

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования
«ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

А.В. Рудаченко, Н.В. Чухарева, А.В. Жилин

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ
И ЭКСПЛУАТАЦИЯ
ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ**

Учебное пособие

Издательство
Томского политехнического университета
2008

УДК 622.692

Рудаченко А.В.

Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: учебное пособие / А.В. Рудаченко, Н.В. Чухарева, А.В. Жилин. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 238 с.

В учебном пособии рассмотрены основные вопросы трубопроводного транспорта жидких и газообразных углеводородов, приведена классификация трубопроводов и его основных объектов. Изложена сущность технологических процессов, связанных с перекачкой нефти и газа по магистральным трубопроводам, приведена последовательность технологических расчетов магистральных нефте- и газопроводов. Рассмотрены основы организации проектно-изыскательских работ. Описан круг вопросов и задач, связанных с эксплуатацией магистральных трубопроводов.

Предназначено для студентов и магистрантов специальности 130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация нефтегазопроводов и нефтегазохранилищ».

УДК 622.692

Рекомендовано к печати Редакционно-издательским советом
Томского политехнического университета

Рецензенты

к.т.н., инженер товарно-транспортного отдела
ОАО «Центрсибнефтепровод»
А.В. Сгибнев

к.т.н., ведущий инженер производственного отдела
ООО «Газпром трансгаз Томск»
А.В. Герасимов

© Томский политехнический университет,
2008

© Оформление. Издательство Томского
политехнического университета, 2008

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ И ГАЗА	13
1.1. Классификация трубопроводов	13
1.2. Назначение и классификация магистральных нефтегазопроводов	19
1.3. Состав сооружений магистральных нефтепроводов	22
1.4. Состав сооружений магистральных газопроводов	31
1.5. Подземные хранилища нефти и газа	36
1.5.1. Классификация подземных хранилищ	37
1.5.2. Основы составления генерального плана подземных хранилищ	38
1.5.3. Нагрузки и воздействия	41
1.5.4. Эксплуатационные требования	42
1.5.5. Основные требования к проектированию и строительству резервуаров	44
1.5.6. Контроль качества строительства подземных резервуаров	49
1.6. Конструктивные решения магистральных газонефтепроводов	50
2. РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ НА ПРОЧНОСТЬ И УСТОЙЧИВОСТЬ	62
2.1. Определение толщины стенки трубопровода	63
2.2. Проверка прочности и устойчивости трубопровода	65
2.2.1. Проверка на прочность подземного трубопровода в продольном направлении	65
2.2.2. Проверка на отсутствие недопустимых пластических деформаций	65
2.2.3. Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении	66
2.2.4. Расчет устойчивости трубопроводов против всплытия	72

3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОДОВ	78
3.1. Исходные данные для технологического расчета	78
3.2. Выбор трассы магистрального трубопровода	85
3.3. Гидравлический расчет нефтепровода	89
3.4. Определение перевальной точки нефтепровода	95
3.5. Характеристика нефтепровода. Уравнение баланса напоров	99
3.6. Определение границ и протяженности технологических участков, к оличества и вместимости резервуарных парков	102
3.7. Определение необходимого числа НПС	103
3.8. Расстановка перекачивающих станций по трассе нефтепровода	106
3.9. Регулирование режимов работы системы «НПС – нефтепровод»	110
3.10. Расчет коротких трубопроводов	117
3.11. Расчет сложных трубопроводов	118
3.12. Особенности последовательной перекачки нефтей и нефтепродуктов	121
3.13. Особенности перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей	125
4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОДОВ	129
4.1. Исходные данные для технологического расчета	129
4.2. Пропускная способность и режим работы магистрального газопровода	129
4.3. Определение физических свойств газа	130
4.4. Определение коэффициента гидравлического сопротивления	132
4.5. Определение давления в магистральном газопроводе	133
5. ЭКСПЛУАТАЦИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ	138
5.1. Правила технической эксплуатации магистральных нефтегазопроводов	138

5.2.	Техническое обслуживание и эксплуатация нефтегазопроводов	141
5.3.	Обозначение трассы трубопровода на местности	148
5.4.	Охранная зона магистрального трубопровода	150
5.5.	Техническое обслуживание линейной запорной арматуры, вантузов	153
5.6.	Техническое обслуживание камер приема и пуска средств очистки и диагностики	156
5.7.	Техническое обслуживание переходов трубопроводов через естественные и искусственные препятствия	159
5.8.	Подготовка трубопровода к эксплуатации в условиях весеннего половодья и в осенне-зимний период	163
5.9.	Оценка состояния внутренней полости нефтепровода	167
5.10.	Очистка внутренней полости нефтепроводов от отложений	169
6.	ОСНОВЫ ОРГАНИЗАЦИИ ПРОЕКТНО-ИЗЫСКАТЕЛЬСКИХ РАБОТ	182
6.1.	Классификация типов проектов	182
6.2.	Цель и стратегия проекта	185
6.3.	Результат проекта	187
6.4.	Основные этапы инвестиционно-строительного процесса	188
6.5.	Циклы инвестиционного проекта	189
6.5.1.	Преинвестиционная фаза	191
6.5.2.	Стадия инвестирования	197
6.5.3.	Инвестиционная фаза	202
6.6.	Окружение проекта	203
6.7.	Основы организации проектно-изыскательских работ в строительстве	206
6.8.	Глоссарий терминов управления проектами	217

ВВЕДЕНИЕ

«Сердце» ядерного реактора – активная зона, которая содержит ядерное топливо. В состав ядерного топлива должны входить делящиеся ядра. Практический интерес представляют только четыре делящихся изотопа: ^{235}U , ^{233}U , ^{239}Pu , ^{232}Th и ^{241}Pu . Изотоп ^{235}U является единственным естественным нуклидом, который делится под действием тепловых нейтронов, остальные получаются в результате превращений, индуцированных нейтронами.

Материалы ядерного топлива подвергаются превращениям как до их введения в реактор, так и после использования. Получение топлива – производственный процесс, который включает добычу урановой руды, доведение ее до необходимого химического состава с последующей химической очисткой и в зависимости от обстоятельств изотопным обогащением и получение топливных материалов требуемой формы и размера.

Топливо, применяющееся в ядерных реакторах, может быть в металлическом состоянии, в виде керамических соединений (оксиды, карбиды, нитриды и др.), твердых растворов (металлических, металлокерамических, карбокерамических, керамических, виброкерамических) жидкостей или газов. Керамическое топливо (оксиды, карбиды, нитриды U, Pu, Th) является менее ценным по сравнению с металлическим с точки зрения ядерных и термических свойств, однако оно более устойчиво к излучению и высокой температуре. Диспергированное топливо было разработано в связи с ростом достижений в области реакторов, в частности с ростом плотности мощности в активной зоне и рабочей температуре теплоносителя.

Роль урана в топливно-энергетическом цикле

Развитие цивилизации в XXI веке связывается с дальнейшим прогрессом в области атомной энергетики. Именно атомная энергетика будет определять не только рост экономики отдельных стран, но и глобальное поступательное развитие всей человеческой цивилизации.

Основным источником получения ядерной энергии является уран.

Топливо-энергетический цикл представляет собой совокупность связанных производств, которые можно объединить в четыре стадии общего технологического процесса.

Первая стадия – приготовление ядерного топлива: добыча урана, обогащение, получение уранового концентрата и гексафторида урана, разделение изотопов, изготовление топливных композиций, твэлов.

Вторая стадия – сжигание ядерного топлива в реакторах.

Третья стадия – выдержка отработанного ядерного топлива и его транспортирование к месту регенерации.

Четвертая стадия – регенерация отработанного ядерного топлива (в замкнутых циклах), извлечение ценных компонентов, рефабрикация топлива, переработка и захоронение отходов.

Общая схема топливно-энергетического цикла представлена на рис. 1.

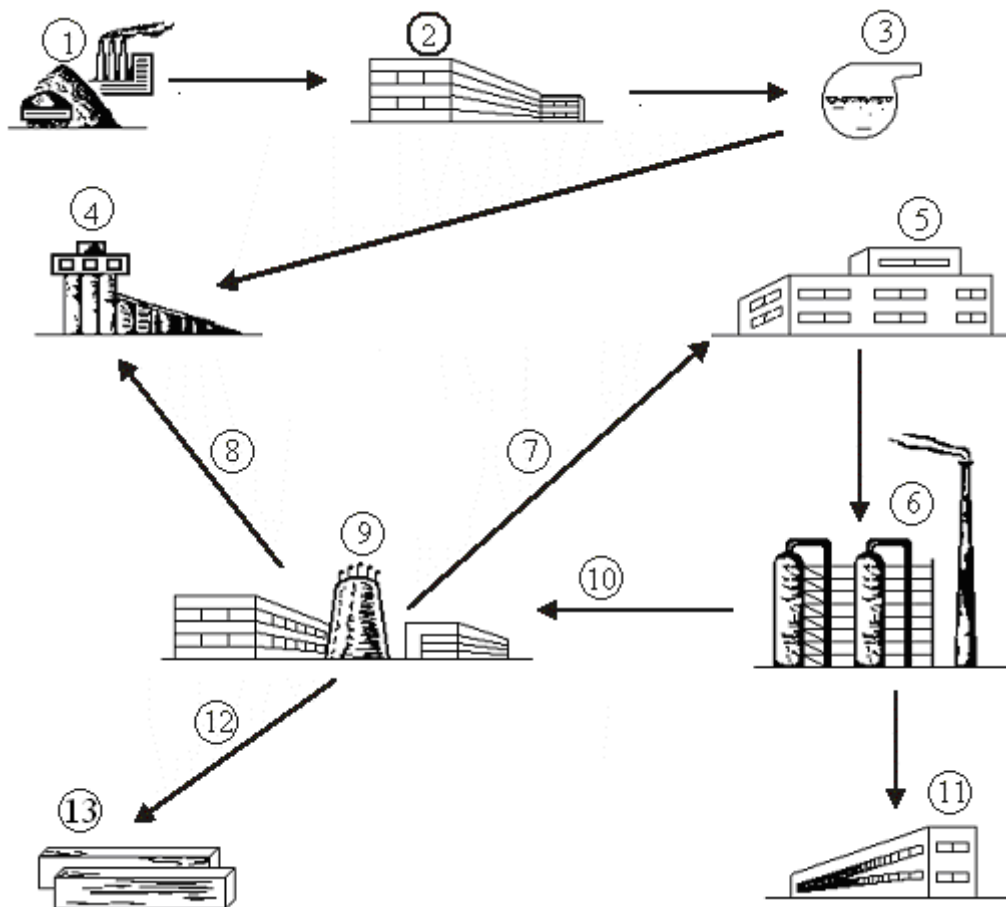


Рис. 1. Схема ядерно-энергетического топливного цикла

1 – урановый рудник (руда и концентраты); 2 – обогатительные фабрики (U_3O_8);

3 – превращение U_3O_8 в UF_6 ; 4 – обогащение ^{235}U ;

5 – превращение UF_6 в UO_2 и изготовление топливных сборок;

6 – реактор; 7 – плутоний (в виде PuO_2); 8 – регенерированный уран;

9 – завод по переработке топлива; 10 – обработанное топливо;

11 – обработка низкоактивных отходов и захоронение;

12 – твердые высокоактивные отходы;

13 – хранилище высокоактивных отходов

На рис. 2 представлена замкнутая схема получения и использования энергии с применением ядерного реактора.

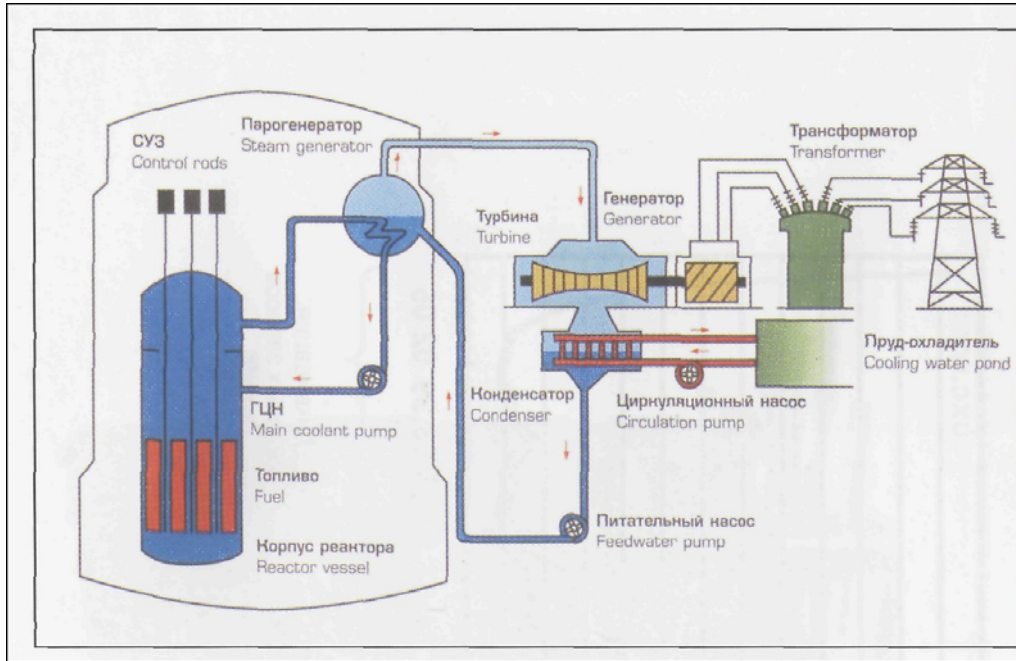


Рис. 2 Схема получения электрической и тепловой энергии

Ядерные топливные материалы

Ниже перечислены делящиеся и воспроизводящие ядерные топливные материалы:

Делящиеся материалы



Воспроизводящиеся материалы



Основным ядерным топливом является ^{235}U , который встречается в природе в ограниченном количестве. Изотопный состав природного урана приведен в табл. 1

Таблица 1

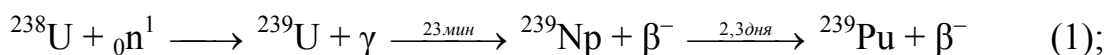
Изотопный состав природного урана

Массовое число	Массовое содержание, %	Масса изотопа, а.е.м.	Период полураспада, лет
234	0,0058	234,0409	$2,60 \cdot 10^5$
235	0,720	235,0439	$8,50 \cdot 10^8$
238	99,274	238,0508	$4,51 \cdot 10^9$

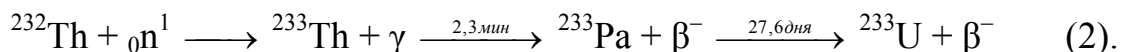
^{233}U (период полураспада $1,6 \cdot 10^5$ лет) и ^{239}Pu (период полураспада 24 360 лет) являются искусственными делящимися материалами, которые можно получить в процессе захвата нейтронов воспроизводящими

материалами, т. е. ^{232}Th и ^{238}U соответственно. Приведенные ниже ядерные реакции не только описывают получение изотопов, но и являются основой топливных циклов ядерных энергетических реакторов:

- уран-плутониевый топливный цикл или цикл на смешанном уран-плутониевом топливе:



- торий-урановый топливный цикл



Эти ядерные реакции могут протекать при нейтронном облучении в реакторе. Фактически в большинстве ядерных энергетических реакторов в настоящее время используется топливо в виде обогащенного ^{235}U или смешанное уран-плутониевое топливо, образующееся в уран-плутониевом топливном цикле. Торий-урановый топливный цикл еще хорошо не разработан, поскольку в этом топливном цикле продукт ядерных превращений ^{232}U , испускающий интенсивное γ излучение, и нейтроны высоких энергий, образующиеся по реакции (а, n) на легких элементах, требуют дистанционной переработки топлива. Концентрацию изотопа ^{235}U можно повысить с помощью газодиффузионного процесса или процесса центрифугирования для получения топлива, слегка обогащенного ^{235}U для легководных энергетических реакторов или сильно обогащенного для исследовательских реакторов. ^{239}Pu (часто смешанный с ^{240}Pu и ^{241}Pu , также образующихся в результате нейтронного облучения и выделяющихся наряду с ^{239}Pu в процессе переработки топлива) применяется в качестве топлива быстрых реакторов-размножителей.

Природный уран можно использовать как топливо газоохлаждаемых и тяжеловодных (с тяжеловодным замедлителем) реакторов с низкой плотностью энерговыделения.

Керамическое и дисперсионное ядерное горючее

Соединения урана, плутония, тория с неметаллами (кислородом, углеродом, азотом и др.), имеющие высокую температуру плавления, значительную плотность горючего материала, низкое сечение захвата, стойкость в условиях облучения, обычно объединяют в одну группу – керамическое ядерное топливо. Керамическое ядерное топливо находит все более широкое применение, особенно для высокотемпературных реакторов. Применяемые материалы можно разбить на три основные группы. Первая группа включает керамику на основе оксидов урана, тория, плутония или их смеси. Применяют также смеси оксидов делящихся и неделящихся материалов. Ко второй группе относятся неокисные

керамические материалы: карбиды, нитриды, сульфиды, фосфиды и другие соединения урана, плутония, тория, их смеси, а также смеси их с другими соединениями, не содержащими делящихся нуклидов. К третьей группе относят керамические материалы, диспергированные в графитовой или иной матрице. Дисперсной фазой (ядерным горючим) могут быть любое соединение урана, плутония, тория или их смеси.

Диоксид урана. Из оксидных материалов самое широкое использование нашел диоксид урана. Диоксид урана является тугоплавким оксидом (температура плавления его равна 2800 °С) темно-коричневого цвета. Следует отметить, что температура плавления диоксида урана зависит от ее стехиометрического состава. Коэффициент теплового расширения диоксида урана в интервале температуры 299...1273 К составляет $10,52 \cdot 10^{-6}$ град⁻¹.

Механические свойства диоксида урана зависят от метода изготовления и температуры испытаний. Сопротивление разрушению при комнатной температуре значительно ниже, чем при высокой. Диоксид урана стехиометрического состава, хрупкая при 1273 К, становится пластичнее при 1873 К. Компактная UO₂ нестехиометрического состава пластически деформируется при 1073 К. Прочность диоксида урана на сжатие составляет 420...980 МПа.

Плотность UO₂ составляет 10,97 г/см³ (18,5 г/см³ для урана и 13,6 г/см³ для карбида урана). Несмотря на низкую плотность делящихся атомов, для современных тяжеловодных реакторов CANDU топливо используется в небогатенном состоянии. UO₂ имеет кубическую кристаллическую решетку и может накапливать избыточное число атомов кислорода в кристаллической решетке при высоких температурах.

Дополнительные атомы кислорода влияют на свойства диоксида урана: в частности, ползучесть, спекание и скорость диффузии увеличиваются при отклонении от стехиометрического состава.

Обычно топливо используют в виде таблеток. Однако с целью возможного упрощения технологии изготовления твэлов и улучшения экономических показателей их производства изучают виброуплотненное топливо и гранулированное топливо с различными покрытиями.

Существенным недостатком диоксида урана является ее низкая теплопроводность, составляющая для 873 и 1273 К 0,033 и 0,026 Дж/(см·с·град). Это обуславливает при эксплуатации высокие температурные градиенты по сечению и может явиться причиной растрескивания и даже расплавления UO₂. Во избежание этого изделия из диоксида урана обычно стремятся делать возможно меньшей толщины.

Неоксидные топливные материалы. В качестве ядерного горючего могут использоваться карбиды делящихся материалов.

Карбиды урана.

Уран образует два вида карбидов, имеющих практический интерес – это UC и UC_2 . Как следует из диаграммы состояния (рис. 3), UC плавится при $2780\text{ }^\circ\text{C}$, а UC_2 при $2720\text{ }^\circ\text{C}$. U_2C_3 образуется перитектоидной (в твердом состоянии) реакцией при $2100\text{ }^\circ\text{C}$. Плутоний и торий образуют подобные соединения, которые с карбидами урана образуют твердые растворы. С практической точки зрения UC или $(Pu, U)C$ представляет интерес как топливо для быстрых реакторов, а UC_2 или $(U, Th)C_2$ рассматривают в качестве топлива для высокотемпературных газоохлаждаемых реакторов (HTGR). Карбиды имеют два основных преимущества перед оксидом: во-первых, плотность атомов урана в них выше (для UC она равна $12,97\text{ г/см}^3$ для UC_2 – $11,68\text{ г/см}^3$, а для UO_2 – $9,65\text{ г/см}^3$) и, во-вторых, их теплопроводность значительно выше (примерно в 10 раз) теплопроводности оксидов. Благодаря этому топливо имеет более благоприятные нейтронные (бридерные) характеристики, а также более низкие температурные градиенты.

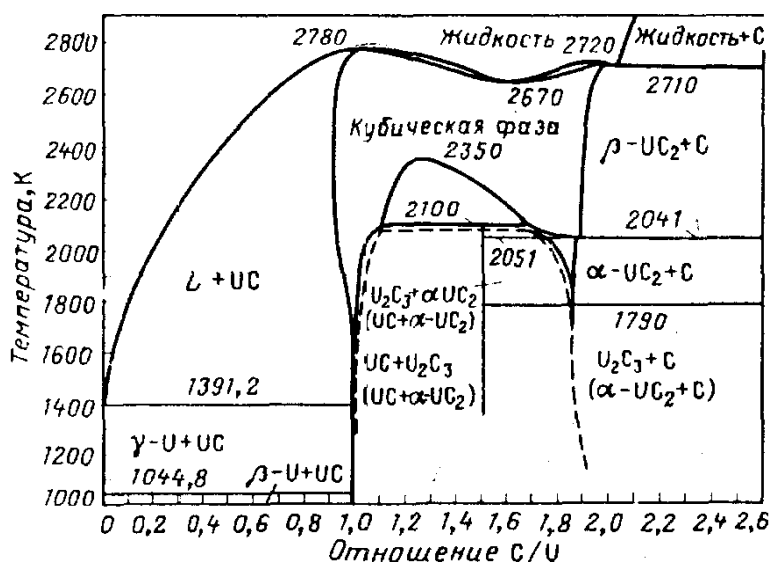


Рис. 3 Фазовая диаграмма $U - C$ (L – жидкость):

штриховая кривая – диаграмма метастабильного состояния, отсутствует U_2C_3

Необходимо отметить, что кислород и азот хорошо растворяются в UC , замещая углерод. Поэтому при получении карбидов это необходимо учитывать. Часто при рассмотрении состава карбидов за основу принимают углеродный эквивалент, т. е. содержание углерода, кислорода и азота считают суммарным. UC и $(U, Pu)C$ получают карботермическим восстановлением оксидов UO_2 или $(U, Pu)O_2$. Порошки UO_2 или $(U, Pu)O_2$ смешивают с определенным количеством порошка углерода и прессуют в таблетки. Реакция карбидизации происходит при нагреве

таблеток до температуры 1400...1500 °С. Для удаления образующегося СО нагрев производят либо в вакууме, либо в потоке аргона. После этой операции таблетки либо плавят в дуговых электрических печах (в настоящее время этот способ применяется редко), либо измельчают, затем просеивают и прессуют в таблетки заданных размеров. Спекуют таблетки обычно при 1500 °С в чистом аргоне.

Нитриды урана.

Из трех соединений урана с азотом (UN , U_2N_3 , UN_2) наибольший интерес для использования в качестве ядерного горючего представляет мононитрид урана. Совместимость мононитрида урана со многими материалами выше, чем монокарбида урана. Мононитрид имеет достаточно высокую теплопроводность. Хорошо сопротивляется деформации при высокой температуре, обладает высокой радиационной стойкостью. Мононитрид урана стоек в деаэрированной воде до 523 К, в щелочных металлах до 1073 К, в органических теплоносителях до 623 К. С алюминием, сплавами циркония и нержавеющей сталью мононитрид урана совместим соответственно до температуры 673, 873 и 1573 К. При нагревании до температуры выше 1973 К мононитрид разлагается. Повышение давления азота замедляет этот процесс. Так, при давлении азота 10^{-5} МПа температура разложения мононитрида урана 2353 К. Для полного предотвращения разложения вплоть до температуры плавления давление азота должно быть увеличено до 0,25 МПа.

Перечисленные соединения представляют в настоящее время практический интерес, но производство ядерного топлива для энергетических реакторов основано на диоксиде урана. Именно диоксид урана является основным предметом рассмотрения в данной книге

Вопросы для контроля.

1. Сколько степеней окисления урана вы знаете?
2. Атомный номер элемента урана в периодической системе?
3. Какой изотоп урана не входит в состав природного урана?

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ И ГАЗА

1.1. Классификация трубопроводов

Трубопровод – сооружение, состоящее из плотно соединенных между собой труб, деталей трубопроводов, запорно-регулирующей аппаратуры, контрольно-измерительных приборов, средств автоматики, опор и подвесок, крепежных деталей, прокладок, материалов и деталей тепловой и противокоррозионной изоляции и предназначенное для транспортировки сред различного агрегатного состояния, состава и назначения.

Трубопроводы могут выполнять функции транспортировки как газообразных, так жидких и даже твердых сред различной консистенции.

По своему назначению трубопроводы делятся на следующие группы:

- **внутренние (внутрипромысловые)** – соединяют различные установки на промыслах, нефтегазоперерабатывающих заводах и газо-нефтехранилищах (рис. 1.1). Режим работы определяется регламентом работы промысла или завода.



Рис. 1.1. Внутрипромысловые трубопроводы

- **местные** – по сравнению с внутренними трубопроводами имеют большую протяженность и соединяют нефтегазопромислы (**меж-промисловые**) или нефтегазоперерабатывающие заводы с головной станцией магистрального трубопровода (рис. 1.2). Режим работы определяется регламентом поставок нефтегазопродуктов.



Рис. 1.2. Межпромисловый трубопровод

- **магистральные** – характеризуются большой протяженностью, высокой пропускной способностью и соединяют поставщика нефтегазопродуктов с потребителем (рис. 1.3). В связи с большой протяженностью перекачка ведется не одной, а несколькими станциями, расположенными по трассе. Режим работы магистральных трубопроводов – непрерывный (кратковременные остановки носят случайный характер или связаны с ремонтно-восстановительными работами).



Рис. 1.3. Надземный магистральный трубопровод

- **технологические** – характеризуются малой протяженностью и служат для обеспечения работоспособности в заданных режимах технологических установок перекачивающих станций магистральных трубопроводов, газонефтехранилищ и нефтебаз. По ним транспортируют различные вещества, в том числе сырье, полуфабрикаты, промежуточные и конечные продукты, отходы производства, необходимые для ведения технологического процесса или эксплуатации оборудования (рис. 1.4). Режим работы определяется технологическим регламентом оборудования.



Рис. 1.4. Технологические трубопроводы КС

- Кроме того, трубопроводы можно классифицировать по:
- **роду транспортируемого вещества** на нефтепроводы, нефтепродуктопроводы, газопроводы, конденсатопроводы, паропроводы, водопроводы, маслопроводы, бензопроводы, кислотопроводы, щелочепроводы, углепроводы, а также специального назначения (трубопроводы густого и жидкого смазочного материала, вакуумпроводы) и другие.
 - **материалу** на металлические (рис. 1.5), неметаллические и футерованные. К металлическим относят стальные (изготовленные из углеродистой, легированной и высоко легированной стали), из цветных металлов и их сплавов (медные, латунные, титановые, свинцовые, алюминиевые), чугунные, биметаллические.



Рис. 1.5. Металлические трубы

К неметаллическим относят полиэтиленовые (рис. 1.6) (полипропиленовые, поливинилхлоридные), винипластовые, стеклянные и фторопластовые.



Рис. 1.6. Полиэтиленовые трубы

К футерованным относят трубопроводы с поверхностями, покрытыми резиной, полиэтиленом, фторопластом, обетонированные (рис. 1.7) и эмалированные.



Рис. 1.7. Трубопровод с бетонным покрытием

- **температуре транспортируемого вещества** на холодные (температура ниже $0\text{ }^{\circ}\text{C}$), нормальные (от 1° до $45\text{ }^{\circ}\text{C}$) и горячие (от $46\text{ }^{\circ}\text{C}$ и выше).
- **степени агрессивности транспортируемого вещества** на трубопроводы для неагрессивных, мало-, средне- и высоко агрессивных сред.

Стойкость металла в коррозионных средах оценивают скоростью проникновения коррозии – глубиной коррозионного разрушения металла в единицу времени (мм/год). К неагрессивной и мало агрессивной средам относят вещества, вызывающие коррозию стенки трубы, скорость которой менее $0,1\text{ мм/год}$, средне агрессивной – в пределах от $0,1$ до $0,5\text{ мм/год}$ и агрессивной – более $0,5\text{ мм/год}$. Для трубопроводов, транспортирующих неагрессивные и мало агрессивные вещества, обычно применяют трубы из углеродистой стали; транспортирующих средне агрессивные вещества – из углеродистой стали с повышенной толщиной стенки (с учетом прибавки на коррозию), из легированной стали, неметаллических материалов, футерованные; транспортирующих высоко агрессивные вещества – только из высоко легированных сталей, биметаллические, из цветных металлов, неметаллические и футерованные.

- **По гидравлической схеме:**
 - простые, то есть, не имеющие ответвлений;
 - сложные, то есть, имеющие ответвления или переменный по длине расход, или вставку другого диаметра, или параллельный участок.

- **По характеру заполнения сечения:**

- трубопроводы с полным заполнением сечения трубы жидкостью;
- трубопроводы с неполным заполнением сечения.

Полное заполнение сечения трубы жидкостью обычно бывает в напорных трубопроводах, а неполное может быть как в напорных, так и в безнапорных трубопроводах. С полным заполнением сечения жидкостью чаще бывают нефтепроводы, транспортирующие товарную нефть, то есть без газа, и реже – выкидные линии. Нефтеборные коллекторы обычно работают с неполным заполнением сечения трубы нефтью, так как верхняя часть сечения коллектора занята газом, выделившимся в процессе движения нефти.

- **По типу укладки:**

- подземные;
- наземные;
- надземные;
- подвесные;
- подводные.

Технологические трубопроводы делят:

- **По величине напора:**

- высоконапорные – выше 2,5 МПа;
- средненапорные – 1,6...2,5 МПа;
- низконапорные – до 1,6 МПа;
- безнапорные (самотечные).

Самотечным называется трубопровод, перемещение жидкости в котором происходит только за счет сил тяжести. Если при этом нефть и газ движутся отдельно, то такой нефтепровод называют свободно-самотечным, а при отсутствии газовой фазы – напорно-самотечным.

- ***месторасположению*** на внутрицеховые и межцеховые. Внутрицеховые соединяют отдельные аппараты и машины в пределах одной технической установки и размещаются внутри здания или на открытой площадке, имеют сложную конфигурацию с большим количеством деталей, арматуры и сварочных соединений. По конструктивным особенностям могут быть обвязочные (около 70 % общего объема внутрицеховых) и распределительные. Межцеховые соединяют отдельные технологические установки, аппараты и емкости, находящиеся в разных цехах, характеризуются довольно длинными прямыми участками (длиной до нескольких сотен метров) со сравнительно небольшим количеством деталей, арматуры и сварных соединений.

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

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

- промышленные – соединяющие скважины с различными объектами и установками подготовки нефти на промыслах;
- местные – соединяющие промыслы или перерабатывающие заводы с головной станцией магистрального нефтепровода;
- магистральные (МН) – предназначенные для транспортировки товарной нефти и нефтепродуктов (в том числе стабильного конденсата и бензина) из районов их добычи (от промыслов), производства или хранения до мест потребления (нефтебаз, перевалочных баз, пунктов налива в цистерны, нефтеналивных терминалов, отдельных промышленных предприятий и НПЗ);
- технологические – предназначенные для транспортировки в пределах промышленного предприятия или группы этих предприятий нефти или нефтепродуктов, необходимых для ведения технологического процесса или эксплуатации оборудования.

В состав системы технологических трубопроводов входят внутриплощадочные нефтепроводы, запорная, регулирующая и предохранительная арматура, фильтры-грязеуловители, система сглаживания волн давления и другие устройства. Границы технологических трубопроводов определяются входными и выходными задвижками НПС.

Газопроводом принято называть трубопровод, предназначенный для транспортировки природного газа.

По своему назначению газопроводы делятся также, как и нефтепроводы на промышленные, межпромысловые, магистральные, технологические. Кроме того, существуют еще газопроводы распределительных сетей, которые предназначены для доставки газа от газораспределительных станций к конечному потребителю.

1.2. Назначение и классификация магистральных нефтегазопроводов

К магистральным трубопроводам относят трубопроводы и ответвления (отводы) от них диаметром от 219 до 1420 мм и протяженностью обычно свыше 50 км, с избыточным давлением транспортируемого продукта от 1,2 до 10 МПа, характеризующиеся высокой пропускной способностью.

Пропускная способность действующих однопоточных магистральных газопроводов зависит от их диаметра и составляет 10...50 млрд м³ газа в год.

В общем случае магистральный трубопровод может быть определен как инженерно-техническое сооружение, эксплуатирующее сложное и дорогостоящее оборудование и предназначенное для непрерывного регулируемого транспорта на значительные расстояния больших количеств газа, нефти, нефтепродуктов и пр. Трубопроводы промышленного назначения как в нашей стране, так и за рубежом начали сооружать в 60...80-х годах XIX века.

Магистральные трубопроводы предназначены для транспортировки:

- нефти, нефтепродуктов, природного и попутного, естественного и искусственного углеводородных газов из районов их добычи (от головных перекачивающих насосных и компрессорных станций), производства или хранения до мест потребления (нефтебаз, перевалочных баз, пунктов налива, нефтеперерабатывающих заводов или нефтехимических комплексов, газораспределительных станций городов и населенных пунктов, отдельных промышленных и сельскохозяйственных предприятий и портов);
- искусственного углеводородного газа от мест его производства (заводов по производству искусственного углеводородного газа) до мест его потребления (газораспределительных станций городов и населенных пунктов);
- сжиженных углеводородных газов (пропана, бутана и их смесей), а также нестабильного бензина и нестабильного конденсата и других сжиженных углеводородов с упругостью насыщенных паров не выше 1,6 МПа при температуре +45 °С из районов их добычи или производства (заводов по сжижению природных и искусственных углеводородных газов) до мест потребления (нефтебаз, перевалочных баз, пунктов налива, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, портов, газораздаточных станций, кустовых баз);
- товарной продукции в пределах головных и промежуточных газоконпрессорных, нефте- и нефтепродуктоперекачивающих насосных станций, станций подземного хранения газа, газораспределительных станций, замерных пунктов.

Согласно СНиП 2.05.06–85* [1] **магистральные газопроводы** в зависимости от рабочего давления в трубопроводе подразделяются на два класса:

- I – при рабочем давлении свыше 2,5 до 10,0 МПа включительно;
- II – при рабочем давлении свыше 1,2 до 2,5 МПа включительно.

Магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы в зависимости от диаметра трубопровода подразделяются на четыре класса, мм:

I – при условном диаметре свыше 1000 до 1200 включительно;

II – то же, свыше 500 до 1000 включительно;

III – то же, свыше 300 до 500 включительно;

IV – 300 и менее.

