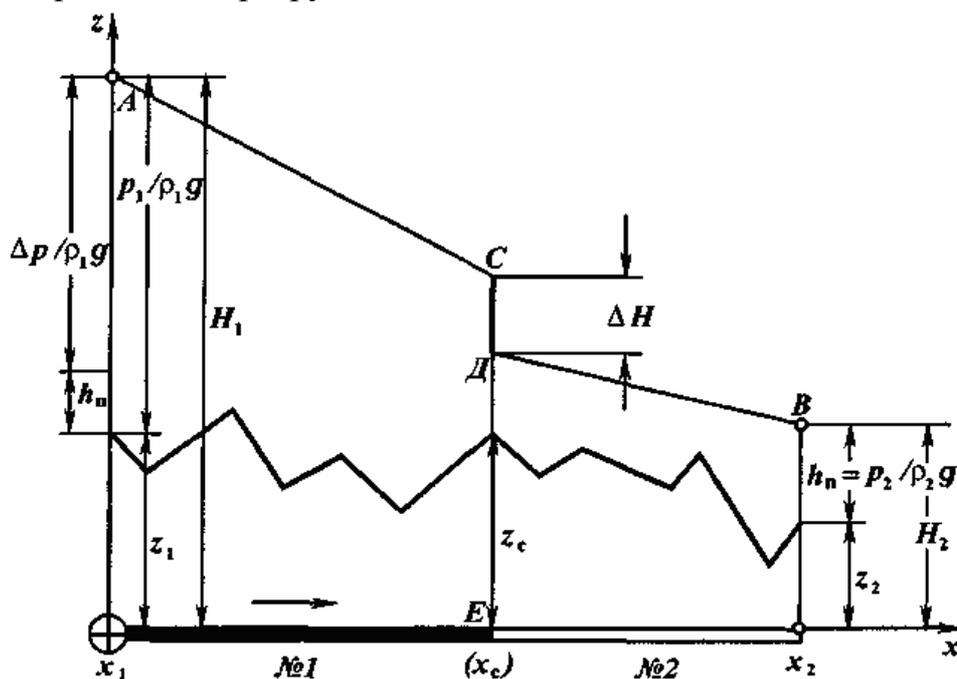


Рис. 6.16. Гидравлический расчет участка нефтепровода при вытеснении одной нефти другой

Если на участке нефтепровода (рис. 6.16) происходит вытеснение одной нефти другой, а плотности и вязкости этих жидкостей отличаются друг от друга, то уравнение Бернулли в обычном виде неприменимо. Предполагая процесс замещения нефтей практически стационарным (или, как говорят, квазистационарным) и пренебрегая протяженностью зоны смеси (xc), запи-

шем уравнения Бернулли для участков (x_1, x_c) и (x_c, x_2) трубопровода, занятых соответственно нефтью №1 и №2:

$$\left(\frac{p_1}{\rho_1 g} + z_1 \right) - \left(\frac{p_c}{\rho_1 g} + z_c \right) = h_{1-c}; \quad \left(\frac{p_1}{\rho_2 g} + z_c \right) - \left(\frac{p_2}{\rho_2 g} + z_2 \right) = h_{c-2}. \quad (6.77)$$

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 p_c в месте контакта партий, получим обобщенное уравнение Бернулли для рассматриваемого случая:

$$\rho_1 \left(\frac{p_1}{\rho_1 g} + z_1 \right) - \rho_2 \left(\frac{p_2}{\rho_2 g} + z_2 \right) = (\rho_1 - \rho_2) z_c + \rho_1 h_{1-c} + \rho_2 h_{c-2}. \quad (6.78)$$

Если же исключить из уравнений (6.77) высотную отметку z_c , получим еще одно уравнение:

$$\left(\frac{p_1}{\rho_1 g} + z_1 \right) - \left(\frac{p_2}{\rho_2 g} + z_2 \right) = \rho_c \frac{(\rho_2 - \rho_1)}{\rho_1 \rho_2 g} + h_{1-c} + h_{c-2}. \quad (6.79)$$

В пренебрежении потерями напора на местных сопротивлениях величины h_{1-c}, h_{c-2} обозначают здесь потери напора на участках (x_1, x_c) и (x_c, x_2) соответственно:

$$h_{1-c} = \lambda_1 \frac{L_{1-c}}{d} \frac{u^2}{\rho_1 g}; \quad h_{c-2} = \lambda_2 \frac{L_{c-2}}{d} \frac{u^2}{\rho_2 g}, \quad (6.80)$$

где L_{1-c}, L_{c-2} – протяженности этих участков.

Уравнение (6.78) служит для определения скорости и перекачки, а уравнение (6.79) – для определения давления p_c в месте контакта нефтей.

Уравнения (6.78) и (6.79) можно записать в терминах напоров:

$$\begin{aligned} \rho_1 H_1 - \rho_2 H_2 &= (\rho_1 - \rho_2) z_c + \rho_1 h_{1-c} + \rho_2 h_{c-2} \\ H_1 - H_2 &= \rho_c \frac{(\rho_2 - \rho_1)}{\rho_1 \rho_2 g} + h_{1-c} + h_{c-2} \end{aligned} \quad (6.81)$$

Из второго уравнения следует, что разность напоров 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. 6.16). Это означает, что напор $H(x)$, представляемый линией $АСДВ$ гидравлического уклона, не является непрерывным; в месте контакта нефтей существует разрыв $СД$. Значение этого разрыва:

$$\Delta H = ДС = ЕД - ЕС = -\rho_c \frac{(\rho_2 - \rho_1)}{\rho_1 \rho_2 g} \quad (6.82)$$

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.

2. Термины, определения и используемые сокращения

Безопасное время остановки «горячего» трубопровода – время, по истечении которого возобновление перекачки высоковязкой нефти происходит без осложнений, т.е. потери на трение не превышают возможностей насосной станции

Горячий трубопровод – трубопровод, по которому перекачивается подогретая нефть

Процентное содержание – концентрация нефти, выраженная в процентах

ГПС – головная перекачивающая станция

КП – конечный пункт

МНП – магистральный нефтепровод

НС – насосная станция

НТС – насосно-тепловая станция

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод

ПШНТ – пункт подготовки нефти к транспорту

ППС – промежуточная перекачивающая станция

РП – резервуарный парк

СТ – соединительный трубопровод

ТС – тепловая станция

3. Материалы, использованные в процессе обучения и контроля

Материалы к лекциям

План лекции:

1. Основные технологии перекачки высоковязких и застывающих нефтей
2. «Горячая» перекачка
3. Заполнение трубопровода высоковязкой нефтью
4. Остановки перекачки
5. Уравнение притока тепла при стационарном режиме «горячей» перекачки
6. Вычисление коэффициента теплопередачи
7. Решение уравнения Шухова

8. Вычисление потерь напора при «горячей» перекачке
9. Вычисление потерь напора в турбулентном потоке
10. Вычисление потерь напора при ламинарном режиме течения
11. Вычисление потерь напора при различных режимах течения нефти на рассматриваемом участке трубопровода
12. Перекачка высоковязких и застывающих нефтей в смеси с углеводородными разбавителями
13. Перекачка термически обработанных нефтей
14. Применение депрессорных присадок при трубопроводном транспорте высокопарафинистых нефтей
15. Сущность последовательной перекачки нефтей методом прямого контактирования
16. Физические причины смесеобразования в зоне контакта последовательно движущихся партий нефтей
17. Концентрации нефтей в смеси
18. Математическое описание смесеобразования при последовательной перекачке нефтей
19. Длина и объем области смеси контактирующих нефтей
20. Смесеобразование нефтей при остановках перекачки
21. Гидравлические особенности расчета нефтепровода при последовательной перекачке нефтей

4. Тесты и задания для контроля за результатами обучения

4.1. На оценку «удовлетворительно»

1. В каком случае нефть считается высоковязкой и застывающей?
2. Назовите специальные технологии перекачки высоковязких и застывающих нефтей.
3. На какие группы подразделяются технологии перекачки высокозастывающих нефтей, основанные на изменении реологических характеристик транспортируемой жидкости?
4. Перечислите основные недостатки технологии «горячей» перекачки высокозастывающих нефтей.
5. Какой метод используется для уменьшения затрат на подогрев перекачиваемой нефти и потерь тепла?
6. Назовите материалы, применяемые для тепловой изоляции.
7. Перечислите способы прогрева системы трубопровод – грунт.
8. Какие существуют способы пуска «горячих» трубопроводов в эксплуатацию?
9. Чем могут быть вызваны остановки «горячего» нефтепровода при его эксплуатации?
10. Что происходит при остановках «горячего» нефтепровода?

11. Что понимается под термином «безопасное время остановки «горячего» трубопровода»?
12. В чем состоит физический смысл числа Шухова?
13. В чем состоит сущность последовательной перекачки нефтей прямым контактированием?
14. Какие основные объекты входят в систему для последовательной перекачки нефтей?

4.2. На оценку «хорошо»

1. На какие группы по способу воздействия на перекачиваемую жидкость и структуру потока подразделяются технологии перекачки высоковязких и застывающих нефтей?
2. Перечислите физические методы технологии перекачки высокозастывающих нефтей.
3. Перечислите физико-химические методы технологии перекачки высокозастывающих нефтей.
4. Перечислите химические методы технологии перекачки высокозастывающих нефтей.
5. Перечислите основные свойства материалов, применяемых для тепловой изоляции.
6. В чем состоит суть прямого способа прогрева системы «трубопровод – грунт»?
7. В чем состоит суть обратного способа прогрева системы «трубопровод – грунт»?
8. В чем состоит суть челночного способа прогрева системы «трубопровод – грунт»?
9. В чем состоит суть встречного способа прогрева системы «трубопровод – грунт»?
10. Напишите уравнение притока тепла при стационарном режиме «горячей» перекачки.
11. Как определяется коэффициент теплопередачи?
12. Как определяются потери напора при «горячей» перекачке?
13. Назовите причины смесеобразования в зоне контакта последовательно движущихся партий нефтей.
14. Каким образом происходит процесс смешения вытесняемой и вытесняющей нефтей?
15. В чем состоят особенности гидравлического расчета последовательной перекачки?

4.3. На оценку «отлично»

1. В чем состоит суть процесса «горячей» перекачки?
2. Расскажите принцип действия радиально-конвекционной печи Г9ПО2В.
3. Расскажите, как происходит процесс заполнения вновь построенного трубопровода горячей высоковязкой нефтью.

4. Напишите (с выводом) уравнение притока тепла при стационарном режиме «горячей» перекачки.
5. Как определяются потери напора при «горячей» перекачке при различных режимах течения нефти?
6. В чем заключается процесс перекачки высоковязких и застывающих нефтей в смеси с углеводородными разбавителями?
7. В чем заключается процесс перекачки термически обработанных нефтей?
8. Расскажите о способе применения депрессорных присадок при трубопроводном транспорте высокопарафинистых нефтей.
9. Как определяется концентрация нефтей в смеси?
10. Напишите уравнение объемного баланса нефтепродуктов в смеси.
11. Каким образом определяются длина и объем области смеси контактирующих нефтей?
12. Каким образом протекает процесс смесеобразования нефтей при остановках перекачки?

Литература

1. Абузова, Ф. Ф. Техника и технология транспорта и хранения нефти и газа: Учеб. пособие для вузов / Ф. Ф. Абузова, Р. А. Алиев, В. Ф. Новоселов и др. ; под ред. В. Ф. Новосёлова – М. : Недра, 1992. – 320 с.
2. Васильев, Г. Г. Трубопроводный транспорт нефти : Учеб. для вузов: В 2 т. Т. 1. / Г. Г. Васильев, Г. Е. Коробков, А. А. Коршак и др. ; под редакцией С. М. Вайнштока – М : Недра, 2004.
3. Ишмухаметов, И. Т. Сборник практических расчетов при транспортировке нефтепродуктов по трубопроводам / И. Т. Ишмухаметов, С. Л. Исаев, М. В. Лурье, С. П. Макаров. – М. : Нефть и газ, 1997. – 112 с.
4. Ишмухаметов, И. Т. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов / И. Т. Ишмухаметов, С. Л. Исаев, М. В. Лурье, С. П. Макаров. – М. : Нефть и газ, 1999.
5. Коршак, А. А. Основы нефтегазового дела / А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2002.
6. Новоселов, В. Ф. Техника и технология транспорта и хранения нефти и газа / В. Ф. Новоселов. – М. : Недра, 1992.
7. **РД 153-39.4-041-99.** Правила технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов. – М., 1999.
8. Тугунов, П. И. Транспорт и хранение нефти и газа / П. И. Тугунов, Н. Н. Константинов. – М. : Недра, 1975.
9. Фукс, И. Г. Нефть, газ и продукты их переработки / И. Г. Фукс, Б. П. Холодов. – М. : Нефть и газ, 1994.

МОДУЛЬ 7

«ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ»

Введение

Эксплуатация магистральных нефтепроводов (МН) – это совокупность процессов приема, перекачки, сдачи нефти, технического обслуживания и ремонта объектов магистральных нефтепроводов. Организацию работ по эксплуатации системы магистрального нефтепроводного транспорта осуществляет эксплуатирующая организация.

Государственный надзор осуществляется с целью обеспечения при проектировании, строительстве, приемке объектов в эксплуатацию, а также эксплуатации объектов МН соблюдения требований действующих нормативных и технических документов и распространяется на виды деятельности, перечисленные в соответствующих положениях, нормативно-правовых актах и других документах, определяющих сферу деятельности этих органов. Деятельность эксплуатирующих организаций МН разрешается при наличии лицензий, выдаваемых органами Государственного надзора.

При эксплуатации МН должны быть обеспечены:

- Безопасность трубопроводов и оборудования;
- Надежность и экономичность работы всех сооружений и оборудования;
- Систематический контроль за работой МН и его объектов и принятие мер по поддержанию установленного режима перекачки;
- Разработка и внедрение мероприятий по сокращению потерь нефти, экономии электроэнергии, топлива, материалов и других ресурсов, освоение новой техники;
- Организация и своевременное проведение технического обслуживания и ремонта оборудования МН;
- Экологическая безопасность объектов МН;
- Выполнение мероприятий по организации безопасных условий труда;
- Обучение, инструктажи, проверка (аттестация) знаний производственного персонала правил охраны труда и промышленной безопасности;
- Готовность к ликвидации аварий, повреждений и их последствий;
- Организация учета нефти и введение установленной отчетности;
- Сохранность материальных ценностей на объектах МН.

Обеспечение производственной деятельности осуществляется организациями магистральных нефтепроводов и их управлениями и управлениями

магистральных нефтепроводов (РНУ, УМН), линейными производственно-диспетчерскими станциями (ЛПДС), нефтеперекачивающими станциями (НПС), перевалочными нефтебазами (ПНБ); функциональными подразделениями и службами, необходимость которых определяется объемами перекачки, протяженностью эксплуатируемых МН, числом действующих НПС и конкретными особенностями каждого нефтепровода.

Схема изучения материала

№ п/п	Тема занятий	Тип занятий	Вид (форма) занятий	Количество часов
1	Причины снижения пропускной способности и способы его устранения	Изучение нового материала	Лекция	2
2	Защита нефтепроводов от чрезмерно высоких давлений	Изучение нового материала	Лекция	2
3	Организация учета количества нефти, нефтепродуктов на объектах хранения трубопроводного транспорта	Изучение нового материала	Лекция	2
4	Организация диспетчерской службы магистральных трубопроводов	Изучение нового материала	Лекция	2
5	Неустановившиеся режимы работы трубопроводов	Углубление и систематизация учебного материала	Практическое занятие	3
6	Эксплуатация линейной части магистральных нефтепроводов	Предварительный контроль	Практическое занятие	1

1. Основы научно-теоретических знаний по модулю «Расчет трубопровода на прочность»

1.1. Причины снижения пропускной способности и способы его устранения

Многие нефти (особенно нефти восточных районов) парафинистые. Так, нефти Поволжья содержат от 2 до 11 % парафина, нефти Туркмении до 16 %, озексуатская нефть (Ставропольский край) – 24 % и мангышлакские нефти (Казахстан) до 29 %.

В пластовых условиях парафин растворен в нефти. При подъеме на поверхность и при перекачке по нефтепроводам температура нефти снижается, раствор становится насыщенным и из него при определенных условиях выпадает парафин, отлагаясь на стенках нефтепровода. Отложения парафина

уменьшают поперечное сечение труб и, следовательно, снижают пропускную способность. Так, запарафинивание некоторых нефтепроводов в Башкирской АССР снижало их пропускную способность до 50 %. Как показали исследования, отложения состоят из тугоплавких парафинов и цезерина (до 50 %), асфальто-смолистых веществ (до 20 %), механических примесей и масел.

Основными факторами, влияющими на отложение парафина, являются физико-химические свойства перекачиваемой нефти, изменение температурного режима (охлаждение) нефти во время ее перекачки по трубопроводу, изменение содержания растворенных газов, характер режима перекачки (изменение давления, остановки и др.). Парафин выделяется из нефти в виде кристаллов, которые, соединяясь между собой, образуют парафиновую массу. Она представляет собой пористый скелет, поры которого заполнены нефтью и водой. Температура плавления такой массы зависит от ее состава и колеблется от 40 до 50 °С. Вязкость и температура застывания парафинистой нефти зависят от количества находящегося в ней парафина и температуры. Чем больше содержание парафина и ниже температура нефти, тем больше увеличивается ее вязкость и тем меньше ее текучесть. Так, нефть с содержанием парафина 8 % уже при температуре около 273 К (0° С) теряет свою подвижность. Перекачка такой нефти в зимнее время по магистральным трубопроводам затруднительна, особенно если она проводится периодически. При охлаждении такой нефти увеличивается ее вязкость, а, следовательно, повышается давление перекачки или же понижается пропускная способность (при постоянном давлении). При дальнейшем охлаждении нефть может образовать парафиновые пробки и вызвать серьезное повреждение, в результате чего нефтепровод надолго выводится из строя. Освобождение нефтепровода от застывшей нефти – тяжелая операция, на выполнение которой требуются длительное время и большие затраты труда.

Отложения располагаются вдоль нефтепровода неравномерно. На начальном участке нефтепровода, где температура выше температуры начала выпадения парафина, его отложения незначительны. Далее, где температура ниже, парафин интенсивно выделяется и отложения его существенны. Затем толщина отложений парафина по длине нефтепровода уменьшается, так как нефть движется уже с почти постоянной температурой, равной температуре грунта, а основная масса парафина, выпадающего при этой температуре, уже отложилась на предыдущем участке. Особенно интенсивное отложение парафина происходит в период остановки перекачки, когда нефть в трубопроводе начинает застывать. Процесс застывания начинается у стенок трубы и постепенно распространяется к центру, причем скорость образования застывшего слоя будет больше у верхней образующей трубы, т. е. наиболее холодной части. В период перекачки застывший слой парафина не смывается потоком

нефти и остается в нефтепроводе до летнего сезона, когда температура трубы и перекачиваемой нефти повысится до величины, достаточной для размягчения и смывания застывшего слоя. В этот период нефтепровод очищается сам.

Отложение парафина по диаметру трубопровода также происходит неравномерно. Как показал опыт эксплуатации восточных магистральных нефтепроводов – в нижней части трубопровода парафина откладывается меньше, чем в верхней. Это объясняется тем, что пластовая вода, содержащаяся в нефтях, препятствует отложению парафина, а механические примеси (песок и глинистый раствор), попадающие в нефть, сдирают со стенок трубопровода отложившийся парафин.

Однако следует отметить, что как погодные условия, влияющие на температуру окружающего нефтепровод грунта, так и свойства нефти могут вносить существенные коррективы в описанную картину распределения отложений парафина в нефтепроводе.

Для поддержания пропускной способности нефтепровода на близком к проектному уровню необходимо очищать его от отложений парафина. Наиболее эффективным способом очистки внутренней поверхности нефтепровода является в настоящее время механическая очистка с помощью скребков. Разработано много конструкций металлических скребков, в которых чистящим элементом являются диски, ножи и проволочные щетки. Скребки разных конструкций различны по эффективности удаления отложений со стенок труб, по износостойкости и проходимости. Последнее качество очень важно для нефтепроводов, имеющих хотя бы незначительные препятствия во внутренней полости в виде подкладных колец, грата и сужений в запорной арматуре. При регулярной очистке нефтепровода металлические скребки могут без чрезмерного износа проходить до 100 км.

По мере движения скребка по трубопроводу на его частях налипают парафин, поэтому трение ножей и щеток о стенки трубопровода становится слабее. Для облегчения контроля за продвижением скребка применяют переносный звукоуловитель, состоящий из микрофона, усилителя и наушников. Дежурный диспетчер следит за давлением перекачки и количеством откачанной нефти, чтобы обеспечить заданную скорость, необходимую для продвижения скребка. Она должна быть не менее 1,2 – 1,5 м/с. Хорошей проходимостью обладают резиновые шаровые разделители, которые могут использоваться и для очистки нефтепроводов от отложений парафина. Лучше применять резиновые шары, оплетенные металлической стальной цепью, или шаровой резиновый скребок (СШ), изготовленный из износостойчивой резиновой смеси с пластмассовыми и металлическими резами круглой формы, запрессованными в его оболочку с внешней стороны.

Скребок имеет клапан, через который закачивают заданную порцию рабочей жидкости, в результате чего наружный диаметр соответственно увеличивается, и резцы несколько выступают над поверхностью. Резцы расположены так, что скребок, находящийся в любом положении в полости трубопровода, очищает всю его внутреннюю поверхность.

Оптимальная периодичность пропуска скребков (или шаровых разделителей) по нефтепроводу определяется исходя из следующих соображений. Запарафинивание нефтепровода вызывает снижение пропускной способности и соответствующие убытки; причем, чем больше интервал между пропусками скребков, тем больше будут эти убытки. С другой стороны, чем меньше интервал между пропусками скребков, тем больше затраты на скребки (а также убытки из-за остановок станций при пропуске мимо них скребков, если такие остановки требуются применяемой технологией очистки). Оптимальная периодичность пропуска скребков соответствует варианту, когда сумма убытков от запарафинивания нефтепровода и приведенных затрат на пропуск скребков минимальна.