Наряду с этой классификацией СНиП 2.05.06–85* устанавливает для магистральных трубопроводов категории (табл. 1.1), которые требуют обеспечения соответствующих прочностных характеристик на любом участке трубопровода.

Таблица 1.1

Категории магистральных трубопроводов

Назначение трубопровода	Категория трубопровода при прокладке	
	подземной	наземной и надземной
Для транспортирования природного газа:		
а) диаметром менее 1200 мм	IV	III
б) диаметром 1200 мм и более	III	III
в) в северной строительной-климатической зоне	III	III
Для транспортирования нефти и нефтепродуктов:		
а) диаметром менее 700 мм	IV	III
б) диаметром 700 мм и более	III	III
в) в северной строительной-климатической зоне	III	III

Приведенная классификация и категории трубопроводов определяют в основном требования, связанные с обеспечением прочности или неразрушимости труб. В северной природно-климатической зоне все трубопроводы относятся к категории III. Исходя из этих же требований в СНиП 2.05.06–85* определены также и категории, к которым следует относить не только трубопровод в целом, но и отдельные его участки. Необходимость в такой классификации объясняется различием условий, в которых будет находиться трубопровод на тех или иных участках местности, и возможными последствиями в случае разрушения трубопровода на них. Отдельные участки нефтепроводов могут относиться к высшей категории V, категории I или II. К высшей категории V относятся трубопроводные переходы через судо- и несудоходные реки с шириной зеркала воды более 25 метров, а также через болота III категории при диаметре трубопровода 1000 мм и более; газопроводы, расположенные внутри зданий и территории компрессорных станций. К участ-

кам категории I относятся под- и надводные переходы через реки, болота типов II и III, горные участки, вечномёрзлые грунты. К участкам категории II относятся под- и надводные переходы через реки, болота типа II, косогорные участки, переходы под дорогами и т. д.

1.3. Состав сооружений магистральных нефтепроводов

В состав магистральных нефтепроводов входят: линейные сооружения, головные и промежуточные перекачивающие насосные станции и конечный пункт (наливные станции и морские терминалы, перерабатывающие заводы) (рис. 1.8).

Состав магистрального нефтепровода несколько отличается от состава магистрального газопровода. Нефть из скважин по индивидуальным нефтепроводам поступает на нефтесборные пункты, а оттуда по нефтесборным трубопроводам на головные сооружения – установку комплексной подготовки нефти (УКПН), на которых она отстаивается, обезвоживается, отделяется от нефтяного газа и т. д. Отсюда нефть подается на головную насосную станцию (ГНС) (рис. 1.9), а затем в магистральный нефтепровод. Промежуточными насосными станциями (ПНС) нефть перекачивается до конечной насосной станции (КНС), а затем потребителю. Перекачиваемую нефть замеряют на УКПН и насосных станциях (НС).

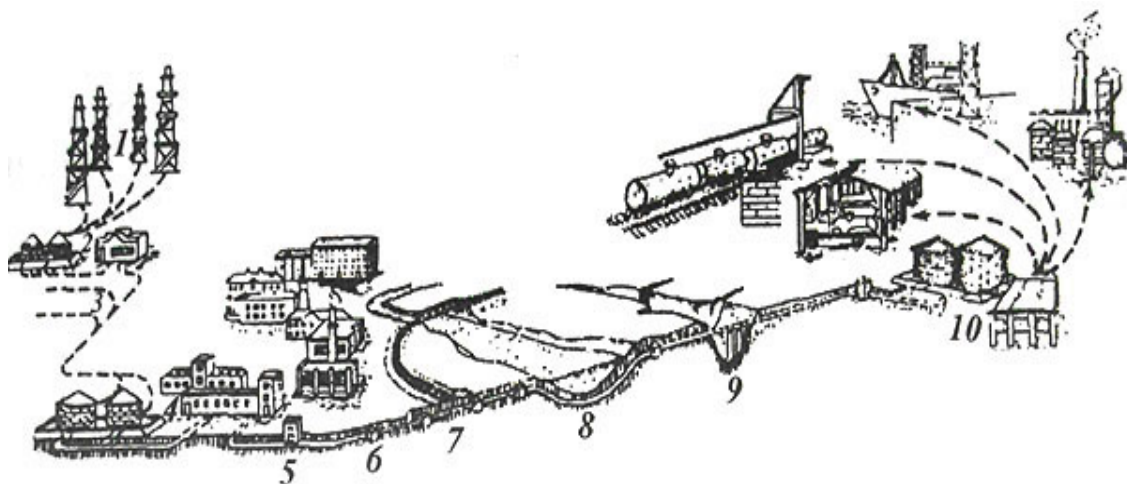


Рис. 1.8. Схема сооружений магистрального нефтепровода:

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

Состав магистрального нефтепродуктопровода (например, бензинопровода) в основном аналогичен составу нефтепровода. Отличие за-

ключается только в том, что нефтепродуктопровод имеет большое число отводов к нефтебазам.



Рис. 1.9. Фотография со спутника головной нефтеперекачивающей станции «Александровская» (ОАО «Центрсибнефтепровод»)

Линейные сооружения согласно СНиП 2.05.06-85* включают (см. рис. 1.8...1.12):

- *трубопровод (от места выхода с промысла подготовленной к дальнему транспорту товарной нефти) с ответвлениями и лупингами, запорной и регулирующей арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, узлами подключения нефтеперекачивающих станций, узлами пуска и приема очистных и диагностических устройств и разделителей при последовательной перекачке, узлами автоматического перекрытия трубопроводов (УАПТ);*
- *установки электрохимической защиты трубопроводов от коррозии (рис. 1.10), линии и сооружения технологической связи, средства телемеханики трубопровода;*
- *линии электропередачи (рис. 1.11), предназначенные для обслуживания трубопроводов, и устройства электроснабжения и дистанционного управления запорной арматурой, питания вспомогательных систем и станций катодной защиты;*
- *противопожарные средства, противоэрозионные и защитные сооружения трубопровода;*
- *емкости для хранения и разгазирования конденсата, пункты подогрева нефти, земляные амбары для аварийного выпуска нефти, здания и сооружения линейной службы эксплуатации трубопроводов (АВП, дома обходчиков, блокпосты);*



Рис. 1. 10. Установка электрохимической защиты трубопровода от коррозии (станция катодной защиты)



Рис. 1.11. Вдольтрассовая высоковольтная линия (ВЛ)

- *вдольтрассовые проезды и переезды через нефтепроводы, постоянные дороги и вертолетные площадки, расположенные вдоль трассы трубопровода, и подъезды к ним;*
- *опознавательные и сигнальные знаки местонахождения трубопровода и пересечений нефтепроводами судоходных рек; указатели и предупредительные знаки.*

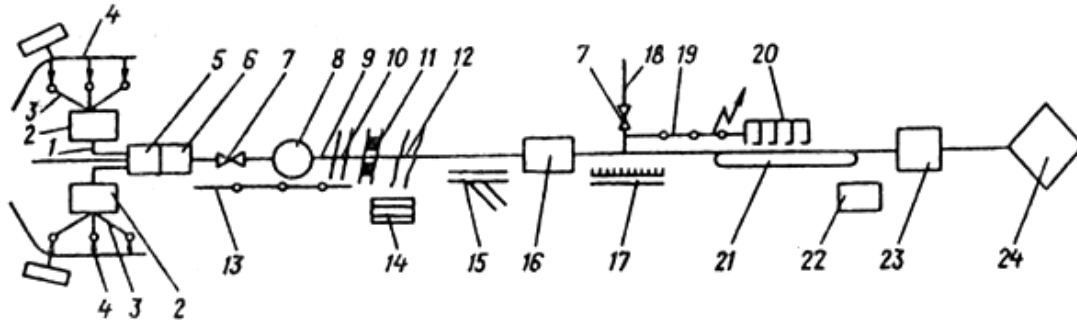


Рис. 1.12. Состав магистрального нефтепровода:

- 1 – нефтедобывающие промысловые трубопроводы; 2 – нефтедобывающий пункт;
3 – нефтяная скважина с нефтепроводом от ее устья до нефтедобывающего пункта;
4 – нефтепроводы с насосными законтурного или внутриконтурного заводнения;
5 – головные сооружения с резервуарным парком; 6 – ГНС;
7 – запорная арматура (отключающая задвижка) в колодце;
8 – камера приема и пуска средств очистки и диагностики;
9 – магистральный нефтепровод; 10 – переход через малую естественную
(или искусственную) преграду; 11 – переход через железную (или шоссейную)
дорогу; 12 – переход через крупную водную преграду;
13 – линия технологической связи; 14 – аварийный запас труб;
15 – вдольтрассовая эксплуатационная дорога и подъезд к ней;
16 – ПНС с резервуарным парком; 17 – защитное сооружение;
18 – отвод к промежуточному потребителю; 19 – линия электропередачи;
20 – система электрохимической защиты; 21 – лупинг;
22 – вертолетная площадка; 23 – КНС с резервуаром; 24 – потребитель*

Основные элементы магистрального трубопровода – сваренные в непрерывную нитку трубы, представляющие собой собственно трубопровод (рис. 1.13).

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 (например, для исключения возможности замерзания скопившейся воды). Для магистральных трубопроводов применяют цельнотянутые или сварные трубы диаметром до 1220 мм (для магистральных газопроводов – до 1420 мм). Толщина стенок труб определяется проектным давлением в трубопроводе, кото-

рое может достигать 10 МПа. Трубопровод, прокладываемый по районам с вечномёрзлыми грунтами или через болота, можно укладывать на опоры или в искусственные насыпи.



Рис. 1.13. Трубопровод – сваренные в непрерывную нитку трубы

На линейной части для переключения и отключения участков трубопровода в процессе эксплуатации и в случае аварии или ремонта устанавливают линейную запорную арматуру (рис. 1.14).

Размещение запорной арматуры зависит от технологической схемы трубопровода, сложности трассы, но расстояние между арматурой не должно превышать 30 км (обычно линейные задвижки размещают с интервалом 10...30 км в зависимости от рельефа трассы). Запорная арматура диаметром 400 мм и более устанавливается на фундаментные плиты (рис. 1.15).



Рис. 1.14. Линейная запорная арматура



Рис. 1.15. Фундаментные плиты под запорной арматурой диаметром 400 мм и более

Вдоль трассы проходит линия связи (телефонная, радиорелейная), которая в основном имеет диспетчерское назначение, а также для оперативно-производственной связи и связи линейных обходчиков трубопровода. Ее можно использовать для передачи сигналов телеизмерения и телеуправления. Диспетчерская связь должна действовать круглосуточно и все время находиться в распоряжении диспетчера.

Связь обходчиков – линейно-путевая с избирательным вызовом – обеспечивает обходчику возможность связываться с любого пункта трассы трубопровода с оператором перекачивающей станции и с диспетчером районного управления.

Располагаемые вдоль трассы станции катодной и электродренажной защиты, а также протекторы защищают трубопровод от наружной коррозии, являясь дополнением к противокоррозионному изоляционному покрытию трубопровода.

За начальный пункт линейной части магистрального трубопровода принимается выходная задвижка головной перекачивающей станции, а за конечный пункт – входная задвижка сырьевого парка нефтеперерабатывающего завода, нефтебазы или наливной эстакады.

Нефтеперекачивающие станции (НПС) располагаются на нефтепроводах с интервалом 70...150 км. Перекачивающие (насосные) станции нефтепроводов и нефтепродуктопроводов оборудуются, как правило, центробежными насосами с электроприводом.

В начале нефтепровода находится головная нефтеперекачивающая станция (ГНПС), которая располагается вблизи нефтяного промысла или в конце подводных трубопроводов, если магистральный нефтепровод обслуживают несколько промыслов или один промысел, разбросанный на большой территории. ГНПС отличается от промежуточных наличием резервуарного парка объемом, равным двух-, трехсуточной пропускной способности нефтепровода (рис. 1.16).

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



Рис. 1.16. Резервуарный парк головной нефтеперекачивающей станции



Рис. 1.17. Пункт налива нефти в железнодорожные цистерны

Тепловые станции устанавливают на трубопроводах, транспортирующих высокотемпературные и высоковязкие нефти и нефтепродукты;

иногда их совмещают с насосными станциями. Для подогрева перекачиваемого продукта применяют паровые или огневые подогреватели (печи подогрева). Для снижения тепловых потерь такие трубопроводы могут быть снабжены теплоизоляционным покрытием.



Рис. 1.18. Пункт налива в автомобильные цистерны



Рис. 1.19. Сырьевой парк нефтеперерабатывающего завода

По трассе нефтепровода могут сооружаться наливные пункты для перевалки и налива нефти в железнодорожные (рис. 1.17) или автомобильные цистерны (рис. 1.18).

Конечный пункт нефтепровода – это либо сырьевой парк нефтеперерабатывающего завода (рис. 1.19), либо перевалочная нефтебаза, обычно морская (рис. 1.20), откуда нефть танкерами перевозится к нефтеперерабатывающим заводам или экспортируется за границу.



Рис. 1.20. Морской нефтеналивной терминал

Эксплуатационное обслуживание линейной части магистрального трубопровода возлагается на перекачивающую станцию.

При наличии на магистральном трубопроводе нескольких перекачивающих станций трубопровод разделяется на участки, расположенные между этими станциями. Границы участков оформляются приказом с указанием станций, к которым они прикреплены.

При отсутствии перекачивающих станций на трубопроводе организуется ремонтно-восстановительный пункт (РВП).

Магистральный нефтепровод входит в состав районного нефтепроводного управления или, в зависимости от протяженности, в состав нескольких районных управлений. Нефтепроводные управления, как правило, имеют службы: диспетчерскую, операторов насосных установок, энергоснабжения, водоснабжения, теплоснабжения, ремонтно-восстановительную, контрольно-измерительных приборов и автоматики, электрической защиты трубопровода от коррозии, связи, эксплуатации переходов трубопроводов через водные преграды, лаборатории и автотранспортный парк.

1.4. Состав сооружений магистральных газопроводов

В состав магистральных газопроводов входят следующие сооружения:

- *линейная часть (ЛЧ) с отводами и лупингами, запорной арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, узлами пуска и приема очистных устройств и дефектоскопов, узлами сбора и хранения конденсата, устройствами для ввода метанола в газопровод, перемычками;*
- *компрессорные станции (КС) и узлы их подключения (рис. 1.21), газораспределительные станции (ГРС) (рис. 1.22), подземные хранилища газа (ПХГ), станции охлаждения газа (СОГ), узлы редуцирования газа (УРГ), газоизмерительные станции (ГИС);*



Рис. 1.21. Компрессорная станция магистрального газопровода

- *установки электрохимической защиты (ЭХЗ) газопроводов от коррозии; линии электропередачи, предназначенные для обслуживания газопроводов, устройства электроснабжения и дистанционного управления запорной арматурой и установками ЭХЗ;*
- *линии и сооружения технологической связи, средства телемеханики, противопожарные средства, противоэрозионные и защитные сооружения, емкости для сбора, хранения и разгазирования газового конденсата;*

- здания и сооружения;
- постоянные дороги и вертолетные площадки, расположенные вдоль трассы газопроводов, и подъезды к ним, опознавательные и сигнальные знаки местонахождения газопроводов.



Рис. 1.22. Газораспределительная станция

Схема всего комплекса сооружений магистральных газопроводов представлена на рис. 1.23.

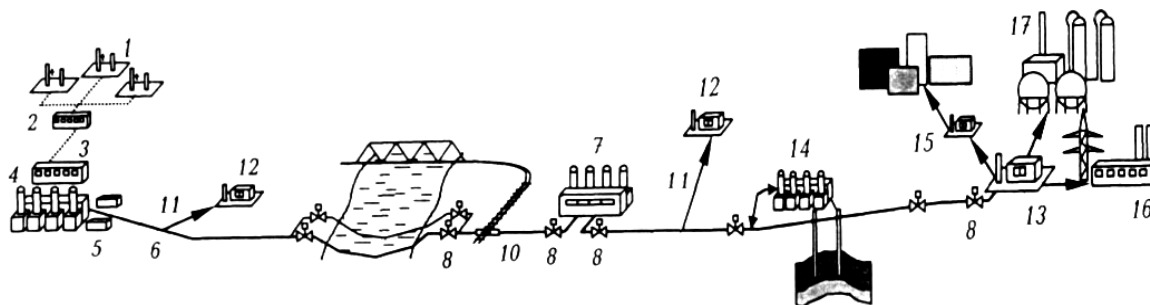


Рис. 1.23. Схема сооружений магистрального газопровода:

- 1 – промыслы; 2 – газосборный пункт; 3 – промысловый коллектор;
 4 – установка подготовки газа; 5 – головная компрессорная станция (КС);
 6 – магистральный трубопровод; 7 – промежуточная КС;
 8 – линейные запорные устройства; 9 – подводный переход с резервной ниткой;
 10 – переход под железной дорогой; 11 – отвод от магистрального газопровода;
 12 – газораспределительная станция (ГРС); 13 – конечная ГРС;
 14 – станция подземного хранения газа (СПХГ);
 15 – газорегуляторный пункт (ГРП); 16 – тепловая электростанция;
 17 – газоперерабатывающий завод (ГПЗ)

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

Система доставки продукции газовых месторождений до потребителей представляет собой единую технологическую цепочку. С месторождений газ от скважин под действием пластового давления по сборным индивидуальным газопроводам поступает через газосборный пункт на установку подготовки газа, где производят его осушку, очистку от механических примесей, углекислого газа и сероводорода, первично замеряют и при необходимости редуцируют. От газосборных пунктов газ направляется в промысловый газосборный коллектор, а по нему – на головные сооружения – установку комплексной подготовки газа (УКПГ), на которых его очищают, обезвоживают, вторично замеряют и доводят до товарной кондиции. Далее газ поступает на головную компрессорную станцию, где он газоперекачивающими агрегатами компримируется до номинального рабочего давления (7,5 МПа), а затем поступает в линейную часть магистрального газопровода (рис. 1.24).

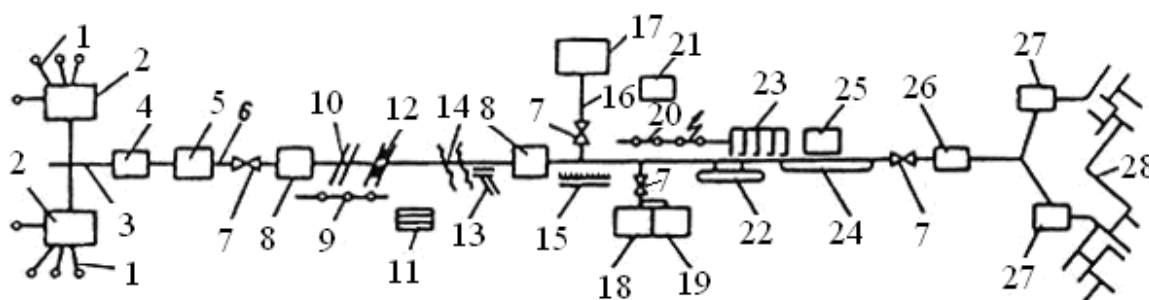


Рис. 1.24. Состав магистрального газопровода:

- 1 – газовая скважина с газопроводом от ее устья до газосборного пункта;*
- 2 – газосборный пункт; 3 – газопромысловый коллектор;*
- 4 – головные сооружения; 5 – ГКС; 6 – магистральный газопровод;*
- 7 – запорная арматура (отключающие краны с продувными свечами);*
- 8 – промежуточная компрессорная станция; 9 – линия технологической связи;*
- 10 – переход через малую естественную (или искусственную) преграду;*
- 11 – аварийный запас труб; 12 – переход через железную (или шоссейную) дорогу;*
- 13 – вдоль трассовая эксплуатационная дорога с подъездом к ней;*
- 14 – переход через крупную водную преграду; 15 – защитное сооружение;*
- 16 – отвод от магистрального газопровода; 17 – ГРС; 18 – ПХГ; 19 – КС ПХГ;*
- 20 – линия электропередачи; 21 – дом линейного ремонтера-связиста;*
- 22 – водосборник (конденсатосборник) с продувочной свечей;*
- 23 – система электрохимической защиты; 24 – лупинг;*
- 25 – вертолетная площадка; 26 – конечная газораспределительная станция;*
- 27 – газораспределительный пункт; 28 – городские газовые сети*

К линейным сооружениям относят: собственно магистральный трубопровод; линейные запорные устройства; узлы очистки газопровода; переходы через искусственные и естественные препятствия; водо- и конденсатосборники; станции противокоррозионной защиты; дренаж-

ные устройства; линии технологической связи; отводы от магистрального газопровода для подачи части транспортируемого газа потребителям и сооружения линейной эксплуатационной службы (ЛЭС). К линейной части магистрального газопровода относятся также лупинги, склады аварийного запаса труб, вертолетные площадки и дома линейных ремонтников-связистов.

Ответвлением (отводом) от магистрального газопровода называется трубопровод, присоединенный непосредственно к магистральному газопроводу и предназначенный для отвода части транспортируемого газа к отдельным населенным пунктам и промышленным предприятиям.

С интервалом 10...30 км в зависимости от рельефа трассы на газопроводе устанавливаются линейные краны (рис. 1.25) для перекрытия участков в случае аварии или ремонта.



Рис. 1.25. Линейный крановый узел

Расстояние между линейными запорными устройствами (кранами) должно быть не более 30 км. При параллельной прокладке газопроводов запорная арматура смещается друг от друга по длине на расстояние не менее 100 м, а в сложных условиях (болото, горы, естественные и искусственные препятствия) – не менее 50 м. Управление линейными кранами следует предусматривать дистанционным из помещения операторной компрессорной станции, а также ручным по месту. Линейную запорную арматуру необходимо оснащать автоматическими механизмами аварийного перекрытия. С обеих сторон линейного крана на газопроводе имеются свечи для выпуска газа в атмосферу при авариях.

При параллельной прокладке двух и более магистральных газопроводов в одном технологическом коридоре предусматривают соединение их перемычками с запорной арматурой. Перемычки следует размещать на расстоянии не менее 40 км и не более 60 км друг от друга у линейных кранов, а также до и после компрессорных станций. В сложных условиях перемычки сооружаются у каждого линейного крана. Перемычка выполняется из труб диаметром не менее 0,7 меньшего из диаметров соединяемых ниток. При соединении ниток, имеющих различное рабочее давление, перемычки помимо крановых узлов оборудуются узлами редуцирования.

Вспомогательные линейные сооружения магистрального газопровода принципиально не отличаются от сооружений магистрального нефтепровода. К ним относят линии связи, вдольтрассовые дороги, вертолетные площадки, площадки аварийного запаса труб, усадьбы линейных обходчиков и т. д.

К наземным объектам магистрального газопровода относятся компрессорные и газораспределительные станции. Основные сооружения компрессорной станции (КС) – компрессорный цех, ремонтно- и служебно-эксплуатационные блоки, площадка пылеуловителей, установки охлаждения газа и др. При КС, как правило, сооружают жилой поселок.

Нередко головные сооружения и головная компрессорная станция (ГКС) представляют собой единый площадочный комплекс. Компрессорные станции сооружают на трассе газопровода через каждые 80...150 км.

При падении пластового давления около газовых месторождений строят так называемые дожимные компрессорные станции, где давление газа перед подачей его на КС магистрального газопровода поднимают до уровня 5,5...7,5 МПа.

На магистральном газопроводе сооружают газораспределительные станции для газоснабжения потребителей. На газораспределительных станциях (ГРС) поступающий газ дополнительно обезвоживают, очищают, редуцируют до высокого давления (1,2 МПа по классификации городских газопроводов), одоризируют, замеряют и распределяют по трубопроводам отдельных потребителей или их группам.

Для сглаживания сезонной неравномерности потребления газа крупными населенными пунктами сооружают станции подземного хранения газа (СПХГ). Летом газ в них накапливают, а зимой – подают потребителям. Для закачки газа в подземное газохранилище СПХГ оборудуют собственной компрессорной станцией. Газ закачивают обычно либо в водоносные горизонты пористых пород, либо в выработанные нефтяные и газовые месторождения, либо в специально разработанные

(вымытые) хранилища в солевых отложениях значительной мощности. Подземные хранилища газа сооружают вблизи крупных городов и промышленных центров (рис. 1.26).

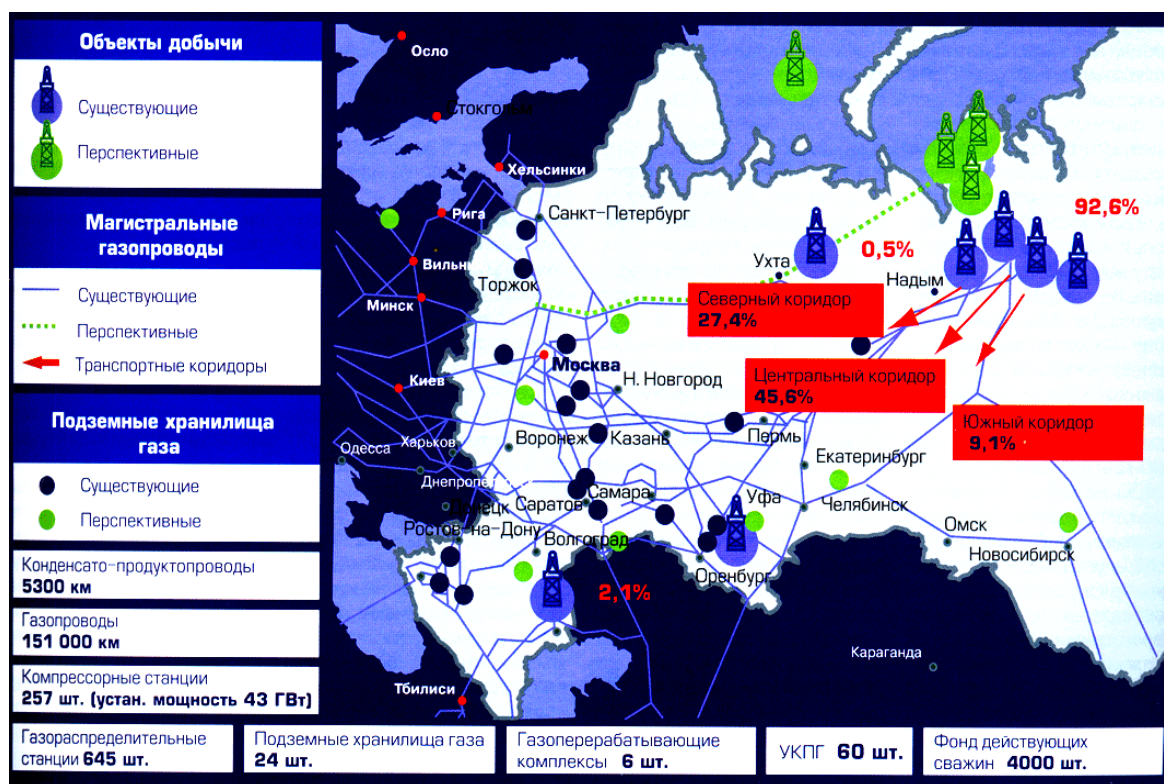


Рис. 1.26. Расположение существующих и перспективных станций подземного хранения газа

Магистральный газопровод входит в состав одного или нескольких линейных производственных управлений (ЛПУ) или районных управлений магистральных трубопроводов. ЛПУ осуществляют непосредственное управление эксплуатацией одного или нескольких трубопроводов (или их участков) с комплексом всех станционных сооружений.

1.5. Подземные хранилища нефти и газа

Согласно СНиП 34-02-99 в состав подземных хранилищ входят:

- *подземные сооружения, включающие подземные резервуары, вскрывающие и вспомогательные горные выработки, буровые скважины и подземные рассолохранилища;*
- *наземные сооружения, включающие здания и сооружения, внутриплощадочные сети, наземные рассолохранилища.*

В качестве подземных резервуаров используются горные выработки (выработки-емкости), оборудованные для приема, хранения и выдачи продукта. Наряду со специально сооружаемыми выработками допуска-

ется использовать выработки, образовавшиеся при добыче полезного ископаемого, после проведения их специального обследования и обустройства.

При размещении подземного хранилища на границе предприятия по добыче полезного ископаемого следует предусматривать барьерные целики, обеспечивающие прочность и герметичность подземных и наземных сооружений хранилища. Размеры барьерных целиков следует определять расчетом в соответствии с требованиями СНиП 2.01.09.

Здания и наземные сооружения (наземные резервуары и оборудование, железнодорожные и сливноналивные эстакады, причалы и пирсы, расфасовочные и раздаточные пункты, насосные и компрессорные станции, объекты осушки и очистки газа, административно-хозяйственные здания и помещения и др.), инженерные системы (противопожарный водопровод, факелы и свечи, установки пожаротушения, системы обнаружения и тушения пожаров, канализации, электроснабжения, связи, сигнализации и др.), а также благоустройство территории хранилищ (дорог, подъездов, проездов и др.) следует проектировать в соответствии с действующими нормативными документами, утвержденными в установленном порядке.

При проектировании мероприятий по противопожарной безопасности и при строительстве объектов необходимо руководствоваться противопожарными требованиями всех действующих норм и правил, относящихся к объекту и утвержденных в установленном порядке.

Запорная арматура, устанавливаемая на трубопроводах, должна автоматически отключать отдельные звенья технологического комплекса в случае утечки продукта или понижения давления в трубопроводах.

Крепь вскрывающих выработок и герметичные перемычки шахтных резервуаров по показателям пожарной опасности должны отвечать требованиям, предъявляемым к сооружениям I степени огнестойкости по СНиП 21-01.

1.5.1. Классификация подземных хранилищ

Подземные хранилища подразделяются по виду хранимого топлива на хранилища:

- *природного газа и гелия* (далее – газа);
- *сжиженных углеводородных газов, этана, этилена, нестабильного газового конденсата* (далее СУГ);
- *нефти, нефтепродуктов, стабильного газового конденсата* (далее – нефти и нефтепродуктов).

В табл. 1.2 показаны типы подземных резервуаров и области их применения.

Таблица 1.2

Области применения подземных резервуаров различного типа

Тип резервуара	Вид хранимого продукта		
	Газ	СУГ	Нефть и нефтепродукты
Бесшахтный в каменной соли	+	+	+
Шахтный в породах с положительной температурой	–	+	+
Шахтный в вечномерзлых породах	–	–	+

1.5.2. Основы составления генерального плана подземных хранилищ

Выбор площадок

Выбор площадки размещения хранилища, основные планировочные решения, ситуационный план размещения зданий и сооружений, инженерных сетей и др. Необходимо производить в соответствии с требованиями природоохранных законов и нормативных актов Российской Федерации, СНиП II-89, СНиП 2.09.04, СНиП III-10 и других нормативных документов.

Подземные хранилища следует располагать на обособленной площадке вне территории городов и других поселений за пределами II пояса зон санитарной охраны действующих и проектируемых подземных и поверхностных источников водоснабжения с учетом перспектив их развития в соответствии с СанПиН 2.1.4.027.

Не допускается размещение зданий и сооружений, не относящихся к хранилищу, в пределах горного отвода этих хранилищ.

Расстояния

Минимальные расстояния от устьев эксплуатируемых скважин, шахтных стволов, эксплуатационных шурфов подземных резервуаров всех типов до различных зданий и сооружений следует принимать в соответствии с требованиями СНиП 2.11.03.

Расстояния между зданиями и сооружениями подземного хранилища должны обеспечивать при эксплуатации:

- возможность обслуживания наземных и подземных объектов;
- эвакуацию персонала.

Расстояние между устьями соседних скважин бесшахтных резервуаров должно определяться расчетом, но быть не менее 15 м.

Вокруг устьев скважин бесшахтных резервуаров в каменной соли при хранении нефти, нефтепродуктов и СУГ следует предусматривать

обвалование. Вместимость пространства внутри обвалования определяется расчетом по величине возможного аварийного выброса продукта.

Площадка, на которой предусматривается размещение подземных резервуаров в вечномёрзлых породах, должна быть надежно защищена от временных поверхностных водотоков искусственными сооружениями (обвалования, водоотводы).

Устья эксплуатационных скважин, стволов и шурфов подземных резервуаров должны иметь продуваемое ограждение из негорючих материалов (решетки, сетки) высотой не менее 2 м. Размер ограждаемого участка следует назначать из условия возможности проведения профилактических и ремонтных работ.

Ограждение устьев скважин бесшахтных резервуаров допускается размещать как внутри обвалованной площадки, так и вне ее.

Расстояние от трубы свечи до любых зданий и сооружений, кроме подводящих трубопроводов, следует принимать не менее 100 м. Высота свечи определяется расчетом.

Для площадок подземных хранилищ (независимо от их вместимости) следует предусматривать два выезда на автомобильные дороги общей сети или на подъездные пути. Расстояния между зданиями и сооружениями подземного хранилища должны обеспечивать возможность подъездов пожарной техники непосредственно к устьям скважин, стволам и шурфам подземных хранилищ.

Необходимость размещения пожарного депо, количество пожарных автомобилей в нем, порядок санитарного обслуживания принимается в соответствии с требованиями СНиП II-89, НПБ 101 и НПБ 201 и согласовывается с местными органами пожарного и санитарного надзора.

Требования к инженерно-геологическим и гидрологическим условиям площадок строительства резервуаров

Выработки-емкости подземных резервуаров следует размещать в массивах горных пород, способных обеспечить устойчивость и герметичность выработок на весь период эксплуатации резервуаров, а горные породы, в которых размещаются выработки-емкости подземных резервуаров, не должны содержать включений, ухудшающих качество хранимых продуктов.

Не допускается размещать подземные и наземные сооружения хранилища без специального обоснования на территориях с сейсмичностью выше 9 баллов в соответствии со СНиП II-7, а также на участках развития физико-геологических и криогенных процессов (карст, оползни, сели, термокарст и пр.).

Минимально допустимая глубина залегания горных пород, пригодных для размещения выработок-емкостей, определяется расчетом исходя из типа резервуара, внутреннего давления в резервуаре, плотности пород, залегающих выше кровли выработки-емкости, и гидрогеологических условий.

Бесшахтные резервуары в каменной соли

Бесшахтные резервуары допускается сооружать в залежах каменной соли всех морфологических типов.

Площадь распространения соляной залежи в плане должна обеспечивать размещение заданного количества резервуаров с оставлением целиков соли между выработками, а также между выработками и боковыми поверхностями соляной залежи.

В интервале отметок (по глубине) почвы и кровли резервуара соляная залежь, как правило, не должна содержать прослоев калийно-магниевых и других солей, легко растворяющихся в воде и хлоридно-натриевых рассолах, а также прослоев нерастворимых пород, препятствующих процессу создания выработки заданной формы и объема.

Закачка строительного рассола допускается в водоносные горизонты с пластовыми водами, не пригодными для использования в народном хозяйстве и совместимыми с закачиваемым рассолом, с минерализацией, как правило, не менее 35 г/л, изолированные надежными водоупорами от вышележащих водоносных горизонтов.

Шахтные резервуары в породах с положительной температурой

Шахтные резервуары следует размещать в горных породах ниже уровня грунтовых вод. Степень обводненности породных массивов и положение уровня грунтовых вод должны отвечать условию, при котором давление воды на поверхности выработок превышает внутреннее давление продукта в резервуаре при постоянно действующем водоотливе.

Выработки-емкости, как правило, следует размещать в горных породах с высокой экранирующей способностью по отношению к углеводородным жидкостям.

Прочностные свойства горных пород, в которых допускается размещение шахтных резервуаров, должны отвечать условию сооружения выработок-емкостей, как правило, без применения крепи.

Допускается сооружать выработки-емкости с применением крепи в породах III категории устойчивости в соответствии со СНиП II-94.

При создании хранилищ в отработанных горных выработках естественные породные массивы, в которых они пройдены, и глубина их заложения должны соответствовать вышеприведенным условиям.

Шахтные резервуары в вечномёрзлых породах

Шахтные резервуары следует размещать в породах, находящихся в естественном твердо-мерзлом состоянии, обладающих экранизирующей способностью и обеспечивающих устойчивость пройденных в них выработок, как правило, без применения крепи.

Максимальная естественная температура вечномёрзлых пород, при которой допускается размещать в них подземные резервуары, должна быть ниже температуры их оттаивания: в скальных породах – на 1 °С; в дисперсных – на 3 °С.

1.5.3. Нагрузки и воздействия

Напряженно-деформированное состояние породного массива, цементного камня, обсадной колонны и крепи выработок следует определять от действия постоянных и временных (длительных, кратковременных, особых) нагрузок.

К постоянным нагрузкам следует относить:

- а) горное давление;*
- б) собственный вес конструкций;*
- в) давление подземных вод;*
- г) воздействие, вызываемое предварительным напряжением элементов крепи.*

К длительным нагрузкам следует относить:

- а) давление газа, жидкости в резервуаре;*
- б) температурные воздействия.*

К кратковременным нагрузкам следует относить:

- а) нагрузки от технологического оборудования;*
- б) давление тампонажного раствора, нагнетаемого за крепь.*

К особым нагрузкам следует относить:

- а) сейсмические воздействия;*
- б) взрывные воздействия.*

Расчетное значение нагрузки следует определять как произведение ее нормативного значения на коэффициенты надежности по нагрузке. При оценке прочности обсадных колонн значения коэффициента надежности принимают по нормам проектирования обсадных колонн.

При определении расчетных нагрузок в расчете выработки-емкости на устойчивость следует учитывать коэффициент надежности по нагрузке.

Коэффициент надежности по ответственности принимается равным единице по ГОСТ 27751.

Величину горного давления следует устанавливать с учетом данных инженерно-геологических изысканий на площадке.

При отсутствии тектонических напряжений в породном массиве горное давление для незакрепленных выработок допускается определять по весу вышележащих пород.

Для закрепленных выработок величину горного давления следует определять в соответствии со СНиП 2.06.09.

Расчет устойчивости подземных выработок-емкостей следует выполнять при наиболее неблагоприятных сочетаниях нагрузок в соответствии с классификацией сочетаний нагрузок и коэффициентами сочетаний, приведенными в СНиП 2.01.07.

1.5.4. Эксплуатационные требования

Подземные и наземные сооружения, оборудование основного и вспомогательного назначения, внутриплощадочные инженерные сети и коммуникации должны обеспечивать надежное и безопасное выполнение технологических операций по приему, хранению и выдаче продуктов в соответствии с заданными режимами эксплуатации.

Подземные резервуары, входящие в состав хранилища, должны быть герметичными, а их выработки-емкости – устойчивыми на весь период эксплуатации.

Сроки хранения товарных нефтепродуктов в подземных резервуарах определяются типом подземных резервуаров и сохранностью товарных качеств топлив определенного вида.

Подземные хранилища должны быть оборудованы централизованными системами контроля и управления технологическими процессами эксплуатации.

Система контроля подземных резервуаров всех типов должна предусматривать измерение следующих эксплуатационных параметров:

- количества поступающего и выдаваемого продукта;
- давления и температуры в линии закачки – отбора продукта;
- качества продукта.

Дополнительно в бесшахтных резервуарах должен осуществляться контроль следующих параметров:

- устьевого давления и температуры продукта;
- давления, температуры, расхода, плотности и химсостава рассола в линии закачки – отбора;
- уровня границы раздела фаз в выработке-емкости;
- формы и размеров выработки-емкости.

Дополнительно в шахтных резервуарах должен осуществляться контроль следующих параметров:

- давления и температуры продукта в резервуаре;
- уровня продукта;

- уровня границы раздела «продукт–вода» и давления в герметичных перемычках (в породах с положительной температурой);
- температуры вмещающих пород, герметичных перемычек и закрепленного пространства эксплуатационных скважин и шурфов (в вечномерзлых породах).

Бесшахтные резервуары в каменной соли

Конструктивные решения бесшахтных резервуаров для газа должны обеспечивать скорость течения газа по скважине не более 35 м/с и темп снижения давления в резервуаре при отборе газа в процессе эксплуатации не более 0,5 МПа/ч.

Вместимость бесшахтных резервуаров для газа должна определяться из расчета хранения активного и буферного объемов газа исходя из технологических параметров и горно-геологических условий размещения резервуаров.

Коэффициент использования вместимости резервуара при хранении жидких углеводородов следует принимать не более следующих значений:

- при наличии внешней подвешной колонны (в долях вместимости подземного резервуара выше башмака внешней колонны):*
 - для нефти и нефтепродуктов – 0,985;
 - для СУГ – 0,95;
- при отсутствии внешней подвешной колонны (в долях вместимости подземного резервуара выше башмака центральной подвешной колонны):*
 - для нефти и нефтепродуктов – 0,95;
 - для СУГ – 0,9.

При эксплуатации подземных резервуаров по рассольной схеме для вытеснения СУГ, нефти и нефтепродуктов следует применять, как правило, концентрированный рассол.

Допускается совмещать эксплуатацию хранилища с дальнейшим увеличением вместимости подземных резервуаров.

При вытеснении продукта хранения неконцентрированным рассолом или водой в проектных решениях необходимо учитывать изменение вместимости и конфигурации выработки-емкости за счет растворения соли. Количество циклов вытеснения должно определяться в зависимости от изменения концентрации рассола и предельно-допустимых размеров резервуара по условию устойчивости.

Шахтные резервуары в породах с положительной температурой

В проектной документации следует предусматривать возможность смены насосов в процессе их эксплуатации, а также следует предусмат-

ривать систему очистки подтоварной воды, откачиваемой из выработок при эксплуатации резервуаров.

При проектировании резервуаров для нефти и нефтепродуктов допускается предусматривать системы эксплуатации с постоянным и переменным уровнем подтоварной воды. При проектировании системы эксплуатации с переменным уровнем следует предусматривать одновременную работу водяных и продуктовых насосов с равной производительностью.

Коэффициент использования вместимости резервуара для нефти и нефтепродуктов следует принимать не более 0,97, для СУГ – не более 0,9.

Шахтные резервуары в вечномёрзлых грунтах

Для предотвращения растепления массива вечномёрзлых пород при эксплуатации резервуара допускается предусматривать буферный объем холодного продукта в выработке-емкости.

Вместимость резервуара должна определяться из расчета хранения активного и буферного объемов продукта.

1.5.5. Основные требования к проектированию и строительству резервуаров

Подземные хранилища проектируются на основании задания на проектирование, разработанного и выдаваемого заказчиком хранилища в соответствии с обоснованием инвестиций в строительство.

Строительство подземных хранилищ производится на основании проектной документации и проекта производства работ.

Техническое задание на проектирование должно содержать следующие сведения:

- место размещения хранилища;
- наименование подлежащих хранению продуктов, их физико-химические свойства;
- содержание в подлежащих хранению продуктах токсичных и агрессивных веществ;
- общие потребные объемы хранения по отдельным продуктам;
- производительность закачки и выдачи продуктов;
- сроки проектирования и строительства подземных хранилищ;
- способ доставки и отгрузки продуктов для хранилищ СУГ, нефти и нефтепродуктов.

При выборе объемно-планировочной схемы должно быть обеспечено наилучшее использование вмещающей толщи горных пород (максимальное использование мощности и минимальное – площади), а для шахтных хранилищ также минимально возможный объем и число вскрывающих, вспомогательных, специальных выработок и наилучшие

условия изоляции выработок-емкостей друг от друга в резервуаре на несколько видов продуктов.

В проектной документации следует предусматривать периодичность контроля объема и формы подземного резервуара во время его строительства и эксплуатации, а также его герметичности.

Напряженно-деформированное состояние породного массива и всех конструктивных элементов подземного резервуара следует определять с учетом основных закономерностей деформирования и прочности пород.

Для каменной соли и вечномерзлых пород необходимо учитывать проявление реологических свойств при нелинейной зависимости деформаций от напряжения и времени.

Устойчивость выработки-емкости резервуара следует обеспечивать путем выбора ее оптимальной формы и размеров с учетом противодействия хранимого продукта. При этом допускается в окрестности выработки-емкости существование локальных областей повышенной проницаемости: разуплотнения, запредельного деформирования.

При строительстве шахтных резервуаров следует производить геолого-маркшейдерские работы, геологические, гидрогеологические и геокриологические наблюдения в процессе проходки выработок, а на участках возведения герметичной перемычки определить мощность зоны повышенной проницаемости в окрестности выработки.

Строительство герметичных перемычек шахтных резервуаров и их испытания на герметичность следует выполнять по специальному проекту производства работ.

На заключительной стадии строительства следует осуществлять испытания резервуара на герметичность.

Бесшахтные резервуары в каменной соли

Для создания выработок-емкостей бесшахтного резервуара следует предусматривать управляемое растворение соли пресной или минерализованной водой с одновременным вытеснением образующегося при этом рассола на поверхность земли.

При соответствующем обосновании допускается растворение соли проточками.

Для управления процессом формообразования выработки-емкости следует применять жидкий или газообразный нерастворитель (нефтепродукты или газы, химически нейтральные к соли и хранимому продукту).

При соответствующем обосновании допускается применение технологии сооружения выработки-емкости без нерастворителя.

Выработки-емкости резервуаров следует создавать в соответствии с индивидуальными технологическими регламентами.

Конструкция эксплуатационной скважины должна обеспечивать:

- *закачку и отбор воды, рассола, жидкого и газообразного нерастворителя, продуктов хранения с проектной производительностью;*
- *отбор проб рассола, нерастворителя и хранимого продукта;*
- *ввод в скважину ингибиторов гидратообразования и коррозии;*
- *возможность перекрытия сечений подвесных колонн при возникновении аварийных ситуаций на скважине;*
- *расчетный срок службы скважины;*
- *надежное разобщение и изоляцию вскрытых водоносных горизонтов;*
- *защиту от коррозионного и термобарического воздействия на основную обсадную колонну;*
- *спуск, подъем и смену подвесных колонн, установку и извлечение необходимого скважинного оборудования;*
- *проведение геофизических, диагностических работ на скважине и в выработке-емкости, а также профилактических и ремонтных работ на скважине.*

Башмак основной обсадной колонны эксплуатационной скважины должен располагаться в каменной соли или после выполнения специального обоснования в вышележащих устойчивых породах.

Поэтапное испытание эксплуатационных скважин на герметичность следует проводить в последовательности: обсадных труб, основной обсадной колонны, затрубного пространства и незакрепленной части ствола, внешней подвесной колонны.

Способы удаления рассола с площадок строительства следует предусматривать исходя из их наличия, солепотребляющих предприятий в районе строительства и местных гидрогеологических и гидрологических и географических условий.

При эксплуатации бесшахтных резервуаров по рассольной схеме в составе сооружений следует предусматривать рассолохранилища.

На рассолопроводах хранилищ СУГ следует предусматривать устройство для отделения и отвода на свечу растворенного в рассоле и попавшего в него сжиженного газа.

Оборудование подземных резервуаров, эксплуатация которых осуществляется без замещения продукта хранения другой средой, должно обеспечивать регулирование давления в системе «скважина-выработка-емкость».

При строительстве эксплуатационных скважин и выработок-емкостей бесшахтных резервуаров в каменной соли следует предусматривать в проекте производства работ особенности проходки и крепления скважин в интервалах залегания солей, соблюдение технологиче-

ского регламента сооружения выработок и обеспечение систематического контроля строительных процессов.

При строительстве наземных рассолохранилищ следует предусматривать мероприятия, обеспечивающие защиту водоемов и подземных вод от загрязнения рассолом. При закачке строительного рассола в недра следует предусматривать мероприятия по поддержанию и восстановлению приемистости нагнетательных скважин.

Шахтные резервуары в породах с положительной температурой

В качестве выработок-емкостей следует предусматривать, как правило, подземные горизонтальные выработки камерного типа.

Размеры поперечного сечения выработок-емкостей должны приниматься максимальными для конкретных горно-геологических условий.

Выработки-емкости в устойчивых горных породах следует проектировать, как правило, без крепи или с применением анкерной крепи. Сплошную постоянную крепь следует предусматривать на участках геологических нарушений в комбинации с тампонажем породного массива в целях его укрепления и снижения проницаемости.

В неустойчивых горных породах выработки-емкости следует проектировать с применением сплошной постоянной крепи.

При расчете размеров и устойчивости незакрепленных выработок-емкостей следует руководствоваться требованиями СНиП II-94 и СНиП 2.01.07; при расчете выработок-емкостей с крепью следует руководствоваться требованиями СНиП 2.06.09.

Расстояния между сбоями в спаренных выработках-емкостях должны приниматься в зависимости от технологии проходки, но не менее удвоенной ширины целиков между выработками-емкостями.

В хранилищах, предназначенных для одновременного хранения нескольких видов продуктов, следует предусматривать специальную околоствольную (коллекторную) выработку.

Заборные зумпфы подземного резервуара следует располагать в наиболее низких точках профиля выработок-емкостей.

На период эксплуатации шахтных резервуаров выработки и эксплуатационные скважины должны быть оборудованы трубопроводами для отбора и закачки продукта хранения, воды, выхода паровой фазы нефти и нефтепродуктов при «больших дыханиях» в процессе заполнения хранилища.

Для аварийного подъема людей при использовании эксплуатационных, вентиляционных или специальных скважин диаметр их должен определяться с учетом габаритов спасательной подъемной лестницы (или другого аналогичного устройства), но не менее 0,6 м в свету.

Для изоляции выработок-емкостей друг от друга или от внешней среды следует предусматривать герметичные перемычки, Перемычки должны:

- *выдерживать давление, создаваемое хранимым продуктом;*
- *быть непроницаемыми для хранимых продуктов, в том числе и в местах контакта с вмещающими породами;*
- *обеспечивать пропуск необходимых технологических трубопроводов и коммуникаций;*
- *сооружаться из материалов, не подвергающихся агрессивному воздействию со стороны хранимых продуктов и не оказывающих влияния на их товарные качества.*

Для отбора хранимых продуктов и воды из шахтных резервуаров следует предусматривать подземные насосные станции или погружные насосы.

Подземные насосные станции, как правило, следует размещать в специальных камерах.

В резервуарах на один вид продукта насосные станции допускается размещать непосредственно во вскрывающих выработках.

Погружные насосы следует располагать непосредственно в стволах или эксплуатационных скважинах, пробуренных с поверхности земли в заборные зумпфы выработок-емкостей.

Шахтные резервуары в вечномерзлых породах

В шахтном резервуаре следует предусматривать хранение, как правило, продукта одного вида. При необходимости хранения в резервуаре нескольких видов продуктов следует предусматривать возведение герметичных перемычек и объемно-планировочные решения, исключающие смешивание продуктов.

В качестве вскрывающей выработки следует предусматривать, как правило, один наклонный ствол. Допускается осуществлять вскрытие вертикальным стволом.

Выработки-емкости должны иметь уклоны не менее 0,002 по почве к месту отбора продукта, а по кровле, как правило, в сторону от ближайшей дыхательной скважины.

Внутренняя поверхность выработок-емкостей, как правило, должна иметь ледяную облицовку толщиной не менее 0,05 м.

Эксплуатационные скважины для приема продукта следует оборудовать устройствами, исключающими тепловое и гидравлическое разрушение породы в месте слива.

Допускается использовать в качестве эксплуатационных вентиляционные скважины периода строительства резервуара.

Эксплуатационные скважины для приема продукта с положительной температурой следует оборудовать двумя колоннами труб, в межтрубном пространстве которых следует предусматривать теплоизоляцию. Толщину теплоизоляции следует определять по условию недопущения оттайки пород на контакте с внешней колонной.

Для размещения насосного оборудования и уровнемеров следует предусматривать эксплуатационный шурф или скважину диаметром не менее 500 мм.

Эксплуатационные шурфы и скважины должны быть закреплены на всю глубину, а закрепное пространство загерметизировано.

Допускается создание подземной насосной станции с непогружными насосами при соблюдении мер, не допускающих оттаивание пород при работающем двигателе.

Следует, как правило, предусматривать смотровой шурф для доступа людей в выработки.

Устья стволов, шурфов и скважин должны иметь превышение не менее 1 м над поверхностью земли для предотвращения поступления сезонно-талых и паводковых вод в выработки.

При строительстве шахтных резервуаров в вечномерзлых породах следует осуществлять контроль температуры при возведении герметичных перемычек и намораживании ледяной облицовки.

1.5.6. Контроль качества строительства подземных резервуаров

Контроль качества строительства подземных хранилищ, вид и объем проверки определяются требованиями СНиП 3.01.01 и СНиП 3.01.04.

Испытания подземных резервуаров на герметичность перед приемкой их в эксплуатацию следует производить под давлением, в 1,05 раза превышающим эксплуатационное давление в резервуаре.

Контроль качества, испытания и приемка сооружений наземного комплекса подземных хранилищ производятся в соответствии со СНиП 3.05.05, СНиП 3.02.01 и другими нормативными документами.

При строительстве на каждый подземный резервуар должен быть составлен паспорт, который вместе с исполнительной технической документацией на выполненные работы по сооружению наземных и подземных объектов хранилищ должен передаваться организации, эксплуатирующей хранилища.

Ввод в эксплуатацию подземного хранилища допускается осуществлять очередями. При этом пусковой комплекс должен включать системы связи и контроля эксплуатационных параметров, а также должны быть выполнены все предусмотренные мероприятия, направленные на охрану окружающей среды.

Подземные хранилища должны располагаться в зонах, обеспечивающих минимальную степень воздействия на недра, почву, атмосферу и воды. Конструкция всех элементов подземного хранилища и технология их эксплуатации должны обеспечивать минимально возможное техногенное воздействие на природную среду.

При сооружении и эксплуатации подземных хранилищ должен проводиться экологический мониторинг сред, подверженных их воздействию, для выявления техногенной миграции загрязняющих веществ и оценки реальных изменений в окружающей среде.

Контролю подлежат:

- *охраняемые, в том числе питьевые воды;*
- *водоносные горизонты, предназначенные для закачки рассола;*
- *водоносные горизонты, предназначенные для технического водоснабжения;*
- *первый надсолевой водоносный горизонт;*
- *почвы;*
- *геодинамическое состояние геологической среды;*
- *смещения земной поверхности;*
- *состав атмосферного воздуха.*

Для контроля за режимом водоносных горизонтов, влияния закачки строительного рассола в зоне размещения подземных сооружений хранилищ, а также наземных рассолохранилищ и выпарных карт рассола следует предусматривать гидронаблюдательные скважины, которые должны быть пробурены, оборудованы и опробованы до начала сооружения подземных резервуаров.

На площадке подземного хранилища следует предусматривать закладку реперов и проводить измерения деформаций поверхности в зоне влияния подземных выработок при строительстве и эксплуатации подземного хранилища.

Оборудование шахтных резервуаров должно исключать выбросы в атмосферу паровоздушной смеси нефти и нефтепродуктов при первоначальном заполнении и «больших дыханиях».

Проектные решения подземного хранилища, расположенного на площади развития вечномерзлых пород, должны предусматривать сохранение растительного покрова.

1.6. Конструктивные решения магистральных газонефтепроводов

Современное строительство магистральных газонефтепроводов базируется на трех основных схемах конструктивных решений:

- подземная;
- наземная;

- надземная.

Подземная прокладка (рис. 1.27) магистральных газонефтепроводов характеризуется следующими основными нормами.

Глубина заложения (h_3) трубопроводов (от верха трубы) зависит от диаметра, характеристик грунтов местности и должна быть не менее, указанной в табл. 1.3.

Таблица 1.3

Глубина заложения трубопроводов в зависимости от диаметра и условий района прокладки

Условный диаметр трубопровода, мм	Глубина заложения трубопровода, м
менее 1000	0,8
1000 и более	1
Характеристика грунтов местности	
На болотах и торфяных грунтах, подлежащих осушению	1,1
В песчаных барханах (считая от межбарханных впадин)	1
В скальных грунтах, болотистой местности при отсутствии проезда автотранспорта и сельскохозяйственных машин	0,6
На пахотных и орошаемых землях	1
При пересечении искусственных каналов (от дна канала)	1,1

Для трубопроводов диаметром до 700 мм ширина траншеи по дну B принимается равной $D_y + 300$ мм, для трубопроводов диаметром 700 мм и более $B = 1,5 D_y$, для трубопроводов диаметром 1200 и 1400 мм при откосах траншей более 1: 0,5 $B = D_y + 500$ мм.

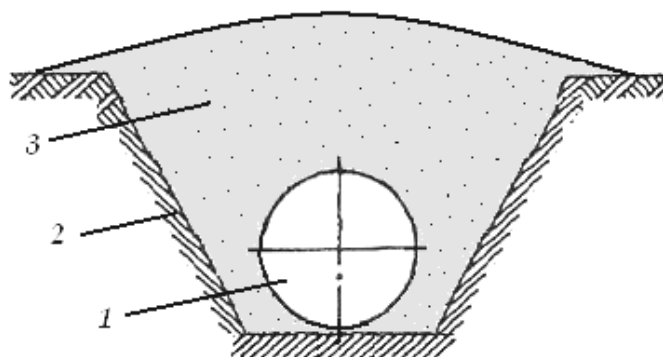


Рис. 1.27. Схема подземной прокладки газонефтепроводов: 1 – трубопровод; 2 – профиль траншеи; 3 – грунт обратной засыпки

Подземная прокладка газонефтепроводов на болотах в зависимости от мощности торфяного слоя и гидрорежима предусматривается либо на грунт, либо непосредственно в торфяном слое. Для предотвращения всплытия участки газонефтепроводов балластируют (пригружают) специальными навесными (железобетонными) грузами (рис. 1.28), сплошными бетонными покрытиями, сборными железобетонными скорлупами, а также закрепляют винтовыми, гарпунными или раскрывающимися в минеральном грунте анкерами.



Рис. 1.28. Балластировка бетонными утяжелителями

Заглубление при наличии балластирующих устройств считается от поверхности земли до верха балласта.

В отечественной и зарубежной практике строительства магистральных трубопроводов почти всюду принята их подземная укладка в неглубоких траншеях с засыпкой грунтом. Укладка трубопровода в траншеях получила широкое распространение по многим причинам, главная из них – это конструктивная простота решения, т. е. отсутствие специальных несущих элементов (опор, подвесок), и защищенность линии трубопровода от внешних воздействий, в том числе атмосферных.

Подземные газонефтепроводы в скальных и щебенистых грунтах укладывают на подсыпку из мягкого грунта слоем не менее 10 см и присыпают сверху также мягким грунтом слоем 20 см для защиты изоляционных покрытий от повреждения. Кроме того, можно использовать специальные защитные устройства типа футеровочных матов (рис. 1.29) и др.



*Рис. 1.29. Футеровочный мат
для защиты изоляционного покрытия от повреждения*

В некоторых случаях трубопроводы могут быть проложены по поверхности земли в насыпи (наземно) или на опорах (надземно). Такие прокладки допускаются в пустынях, горах, болотах, на вечномёрзлых и неустойчивых грунтах, на переходах через естественные и искусственные препятствия.

Наземную прокладку магистральных трубопроводов применяют сравнительно редко. При этом необходимо соблюдать следующие условия:

- *в болотах, заболоченной и обводненной местности трубопровод следует укладывать на подготовленное основание и обваловывать торфом, а затем минеральным грунтом из канавы-резерва (реже привозным грунтом). Это позволяет исключить применение дорогостоящих средств (железобетонных пригрузателей, анкеров) для закрепления трубопровода на проектной отметке, необходимого при подземной прокладке, но в то же время приводит к нарушению поверхностного гидрорежима в зоне полосы прокладки трубопровода, что требует устройства специальных водопропусков, дополнительных затрат на сохранение насыпи-обвалования при эксплуатации трубопровода;*
- *скальных грунтах, покрытых слоем минерального грунта небольшой мощности, трубопровод следует укладывать на спланированную поверхность и обваловывать минеральным грунтом. Это позволяет исключить дорогостоящие работы по устройству траншеи в скальных грунтах, «постели» из мягкого грунта под трубопровод и по его присыпке мягким грунтом.*

Одним из видов наземной прокладки является прокладка с частичным заглублением (рис. 1.30) с разработкой траншеи-канавы небольшой глубины (до 0,6...0,8 м).

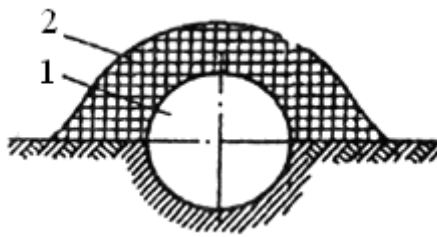


Рис. 1.30. Схема наземной прокладки трубопроводов с частичным заглублением:

1 – трубопровод; 2 – обвалование грунтом (торфом)

Надземную прокладку (рис. 1.31) магистральных газонефтепроводов (в основном, газопроводов) применяют в районах многолетнемерзлых и слабоустойчивых грунтов, горных выработок, пустынь и болот, на крупных и малых переходах через естественные преграды (овраги, реки, имеющие неустойчивое русло; реки с крутыми берегами; каналы и т. д.).

Надземные трубопроводы и их участки имеют компенсирующие устройства, входящие в конструкцию: надземная прокладка «змейкой», надземные трубопроводы со слабоизогнутыми участками и др.

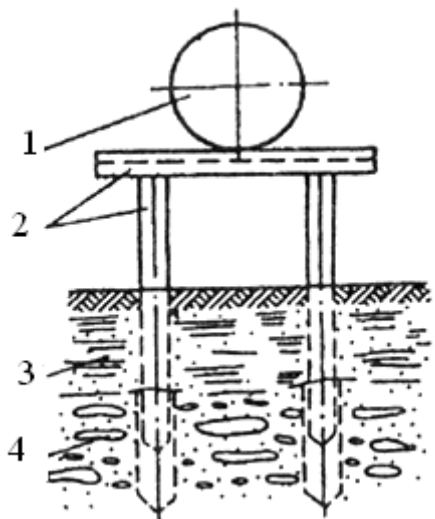


Рис. 1.31. Схема надземной прокладки газонефтепроводов:

1 – трубопровод; 2 – опоры; 3 – деятельный слой; 4 – многолетнемерзлый грунт

Основные конструктивные схемы надземных трубопроводов (рис. 1.32):

- **балочные схемы, не содержащие специальных устройств для компенсации продольных удлинений трубы;**
- **балочные схемы, включающие различные конструктивные элементы, позволяющие компенсировать удлинения труб при изменении их температуры и внутреннего давления;**

- **подвесные схемы** – трубопровод подвешивается к специальным несущим канатам, закрепляемым на высоких опорах;
- **арочная схема** – трубопровод сооружается по схеме неразрезной арки;
- **схема самонесущего трубопровода** (в виде провисающей нити) – трубопровод подвешивается к опорным устройствам и материал труб воспринимает нагрузку от веса трубопровода и транспортируемого продукта.

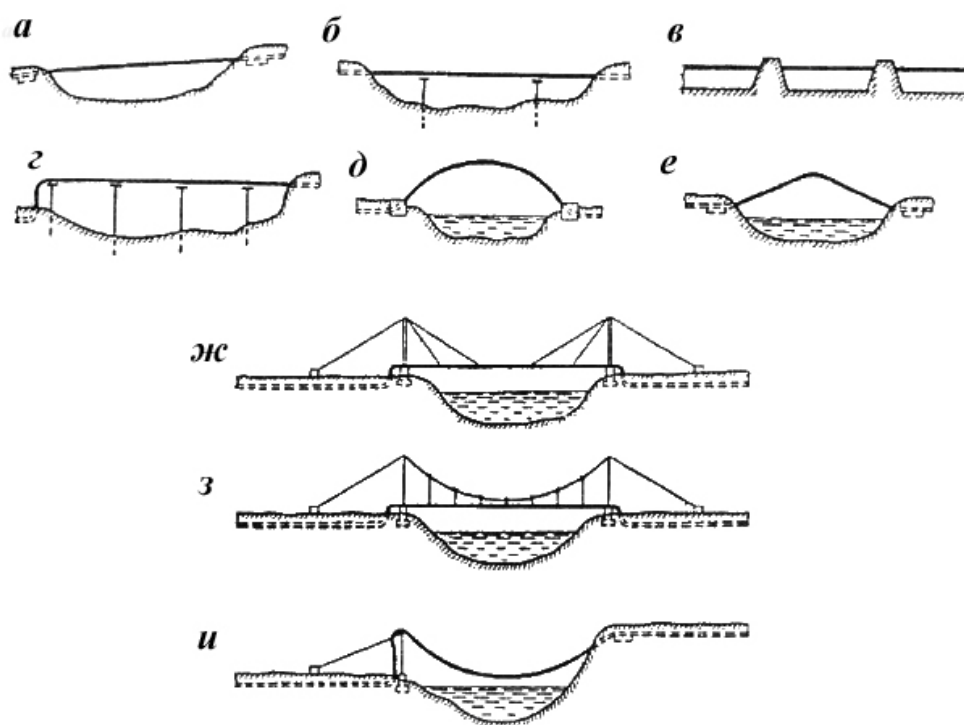


Рис. 1. 32. Надземная прокладка отдельных участков магистральных трубопроводов:

- балочные системы: а) однопролетный трубопровод;
 б) многопролетный; в) многопролетный на земляных призмах;
 г) трубопровод с Г-образным компенсатором;
 арочные системы: д) однотрубный переход по круговой форме очертания оси;
 е) по треугольной форме очертания оси; висячие системы:
 ж) вантовый переход; з) гибкий переход; и) самонесущий переход

В зависимости от конструкции опор надземные переходы бывают:

- **однопролетные;**
- **многопролетные бесконсольные без компенсаторов** (опоры на грунт или плиту);
- **многопролетные консольные с компенсаторами** (опоры из стоек, свай и других конструкций) и без компенсаторов, с Г-образными

компенсаторами, с П-образными компенсаторами (рис. 1.33), с компенсацией по типу «змейка» (рис. 1.34);

- висячие однопролетные, многопролетные с пилонами, с опорами, заделанными в скалы;
- вантовые, арочные, шпренгельные, типа «провисающая нить» и др.



Рис. 1.33. Надземная прокладка газопровода с П-образными компенсаторами



Рис. 1.34. Надземная прокладка трубопровода с компенсацией по типу «змейка»

Надземные трубопроводы на вечномёрзлых грунтах прокладывают на высоте не менее 0,5 м, а компенсационные участки с поперечным перемещением трубопровода на высоте не менее 0,1 м от уровня снегового покрова.

Прокладку трубопроводов можно осуществлять одиночно (одноточное исполнение) и параллельно действующим или проектируемым магистральным трубопроводам в техническом коридоре. Под *техническим коридором* магистральных трубопроводов согласно понимают земельный участок, в пределах которого проходит система параллельно проложенных трубопроводов и коммуникаций, ограниченный с обеих сторон охранными зонами.

В отдельных случаях при технико-экономическом обосновании и условии обеспечения надежности работы трубопроводов допускается

совместная прокладка в одном техническом коридоре нефтепроводов (нефтепродуктопроводов) и газопроводов.

Число ниток в техническом коридоре регламентируется предельным количеством суммарного объема транспортируемого продукта.

Магистральный трубопровод обычно пересекает ручьи, реки, озера, болота, овраги, железные и шоссейные дороги, подземные коммуникации и другие естественные и искусственные препятствия. Пересечения трубопровода с естественным или искусственным препятствием называется *переходом*.

На магистральном трубопроводе переходы являются наиболее ответственными участками, так как доступ к ним для ремонта или ликвидации дефектов затруднен. Поэтому на переходах трубопровод, как правило, монтируется из труб с повышенной толщиной стенки и защищается усиленной противокоррозионной изоляцией.

Конструктивно все переходы делят на три группы: подводные, подземные и воздушные.

К подводным переходам относится линейная часть трубопровода с сооружениями, проходящая через водные преграды шириной более 10 м по зеркалу воды в межень и глубиной более 1,5 м.

Границами подводного перехода (ПП) являются: для многониточных переходов – участок, ограниченный запорной арматурой установленной на берегах; для однопниточных переходов – участок, ограниченный горизонтом высоких вод в водоёме, не ниже отметок 10 % обеспеченности.

К подводным относятся и трубопроводы, прокладываемые в болотах, сложенных слабонесущими грунтами, не допускающими прохождения по ним обычной техники.

Подводные переходы строятся в одну, две нитки и более. При межнем уровне воды 75 м и более пересечение водной преграды по СНиП 2.05.06-85* рекомендуется осуществлять с обязательной укладкой резервной нитки (р.н.) трубопровода (рис. 1.35). Минимальное расстояние между осями соседних ниток должно составлять 30 м для диаметров трубопроводов до 1000 мм включительно и 50 м для диаметров трубопроводов более 1000 мм.

Все подводные трубопроводы классифицируются следующим образом:

1. По глубине погружения Н:

- особо глубоководные (Н более 400 м);
- глубоководные (Н = 40 – 400 м);
- средней глубины (Н = 10 – 40 м);
- мелководные (Н менее 10 м).

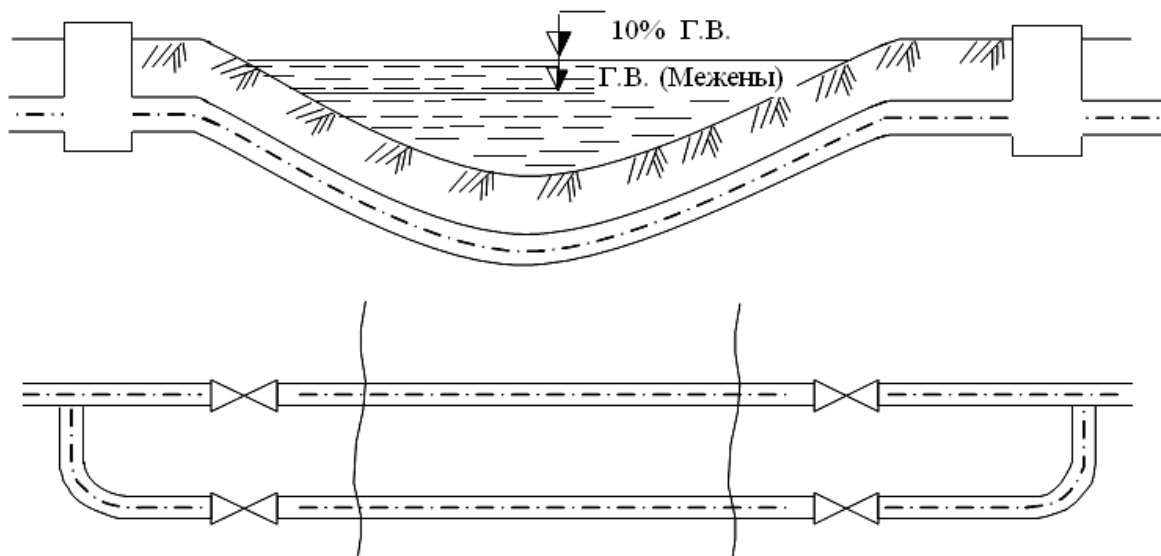


Рис. 1.35. Схема подводного перехода

2. По внутреннему давлению:

- высокого давления ($P = 12 \text{ кг/см}^2$ и более);
- низкого давления (P до 12 кг/см^2);
- самотечные.