При эксплуатации трубопроводов, транспортирующих парафинистые нефти, необходимо проводить профилактические мероприятия по предотвращению образования отложений парафина. К важнейшим из них относятся:

- исключение закачки в трубопровод накопившейся в резервуарах парафинистой взвеси (шлака); в соответствии с ГОСТ 1510 – 84 металлические резервуары должны периодически подвергаться очистке (не менее двух раз в год для авиационных нефтепродуктов, не менее одного раза для светлых нефтепродуктов и не менее одного раза в два года для нефти и темных нефтепродуктов);
- термообработка высокопарафинистой нефти, которая заключается в подогреве нефти до определенной для каждого сорта температуры и охлаждении. При этом термообработанную нефть для большего эффекта рекомендуется смешивать с маловязкой нефтью;
- механическое перемешивание и перекачка переохлажденной нефти. Они целесообразны, когда кристаллы парафина вместе с адсорбированными на них смолами теряют способность цементироваться друг с другом и прилипать к стенкам трубопровода и поэтому уносятся потоками нефти. При этом необходимо поддерживать критическую скорость перекачки, когда указанные частицы находятся в потоке нефти во взвешенном состоянии;
- разбавление парафинистой нефти малопарафинистой, как это практикуется при перекачке озексуатской парафинистой нефти, разбавленной малгобекской нефтью, или разбавление такой нефти газOLIном. При этом надо учитывать, что добавки, вводимые в перекачиваемые нефти для понижения их вязкости, не должны уменьшать долю транспортируемого нефтесырья

в общей пропускной способности трубопровода, а также иметь в виду, что вводимые разбавители в некоторых случаях могут способствовать более интенсивному выпадению парафина;

- добавка к высокопарафинистой нефти специальных присадок, сжижающих нефть, т.е. уменьшающих вязкость и отложение парафина на стенках трубопровода.

Скопление воздуха в трубопроводе, засорение его песком, образование ледяной пробки, отложение парафина можно определить по излому фактической линии гидравлического уклона (рис. 7.1). Линия гидравлического уклона строится на профиле трубопровода по показаниям манометров, установленных в колодцах линейных задвижек. На участке трубопровода, где произошло засорение, гидравлический уклон имеет большую величину. На рис. 7.1, судя по излому линии гидравлического уклона i , засорение произошло между 64-м и 70-м километром и, вероятнее всего, в овраге. Воздух, скапливаясь в наиболее высоких местах трассы, суживает живое сечение трубопровода. В суженных местах создается большое сопротивление, на преодоление которого расходуется значительный напор, развиваемый насосами. Если на перегоне между перекачивающими станциями много таких воздушных «мешков», то они могут погасить большую часть развиваемого насосного напора.

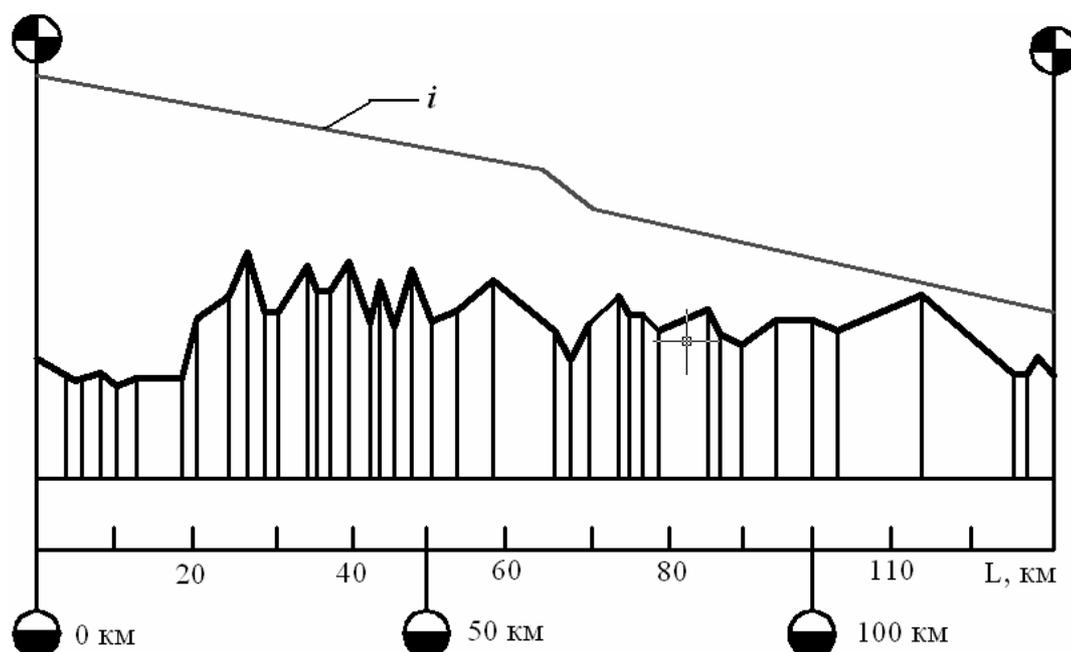


Рис. 7.1. Профиль трубопровода с нанесенной на нем линией гидравлического уклона

Иногда потери настолько велики, что на преодоление их не хватает давления насосов и нефть или нефтепродукт не поступает на соседнюю перекачивающую станцию. Для удаления воздуха из трубопровода на всех повышенных местах трассы в трубопровод обычно монтируют патрубки с кра-

нами или вентилями, называемыми вантузами. Вантуз служит также для выпуска из трубопровода воды. Диаметр вантуза d зависит от диаметра трубопровода D , на котором он монтируется:

$$d = D\sqrt{mv/\omega}, \quad (7.1)$$

где m – коэффициент объема выпускаемого воздуха, равный 0,9 – 1;

v – скорость выдавливания воды;

ω – скорость воздуха, проходящего через вантуз.

Скопившийся воздух в трубопроводе можно удалить также путем создания определенной скорости перекачки жидкости, при которой пузырьки воздуха захватываются ею и уносятся на конечный пункт трубопровода – в резервуары. Выносную скорость потока жидкости, необходимую для удаления воздуха из трубопровода для средних его уклонов, равных примерно 40° на нисходящих участках, при турбулентном движении маловязких нефтепродуктов можно определить по формуле, предложенной В.К. Касперовичем:

$$v_B = \sqrt{gD^{7/5}d_n^{7/5}}, \quad (7.2)$$

где g – ускорение свободного падения;

d_n – диаметр воздушного пузыря, равный примерно 0,2 см.

Для трубопровода диаметром 250 мм $v_B = 78$ см/с, диаметром 500 мм – 86 см/с и диаметром 1000 мм – 95 см/с.

В настоящее время для удаления из трубопровода одновременно воды, механических примесей и воздуха перед закачкой нефти и нефтепродукта по трубопроводу пропускают механический разделитель в виде поршня или шара из бензостойкой резины. Резиновые шаровые разделители и поршни изнашиваются, пройдя примерно 80 – 120 км в зависимости от шероховатости внутренней поверхности трубопровода.

Ориентировочно местонахождение поршня l можно оценить, зная объем нефти V_3 , закачиваемой в трубопровод после пуска скребка:

$$l = V_3/V = Q\Delta tD/V, \quad (7.3)$$

где V – объем нефти в единице длины трубопровода;

Q – пропускная способность трубопровода;

Δt – отрезок времени после запуска поршня.

Очистка трубопровода от отложений

В перекачиваемых нефтях и нефтепродуктах в малых количествах содержатся механические примеси, растворенный или в кристаллах парафин, асфальто-смолистые вещества, церезин, кербены, карбоиды. При перекачке по трубопроводу перечисленные вещества при определенных условиях осаждаются на стенках труб. Частицы парафина, смешиваясь с асфальто-смолистыми веществами, церезинами, механическими примесями, водой, содержащейся в нефти, образуют отложения. По составу это сложная многокомпонентная среда, включающая жидкую и твердую фазы. Для многих

нефтепроводов содержание компонентов (в % по массе) следующие: парафин 10 – 60, асфальтены 1 – 20, смолы 5 – 35, механические примеси до 5, вода до 20. Данные отложения представляют собой плотную ($\rho = 0,92 \div 1,14 \text{ т/м}^3$), прочную, трудно смываемую массу, осевшую на внутренних стенках трубопроводов, что естественно уменьшает его живое сечение и приводит к снижению пропускной способности трубопровода или значительному повышению энергозатрат на перекачку. Даже у продуктопроводов (перекачка дизельного топлива, реактивного топлива, керосина и т.д.) при их длительной эксплуатации наблюдается снижение пропускной способности из-за засорения трубопровода механическими примесями, как правило, продуктами коррозии оборудования и труб.

Для восстановления пропускной способности трубопровода периодически необходимо очищать его внутреннюю полость от отложений. Для этой цели применяют механические скребки различной конструкции. Очистные устройства (скребки) должны:

- сохранять эффективность при прохождении больших расстояний по трубопроводу, т.е. быть износостойкими;
- обладать хорошей проходимостью через задвижки, колена, косые стыки;
- должны быть просты по конструкции и дешевы.

Скребок для очистки трубопроводов (рис. 7.2) состоит из узла прижатия щеток к стенкам трубы, узла крепления манжет и вала. Щетки 3 скребка прижимаются к внутренней стенке трубы пружиной 2 через систему рычагов, куда входят опорная шайба и щеткодержатели 1, шарнирно соединенные между собой при помощи болтов. Узел крепления манжет состоит из двух конусных дисков, к которым присоединяются манжеты. Диаметр манжет превышает внутренний диаметр трубы на 35 – 40 мм, что обеспечивает плотное прижатие их к стенке трубы и компенсирует износ. Щетки устанавливаются в несколько рядов и изготавливают из стальной проволоки. Последующие ряды щеток повернуты относительно предшествующих рядов таким образом, чтобы перекрыть свободные участки периметра трубопровода предыдущего ряда.

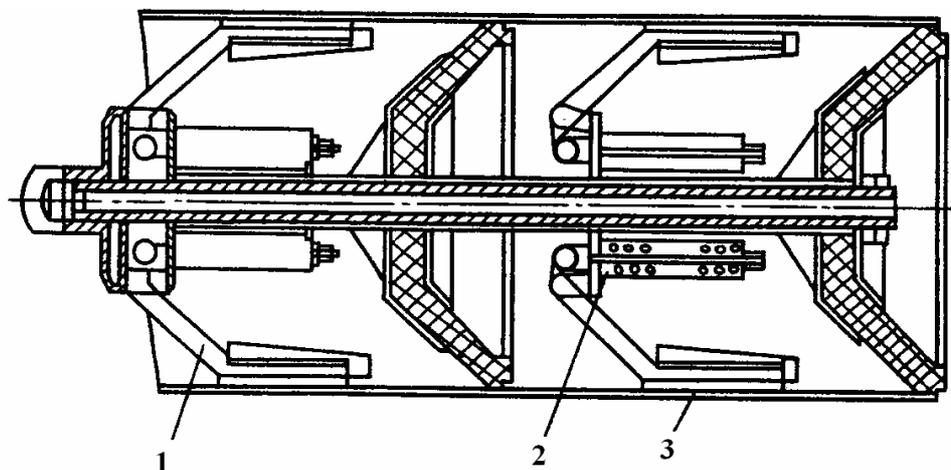


Рис. 7.2. Конструктивная схема скребка: 1 – щеткодержатель; 2 – пружина; 3 – щетка

Манжеты и щеткодержатели могут сжиматься при прохождении через сужения трубопровода и различные препятствия, что обеспечивает высокую проходимость скребка. Манжеты изготавливают такой формы, чтобы предотвращалось их выворачивание при большом перепаде давления.

При движении скребка по трубопроводу перед ним накапливается значительное количество срезанных отложений. Если расстояние между насосными станциями велико и на стенках труб имеется значительное количество отложений, то скребок с грязью может и не дойти до следующей станции из-за резкого увеличения сопротивления. Для предупреждения таких остановок можно проводить частичный сброс грязепарафиновых отложений в специальные котловины на участке между станциями. При регулярном спуске скребков они, как правило, проходят без остановок весь перегон между насосными станциями.

Конструкции скребков следующие: поршневые, дисковые, манжетные, шаровые, комбинированные и др.

Для приема и пуска скребка на перекачивающих станциях сооружают специальные камеры, конструктивно схожие с камерами приема и запуска разделителей. Так как скребок гонит перед собой большое количество грязи и отложений, то объемы приемных камер делаются существенно больше в сравнении с последовательной перекачкой.

1.2. Защита нефтепроводов от чрезмерно высоких давлений

При внезапной остановке одной из промежуточных насосных станций возникает волна повышенного давления, которая со скоростью звука в нефтепродукте движется к предыдущей насосной станции и суммируется с развиваемым ею давлением. При этом суммарное давление в трубопроводе вблизи предыдущей насосной станции может значительно превысить рабочее, что является недопустимым по условию прочности труб. Как показывает опыт эксплуатации магистральных трубопроводов, разрыв труб из-за чрезмерно высокого давления, возникающего при внезапной остановке промежуточной насосной станции, в большинстве случаев происходит на расстоянии 20 – 40 км после предыдущей насосной станции, где суммарное давление может превысить допустимую величину, прежде чем волна повышенного давления достигнет предыдущей насосной станции и на ней сработает система защиты по максимальному давлению.

Предотвратить возможность возникновения в магистральном трубопроводе с промежуточными насосными станциями чрезмерно высокого давления при внезапном отключении промежуточной насосной станции можно при их работе из насоса в насос следующими способами:

- созданием волны пониженного давления, идущей навстречу волне повышенного давления;
- гашением волны повышенного давления в месте ее возникновения или уменьшением крутизны фронта такой волны.

Волна пониженного давления создается путем посылки сигнала по линии связи с остановленной насосной станцией на предыдущую насосную станцию для отключения на ней одного или нескольких насосных агрегатов. При этом от предыдущей насосной станции навстречу волне повышенного давления будет двигаться волна пониженного давления, и при встрече эти волны давления будут взаимно гаситься. В результате такого взаимодействия на участке нефтепровода перед предыдущей насосной станцией опасного повышения давления не произойдет. Однако при этом необходимо отключить отдельные насосные агрегаты на нескольких предыдущих насосных станциях, так как отключение агрегатов на одной из них создаст волну повышенного давления по направлению к ближайшей предыдущей станции и опасность чрезмерного повышения давления на ней.

Система создания встречной волны пониженного давления включает:

- устройство для формирования сигнала при возникновении опасных возмущений давления (например, при внезапной остановке насосной станции или отказе системы дросселирования);
- линию связи с предыдущей и последующей насосными станциями;
- устройство для отключения одного или нескольких насосных агрегатов при поступлении сигнала.

Система создания волны пониженного давления (система «Волна») применена на отдельных участках нефтепровода «Дружба». Для формирования сигнала в этой системе был использован специально разработанный датчик опасных возмущений, который выдает сигнал лишь при большой скорости нарастания давления (на 1 – 1,2 МПа за 5 – 6 с).

Сигнал по специальной линии связи поступает на предыдущую станцию в систему местного автоматического управления, которая отключает один или несколько насосных агрегатов. Сигнал на отключение насосной станции может передать также диспетчер при наличии на нефтепроводе соответствующей системы телемеханики.

При проектировании и эксплуатации системы, создающей волну пониженного давления для защиты нефтепроводов от чрезмерно высоких давлений при внезапной остановке промежуточных насосных станций, необходимо уметь рассчитать число насосных агрегатов, которые надо отключать на предыдущей насосной станции, чтобы не допустить опасных давлений, а также определять, как при этом изменится пропускная способность нефтепровода и на каких еще насосных станциях может потребоваться отключение насосных

агрегатов. Ответить на эти вопросы можно на основании изложенных методик расчета неустановившегося течения в магистральных нефтепроводах с промежуточными насосными станциями. Рассмотрим нефтепровод с n промежуточными станциями, которые включаются в момент $t = 0$, в момент $t_1 > 0$ отключается k -я насосная станция, а для создания волны пониженного давления на $(k - 1)$ -й насосной станции отключается часть насосных агрегатов в момент $t_2 > t_1$ (например, один из трех последовательно включенных насосов). Требуется рассчитать изменение давления в нефтепроводе при таком переходном процессе и, в частности, изменение давления на выходе $(k - 1)$ -й насосной станции, чтобы оценить опасность для прочности нефтепровода. Промежуток времени $(t_2 - t_1)$ составляет 15 – 20 с и обусловлен продолжительностью формирования сигнала и его передачи по линии связи.

Для рассматриваемых условий давление, развиваемое $(k - 1)$ -й насосной станцией, удобнее записать в виде двух слагаемых:

$$P_{ст(k-1)} = P_{ст(k-1)}^* + P_{ст(k-1)}^{**},$$

где $P_{ст(k-1)}^*$ – давление, создаваемое насосными агрегатами, которые продолжают работать и после момента t_2 ;

$P_{ст(k-1)}^{**}$ – давление, создаваемое насосными агрегатами, которые отключаются в момент t_2 для создания волны пониженного давления.

Рассчитывая режим работы при разных значениях $P_{ст(k-1)}^{**}$ для наиболее опасных точек нефтепровода, например, для выхода из $(k - 1)$ -й насосной станции, можно определить необходимое число отключенных агрегатов и степень дросселирования давления на $(k - 1)$ -й станции при внезапном отключении k -й станции (таким образом, полагая, что $k = 2, 3, \dots, n$, и зная предельную продолжительность срабатывания системы «Волна», при которых обеспечивается надежная защита всего нефтепровода от давлений выше допустимых по условиям прочности), а также подсчитать вероятность и длительность снижения давления подпора перед $(k + 1)$ -й насосной станцией ниже допустимого по условиям кавитации.

На рис. 7.3 изображены кривые изменения относительного давления (p/p_n) на расстоянии 25 км после первой промежуточной насосной станции нефтепровода длиной 300 км с двумя промежуточными насосными станциями, после остановки второй промежуточной станции (кривая 1) и после отключения одного насоса из трех на первой промежуточной насосной станции (кривая 2) при срабатывании системы защиты «Волна». В данном случае достаточно было отключить один насос из трех на предыдущей насосной станции, чтобы созданная таким образом волна пониженного давления предотвратила опасное увеличение давления выше рабочего (кривая 2).

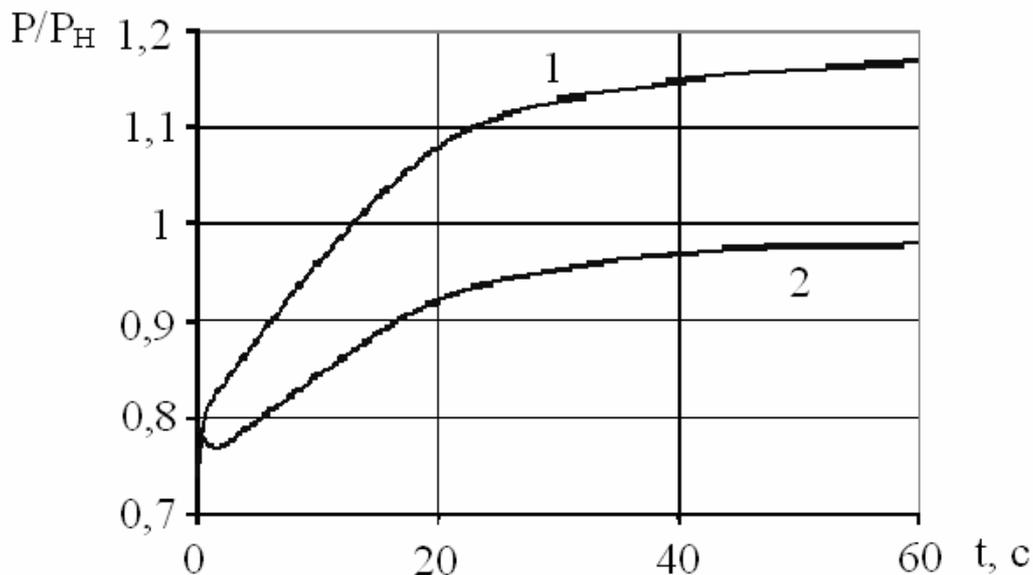


Рис. 7.3. Кривые изменения давления на расстоянии 25 км от предыдущей насосной станции

Недостатком системы защиты путем создания волны пониженного давления является необходимость обеспечения помехоустойчивости и высокой надежности линии связи. Кроме того, часть нефтепровода остается незащищенной от волны динамического давления с большой крутизной фронта.

Гашение волны повышенного давления непосредственно в месте ее возникновения позволяет исключить динамическую перегрузку линейной части нефтепровода. При этом достаточно снизить скорость нарастания давления у остановленной насосной станции до допустимых пределов. Для этого надо, чтобы уменьшение расхода через остановленную насосную станцию происходило постепенно за время, соизмеримое с временем пробега ударной волной участка между насосными станциями. Это может быть достигнуто увеличением махового момента насосных агрегатов, установкой на линии всасывания насосных станций воздушных колпаков и автоматическим сбросом части перекачиваемой нефти в месте возникновения волны повышенного давления в специальный резервуар. Для увеличения махового момента требуется существенное изменение конструкции насосных агрегатов, в том числе и уже установленных. Воздушный колпак для современных магистральных нефтепроводов с большой пропускной способностью должен быть объемом до 300 м^3 чтобы обеспечить требуемое снижение скорости нарастания давления, и должен работать при давлениях до 6 МПа. Это связано с большими металлозатратами и созданием специальной системы пополнения запаса воздуха, который частично растворяется в перекачиваемой нефти.

Способ автоматического сброса части нефти в резервуар применяется на магистральных нефтепроводах вследствие простоты конструкции и эксплуатации. Объем резервуара для сброса нефти, составляющий 300 м^3 ,

обеспечивает несколько срабатываний системы защиты. В качестве автоматических устройств для сброса применяются так называемые шланговые клапаны, называемые иногда регуляторами скорости изменения давления. Шланговый клапан типа «Флекс-Фло» (США) (рис. 7.4) состоит из корпуса 1 с входным 4 и выходным 6 патрубками. Входная I и выходная II полости клапана разделены перегородкой с боковыми прорезями, закрытыми цилиндрическим шлангом 5 из бензостойкой резины. Шланговые клапаны устанавливаются на каждой промежуточной станции, полость I соединена с нефтепроводом на линии всасывания станции, и давление в этой полости равно давлению подпора перед насосной станцией. Полость II соединена с резервуаром для сбрасываемой нефти. Полость III заполняется воздухом или инертным газом. Полости I и III соединены с разделительным сосудом 3, внутри которого имеется эластичная мембрана. В разделительный сосуд из полости I поступает нефть, а из полости III – инертный газ (или воздух).