3. По виду укладки в водоеме:

- заглубленные трубопроводы (укладываются ниже дна)
- погруженные (выше дна с закреплением на опорах или поплавках)
- по дну без заглубления;
- по дну с заглублением;
- ниже дна специальными методами прокладки.

4. По числу параллельно проложенных труб:

- одниточные;
- многоточные.

5. По способу строительства:

- траншейным способом;
- методом микротоннелирования;
- наклонно – направленного бурения;
- «труба в трубе».

Подводные переходы, построенные методом микротоннелирования подразделяются на:

- переходы с тоннелем, межтрубное пространство которого заполнено инертным газом под избыточным давлением;
- переходы с тоннелем, межтрубное пространство которого заполнено жидкостью с антикоррозионными свойствами под избыточным давлением.

Наиболее распространенной является укладка труб по заглубленной схеме, позволяющей надёжно защитить их от оголения и внешних силовых воздействий. Верхняя образующая забаластированного (пригруженного) подводного трубопровода должна находиться на 0,5 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва русла реки (25-летний прогноз).

В состав перехода магистрального трубопровода через водные преграды входят следующие сооружения:

- *участок магистрального трубопровода в границах перехода;*
- *узлы береговых задвижек и камер пуска-приема средств очистки и диагностики;*
- *берегоукрепительные и дноукрепительные сооружения, предназначенные для предотвращения размыва береговой и русловой части перехода;*
- *информационные знаки ограждения охранной зоны перехода на судоходных и сплавных водных путях, указательные знаки оси трубопроводов на береговых участках, стационарные реперы и знаки закрепления геодезической сети;*
- *пункт наблюдения (блок – пост обходчика);*
- *вдольтрассовая линия электропередачи (ЛЭП) в границах перехода;*
- *средства электрохимзащиты (ЭХЗ) в границах перехода;*
- *трансформаторная подстанция для обеспечения электроэнергией электроприводных задвижек и средств ЭХЗ, линейной телемеханики, освещения и др.;*
- *средства и оборудование телемеханики;*
- *стационарные маркерные пункты для выполнения работ по внутритрубной диагностике;*
- *датчики отбора давления, манометрические узлы, сигнализаторы прохождения очистных устройств, системы обнаружения утечек (СОУ), вантузы, системы контроля межтрубного пространства перехода, выполненного методом микротоннелирования или «труба в трубе»;*
- *опорные сооружения воздушных переходов.*

Переходы трубопровода через небольшие реки, ручьи, овраги выполняются в основном **воздушными (надземными)** (рис. 1.36).

В границы воздушного перехода магистрального трубопровода через водную преграду входят надземная часть и участки подземного трубопровода длиной по 50 м от мест выхода трубопровода из земли.

Подземные переходы через железные и шоссейные дороги сооружаются однопунктовыми, ниже подошвы их насыпей, как правило, в специальных защитных кожухах-патронах из труб, диаметр которых

на 200 мм больше диаметра трубопровода (рис. 1.37, 1.38). Защитные кожухи не устанавливают при пересечении газонефтепроводами автомобильных дорог категории V, автомобильных дорог промышленных предприятий всех категорий, а также полевых и проселочных дорог. Концы кожуха выводятся на 25 м от крайних путей железных дорог и 10 м от автомобильных дорог. На концах патрона устанавливают сальники для предотвращения попадания внутрь патрона воды.



Рис. 1.36. Надземный (воздушный) переход трубопровода через водную преграду



Рис. 1.37. Сооружение перехода трубопровода под железной дорогой

Кожухи магистральных газопроводов оборудуют вытяжными свечами, а от кожухов нефтепродуктопроводов отводят аварийные каналы со смотровыми колодцами.

По берегам крупных рек, по обеим сторонам железных и шоссейных дорог и на границах особых зон (вблизи населенных пунктов, объ-

ектов, опасных в пожарном отношении) должна устанавливаться запорная арматура (задвижки, краны).



Рис. 1.38. Сооружение перехода под автодорогой

В данном разделе использовалась следующая литература

1. СНиП 2.05.06–85*. Строительные нормы и правила. Магистральные трубопроводы.
2. ВНТП 2-86 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов. – М., 1986.

2. РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ НА ПРОЧНОСТЬ И УСТОЙЧИВОСТЬ

Прочностной расчет трубопроводов осуществляется по *методу предельных состояний*. Сущность метода заключается в том, что рассматривается такое напряженное состояние трубопровода, при котором дальнейшая его эксплуатация невозможна.

Первое предельное состояние – несущая способность трубопровода, т. е. условие прочности металла труб на разрыв (разрушение его под воздействием внутреннего давления), второе – предельно допустимые деформации. Характеристикой несущей способности трубопровода является временное сопротивление металла труб – предел прочности материала трубы. При расчете на предельно допустимые деформации используется предел текучести материала трубы.

В качестве основных прочностных характеристик металла трубы в расчетах трубопроводов используются нормативные сопротивления растяжению (сжатию). Нормативные сопротивления R_1^H и R_2^H принимаются, соответственно, равными минимальным значениям временного сопротивления σ_B и предела текучести σ_T по государственным стандартам и техническим условиям на трубы.

Расчетные сопротивления R_1 и R_2 определяются по формулам:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_n}; \quad (2.1)$$

$$R_2 = \frac{R_2^H \cdot m}{k_2 \cdot k_n}, \quad (2.2)$$

где m – коэффициент условий работы трубопровода; k_1, k_2 – коэффициенты надежности по материалу; k_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода (принимаются согласно СНиП 2.05.06-85*).

Механический расчет трубопровода сводится к определению толщины стенки труб.

Для уменьшения расхода металла, особенно для трубопроводов диаметром 1020 и 1220 мм, рекомендуется применять высокопрочные трубы с пределом прочности не ниже 588 МПа (60 кг/мм²).

2.1. Определение толщины стенки трубопровода

Толщину стенок трубопроводов следует определять в соответствии с расчетной эпюрой давления с учетом категории участка.

Расчетная эпюра давления должна определяться по эксплуатационным участкам нефтепровода между соседними станциями с емкостью. Эпюра давления должна строиться из условия подачи нефти от каждой промежуточной НПС на НПС с емкостью последующего эксплуатационного участка при максимальном рабочем давлении, соответствующем максимальной суточной производительности [ВНТП].

Расчетную толщину стенки трубопровода, определяют по формуле (СНиП):

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2(R_1 + n \cdot P)}, \quad (2.3)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе (принимается по СНиП 2.05.06-85*); P – рабочее давление в трубопроводе, МПа; D_n – наружный диаметр трубопровода, см; R_1 – расчетное сопротивление металла трубы и сварных соединений (см. формулу 2.1), МПа.

Рабочее давление в трубопроводе и наружный диаметр трубопровода определяются при расчете основных технологических параметров магистрального трубопровода (см. главу...)

При наличии осевых сжимающих напряжений ($\sigma_{npN} < 0$) расчетную толщину стенки определяют по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2(R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot P)}, \quad (2.4)$$

где ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние материала труб, определяемый по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1}, \quad (2.5)$$

где σ_{npN} – абсолютное значение продольных осевых сжимающих напряжений, вычисляемое по действующим расчетным нагрузкам и воздействиям с учетом упруго-пластической работы металла труб в

зависимости от принятых конструктивных решений, определяемое по формуле:

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta}, \quad (2.6)$$

где α – коэффициент линейного расширения металла трубы, для стали $\alpha = 12 \cdot 10^{-6}$ град $^{-1}$; E – переменный параметр упругости (модуль Юнга), $E = 2,06 \cdot 10^5$ МПа; Δt – расчетный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании, °С; μ – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона), для стали $\mu = 0,3$; $D_{вн}$ – внутренний диаметр трубы, см, $D_{вн} = D_n - 2 \cdot \delta$; δ – номинальная толщина стенки трубы, см.

Абсолютные значения максимального положительного и максимального отрицательного температурных перепадов, при которых толщина стенки определяется только из условия восприятия внутреннего давления, определяются по формулам:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E}, \quad \Delta t_{(-)} = \frac{(1 - \mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E}. \quad (2.7)$$

К дальнейшему расчету принимают больший перепад температуры.

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляют до ближайшего большего номинального значения δ_n , предусмотренного государственными стандартами и техническими условиями на рассматриваемый сортамент труб.

Увеличение толщины стенки при наличии продольных осевых сжимающих напряжений по сравнению со значением, полученным по формуле (2.4), должно быть обосновано технико-экономическим расчетом, учитывающим конструктивные решения и температуру транспортируемого продукта.

Принятая толщина стенки труб должна быть не менее 1/140 значения наружного диаметра труб, но не менее 3 мм для труб условным диаметром $D \leq 200$ мм и не менее 4 мм для труб условным диаметром $D > 200$ мм.

Приведенная методика расчёта представляет собой итерационный процесс, т. к. в выражение (2.6) для определения σ_{npN} требуется подставить значение δ , уточняемое в формуле (2.4), после чего значение принимаемой по сортаменту толщины стенки может измениться и вычисление приходится повторять с новым значением δ .

После окончательного принятия толщины стенки определяют внутренний диаметр трубопровода, необходимый для гидравлического расчета.

2.2. Проверка прочности и устойчивости трубопровода

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

2.2.1. Проверка на прочность подземного трубопровода в продольном направлении

Проверку на прочность подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов в продольном направлении производят по условию:

$$|\sigma_{npN}| \leq \psi_2 \cdot R_1; \quad (2.8)$$

где σ_{npN} – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий; ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{npN} > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{npN} < 0$) – определяемый по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{R_1}, \quad (2.9)$$

где $\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления:

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta}. \quad (2.10)$$

2.2.2. Проверка на отсутствие недопустимых пластических деформаций

Проверка на отсутствие недопустимых пластических деформаций подземных трубопроводов производят по условиям:

$$|\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H, \quad (2.11)$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H, \quad (2.12)$$

где σ_{np}^H – максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий; ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{np}^H > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{np}^H < 0$) определяемый по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H}, \quad (2.13)$$

где R_2^H – нормативное сопротивление, которое равно пределу текучести, определяемое по государственным стандартам и техническим условиям на трубы; $\sigma_{кц}^H$ – кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_H}. \quad (2.14)$$

Максимальные суммарные продольные напряжения σ_{np}^H определяются от всех (с учетом их сочетания) нормативных нагрузок и воздействий с учетом поперечных и продольных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики. В частности, для прямолинейных и упруго-изогнутых участков трубопровода при отсутствии продольных и поперечных перемещений трубопровода, просадок и пучения грунта максимальные суммарные продольные перемещения от нормативных нагрузок и воздействий – внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба определяются по формуле:

$$\sigma_{np}^H = \mu \cdot \sigma_{кц}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta t + \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho}, \quad (2.15)$$

где ρ – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода.

2.2.3. Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении

Под устойчивостью магистрального трубопровода понимают его способность сохранять прямолинейное или начальное упруго-искривленное положение при воздействии сил, направленных вдоль главной оси труб.

Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы следует производить из условия:

$$S \leq m \cdot N_{кр}; \quad (2.16)$$

где S – эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода, H ; $N_{кр}$ – продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода, H .

Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода S следует определять от расчетных нагрузок и воздействий с учетом продольных и поперечных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики. В частности, для прямолинейных участков трубопровода и участков, выполненных упругим изгибом, при отсутствии компенсации продольных перемещений, просадок и пучения грунта S определяется по формуле:

$$S = [(0,5 - \mu) \cdot \sigma_{кц} + \alpha \cdot E \cdot \Delta t] \cdot F, \quad (2.17)$$

где F – площадь поперечного сечения трубы, m^2 .

$N_{кр}$ следует определять с учетом принятого конструктивного решения и начального искривления трубопровода в зависимости от глубины его заложения, физико-механических характеристик грунта, наличия балласта, закрепляющих устройств с учетом их податливости. На обводненных участках следует учитывать гидростатическое воздействие воды.

Устойчивость трубопровода в большей степени зависит от расчетной модели грунта. В механике грунтов разработаны две модели грунтовой среды: модель пластического грунта и модель упругого грунта, которые по-разному воздействуют на трубопровод.

Для прямолинейных участков подземных трубопроводов в случае *пластической связи* трубы с грунтом продольное критическое усилие находится по формуле:

$$N_{кр}^1 = 4,09 \cdot \sqrt[11]{P_0^2 \cdot q_{верт}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3}, \quad (2.18)$$

где P_0 – сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины; J – крутящий момент, определяемый по формуле:

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (D_n^4 - D_{вн}^4), \quad m^4; \quad (2.19)$$

где $q_{\text{верт}}$ – сопротивление вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины:

$$q_{\text{верт}} = n_{\text{зр}} \cdot \gamma_{\text{зр}} \cdot D_{\text{н}} \cdot \left(h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{2} - \frac{\pi \cdot D_{\text{н}}}{8} \right) + q_{\text{тр}}. \quad (2.20)$$

Величина P_0 определяется по формуле:

$$P_0 = \pi \cdot D_{\text{н}} \cdot \left(C_{\text{зр}} + P_{\text{зр}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{зр}} \right), \quad (2.21)$$

где $C_{\text{зр}}$ – коэффициент сцепления грунта; $P_{\text{зр}}$ – среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом; $\varphi_{\text{зр}}$ – угол внутреннего трения грунта.

Величина $P_{\text{гр}}$ вычисляется по формуле:

$$P_{\text{зр}} = \frac{2 \cdot n_{\text{зр}} \cdot \gamma_{\text{зр}} \cdot D_{\text{н}} \left[\left(h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{8} \right) + \left(h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{2} \right) \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{\text{зр}}}{2} \right) \right] + q_{\text{тр}}}{\pi \cdot D_{\text{н}}}, \quad (2.22)$$

где $n_{\text{зр}}$ – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта; $\gamma_{\text{зр}}$ – удельный вес грунта; h_0 – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта; $q_{\text{тр}}$ – расчетная нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом:

$$q_{\text{тр}} = q_{\text{м}} + q_{\text{и}} + q_{\text{пр}}. \quad (2.23)$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы:

$$q_{\text{м}} = n_{\text{св}} \cdot \gamma_{\text{м}} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot \left(D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2 \right), \quad (2.24)$$

где $n_{\text{св}}$ – коэффициент надежности по нагрузкам от действия собственного веса, равный 1,1, а при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения равный 0,95; $\gamma_{\text{м}}$ – удельный вес металла, из которого изготовлены трубы, для стали $\gamma_{\text{м}} = 78500 \text{ Н/м}^3$.

Нагрузка от собственного веса изоляции для подземных трубопроводов:

$$q_u = n_{св} \cdot \pi \cdot D_n \cdot g \cdot (K_{ин} \cdot \delta_{ин} \cdot \rho_{ин} + K_{об} \cdot \delta_{об} \cdot \rho_{об}), \quad (2.25)$$

где $K_{ин}$, $K_{об}$ – коэффициент, учитывающий величину нахлеста; для мастичной изоляции $K_{ин} = 1$; при однослойной изоляции (обертке) $K_{ин}$ ($K_{об}$) = 1,09; при двухслойной изоляции (обертке) $K_{ин}$ ($K_{об}$) = 2,30; $\delta_{ин}$, $\rho_{ин}$ – соответственно толщина и плотность изоляции; $\delta_{об}$, $\rho_{об}$ – соответственно толщина и плотность оберточных материалов.

Для ориентировочных расчетов вес изоляционного покрытия принимают равным 10 % от собственного веса металла трубы:

$$q_u = 0,1 \cdot q_m, \quad (2.26)$$

Нагрузка от веса продукта (нефти), находящегося в трубе единичной длины (1 м):

$$q_{np} = 10^{-4} \rho_{np} \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{вн}^2}{4}, \text{ Н/м}, \quad (2.27)$$

где ρ_{np} – плотность транспортируемого продукта, кг/м³; g – ускорение свободного падения, $g = 9,81 \text{ м/с}^2$.

Нормативный вес транспортируемого газа в 1 м трубопровода $q_{газ}$, Н/м, следует определять по формуле:

$$q_{газ} = 0,215 \rho_{газ} g \frac{p_a D_{вн}^2}{zT}, \quad (2.28)$$

где $\rho_{газ}$ – плотность транспортируемого газа (при 0 °С и 101300 Па), кг/м³; p_a – абсолютное давление газа в газопроводе, МПа; z – коэффициент сжимаемости газа; T – абсолютная температура, К ($T = 273 + t$, где t – температура газа, °С).

Для природного газа допускается принимать:

$$q_{газ} = 10^{-2} p D_{вн}^2, \quad (2.29)$$

где p – рабочее (нормативное) давление, МПа.

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков трубопроводов в случае упругой связи с грунтом:

$$N_{кр}^2 = 2 \cdot \sqrt{k_0 \cdot D_n \cdot E \cdot J}, \quad (2.30)$$

где k_0 – коэффициент нормального сопротивления грунта, или коэффициент постели грунта при сжатии.

Если характер связи трубопровода с грунтом не определен, то из двух значений $N_{кр}^1$ и $N_{кр}^2$ необходимо принимать меньшее.

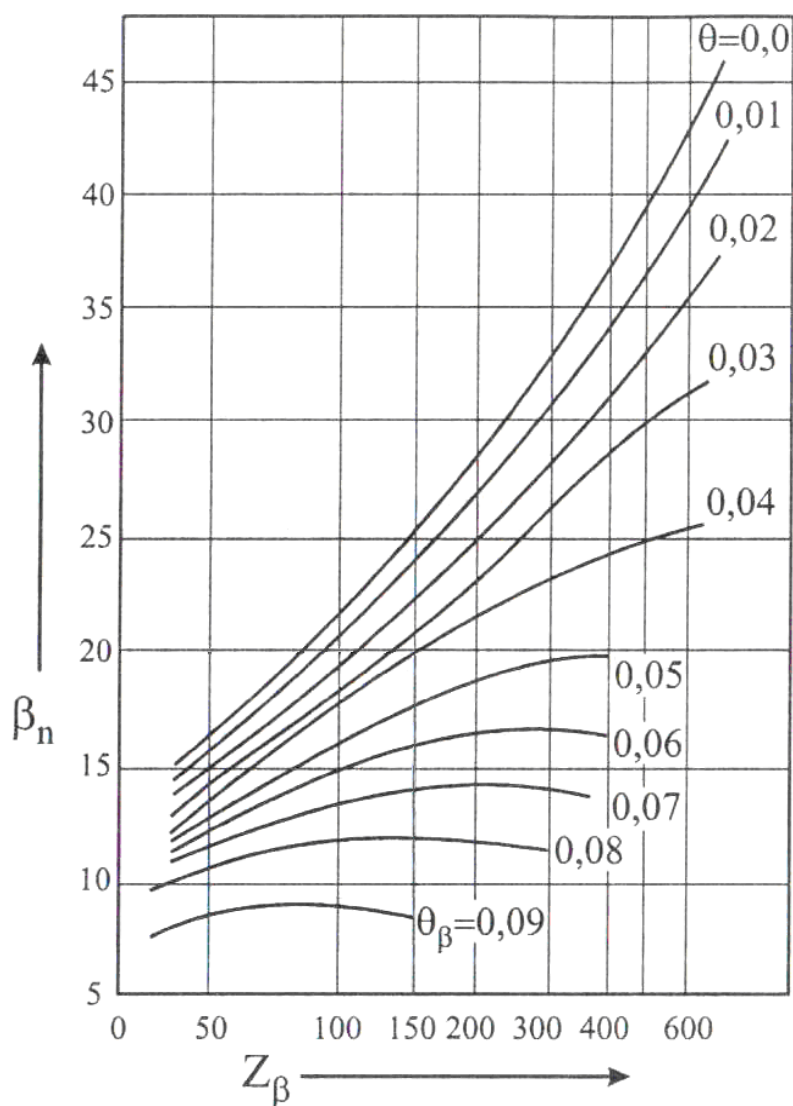


Рис. 2.1. Номограмма для определения коэффициента β_N при проверке устойчивости криволинейного трубопровода

Для криволинейных участков трубопровода, выполненных упругим изгибом, в случае пластической связи трубы с грунтом критическое усилие определяется:

$$N_{кр}^3 = \beta_N \cdot \sqrt[3]{q_{верт}^2 \cdot E \cdot J} \quad (2.31)$$

или

$$N_{кр}^4 = 0,375 \cdot q_{верт} \cdot \rho, \quad (2.32)$$

где β_N – коэффициент, определяемый по номограмме (рис. 2.1) в зависимости от параметров θ_b и Z_b :

$$\theta_\beta = \frac{1}{\rho \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{E \cdot J}}};$$

$$Z_\beta = \frac{\sqrt{\frac{P_0 \cdot F}{q_{верт} \cdot J}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{E \cdot J}}}.$$
(2.33)

Из двух значений $N_{кр}^3$ и $N_{кр}^4$ выбирают меньшее.

Продольную устойчивость для криволинейных участков проверяют в плоскости изгиба трубопровода, а для прямолинейных участков подземных трубопроводов – в вертикальной плоскости с радиусом начальной кривизны 5000 метров.

Если условие устойчивости для криволинейных участков не выполняется и увеличение толщины стенки трубы, и пересчет всех параметров, зависящих от толщины стенки трубы, приводит к еще большему увеличению разницы между фактическим эквивалентным продольным усилием в сечении трубы (S) и критическим усилием ($N_{кр}^4$), то возможно увеличить устойчивость криволинейных участков, увеличив радиус изгиба трубопровода.

Минимально допустимый радиус упругого изгиба подземных и наземных трубопроводов определяют из условий прочности поперечных сварных швов и упругой работы металла труб по формуле:

$$\rho_{\beta_{\min}} = \frac{S}{0,375 \cdot m_0 \cdot q_{верт}}.$$
(2.34)

Для ориентировочного и быстрого определения допустимого радиуса упругого изгиба можно использовать соотношение:

$$\rho_{\text{доп}} = 1000 \cdot D_y,$$
(2.35)

где D_y – условный диаметр трубопровода, м.

Действительные радиусы упругого изгиба трубопровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях должны быть больше $\rho_{\text{доп}}$. При $\rho < \rho_{\text{доп}}$ следует применять специальные гнутые вставки труб.

2.2.4. Расчет устойчивости трубопроводов против всплытия

При неправильно выбранных параметрах балластировки трубопровода, пересекающего водные преграды, в процессе эксплуатации возможно всплытие трубопровода, т. е. нарушение его проектного положения в траншее (рис. 2.2).



Рис. 2.2. Всплывший участок магистрального газопровода

Участки трубопроводов большого диаметра, прокладываемые в подводной траншее через болота или заливные поймы, а также в обводненных районах, должны быть рассчитаны против всплытия (на устойчивость положения).

Устойчивость против всплытия трубопроводов, прокладываемых на болотах и периодически обводняемых участках трассы, обеспечивается применением балластировки с помощью: специально обработанного грунта, кольцевых чугунных (рис. 2.3) или железобетонных пригрузов (рис. 2.4), охватывающих бетонных утяжелителей (рис. 2.5), железобетонных седловидных пригрузов, сплошным обетонированием или закреплением анкерными устройствами.

При утяжелении трубопровода грунтом последний обрабатывают специальным связывающим материалом – отходом переработки нефти.

Грунт, смешанный с таким материалом, через некоторое время образует прочный конгломерат и схватывается как с трубой, так и со стенками траншеи.



Рис. 2.3. Балластировка трубопровода кольцевыми чугунными пригрузами

Нормативный вес балластировки в воде (Н/м) рассчитывается по формуле:

$$q_{бал.в}^н = \frac{1}{n_{\delta}} (k_{нв} \cdot q_{в} + q_{изг} - q_{тр} - q_{дон}), \quad (2.36)$$

где n_{δ} – коэффициент надежности по нагрузке, принимаемый равным: для железобетонных грузов – 0,9, для чугунных – 1; $k_{нв}$ – коэффициент надежности устойчивости против всплытия, принимаемый по табл. 2.1; $q_{в}$ – расчетная выталкивающая сила воды, действующая на единицу длины трубопровода; $q_{изг}$ – расчетная нагрузка, обеспечивающая упругий изгиб трубопровода соответственно рельефу дна траншеи; $q_{тр}$ – расчетная нагрузка от одного погонного метра трубы, заполненной продуктом, если в процессе эксплуатации невозможно ее опорожнение и замещение продукта воздухом.



Рис. 2.4. Балластировка трубопровода кольцевыми железобетонными пригрузами



Рис. 2.5. Утяжелители охватывающие бетонные (УБО)

Параметры, входящие в формулу (2.36), рассчитываются по зависимостям:

$$q_e = \rho_e g \frac{\pi D_{cp}^2}{4}; \quad (2.37)$$

$$q_{изг} = k_q \frac{EJ}{9\beta^2 R^3}, \quad (2.38)$$

где ρ_b – плотность воды, с учетом содержания солей и мехпримесей, $\rho_b=1100\dots 1150$ кг/м³; $D_{ф}$ – наружный диаметр футеровки; k_q – постоянный коэффициент: для выпуклых кривых $k_q=8$, для вогнутых $k_q=32$; β – угол поворота оси трубопровода, рад; R – радиус кривизны рельефа дна траншеи, который должен быть больше или равен минимальному радиусу упругого изгиба оси трубопровода из условия прочности.

Таблица 2.1

Величины коэффициента $k_{нв}$

Характеристика обводненного участка	$k_{нв}$
1. Нефте- и нефтепродуктопроводы, для которых возможно опорожнение и замещение продукта воздухом	1,03
2. Через болота, поймы, водоемы при отсутствии течения, обводненные и заливаемые участки в пределах ГВВ 1%-й обеспеченности	1,05
3. Русловые, через реки шириной до 200 м по среднему меженному уровню, включая прибрежные участки в границах производства подводно-технических работ	1,10
4. Через реки и водохранилища шириной свыше 200 м, а также горные реки	1,15

Нормативный вес балластировки в воздухе:

$$q_{бал}^н = q_{бал.в}^н \frac{\rho_b}{\rho_b - \rho_e \cdot k_{нв}} \quad (2.39)$$

где ρ_b – плотность материала балластировки: для бетонных грузов $\rho_b=2300$ кг/м³, для чугунных – $\rho_b=7450$ кг/м³.

Расстояние между центрами одиночных грузов, используемых для балластировки, определяется по формуле:

$$l_2 = \frac{m_2 g}{q_{бал.в}^n} \left(1 - \frac{\rho_6}{\rho_6}\right), \quad (2.40)$$

где m_2 – масса одного груза, (табл. 2.2).

Таблица 2.2

Масса грузов, используемых для балластировки

Наружный диаметр трубопровода, мм	Масса одного груза, кг			
	Железобетонный седловидный	УБО	Кольцевые	
			железобетонный	чугунный
325	300	–	–	–
426	500	–	–	–
529	1500	1725	628	450
720	3000	3346	2024	1100
820	3000	3346	2300	1100
1020	3000	3346	4048	1100
1220	4000	4238	5658	2000

Общее число грузов, необходимых для участка трубопровода длиной l , составляет:

$$N_2 = \frac{l}{l_2} \quad (4.38)$$

Дробное число N округляется в большую сторону до ближайшего целого числа.

Закрепление трубопровода *анкерами* выполняется тремя основными способами – завинчиванием анкеров, забивкой и выстреливанием их из гарпунной пушки (рис. 2.6).

Длина анкеров – 3÷7 м. Трубопровод крепится к анкерам специальным силовым поясом, представляющим металлическую ленту шириной от 20 до 70 см. Под ленту подкладывают мягкий материал для более равномерного распределения давления на изоляционное покрытие.

Расстояние между анкерами по длине трубопровода определяется расчетом из условия прочности:

$$l_{анк} \leq \sqrt{\frac{12R_2 \cdot W}{q_{пл}}}, \quad (4.39)$$

где R_2 – расчетное сопротивление металла трубы, определяемое по формуле (2.2); W – осевой момент сопротивления сечения трубы, см^3 ; $q_{пл}$ – положительная плавучесть 1 м трубопровода, Н/м .

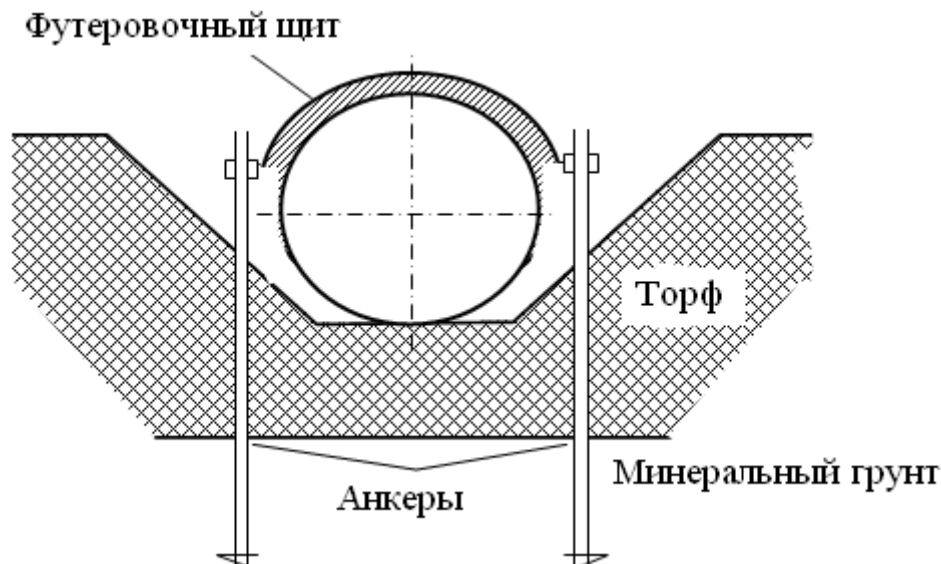


Рис. 2.6. Схема закрепления трубопровода с помощью анкеров

Недостатком анкерных креплений является то, что они создают в трубопроводе дополнительные напряжения и могут нарушить сплошность изоляционного покрытия.

В данном разделе использовалась следующая литература

1. СНиП 2.05.06–85*. Строительные нормы и правила. Магистральные трубопроводы.
2. ВНТП 2-86 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов. – М., 1986.

3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

3.1. Исходные данные для технологического расчета

Технологический расчет магистрального нефтепровода предусматривает решение следующих основных задач:

- определение оптимальных параметров нефтепровода. К ним относятся диаметр трубопровода, давление на перекачивающих станциях, толщина стенки трубопровода, число нефтеперекачивающих станций (НПС);
- расстановка станций по трассе нефтепровода;
- расчет эксплуатационных режимов нефтепровода.

Основная характеристика трубопровода – внутренний диаметр, определяющий его проходное сечение, необходимое для прохождения заданного количества вещества при рабочих параметрах эксплуатации (давление, температура, скорость). При строительстве трубопроводов для сокращения количества видов и типоразмеров входящих в состав трубопроводов соединительных деталей и арматуры используют единый унифицированный ряд *условных проходов*.

Условный проход D_y – номинальный внутренний диаметр присоединяемого трубопровода (мм). Труба при одном и том же наружном диаметре может иметь различные номинальные внутренние диаметры.

При выборе трубы для трубопровода под условным проходом понимают ее расчетный округленный внутренний диаметр. Например, для труб наружным диаметром 219 мм и толщиной стенки 6 и 16 мм, внутренний диаметр которых соответственно равен 207 и 187 мм, в обоих случаях принимают ближайший из унифицированного ряда D_y , т. е. 200 мм.

Механическая прочность труб, соединительных деталей и арматуры при определенных интервалах температур транспортируемого по трубопроводу вещества или окружающей среды снижается. Понятие «условное давление» введено для учета изменений прочности соединительных деталей и арматуры трубопроводов под действием избыточного давления и температуры транспортируемого вещества или окружающей среды.

Условное давление P_y – наибольшее избыточное давление при температуре вещества или окружающей среды 20 °С, при котором обеспечивается длительная работа арматуры и деталей трубопровода, имеющих заданные размеры, обоснованные расчетом на прочность при выбранных материалах и характеристиках их прочности, соответству-

ющих температуре 20 °С. Например, для арматуры и деталей трубопроводов из стали 20, работающих при избыточном давлении 4 МПа и транспортирующих вещество при температуре 20 °С, условное давление $P_y = 4$ МПа, при температуре 350 °С, $P_y = 6,3$ МПа.

Рабочее давление P_p – наибольшее избыточное давление, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации арматуры и деталей трубопроводов.

При определении рабочего давления для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов должна учитываться технологическая схема транспортирования продукта. При этом принятое рабочее давление не должно быть ниже упругости паров транспортируемого продукта при максимальной расчетной температуре для данного участка трубопровода.

Диаметр и толщина стенки стальных труб для трубопроводов должны определяться расчетом. Для определения оптимальных параметров нефтепровода обычно задаются несколькими значениями его диаметра, после чего выполняются гидравлический и механический расчеты. Результатом этих расчетов является определение числа НПС и толщины стенки трубы для каждого конкурирующего варианта. Наилучший вариант находят из сравнительной оценки эффективности инвестиций, т. е. экономическим расчетом. Применение стальных труб с толщиной стенки и диаметром, большими предусмотренных проектом, не допускается.

При отсутствии необходимости в транспортировании продукта в обратном направлении нефтепроводы должны проектироваться из труб со стенкой различной толщины, в зависимости от падения рабочего давления по длине нефтепровода и категории участка.

Расчет эксплуатационных режимов заключается в определении производительности нефтепровода, давления на выходе станций и подпоров перед ними при условиях перекачки, отличающихся от проектных. Одновременно рассматриваются вопросы регулирования работы нефтепровода.

Проектирование нефтепровода выполняется на основании проектного задания, составленного в соответствии с требованиями СНиП 1.02.01-85, в котором указываются:

- наименование и место расположения начального и конечного пунктов трубопровода;
- объемы перекачки нефти (производительность нефтепровода в целом по системе и по участкам) в млн т/год при полном развитии с указанием роста загрузки по этапам (годам);
- перечень нефтей (или их смесей), подлежащих перекачке по нефтепроводу, с указанием количества каждого сорта, характери-

стики нефтей (или их смесей), включая температуру застывания, вязкость для условия перекачки, упругость паров и плотность, среднемесячные температуры нефти, поступающей на головную НПС и пункты приема (подкачки);

- перечень и размещение пунктов путевого сброса (подкачки) нефтей с указанием объемов сбросов (подкачек) по годам (по этапам) и по сортам, а также по величине максимального расхода;
- условия поставки, приема и отгрузки;
- сроки ввода в эксплуатацию нефтепровода по очередям строительства;
- рекомендации по организации управления нефтепроводами;
- необходимость обратной перекачки;
- потребность в перекачке нефти (на перспективу).

Основными параметрами для технологического расчета являются:

1) Расчетная температура транспортируемой нефти, принимаемая равной минимальной среднемесячной температуре грунта на глубине заложения оси трубопровода с учетом начальной температуры нефти на головных сооружениях, тепловыделений в трубопроводе, обусловленных трением потока, и теплоотдачи в грунт. В первом приближении допускается расчетную температуру нефти принимать равной среднемесячной температуре грунта самого холодного месяца на уровне оси подземного трубопровода. Эти данные принимаются по климатологическим справочникам или по запросам метеостанций районов прохождения трассы трубопровода. При надземной прокладке трубопроводов в расчете учитывают самые низкие температуры воздуха.

Для трубопровода большой протяженности трасса разбивается на отдельные участки с относительно одинаковыми условиями. В этом случае можно записать [Нечваль]:

$$T_p = \frac{1}{L} \cdot \sum_{i=1}^n l_i \cdot T_i, \quad (3.1)$$

где L – полная протяженность нефтепровода; l_i – длина i -го участка с одн. одинаковой температурой T_i ; n – число участков.

2) Расчетная плотность нефти принимается равной плотности закачиваемой в трубопровод на головной НПС нефти при минимальной среднемесячной температуре T_p , которая указана в задании на проектирование. Расчетная плотность при температуре $T = T_p$ определяется по формуле:

$$\rho_t = \rho_{293} + \xi_t (293 - T), \quad (3.2)$$

где ξ_t – температурная поправка ($\text{кг}/(\text{м}^3 \cdot \text{K})$); $\xi_t = 1,825 \dots 0,001315 \cdot \rho_{20}$; ρ_{20} – плотность нефти (нефтепродукта) при 293 K (20 °C), $\text{кг}/\text{м}^3$.

3) Расчетная вязкость закачиваемой в трубопровод нефти принимается равной вязкости при температуре T_p . Вязкость нефти – важнейшее технологическое свойство нефтяной системы, т. к. от нее в значительной степени зависит гидравлическое сопротивление трубопроводов. Величина вязкости учитывается при оценке энергетических затрат на транспортировку, скорости транспортировки, технологии перекачки и других параметров. В технических расчетах чаще всего используют кинематическую вязкость ν . При этом рекомендуется применять лабораторные данные, полученные для возможного диапазона изменения рабочих температур. Если лабораторных данных недостаточно, можно воспользоваться одной из расчетных зависимостей. Наибольшее применение получили формулы Вальтера (ASTM) и Рейнольдса-Филонова.

Формула Вальтера (ASTM) имеет вид:

$$\lg \lg(\nu + 0,8) = a + b \cdot \lg T, \quad (3.3)$$

где ν – кинематическая вязкость, $\text{мм}^2/\text{с}$; T – абсолютная температура, K .

Эмпирические коэффициенты a и b находятся по формулам:

$$\begin{aligned} a &= \lg \lg(\nu_1 + 0,8) - b \cdot \lg T_1; \\ b &= \frac{\lg[\lg(\nu_1 + 0,8) / \lg(\nu_2 + 0,8)]}{\lg \frac{T_1}{T_2}}, \end{aligned} \quad (3.4)$$

где a и b – постоянные коэффициенты, определяемые по двум значениям вязкости ν_1 и ν_2 при двух температурах T_1 и T_2 .

Формула Филонова-Рейнольдса:

$$\nu = \nu_* \exp[-u(T - T_*)], \quad (3.5)$$

где u – коэффициент крутизны вискограммы, $1/\text{K}$; ν_* – кинематическая вязкость при известной (произвольной) температуре T_* .

Коэффициент крутизны вискограммы находится по формуле:

$$u = \frac{1}{T_1 - T_2} \ln \frac{\nu_2}{\nu_1}. \quad (3.6)$$

4) Диаметр нефтепровода должен определяться на основании технико-экономического сравнения различных вариантов при различных диаметрах нефтепровода.

Ориентировочное значение внутреннего диаметра вычисляется по формуле:

$$D_0 = \sqrt{\frac{4 \cdot Q_u}{3600 \cdot \pi \cdot \omega_0}}, \quad (3.7)$$

где Q_c – расчетная часовая производительность нефтепровода (см. формулу); ω_0 – рекомендуемая ориентировочная скорость перекачки, определяемая из графика (рис. 3.1).

Скорость движения нефти в магистральном нефтепроводе должна быть не менее 0,31 м/сек.

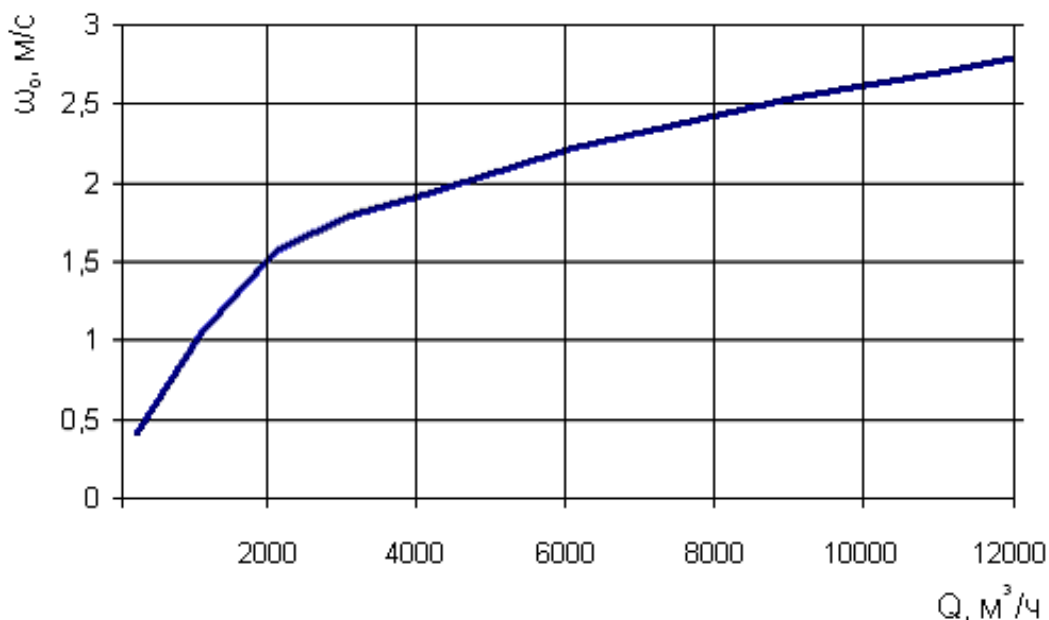


Рис. 3.1. Зависимость рекомендуемой скорости перекачки от плановой производительности нефтепровода

По значению D_0 принимается ближайший стандартный наружный диаметр D_n . Значение D_n можно также определять по табл. 3.1. [4]. Для дальнейших расчетов и окончательного выбора диаметра нефтепровода назначаются несколько (обычно три) смежных стандартных диаметра и для каждого конкурирующего варианта выполняется механический и гидравлический расчеты.

Таблица 3.1

Параметры магистральных нефтепроводов

Производительность $G_{год}$, млн т/год	Наружный диаметр D_n , мм	Рабочее давление P , МПа
0,7 ... 1,2	219	8,8 ... 9,8
1,1 ... 1,8	273	7,4 ... 8,3
1,6 ... 2,4	325	6,6 ... 7,4
2,2 ... 3,4	377	5,4 ... 6,4
3,2 ... 4,4	426	5,4 ... 6,4
4,0 ... 9,0	530	5,3 ... 6,1

Окончание табл. 3.1

Производительность $G_{год}$, млн т/год	Наружный диаметр D_n , мм	Рабочее давление P , МПа
7,0 ... 13,0	630	5,1 ... 5,5
11,0 ... 19,0	720	5,6 ... 6,1
15,0 ... 27,0	820	5,5 ... 5,9
23,0 ... 50,0	1020	5,3 ... 5,9
41,0 ... 78,0	1220	5,1 ... 5,5

5) Расчетное число рабочих дней магистрального нефтепровода N_p определяется с учетом затрат времени на техническое обслуживание, ремонт и ликвидацию повреждений. Оно зависит от условий прокладки трубопровода, его протяженности и диаметра (табл. 3.2).

Таблица 3.2

Расчетное число рабочих дней магистральных нефтепроводов

Протяженность нефтепровода, км	Диаметр нефтепровода, мм	
	до 820 включ.	свыше 820
до 250	357	355
от 250 до 500	356 / 355	353 / 351
от 500 до 700	354 / 352	351 / 349
свыше 700	352 / 350	349 / 345

В числителе указаны значения N_p для нормальных условий прокладки, в знаменателе – при прохождении нефтепроводов в сложных условиях (заболоченные и горные участки, доля которых в общей протяженности трассы составляет не менее 30 %).

6) Пропускная способность нефтепровода определяется по грузопотоку (млн т/год) и числу рабочих дней нефтепровода.

Расчетная часовая производительность нефтепровода определяется по формуле:

$$Q_{час} = \frac{G_{год}}{\rho_t \cdot N_p \cdot 24}, \quad (3.8)$$

где $G_{год}$ – годовая массовая производительность нефтепровода, млн т/год; ρ_t – расчетная плотность нефти, кг/м³; N_p – число рабочих дней трубопровода в году по табл. 3.2.

7) Рабочее давление на выходе головной насосной станции. Исходя из расчетной часовой производительности нефтепровода, подбира-

ется основное оборудование перекачивающей станции (подпорные и магистральные насосы). Для этого по часовой производительности нужно определить марку насоса и найти напор насоса при максимальном роторе.

Основные насосы НПС выбираются так, чтобы выполнялось условие:

$$0,8Q_{ном} \leq Q_{час} \leq 1,2Q_{ном}, \quad (3.9)$$

где $Q_{ном}$ – подача выбранного типа насосов при максимальном к.п.д.

Если условие (3.9) выполняется для двух типов насосов, то дальнейшие расчеты выполняются для каждого из них. Например, при $Q_{час} = 5800 \text{ м}^3/\text{ч}$ для дальнейших расчетов принимаются насосы типов НМ 5000-210 и НМ 7000-210.

Напор основных насосов будет $m_m \cdot H_{осн}$, где m_m – число работающих магистральных насосов на перекачивающей станции (обычно $m_m=3$). Аналогично подбираются подпорные насосы – по $Q_{час}$ определяют марку подпорного насоса и напор подпорного насоса при максимальном роторе H_n , затем вычисляется рабочее давление:

$$P_{раб} = (H_n + m_m \cdot H_{осн}) \cdot \rho_t \cdot g, \quad (3.10)$$

где g – ускорение свободного падения, $g = 9,81 \text{ м/с}^2$.

После этого сравнивают рабочее давление с допустимым давлением, которое определяют из условия прочности запорной арматуры. Если $P_{раб}$ получается больше, чем допустимое, то необходимо уменьшить число магистральных насосов или взять H_n и $H_{осн}$ по нижнему ротору насоса и снова проверить $P_{раб}$, чтобы выполнялось условие:

$$P_{раб} \leq P_{доп}. \quad (3.11)$$

8) Механические (прочностные) свойства трубной стали, необходимые для определения толщины стенки нефтепровода. Затраты в линейную часть составляют 70...80 % от общего объема капитальных вложений, поэтому для сооружения магистральных трубопроводов рекомендуется применять трубы из низколегированных сталей с более высокими механическими свойствами по сравнению с углеродистыми сталями, что позволяет уменьшить толщину стенок.

9) Укрупненные технико-экономические показатели: стоимость линейной части и оборудования НПС, стоимость электроэнергии, отчисления на амортизацию, текущий ремонт и собственные нужды, заработная плата персонала и т. д.

3.2. Выбор трассы магистрального трубопровода

Земельные участки для строительства трубопроводов следует выбирать в соответствии с требованиями, предусмотренными действующим законодательством РФ.

При выборе трассы следует учитывать условия строительства с тем, чтобы обеспечить применение наиболее эффективных, экономичных и высокопроизводительных методов производства строительномонтажных работ.

Также должно учитываться перспективное развитие городов и других населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, железных и автомобильных дорог и других объектов и проектируемого трубопровода, а также условия строительства и обслуживания трубопровода в период его эксплуатации (существующие, строящиеся, проектируемые и реконструируемые здания и сооружения, мелиорация заболоченных земель, ирригация пустынных и степных районов, использование водных объектов и т. д.), должно выполняться прогнозирование изменений природных условий в процессе строительства и эксплуатации магистрального трубопровода.

Расстояния от оси трубопроводов до населенных пунктов, отдельных промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений должны приниматься по СНиП 2.05.06-85* в зависимости от диаметра трубопроводов, степени ответственности объектов и необходимости обеспечения их безопасности.

В зависимости от прохождения трассы по равнинным участкам или через сложные естественные преграды – болота, реки, горные участки и др. – стоимость сооружения линейной части трубопровода может увеличиваться в несколько раз.

Прокладка трубопроводов в усложненных природных условиях трассы (оползневые участки, районы многолетнемерзлых грунтов, сейсмически активные районы и др.) может осуществляться в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85* только в случае особой необходимости при соответствующем технико-экономическом обосновании.

Проектируемые трубопроводы должны располагаться на всем протяжении с одной стороны от существующих трубопроводов при параллельной их прокладке.

Взаимные пересечения проектируемых и действующих трубопроводов допускаются в исключительных случаях при невозможности соблюдения минимальных расстояний от оси магистральных трубопроводов до населенных пунктов, промышленных предприятий и сооружений.

В местах пересечений магистральных трубопроводов с линиями электропередачи напряжением 110 кВ и выше должна предусматриваться только подземная прокладка трубопроводов под углом не менее 60°.

Трасса магистрального трубопровода должна быть максимально приближена к геодезической прямой, однако, как правило, на практике это не представляется возможным. Трасса трубопровода не должна пересекать крупные населенные пункты, заповедники, объекты горных выработок. Нецелесообразно прокладывать трубопровод через озера, по болотам, вдоль русел рек, если их можно обойти при незначительном удлинении трассы.

При выборе трассы изучаются геологические, климатические, гидрологические и сейсмические условия района прокладки. Большую помощь оказывает применение аэрофотосъемки. По имеющимся данным намечаются несколько вариантов прохождения трассы, число которых сильно возрастает с увеличением протяженности трубопровода и узловых точек (мест отборов или подкачек нефти, заданных промежуточных пунктов и т. п.).

Следует учитывать также экономико-географические условия, которые характеризуются степенью обжитости территории, наличием транспортных коммуникаций, промышленных объектов и сельскохозяйственных земель. От них зависит протяженность трассы и дальность и условия доставки грузов для строительства, что, в свою очередь, влияет на стоимость строительно-монтажных работ.

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

- *минимум металлозатрат (кратчайшая трасса);*
- *минимум трудовых затрат при сооружении трубопровода (прохождение трассы по благоприятным для строительства участкам местности);*
- *минимальный срок строительства (сооружение нового трубопровода вдоль действующих трубопроводов, где уже есть ряд сопутствующих сооружений – связь, вдольтрассовые дороги, водоснабжение, энергоснабжение и т. д.; где имеются строительные подразделения и не требуется времени на перебазировку и подготовительные работы, в коридоре круглогодично функционирующих транспортных коммуникаций).*

Задача выбора оптимальной трассы магистрального трубопровода в общем виде формулируется следующим образом: на местности рассматривается некоторая область, включающая точки А и В, которые должны быть соединены трубопроводом. В каждой точке области определено значение критерия оптимальности (например, стоимость строительства трубопровода). В этой области существует множество различных путей (дуг), соединяющих точки А и В. Каждому пути соответствует определенное значение критерия оптимальности. Требуется из всех существующих путей выбрать путь с экстремальным значением критерия (с наименьшей стоимостью строительства трубопровода). Область, в которой осуществляется поиск оптимальной трассы, называется иногда областью развития линии трубопровода. Она должна быть такой, чтобы в ней обязательно находилась оптимальная трасса, а за ее пределами любая трасса была бы заведомо худшей. Кроме того, размеры области должны быть минимально необходимыми для уменьшения объема исходной информации.

Для выбора оптимального варианта трассы в настоящее время широко используется ЭВМ и геоинформационные системы (ГИС). Геоинформационные системы обеспечивают сбор, хранение, обработку, отображение и обновление пространственных (картографических) данных.

При инженерных изысканиях выполняется комплекс полевых и камеральных работ, которые должны обеспечивать получение необходимых и достаточных данных о природных и техногенных условиях намечаемых вариантов транспортировки нефти или газа для обоснования выбора трассы. На этом этапе инженерных изысканий, как правило, выполняются камеральное трассирование в масштабе 1:25000 и комплекс изыскательских работ на эталонных участках проектируемой трассы. При выполнении полевых работ используют приборы спутникового позиционирования GPS, электронные тахеометры и полевые компьютеры.

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

Далее специалисты проектных штабов досконально исследуют возможные варианты прохождения трассы, для области поиска создается цифровая модель местности, для каждой дуги подготавливается информация и определяется значение критерия оптимальности.

На стадии изысканий имеется возможность визуально представить маршрут будущего трубопровода. Аэрофотосъемка сочетается с по-

дробной фото- и киносъемкой с борта вертолета. На выведенной на принтере фотографии наносится линия трубопровода, контуры площадок будущих НПС и других объектов (рис. 3.2).

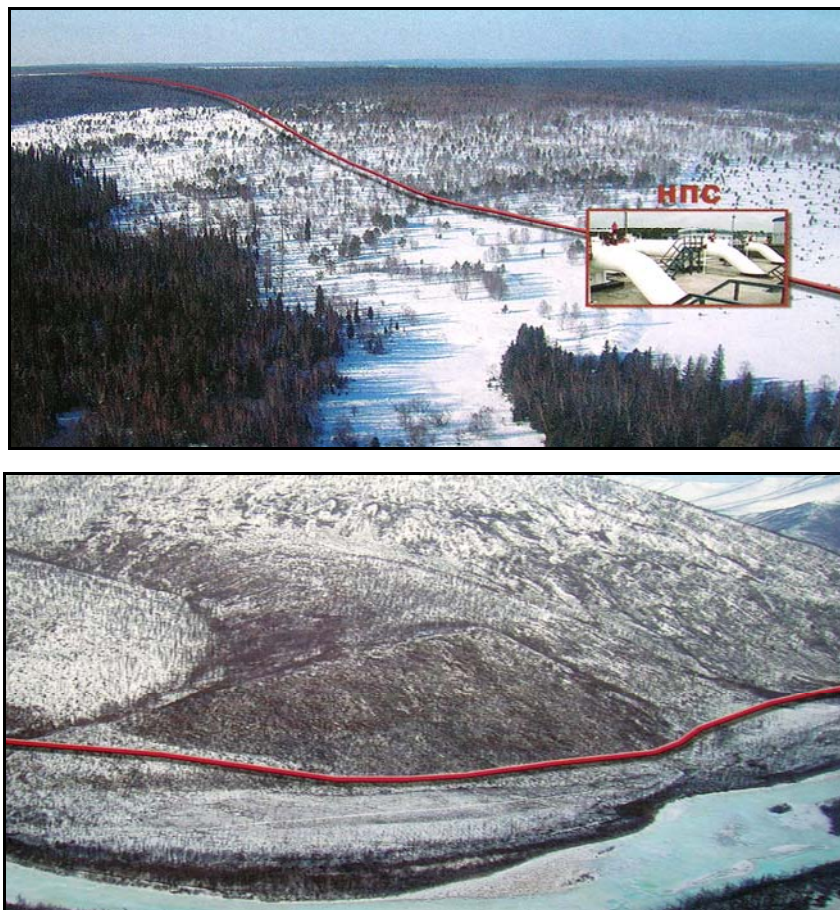


Рис. 3.2. Визуальное представление маршрута будущего трубопровода

На основании топографических изысканий выбранной трассы трубопровода строится сжатый продольный профиль, представляющий собой разрез земной поверхности вертикальной плоскостью, проходящей через ось трассы. Чертеж профиля выполняется в двух масштабах – вертикальном (1:10000) и горизонтальном (1:500000). По чертежу профиля трассы определяют необходимые для гидравлического расчета расчетную длину нефтепровода, разность геодезических (нивелирных) отметок, а также определяют места расстановки перекачивающих станций, проводят расчет всех возможных режимов перекачки с построением эпюры рабочих давлений для раскладки труб и для разработки рабочей документации по линейной части.

Длина трубопровода определяется после выбора варианта прохождения трассы с учетом продольных уклонов и криволинейности отдельных участков.

3.3. Гидравлический расчет нефтепровода

Гидравлический расчет нефтепровода выполняется для каждого конкурирующего варианта. **Целью гидравлического расчета является определение потерь напора при перемещении жидкости по трубопроводу.**

При расчетах вводятся некоторые допущения:

- рассматривается изотермический режим течения, $T = \text{const}$;
- транспортируется несжимаемая, однофазная жидкая система;
- поток плавноизменяющийся.

В основе гидравлических расчетов участка трубопровода, по которому осуществляется перекачка нефти (рис. 3.3) лежит уравнение Бернулли:

$$\left(\frac{P_1}{\rho \cdot g} + \frac{V_1^2}{2 \cdot g} + z_1 \right) - \left(\frac{P_2}{\rho \cdot g} + \frac{V_2^2}{2 \cdot g} + z_2 \right) = h_{1-2}, \quad (3.12)$$

где P_1 и P_2 – давление в сечениях x_1 и x_2 нефтепровода соответственно; V_1 и V_2 – средние скорости перекачки нефти в сечениях x_1 и x_2 соответственно ($V = 4Q/S$, где Q – объемная производительность нефтепровода, $\text{м}^3/\text{с}$; S – площадь поперечного сечения трубопровода, м^2); z_1 и z_2 – высотные отметки этих сечений, g – ускорение свободного падения; h_{1-2} – потери напора на участке $[x_1, x_2]$ трубопровода.

Отношение $P/\rho g$ называется пьезометрическим напором, $V^2/2g$ – динамическим или скоростным напором, а величина z – геометрическим напором в сечении x трубопровода. Слагаемые величины измеряются в метрах.

Геометрическая интерпретация уравнения Бернулли представлена на рис. 3.3. На этом рисунке представлены: профиль трубопровода (жирная ломанная линия); линия $H(x)$ зависимости полного напора H от координаты x вдоль оси трубопровода (прямая линия с постоянным углом α наклона к горизонту) и три составляющие полного напора в произвольном сечении трубопровода: *геометрический напор* $z(x)$, *пьезометрический напор* $p(x)/\rho g$.

Линия $H(x)$, представляющая зависимость полного напора от координаты вдоль оси трубопровода, называется **линией гидравлического уклона**.

Безразмерную величину $i = -dH/dx = |\text{tg } \alpha|$, определяющую уменьшение напора на единицу длины трубопровода, называют **гидравлическим уклоном**. Величина $1000 \cdot i$ дает величину падения напора в метрах на 1 км пути.

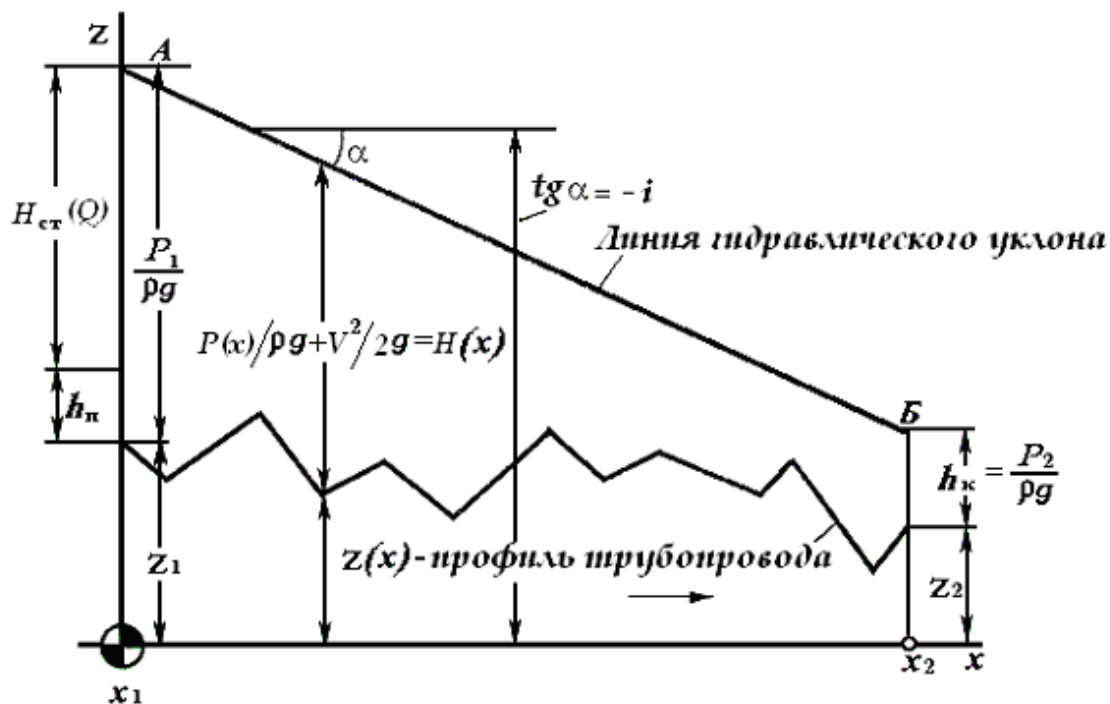


Рис. 3.3. Геометрическая интерпретация уравнения Бернулли $H_{ст}(Q)$ – дифференциальный напор станции – напор, создаваемый насосами станции, который зависит от производительности трубопровода Q ; h_n – подпор перед станцией (напор в линии всасывания станции), $h_к$ – конечный напор

При перекачке нефти по магистральному нефтепроводу напор, развиваемый насосами перекачивающих станций, расходуется на трение жидкости о стенку трубы, преодоление местных сопротивлений, статического сопротивления из-за разности геодезических (нивелирных) отметок, а также создания требуемого остаточного напора в конце трубопровода (рис. 3.4).

Полные (общие) потери напора в трубопроводе составят:

$$H = h_{1-2} + \Delta z + h_{ост}, \quad (3.13)$$

где h_{1-2} – потери напора на преодоление сил трения по длине трубопровода, м; Δz – разность геодезических отметок между концом и началом трубопровода (потери напора на преодоление разности высот трубопровода), м; $h_{ост}$ – остаточный напор, необходимый для преодоления сопротивления технологических коммуникаций и заполнения резервуаров конечного пункта (а также промежуточных перекачивающих станций, находящихся на границе эксплуатационных участков), м.

Как видно из рис. 3.4, линия гидравлического уклона показывает распределение напора по длине трубопровода. Напор в любой точке

трассы определяется вертикальным отрезком, отложенным от линии профиля трассы до пересечения с линией гидравлического уклона.

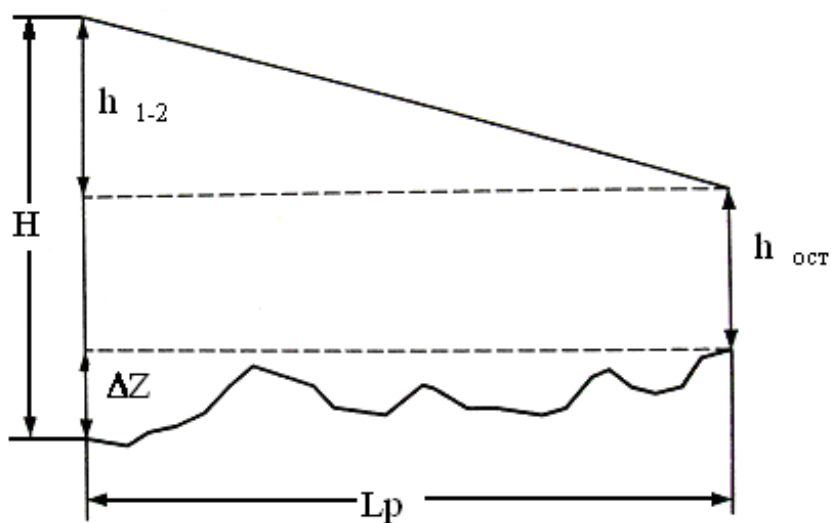


Рис. 3.4. Графическое представление линии гидравлического уклона

Под разностью геодезических отметок понимают разность отметок конца и начала трубопровода:

$$\Delta z = z_2 - z_1, \quad (3.14)$$

где z_1 – геодезическая отметка начала трубопровода; z_2 – геодезическая отметка конца трубопровода.

Величина Δz может быть как положительной (перекачка на подъем), так и отрицательной (под уклон).

Потери напора на трение представляются двумя составляющими:

$$h_{1-2} = h_\tau + h_m, \quad (3.15)$$

где h_τ – потери напора на трение по длине трубопровода, м; h_m – потери напора за счет местных сопротивлений: сужений сечений, поворотов, тройников, задвижек и др., м.

Потери напора на преодоление местных сопротивлений являются функцией скорости движения нефти:

$$h_m = \sum \zeta \frac{V^2}{2g}, \quad (3.16)$$

где ζ – коэффициент местного сопротивления; V – средняя по сечению скорость перекачки нефти; g – ускорение свободного падения.

Суммирование осуществляется по всем местным сопротивлениям, имеющимся на участке трубопровода.

Следует отметить, что по нормам проектирования расстояния между линейными задвижками составляют 15...20 км, а повороты и изгибы трубопровода плавные, поэтому доля местных сопротивлений невелика. С учетом многолетнего опыта эксплуатации трубопроводов с достаточной для практических расчетов точностью можно принять, что потери напора на местные сопротивления составляют 1...2 % от линейных потерь, т. е., $h_m = (1,01 \div 1,02)h_\tau$. При больших длинах напорных трубопроводов удельный вес местных потерь невелик, и ими при расчетах можно пренебречь.

Потери напора на трение зависят от длины (l) и диаметра трубопровода (D), состояния внутренней поверхности его стенок и режима движения жидкости (λ), количества прокачиваемой жидкости (G), скорости движения (V) и ее физико-химических свойств (ρ, ν).

Величина потерь определяется по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$h_\tau = \lambda \cdot \frac{l}{D} \cdot \frac{V^2}{2g}, \quad (3.17)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления; V – средняя по сечению скорость перекачки; l – длина участка трубопровода; D – внутренний диаметр трубопровода.

В общем случае, коэффициент гидравлического сопротивления зависит от режима течения жидкости в трубопроводе (числа Рейнольдса Re) и от состояния внутренней поверхности стенок трубопровода (относительной шероховатости ε), $\lambda = f(Re, \varepsilon)$. Относительная шероховатость:

$$\varepsilon = \frac{\Delta}{R} = \frac{2\Delta}{D}, \quad (3.18)$$

где Δ – абсолютная шероховатость труб; R и D – радиус и диаметр труб.

Так как гидравлическое сопротивление трубопровода зависит не только от высоты неровностей Δ , но и от их формы, абсолютная шероховатость не может полностью характеризовать течение нефти в трубе. В настоящее время вместо абсолютной шероховатости пользуются эквивалентной k_s . Эквивалентная шероховатость определяется на основании гидродинамических испытаний. При расчетах нефтепроводов рекомендуется использовать $k_s = 0,1 \div 0,2$ мм.

Чтобы определить режим течения нефти в нефтепроводе, оценивают число Рейнольдса:

$$Re = \frac{VD}{\nu} = \frac{4Q}{\pi D\nu}, \quad (3.19)$$

где Q – секундный расход, $\text{м}^3/\text{с}$; D – внутренний диаметр трубопровода, м ; ν – расчетная кинематическая вязкость нефти, $\text{м}^2/\text{с}$.

Если $Re < 2320$ в трубопроводе наблюдается **ламинарный режим** течения и величина гидравлического сопротивления λ является функцией только Re . Ламинарное течение может реализоваться для высоковязких нефтей. В этом случае используется формула Стокса:

$$\lambda = \frac{64}{Re}. \quad (3.20)$$

Если $2320 < Re < 10^4$, то режим течения нефти – переходный турбулентный, используют аппроксимационную формулу Гинзбурга:

$$\lambda = \frac{64}{Re} \cdot (1 - \gamma) + \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}} \cdot \gamma, \quad (3.21)$$

где $\gamma = 1 - e^{-0,002(Re-2320)}$ – коэффициент перемежаемости.

В пристеночном слое нефти, однако, сохраняется ламинарный подслоя, покрывающий шероховатость труб. С увеличением Re толщина подслоя уменьшается и при $Re=Re_1$ толщина подслоя становится равной k_s .

Если $10^4 < Re < Re_1$, то течение нефти происходит в развитом турбулентном режиме, в зоне так называемых *гидравлически гладких труб*. Коэффициент λ не зависит от шероховатости и оценивается по формуле Блазиуса:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}. \quad (3.22)$$

Формула Блазиуса используется при значениях $Re_1 = 10 \frac{D}{k_s} \leq 10^5$.

В этой зоне сопротивление шероховатых и гладких труб одинаково.

Далее до $Re_{II} = 500 \cdot \frac{D}{k_s}$, имеет место *зона смешанного трения*, где

$Re = f(Re, \varepsilon)$. Коэффициент λ в этой зоне определяется из формулы Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{68}{Re} + \frac{k_s}{D} \right)^{0,25}. \quad (3.23)$$

При $Re > Re_{II}$ влияние числа Рейнольдса становится незначительным и $\lambda = f(\varepsilon)$, *трубопровод переходит в квадратичную зону трения*. Коэффициент λ зависит от шероховатости и определяется по формуле Шифринсона:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{k_2}{D} \right)^{0,25} \quad (3.24)$$

Реально нефтепровод работает в зонах смешанного трения и гидравлически гладких труб.

Если в формулу Дарси-Вейсбаха (3.17) подставить обобщенную формулу:

$$\lambda = \frac{A}{Re^m}, \quad (3.25)$$

то получим обобщенную формулу Лейбензона:

$$h = \beta \cdot \frac{Q^{2-m} v^m}{D^{5-m}} \cdot l, \quad (3.26)$$

где коэффициенты m и β выбираются в зависимости от режима течения по табл. 3.3.