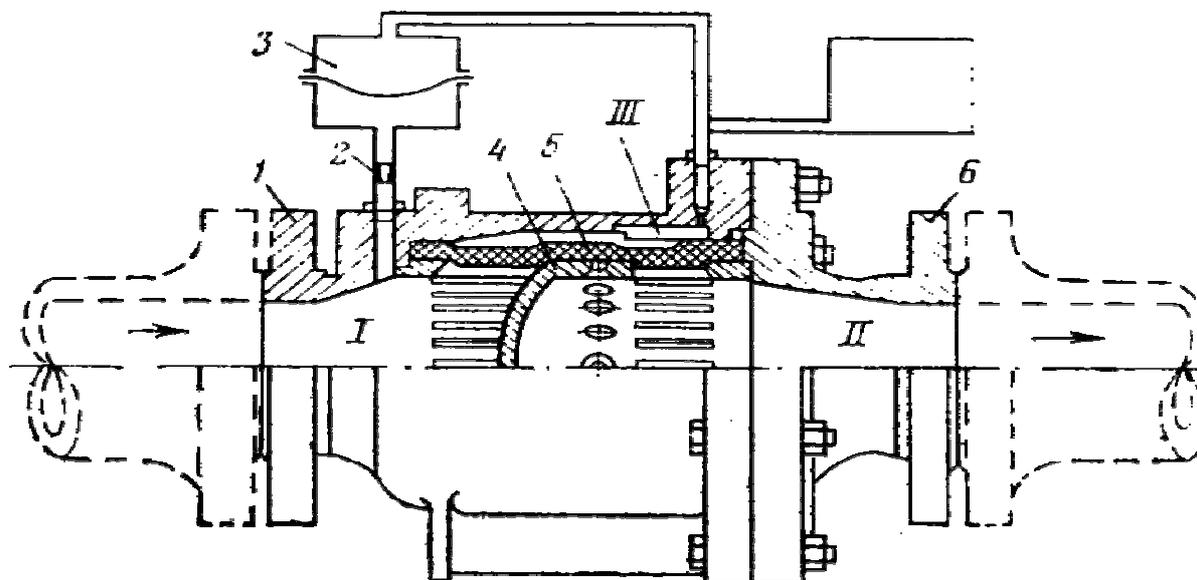


Рис. 7.4. Шланговый клапан типа «Флекс-Фло» для гашения волны давления

При установившемся режиме работы нефтепровода давление в полостях I и III одинаковое и равно давлению в нефтепроводе. При этом резиновый шланг плотно принимается к боковым стенкам цилиндрической части корпуса и герметично перекрывает боковые отверстия, разобщая при этом полости I и II. На линии, соединяющей полость I с разделительным сосудом, установлен дроссель 2 (местное сужение потока), поэтому изменение давления в разделительном сосуде всегда несколько запаздывает по сравнению с изменением давления в полости I. При плавном повышении давления во всасывающей линии насосной станции (например, при регулировании давления) давления в полостях I и III успевают своевременно выровняться, и шланговый клапан не открывается. При резком повышении давления в неф-

теппроводе и соединенной с ним полости I, например, при внезапном отключении промежуточной насосной станции, создается разность давлений под резиновым шлангом и полостью III, достаточная для преодоления жесткости шланга. При этом шланг отходит от боковых прорезей, и часть нефти из полости I попадает в полость II, а из нее – в резервуар для сброса. Сброс нефти из нефтепровода при срабатывании шлангового клапана обеспечивает полное или частичное гашение волны повышенного давления, и волна давления распространяется по нефтепроводу с небольшой крутизной фронта, благодаря чему на предыдущей станции и остальных насосных станциях успевает срабатывать система регулирования давления. Опасного повышения давления не произойдет, и нефтепровод плавно перейдет на новый установившийся режим работы с уменьшенным расходом и без одной промежуточной насосной станции. Подбирая степень закрытия дросселя 2 клапана, жесткость клапана и объем воздуха в полости III, можно при помощи шлангового клапана обеспечить заданную минимальную скорость повышения давления при остановке промежуточной насосной станции.

При проектировании и эксплуатации устройств для гашения волн давления путем сброса части нефти из нефтепровода возникает необходимость в определении параметров работы клапана для сброса нефти из нефтепровода (расход жидкости через клапан, продолжительность работы и другие), обеспечивающих снижение скорости увеличения давления до требуемых пределов.

Зависимость изменения давления в нефтепроводе от расхода может быть определена с помощью дифференциального уравнения неразрывности движения жидкости. При этом сброс нефти через шланговый клапан рассматривается как сосредоточенный отбор жидкости из нефтепровода.

Рассмотрим нефтепровод с n промежуточными насосными станциями, на которых установлены шланговые клапаны. В момент $t = 0$ все насосные станции включаются, а в момент $t > 0$ k -я промежуточная станция останавливается. В момент t_2 ($t_2 > t_1$) включается шланговый клапан (с расходом M_k), установленный на этой станции для гашения волн повышенного давления, и работает до момента времени t_3 ($t_3 > t_2$). Из решения уравнения неразрывности движения жидкости можно определить, как будет изменяться давление в любом сечении нефтепровода при внезапной остановке одной из промежуточных насосных станций и срабатывании на ней шлангового клапана. При этом, изменяя моменты открытия шлангового клапана, продолжительность его работы и расход нефти, можно определить требуемый режим работы, при котором будет обеспечиваться гашение волны давления, а скорость его изменения будет в требуемых пределах, обеспечивающих безаварийную работу нефтепровода.

Примеры расчета по формулам показаны на рис. 7.5 в виде графика изменения давления на выходе предыдущей насосной станции при раз-

личных режимах работы шлангового клапана для нефтепровода диаметром 1000 мм и длиной 3000 км с двумя промежуточными насосными станциями при остановке второй из них и сбросе части жидкости через шланговый клапан, установленный на этой же насосной станции (решение без учета инерционного слагаемого).

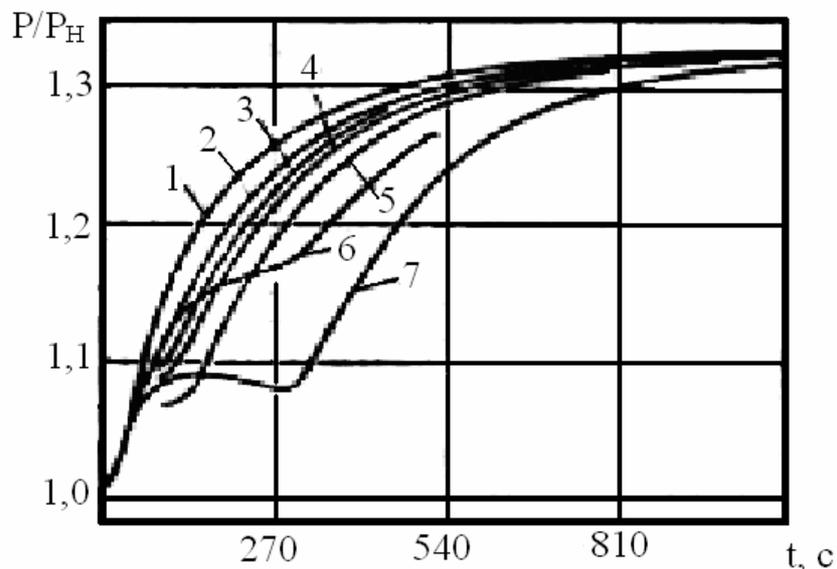


Рис. 7.5. График изменения давления на предыдущей насосной станции при срабатывании предохранительного клапана на отключенной насосной станции

При отсутствии предохранительного устройства для сброса части жидкости из трубопровода давление на выходе первой промежуточной насосной станции быстро увеличивается на 32 % (кривая 1). При этом скорость увеличения давления на выходе первой промежуточной насосной станции в первые 100 с изменяется от 0,3 до 0,015 МПа/с. Кривые 2, 3 и 4 характеризуют изменение давления на рассматриваемой насосной станции при работе предохранительного устройства с расходом, соответственно равным 0,5; 0,1 и 0,15 от расхода жидкости в основном трубопроводе, при работе предохранительного устройства в течение 270 с (от $t_1 = 0$ до $t_2 = 270$ с). В этом случае увеличение давления замедляется уже при расходе $M_k = 0,05$. При $M_k = 0,1$ увеличение давления не превышает 9 % от первоначального, а при $M_k = 0,15$ после первоначального увеличения давления на 6 %, в дальнейшем оно уменьшается до 98 % от первоначального. После прекращения работы предохранительного устройства (при $t = 270$ с) давление при всех трех значениях отбора постепенно увеличивается, но со значительно меньшим градиентом. Кривая 5 соответствует прекращению сброса жидкости через предохранительное устройство с расходом $M_k = 0,1$ через 82 с после его срабатывания. Во всех рассмотренных случаях предполагалось, что предохранительное устройство срабатывает одновременно с остановкой второй промежуточной на-

сосной станции. Расчет показал, что задержка в срабатывании предохранительного устройства на $\Delta t = 13,5$ с лишь незначительно влияет на характер изменения увеличения давления на первой промежуточной насосной станции (кривая 6 при $M_k = 0,1$, $t_1 = 0$ и кривая 7 при $M_k = 0,1$ и $\Delta t = 13,5$ с).

Анализ решения уравнения неразрывности движения жидкости для конкретных условий работы магистрального трубопровода позволяет выбрать требуемые расходы через предохранительные устройства и время их срабатывания таким образом, чтобы изменение давления в различных сечениях трубопровода было в пределах безопасного по условию прочности труб. При известных параметрах работы предохранительных устройств (расходе и времени работы) уравнения позволяют оценить характер изменения давления в трубопроводе при различных случаях неустановившегося движения жидкости в нем.

1.3. Организация учета количества нефти, нефтепродуктов на объектах хранения трубопроводного транспорта

Магистральные трубопроводы как наиболее современный вид транспорта нефти, нефтепродуктов должны обеспечить нормальный производственный режим работы нефтепромыслов, нефтеперерабатывающих заводов, систем снабжения нефтепродуктами промышленного и городского теплоснабжения. В обязанности дежурного диспетчера трубопровода входит непрерывное наблюдение за приемом нефти и газа от промыслов и нефтепродуктов от нефтеперерабатывающих и газобензиновых заводов для перекачки их по трубопроводам.

Подготовленные к подаче в трубопровод среды принимает оператор трубопровода, который следит, чтобы качество принимаемого продукта соответствовало условиям поставок, действующим ГОСТам и их техническим условиям. Обеспечение ритмичной работы трубопровода с минимальными энергетическими условиями требует четкой работы диспетчерской службы и невозможно без точного учета количества перекачиваемых нефти, нефтепродуктов и газа.

Расходом вещества обычно называют количество вещества (массы или объема), проходящее через определенное сечение канала (трубопровода) в единицу времени, а приборы или комплекты приборов, определяющие расход вещества в единицу времени, называют расходомерами. Расходомер может быть снабжен интегратором, показывающим массу или объем вещества, прошедшего через прибор за какой-либо промежуток времени. В этом случае он называется счетчиком количества.

В зависимости от принципа действия наиболее часто применяемые в промышленности приборы для измерения расхода перекачиваемой среды можно разделить на следующие группы.

1. Расходомеры переменного перепада давления, принцип действия которых основан на зависимости от расхода вещества перепада давления, создаваемого неподвижным устройством, устанавливаемым в трубопроводе. Наибольшее распространение получили расходомеры с сужающим устройством, работа которых основана на зависимости от расхода перепада давления, образующегося на сужающем устройстве в результате частичного перехода потенциальной энергии потока в кинетическую.

2. Расходомеры постоянного перепада давления, принцип действия которых основан на зависимости от расхода вещества вертикального перемещения тела (поплавка), изменяющего при этом площадь проходного отверстия прибора так, что давление по обе стороны поплавка остается постоянным. Из расходомеров постоянного давления наибольшее распространение получили:

- ротаметры с поплавком, перемещающимся вдоль длинной конической трубки. Характерными признаками большинства конструкций ротаметров являются значительная длина трубки, обычно не менее чем в 10 раз превышающая его диаметр, и значительный ход поплавка и связанного с ним стержня;
- поплавковые расходомеры с поплавком обычно конической формы, перемещающимся внутри отверстия. Характерными признаками большинства конструкций поплавковых расходомеров являются дистанционная (электрическая или пневматическая) передача положения поплавка, незначительный ход поплавка, обычно не превосходящий его диаметр.

3. Тахометрические расходомеры и счетчики количества, действие которых основано на измерении частоты вращения тела в потоке измеряемой среды. Тахометрические расходомеры бывают вертушечные, камерные объемные, шариковые. Для измерения количества жидкости широкое применение получили турбинные и объемные счетчики количества. Тахометрический способ измерения является одним из наиболее точных методов измерения расхода в широких диапазонах от $5 \cdot 10^{-1}$ до $2 \text{ м}^3/\text{с}$, они обладают малой инерционностью.

4. Электромагнитные (индукционные) расходомеры, принцип действия которых основан на измерении ЭДС, возникающей при движении электропроводной жидкости в магнитном поле.

Существует также большое число расходомеров, действие которых основано на других принципах: например, тепловые, ультразвуковые, парциальные и др.

При приеме нефти и нефтепродуктов в трубопровод, сдаче на конечном пункте и передаче из одного управления в другое требуется определять их количество. В предыдущие годы количественный учет осуществлялся по резервуарам: резервуар заполняли продуктом, отстаивали, измеряли уровень и температуру и по калибровочным таблицам рассчитывали количество нефти и нефте-

продуктов. Такая система учета требовала больших затрат ручного труда, плохо поддавалась механизации и автоматизации, не обеспечивала требуемой точности и достоверности измерения. Применение счетчиков дает возможность осуществить учет нефти непосредственно на потоке, повысить точность измерения, автоматизировать получение результатов измерения, сократить персонал, выполняющий приемно-сдаточные операции. В настоящее время счетчики являются основным средством количественного учета и исходным звеном внедрения автоматизированных систем управления технологическими процессами.

Широкое распространение нашли объемные счетчики. Для измерения количества жидкости поток разделяется на отдельные порции механическим способом при помощи эксцентрично укрепленных вращающихся лопастей или шестерен, движимых ротором. В процессе движения в определенный момент создается измерительная камера, размер которой вымерен с достаточной точностью. Количество порции в единицу времени, пропущенное через камеру, определяется частотой вращения ротора. Построенные на этом принципе шестеренчатые (рис. 7.6) и лопастные объемные счетчики повсеместно применяют для учета нефтепродуктов при малом расходе. Большие размеры корпуса, высокое гидравлическое сопротивление, увеличение протечек из-за истирания стенок корпуса ограничивают их применение для трубопроводов с большой пропускной способностью.

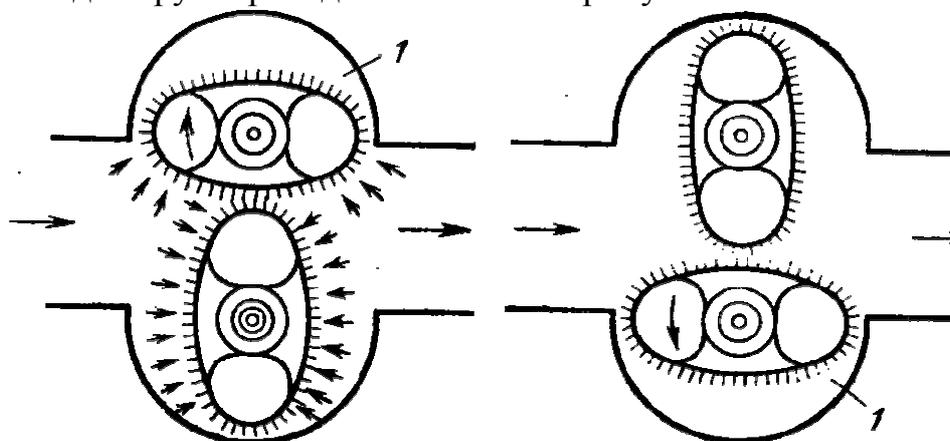


Рис. 7.6. Схема объемного счетчика с овальными шестернями: 1 – измерительная камера

Для измерения количества нефти и нефтепродуктов в трубопроводах с большой пропускной способностью применяют турбинные счетчики. Поскольку вращение создается за счет передачи энергии потока на лопасти ротора, счетчики называются турбинными. Частота вращения турбинки счетчика непосредственно зависит от скорости потока, что позволяет определить расход в трубопроводе. Для преобразования частоты вращения ротора в потоке используют магнитные или магнитоиндукционные преобразователи. В последнем случае при прохождении лопасти турбинки вблизи магнитоиндукционного датчика

в соленоиде наводится ЭДС и изменение количества перекачиваемой среды сводится к подсчету электрических импульсов с помощью счетчика импульсов. В серийно выпускаемом счетчике «Турбоквант» (рис. 7.7) ротор счетчика 4, помещенный в корпус 1, вращается в подшипниках 2 и 3, крепящихся в опорном кольце 8. На ступице ротора смонтирован зубчатый диск из ферромагнитного материала. В головке счетчика укреплены постоянный электромагнит 7 и катушка индуктивности 5 с сердечником 6. При прохождении зубцов диска вблизи катушки в ней происходит изменение поля, создающего импульс в соединительной линии с прибором. Счетчик «Турбоквант» в диапазоне измерения расходов имеет следующие характеристики: погрешность – 0,5 %; повторяемость 0,1 %. Допускаемая кратковременная перегрузка не превышает 125 % от номинального расхода.

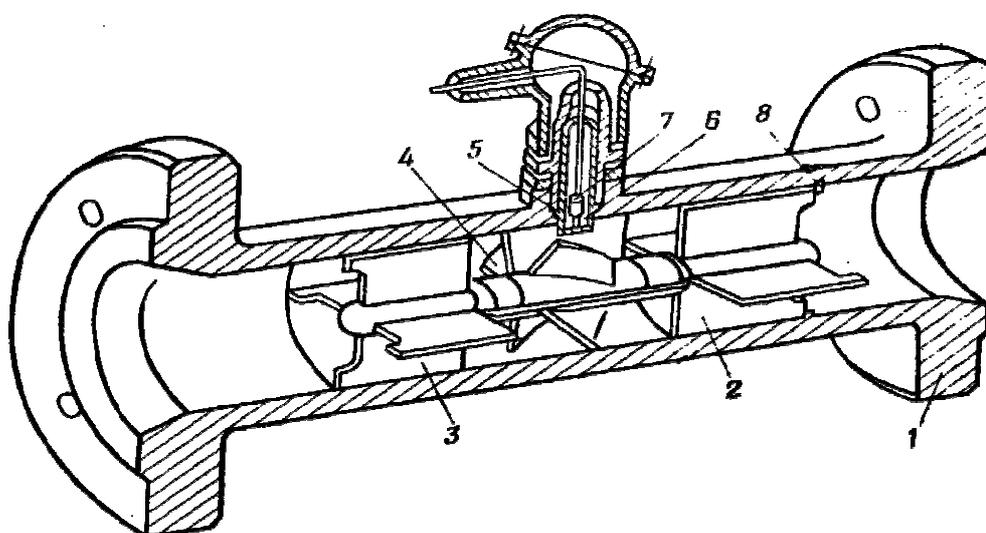


Рис. 7.7. Принципиальная схема счетчика «Турбоквант»

Ультразвуковые методы основаны на изменении скорости распространения ультразвуковой волны в жидкости при наличии потока (рис. 7.8). При распространении волны по направлению потока скорость возрастает, а против потока – уменьшается. Этот эффект проявляется в изменении времени распространения ультразвука от излучателя к приемнику в том случае, если ультразвуковая волна распространяется в жидкости под некоторым углом к оси трубопровода. Использующие ультразвуковые методы счетчики разделяются на типы в зависимости от схемы измерения. Приборы, измеряющие скорость распространения ультразвука только в одном направлении, называются одноканальными, а в двух направлениях – двухканальными. Время прохождения расстояния между излучателем и приемником по направлению потока t_1 и против потока t_2 определяется формулами:

$$t_1 = L/(c + u); \quad t_2 = L/(c - u),$$

где L – длина пути между излучателями;

c – скорость ультразвука в среде;

u – скорость потока.

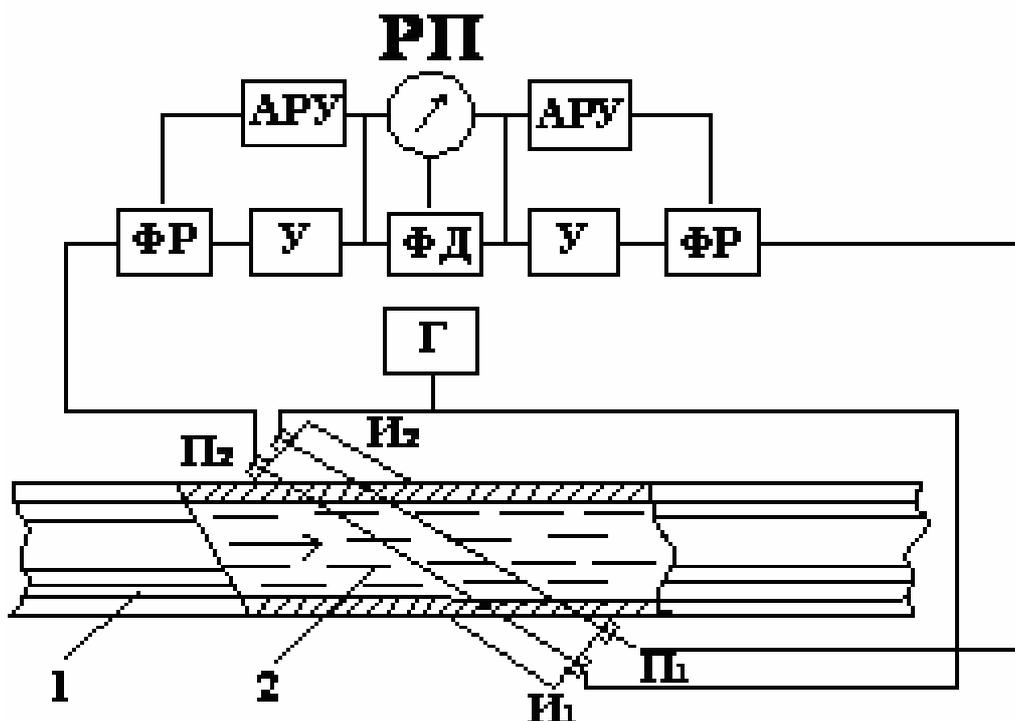


Рис. 7.8. Принципиальная схема ультразвукового расходомера типа РУЗ – 1:
 1 – трубопровод; 2 – измеряемая жидкость; И₁ и И₂ – излучающие ультразвук пьезоэлементы;
 П₁ и П₂ – приемные ультразвука пьезоэлементы; Г – высокочастотный генератор;
 ФД – фазовый детектор; ФР – фазорегулятор; АРУ – авторегулятор усиления;
 РП – регистрирующий прибор; У – усилитель.