Таблица 3.3

Формулы для расчета коэффициента гидравлического сопротивления

Ламинарный режим	Турбулентный режим		
Re < 2320, формула Стокса	Зона гладкого трения, формула Блазиуса	Переходная зона, смешанного трения, формула Альтшуля	Зона шероховатого трения, формула Шифрисона
$\lambda = \frac{64}{Re}$	$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}$	$\lambda = 0,11 \left(\frac{68}{Re} + \frac{k_2}{D} \right)^{0,25}$	$\lambda = 0,11 \left(\frac{k_2}{D} \right)^{0,25}$
Зона гидравлически гладких труб		Зона гидравлически шероховатых труб	
$m = 1$ $\beta = \frac{128}{\pi \cdot g} = 4,153$	$m = 0,25$ $\beta = \frac{0,241}{g} = 0,0246$	$m = 0,123$ $\beta = 0,0185 \cdot \varepsilon^{0,125}$	$m = 0$ $\beta = \frac{8 \cdot \lambda}{\pi^2 \cdot g} = 0,0826 \cdot \lambda$

Для выбора коэффициента гидравлического сопротивления λ в проектных организациях используются также правила и формулы, откорректированные практикой эксплуатации нефтепроводов. Эти правила и формулы таковы [Вайншток]:

- при $Re < 2000$ для λ используется формула Стокса (3.20);
- при $2000 < Re < 2800$ для λ используется формула:

$$\lambda = (0,16 Re - 13) \cdot 10^{-4}; \quad (3.27)$$

- при $2800 \leq Re < Re^*$, для λ используется формула Блазиуса (3.22);
- при $Re \geq Re^*$, для λ используется формула:

$$\lambda = \Lambda + \frac{1,7}{\sqrt{Re}}, \quad (3.28)$$

где Re^* , Λ – константы (табл. 3.4).

Таблица 3.4

Значения констант Re^* и Λ

Внешний диаметр нефтепровода, мм	Re^*	Λ
530	73000	0,0130
630	90000	0,0126
720	100000	0,0124
820	110000	0,0123
1020	120000	0,0121
1220	125000	0,0120

3.4. Определение перевальной точки нефтепровода

Прежде чем приступить к расстановке перекачивающих станций по трассе нефтепровода, необходимо исследовать трассу на наличие перевальной точки.

Перевальной точкой называется такая возвышенность на трассе нефтепровода, от которой нефть приходит к конечному пункту нефтепровода самотеком. Таких вершин в общем случае может быть несколько. Перевальная точка не обязательно является наивысшей точкой трассы. Расстояние от начала нефтепровода до ближайшей перевальной точки называется *расчетной длиной нефтепровода*. Эта длина может быть значительно меньше геометрической. Рассмотрим это на примере нефтепровода протяженностью L , диаметром D и производительностью Q (рис. 3.5).

Для определения перевальной точки на сжатом профиле трассы в соответствии с выбранными масштабами длин и высот строится прямоугольный треугольник, изображающий потери напора на некотором участке трубопровода. Построения выполняются в следующем порядке:

- В горизонтальном масштабе откладывается отрезок ab , соответствующий участку нефтепровода длиной l ;
- Определяется значение потерь напора на трение (с учетом надбавки на местные сопротивления) для участка длиной l :

$$h_{1-2} = h_\tau + h_m = 1,02 \cdot h_\tau = 1,02 \cdot \lambda \cdot \frac{l}{D} \cdot \frac{V^2}{2g} = 1,02 \cdot \beta \frac{Q^{2-m} V^m}{D^{5-m}} \cdot l = 1,02 \cdot i \cdot l.$$

- Из точки a перпендикулярно вверх откладываем отрезок ac , равный величине h_{1-2} , в масштабе высот.

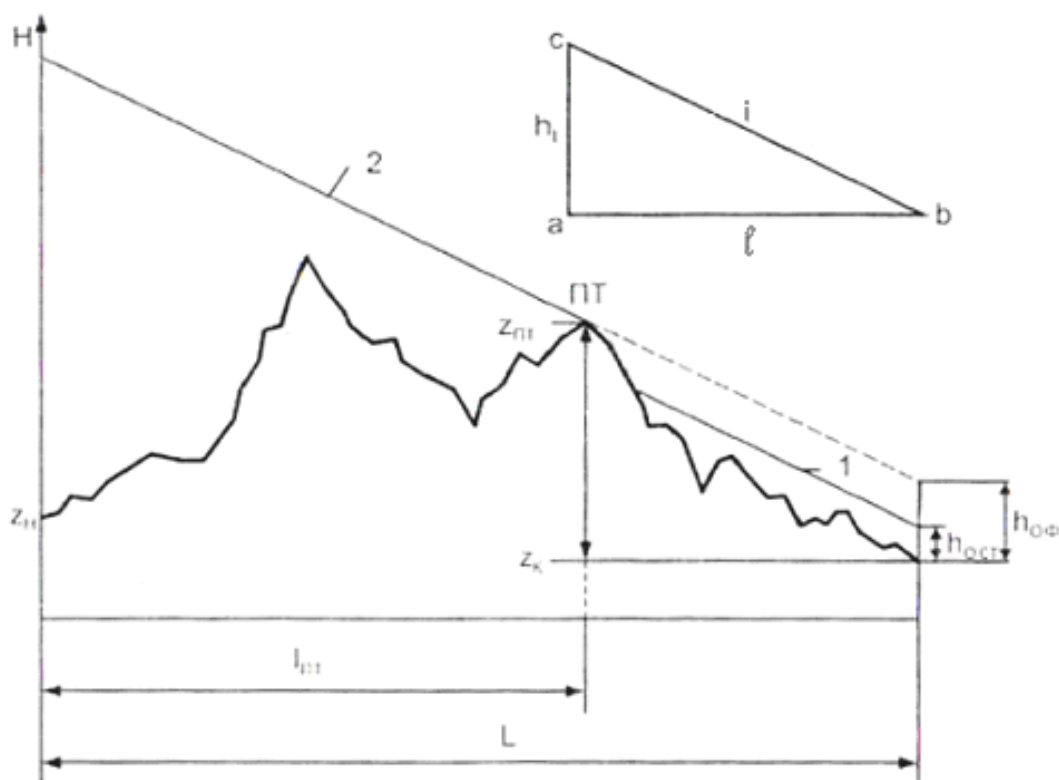


Рис. 3.5. Графическое определение перевальной точки и расчетной длины нефтепровода

Соединив точки b и c , получим треугольник abc , называемый также гидравлическим треугольником. Его гипотенуза bc определяет положение линии гидравлического уклона в выбранных масштабах.

Из конечной точки трассы с учетом требуемого остаточного напора $h_{ост}$ параллельно гипотенузе bc проведем линию гидравлического уклона 1. Ее пересечение с линией профиля указывает на наличие перевальной точки. Перевальная точка всегда совпадает с одной из вершин профиля трубопровода. Для ее определения проведем параллельно линию гидравлического уклона 2, с расчетом, чтобы она касалась профиля и нигде его не пересекала. Место касания линии 2 с линией профиля обозначает положение перевальной точки, определяющей расчетную длину нефтепровода.

Это говорит о том, что достаточно закачать нефть на перевальную точку $ПТ$, чтобы она с тем же расходом достигла конечного пункта трубопровода. Самотек нефти обеспечен, так как располагаемый напор $(z_{ПТ} - z_к - h_{ост})$ больше напора, необходимого на преодоление сопротивления на участке от перевальной точки до конечного пункта:

$$(z_{ПТ} - z_{к} - h_{осм}) > i \cdot (L - l_{ПТ}),$$

где $l_{ПТ}$ – расстояние от начального пункта нефтепровода до перевальной точки ПТ.

В этом случае за расчетную длину трубопровода принимают расстояние $L_p = l_{ПТ}$, а разность геодезических отметок принимается равной $\Delta z = z_{ПТ} - z_{н}$.

Если пересечение линии гидравлического уклона с профилем отсутствует, то расчетная длина трубопровода равна его полной длине $L_p = L$, а $\Delta z = z_{к} - z_{н}$.

Следует отметить, что перевальная точка не всегда является самой высокой точкой на трассе (рис. 3.5).

Рассмотрим течение жидкости за перевальной точкой (рис. 3.6).

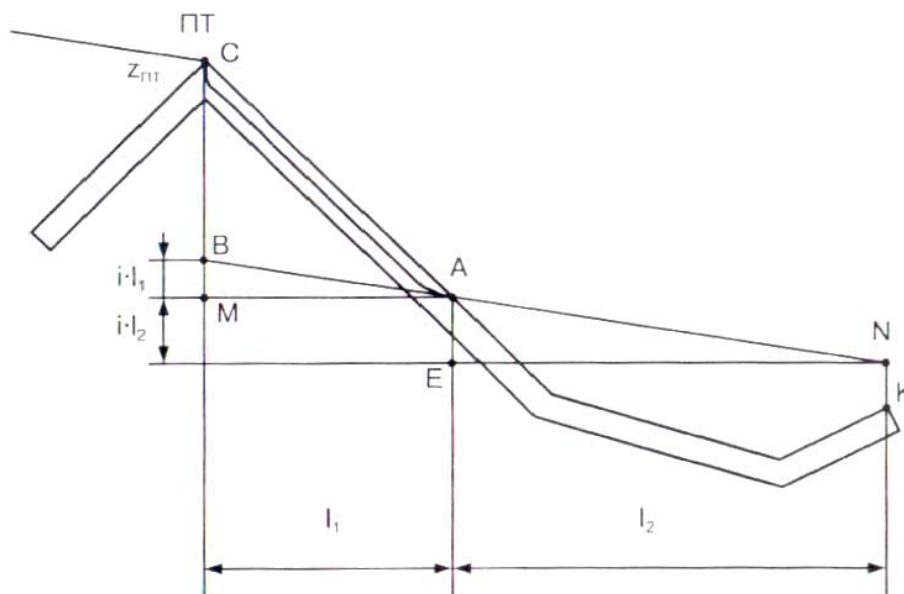


Рис. 3.6. Течение жидкости за перевальной точкой

На интервале между перевальной точкой и конечным пунктом выделим два участка: АС длиной l_1 , и АК длиной l_2 .

Перевальная точка является началом самотечного участка трубопровода. *Самотечным* называется участок трубопровода, на котором нефть движется неполным сечением (самотеком) под действием силы тяжести. Стационарные самотечные участки могут существовать только на нисходящих участках нефтепровода.

Самотечное движение нефти на участке АК обеспечивается напором $AE = i \cdot l_2$.

На первом участке располагаемый напор SM превышает требуемый напор $BM = i \cdot l_1$, на величину BC . Следовательно, на участке АС гидравлический уклон должен быть больше i . Это возможно лишь

в случае увеличения скорости течения нефти на участке АС. Как следует из уравнения неразрывности $Q = V \cdot S$, с возрастанием скорости V площадь живого сечения потока S должна уменьшаться. Это говорит о движении жидкости на участке АС неполным сечением трубопровода.

Давление жидкости на этом участке ниже, чем в любой точке трубопровода и равно давлению насыщенных паров нефти (то есть абсолютное давление в трубопроводе меньше атмосферного).

Пространство над свободной поверхностью жидкости будет заполнено выделившимися из нее парами и растворенными газами. Давление в парогазовой полости над свободной поверхностью жидкости остается практически постоянным и равным упругости P_v насыщенных паров данной нефти, поэтому течение на самотечном участке называется *безнапорным*. Однако разность напоров между сечениями начала самотечного участка и конца самотечного участка все же существует и равна разности геометрических высот этих сечений.

При значительной длине самотечного участка вследствие высокой скорости потока происходит отрыв и унос парогазовых пузырьков в нижней части газовой полости. По мере удаления от самотечного участка давление жидкости возрастает, что приводит к кавитационным процессам из-за резкого схлопывания пузырьков. В свою очередь это может привести к значительной вибрации трубопровода и сопровождается повышенным уровнем шума.

Длительная работа нефтепровода на пониженных режимах перекачки является причиной продолжительного существования газовой полости за перевальной точкой. Повышенное содержание в нефти сернистых соединений может вызвать ускоренное протекание коррозионных процессов на внутренней поверхности стенки трубы над свободной поверхностью жидкости.

При увеличении расхода перекачиваемой нефти перевальная точка может исчезнуть, однако процесс растворения парогазового скопления продолжается длительное время. Если скорость течения достаточно велика, скопления газа выносятся потоком жидкости и могут достичь резервуара на конечном пункте нефтепровода, что может привести к повреждению резервуаров и их оборудования.

Если на конечном пункте нефтепровода поддерживать повышенный напор $h_{оф}$ (рис. 3.5), то появления перевальных точек на трассе можно избежать (линия гидравлического уклона 2 будет продолжена пунктирной линией). Разница полезного $h_{оф}$ и требуемого $h_{ост}$ напоров может быть использована, например, для привода портативной электростанции. Проект такой электростанции разработан на нефтепроводе Тихорецк-Новороссийск в районе нефтебазы «Грушовая» [нечваль].

Таким образом, наличие самотечных участков в магистральном нефтепроводе приводит к увеличению начального напора (следовательно, и давления) на станции, а значит, требует более высоких затрат энергии на перекачку по сравнению с трубопроводом, в котором самотечные участки отсутствуют.

3.5. Характеристика нефтепровода. Уравнение баланса напоров

Графическая зависимость полных потерь напора в трубопроводе от производительности получила название характеристики Q–H (рис. 3.7). Аналитически характеристика Q–H описывается уравнением:

$$H = 1,02 \cdot \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \nu^m}{D^{5-m}} \cdot l + \Delta z + h_{\text{ост}}. \quad (3.29)$$

По данным эксплуатации нефтепровода полные потери напора могут быть определены следующим образом:

$$H = \frac{P_1 - P_2}{\rho g}, \quad (3.30)$$

где P_1 – давление в начальной точке участка, Па; P_2 – давление в конечной точке участка, Па.

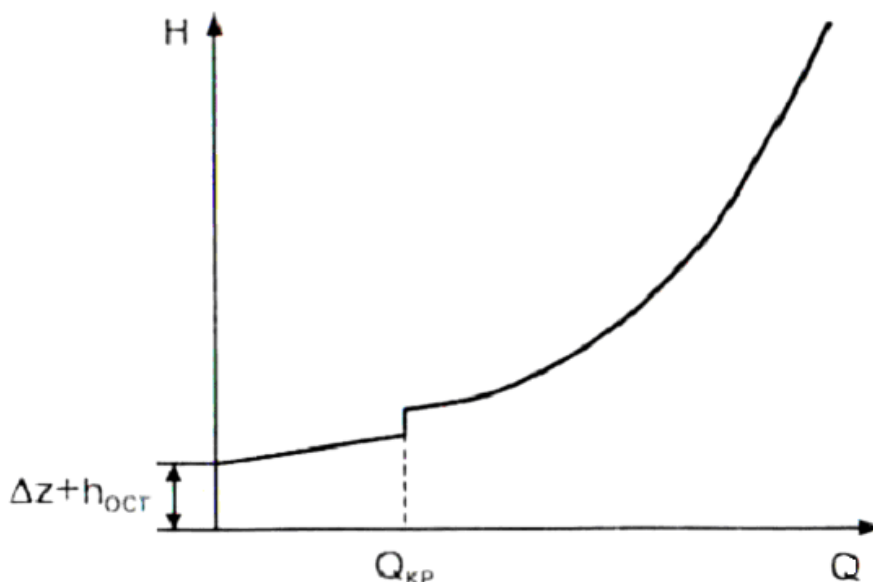


Рис. 3.7. Характеристика нефтепровода [нечваль]

Начальная точка характеристики трубопровода совпадает с величиной напора $\Delta z + h_{\text{ост}}$. В диапазоне расходов от 0 до $Q_{\text{кр}} = \pi \cdot D \cdot \nu \cdot \text{Re}_{\text{кр}} / 4$ (область ламинарного режима течения при $\text{Re}_{\text{кр}} = 2320$) зависимость H от Q линейная. При $Q > Q_{\text{кр}}$, характеристика имеет вид параболы вида Q^{2-m} .

Величины ν , D и L_p определяют крутизну характеристики трубопровода. Чем меньше диаметр D и чем больше вязкость нефти ν и расчетная длина нефтепровода L_p , тем круче его характеристика.

При практических расчетах нет необходимости в построении характеристики $H=f(Q)$ от начальной точки, то есть при $Q=0$. Вполне достаточно построить характеристику по нескольким точкам, соответствующим узкому интервалу расходов, ожидаемых при эксплуатации рассчитываемого нефтепровода [нечваль].

Начальный напор H_1 в линии нагнетания перекачивающей станции складывается из трех составляющих, (см. рис. 3.3):

$$H_1 = z_1 + \frac{P_1}{\rho \cdot g} = z_1 + h_n + H_{cm}(Q).$$

Дифференциальный напор станции $H_{ст}(Q)$ (т. е. напор, создаваемый насосами станции) зависит от пропускной способности Q нефтепровода и определяется, главным образом, $(Q-H)$ -характеристиками насосов, их типом и числом, а также характеристиками трубопроводной обвязки станции.

Напор H_2 в конце участка нефтепровода складывается из двух составляющих: геометрического напора z_2 и конечного напора $h_{ocm}=P_2/\rho g$:
 $H_2 = z_2 + P_2/\rho g = z_2 + h_{ocm}$.

Уравнение Бернулли, записанное для начального и конечного сечений участка нефтепровода, имеет вид:

$$H_1 - H_2 = h_{1-2} = h_\tau + h_m;$$

$$[z_1 + h_n + H_{cm}(Q)] - [z_2 + h_{ocm}] = 1,02 \cdot \frac{L_{1-2}}{D} \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g}$$

или

$$h_n + H_{cm}(Q) = h_{ocm} + (z_2 - z_1) + h_{1-2}(Q). \quad (3.31)$$

Это уравнение называется **уравнением баланса напоров** для участка нефтепровода. Оно служит для определения расхода Q перекачки. В левой части уравнения стоит пьезометрический напор $h_n + H_{cm}(Q)$, имеющийся в начале нефтепровода, в правой – сумма двух противонапоров $h_{ocm} + (z_2 - z_1)$ и потерь $h_{1-2}(Q)$ напора на рассматриваемом участке. Иными словами, уравнение (3.31) означает, что имеющийся в начале участка нефтепровода напор компенсирует противонапоры и потери напора из-за работы сил вязкого трения слоев нефти друг о друга.

На рис. 3.8 представлена графическая интерпретация уравнения (3.31).

На плоскости переменных (Q, H) изображены графики левой и правой частей уравнения (3.31), называемых соответственно:

1 кривая $H = h_{ост} + (z_2 - z_1) + h_{1-2}(Q)$ – $(Q-H)$ -характеристикой участка нефтепровода;

2 кривая $H = h_n + H_{ст}(Q)$ – $(Q-H)$ -характеристикой перекачивающей станции.

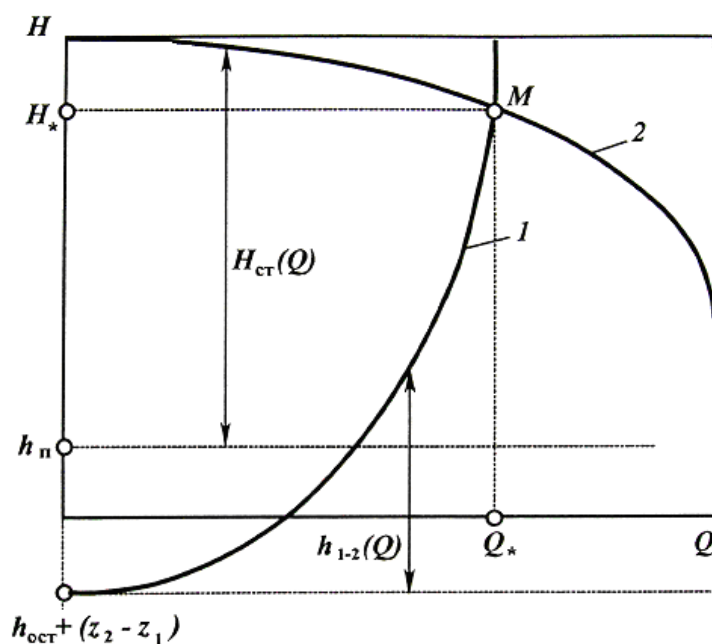


Рис. 3.8. Совмещение $(Q - H)$ -характеристики участка нефтепровода 1 и перекачивающей станции 2

Координаты точки $M(Q_*, H_*)$ пересечения этих кривых, называемых еще совмещенными $(Q-H)$ -характеристиками перекачивающей станции и участка нефтепровода, дают графическое решение уравнения (3.31). Абсцисса Q_* , точки M есть решение уравнения, а ее ордината $H_* = H(Q_*)$ определяет напор на выходе станции. Точка M называется рабочей точкой системы трубопровод – перекачивающая станция, которая характеризует потери напора в нефтепроводе и его пропускную способность при заданных условиях перекачки.

Таким образом, трубопровод и перекачивающие станции составляют единую гидравлическую систему. Изменение режима работы ПС (отключение части насосов или станций) приведет к изменению режима нефтепровода в целом. Изменение гидравлического сопротивления трубопровода или отдельного его перегона (изменение вязкости, включение резервных ниток, замена труб на отдельных участках трассы и т. п.) в свою очередь окажет влияние на режим работы всех перекачивающих станций.

3.6. Определение границ и протяженности технологических участков, количества и вместимости резервуарных парков

Технологическим участком называется участок магистрального нефтепровода от одной НПС с резервуарным парком до следующей по потоку станции с резервуарным парком или до конечного пункта.

Резервуарные парки проектируются:

- на головной насосной станции – с вместимостью в размере 2...3 суточной проектной производительности нефтепровода;
- в пунктах подключения к магистральному нефтепроводу других нефтепроводов (подкачек), если накопленное от начала технологического участка изменение производительности составляет более 15 % от производительности в начале участка – с вместимостью в размере 0,5 суммы суточных проектных производительностей поступления нефти в данный пункт;
- на НПС, где выполняются приемосдаточные операции с целью коммерческого учета нефти – с вместимостью в размере 1...1,5 суточной проектной производительности с учетом возможности выполнения учетных операций по резервуарам.

При необходимости проектируются дополнительные парки с вместимостью в размере 0,3...0,5 суточной проектной производительности так, чтобы длина технологического участка не превышала 600 км. В обоснованных расчетом надежности поставок случаях допускается увеличивать это расстояние до 1200 км [нормы проект]. При этом число насосных станций на технологическом участке должно быть не более 9.

При последовательной перекачке нефтей объем всех резервуарных парков должен определяться с учетом количества циклов смены сортов перекачиваемой нефти за год.

Строительный номинал вместимости резервуаров при новом проектировании должен определяться с учетом коэффициента использования емкости (табл. 3.5), который равен отношению полезного объема резервуара к строительному номиналу.

Полезная вместимость резервуара определяется по нормативным верхним и нижним уровням, рассчитываемым по времени, необходимому для выполнения оперативных действий.

На объекте нефтедобычи или нефтепереработки, подключаемому к магистральному нефтепроводу, должна предусматриваться резервуарная емкость из расчета 3-х суточной проектной производительности соединительного нефтепровода от объекта нефтедобычи или до объекта нефтепереработки.

Таблица 3.5

*Коэффициент использования емкости
для вертикальных стальных резервуаров (РВС)*

Тип резервуара	Коэффициент использования емкости
РВС 5...10 тыс. м ³ без понтона	0,9
РВС 5...20 тыс. м ³ с понтоном	0,8
РВС 30...50 тыс. м ³ с понтоном	0,85
РВС 50 тыс. м ³ с плавающей крышей	0,8

Число резервуаров в резервуарном парке должно быть не менее двух.

3.7. Определение необходимого числа НПС

Расчет количества нефтеперекачивающих станций должен выполняться для каждого технологического участка нефтепровода. Исходными данными для расчета являются:

- координаты начального, конечного пунктов технологического участка, ответвлений к промежуточным пунктам приема и сдачи нефти;
- сжатый профиль и план трассы нефтепровода;
- проектная пропускная способность технологического участка по этапам развития;
- расчетная вязкость и плотность нефти по участкам нефтепровода;
- технические характеристики основного технологического оборудования (трубы, насосы, запорная и регулирующая арматура);
- наружный диаметр трубопровода на технологическом участке.

Расчет выполняется при производительности перекачки, равной проектной пропускной способности участка при полном развитии нефтепровода.

Все НПС на участке с одинаковой проектной пропускной способностью должны оснащаться однотипными магистральными насосными агрегатами.

Необходимое для обеспечения заданной пропускной способности нефтепровода число НПС определяется из уравнения балансов между полными потерями напора в трубопроводе и напором, развиваемым насосами НПС. Для эксплуатационного участка оно может быть записано следующим образом:

$$h_n + n_0 \cdot H_{cm} = H, \quad (3.32)$$

где h_n – начальный напор в участке (напор развиваемый подпорными насосами); n_0 – теоретическое число НПС; $H_{cm} = k \cdot H_m - h_{cm}$ – напор раз-

виваемый НПС; k – количество рабочих магистральных насосов на, НПС; H_m – напор развиваемый одним насосом; $h_{cm} = 15 \div 20$ м – внутри-станционные потери напора.

Правая часть уравнения представляет собой полные потери напора в трубопроводе H (см. формулу 3.13), т. е. потери напора на преодоление сил трения по длине трубопровода, разности высот трубопровода и необходимый остаточный напор в конце участка для преодоления сопротивления технологических трубопроводов и закачки в резервуары ($20 \div 40$ м).

Из (3.32) теоретическое число НПС будет равно:

$$n_0 = \frac{H - h_n}{H_{cm}} \dots \quad (3.33)$$

Практически всегда n_0 будет получаться в виде неправильной дроби и возникает необходимость округления числа НПС.

При округлении в меньшую сторону ($n < n_0$) пропускная способность нефтепровода снизится. Для повышения ее до заданного уровня используют прокладку лупинга для снижения потерь напора в трубопроводе.

При этом характеристика трубопровода станет более полой, и рабочая точка A_1 сместится до положения A_2 (см. рис. 3.9).

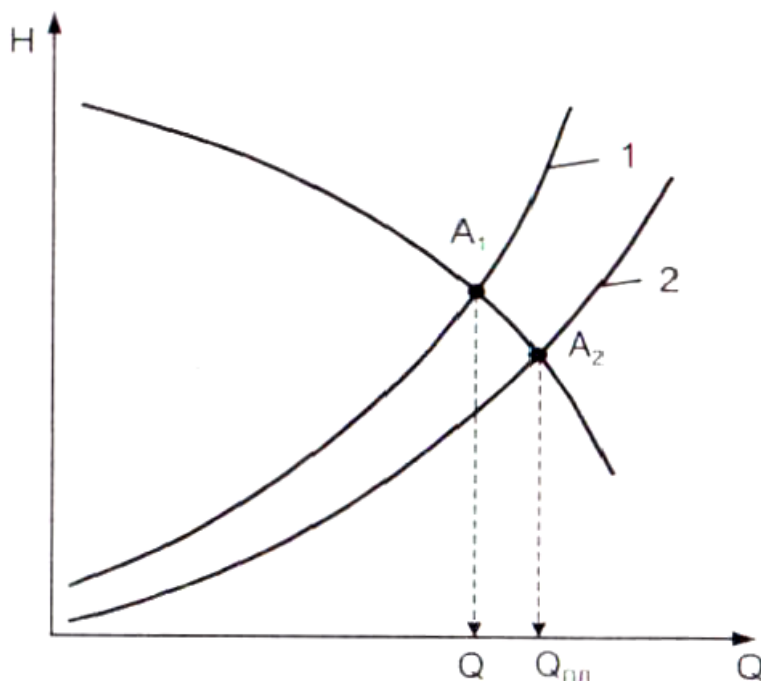


Рис. 3.9. Совмещенная характеристика нефтепровода при округлении числа ПС в меньшую сторону:

1 – характеристика трубопровода постоянного диаметра;
2 – характеристика трубопровода с лупингом (вставкой)

Необходимую длину лупинга определяем следующим образом. Запишем уравнение баланса напоров для расчетного n_0 и округленного n числа перекачивающих станций:

$$h_n + n_0 \cdot H_{cm} = 1,02 \cdot i \cdot l_p + \Delta z + h_{ocm};$$

$$h_n + n \cdot H_{cm} = 1,02 \cdot i \cdot [l_p - l_l \cdot (1 - \omega)] + \Delta z + h_{ocm}.$$

Вычитая из первого уравнения второе, получим:

$$(n - n_0) \cdot H_{cm} = 1,02 \cdot i \cdot l_l \cdot (1 - \omega),$$

откуда длина лупинга:

$$l_l = \frac{(n - n_0) \cdot H_{cm}}{1,02 \cdot i \cdot (1 - \omega)}. \quad (3.34)$$

При одинаковых диаметрах лупинга и магистрали величина $\omega = 1/2^{2-m}$. При ламинарном режиме $\omega = 0,5$; в зоне гидравлически гладких труб $\omega = 0,297$; в зоне смешанного трения $\omega = 0,272$; в зоне квадратичного трения $\omega = 0,25$.

При округлении в большую сторону ($n > n_0$) суммарный напор всех НПС будет превышать необходимый для обеспечения заданной пропускной способности (рис. 3.10).

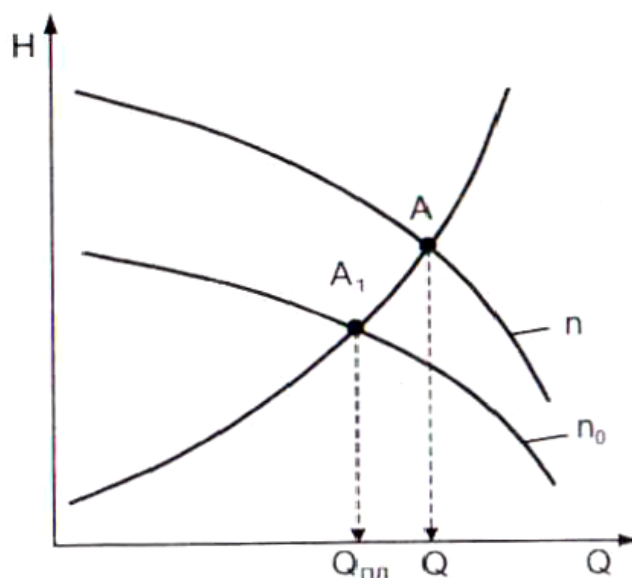


Рис. 3.10. Совмещенная характеристика нефтепровода при округлении числа ПС в большую сторону

Если повышение пропускной способности не желательно, то развиваемый всеми НПС напор необходимо снизить на величину:

$$\Delta H = (n - n_0) \cdot H_{cm} \quad (3.35)$$

Уменьшить напоры перекачивающих станций можно следующими способами: установкой сменных роторов, отключением части насосов (циклической перекачкой) или обточкой рабочих колес. Подробнее о методах регулирования режимов работы НПС смотрите в разделе 3.9.

Если суммарный напор НПС не снизить, то величина ΔH будет потеряна не дросселирование.

3.8. Расстановка перекачивающих станций по трассе нефтепровода

Места расположения НПС должны определяться гидравлическим расчетом с учетом благоприятных топогеологических и гидрогеологических условий, а также как можно ближе к районам с развитой инфраструктурой.

Расстановка перекачивающих станций выполняется графически на сжатом профиле трассы. Метод размещения станций по трассе впервые был предложен В.Г. Шуховым и носит его имя [нечваль].

Рассмотрим реализацию этого метода для случая округления числа перекачивающих станций *в большую сторону* на примере одного эксплуатационного участка. В работе находятся три перекачивающие станции, оборудованные однотипными магистральными насосами и создающие одинаковые напоры $H_{СТ1} = H_{СТ2} = H_{СТ3}$. На ГПС установлены подпорные насосы, создающие подпор h_n . В конце трубопровода (эксплуатационного участка) обеспечивается остаточный напор $h_{ост}$ (рис. 3.11).

По известной производительности нефтепровода определяется значение гидравлического уклона i . Строится треугольник гидравлического уклона abc (с учетом надбавки на местные сопротивления) в принятых масштабах сжатого профиля трассы.

Из начальной точки трассы вертикально вверх в масштабе высот строится отрезок AC , равный суммарному активному напору перекачивающих станций $AC = h_n + n \cdot H_{СТ}$.

Вычитая из суммарного активного напора отрезок CC_1 , равный величине $h_{ост}$, строим через точки C_1B_1 прямую линию, параллельную гипотенузе гидравлического треугольника abc . Точка B_1 должна совпадать с конечной отметкой z_k нефтепровода.

Место положения на трассе второй перекачивающей станции определяется с помощью отрезка, проведенного из вершины напора $H_{СТ1}$ параллельно линии гидравлического уклона до пересечения с профилем. Точка пересечения M данной линии с профилем соответствует месту расположения второй насосной станции.

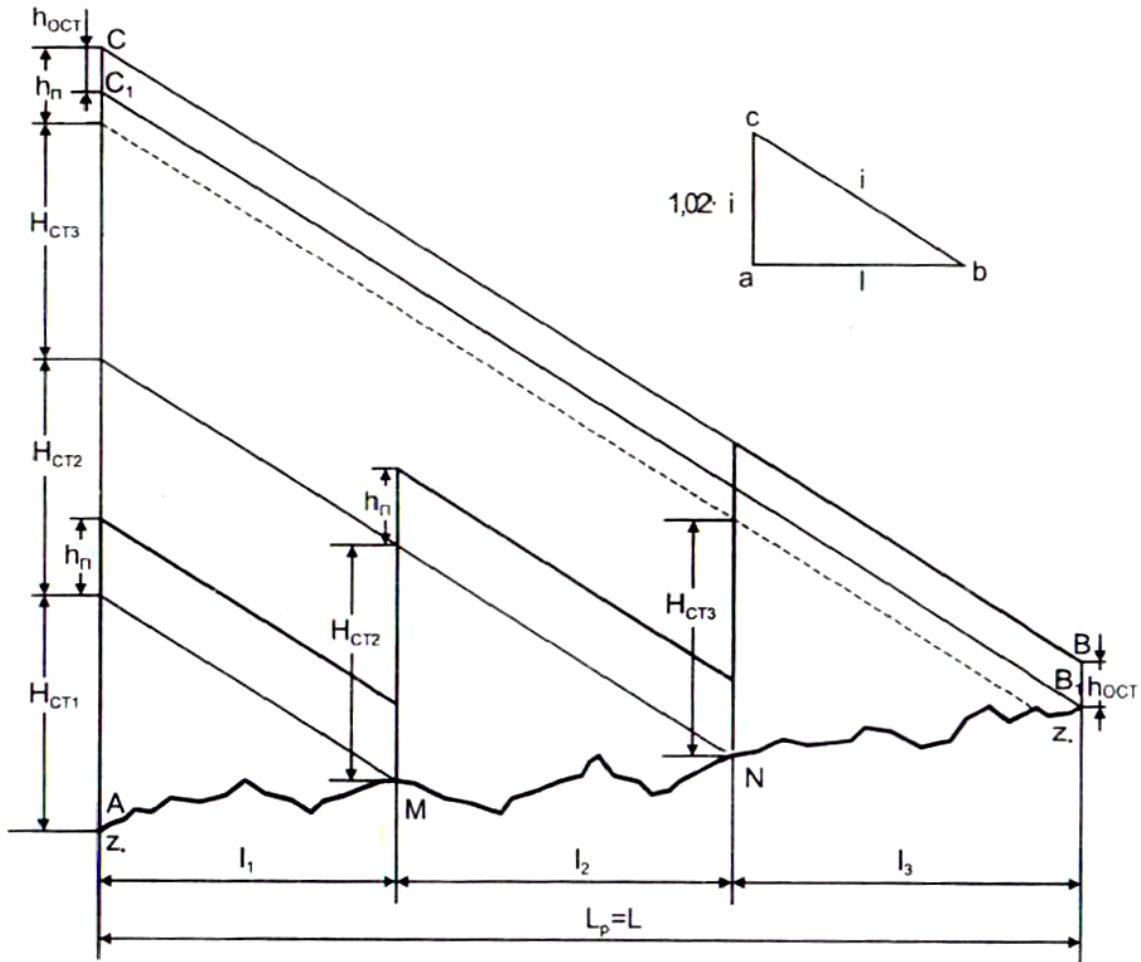


Рис. 3.11. Расстановка перекачивающих станций по трассе нефтепровода постоянного диаметра

Аналогичными построениями определяется место размещения следующей станции. Откладываем в т. М напор $H_{ст2}$, из полученной вершины напора проводим линию гидравлического уклона параллельно предыдущей и получаем при пересечении ее с профилем точку размещения следующей насосной станции (точка N).