В табл. 7.1 приведены основные параметры счетчиков, а в табл. 7.2 – влияние различных факторов на показания счетчиков, используемых для измерения расхода нефти и нефтепродуктов.

Таблица 7.1.

Счетчик	Типовые диаметры, мм	Максимальный расход, м ³ /ч	Диапазон измере- ния расходов	Погрешность, %	Повторяемость, %	Максимальное давление, МПа	Максимальная вязкость, 10 ⁻⁶ м ² /с
Объемный	25 – 250	1200	1:10	0,25	0,1	5	100
Турбинный	8 – 600	6500	1:15	0,25	0,05	25	50
Ультразвуковой	25 – 600	8000	1:15	0,5	0,1	2	50
Вихревой	50 – 150	2500	1:10	0,5	0,2	10	50

Таблица 7.2.

Факторы	Счетчики			
	турбинный	ультразвуковой	вихревой	объемный
Градуировочная характеристика	Практически линейная	Линейная	Линейная	Линейная
Дополнительная потеря напора	Значительная	Отсутствует	Незначительная	Значительная
Наличие прямого участка трубопровода	Требуется	Требуется	Требуется	Требуется

При установке счетчика необходимо создать условия, обеспечивающие правильную работу (рис. 7.9). При наличии в жидкости механических примесей, больших, чем допускает конструкция счетчика, в начале участка должны быть установлены дополнительные фильтры. Размер ячеек фильтрации указывается в инструкции и обычно составляет 1,5 – 4 мм.

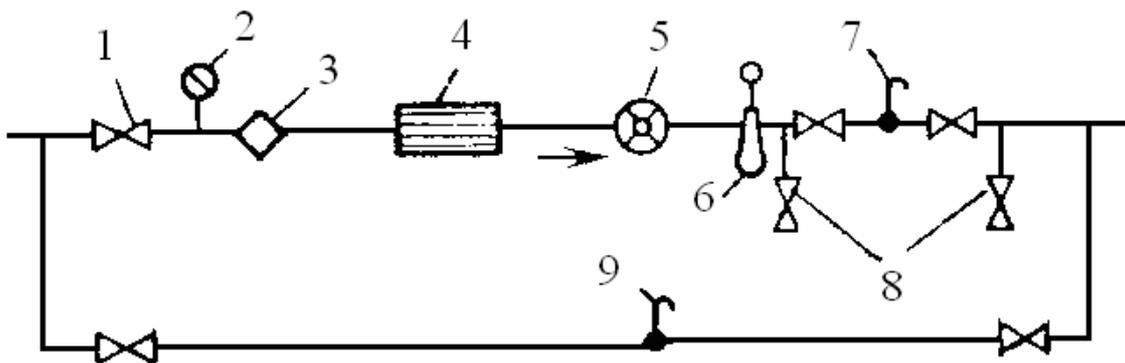


Рис. 7.9. Схема установки счетчика:

1 – задвижка; 2 – манометр; 3 – фильтр; 4 – струевыпрямитель; 5 – счетчик; 6 – термометр; 7 – кран для контроля утечек; 8 – задвижки для подключения к контрольному счетчику или устройства для проверки счетчика; 9 – контрольный кран.

Потери давления на фильтре зависят от степени его загрязнения и меняются от 0,025 до 0,06 МПа. Перед счетчиком и после него должны быть обеспечены прямые участки необходимой длины для создания равномерного потока по сечению трубопровода. Для снятия счетчика или при проверке с обеих сторон его должны быть установлены задвижки. При любом обводе вокруг счетчика устанавливаемые задвижки должны обеспечивать герметичное перекрытие и иметь устройство для проверки герметичности. Аналогичные условия должны соблюдаться при параллельной установке нескольких счетчиков. При компоновке узла следует обращать внимание на достаточный запас давления для преодоления потерь на счетчике и фильтре. При обычных условиях длина прямого участка перед счетчиком рекомендуется примерно в двадцать диамет-

ров. Нормируемая длина прямого участка сокращается с уменьшением скорости потока, плотности жидкости и увеличением его вязкости. Прямой участок после счетчика принимается около пяти диаметров. Для сокращения прямого участка применяют струевыпрямители, представляющие собой набор труб более мелкого диаметра, устанавливаемых внутри трубы. При больших расходах рекомендуется применять несколько параллельно устанавливаемых счетчиков.

Отметим косвенный метод оценки расхода, основанный на относительно быстром перекрытии трубопровода. В этом случае в трубопроводе наблюдается повышение давления за счет инерционного воздействия внезапно остановленной массы жидкости. Если при этом зафиксировать изменение давления в сечении трубы, находящемся на расстоянии L перед вентилем или задвижкой, то полученная кривая будет иметь вид, изображенный на рис. 7.10. На рисунке p_0 и p_k – начальное и конечное статические давления в контрольном сечении. Точка A соответствует началу закрытия задвижки, а точка B – окончанию. Затухающие колебания после закрытия задвижки (по истечении времени Δt) характеризуют лишь инерционные свойства прибора, применяемого для записи изменения давления в трубопроводе. Линия AB характеризует изменение давления, связанное с явлением гидравлического удара, а линия AC – изменение давления, связанное с изменением гидравлического сопротивления задвижки при ее закрывании.

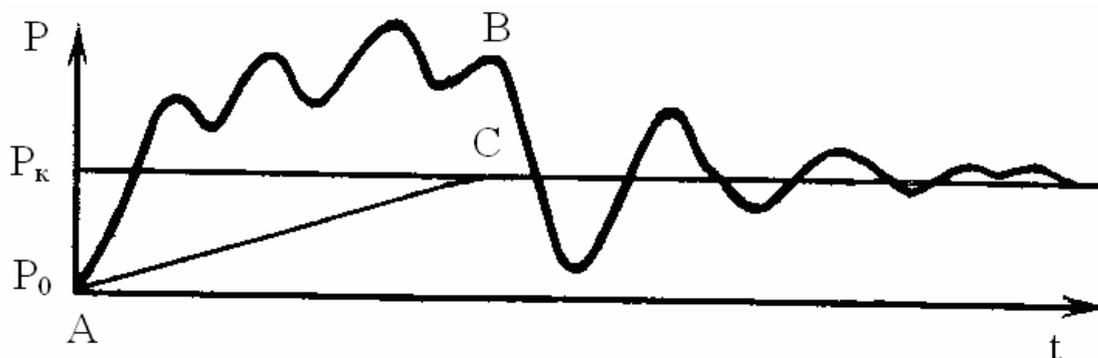


Рис. 7.10. График изменения давления в трубопроводе при внезапном закрытии запорной задвижки

По площади f_d диаграммы, ограниченной линиями AB и AC , определяют импульс ударной силы массы остановленной жидкости:

$$f_d = \int_0^{\Delta t} \Delta p \cdot dt.$$

Закон количества движения жидкости при гидравлическом ударе:

$$\rho L Q = F \int_0^{\Delta t} \Delta p \cdot dt,$$

где ρ – плотность жидкости; F – площадь трубопровода.

Тогда искомый объемный расход:

$$Q = Ff_d / \rho L.$$

Таким образом, планиметрируя диаграмму (см. рис. 7.10) и зная F , ρ и L , можно определить расход Q .

Данный метод применяют для измерения больших расходов жидкости в трубопроводах значительных диаметров (свыше 500 мм) при испытаниях гидравлических турбин или мощных насосов. Косвенная (расчетная) градуировка метода делает его пригодным для этих условий. Учет количества газа в газотранспортной системе необходим для ведения технологического процесса перекачки газа, коммерческих расчетов с потребителями, оптимизации потоков и режимов работы магистральных газопроводов. Получили широкое распространение расходомеры с сужающими устройствами для измерения расхода газа. Существенным является то, что характеристика стандартных сужающих устройств может быть определена расчетным путем.

Сужающие устройства могут быть нормальными и специальными. К нормальным сужающим устройствам относятся нормальные диафрагмы и сопла, сопла Вентури, для которых коэффициенты расхода достоверны и воспроизводимы, поэтому они рассчитываются и не требуют индивидуальной градуировки. К специальным сужающим устройствам относятся трубки Вентури, применяемые, когда необходимо обеспечить очень малые потери давления, сегментные диафрагмы с эксцентрично расположенным круглым проходным отверстием при изменении расхода сильно загрязненных газов.

Комплекс приборов для измерения расхода методом переменного перепада состоит из сужающего устройства (преобразователя переменного перепада), дифференциального манометра (измерительного прибора и передающего преобразователя), измеряющего перепад давления на сужающем устройстве, и вторичного прибора, подключаемого к дифференциальному манометру, если результаты необходимо передавать на расстояние.

Из приведенной на рис. 7.11 схемы распределения давления в трубопроводе при установке диафрагмы диаметром d видно, что сжатие потока начинается перед сужающим устройством за сечением I (до этого сечения еще нет влияния диафрагмы на поток) и под действием сил инерции достигает наибольшего значения на некотором расстоянии за ней. Далее после сечения II струя начинает расширяться до полного сечения трубопровода. До сужающего устройства давление в трубопроводе будет p'_1 . Непосредственно перед сужающим устройством давление возрастает до значения p_1 за счет подпора и понижается до p'_2 за диафрагмой. Далее, по мере расширения струи, давление в трубопроводе выравнивается и становится равным p_3 , меньшим, чем p_1 , на значение безвозвратных потерь p_n на сужающем устройстве $\Delta p = p_1 - p_2$ зависит от расхода протекающего по трубопроводу вещества и может служить мерой расхода.

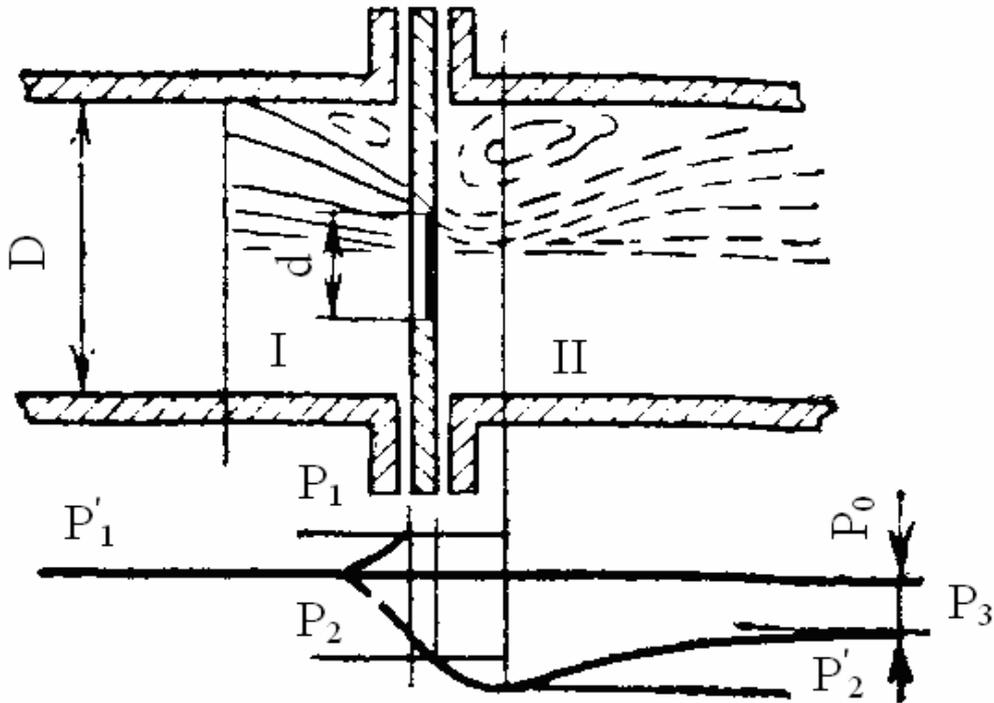


Рис. 7.11. Схема распределения давления в трубопроводе при установке диафрагмы

Перепад давления на сужающем устройстве измеряют непосредственно у его торцов, а вместо площади сечения потока F_2 пользуются площадью отверстия сужающего устройства F_0 . Основные расчетные уравнения имеют вид:

для объемного расхода, м³/ч

$$Q_0 = 12,7\alpha\epsilon m D^2 \sqrt{\Delta p / \rho};$$

для массового расхода, кг/ч

$$G_M = 12,76\alpha\epsilon m D^2 \sqrt{\Delta p \cdot \rho},$$

где α – коэффициент расхода;

ϵ – поправка на расширение измеряемой среды;

m – модуль сужающего устройства;

D – внутренний диаметр трубопровода;

ρ – плотность измеряемой среды.

Коэффициент расхода α зависит в основном от типа и модуля сужающего устройства, от числа Рейнольдса, и не зависит от рода протекающего вещества. Модулем сужающего устройства m называется отношение площадей отверстий сужающего устройства F_0 и трубопровода F_1 при температуре измерения.

Наиболее простыми и получившими широкое распространение устройствами являются диафрагмы. Диафрагмы бывают камерные типа ДК, когда отбор давлений осуществляется из кольцевых камер, и бескамерные типа ДБ, когда отбор давлений осуществляется через отдельные отверстия. Камерные диафрагмы удобны и более точны, но более трудоемки в изготовлении.

Диафрагма – тонкий стальной диск с круглым концентрическим отверстием со стороны входа потока. Кромка отверстия диафрагмы острая (не-скругленная), а далее расточена под углом $30 - 45^\circ$; при больших диаметрах трубопроводов диафрагмы могут изготавливаться без расширения.

Согласно действующим государственным стандартам камерные диафрагмы изготавливаются на условные давления p_y , равные 0,6; 1,6; 2,5; 4 или 10 МПа, для технологических трубопроводов с условными проходами D_y , равными 50; 65; 80; 100; 125; 150; 200; 250; 300; 350; 400; 500 мм, а бескамерные – на p_y , равные 0,25; 0,6; 1; 2,5 и 4 МПа, для трубопроводов с D_y , равными 400; 500; 600; 800; 1000 – 1200 и 1400 мм.

Измерение расхода диафрагмами производится с соблюдением следующих требований:

- сужающее устройство (диафрагма) устанавливается только на прямом участке газопровода, длина которого после диафрагмы должна быть не менее пяти внутренних диаметров трубопровода;
- при установке диафрагмы должно быть обеспечено точное совпадение геометрического центра ее с центром трубопровода, поскольку несоосность диафрагмы и трубопровода приводит к значительным погрешностям при измерении расхода;
- диафрагму разрешается устанавливать на трубопроводе диаметром не менее 50 мм при одновременном соблюдении условия $0,05 < m < 0,7$, где m – модуль сужающего устройства;
- перепад давления следует измерять через кольцевые камеры, обеспечивающие выравнивание давления;
- входная кромка отверстия диафрагмы должна быть острой; у диафрагм, диаметр отверстия которых не превышает 125 мм, падающий на кромку луч света не должен отражаться; у диафрагм с отверстием более 125 мм луч может отражаться, но кромка не должна иметь заметного притупления;
- внутренняя поверхность участка трубопровода длиной $2 \cdot D$ (два диаметра трубопровода) перед диафрагмой и за ней не должна иметь никаких уступов, а также заметных невооруженным глазом неровностей и наростов;
- не допускается установка диафрагм непосредственно у местных сопротивлений (краны, угольники, повороты, задвижки и т. д.); минимально необходимая длина прямого участка трубопровода перед диафрагмой определяется в зависимости от типа местного сопротивления и диаметра трубопровода;
- регулирующие краны и задвижки предпочтительно устанавливать после диафрагмы; при установке их перед диафрагмой должно соблюдаться расстояние не менее ста диаметров трубопровода;

- рабочую температуру газа необходимо измерять перед диафрагмой; гильза термометра должна входить внутрь трубопровода на глубину 0,5 диаметра; наименьшее расстояние от диафрагмы до диаметра гильзы термометра d' должно составлять $5D$ при $d' \leq 0,03D$ и $20D$ при $0,03D < d' \leq 0,13D$;
- линии, соединяющие диафрагму с дифманометром-расходомером, должны быть проложены по кратчайшему пути вертикально или с уклоном к горизонтали 1:10; уклон на всем протяжении должен быть односторонним; для поплавковых манометров расстояние от места замера давления не должно превышать 50 м, так как в противном случае возможно чрезмерное запаздывание показаний прибора;
- внутренний диаметр импульсных трубок должен быть не менее 8 мм;
- соединительные линии подключаются к верхней половине диафрагмы и должны быть герметичны.

Поплавковые дифманометры работают по принципу обычных U-образных манометров (измерительная система и механизм для передачи измерительного сигнала на стрелку регистрирующего прибора). Измерительная система состоит из двух герметичных сосудов: поплавкового (+) и сменного (–). К первому сосуду подводится давление до диафрагмы, а ко второму после диафрагмы. Сосуды соединяются между собой U-образной трубкой. Уровень жидкости в сосудах будет устанавливаться в зависимости от перепада давления на диафрагме. Положение уровня жидкости в сосудах регистрируется поплавком который механически связан с регистрирующим устройством. Первый сосуд является одинаковым для всех перепадов давления, а второй должен меняться в зависимости от измеряемых перепадов давления.

1.4. Организация диспетчерской службы магистральных трубопроводов

Системам трубопроводного транспорта свойственны разнохарактерные жесткие внутренние (технологические, экономические, информационные) и внешние (с топливно-энергетическим комплексом и нефтеперерабатывающими отраслями, системами снабжения нефтепродуктами и газом) связи. Технологическая связь обусловлена непрерывностью процессов добычи, подготовки нефти и газа к дальнему транспорту, транспорта, переработки нефти и газа, распределения газа среди потребителей. Экономические и информационные связи тесно переплетаются при решении задач проектирования, планирования, управления. Внешние связи выражаются в широком использовании нефтепродуктов большинством отраслей народного хозяйства.

Жесткая и чрезвычайно экономичная с народнохозяйственной точки зрения технологическая связь с трубопроводными системами имеет и суще-

ственный недостаток: ограничение возможности маневра потоками. Вследствие малых скоростей транспортировки сред по трубопроводам возникает высокая вероятность нарушения режимов для отдельных потребителей. Соблюдение режимов у потребителя – обязательное условие функционирования систем – ставит в разряд первоочередных задач переоценку взглядов на роль резервных мощностей по всем звеньям системы.

Непрерывный характер производства, ограниченные возможности создания резервов в непосредственной близости от потребителя повышают требования к надежности оборудования, так как у протяженных трубопроводных систем с высокими единичными параметрами (диаметры, мощность перекачивающих агрегатов и т.д.) возрастают отрицательные последствия отказов оборудования и аварийных ситуаций. Устранить или ослабить эти отрицательные последствия можно при оперативной и достаточной информации о произошедшем рациональным изменением режимов.

Обеспечение бесперебойного снабжения многочисленных потребителей различных отраслей народного хозяйства нефтью, нефтепродуктами и газом требует разработки и последующей реализации комплекса взаимосвязанных задач регулирования. Постоянно возрастающее требование к качеству и надежности нефтегазоснабжения народного хозяйства, необходимость снижения издержек и потерь делают насущными четкое выделение подсистемы регулирования и ее максимальную оптимизацию внутри отрасли. Методологическое единство народнохозяйственного подхода к решению этой задачи состоит в согласовании совокупности критериев выбора решения в подсистемах добычи, транспорта, регулирования и использования нефти и газа с требованиями отрасли, а для отраслевых критериев – в согласовании с народнохозяйственным критерием.

Задачи регулирования в трубопроводных системах нефтегазоснабжения решаются как на стадии оптимального проектирования и планирования развития систем трубопроводного транспорта, так и в процессе функционирования.

Непрерывный характер технологического процесса добычи, очистки и осушки, дальнего транспорта и использования газа, масштабность и высокий уровень концентрации определяют принципы организации и структуру диспетчерского управления трубопроводными системами.

На верхней ступени иерархии (на уровне ЦДУ) являются актуальными и подлежат реализации следующие совокупности задач:

- оперативное прогнозирование потребления;
- прогнозирование режимов трубопроводного транспорта;
- планирование режимов трубопроводного транспорта;
- диспетчерский контроль за соблюдением запланированных режимов трубопроводного транспорта;

- анализ фактических режимов работ трубопроводных систем;
- выявление «узких» мест в системе и способов оперативной их ликвидации;
- обеспечение экономичной работы трубопроводных систем;
- получение, обработка, анализ и выдача информации об основных технико-экономических показателях.

На уровне объединенного диспетчерского управления (ОДУ) реализуется совокупность региональных или межрегиональных задач, входящих в сферу деятельности всесоюзных промышленных объединений.

Взаимосвязка задач осуществляется за счет соблюдения принципа иерархичности, т.е. результаты расчета на уровне ЦДУ являются исходными для расчета на уровне ОДУ.

Применительно к трубопроводным системам критерием оптимальности служит минимум суммарных затрат при условии удовлетворения потребности народного хозяйства в нефти, нефтепродуктах и газе с учетом ограничений по запасам и возможностям освоения в данные календарные сроки природных ресурсов, а также по капитальным вложениям, трудовым ресурсам и лимитированной продукции других отраслей.

Автоматизированная система диспетчерского управления (АСДУ) трубопроводными системами предназначена для автоматизации следующих процессов:

- оперативное планирование потоков газа и режимов работы с целью максимального удовлетворения потребностей в нефти, нефтепродуктах и газе при условии минимизации энергозатрат на собственные нужды (периодичность – месяц);
- оперативное управление основными объектами трубопроводного транспорта с целью обеспечения плановых режимов и локализации аварийных возмущений (периодичность – неделя);
- развитие и реконструкция объектов систем трубопроводного транспорта с целью обеспечения заданных уровней добычи и транспорта газа (периодичность – месяц);
- сбор, обработка и воспроизведение режимно-технологической информации о фактических режимах работы трубопроводных систем с целью контроля технического состояния и анализа эффективности режимов функционирования (периодичность – час);
- сбор, обработка и воспроизведение планово-учетной информации о фактическом выполнении планов добычи, транспорта и потребления нефти и нефтепродуктов (периодичность – сутки);
- создание и ведение отраслевого информационного банка данных, содержащего сведения о структуре, технических характеристиках, плановых и режимных показателях объектов систем трубопроводного транспорта.

В соответствии с назначением АСДУ решает пять функционально-ориентированных и информационно взаимосвязанных комплексов задач для систем трубопроводного транспорта:

- оперативное планирование режимов работы;
- диспетчерский контроль и анализ режимов работы;
- оперативное управление режимами работы;
- оптимальное развитие и реконструкция структуры;
- контроль и учет выполнения планов добычи, транспорта и распределения.

Оперативное планирование режимов дальнего транспорта газа призвано обеспечивать выбор оптимальных решений по заданному критерию с применением современных экономико-математических; методов и вычислительной техники. Результатом оптимального оперативного планирования является эталонная диспетчерская режимная карта работы магистрального газопровода, содержащая данные о давлении, пропускной способности и расходе в узловых точках, схемы работы перекачивающих станций, энергетические показатели транспорта.

Отраслевая база данных содержит обобщенную информацию по элементам трубопроводных систем. В частности, нецелесообразно: предусматривать конфигурацию линейного участка; отражать его гидродинамические свойства обобщенным параметром, который описывает как состояние труб, так и их геометрию. Необходимость такого подхода диктуется практической невозможностью собрать детальную информацию о системе и систематически ее обновлять с существенным возрастанием времени расчетов при детализации расчетной схемы. Кроме того, использование обобщенных характеристик оборудования позволяет провести унификацию соответствующих паспортных данных, в противном случае неоправданно возрастает объем информации.

Изменения обобщенной информации можно разбить на следующие группы.

Изменения, отражающие новые свойства объекта, находящегося в ведении соответствующего органа управления. Например, появление нового крупного узла притока или отбора, изменение возможных схем обвязки перекачивающих станций, парка машин, геометрии линейного участка и т.д. Соответствующие изменения вносятся в базу данных, которая ведется на нижнем уровне управления и передается в главный вычислительный центр (ГВЦ), где также вносятся коррективы в отраслевой банк данных.

Изменения, важные для объектов, находящихся в ведении других органов управления, происходят в соответствии с принципом унификации. Это в основном изменения, требующие корректировки действующих классификаторов: появление нового оборудования, характеристики которого не представлены в соответствующих массивах паспортов в отраслевом банке данных; появление новой схемы и т. д. В этом случае определенная информация пере-

дается на верхний уровень управления, где она формализуется (вносятся соответствующие дополнения в классификаторы, уточняются паспортные данные нового оборудования и т.д.) и заносится в отраслевой банк данных. Формализованная и унифицированная информация передается на более низкий уровень управления, где также вносятся необходимые изменения в классификаторы и банк данных.

Отклонение указанных параметров от проектных существенно уменьшает пропускную способность магистральных трубопроводов, увеличивает энергозатраты на транспорт. Сравнительные расчеты на базе проектных и фактических параметров позволяют дать своевременные рекомендации по очистке линейных участков трубопровода, ремонту перекачивающих агрегатов и т.д.

Трубопроводную систему как большую систему можно разбить на подсистемы таким образом, что состояние каждой из них будет характеризоваться множествами внешних и внутренних параметров. При этом взаимодействие между подсистемами в рамках системы осуществляется лишь через внешние параметры, часть которых может быть не привязана к подсистемам.

Систему ограничений можно разбить на две части:

Первая – это ограничения на внешние параметры.

Вторая – ограничения на внешние и внутренние параметры каждой подсистемы.

Задача оптимизации решается в несколько этапов.

Этап 1. Построение допустимых областей изменения для внешних параметров.

Область изменения внешних параметров для каждой подсистемы строится так, чтобы для каждого набора значений внешних параметров существовал набор значений внутренних параметров, причем внутренние и внешние параметры должны удовлетворять системе ограничений второго плана для данной подсистемы. При этом не должно существовать допустимого, т.е. удовлетворяющего ограничениям второго плана, набора внешних и внутренних параметров, при котором внешние параметры не входят в построенную допустимую область. Для случая, когда в качестве подсистемы рассматриваются перекачивающие станции, допустимая область может быть трехмерной в координатах: давление на входе, давление на выходе, подача. Она включает те значения давлений и подачи, реализация которых возможна без нарушения технологических ограничений на КС.

Этап 2. Построение агрегированных характеристик (АХ) подсистем.

Агрегированная характеристика есть функция, ставящая в соответствие каждому вектору внешних параметров подсистемы из допустимой области оптимальное значение составляющей критерия по данной подсистеме, причем оптимизация ведется по всем значениям внутренних параметров с учетом технологических ограничений.

Для случая, когда в качестве подсистемы принята перекачивающая станция, агрегированная характеристика представляет собой функцию, отражающую минимальные режимно-допустимые затраты при различных наборах давлений на входе и выходе перекачивающих станций и их подачи.

Этап 3. Решение оптимизационной задачи верхнего уровня.

Задача заключается в определении оптимального набора внешних параметров, исходя из интересов системы в целом. Она сводится к оптимизационной задаче, где в качестве критерия выступает сумма функций – АХ по подсистемам, а в качестве ограничений – ограничение первого плана и построенные допустимые области для внешних параметров подсистемы.

Этап 4. Восстановление оптимальных значений внутренних параметров.

На этапе 3 получено оптимальное значение внешних параметров. Для каждой подсистемы им соответствуют внутренние параметры, что вытекают из принципа построения допустимой области. Восстановление (в случае, если они не сохранились) этих значений – содержание задачи этапа 4. В частности, для подсистемы КС задачей этапа 4 может быть восстановление режима работы перекачивающей станции, реализующего заданные давления на входе и выходе станции при заданной подаче.

Отметим, что в случае, когда критерий выбора решения для системы не зависит от внутренних параметров, последовательность решения задачи модифицируется. При этом отпадает необходимость построения агрегированных характеристик подсистем.

Комплекс задач оптимального развития и реконструкции структуры трубопроводных систем предназначен для определения и уточнения оптимальных планов размещения ввода мощностей: перекачивающих станций, лупингов и участков трубопроводов на действующих и развивающихся магистральных трубопроводах. Иерархические связи его строятся на той же основе, что и для оперативного планирования режимов.

Комплекс задач диспетчерского контроля и анализа режимов работы трубопроводных систем предназначен для автоматического сбора и обработки технологической информации по фактическим режимам работы. Он позволит дать диспетчерам ЦДУ и ОДУ ВПО объективные сведения из одного источника и в удобной форме для контроля фактического состояния объектов и принятия решений по устранению отклонений от технологической карты режима, а также осуществлять оперативный контроль за выполнением принятых решений. При этом реализуются следующие функции:

- автоматизация сбора, обработки оперативных сведений и регистрации их в диспетчерских журналах;
- выдача концентрированной информации в удобном для использования виде;

- автоматический контроль за параметрами режимов с выдачей диспетчеру предупредительных и аварийных сведений;
- расчет фактических параметров работы системы;
- обслуживание стандартных запросов работников ЦДУ и руководителей отрасли.

Комплекс задач учета и контроля выполнения планов добычи, транспорта и распределения нефти, нефтепродуктов и газа предназначен для совершенствования учета и контроля выполнения планов добычи, транспорта и распределения с целью повышения качества и оперативности управления трубопроводными системами путем применения современных средств сбора и обработки данных.

В рамках АСДУ трубопроводным транспортом работа может проводиться по следующим основным направлениям:

- автоматическое ведение журналов оперативного суточного учета фактической добычи, транспорта и потребления нефти, нефтепродуктов и газа;
- разработка новых форм документов, отражающих динамику развития систем трубопроводного транспорта;
- сравнительный анализ работы отдельных объектов и трубопроводных систем в целом за отчетный период с соответствующим периодом прошлых лет;
- увязка математического и информационного обеспечения по всем уровням управления отраслью с организацией интегрированной системы обработки данных на базе АСУ ВПО и АСУ ПО.

2. Термины, определения и используемые сокращения

Двухканальные счетчики – приборы, измеряющие скорость распространения ультразвука в двух направлениях

Диафрагма – тонкий стальной диск с круглым концентрическим отверстием со стороны входа потока

Расход вещества – количество вещества (массы или объема), проходящее через определенное сечение канала (трубопровода) в единицу времени

Расходомеры – приборы или комплекты приборов, определяющие расход вещества в единицу времени

Одноканальные счетчики – приборы, измеряющие скорость распространения ультразвука только в одном направлении

АСДУ – автоматизированная система диспетчерского управления

АХ – агрегированная характеристика

ГВЦ – главный вычислительный центр

ЛПДС – линейная производственно-диспетчерская станция

МН – магистральный нефтепровод

НПС – нефтеперекачивающая станция

ОДУ – объединенное диспетчерское управление
 ПНБ – перевалочная нефтебаза
 РНУ – районное нефтепроводное управление
 УМН – управление магистральных нефтепроводов
 ЦДУ – центральное диспетчерское управление

3. Материалы, использованные в процессе обучения и контроля

3.1. Материалы к лекциям

План лекции:

1. Причины снижения пропускной способности трубопровода, способы предотвращения и устранения изменения пропускной способности
2. Защита нефтепроводов от чрезмерно высоких давлений
3. Организация учета количества нефти, нефтепродуктов на объектах хранения трубопроводного транспорта
4. Организация диспетчерской службы магистральных трубопроводов

3.2. Задания для практических занятий

Неустановившиеся режимы работы трубопроводов

Теоретический материал

Течение жидкости в трубопроводе, при котором гидравлические параметры (давление, скорость, расход, температура и т.п.) зависят не только от координаты x вдоль оси трубопровода, но и от времени t , называется *неустановившимся* или *нестационарным*. Такие течения описываются функциями $p(x, t)$, $v(x, t)$, $Q(x, t)$, $T(x, t)$ и др., определяющими как изменяются параметры течения в сечении x в зависимости от времени t .

Неустановившиеся процессы в трубопроводах возникают при пусках и остановках перекачки, включении или отключении отводов, работе запорной и регулирующей аппаратуры, а также при различных авариях – разрывах трубы и закупорках.

Для слабо сжимаемых жидкостей, каковыми являются нефть и нефтепродукты, неустановившиеся течения при полном *заполнении сечений трубопровода жидкостью* описываются дифференциальными уравнениями с частными производными

$$\begin{cases} \frac{\partial p(x, t)}{\partial t} + \rho_0 c^2 \frac{\partial v(x, t)}{\partial x} = 0 \\ \rho_0 \frac{\partial v(x, t)}{\partial t} + \frac{\partial p(x, t)}{\partial x} = -\lambda(\text{Re}, \epsilon) \frac{1}{d} \frac{\rho_0 v^2(x, t)}{2} - \rho_0 g \cdot \sin \alpha(x) \end{cases}, \quad (7.4)$$

служащими для определения двух неизвестных функций: $p(x, t)$ – давления и $v(x, t)$ – скорости течения жидкости. Здесь $\lambda(Re, \varepsilon)$ – коэффициент гидравлического сопротивления, зависящий от числа Рейнольдса $Re = vd/\nu$, вычисленного по мгновенной скорости $v = v(x, t)$, существующей в данном сечении трубопровода, причем для этого используются те же самые зависимости (3.65) – (3.69) (см. модуль 3), которые справедливы для стационарных течений (*гипотеза квазистационарности*). Кроме того, ρ_0, d – невозмущенные значения плотности жидкости и диаметра трубопровода, соответственно; $\varepsilon = \Delta/d$ – относительная шероховатость внутренней поверхности трубопровода; $\alpha(x)$ – угол наклона оси трубопровода к горизонту в сечении x ; $\sin \alpha(x) = dz/dx$.

Входящий в систему уравнений (7.4) коэффициент c является скоростью распространения волн давления (и расхода) в трубопроводе. Согласно исследованиям Н.Е. Жуковского, скорость c рассчитывается по формуле:

$$c = \frac{1}{\sqrt{\frac{\rho_0}{K} + \frac{\rho_0 d}{E\delta}}}, \quad (7.5)$$

где K – модуль сжимаемости жидкости (Па);

E – модуль Юнга материала, из которого изготовлен трубопровод (Па);

δ – толщина стенки трубопровода.

Для нефтей $K \approx 1,3 \div 1,4 \cdot 10^9$ Па, для нефтепродуктов $K \approx 1,0 \div 1,2 \cdot 10^9$ Па, для воды $K \approx 2,0 \div 2,1 \cdot 10^9$ Па. Модуль Юнга E для трубных сталей находится в пределах $1,8 \div 2,0 \cdot 10^{11}$ Па.

Тяжелая жидкость обладает инерцией, поэтому всякое изменение $\Delta v = v_1 - v_0$ скорости ее течения рождает скачкообразное изменение $\Delta p = p_1 - p_0$ давления, причем справедлива знаменитая формула Н.Е. Жуковского:

$$\Delta p = \rho_0 c \cdot \Delta v. \quad (7.6)$$

Величину $|\Delta p|$ называют амплитудой волны (или *скачка*) давления.

Приведенным давлением \bar{p} называется сумма $p + \rho_0 g z$, отличающаяся от напора ($p/\rho_0 g + z$) только множителем $\rho_0 g$. Для приведенного давления система дифференциальных уравнений (7.4) упрощается:

$$\begin{cases} \frac{\partial \bar{p}(x, t)}{\partial t} + \rho_0 c^2 \frac{\partial v(x, t)}{\partial x} = 0 \\ \rho_0 \frac{\partial v(x, t)}{\partial t} + \frac{\partial \bar{p}(x, t)}{\partial x} = -\lambda(Re, \varepsilon) \frac{1}{d} \frac{\rho_0 v^2(x, t)}{2} \end{cases} \quad (7.7)$$

Она не содержит профиль $z(x)$ и более удобна в использовании.

Системы дифференциальных уравнений (7.4) или (7.7) решаются с начальными условиями, характеризующими распределение $p(x, 0)$ давления и $v(x, 0)$ скорости течения в начальный $t = 0$ момент времени; *краевыми* условиями, отра-

жающими то, что происходит на концах $x = 0$ и $x = L$ трубопровода, а также условиями *сопряжения*. Последние выполняются в некоторых промежуточных сечениях $x = x_0$ и отражают влияние на работу трубопровода тех устройств, которые находятся в этих сечениях (например, задвижек, отводов для отбора или подкачки жидкости, аварийных отверстий и т.п.).

Если произвести линеаризацию в законе сопротивления, считая последнее условие во всех случаях пропорциональным первой степени скорости $v(x, t)$, т.е. положить

$$\lambda(Re, \varepsilon) \frac{1}{d} \frac{v^2(x, t)}{2} \approx \left\langle \lambda(Re, \varepsilon) \frac{1}{d} \frac{v(x, t)}{2} \right\rangle = bv(x, t), \quad (7.8)$$

где символ $\langle \rangle = b = \text{const}$ обозначает среднее значение стоящей в скобках величины, то система дифференциальных уравнений, описывающих неустановившееся движение жидкости, упрощается и становится линейной:

Полученная система *называется системой телеграфных уравнений*, поскольку подобные уравнения используются для описания распространения сигналов в электрических линиях. Линеаризация исходных уравнений позволяет использовать для решения различные операционные методы.

Неустановившиеся процессы, возникающие в трубопроводе при смене одного стационарного течения другим, называются также *переходными процессами*. Если обозначить через V_0 скорость жидкости в трубопроводе до начала переходного процесса, а через v_1 – скорость жидкости в новом установившемся течении, то согласно И.А. Чарному, можно принять:

$$\langle v(x, t) \rangle = \frac{2}{3} \frac{v_1^2 + v_1 v_0 - 2v_0^2}{v_1 - v_0}. \quad (7.9)$$

Для так называемых *длинных* трубопроводов и *не слишком быстрых* процессов в уравнениях (7.8) допустимо пренебрегать первым членом $\rho_0 \partial v / \partial t$ (инерцией жидкости) по сравнению со вторым членом, то есть считать, что так же, как и при стационарном течении, градиент давления $\partial \bar{p} / \partial x$ уравновешивается силой трения жидкости о внутреннюю поверхность трубопровода:

$$\frac{\partial \bar{p}}{\partial x} \cong -b\rho_0 v(x, t). \quad (7.10)$$

В этих случаях система (7.8) сводится к одному уравнению второго порядка, называемому уравнением *типа теплопроводности*:

$$\frac{\partial \bar{p}(x, t)}{\partial t} = a^2 \frac{\partial^2 \bar{p}(x, t)}{\partial x^2}, \quad (7.11)$$

где $a^2 = c/b$ – постоянный коэффициент. При этом скорость $v(x, t)$ течения определяется выражением (7.10), то есть:

$$v(x, t) = -1/b\rho_0 \partial \bar{p}(x, t) / \partial x, \quad (7.12)$$

Если продифференцировать по x обе части уравнения (7.11) и исключить из него давление $p(x, t)$ с помощью (7.12), то получится уравнение для скорости $v(x, t)$ течения:

$$\frac{\partial v(x, t)}{\partial t} = a^2 \frac{\partial^2 v(x, t)}{\partial x^2}. \quad (7.13)$$

Если в *бесконечном* ($-\infty < x < +\infty$) трубопроводе, разделенном на две половины задвижкой, установленной в сечении $x = 0$, в начальный ($t = 0$) момент времени жидкость покоилась, причем давление слева от задвижки равнялось p^- , а справа p^+ :

$$p(x, t) = \begin{cases} p^-, & x < 0 \\ p^+, & x > 0 \end{cases} \quad v(x, 0) = 0, \quad (7.14)$$

то после мгновенного открытия задвижки в трубопроводе возникает течение жидкости в направлении от сечений с большими давлением к сечениям с меньшим давлением по закону:

$$p(x, t) = p^+ + \frac{p^- - p^+}{2} \left(1 - \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^{\frac{x/\sqrt{4a^2t}}{2}} e^{-\zeta^2} d\zeta \right). \quad (7.15)$$

$$v(x, t) = -\frac{1}{b\rho_0} \frac{\partial p}{\partial x} = \frac{a^2}{\rho_0 c} (p^- - p^+) \cdot e^{-\frac{x^2}{4a^2t}}.$$

ЗАДАЧИ

1. Определить скорость распространения волн давления в стальном нефтепроводе ($D = 720 \cdot 10$ мм, $E = 2 \cdot 10^{11}$ Па), транспортирующем сырую нефть ($\rho = 880$ кг/м³, $K = 1,32 \cdot 10^9$ Па).

Ответ: 1013 м/с.

2. Определить скорость распространения волн давления в стальном нефтепродуктопроводе ($D = 530 \cdot 8$ мм, $E = 1,8 \cdot 10^{11}$ Па), по которому ведется транспортировка автомобильного бензина ($\rho = 730$ кг/м³, $K = 1,06 \cdot 10^9$ Па).

Ответ: 1026 м/с.

3. Найти скорость распространения волн давления в дюралевом керосинопроводе ($D = 30 \cdot 3$ мм, $E = 0,7 \cdot 10^5$ Па, $\rho = 780$ кг/м³, $K = 900$ МПа).

Ответ: 1023 м/с.

4. В нефтепроводе ($D = 720 \cdot 10$ мм, $E = 2 \cdot 10^{11}$ Па) произошло мгновенное (аварийное) перекрытие магистрали. Рассчитать повышение давления перед задвижкой и понижение давления после нее в первую секунду после закрытия, если нефть, которую перекачивают по трубопроводу с расходом 2200 м³/ч, имеет следующие параметры: $\rho = 875$ кг/м³, $K = 1350$ МПа).

Ответ: $\pm 1,435$ МПа.

5. По трубопроводу ($D = 325.7$ мм, $E = 2 \cdot 10^{11}$ Па) транспортируют дизельное топливо ($\rho = 840$ кг/м³, $K = 1,2 \cdot 10^9$ Па) с расходом 350 м³/ч. Внезапно на перекачивающей станции вышел из строя один из насосов, в результате чего расход мгновенно уменьшился на 130 м³/ч. Определить повышение давления в волне, которая начнет распространяться вверх по потоку, и разряжение в волне, которая начнет распространяться от станции вниз по потоку.

Ответ: 0,428 МПа.

6. На стык двух трубопроводов разного внутреннего диаметра d_1 и d_2 со стороны первой трубы приходит (падает) волна гидравлического удара с амплитудой $\Delta p_{\text{пад}}$. При этом образуются две волны давления: одна, отраженная, идущая в обратном направлении, имеет амплитуду $\Delta p_{\text{от}}$, другая – с амплитудой $\Delta p_{\text{прох}}$ проходит во вторую трубу. Выразить амплитуды $\Delta p_{\text{пад}}$ и $\Delta p_{\text{прох}}$ отраженной и проходящей волн давления через амплитуду $\Delta p_{\text{пад}}$ падающей волны, если скорости распространения волн в первой и второй трубе равны c_1 и c_2 соответственно.

$$\text{Ответ: } \Delta p_{\text{прох}} = \Delta p_{\text{пад}} \frac{2d_2^2/c_2}{d_1^2/c_1 + d_2^2/c_2}; \quad \Delta p_{\text{от}} = \Delta p_{\text{пад}} \frac{d_2^2/c_2 - d_1^2/c_1}{d_1^2/c_1 + d_2^2/c_2}$$

7. К закрытому концу трубопровода движется волна гидравлического удара с амплитудой Δp . Определить повышение давления у закрытого конца после отражения от него волны гидравлического удара.

Ответ: $2\Delta p$.