Построения для последней насосной станции выполняются в качестве проверки. В точке N по вертикали в масштабе откладываем сумму напора последней станции $H_{ст3}$ и разности $h_n - h_{ост}$. Если все расчеты и построения выполнены верно, то линия гидравлического уклона, проведенная из полученной точки, должна прийти точно в конечную точку нефтепровода.

Добавляя к напору станций подпор, передаваемый с головной ПС, получим линию распределения напоров по длине нефтепровода.

При округлении числа перекачивающих станций в меньшую сторону задача расстановки насосных станций по трассе усложняется, т. к. необходимо распределить общую длину лупингов (вставок) по пе-

регионам между станциями и гидравлический уклон на участке с лупингом (вставкой).

Рассмотрим особенности расстановки ПС по трассе нефтепровода в этом случае. Исходные данные для построения примем как в случае, рассмотренном выше.

Дополнительно строится гидравлический треугольник abd . Его гипотенуза bd определяет положение линии гидравлического уклона на участке с лупингом i_l (рис. 3.12).

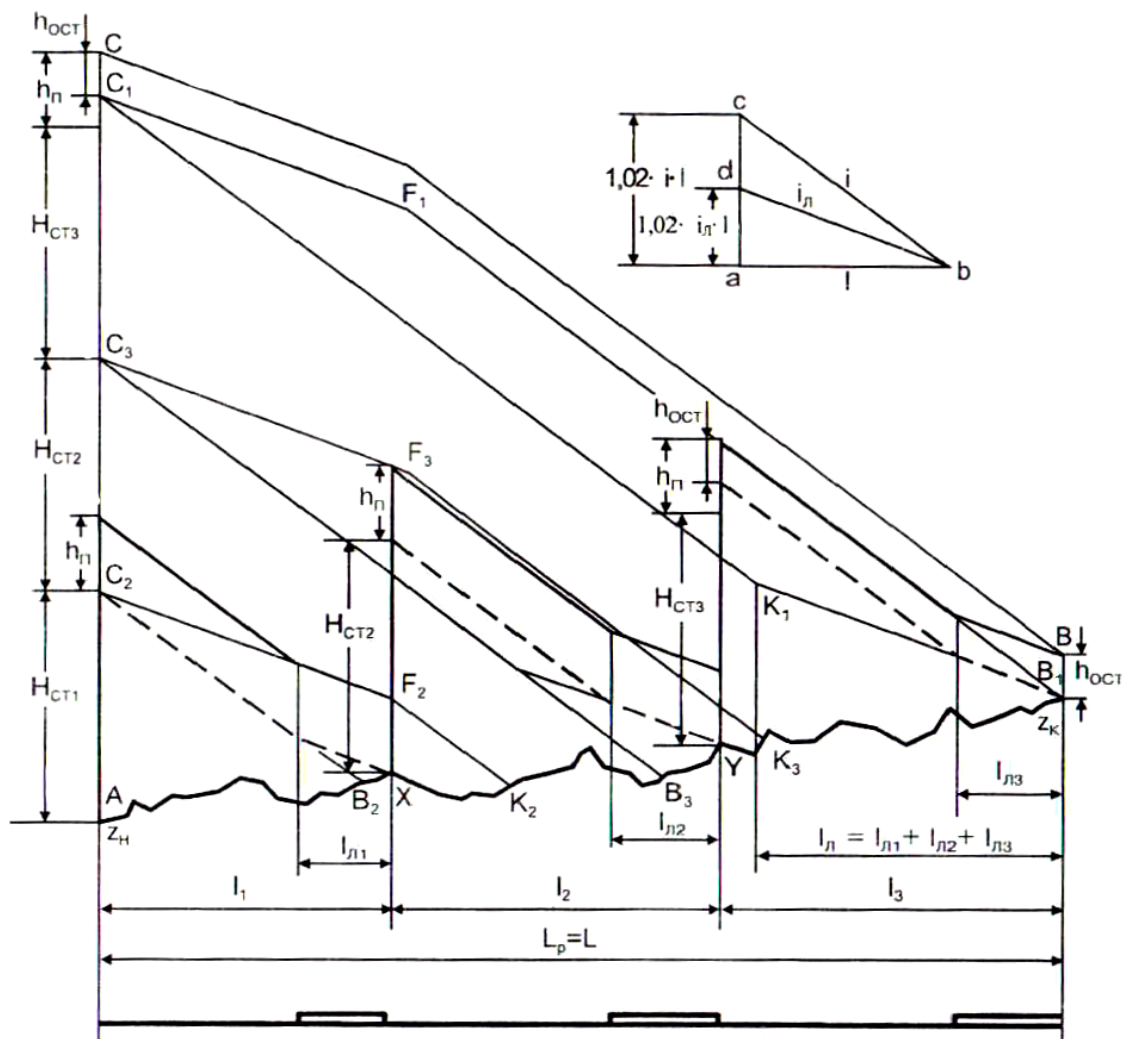


Рис. 3.12. Расстановка перекачивающих станций и лупингов по трассе нефтепровода

Из точек C_1 и B_1 строится параллелограмм $C_1F_1B_1K_1$, стороны F_1B_1 и C_1K_1 которого параллельны линии bd , а стороны C_1F_1 и B_1K_1 – параллельны линии bc гидравлических треугольников abc и abd . При этом горизонтальные проекции отрезков C_1F_1 и B_1K_1 равны протяженности лупинга в горизонтальном масштабе.

Как видно из рисунка, при размещении всего лупинга в начале нефтепровода, линия падения напора будет изображаться ломаной $C_1F_1B_1$, а в случае расположения его в конце нефтепровода – ломаной $B_1K_1C_1$. По правилу параллелограмма лупинг можно размещать в любом месте трассы, поскольку все варианты гидравлически равнозначны. Это обеспечивает свободу выбора местоположения насосной станции. Лупинг также можно разбивать на части. Однако предпочтительнее размещать лупинг (или его части) в конце трубопровода или в конце перегонов между перекачивающими станциями.

Расстановка перекачивающих станций по трассе в случае прокладки лупинга выполняется в следующем порядке. Из точек C_2 и C_3 строятся части аналогичных $C_1F_1B_1K_1$ параллелограммов до пересечения с профилем трассы. Таким образом, вторую перекачивающую станцию можно разместить в зоне возможного расположения B_2K_2 , а третью – в зоне B_3K_3 . Предположим, что исходя из конкретных условий, станции решено расположить в точках X и Y .

Проводя из точки X линию, параллельную $i_{л}$, до пересечения с линией C_2B_2 , определяется протяженность лупинга $i_{л1}$. Аналогичные построения выполняются для размещения остальных лупингов и станций. Сумма длин отрезков $i_{л1}$, $i_{л2}$ и $i_{л3}$ должна равняться расчетной длине лупинга $i_{л}$, найденной из выражения (3.34).

Выбрав точку трассы, где возможна установка очередной НПС, анализируют возможность и целесообразность сооружения НПС в выбранном месте.

Местоположение насосных станций в определенной степени может быть предопределено. Во-первых, в силу однотипности применяемого оборудования протяженность перегонов между станциями различается не очень сильно. Во-вторых, расположение станций обычно привязано к населенным пунктам, источникам энерго- и водоснабжения, существующей сети железных и шоссейных дорог. В-третьих, на трассе существуют участки, где насосные станции заведомо не могут быть размещены (болотистая местность, заповедники и т. п.).

Таким образом, в ряде случаев местоположение НПС может быть задано изначально.

При этом в процессе проектирования приходится решать обратную задачу: не выполнять расстановку ПС с учетом требований к их напору и подпору, а проверять выполнение условий по допустимым напорам и подпорам станций при их заданном положении по трассе.

При определении положения насосных станций на трассе должны учитываться условия:

- 1) чтобы давление на выходе НПС не превышало допустимого по прочности для трубопровода или насоса;

- 2) напор на входе промежуточной станции, создаваемый за счет напора предыдущей станции, должен обеспечивать работу насосов вне зоны кавитации и преодоление всех гидравлических сопротивлений в обвязке станции. Данный напор рассчитывается по формуле $15 + \Delta h_{\text{д}}$, где $\Delta h_{\text{д}}$ – допускаемый кавитационный запас насоса, м (ГОСТ 17398–72) по характеристике $Q - \Delta h_{\text{д}}$.

Напор на входе станций с резервуарным парком принимается равным 35 м, если на входе в парк нет системы измерения количества и качества нефти (СИКН), и 55 м при наличии СИКН [нормы проект].

Если не выполняется первое условие, то возникает необходимость уменьшения напора, развиваемого насосами отдельных перекачивающих станций. Напоры ПС можно уменьшить отключением части насосов, обточкой рабочих колес магистральных насосов, применением сменных роторов, дросселированием и т. п. (см. главу 3.9).

Если не выполняется второе условие, то следует принять меры к уменьшению гидравлического сопротивления отдельных перегонов. Гидравлическое сопротивление участков трубопровода можно снизить прокладкой лупингов или вставок большего диаметра.

Окончательный выбор расположения НПС должен определяться с учетом следующих факторов:

- минимизация количества НПС;
- удобство расположения станций;
- минимизация разброса рабочих давлений станций.

После определения мест расположения НПС уточняются рабочие давления станций. При необходимости расчет повторяется для различных вариантов применяемого оборудования.

3.9. Регулирование режимов работы системы «НПС – нефтепровод»

Режимы работы системы «НПС – нефтепровод» характеризуются условиями материального и энергетического баланса перекачивающих станций и трубопровода. Любое нарушение баланса приводит к изменению режима работы и обуславливает необходимость регулирования [нечваль].

К основным факторам, влияющим на режимы работы системы «НПС – трубопровод», можно отнести следующие:

- переменная загрузка нефтепровода, вызванная различной закономерностью работы поставщиков нефти, нефтепровода и потребителей (НПЗ);
- изменение реологических параметров нефти вследствие сезонного изменения температуры, а также влияния содержания воды, парафина, растворенного газа и т. п.;

- технологические факторы – изменение параметров насосов, их включение и отключение, наличие запасов нефти или свободных емкостей и т. д.;
- аварийные или ремонтные ситуации, вызванные повреждениями на линейной части, отказами оборудования ПС, срабатываниями защиты.

Некоторые из этих факторов действуют систематически, некоторые – периодически. Все это создает условия, при которых режимы работы системы «НПС – трубопровод» непрерывно изменяются во времени.

Существующие методы регулирования работы системы «НПС – нефтепровод» подразделяются на методы плавного и ступенчатого регулирования.

К теоретически возможным методам *плавного регулирования* относятся:

- дросселирование;
- перепуск (байпасирование);
- изменение числа оборотов ротора насосов.

К методам *ступенчатого регулирования* относят:

- изменение числа работающих насосов НПС;
- изменение схемы соединения насосов на НПС;
- изменение числа ступеней у многоступенчатых насосов;
- замена роторов (рабочих колес) насосов;
- изменение диаметра рабочего колеса насосов.

Регулирование режима работы НПС дросселированием состоит в создании потоку искусственного сопротивления в виде частичного перекрытия (сужения) площади поперечного сечения потока на выходе из насосной станции. Реализуется данный метод на узлах регулирования НПС с помощью управляемых регуляторов давления или регулирующих заслонок.

Суть данного метода показана на рис. 3.13. При полностью открытом дроссельном органе D (заслонке, регуляторе и т. д.) рабочей точкой системы является точка M , производительность системы (нефтепровода) равна Q_0 , гидропотери в ней H_0 .

Если дроссельный орган D прикрыть, то его сопротивление увеличится, и к потерям напора в нефтепроводе, отображенном на рис. 3.13, кривой 2, прибавляя потери напора в дроссельном органе. Общие потери напора в системе возрастут, им будет соответствовать кривая 2'. Рабочая точка системы и НПС переместится в положение M_0 , производительность нефтепровода снизится до Q_0 .

Интересно проследить как изменяется напор НПС при дросселировании. Согласно рис. 3.13 напор, развиваемый станцией при дроссели-

ровании, увеличивается до H_δ . Потери напора в нефтепроводе при производительности Q_δ в соответствии с Н- Q характеристикой собственно нефтепровода 2 (без учета дроссельного органа) составляют H_δ^1 . Напор, соответствующий разности $H_\delta - H_\delta^1$, развивается НПС непроизводительно, т. к. теряется на дроссельном органе.

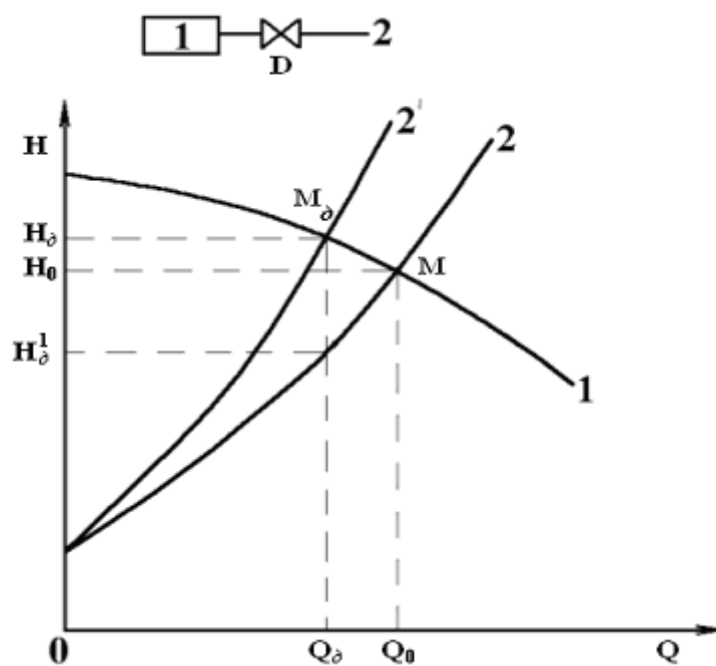


Рис. 3.13. Изменение режима работы НПС дросселированием

Таким образом, при дросселировании производительность нефтепровода всегда только уменьшается. Данный метод регулирования неэкономичен, т. к. НПС непроизводительно развивает излишний напор, что делает дороже транспорт нефти в связи с перерасходом энергии.

Метод дросселирования уместно применять для насосов, имеющих пологую напорную характеристику. При этом потери энергии на дросселирование не должны превышать 2 % энергозатрат на перекачку.

Метод регулирования перепуском (байпасированием) состоит в перепуске части жидкости с выхода насоса вновь на его вход (рис. 3.14). При этом происходит изменение характеристики трубопроводной системы, на которую работает насос и изменяется месторасположение рабочей точки НПС. Это влечёт за собой изменение режима работы нефтепровода.

Допустим, в начальный момент НПС 1 работала без перепуска на нефтепровод 2 (рис. 3.14). Рабочая точка системы занимает положение M , производительность нефтепровода равна Q_0 .

Откроем задвижку на перепускном трубопроводе 3. Жидкость теперь движется не только по одному нефтепроводу 2, но и по перепуск-

ному трубопроводу 3. С гидравлической точки зрения это означает появление в системе дополнительного элемента – трубопровода 3. Теперь для нахождения рабочей точки системы необходимо первоначально найти суммарную $H-Q$ характеристику трубопроводов 2 и 3.

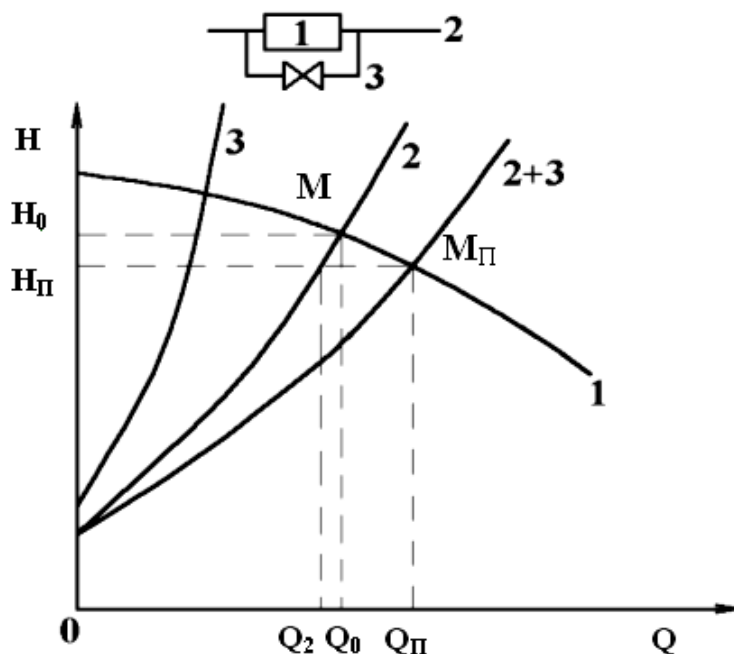


Рис. 3.14. Изменение режима работы НПС перепуском

Эти трубопроводы согласно рис. 3.14 соединены между собой параллельно. Поэтому для нахождения их суммарной характеристики следует сложить 2 и 3 путём сложения их абсцисс (Q) при одинаковых ординатах (H). В итоге получается кривая (2+3). Рабочей точкой системы при работе НПС с перепуском будет точка M_{Π} .

Как видно, при работе с перепуском производительность НПС возрастает с Q_0 до Q_{Π} . Посмотрим, какое количество жидкости при этом будет поступать в нефтепровод 2. Нефтепровод 2 расположен на выходе НПС и находится под напором станции, равным согласно M_{Π} величине H_{Π} . При напоре H_{Π} нефтепровод 2 будет пропускать через себя, если следовать его $H-Q$ характеристике, производительность Q_2 , меньшую первоначальной Q_0 , существовавшей при перекачке без перепуска.

Таким образом, *при перекачке с перепуском производительность нефтепровода всегда только снижается.*

На практике байпасирование используется редко, т. к. данный метод регулирования является неэкономичным. При его осуществлении производительность нефтепровода снижается, а производительность НПС, напротив, возрастает. Это вызывает перерасход энергии на еди-

ницу транспортируемой нефти. Метод регулирования перепуском следует применять при крутопадающих характеристиках насосов. В этом случае он экономичнее дросселирования.

При регулировании режима работы НПС *изменением числа оборотов ротора насосов* происходит изменение Н-*Q*-характеристик насосов, как это показано на рис. 3.15.

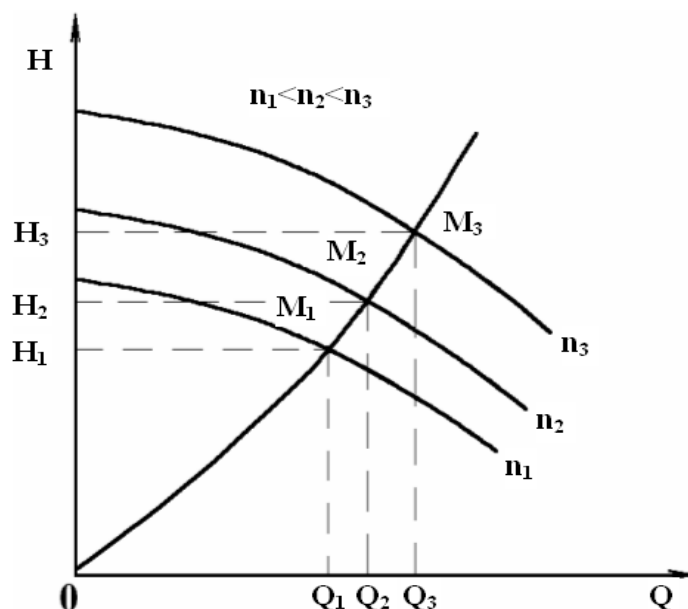


Рис. 3.15. Изменение режима работы НПС сменой числа оборотов ротора

С увеличением числа оборотов характеристика смещается вправо и вверх в соответствии с зависимостями:

$$H = H_0 \cdot \left(\frac{n}{n_0} \right)^2 ; Q = Q_0 \cdot \frac{n}{n_0}. \quad (3.36)$$

Как следует из рис. 3.15, при данном методе регулирования насос развивает напор и подачу, строго соответствующие сопротивлению и пропускной способности нефтепровода. Поэтому при данном методе не наблюдается излишний расход энергии. Это самый прогрессивный и экономичный метод регулирования.

Применение плавного регулирования частоты вращения роторов насосов на ПС магистральных нефтепроводов облегчает синхронизацию работы станций, позволяет полностью исключить обточку рабочих колес, применение сменных роторов, а также избежать гидравлических ударов в нефтепроводе. При этом сокращается время запуска и остановки насосных агрегатов. Однако, в силу технических причин, этот способ регулирования пока не нашел широкого распространения.

Изменение частоты вращения вала насоса возможно в следующих случаях:

- *применение двигателей с изменяемой частотой вращения;*
- *установка на валу насосов муфт с регулируемым коэффициентом проскальзывания (гидравлических или электромагнитных);*
- *применение преобразователей частоты тока при одновременном изменении напряжения питания электродвигателей.*

Следует отметить, что изменять частоту вращения в широких пределах нельзя, так как при этом существенно уменьшается к.п.д. насосов.

Рабочий диапазон регулирования частоты вращения двигателя должен составлять от 0,5 до 1,05 от номинальной частоты вращения вала насоса [нормы]. Скорость изменения частоты вращения должна составлять 30 оборотов в минуту за секунду при последовательной схеме включения насосов и 100 оборотов в минуту за секунду при параллельной схеме.

Из всех рассмотренных методов плавного регулирования на НПС практически используется только метод дросселирования. Перепуск не находит применения потому, что при пологопадающих H-Q характеристиках насосов он менее экономичен, чем дросселирование, а насосы НПС как раз имеют пологопадающие характеристики.

Методы ступенчатого регулирования имеют в своем большинстве один общий недостаток – режим работы НПС и нефтепровода при их осуществлении изменяется ступенчато, что не всегда отвечает необходимой степени изменения режима работы и часто требует подрегулирования с помощью неэкономичного метода дросселирования. Поэтому экономичные в своей основе методы ступенчатого регулирования не всегда обеспечивают транспорту нефти минимально возможные энергозатраты.

Изменение количества работающих насосов. Этот метод применяется при необходимости изменения расхода в нефтепроводе, например, при циклической перекачке. В этом случае эксплуатация нефтепровода осуществляется на двух режимах: часть планового времени перекачка ведется на повышенном режиме с производительностью $Q > Q_{\text{ном}}$ (например, если на каждой ПС включено n магистральных насосов). Остаток времени нефтепровод работает на пониженном режиме с производительностью $Q < Q_{\text{ном}}$ (например, если на каждой ПС включено $n-1$ магистральных насосов).

Регулирование с помощью сменных роторов. В проекте должно предусматриваться применение сменных роторов для магистральных насосов для каждого этапа развития. Большинство современных магистральных насосов укомплектовано сменными роторами на пониженную подачу $0,5Q_{\text{ном}}$ и $0,7Q_{\text{ном}}$. Кроме того, насос НМ 10000-210 укомплектован сменным ротором на $1,25Q_{\text{ном}}$.

Применение сменных роторов является экономичным на начальной стадии эксплуатации нефтепровода, когда не все перекачивающие станции построены, и трубопровод не выведен на проектную мощность (поэтапный ввод нефтепровода в эксплуатацию). Эффект от установки сменных роторов можно получить и при длительном уменьшении объема перекачки.

Метод регулирования изменением диаметра рабочего колеса. Обточка рабочих колес центробежных насосов по наружному диаметру на станке широко применяется в трубопроводном транспорте нефти.

Обточка в пределах 10 % практически не приводит к снижению к.п.д. насосов, H - Q -характеристика же насоса при этом изменяется подобно тому, как это происходит при изменении числа оборотов ротора насоса (см. рис. 3.15, 3.16).

$$H = H_0 \cdot \left(\frac{D}{D_0} \right)^2; Q = Q_0 \cdot \frac{D}{D_0}, \quad (3.37)$$

где H_0 и Q_0 – напор и подача насоса при диаметре рабочего колеса, равном D_0 ; H и Q – напор и подача насоса при диаметре рабочего колеса, равном D .

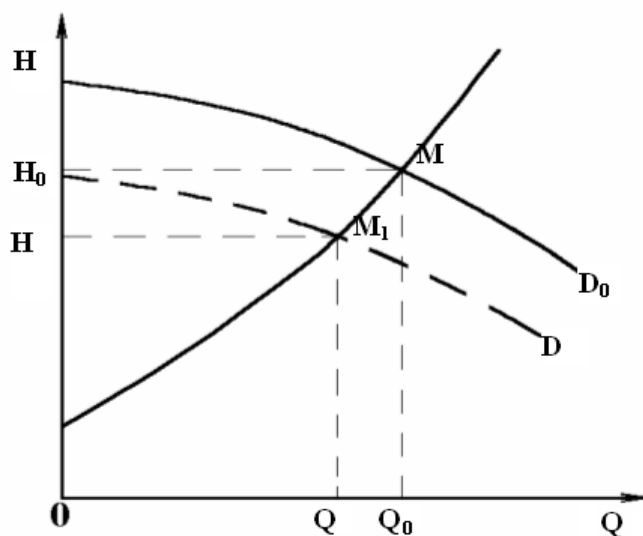


Рис. 3.16. Изменение режима работы НПС обточкой рабочего колеса

Способ регулирования за счет обточки рабочего колеса может быть эффективно использован при установившемся на длительное время режиме перекачки. Следует отметить, что уменьшение диаметра рабочего колеса сверх допустимых пределов приводит к нарушению нормальной гидродинамики потока в рабочих органах насоса и значительному снижению к.п.д., поэтому обточка не должна превышать 10 %.

3.10. Расчет коротких трубопроводов

В ряде случаев при незначительной протяженности нефтепровода требуется принять решение о сооружении одной либо двух перекачивающих станций. Такие нефтепроводы называются *короткими* и их расчет сводится к выбору наиболее выгодного варианта при двух значениях числа станций, т. е. при $n_1 = 1$ и $n_2 = 2$ (рис. 3.17).

Для каждого j -го варианта определяется расчетная длина L_{pj} и величина Δz_j . Для этого по заданной производительности Q определяются напоры подпорного и магистрального насосов (h_n и h_m). Из начальной точки профиля откладывается подпор h_n и дважды величина напора $H_{CT} = m \cdot h_m$. Отложив из конечной точки трубопровода величину остаточного напора $h_{ост}$, проводятся линии гидравлических уклонов i_1 и i_2 .

В общем случае при анализе профиля нефтепровода могут быть перевальные точки, и расчетная длина для каждого из рассматриваемых вариантов может быть различной. При наличии перевальных точек из уравнения баланса напоров исключается величина $h_{ост}$, а разность геодезических отметок составит $\Delta z_j = z_{ПТj} - z_n$. Если перевальные точки отсутствуют, то $L_{pj} = L$ и $\Delta z_j = z_k - z_n$.

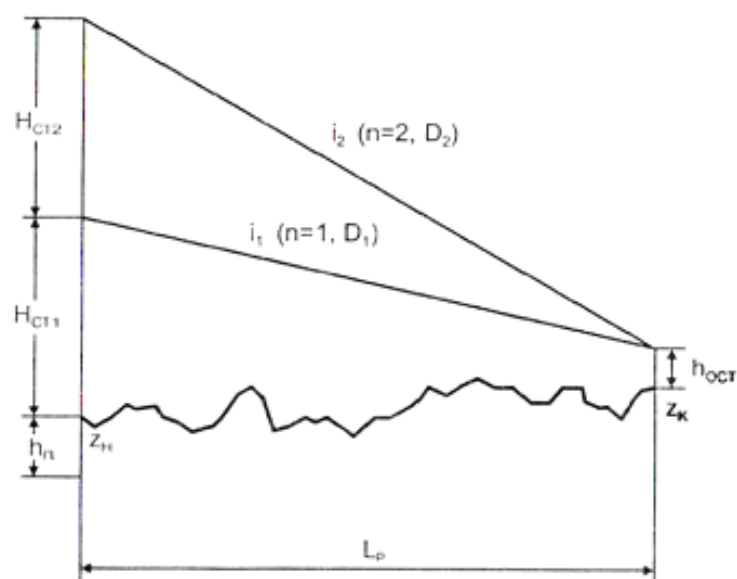


Рис. 3.17. К расчету короткого нефтепровода

Уравнение баланса напоров для j -го варианта (при $n = 1$ и $n = 2$) имеет вид:

$$h_n + j \cdot H_{cm} = 1,02 \cdot \beta \cdot \frac{v^m \cdot Q^{2-m}}{D_j^{5-m}} \cdot L_{pj} + \Delta z_j + h_{ост}, \quad (3.38)$$

откуда:

$$D_j = \left(\frac{1,02 \cdot \beta \cdot v^m \cdot Q^{2-m} \cdot L_{pj}}{h_n + j \cdot H_{cm} - \Delta z_j - h_{ocm}} \right)^{\frac{1}{5-m}}. \quad (3.39)$$

Далее полученные значения диаметров округляются до ближайших стандартных значений (в большую сторону). После этого выполняется сопоставительный экономический расчет по каждому конкурирующему варианту.

3.11. Расчет сложных трубопроводов

Ранее изложенная методика гидравлического расчета предполагает, что диаметр нефтепровода по длине не меняется. Такой трубопровод принято называть *простым*.

В действительности при постоянной величине внешнего диаметра труб нефтепровода внутренний диаметр меняется с изменением толщины стенок труб. Кроме того, на отдельных участках прокладываются параллельные трубопроводы (лупинги и резервные нитки). Такой трубопровод принято называть *сложным*.

В общем случае сложный трубопровод можно рассчитывать по отдельным участкам. При этом выбранный участок является простым. При анализе всей линейной части потери напора и расхода суммируют с учетом схем соединения участков.

Для облегчения расчета используется замена расчета сложного трубопровода расчетом простого трубопровода использованием понятий эквивалентного диаметра и коэффициента расхода.

Эквивалентным диаметром принято называть диаметр простого трубопровода, пропускная способность которого равна пропускной способности реального нефтепровода при прочих равных условиях.

Эквивалентный диаметр определяется последовательным упрощением сложного трубопровода, используя формулы определения эквивалентного диаметра при параллельном и последовательном соединении участков.

При параллельном соединении n участков:

$$D_{э\text{кв}} = \left(\sum_{i=1}^n D_i^{\frac{5-m}{2-m}} \right)^{\frac{2-m}{5-m}}, \quad (3.40)$$

где $D_{э\text{кв}}$ – эквивалентный диаметр; D_i – диаметр каждой из ветвей сложного участка.

При последовательном соединении n участков:

$$D_{\text{эк}} = \left(\frac{L}{\sum_{i=1}^n \frac{l_i}{D_i^{5-m}}} \right)^{\frac{1}{5-m}}, \quad (3.41)$$

где D_i – диаметр каждого из n последовательно соединенных участков; l_i – длина участка одного диаметра; L – суммарная длина последовательно соединенных участков.

Эквивалентным коэффициентом расхода K_p называют отношение пропускной способности нефтепровода данного диаметра Q к пропускной способности эталонного нефтепровода Q_0 , при прочих равных условиях.

$$K_p = \left(\frac{Q}{Q_0} \right)^{2-m}. \quad (3.42)$$

Эталонный диаметр D_0 выбирается произвольно исходя из удобства расчетов. Обычно в расчетах принимают $D_0 = 1$ м.

Коэффициент расхода простого трубопровода:

$$K_{pi} = \left(\frac{D_i}{D_0} \right)^{\frac{5-m}{2-m}}. \quad (3.43)$$

Для участка с параллельными нитками:

$$K_p = \sum_{i=1}^n K_{pi}. \quad (3.43)$$

Для последовательно соединенных участков:

$$K_p = \left(\frac{L}{\sum_{i=1}^n \frac{l_i}{K_{pi}^{2-m}}} \right)^{\frac{1}{2-m}}. \quad (3.44)$$

Потери напора на трение в нефтепроводе будут определяться выражением:

$$h_n = \frac{\beta}{K_p^{2-m}} \cdot \frac{Q^{2-m} v^m}{D_0^{5-m}} \cdot L. \quad (3.45)$$

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. 3.18).

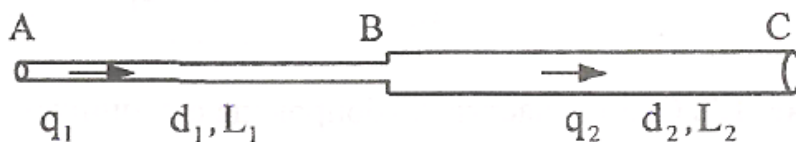


Рис. 3.18. Участок трубопровода со вставкой

Для вставки справедливы соотношения:

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

т. е. расходы q_1 и 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.

Лупингом называют дополнительный трубопровод, проложенный параллельно основной магистрали и соединенный с ней в двух сечениях: начальном x_1 и конечном x_2 (рис. 3.18).

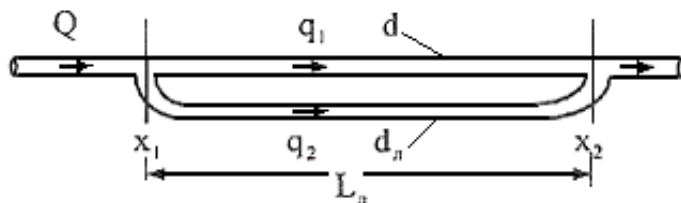


Рис. 3.18. Схема участка трубопровода с лупингом

Для лупинга справедливы соотношения:

$$\begin{cases} Q = q_1 + q_2, \\ h^{(1)}_{1-2} = h^{(2)}_{1-2}. \end{cases}$$

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

Перемычкой называется трубопровод, соединяющий два параллельных нефтепровода (рис. 3.19). Применяется для регулирования пропускной способности и повышения надежности многониточных нефтепроводов.