8. Волна гидравлического удара, имеющая скорость c и амплитуду $\Delta p_{\text{пад}}$, падает на местное сопротивление в трубопроводе, распадаясь при этом на две волны: проходящую и отраженную. Выразить амплитуды $\Delta p_{\text{прох}}$ и $\Delta p_{\text{от}}$ проходящей и отраженных волн, соответственно, если потери δp давления на местном сопротивлении связаны со скоростью v жидкости уравнением $\delta p = \zeta \rho_0 v^2 / 2$, где ρ_0 – плотность жидкости; ζ – коэффициент местного сопротивления, считающийся постоянным.

$$\text{Ответ: } \Delta p_{\text{прох}} = \frac{2\rho_0 c^2}{\zeta} \left[\sqrt{1 + \zeta \Delta p_{\text{пад}} / \rho_0 c^2} - 1 \right].$$

$$\Delta p_{\text{от}} = \frac{2\rho_0 c^2}{\zeta} \left[\sqrt{1 + \zeta \Delta p_{\text{пад}} / \rho_0 c^2} - 1 \right] - \Delta p_{\text{пад}}.$$

9. В трубопроводе с диаметром d_0 , по направлению к точке его разветвления на два других трубопровода с диаметрами d_1 и d_2 движется волна гидравлического удара, имеющая скорость c_0 и амплитуду $\Delta p_{\text{пад}}$. Найти амплитуды Δp_1 и Δp_2 волн давления, генерируемых в каждом из трубопроводов, если скорости их распространения в этих трубопроводах равны c_1 и c_2 .

Найти также амплитуду $\Delta p_{от}$ волны давления, отраженной от стыка трубопроводов и распространяющейся в обратном направлении.

$$\text{Ответ: } \Delta p_1 = \Delta p_2 = \Delta p_{пад} \frac{2d_0^2 / c_0}{d_0^2 / c_0 + d_1^2 / c_1 + d_2^2 / c_2}.$$

$$\Delta p_{от} = \Delta p_{пад} \frac{d_1^2 / c_1 + d_2^2 / c_2 - d_0^2 / c_0}{d_0^2 / c_0 + d_1^2 / c_1 + d_2^2 / c_2}.$$

10. Найти повышение давления в трубопроводе ($D = 325.7$ мм) в точке подключения к нему отвода ($D_0 = 219.6$ мм), вызванного мгновенным закрытием последнего. Известно, что по трубопроводу транспортируют дизельное топливо ($\rho = 840$ кг/м³) и что расход жидкости в отводе перед его закрытием составлял 100 м³/ч. Скорости распространения волн давления в самом трубопроводе и в отводе принять одинаковыми, равными 1000 м/с.

Указание. Использовать результаты решения предыдущей задачи.

Ответ: 0,252 МПа (2,57 атм.).

11. На трубопроводе ($D_0 = 530.8$ мм) имеется тупиковое (закрытое) ответвление ($D_1 = 219.6$ мм), в котором жидкость покоится. По трубопроводу движется волна гидравлического удара с амплитудой $\Delta p = 0,8$ МПа, возбуждающая в тупиковом ответвлении течение жидкости по направлению к закрытому концу. Найти повышение давления у закрытого конца ответвления после отражения от него волны, приняв, что скорости распространения волн давления в трубопроводе и ответвлении равны друг другу.

Указание. Использовать результаты решения задачи № 9.

Ответ: 1,46 МПа.

12. При полностью закрытой задвижке давления p_- до задвижки и p_+ после нее равны друг другу и составляют 0,5 МПа. Определить, на сколько изменятся эти давления при мгновенном закрытии задвижки, если известно, что по трубопроводу ($D = 377.8$ мм, $E = 2 \cdot 10^{11}$ Па) перекачивают автомобильный бензин ($\rho = 735$ кг/м³, $K = 10^9$ Па, $p_y = 70$ кПа) с расходом 600 м³/ч.

Ответ: $\delta p_- = 1,262$ МПа, $\delta p_+ = 0,430$ МПа.

13. Две полости нефтепровода ($D = 325.7$ мм, $E = 2 \cdot 10^{11}$ Па), заполненные нефтью ($\rho = 870$ кг/м³, $K = 1,3 \cdot 10^9$ Па), разделены пробковым краном с полнопроходным сечением. В левой полости нефтепровода давление составляет 2,0 МПа, в правой – 0,2 МПа. С каким расходом нефть начнет перетекать через кран, если последний мгновенно открыть?

Ответ: 262,4 м³/ч.

14. По участку нефтепродуктопровода ($D = 325.6$ мм, $E = 2 \cdot 10^{11}$ Па) между двумя перекачивающими станциями, работающими в режиме «из насоса – в насос», ведется перекачка автомобильного бензина ($\rho = 735$ кг/м³, $K = 1000$ МПа), так что давление в конце участка составляет 0,4 МПа. В 5 км от конца участка имеется отвод ($D_0 = 156.5$ мм, $E = 2 \cdot 10^{11}$ Па) к промежуточной нефтебазе, при открытии которого бензин начинает поступать на нефтебазу с расходом 80 м³/ч. Определить, представляет ли опасность быстрое открытие отвода нормальному функционированию участка, если известно, что кавитационный запас насосов последующей станции составляет 40 м?

Указание. Вычислить падение давления в точке подключения отвода к магистрали, вызванное мгновенным открытием отвода; использовать решение задачи № 9.

Ответ: Представляет, поскольку падение давления в волне разгрузки, вызванное мгновенным открытием отвода, составляет $\approx 0,2$ МПа, что может снизить давление в линии всасывания последующей станции до значения, меньшего, чем кавитационный запас.

15. Короткий трубопровод оканчивается резервуаром, в котором давление можно считать постоянным. Первоначально жидкость в системе покоилась. Внезапно в трубопровод начали подавать жидкость с расходом Q . Возникающая волна давления распространяется по направлению к резервуару и отражается от него. Какой расход жидкости из трубы в резервуар установится сразу же после отражения от него волны давления? Трением пренебречь.

Ответ: $2Q$.

16. Приведенное давление $\bar{p}(x, t)$ и скорость $\bar{v}(x, t)$ жидкости в трубопроводе в пренебрежении силами трения удовлетворяет системе уравнений (7.7)

$$\begin{cases} \frac{\partial \bar{p}(x, t)}{\partial t} + \rho_0 c^2 \frac{\partial v(x, t)}{\partial x} = 0 \\ \rho_0 \frac{\partial v(x, t)}{\partial t} + \frac{\partial \bar{p}(x, t)}{\partial x} = 0 \end{cases},$$

сводящейся к волновым уравнениям. Показать, что на плоскости переменных (x, t) вдоль линий $x = c \cdot t + \text{const}$, остается постоянной комбинация функций $I_1 = \bar{p}(x, t) + \rho_0 c \cdot \bar{v}(x, t)$, а вдоль линий $x = -c \cdot t + \text{const}$ остается постоянной комбинация $I_2 = \bar{p}(x, t) - \rho_0 c \cdot \bar{v}(x, t)$. Иными словами, показать, что

если $\eta = x - ct = \text{const}$, то $I_1 = \bar{p}(x, t) + \rho_0 c \cdot \bar{v}(x, t) = \text{const}$;

если $\xi = x + ct = \text{const}$, то $I_2 = \bar{p}(x, t) - \rho_0 c \cdot \bar{v}(x, t) = \text{const}$.

17. Пусть в начальный $t = 0$ момент времени давление и скорость жидкости в трубопроводе известны: $\bar{p}(x, 0) = \varphi(x)$, $v(x, 0) = \psi(x)$. Какое течение возникает в бесконечном, то есть неограниченно простирающемся в обе сто-

роны ($-\infty < x < +\infty$) трубопроводе, при $t > 0$, если трением пренебречь?

Указание. Воспользоваться результатами решения задачи № 16.

Ответ:

$$\bar{p}(x, t) = \frac{1}{2} [\varphi(x - ct) + \varphi(x + ct)] + \frac{\rho_0 c}{2} [\psi(x - ct) - \psi(x + ct)];$$

$$v(x, t) = \frac{1}{2\rho_0 c} [\varphi(x - ct) + \varphi(x + ct)] + \frac{1}{2} [\psi(x - ct) - \psi(x + ct)].$$

Замечание. Формулы, дающие решение этой задачи, называются *формулами Д'Аламбера*.

18. В начальный момент времени $t = 0$ жидкость в трубопроводе покоилась: $v(x, 0) = 0$, а давление было постоянным: $p(x, 0) = p_0 = \text{const}$. Однако, начиная с этого момента и далее, в трубопровод через сечение $x = 0$ закачивают ту же жидкость, так что ее скорость в этом сечении изменяется по закону $v(0, t) = \psi(t)$. Определить давление $p(x, t)$ и скорость $v(x, t)$ течения, возникающего в трубопроводе, считая последний неограниченно простирающимся вправо от начального сечения (то есть в область $x > 0$). Трением в жидкости пренебречь.

Указание. Воспользоваться результатами решения задачи № 16.

Ответ: Пусть ρ_0 – плотность жидкости; c – скорость распространения волн давления. Тогда:

$$\text{при } x > ct: v(x, t) = 0, p(x, t) = p_0;$$

$$\text{при } x < ct: p(x, t) = p_0 + \rho_0 c \psi(t - x/c); v(x, t) = \psi(t - x/c).$$

19. При мгновенном закрытии задвижки в трубопроводе с внутренним диаметром d возникает волна гидравлического удара, амплитуда $\Delta_0 p$ которой в начальный момент времени связана со скоростью v_0 набегающего на задвижку потока формулой Н.Е. Жуковского $\Delta_0 p = \rho_0 c v_0$. Найти закон уменьшения скачка давления $\Delta_\phi p(t)$ на фронте ударной волны, приняв, что $\lambda_\phi v_\phi \approx \text{const} = \lambda_0 v_0$, где $\lambda_\phi v_\phi$ – значения скорости и коэффициента гидравлического сопротивления за фронтом ударной волны, а $\lambda_0 v_0$ – перед ним.

Примечание: принятое допущение $\lambda v = \text{const}$, выполняется в точности, если течения жидкости до и после фронта волны гидравлического удара являются ламинарными; в противном случае это допущение является лишь некоторым приближением. Воспользоваться результатами решения задачи № 16.

$$\text{Ответ: } \Delta_\phi p(t) = \rho_0 v_0 \exp(-\lambda_0 v_0 t / 4d).$$

20. Перекачка дизельного топлива ($\rho = 840 \text{ кг/м}^3$, $\nu = 10 \text{ сСт}$) в практически горизонтальном нефтепродуктопроводе ($D = 325.7 \text{ мм}$, $L = 50 \text{ км}$) ведется одним насосом марки НМ 360-460, гидравлическая ($Q - H$) – характеристика которого имеет вид: $H = 565 - 0,797 \cdot 10^{-3} Q^2$, где H – напор в м; Q – расход в $\text{м}^3/\text{ч}$. Подпор h_H перед насосом и напор h_K в конце трубопровода равны друг другу. На 35-м километре трубопровода произошел разрыв трубы,

вследствие чего давление в месте аварии мгновенно снизилось до атмосферного. Определить, через какое время волна разгрузки дойдет до насоса, на сколько упадет давление и увеличится расход жидкости в первые моменты после прихода волны. Принять, что $E = 2 \cdot 10^{11}$ Па, $K = 1,32 \cdot 10^9$ Па.

Указание. Воспользоваться результатами решения задачи №19.

Ответ: 31,8 с. Давление упадет на 0,668 МПа; расход увеличится на 106,3 м³/ч.

21. В сечении $x = 0$ горизонтального участка нефтепровода ($D = 720,8$ мм, $L = 200$ км, $E = 2 \cdot 10^{11}$ Па), перекачивающего нефть ($\rho = 900$ кг/м³, $\nu = 25$ сСт, $K = 1,3 \cdot 10^9$ Па) с расходом 2200 м³/ч, находится нефтеперекачивающая станция. После внезапного отключения одного из работающих насосов расход на станции упал до 1600 м³/ч. Определить, как будет изменяться расход перекачки в сечении $x = 75$ км вниз по потоку, и каким он будет в этом сечении через 5 мин после отключения насоса.

Ответ: 1816 м³/ч.

22. По участку практически горизонтального трубопровода ($D = 377,8$ мм, $L = 200$ км, $E = 2 \cdot 10^{11}$ Па), перекачивают дизельное топливо ($\rho = 840$ кг/м³, $\nu = 9$ сСт, $K = 1,1 \cdot 10^9$ Па) с расходом 600 м³/ч. При смене дизельного топлива бензином давление на выходе перекачивающей станции упало на 0,7 МПа. Определить, через какое время давление перед следующей перекачивающей станцией, отстоящей от данной на 100 км вниз по потоку, снизится пришедшей волной разгрузки на 0,25 МПа.

Ответ: 250 с.

4. Тесты и задания для контроля за результатами обучения

4.1. На оценку «удовлетворительно»

1. При каких условиях происходит запарафинивание трубопроводов?
2. Что представляют собой отложения на внутренней поверхности трубопровода?
3. Перечислите основные факторы, влияющие на отложение парафина.
4. Каким образом располагаются отложения парафина вдоль трубопровода?
5. Каким образом располагаются отложения парафина по диаметру трубопровода?
6. Перечислите мероприятия по поддержанию пропускной способности трубопровода.
7. Какой тип скребка нашел наибольшее применение?
8. Каким образом можно определить наличие скопления воздуха в трубопроводе, засорение его песком, образование ледяной пробки, отложение парафина?
9. Перечислите мероприятия по удалению воздуха из трубопровода.
10. Перечислите мероприятия по удалению из трубопровода одновременно воды, механических примесей и воздуха.
11. Перечислите конструкции скребков.
12. Что входит в обязанности дежурного диспетчера?

13. Что понимают под термином «Расход вещества»?
14. На какие типы подразделяются ультразвуковые счетчики в зависимости от схемы измерения?
15. Перечислите сужающие устройства для измерения расхода.
16. Что представляет собой диафрагма?
17. Какие задачи осуществляет ЦДУ?
18. Какие задачи осуществляет ОДУ?
19. Для чего предназначена система АСДУ?

4.2. На оценку «хорошо»

1. От каких параметров зависит вязкость и температура застывания парафинистой нефти?
2. Назовите наиболее эффективный способ очистки внутренней поверхности нефтепровода от отложений парафина.
3. Какие профилактические мероприятия по предотвращению образования отложений парафина необходимо проводить при эксплуатации трубопроводов, транспортирующих парафинистые нефти?
4. Каким образом ориентировочно определяется местонахождение поршня в трубопроводе?
5. Какими свойствами должны обладать очистные устройства?
6. Каким образом можно предотвратить возможность возникновения чрезмерно высокого давления в магистральном трубопроводе при внезапном отключении промежуточной насосной станции?
7. Каким образом происходит создание волны пониженного давления?
8. Расскажите о принципе действия шлангового клапана типа «Флекс-Фло».
9. На какие группы подразделяются приборы для измерения расхода перекачиваемой среды в зависимости от принципа действия?
10. Каким образом происходит количественный учет нефти?
11. Расскажите о методе оценки расхода жидкости в трубопроводе.
12. Какие задачи решает система АСДУ?
13. Перечислите основные функции диспетчерского контроля и анализа режимов работы трубопроводных систем.

4.3. На оценку «отлично»

1. Каким образом происходит процесс очищения внутренней поверхности трубопровода от отложений парафина?
2. Какова оптимальная периодичность пропуска скребков?
3. Изобразите на профиле трубопровода, как по линии гидравлического уклона можно определить наличие скопления воздуха в трубопроводе, засорения его песком, образования ледяной пробки или отложения парафина?
4. Напишите формулу, по которой определяется величина скорости пере-

- качки жидкости, при которой происходит удаление скопившегося воздуха в трубопроводе.
5. Опишите конструктивную схему скребка для очистки трубопроводов.
 6. Какие основные устройства включает система создания встречной волны пониженного давления?
 7. Расскажите о методике расчета неустановившегося течения в магистральных нефтепроводах с промежуточными насосными станциями.
 8. Изобразите график изменения давления на предыдущей насосной станции при срабатывании предохранительного клапана на отключенной насосной станции.
 9. Каким образом происходит процесс измерения количества транспортируемой жидкости объемными счетчиками?
 10. Каким образом происходит процесс измерения количества транспортируемой жидкости турбинными счетчиками?
 11. Перечислите основные требования при измерении расхода диафрагмами.

Литература

1. Абузова, Ф. Ф. Техника и технология транспорта и хранения нефти и газа: Учеб. пособие для вузов / Ф. Ф. Абузова, Р. А. Алиев, В. Ф. Новоселов и др. ; под ред. В. Ф. Новосёлова – М. : Недра, 1992. – 320 с.
2. Васильев, Г. Г. Трубопроводный транспорт нефти : Учеб. для вузов: В 2 т. Т. 1. / Г. Г. Васильев, Г. Е. Коробков, А. А. Коршак и др. ; под редакцией С. М. Вайнштока – М : Недра, 2004.
3. Васильев, Г. Г. Трубопроводный транспорт нефти : Учеб. для вузов: В 2 т. Т. 2. / Г. Г. Васильев, Г. Е. Коробков, А. А. Коршак и др. ; под редакцией С. М. Вайнштока – М : Недра, 2004.
4. Ишмухаметов, И. Т. Сборник практических расчетов при транспортировке нефтепродуктов по трубопроводам / И. Т. Ишмухаметов, С. Л. Исаев, М. В. Лурье, С. П. Макаров. – М. : Нефть и газ, 1997. – 112 с.
5. Ишмухаметов, И. Т. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов / И. Т. Ишмухаметов, С. Л. Исаев, М. В. Лурье, С. П. Макаров. – М. : Нефть и газ, 1999.
6. Коршак, А. А. Основы нефтегазового дела / А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2002.
7. Лурье, М. В. Двадцать контрольных работ по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа / М. В. Лурье. – М. : ГАНГ, 1996. – 34 с.
8. Лурье, М. В. Сборник задач по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа / М. В. Лурье. – М. : ГАНГ, 1995. – 267 с.
9. **РД 153-39.4-041-99.** Правила технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов. – М., 1999.
10. Фукс, И. Г. Нефть, газ и продукты их переработки / И. Г. Фукс, Б. П. Холодов. – М. : Нефть и газ, 1994.

МОДУЛЬ 8

«ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ АВАРИЙ И ЛИКВИДАЦИЯ ИХ ПОСЛЕДСТВИЙ»

Введение

Аварией на магистральном нефтепроводе (МН) считается внезапное истечение нефти в результате полного разрушения или повреждения нефтепровода или его элементов, сопровождаемые одним или несколькими из следующих событий:

- смертельный травматизм людей;
- травмирование людей с потерей трудоспособности;
- воспламенение нефти или взрыв ее паров;
- загрязнение рек, водоемов и водотоков сверх пределов, установленных стандартом на качество воды;
- утечки нефти объемом 10 м³ и более.

При эксплуатации МН имеют место два основных вида повреждений линейной части: сквозные коррозионные повреждения (свищи); трещины и разрывы в стенке трубопровода и сварных стыках.

Причиной аварии трубопроводов могут быть коррозия труб при недостаточной защите трубопровода, температурные напряжения, превышающие предел прочности металла труб, размыв грунта под трубопроводом на переходах рек, оползни, неравномерная осадка грунта и т.п. Наиболее характерными являются разрывы трубопровода по сварным швам, а иногда и по основному металлу, сквозные проржавления и повреждения линейной арматуры.

Разрывы трубопроводов являются тяжелой аварией, для устранения которой требуется продолжительное время, с прекращением на это время перекачки по трубопроводу.

Быстрое обнаружение нарушений герметичности и ее оперативное устранение позволяют существенно снизить ущерб от повреждений трубопровода.

Объем выхода нефти в окружающую среду при потере герметичности зависит от диаметра трубопровода, расстояния между задвижками, рельефа местности, времени его обнаружения и устранения.

С учетом условий эксплуатации к методам и средствам обнаружения утечек на МН предъявляются следующие основные технические требования:

- оперативность (быстродействие);
- высокая чувствительность;
- точность определения места утечек;
- безопасность в эксплуатации;
- обеспечение контроля трубопроводов большой протяженности;
- высокая степень надежности, достоверность информации и автоматизации;
- отсутствие помех, влияющих на режим перекачки;
- экономичность;
- готовность к работе при любых климатических и погодных условиях.

Выполнить все приведенные требования в одном методе не представляется возможным, поэтому в настоящее время разработан ряд методов, позволяющих контролировать наличие утечек из трубопроводов. Выбор того или иного метода обнаружения утечек зависит от многих факторов: режима работы трубопровода, профиля трассы, требований к охране окружающей среды, технической характеристики метода, климатических условий и др.

При эксплуатации МН используются следующие методы обнаружения утечек: визуальный, контроля давления, графоаналитический, балансового учета нефти, анализ изменения нагрузки электродвигателей, приборной диагностики (ультразвуковой и акустический), параметрического контроля расхода и давления.

Схема изучения материала

№ п/п	Тема занятий	Тип занятий	Вид (форма) занятий	Количество часов
1	Причины аварий на нефтепроводах и их обнаружение	Изучение нового материала	Лекция	2
2	Ликвидация последствий аварий и система защиты окружающей среды при авариях	Изучение нового материала	Лекция	2
3	Истечение жидкости из трубопровода при его повреждении	Углубление и систематизация учебного материала	Практическое занятие	1
4	Предупреждение аварий и ликвидация их последствий	Предварительный контроль	Практическое занятие	1

1. Основы научно-теоретических знаний по модулю «Расчет трубопровода на прочность»

1.1. Причины аварий на нефтепроводах и их обнаружение

Аварии происходят по многим причинам:

- от коррозионных разрушений (внутренняя или внешняя коррозия) при перекачке агрессивных жидкостей или при нарушении целостности внешнего изоляционного покрытия;

- от высоких температурных напряжений, превышающих предел прочности металла труб;

- от нагрузок, превышающих допустимые (например, при размыве грунта под трубопроводом на переходах рек, при возникновении оползней, карстовых провалов и т.п.).

Основное количество сквозных отверстий (48 – 52 % от всех аварийных ситуаций на трубопроводах) возникает в результате действия коррозии. В настоящее время магистральные трубопроводы сдают в эксплуатацию с устройствами противокоррозионной защиты. Однако и в этом случае, по мере старения объектов, число коррозионных разрушений достаточно велико.

Методы обнаружения утечек из трубопроводов базируются на выявлении прямых и косвенных признаков, таких как появление нефтепродукта вблизи трубопровода в грунте или на поверхности земли, изменение технологических параметров перекачки, нарушение однородности (целостности) металла труб и т.д.

Устройства для обнаружения утечек можно разделить на два вида – непосредственного и косвенного действия. Устройства непосредственного действия реагируют на появление транспортируемой жидкости в грунте или на его поверхности. Устройства косвенного действия реагируют на изменение давления в трубопроводе, температуры грунта под действием вытекшего нефтепродукта, электрической емкости и др. Все эти устройства позволяют быстро находить крупные утечки. Для выявления небольших утечек устройства косвенного действия мало пригодны, поэтому чаще всего применяют комбинации систем непосредственного и косвенного действия.

Утечки нефтепродукта можно определять с помощью устройств и приборов, перемещающихся как внутри трубопровода (внутренний контроль), так и снаружи (внешний контроль). В последнем случае устройства могут быть стационарными.

Внешний контроль проводят визуально или с помощью приборов. Визуальный контроль трубопровода осуществляют при облете (объезде, обходе) трассы. Он позволяет обнаружить только крупные аварии, когда перекачиваемый нефтепродукт выходит на поверхность земли или воды. В качестве приборов внешнего контроля применяют различные датчики акустического, газового, теплового типов, которые перемещаются вдоль трассы трубопровода. К этому же типу контроля относятся: сравнение расхода нефтепродукта на входе и выходе из трубопровода, регистрация изменения давления, регистрация перегрузки электродвигателя и др. Внутренний контроль (приборы перемещаются внутри трубопровода) проводят с помощью акустических, электромагнитных, ультразвуковых и других приборов, а также с помощью радиоактивных, газовых или жидких трассеров.

Наиболее просто обнаруживают крупные утечки перекачиваемого нефтепродукта при полных или частичных разрывах трубопровода путем построений линий падения давления и измерения расхода.

При полном разрыве трубопровода (рис. 8.1) нефтепродукт не будет поступать на конечный пункт B , а на перекачивающей станции A давление, на выходе со станции упадет от p_1 до p_2 . Прямая 1 характеризует нормальную перекачку, а прямая 2 – аварийную ситуацию. Утечка будет в точке C . Естественно, что перекачку немедленно останавливают, аварийный участок отключают двумя ближайшими линейными задвижками, а затем приступают к ликвидации аварии.

Если разрыв трубопровода неполный и часть закачиваемого нефтепродукта поступает к концу перегона B , то место аварийной утечки C опре-

деляют следующим образом (рис. 8.2). Прямая падения давления 1 характеризует нормальную перекачку (до возникновения аварии). При появлении утечки нефтепродукта давление на выходе из насосной снизится от p_1 до p_2 . Измерив расход на насосной станции и в конце перегона, определим по формуле Дарси – Вейсбаха гидравлические уклоны. Проведя под заданным углом прямые падения давления 2 и 3, на их пересечении находим примерное положение места утечки (точка C). Однако этот способ весьма неточен и его применение возможно лишь при достаточно большом дисбалансе расходов.

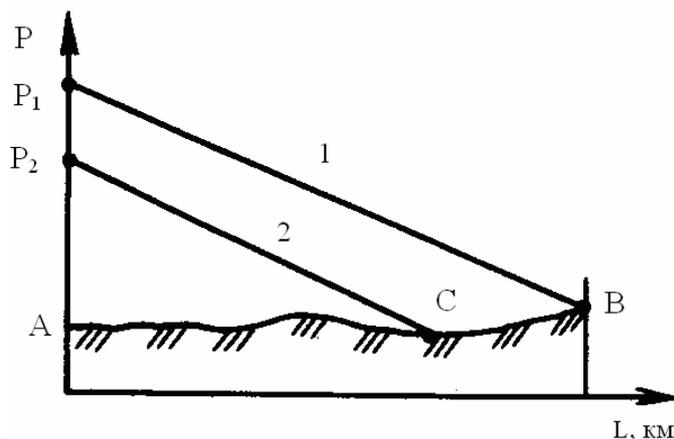


Рис. 8.1. Определение места аварии при полном разрыве трубопровода

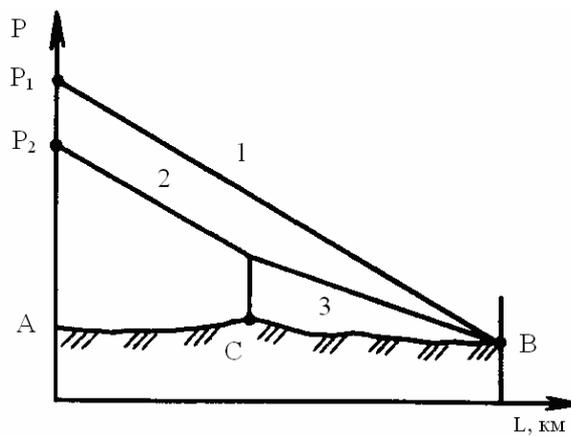


Рис. 8.2. Определение места аварии при неполном разрыве трубопровода

Способ можно несколько улучшить (повысить точность), если закрыть концевую задвижку B на перегоне, а насосную станцию A , оборудованную центробежными насосами, не выключать. В результате получим график падения давления (рис. 8.3), по которому достаточно просто и с меньшей погрешностью определяется место утечки x и количество вытекшего нефтепродукта Q_y по измеренным значениям p_1 и p_2 и гидравлическому уклону на участке 1. Малые аварийные утечки таким способом определить нельзя.

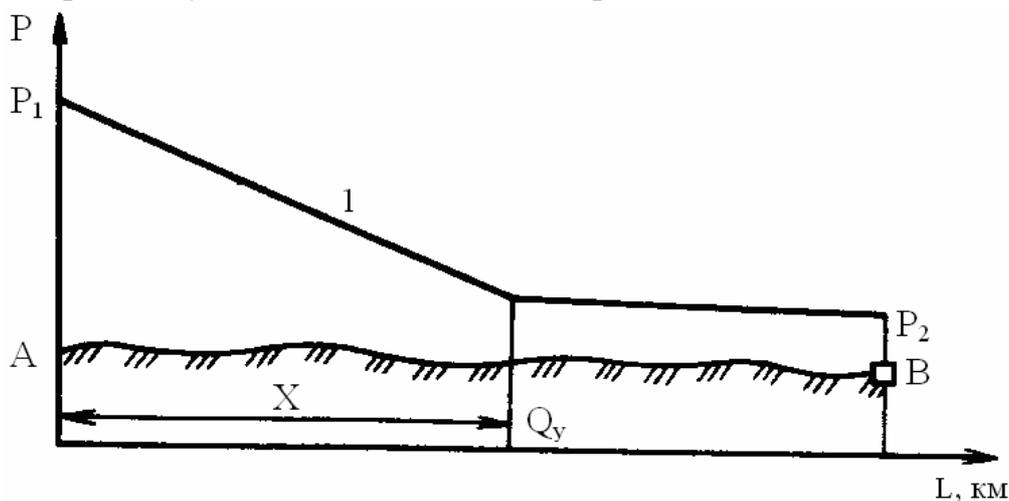


Рис. 8.3. Определение места аварии при закрытой задвижке в конце перегона

При появлении утечки из подземного трубопровода около отверстия под воздействием струи жидкости возникают акустические колебания в грунте, которые можно улавливать с поверхности грунта специальными приборами. Если перекачиваемый нефтепродукт имеет отличную от окружающей среды температуру, то для контроля за утечками можно применить инфракрасную термографию, основанную на измерении тепловой радиации. Иногда для определения места утечки применяют газоанализаторы, улавливающие с поверхности грунта пары перекачиваемой жидкости. Во всех случаях приборы контроля устанавливают на транспорте, перемещающемся по трассе трубопровода. Ширина обследуемой полосы должна быть не менее ширины траншеи.

Иногда для определения места утечки применяют радиоактивные вещества или меченые атомы (трассеры – натрий-24, кобальт-60 и др.). В месте утечки радиоактивный раствор попадает в грунт. Измеряя радиоактивность грунта с поверхности земли детекторами, перемещающимися вдоль трассы трубопровода, находят место утечки.

Применяют также внутренний контроль за состоянием стенок трубопровода. Для этого используют самоходные тележки, оборудованные счетчиками пройденного пути и устройствами для регистрации на пленке состояния внутренней поверхности трубы. Состояние стенки анализируют с помощью гамма-лучей, рентгеновских лучей, ультразвука, магнитных полей, вихревых токов и других параметров. Испытания различных детекторов (устройств контроля), движущихся вместе с потоком жидкости при давлениях перекачки, показали, что они могут обнаруживать утечки размером до 4 л/ч с точностью определения места аварии до 20 м.

Из всех приборов наиболее перспективными являются магнитометрические. Принцип работы этих приборов основан на регистрации изменений магнитного поля вследствие изменения толщины стенки трубопровода. Изменение толщины стенки регистрируется в пределах 2 – 3 % от номинального значения. Контроль за состоянием стенок труб и возможными утечками проводят без остановки перекачки, и поэтому он перспективен как профилактический.

Тележки с приборами конструируют так, чтобы они могли преодолевать гнутые вставки радиусом $1,5 D_y$ и двигались со скоростью 4 – 13 км/ч. Скорость движения тележек регулируют с помощью специальных устройств, включающих перепускные каналы, тормоза и гидротурбинки.

В качестве профилактического прибора можно применять ультразвуковое устройство. В передней части прибора устанавливают генератор ультразвуковых колебаний (приводится в действие от колес тележки). Ультразвуковой луч, вращаясь вокруг оси трубопровода, с угловой скоростью пропорциональной скорости движения прибора, проводит сканирование всей внутренней поверхности трубопровода. Специальным устройством измеряют внутренний диаметр трубопровода. При наличии внутренних разрушений стенки трубы (каверны, коррозионные разрушения и т.д.)

они фиксируются измерителем, а результаты записываются на специальную ленту. Запись соотносят с пройденным расстоянием и при расшифровке определяют места возможных нарушений целостности трубы.

Способ ликвидации повреждения зависит от его вида. Если утечка мала, то теоретически ее можно ликвидировать и без вскрытия трубопровода. В этом случае в трубопровод запускают специальное устройство, состоящее из детектора обнаружения утечек и приспособления для герметизации дефекта. При обнаружении дефекта устройство останавливают. Герметизирующий элемент, освобождаясь с устройства, плотно прилегает к внутренней поверхности трубы, а тележка с детектором уходит дальше. Герметизирующий элемент выполняют в виде упругой ленты со специальными мягкими прокладками, пропитанными полимерными композициями, которые со временем полимеризуются и образуют достаточно надежное устранение утечки.

Чаще всего для устранения утечки дефектный участок подземного трубопровода вскрывают. Если повреждение представляет собой свищ, то в отверстие забивают свинцовую пробку. Затем на это место накладывают металлическую латку и приваривают ее по всему контуру к трубе. Если пробку применить нельзя, то утечку можно устранить с помощью специальных хомутов с эластичными прокладками из бензостойкой резины, свинца или фибры. После затяжки хомута его приваривают к трубе.

При отсутствии давления ремонт можно проводить с помощью эпоксидной смолы с отвердителем. Для этого применяют мягкие прокладки, пропитанные смолой с отвердителем, которыми обматывают трубу с дефектами. Для придания прочности мягкие прокладки затягивают эластичными обхватами. После полимеризации обхваты (манжеты и т.п.) можно удалить. Ремонт малых отверстий можно проводить и без остановки перекачки. Прочность участков трубы с эпоксидными смолами достаточна для нормальной эксплуатации трубопровода.

При значительных повреждениях трубопровода соответствующий участок удаляют и вместо него вваривают отрезок новой трубы, называемый катушкой. Для врезки катушки участок трубы изолируют от остальной части трубопровода с помощью различных пробок (глина, пластмасса, перекачиваемый замороженный нефтепродукт и т.д.). После сварки новый участок трубы изолируют битумной мастикой или пленкой и затем засыпают грунтом и возобновляют перекачку по трубопроводу.

Аварии на сложных участках трассы (тройники, фланцы, переходы через естественные и искусственные препятствия и др.) ликвидируют специальным оборудованием и по специальной технологии.

1.2. Ликвидация последствий аварий и система защиты окружающей среды при авариях

Выбор метода ликвидации повреждения зависит от вида дефекта. К аварийным дефектам обычно относят сквозные трещины в сварных швах и основном металле трубы, сквозные коррозионные повреждения (свищи) и разрывы

кольцевых монтажных швов, продольных или спиральных сварных швов и по металлу трубы.

Одиночные дефекты в виде сквозных отверстий диаметром до 12 мм могут быть устранены забивкой стальных пробок («чопиков») с последующей их обваркой. Для обеспечения плотности «чопики» изготавливают диаметром до 12 мм конической формы с уклоном поверхности не более 1:10. Отверстие для установки «чопика» формируется заранее по его диаметру с помощью сверла. «Чопик» не должен препятствовать прохождению очистных и внутриинспекционных снарядов и выступать внутрь трубы более чем на 5 мм.

«Чопик» забивают до полного устранения течи, после чего наружную выступающую часть обваривают электросваркой с формированием на поверхности трубы усиления высотой не более 3 мм с шириной обварки 4 – 5 мм по периметру «чопика». Не допускается устанавливать более одного «чопика» по периметру поперечного сечения нефтепровода. Расстояние между «чопиками» по продольной оси нефтепровода должно быть не менее 0,5 м.

При ремонте дефектов с небольшими утечками нефти разрешается использовать временные методы ремонта. В частности, для прекращения течи нефти из нефтепровода могут применяться накладные элементы с уплотняющей прокладкой, прижатой к поверхности трубы при помощи наружных центраторов, прижимных хомутов, струбцин или домкратов с последующей обваркой накладных элементов и установкой на них муфт временного ремонта.

Повреждения типа сквозных коррозионных свищей или несанкционированные врезки могут ремонтироваться приваркой патрубков с заглушками.

Аварии и аварийные утечки на линейных задвижках ликвидируются в зависимости от вида неисправности следующим образом:

- в сальниковых устройствах донабивка уплотнений сальниковых камер с помощью специальных приспособлений после остановки перекачки при отсутствии избыточного давления в нефтепроводе;
- во фланцевых соединениях (между крышкой и корпусом задвижки, на байпасах) – замена прокладок, с остановкой перекачки нефти и, при необходимости, с опорожнением участка нефтепровода;
- при разгерметизации корпуса задвижки либо потере работоспособности запорного устройства – замена задвижки на новую путем остановки перекачки нефти по нефтепроводу с опорожнением участка нефтепровода от нефти, вырезка дефектной и монтаж новой задвижки. Поврежденную арматуру вырезают таким же образом, как и поврежденный участок трубопровода. Арматура соединяется с трубопроводом с переходниками заводского изготовления или «катушками» из труб с промежуточной толщиной стенки и длиной не менее 250 мм.

Для донабивки уплотнений сальниковых камер линейных задвижек рекомендуется следующий способ и технология выполнения работ. В каче-

стве набивки применяется крошка маслобензостойкой резины (может быть получена из бывших в употреблении шаровых разделителей или манжет скребков). Размеры зерен крошки должны быть в пределах от 10·10·0,5 до 5·5·0,2 мм. Смоченная в масле (машинном, трансформаторном, автале и др.) крошка нагнетается в сальниковую камеру через специально подготовленное отверстие с помощью приспособления для набивки сальников.

На рис. 8.4 приведены подробные схемы донабивки сальниковых уплотнений линейных задвижек МН.

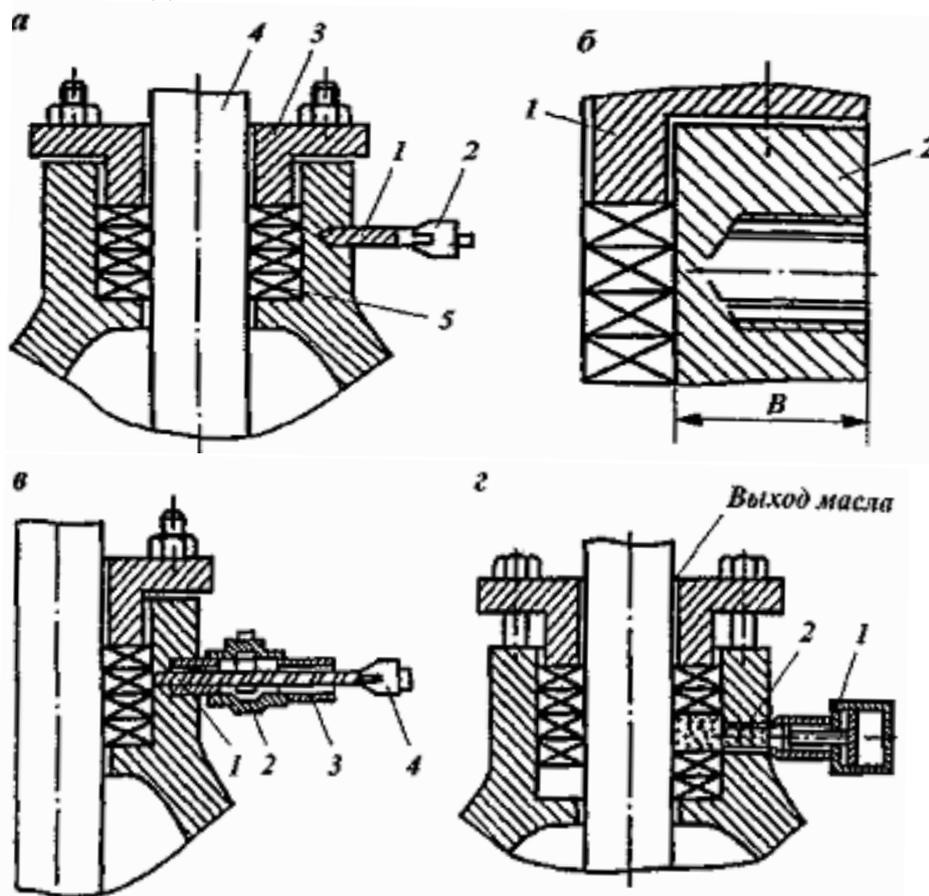


Рис. 8.4. Схемы донабивки сальниковых уплотнений линейных задвижек:
а – засверливание: 1 – сверло; 2 – дрель; 3 – грундбукса; 4 – шток; 5 – сальниковая набивка;
б – нарезка резьбы: 1 – грундбукса; 2 – стенка камеры; *в* – монтаж устройства и досверливание:
 1 – сверло; 2 – кран; 3 – камера управления; 4 – дрель; *г* – нагнетание набивки:
 1 – нагнетатель; 2 – спрессованная стружка

- Технологическая последовательность выполнения операций следующая:
1. сверлится отверстие под резьбу диаметром 22 мм на глубину (В-5) мм, где В – толщина стенки сальниковой камеры;
 2. нарезается резьба М24;
 3. ввинчивается приспособление для сверления под давлением, состоящее из пробкового крана высокого давления и камеры уплотнения;
 4. после сверления кран закрывается и уплотнительная камера сверла отвинчивается;

5. вместо уплотнительной камеры монтируется нагнетатель; открывается кран и ослабляется грундбукса;
6. нагнетается набивка до появления масла в щели между штоком задвижки и грундбуксой;
7. проверяется легкость вращения или хода штока задвижки;
8. кран перекрывается и нагнетатель демонтируется.

Согласно существующей НТД аварийно-восстановительные работы на магистральных нефтепроводах с вырезкой дефектного участка проводятся в следующей организационно-технологической последовательности:

1. сооружение земляного амбара и сбор в него нефти;
2. подготовка ремонтной площадки и размещение на ней технических средств;
3. вскрытие аварийного участка нефтепровода и сооружение ремонтного котлована;
4. освобождение аварийного участка нефтепровода от нефти;
5. вырезка дефектного участка нефтепровода;
6. монтаж и сварка «катушки»;
7. заварка контрольных отверстий и отверстий для отвода нефти;
8. контроль качества сварных швов;
9. пуск нефтепровода, вывод его на эксплуатационный режим;
10. изоляция отремонтированного участка нефтепровода;
11. засыпка нефтепровода, восстановление обвалования.

Очевидно, что приведенный перечень работ абсолютно идентичен перечню работ при ремонте МН с вырезкой «катушки».

Единственным отличием в выполняемых работах является использование траншеи для отвода разлитой нефти в земляной амбар, поскольку из-за значительной площади разлива применение трубопровода может оказаться неэффективным.

2. Термины, определения и используемые сокращения

Малое отверстие – отверстие, размеры которого много меньше разности напоров ΔH , где $\Delta H = (p_{\text{внутр}} - p_{\text{внеш}})/\rho g$

МН – магистральный нефтепровод

μ – коэффициент расхода

3. Материалы, использованные в процессе обучения и контроля

3.1. Материалы к лекциям

План лекции:

1. Причины аварий на нефтепроводах и их обнаружение.
2. Ликвидация последствий аварий и система защиты окружающей среды при авариях.

3.2. Задания для практических занятий

ИСТЕЧЕНИЕ ЖИДКОСТИ ИЗ ТРУБОПРОВОДА ПРИ ЕГО ПОВРЕЖДЕНИИ

Теоретический материал

Истечение жидкости через отверстие в трубопроводе. При нарушении герметичности резервуаров и трубопроводов истечение жидкости из отверстий в их стенках происходит, как правило, при переменном напоре.

Для преодоления жидкостью отверстия требуется некоторая разность давлений ($p_{\text{внутр}} - p_{\text{внеш}}$) внутри трубопровода и внешнего или в терминах напоров – разность напоров $\Delta H = (p_{\text{внутр}} - p_{\text{внеш}})/\rho g$. Если при этом размеры отверстия много меньше ΔH , то говорят о «малом» отверстии. Расход q жидкости через отверстие выражается формулой

$$q = \mu \cdot S \sqrt{2g \Delta H}, \quad (8.1)$$

где S – площадь отверстия; μ – коэффициент расхода.

Для отверстий в *тонких* стенках обычно принимают $\mu = 0,62$. Таким образом, для малых отверстий особенности его формы не играют существенной роли, а важна лишь площадь отверстия.

Если в трубопроводе ведут перекачку, то давление $p_{\text{внутр}}$ есть давление в том сечении трубопровода, в котором находится отверстие, а если истечение происходит в остановленном трубопроводе (самотеком), то возможны три случая.

Первый случай. Площадь S отверстия настолько мала, что вытекающая жидкость не создает в трубе сколько-нибудь заметного движения, и жидкость в трубе можно считать покоящейся. Тогда для распределения давления в трубопроводе справедлива гидростатическая формула:

$$p_{\text{внут}} = p_y + \rho g (z - z_*), \quad (8.2)$$

где z – высотная отметка зеркала жидкости в трубопроводе;

z_* – высотная отметка сечения, в котором расположено сквозное отверстие.

Если при этом внешнее давление считать равным атмосферному, то:

$$p_{\text{внут}} - p_{\text{внеш}} = \rho g (z - z_*) - p_v. \quad (8.3)$$

Здесь $p_v = p_{\text{атм}} - p_y$ – вакуумметрическое давление в полости, насыщенной парами перекачиваемой жидкости. В терминах напоров последнее уравнение имеет вид:

$$\Delta H = z - z_* - \frac{p_v}{\rho g}, \quad (8.4)$$

то есть разность ΔH напоров, заставляющая вытекать жидкость через отверстие в стенке трубопровода, равна высоте «давящего» столба жидкости над отверстием за вычетом вакуумметрической высоты, создаваемой разрежением, образующимся в парогазовой полости трубы над зеркалом опускающейся жидкости. С учетом (8.4) формула (8.1) приобретает вид:

$$q = \mu \cdot S \sqrt{2g \left[(z - z_*) - \frac{p_B}{\rho g} \right]}. \quad (8.5)$$

По мере вытекания жидкости высота z зеркала жидкости изменяется, так что z есть функция $z = z(t)$ времени t . Помимо этого, нужно учитывать, что длина столба опускающейся жидкости может уменьшаться как непрерывно, так и скачками – из нее могут исключаться целые участки трубопровода, имеющие \cup – образную форму. Это случается всякий раз, когда зеркало жидкости сравнивается по высоте с лежащей по ходу движения местной вершиной профиля.

Если жидкость вытекает через *малое* отверстие из сосуда, площадь $S(z)$ зеркала в котором известна в виде функции от его вертикальной отметки z , то время t_{1-2} снижения уровня жидкости от отметки z_1 до отметки z_2 ($z_* < z_2 < z_1$) представляется формулой:

$$t_{1-2} = - \int_{z_1}^{z_2} \frac{S(\xi)}{\mu S \sqrt{2g(\xi - p_B/\rho g)}} d\xi. \quad (8.6)$$

В частном случае, если сосуд, о котором идет речь, есть *прямолинейный* участок трубопровода: $S(z) = S_0 = \text{const}$, то

$$t_{1-2} = \frac{2S_0}{\mu S \sqrt{2g}} \left(\sqrt{z_1 - p_B/\rho g} - \sqrt{z_2 - p_B/\rho g} \right). \quad (8.7)$$

Второй случай. Площадь S отверстия в стенке трубы настолько велика, что можно пренебречь разностью напоров ΔH внутри и вне трубы в этом сечении. В этом случае предположение о гидростатическом распределении давления в трубопроводе неверно; в нем возникает интенсивное течение жидкости к месту аварии, так что значительная часть движущего напора теряется на преодоление сил внутреннего трения (гидравлические потери напора на трение). Поэтому для отверстий *больших* размеров разность ΔH напоров, входящая в формулу (8.1), не выражается формулой (8.4) через высотные отметки сечений трубопровода. Для расчетов используют систему уравнений:

$$\begin{cases} \left(\frac{p_y}{\rho g} + z_1(t) \right) - \left(\frac{p_{\text{атм}}}{\rho g} + z_* \right) = \lambda(v_1) \frac{(x_* - x_1)}{d} \frac{v_1^2}{2g} \\ \left(\frac{p_y}{\rho g} + z_2(t) \right) - \left(\frac{p_{\text{атм}}}{\rho g} + z_* \right) = \lambda(v_2) \frac{(x_2 - x_*)}{d} \frac{v_2^2}{2g}, \\ \frac{dx_1}{dt} = v_1, \frac{dx_2}{dt} = v_2, q = (v_1 - v_2) S_0 \end{cases} \quad (8.8)$$

где $x_1(t)$ – координата зеркала опускающейся жидкости в левой ветви трубопровода;

$x_2(t)$ – в его правой ветви;

$S_0 = \pi d^2/4$ – площадь сечения трубопровода.

Для каждого момента времени t из первого уравнения находят скорость v_1 движения жидкости в левой ветви трубопровода, из второго – скорость v_2 движения жидкости в правой ветви трубопровода, а затем на основании третьего и четвертого уравнений сначала вычисляют изменения координат x_1 и x_2 :

$$dx_1 = v_1 dt \quad \text{и} \quad dx_2 = -v_2 dt ,$$

и затем новые координаты $x_1(t + dt)$ и $x_2(t + dt)$:

$$x_1(t + dt) = x_1(t) + v_1 dt \quad \text{и} \quad x_2(t + dt) = x_2(t) - v_2 dt .$$

Новые координаты зеркала жидкости в трубе позволяют найти соответствующие им высотные отметки z_1 и z_2 , и с помощью уравнений (8.8) повторить весь расчет заново. При этом нужно учитывать также и скачкообразные изменения координат x_1 и x_2 при отключении U – образных участков трубопровода, о которых говорилось в предыдущем случае.

Третий (общий) случай. Отверстие в стенке трубопровода таково, что необходимо учитывать потери напора при течении жидкости *слева* и *справа* к аварийному сечению, однако разностью напоров ΔH внутри и вне трубы в этом сечении пренебрегать также нельзя.

Течение *слева* от отверстия описывается уравнением:

$$\left(\frac{p_y}{\rho g} + z_1(t) \right) - \left(\frac{p_*}{\rho g} + z_* \right) = \lambda(v_1) \frac{(x_* - x_1)}{d} \frac{v_1^2}{2g} , \quad (8.9)$$

справа – уравнением:

$$\left(\frac{p_y}{\rho g} + z_2(t) \right) - \left(\frac{p_*}{\rho g} + z_* \right) = \lambda(v_2) \frac{(x_2 - x_*)}{d} \frac{v_2^2}{2g} , \quad (8.10)$$

а расход q истечения жидкости через отверстие связан с разностью ΔH напоров формулой (8.1):

$$q = \mu \cdot S \sqrt{2g \Delta H} .$$

В этом случае процесс истечения из отверстия описывается следующей системой уравнений:

$$\left\{ \begin{array}{l} \left(\frac{p_y}{\rho g} + z_1(t) \right) - \left(\frac{p_{\text{атм}}}{\rho g} + z_* \right) = \lambda(v_1) \frac{(x_* - x_1)}{d} \frac{v_1^2}{2g} \\ \left(\frac{p_y}{\rho g} + z_2(t) \right) - \left(\frac{p_{\text{атм}}}{\rho g} + z_* \right) = \lambda(v_2) \frac{(x_2 - x_*)}{d} \frac{v_2^2}{2g} \\ (v_1 - v_2) S_0 = \mu S \sqrt{\frac{2(p_* - p_{\text{атм}})}{\rho}} \\ \frac{dx_1}{dt} = v_1, \quad \frac{dx_2}{dt} = -v_2 \end{array} \right. . \quad (8.11)$$

При известных значениях x_1 , x_2 , x_* и z_1 , z_2 , z_* первые три уравнения системы (8.11) позволяют рассчитать три неизвестные величины: v_1 , v_2 и p_* .

Два последних уравнения дают возможность найти смещение границ x_1 и x_2 жидкости в трубопроводе, после чего процесс расчета повторяется.

Остаточный объем жидкости в трубопроводе. В процессе эксплуатации трубопровода существуют технологические операции, когда жидкость, заполнявшая внутреннюю полость трубопровода, сливается в резервуары через один из концов участка. При этом столб жидкости разрывается, и в трубопроводе образуются пустоты (x_2, x_3) , $(x_4, x_5) \dots (x_{n-1}, x_n)$, заполненные парами транспортируемой жидкости (рис. 8.5). Расположение и объем таких пустот определяются профилем трубопровода.

Линия гидравлического уклона в рассматриваемом случае состоит из отрезков (x_2, x_3) , $(x_4, x_5) \dots (x_{n-1}, x_n)$ горизонтальных прямых над полностью заполненными сегментами трубопровода и отрезков наклонных прямых, параллельных профилю трубопровода, там, где в трубопроводе образовались пустоты.

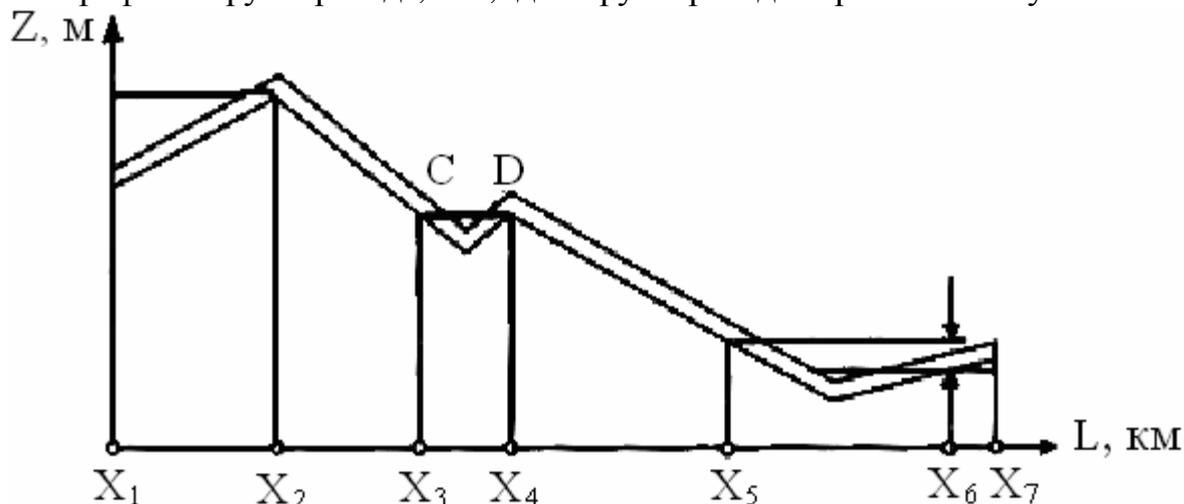


Рис. 8.5. Расчет остаточного объема жидкости в трубопроводе

Общий объем $V_{\text{ост}}$ жидкости, оставшейся в трубопроводе, определяется как сумма объемов V_{CD} участков типа CD таких, что координаты их левых концов образуют монотонно возрастающую слева направо последовательность:

$$V_{\text{ост}} = \sum_i V_{C_i D_i} \cdot \quad (8.12)$$

ЗАДАЧИ

1. Уровень бензина ($\rho = 735 \text{ кг/м}^3$) в вертикальном цилиндрическом резервуаре ($D = 15 \text{ м}$) составляет 8 м, считая от его дна. В боковой поверхности резервуара на высоте 1 м от дна образовалось круглое коррозионное отверстие с диаметром $d = 0,5 \text{ см}$, через которое бензин вытекал в течение 28 ч до тех пор, пока течь не устранили. Сколько тонн бензина потеряно?

Ответ: 10,53 т.

2. В дне подземного горизонтального цилиндрического резервуара – «сигары» ($L = 50 \text{ м}$, $D = 8 \text{ м}$), полностью заполненного дизельным топливом ($\rho = 840 \text{ кг/м}^3$),

образовалась течь. Возникшее отверстие имеет площадь 1 см^2 . Какое количество топлива может быть потеряно за сутки, если течь вовремя не устранить?

Ответ: 55,1 т.

3. В середине 2-км отвода ($D = 219,6 \text{ мм}$) от нефтепродуктопровода образовалось небольшое коррозионное отверстие ($d = 1 \text{ мм}$), через которое бензин ($\rho = 740 \text{ кг/м}^3$, $p_v = 70 \text{ кПа}$) вытекал в течение суток. Определить объем вытекшего топлива, если известно, что отвод состоит из двух равных по длине прямолинейных сегментов, наклоненных к середине участка под углом 3° ($\sin 3^\circ = 0,052$), что первоначально отвод был заполнен полностью. Упругостью трубы и паров жидкости можно пренебречь.

Ответ: $22,37 \text{ м}^3$.

4. Определить объем нефти ($\rho = 870 \text{ кг/м}^3$, $\nu = 15 \text{ сСт}$), вытекшей за 6 ч из работающего участка трубопровода ($D = 720,10 \text{ мм}$, $L = 120 \text{ км}$, $z_H = 150 \text{ м}$, $z_K = 100 \text{ м}$) через отверстие ($x_* = 80 \text{ км}$, $z_* = 50 \text{ м}$) площадью 1 см^2 в его стенке, если известно, что избыточные давления p_H в начале и p_K в конце участка оставались постоянными и составляли 4,5 и 0,3 МПа, соответственно.

Ответ: $96,7 \text{ м}^3$.

5. Определить объем нефти ($\rho = 870 \text{ кг/м}^3$, $\nu = 15 \text{ сСт}$), вытекшей за 6 ч из работающего участка трубопровода ($D = 720,10 \text{ мм}$, $L = 120 \text{ км}$, $z_H = 150 \text{ м}$, $z_K = 100 \text{ м}$) через отверстие ($x_* = 80 \text{ км}$, $z_* = 50 \text{ м}$) с площадью 25 см^2 в его стенке, если известно, что давления p_H в начале и p_K в конце участка оставались постоянными и составляли 4,5 и 0,3 МПа, соответственно.

Ответ: 2285 м^3 .

6. В сечении $x = 26 \text{ км}$ нефтепродуктопровода ($D = 377 \text{ мм}$, $\delta = 8 \text{ мм}$) произошел полный разрыв трубы. Несмотря на то, что автоматика мгновенно перекрыла трубопровод задвижками, установленными в сечениях $x = 20$ и $x = 30 \text{ км}$, предотвратить утечку все же не удалось и она происходила до полного вытекания жидкости. Определить, сколько нефтепродукта ($\rho = 730 \text{ кг/м}^3$, $p_v = 30 \text{ кПа}$) вытекло, если профиль трубопровода между указанными выше задвижками задается таблицей:

$x, \text{ км}$	20	22,5	23	24	25	26	27	28	30
$z, \text{ м}$	100	120	200	150	170	100	180	75	190

(x – координата сечения; z – высотная отметка). Атмосферное давление принять равным 0,1 МПа.

Ответ: $246,45 \text{ м}^3$.

7. Отвод ($L = 6 \text{ км}$, $D = 156,6 \text{ мм}$) от магистрального нефтепродуктопровода (0-й км) к нефтебазе (6-й км) имеет профиль, представленный в таблице:

$x, \text{ км}$	0	1	1,5	2	3	3,2	3,7	4	5	5,5	6
$z, \text{ м}$	100	80	180	70	150	70	100	90	120	40	50

(x – координата сечения; z – высотная отметка). При открытых (на 0-м и 6-м км)

задвижках бензин ($\rho = 735 \text{ кг/м}^3$) поступает в резервуар нефтебазы, а когда сброс нефтепродукта заканчивается, обе задвижки закрываются. Однако из-за негерметичности задвижки на нефтебазе бензин продолжает, хотя и медленно, стекать в резервуар нефтебазы. К моменту повторного открытия задвижек избыточное давление перед задвижкой на нефтебазе оказалось равным 0,45 МПа. Определить, какой объем бензина поступил на нефтебазу самотеком. Упругость насыщенных паров бензина принять равной 70 кПа.

Ответ: 3,58 м.

8. Сквозное коррозионное отверстие площадью 4 мм^2 образовалось в стенке магистрального нефтепродуктопровода ($D = 377,7 \text{ мм}$) перекачивающего дизельное топливо ($\rho = 840 \text{ кг/м}^3$). Сечение, в котором образовалось отверстие, отстоит ровно на 56 км от перекачивающей станции участка ($L = 125 \text{ км}$, $z_H = 100 \text{ м}$, $z_K = 60 \text{ м}$) трубопровода и имеет высотную отметку $z_* = 180 \text{ м}$. Предположительная давность аварии оценена в 20 суток. Определить, какое количество нефтепродукта вытекло из трубопровода за это время, если известны давления $p_H = 4,5 \text{ МПа}$ и $p_K = 0,3 \text{ МПа}$ в начале и в конце участка, соответственно.

Ответ: $273,37 \text{ м}^3$.

9. Передвижная насосная установка (ПНУ) военно-полевого сборного трубопровода ($D = 156,5 \text{ мм}$) подает дизельное топливо ($\rho = 840 \text{ кг/м}^3$, $\nu = 6 \text{ сСт}$, $p_y \approx 0$) на расстояние $L = 10 \text{ км}$, причем избыточное давление p_H на выходе ПНУ равно 1,6 МПа, а расход Q составляет $80 \text{ м}^3/\text{ч}$. Профиль трубопровода известен и представлен в таблице:

$x, \text{ км}$	0	3	6	7	9	10
$z, \text{ м}$	150	160	180	160	180	190

(x – координата сечения; z – высотная отметка сечения). Пуля пробила сквозное отверстие с диаметром 8 мм в сечении $x = 5,5 \text{ км}$. Через 20 мин ПНУ остановили, но отверстие смогли ликвидировать только через 6 часов. Сколько дизельного топлива потеряно?

Ответ: $11,08 \text{ м}^3$.

10. В результате нарушения правил проведения земляных работ в зоне пролегания магистральных трубопроводов был порван керосинопровод ($D = 219 \times 6 \text{ мм}$). Авария произошла в сечении $x = 12,0 \text{ км}$ трассы. В этот момент перекачка по трубопроводу не велась, но труба была полностью заполнена авиационным керосином ТС-1 ($\rho = 780 \text{ кг/м}^3$, $\nu = 2 \text{ сСт}$) и давление в месте аварии снизилось практически до атмосферного ($\approx 0,10 \text{ МПа}$). Глиняная пробка, перекрывшая трубопровод, была установлена только через 2 ч после аварии. Сколько керосина вытекло из трубопровода за это время, если профиль трубопровода в районе места аварии имеет следующий вид:

$X, \text{ км}$	10	12	13	14	20	22	25
$Z, \text{ м}$	50	56	52	60	72	45	60

(x – координата сечения; z – высотная отметка сечения), а сечение $x = 20,0 \text{ км}$ – высшая точка профиля? Упругостью насыщенных паров керосина пренебречь.

Ответ: 44 м^3 .

4. Тесты и задания для контроля за результатами обучения

4.1. На оценку «удовлетворительно»

1. Назовите причины возникновения аварий на магистральных трубопроводах.
2. На чем базируются методы обнаружения утечек из трубопроводов?
3. Перечислите основные методы обнаружения утечек из трубопроводов.
4. На какие типы подразделяются устройства для обнаружения утечек?
5. Какие виды контроля существуют для определения утечек из трубопроводов?
6. Назовите наиболее перспективные приборы для обнаружения утечек из трубопроводов.

4.2. На оценку «хорошо»

1. На какие изменяющиеся параметры реагируют устройства непосредственного действия?
2. На какие параметры реагируют устройства косвенного действия?
3. Каким образом производят внешний контроль за утечками нефтепродуктов из трубопроводов?
4. Каким образом производят визуальный контроль за утечками нефтепродуктов из трубопроводов?
5. На чем основан принцип работы магнитометрических приборов для обнаружения утечек из трубопроводов?
6. На чем основан принцип работы ультразвуковых приборов для обнаружения утечек из трубопроводов?
7. Назовите основные способы ликвидации последствий аварий на магистральных трубопроводах.
8. Как определяется расход жидкости через отверстие в трубопроводе?
9. Каким образом устраняются одиночные дефекты в виде сквозных отверстий?

4.3. На оценку «отлично»

1. Как определяется место аварии при полном разрыве трубопровода?
2. Как определяется место аварии при неполном разрыве трубопровода?
3. Как определяется место аварии при закрытой задвижке в конце перегона?
4. Каким образом производится устранение утечки в случае, когда поврежденный участок представляет собой свищ?
5. Каким образом производится ремонт поврежденного участка трубопровода путем врезки новой катушки?
6. Каким образом ликвидируются аварии и аварийные утечки на линейных задвижках?
7. Каким образом производится донабивка сальниковых уплотнений линейных задвижек МН?
8. Как определяется остаточный объем жидкости в трубопроводе?

Литература

1. Абузова, Ф. Ф. Техника и технология транспорта и хранения нефти и газа: Учеб. пособие для вузов / Ф. Ф. Абузова, Р. А. Алиев, В. Ф. Новоселов и др. ; под ред. В. Ф. Новосёлова – М. : Недра, 1992. – 320 с.
2. Васильев, Г. Г. Трубопроводный транспорт нефти : Учеб. для вузов: В 2 т. Т. 1. / Г. Г. Васильев, Г. Е. Коробков, А. А. Коршак и др. ; под редакцией С. М. Вайнштока – М : Недра, 2004.
3. Васильев, Г. Г. Трубопроводный транспорт нефти : Учеб. для вузов: В 2 т. Т. 2. / Г. Г. Васильев, Г. Е. Коробков, А. А. Коршак и др. ; под редакцией С. М. Вайнштока – М : Недра, 2004.
4. Ишмухаметов, И. Т. Сборник практических расчетов при транспортировке нефтепродуктов по трубопроводам / И. Т. Ишмухаметов, С. Л. Исаев, М. В. Лурье, С. П. Макаров. – М. : Нефть и газ, 1997. – 112 с.
5. Ишмухаметов, И. Т. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов / И. Т. Ишмухаметов, С. Л. Исаев, М. В. Лурье, С. П. Макаров. – М. : Нефть и газ, 1999.
6. Коршак, А. А. Основы нефтегазового дела / А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2002.
7. Лурье, М. В. Двадцать контрольных работ по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа / М. В. Лурье. – М. : ГАНГ, 1996. – 34 с.
8. Лурье, М. В. Сборник задач по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа / М. В. Лурье. – М. : ГАНГ, 1995. – 267 с.
9. **РД 153-39.4-041-99.** Правила технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов. – М., 1999.
10. Фукс, И. Г. Нефть, газ и продукты их переработки / И. Г. Фукс, Б. П. Холодов. – М. : Нефть и газ, 1994.

Учебное издание

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС

для студентов специальности 1-70 05 01

«Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Составители

ЛИПСКИЙ Владимир Константинович

ДЕМИДОВА Маргарита Евгеньевна

Дизайн обложки *И.С. Васильевой*

Редактор *Д.Н. Богачёв*

Подписано в печать 25.01.07. Формат 60×84 1/16. Гарнитура Таймс. Бумага офсетная.
Печать трафаретная. Усл. печ. л. 18,1. Уч.-изд. л. 17,2. Тираж 95. Заказ № 93

Издатель и полиграфическое исполнение:
Учреждение образования «Полоцкий государственный университет»

ЛИ № 02330/0133020 от 30.04.04 ЛП № 02330/0133128 от 27.05.04

211440 г. Новополоцк, ул. Блохина, 29