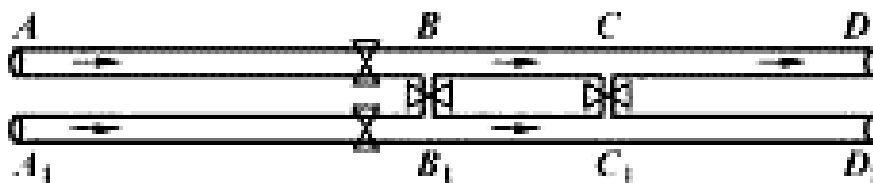


Рис. 3.19. Схема участка трубопровода с перемычками

На рис. 3.19 показан участок двухниточного нефтепровода, имеющего две перемычки BB_1 и CC_1 . При такой конфигурации рассматриваемый участок может иметь различные схемы включения и обладать различной пропускной способностью. Например, участок может работать при следующих схемах включения элементов:

1. $(AD + A_1D_1)$;
2. $(AB + A_1B_1) \Rightarrow B_1C_1 \Rightarrow (CD + C_1D_1)$;
3. $(ABC + A_1B_1C_1) \Rightarrow CD$;
4. $AC \Rightarrow (CD + C_1D_1)$ и т. д.

Гидравлический расчет и построение $(Q-H)$ -характеристик каждой из возможных конфигураций участка не представляют принципиальной трудности, поскольку все они являются параллельным и последовательным соединением трубопроводных элементов. Например, первая схема представляет собой параллельное соединение двух трубопроводов на всей протяженности участка; вторая схема – последовательное соединение трех элементов: $(AB$ и $A_1B_1)$, (B_1C_1) и $(CD + C_1D_1)$, причем первый и третий из них являются в свою очередь параллельным соединением двух других элементов и т. д.

3.12. Особенности последовательной перекачки нефтей и нефтепродуктов

Сущность последовательной перекачки нефтей прямым контактированием состоит в том, что разнородные 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.

Применение последовательной перекачки нефтей и нефтепродуктов позволяет использовать трубопровод большого диаметра при меньшей себестоимости транспорта.

На головной станции трубопровода различные сорта нефти закачивают из отдельных резервуаров, транспортируют партиями, по пути, ес-

ли на то есть необходимость, подкачивают другие нефти, и на конечных пунктах (нефтеперерабатывающих заводах или перевалочных нефтебазах) принимают в отдельные резервуары.

Раздельное поступление нефтей на переработку приводит к значительному удешевлению их транспортировки, что позволяет компенсировать дополнительные затраты на организацию последовательной перекачки. Дополнительные затраты связаны с необходимостью увеличения резервуарных парков на ГНПС и в конечном пункте и с образованием смеси. Необходимый объем резервуарного парка зависит от периодичности смены нефтепродуктов в трубопроводе – от числа циклов Π .

$$V_p = \sum_{i=1}^n q_i \frac{T - T_1}{\Pi}, \quad (3.46)$$

где V_p – суммарный объем резервуарного парка в данном пункте; q_i – производительность трубопровода при работе на i -том продукте; T – календарное время работы трубопровода в году; T_1 – время работы трубопровода на i -том продукте.

Чем больше число циклов, тем меньше объем резервуарного парка. В соответствии с нормами технологического проектирования должно соблюдаться условие:

$$V_p \geq (2 \div 3) Q_{\text{сум}}.$$

Увеличение числа циклов приводит к пропорциональному увеличению числа контактов между нефтепродуктами и к увеличению объема смеси, что ведет к убыткам от пересортицы нефтепродуктов.

Исходя из вышесказанного, оптимальное число циклов определяются из условия минимума суммы затрат на строительство резервуарных парков и убытков от пересортицы.

При существующем резервуарном парке:

$$\Pi_0 = \frac{\sum_{i=1}^n Q_i}{V_p}, \quad (3.47)$$

где Q_i – объем транспорта i -го продукта за год.

Последовательная перекачка прямым контактированием получила свое название из-за того, что вытесняемая и вытесняющая нефти непосредственно контактируют друг с другом без какого бы то ни было разделения. Поэтому сразу же возникает вопрос, как велико это смесеобразование и насколько серьезны опасения, что транспортируемые нефти перемешаются друг с другом. Действительно, при вытеснении одной

нефти другой в местах контакта последовательно движущихся партий образуется смесь, причем ее количество по мере движения от начала нефтепровода к его концу постоянно возрастает.

Объем смеси, образующейся при контакте нефтепродуктов, сильно зависит от гидравлического режима их течения. При ламинарном режиме объем смеси достигает 4...5 объемов трубопровода. При турбулентном режиме он составляет только 0,005...0,01 объемов трубопровода. Исходя из этого, трубопроводы для последовательной перекачки нефтепродуктов работают при числах Рейнольдса более 10000.

Благодаря тому, что нефтепродукты выпускаются с запасом качества, имеется возможность часть смеси принять в резервуары для чистых продуктов и тем свести к минимуму объем не кондиционного продукта, а иногда и исключить его полностью. Для достижения минимального объема некондиционной смеси контактирующие пары нефтепродуктов в цикле подбирают с близкими потребительскими качествами.

Для избежания образования дополнительной смеси следует избегать остановок трубопровода при замещении одного нефтепродукта другим.

При перекачке нефтепродуктов в безостановочном режиме разность плотностей контактирующих нефтей практически не сказывается на количестве образующейся смеси.

Если же скорость движения нефтей снижается, то различие их плотностей приводит к увеличению объема смеси, а при полных остановках перекачки это различие играет основную роль в смесеобразовании. При остановках перекачки исчезает выравнивающее действие процессов турбулентного перемешивания и на первый план выходят иные факторы. Основным из них является гравитационное растекание в поле силы тяжести, происходящее вследствие разности плотностей перекачиваемых нефтей. Более тяжелая нефть Т, если она стоит выше более легкой Л, начинает течь вниз по нижней образующей трубы, а более легкая нефть поднимается навстречу ей в верхней части трубы (рис. 3.20). 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.

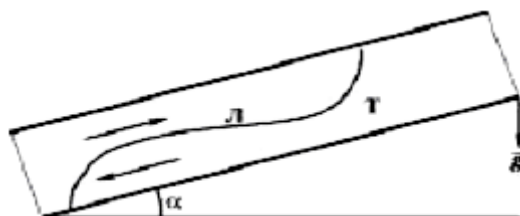


Рис. 3.20. Схема растекания разноплотных нефтей под действием силы тяжести

Однако растекание нефтей вследствие различия плотностей в большинстве случаев ограничено. Начавшееся растекание длится небеспредельно и через некоторое время после остановки перекачки прекращается. Причиной этому является волнообразный характер профиля трубопровода, т. е. 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 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. 3.21).



Рис. 3.21. Схема образования гидрозатвора в колене нефтепровода

Как только более тяжелая нефть заполнит ближайшее к месту остановки U-образное колено, в нем образуется гидрозатвор (линия А-А'), останавливающий дальнейшее растекание жидкостей: более легкая Л нефть не в состоянии двигаться вверх, поскольку для этого ей потребовалось бы сначала погрузиться в более тяжелую Т нефть, что, естественно, невозможно.

Таким образом, «пересеченность» профиля нефтепровода является главным защитником последовательно транспортируемых нефтей от их чрезмерного перемешивания при остановках. Образующиеся в низинах профиля гидрозатворы (на разности плотностей нефтей) останавливают растекание разноплотностных жидкостей (М.В. Лурье, 1989).

Отсюда следует простое правило: для предотвращения чрезмерного растекания разноплотностных нефтей на границах их контакта рекомендуется останавливать эти контакты в местах с наибольшей пересеченностью местности, по которой проходит нефтепровод.

В целях сокращения объема смеси также находят применение разделители нефтепродуктов. Используются разделители твердые (поршни, шары), гелеобразные (водный раствор полиакриламида) и жидкие (промежуточный нефтепродукт или смесь контактирующих нефтепродуктов).

Однако последовательная перекачка нефтей прямым контактированием более проста с технологической точки зрения и достаточно эффек-

тивна 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.

При контроле за последовательной перекачкой, помимо обычных для нефтепровода измерений Q , P , t производится определение вида проходящего через данное сечение трубопровода продукта. Для идентификации продукта и определения концентрации продукта в смеси используется измерение плотности, диэлектрической постоянной, вязкости, скорости распространения нефтепродукта и других констант. В настоящее время наиболее распространенным является метод измерения плотности. Перспективным считается метод измерения скорости распространения ультразвука.

3.13. Особенности перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей

Условно к высоковязким нефтям можно отнести нефти с вязкостью более 2 Ст , а к высокозастывающим с температурой застывания $t_z > 0 \text{ }^\circ\text{C}$. Эти их особенности и предполагают использование специальных технологий для трубопроводного транспорта. В настоящее время для транспорта высоковязких и высокозастывающих нефтей используют следующие методы:

- *транспорт с разбавителями (нефть маловязкая, конденсат, нефтепродукты);*
- *транспорт с использованием присадок;*
- *транспорт термообработанных нефтей;*
- *транспорт подогретых нефтей.*

Разбавители используются для транспорта высоковязких и высокозастывающих нефтей при наличии маловязких углеводородов вблизи добычи аномальных нефтей или при прохождении трубопровода с аномальными нефтями вблизи от нефтепровода с маловязкой нефтью.

В настоящее время при транспорте аномальных нефтей используется два вида *присадок*: ламинизаторы потока и регуляторы процесса кристаллизации парафина в нефти. Второй вид присадок используется только в случае высокозастывающих и, как правило, высокопарафинистых нефтей. В этом случае присадки адсорбируются на поверхности

кристаллов парафина снижают эффективную вязкость нефти и улучшают другие реологические характеристики. В качестве присадок ламинирующих поток используются высокомолекулярные соединения с длинными цепочками. В потоке молекулы, вытягиваясь вдоль потока, гасят пульсирующую составляющую скорости и тем самым снижают гидравлическое сопротивление движению нефти. Этот вид присадок имеет перспективу использования при транспорте даже маловязких нефтей и нефтепродуктов, так как позволяет на 40 % снизить потери напора на трение. Присадки добавляются в количествах не превышающих 0,2 % по отношению к транспортируемой нефти.

Процесс термообработки нефти заключается в разогреве ее до температуры выше температуры начала кристаллизации парафина и последующим охлаждении с темпом, исключающим перенасыщение нефти парафином. В результате вырастают крупные и рыхлые кристаллы парафина, легко разрушающиеся в потоке, и нефть приобретает свойства позволяющие транспортировать ее как маловязкую. В процессе движения по трубопроводу нефть восстанавливает свои свойства. По этой причине транспорт термообработанных нефтей используется на расстоянии в несколько десятков километров.

Основным методом транспорта высоковязких и высокозастывающих нефтей является транспорт нефти с подогревом – «горячая» перекачка нефти. При этом нефть может подогреваться на специальных тепловых станциях (ТС) расположенные через определенные расстояния по трассе «горячего» нефтепровода или постоянно (попутно) при движении по трубопроводу. Для попутного подогрева используются специальные ленточные подогреватели, наносимые на поверхность трубопровода и разогрев поверхности труб вихревыми токами (скин-эффект). Для снижения тепловых потерь трубы могут быть теплоизолированы.

Особенностью работы «горячего» нефтепровода является переменная температура по длине участка между ТС. Температура нефти в трубе меняется вследствие теплообмена с окружающей средой и попутным подогревом за счет тепла трения потока и скрытой теплоты кристаллизации потока:

$$t = t_0 + b + (t_1 - t_0 - b) \cdot e^{-ax}, \quad (3.48)$$

где t – температура нефти на расстоянии x от начала участка, °С; t_0 – температура грунта, °С; b – температура трения, °С; t_1 – температура в начале участка, °С; a – показатель крутизны падения температуры, 1/м;

$$b = \frac{Q \cdot \rho \cdot g \cdot i}{k \cdot \pi \cdot D}; \quad (3.49)$$

$$a = \frac{k \cdot \pi \cdot D}{Q \cdot \rho \cdot C_M^*}, \quad (3.50)$$

где k – полный коэффициент теплопередачи, Вт/м²·град; $k = 1 \div 2$ Вт/м²·град; C_M^* – удельная эффективная массовая теплоемкость нефти, Дж/кг·град,

$$C_M^* = C_M + \frac{x\varepsilon}{t_{\text{нп}} - t}, \quad (3.51)$$

где C_M – удельная теплоемкость нефти; ε – доля выпадающего парафина при снижении температуры до значения t ; x – скрытая теплота кристаллизации парафина, Дж/кг; $t_{\text{нп}}$ – температура начала кристаллизации парафина, °С; t – температура, для которой известно ε .

В соответствии с (3.48) температура нефти стремится по экспоненте к $(t+b)$. Величина температуры трения b увеличивается с увеличением D и Q и с уменьшением k . Так при $D = 1,2$ м и производительности 10000 м³/час $b = 27$ °С при $k = 2$ Вт/м²·град и $b = 54$ °С при $k = 1$ Вт/м²·град. Следовательно, тепло трения замедляет снижение температуры и в определенных условиях может привести к разогреву нефти. Наличие парафина еще больше замедляет процесс охлаждения нефти.

При транспорте высокозастывающих нефтей температура в любой точке трубопровода должна превышать температуру застывания на 2÷5 °С. Температура в начале участка t_1 , ограничивается температурой кипения нефти и опасностью пригорания на горячих поверхностях подогревателей.

При транспорте высоковязких нефтей температура определяется из условия максимума прибыли.

Снижение температуры по длине нефтепровода приводит к увеличению вязкости нефти и увеличению гидравлического уклона. В этих условиях расчет нефтепровода как «изотермического» ограничен относительно небольшой длиной, увеличивающейся к концу участка между ТС. Общие потери напора определяются как сумма потерь на отдельных участках. Чем выше заданная точность расчета, тем на большее число подучастков должен быть «разбит» участок между ТС.

Существует методика расчета участка между ТС целиком. В этом случае:

$$h = h_0 \cdot \Delta r \cdot \Delta l, \quad (3.52)$$

где h_0 – потери напора в участке при начальной температуре нефти (режим изотермический); Δr – поправка на неизотермичность в радиальном направлении; Δl – поправка на неизотермичность по длине участка.

При турбулентном режиме течения нефти $\Delta r = 1$. Поправка на неизотермичность по длине участка и на неизотермичность в радиальном направлении рассчитываются по специальным формулам.

В данном разделе использовалась следующая литература

1. СНиП 2.05.06–85*. Строительные нормы и правила. Магистральные трубопроводы.
2. ВНТП 2-86 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов. – М., 1986.

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

4.1. Исходные данные для технологического расчета

Технологический расчет магистрального газопровода предусматривает решение следующих основных задач:

- определение оптимальных параметров газопровода. К ним относятся диаметр трубопровода, давление на компрессорных станциях (КС), толщина стенки трубопровода, число компрессорных станций;
- расстановка станций по трассе газопровода;
- расчет эксплуатационных режимов газопровода.

К основным технологическим параметрам магистрального газопровода относятся: годовая производительность, диаметр, рабочее давление, протяженность, число КС, степень сжатия, температура охлаждения газа на КС.

Технологические параметры проектируемых газопроводов определяются по результатам оптимизационных расчетов, как правило, в предпроектной и проектной документации.

4.2. Пропускная способность и режим работы магистрального газопровода

Пропускная способность и режим работы магистрального газопровода (МГ) определяются совместной работой КС и линейных участков, его составляющих. При этом режимы работы отдельных КС и участков, в связи с различием их геометрических размеров, давления и температуры газа, значительно отличаются, что диктует необходимость поочередного расчета всех элементов системы. Выходные параметры одного элемента являются входными параметрами следующего за ним. Таким образом, поочередно следуют расчеты работы участков и компрессорных станций. На каждом этапе ведется проверка соответствия полученных параметров условиям нормальной работы газопровода и оптимальности режима.

По аналогичной схеме будет работать математическая модель МГ при расчетах на ЭВМ. Для ее реализации требуется формализовать работу основных элементов системы: участок, газоперекачивающий агрегат (ГПА), пылеуловитель (ПУ), аппарат воздушного охлаждения (АВО).

Рассмотрим поочередно основные уравнения, позволяющие оценить изменения параметров газа при его перемещении по элементам

МГ, и на их основе составим алгоритмы решения важнейших задач эксплуатации газопровода.

Основным расчетным уравнением для участка МГ является уравнение пропускной способности. В общем случае пропускная способность участка зависит от его длины, внутреннего диаметра труб, перепада давления, физических свойств газа и рельефа трассы. Учитывая, что плотность газа мала, влиянием рельефа чаще всего можно пренебречь. Согласно ОНТП газопровод рассчитывается как горизонтальный при разности геодезических отметок менее 100 м. В этом случае уравнение пропускной способности используется в следующем виде:

$$q = 105,087 \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) D^5}{\lambda \cdot z \cdot T \cdot l \cdot \Delta}}, \quad (4.1)$$

где q – пропускная способность участка ($T = 293$ К, $P = 0,1$ МПа), млн $m^3/сут$; P_1, P_2 – давление в начале и в конце участка, МПа; D – эквивалентный диаметр труб, м; z – коэффициент сжимаемости газа при среднем значении давления и температуры в участке; T – средняя температура газа в участке, К; l – длина участка, км; λ – расчетное значение коэффициента гидравлического сопротивления.

Для определения пропускной способности необходимо определить:

- коэффициент гидравлического сопротивления;
- среднее давление газа на участке;
- среднюю температуру газа на участке;
- физические свойства газа при P_{cp} и T_{cp} .

4.3. Определение физических свойств газа

Физические свойства газа определяются при средних значениях T и P рассчитываемого участка, при T и P на входе в ЦН и при средних значениях T и P в АВО.

Широкое использование ЭВМ диктует необходимость аналитического определения физических свойств газа. При гидравлических и тепловых расчетах МГ используются следующие физические величины: коэффициент сжимаемости, динамическая вязкость, удельная теплоемкость и коэффициент Джоуля-Томсона.

Плотность газа (газовой смеси) определяется по правилу аддитивности (сложения):

$$\rho = \sum_{i=1}^n a_i \cdot \rho_i, \quad (4.2)$$

где $a_1 \dots a_n$ – объемные (молярные) концентрации компонентов смеси; $\rho_1 \dots \rho_n$ – плотности компонентов смеси.

В расчетах часто пользуются понятием *относительной плотности газа* (Δ), то есть отношением плотности газа ρ к плотности воздуха ρ_v при одних и тех же условиях.

Базовым параметром является также плотность газа при стандартных условиях ($\rho_{СТ}$), между которыми существует следующая связь:

$$\rho_{СТ} = 1,205 \cdot \Delta. \quad (4.3)$$

Коэффициент сжимаемости (z) и динамическая вязкость газа (η) определяются через приведенные значения давления и температуры:

$$P_{ПП} = \frac{P}{P_{КР}}, \quad T_{ПП} = \frac{T}{T_{КР}}, \quad (4.4)$$

где $P_{ПП}$ и $T_{ПП}$ – приведенные давление и температура; P и $P_{КР}$ – давление, при котором определяются свойства и критическое давление газа; T и $T_{КР}$ – температура, при которой определяются свойства и критическая температура газа:

$$P_{КР} = 0,1773 \cdot (26,831 - \rho_{СТ}), \quad (4.5)$$

$$T_{КР} = 155,24 \cdot (0,564 + \rho_{СТ}). \quad (4.6)$$

В настоящее время для определения коэффициента сжимаемости и динамической вязкости газа рекомендуется использовать следующие зависимости:

$$z = 1 - 0,0241 \frac{P_{ПП}}{\tau}, \quad (4.7)$$

где $\tau = 1 - 1,68T_{ПП} + 0,78T_{ПП}^2 + 0,0107T_{ПП}^3$;

$$\eta = 5,1 \cdot 10^{-6} \cdot [1 + \rho_{ХТ}(1,1 - \rho_H)] [(0,037 + T_{ПП}(1 - 0,104T_{ПП}))] \times \\ \times \left[\left(1 + \frac{P_{ПП}^2}{30(T_{ПП} - 1)} \right) \right], \quad (4.8)$$

где η – динамическая вязкость газа, Па·с.

Удельная теплоемкость c_p (кДж/(кгК)) и **коэффициент Джоуля-Томпсона D_i** (К/МПа) газа определяются из уравнений (4.9) и (4.10):

$$c_p = 1,696 + 1,838 \cdot 10^{-3} T + 1,96 \cdot 10^6 \frac{P - 1}{T^3}, \quad (4.9)$$

$$D_i = \frac{1}{c_p} \left(\frac{0,980 \cdot 10^{-6}}{T^2} - 1,5 \right). \quad (4.10)$$

При решении задач следует постоянно следить за соответствием условий, при которых определяются физические свойства газа реальным условиям рассчитываемого участка газопровода.

4.4. Определение коэффициента гидравлического сопротивления

В общем случае коэффициент гидравлического сопротивления зависит от числа Рейнольдса Re и относительной шероховатости ε :

$$\varepsilon = \frac{2k}{D}, \quad (4.11)$$

где k – эквивалентная шероховатость труб.

При отсутствии уточненных данных k принимается равным 0,03 мм.

Число Рейнольдса определяется зависимостью:

$$Re = \frac{WD\rho}{\eta}, \quad (4.12)$$

где η – динамическая вязкость газа, Па·с.

Приняв $Q = \frac{M}{\rho}$ и $W = \frac{Q}{F} = \frac{4Q}{\pi D^2}$, получаем:

$$Re = \frac{4Q\rho}{\pi D\eta} = \frac{4M}{\pi D\eta}. \quad (4.13)$$

Для практических расчетов Re можно определять по следующей формуле:

$$Re = 17,75 \cdot 10^3 \frac{Q \cdot D}{D \cdot \eta}, \quad (4.14)$$

где Q – объемная производительность МГ, млн $m^3/сут$; D – внутренний диаметр труб, м.

Для условий МГ можно считать динамическую вязкость постоянной величиной. В таком случае постоянной величиной будет и Re .

Для расчетов МГ нормами технологического проектирования рекомендуется формула ВНИИгаза:

$$\lambda = 0,067 \left(\frac{158}{Re} + \frac{2k}{D} \right)^{0,2}. \quad (4.15)$$

Эта формула справедлива для всей области турбулентного режима течения газа. МГ при полной их загрузке обычно работают в квадратичной зоне этого режима. Для определения зоны, в которой работает МГ, используются переходные значения числа Рейнольдса и производительности:

$$Re_{II} = 11 \left(\frac{2k}{D} \right)^{-1.5}, \quad (4.16)$$

$$Q_{II} = 1,334 \cdot 10^6 \frac{\eta D^{2.5}}{\Delta}. \quad (4.17)$$

В квадратичной зоне влияние Re незначительно, поэтому:

$$\lambda = 0,067 \left(\frac{2k}{D} \right)^{0.2} \quad (4.18)$$

или при $k = 0,03$ мм:

$$\lambda = \frac{0,03817}{D^{0.2}}, \quad (4.19)$$

где D – диаметр МГ, мм.

На гидравлическое сопротивление МГ оказывают влияние местные сопротивления и засорение труб. Для учета этих факторов при расчетах используется расчетное значение коэффициента гидравлического сопротивления

$$\lambda_p = 1,05 \frac{\lambda}{E^2}, \quad (4.20)$$

где E – коэффициент гидравлической эффективности газопровода.

В соответствии с ОНТП и правилами технической эксплуатации МГ, при отсутствии реального значения эффективности работы МГ, принимается $E = 0,95$ для газопровода оборудованного узлами для очистки труб и $E = 0,92$ при их отсутствии.

4.5. Определение давления в магистральном газопроводе

Давление является основным параметром, по которому контролируется режим работы трубопроводов.

Газ поступает на КС с давлением и температурой в конце подводящего трубопровода (головная КС) или предшествующего участка (промежуточные КС) P_2 и T_2 . На выходе станции (в начале следующего участка) давление будет P_1 . Степень сжатия станции ε_K при этом составит:

$$\varepsilon_K = \frac{P_1}{P_2}. \quad (4.21)$$

Учитывая потери во входном и выходном коллекторах, степень сжатия нагнетателей должна быть более высокой:

$$\varepsilon_H = \frac{P_1 + \Delta P_H + \Delta P_A}{P_2 - \Delta P_B}, \quad (4.22)$$

где ΔP_B , ΔP_H – потери давления во входном и выходном коллекторах КС; ΔP_A – потери давления в аппаратах воздушного охлаждения, $\Delta P_A = 0,0588$ МПа.

Возможность реализации требуемой степени сжатия определяется располагаемой мощностью привода нагнетателя N_D :

$$N_D = \frac{N_i}{0,95 \cdot \eta_M} \leq N_P, \quad (4.23)$$

где N_D , N_i – потребляемая мощность двигателя и внутренняя мощность нагнетателя; η_M – механический КПД нагнетателя.

Для электроприводных ГПА $\eta_M = 0,96$.

Внутренняя мощность нагнетателя определяется с помощью приведенных характеристик:

$$N_i = \left[\frac{N_i}{\rho_B} \right] \cdot \rho_B \left(\frac{n}{n_H} \right)^3, \quad (4.24)$$

где $\left[\frac{N_i}{\rho_B} \right]$ – приведенная мощность нагнетателя, n , n_H – фактическая и номинальная частота вращения ротора нагнетателя; ρ_B – плотность газа при условиях входа в нагнетатель, кг/м^3 .

$$\rho_B = \frac{P_B}{z_B \cdot R \cdot T_B} = \rho_{..T} \frac{P_B \cdot T_{CT}}{P_{CT} \cdot T_B \cdot z_B}, \quad (4.25)$$

где P_B , P_{CT} – давление (абсолютное) газа на входе нагнетателя и при стандартных условиях, Па; T_B , T_{CT} – температура газа на входе нагнетателя и при стандартных условиях, К; z_B – коэффициент сжимаемости газа при условиях входа в нагнетатель; R – газовая постоянная, Дж/(кгК):

$$R = 286/\Delta. \quad (4.26)$$

Допускается определение внутренней мощности по формуле:

$$N_i = 13,34 \frac{z_B \cdot T_B \cdot Q}{\eta_{II}} \left(\varepsilon_H^{\frac{K-1}{K \eta_{II}}} - 1 \right), \quad (4.27)$$

где N_i – внутренняя мощность, кВт; Q – производительность нагнетателя, млн $\text{м}^3/\text{сут}$; η_{II} – политропический кпд нагнетателя; K – показатель адиабаты сжатия, $K=1,31$.

Располагаемая мощность газотурбинной установки (ГТУ) и электродвигателя зависит от условий их работы.

Используя (4.27), можно определить максимальную производительность нагнетателя, а соответственно и КС, при требуемой степени сжатия и располагаемой мощности ГПА или максимальную степень сжатия при заданной производительности. Полученный таким образом результат не всегда может быть реализован при использовании конкретного типа нагнетателя с заданной проточной частью. Реализуемые значения степени сжатия определяются только по приведенным характеристикам ЦН.

Приведенная характеристика нагнетателя представляет собой графическое изображение трех функций:

$$\varepsilon - Q_{\text{ПР}}, \eta_{\text{П}} - Q_{\text{ПР}}, \left[\frac{N_i}{\rho_B} \right] - Q_{\text{ПР}}.$$

Аналитически эти функции можно аппроксимировать полиномами:

$$\begin{aligned} \varepsilon_{\text{H}} &= a_0 + a_1 Q_{\text{ПР}} + a_2 Q_{\text{ПР}}^2, \\ \eta_{\text{П}} &= b_0 + b_1 Q_{\text{ПР}} + b_2 Q_{\text{ПР}}^2 + b_3 Q_{\text{ПР}}^3, \\ \left[\frac{N_i}{\rho_B} \right] &= c_0 + c_1 Q_{\text{ПР}} + c_2 Q_{\text{ПР}}^2, \end{aligned} \quad (4.28)$$

где $Q_{\text{ПР}}$ – приведенная производительность, $\text{м}^3/\text{мин}$:

$$Q_{\text{ПР}} = Q_{\text{В}} \frac{n_{\text{H}}}{n}, \quad (4.29)$$

где n_{H} , n – номинальная и фактическая частота вращения рабочего колеса нагнетателя; $Q_{\text{В}}$ – производительность при условиях входа в нагнетатель, $\text{м}^3/\text{мин}$

$$Q_{\text{В}} = \frac{Q \cdot 10^6 \cdot \rho_{\text{СТ}}}{1440 \rho_{\text{В}}}, \quad (4.30)$$

где Q – производительность нагнетателя при стандартных условиях, млн $\text{м}^3/\text{сут}$.

Зависимость $\varepsilon - Q_{\text{ПР}}$ описывается для случая:

$$\left[\frac{n}{n_{\text{H}}} \right] = \frac{n}{n_{\text{H}}} \sqrt{\frac{T_{\text{ПР}} \cdot z_{\text{ПР}} \cdot R_{\text{ПР}}}{T_{\text{В}} \cdot z_{\text{В}} \cdot R}} = 1, \quad (4.31)$$

где $T_{\text{ПР}}$, $Z_{\text{ПР}}$, $R_{\text{ПР}}$ – приведенные параметры нагнетателя; $\left[\frac{n}{n_{\text{H}}} \right]$ – приведенная частота вращения рабочего колеса ЦН.

Развиваемая ЦН степень сжатия при любой частоте вращения может быть пересчитана по уравнению:

$$\varepsilon_H = \left[\frac{T_{PP} z_{PP} R_{PP}}{T_B z_B R} \left(\frac{n}{n_H} \right)^2 (\varepsilon^{\frac{K-1}{K \cdot \eta_{PP}}} - 1) + 1 \right]^{\frac{K \cdot \eta_{PP}}{K-1}}, \quad (4.32)$$

где ε – степень сжатия ЦН при приведенной частоте вращения, равной 1,00.

Уравнение (4.32) позволяет определить частоту вращения рабочего колеса, при которой ЦН создает требуемую степень сжатия:

$$n = n_H \left(\frac{\varepsilon^{\frac{K-1}{K \cdot \eta_{PP}}} - 1}{\varepsilon_H^{\frac{K-1}{K \cdot \eta_{PP}}} - 1} \right)^{0,5} \cdot \sqrt{\frac{T_B z_B R}{T_{PP} z_{PP} R_{PP}}}. \quad (4.33)$$

При этом должны соблюдаться условия (4.23), (4.34), (4.35) и

$$n \leq 1,1 \cdot n_H, \quad (4.34)$$

$$1,1 \cdot Q_{PPmin} < Q_{PP} < Q_{PPmax}. \quad (4.35)$$

Давление на выходе КС не должно превышать рабочего давления МГ P_P :

$$P_l = P_H - \Delta P_H - \Delta P_A \leq P_P. \quad (4.36)$$

Пользуясь уравнением (6.1) можно определить давление в любой точке участка МГ:

$$P_x^2 = P_l^2 - \frac{z T \lambda T}{c^2 D^5} Q^2 x = P_l^2 - A Q^2 x, \quad (4.37)$$

где $A = \frac{z \cdot T \cdot \lambda \cdot \Delta}{c^2 \cdot D^5} \approx idem$

Из (4.37) видно, что P^2 меняется по длине участка линейно.

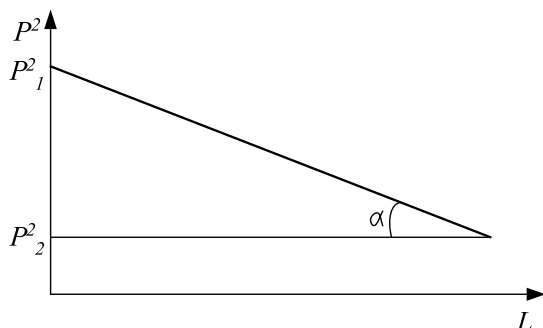


Рис. 4.1. Изменение P^2 по длине участка

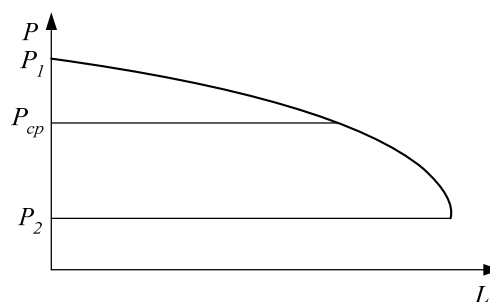


Рис. 4.2. Изменение P по длине участка

Из рис. 4.1, 4.2:

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{P_1^2 - P_2^2}{L} = A Q^2.$$

Тогда для давления в любой точке участка можно записать:

$$P_x = \sqrt{P_1^2 - \frac{P_1^2 - P_2^2}{L} x}. \quad (4.38)$$

Следовательно, давление по длине участка меняется по параболическому закону и среднее давление должно определяться как среднегеометрическое:

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \left(P_1 + \frac{P_2^2}{P_1 + P_2} \right). \quad (4.39)$$

5. ЭКСПЛУАТАЦИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

5.1. Правила технической эксплуатации магистральных нефтегазопроводов

Эксплуатация магистральных трубопроводов это совокупность процессов приема, перекачки, сдачи перекачиваемого продукта, технического обслуживания и ремонта объектов магистральных трубопроводов.

Организацию работ по эксплуатации системы магистрального нефтепроводного транспорта осуществляет эксплуатирующая организация и ее дочерние предприятия – открытые акционерные общества магистральных нефтепроводов (ОАО МН).

Организации, эксплуатирующие магистральные трубопроводы, поднадзорны Госгортехнадзору России, Государственной противопожарной службе и другим органам государственного надзора, уполномоченным Правительством РФ.

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 ОАО МН и других эксплуатирующих и сервисных 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 трубопровода 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 ведение установленной отчетности;*
- *сохранность материальных ценностей на объектах МН.*

Обеспечение производственной деятельности осуществляется организациями магистральных нефтепроводов и их структурными подразделениями: филиалами – районные управления и управления магистральных нефтепроводов (РУМН, УМН), линейные производственно-диспетчерские станции (ЛПДС), нефтеперекачивающие станции (НПС), перевалочные нефтебазы (ПНБ); функциональные подразделения и службы – специализированные управления по предотвращению и ликвидации аварии (СУПЛАВ), ремонтно-строительные управления (РСУ), центральные базы производственного обслуживания (ЦБПО), аварийно-восстановительные пункты (АВП), лаборатории и другие подразделения и службы, необходимость которых определяется объемами перекачки, протяженностью эксплуатируемых МН, количеством действующих НПС и конкретными особенностями каждого нефтепровода.

Организация технического обслуживания и ремонта (ТОР) сооружений и оборудования магистральных нефтепроводов обеспечивается централизованным, пообъектным, смешанным видом системы ТОР, который определяется нормативными документами оператора системы магистрального нефтепроводного транспорта.

В каждом ОАО МН должны быть утверждены положения об отделах, службах и производственных подразделениях, а также должностные и производственные инструкции персонала с учетом требований действующих нормативных документов.

Требования к эксплуатации объектов МН должны регламентироваться производственными инструкциями и технологическими схемами, разрабатываемыми филиалами и подразделениями ОАО МН с учетом местных условий и на основе государственных, ведомственных нормативных документов.

ОАО МН при эксплуатации объектов магистральных нефтепроводов в своей деятельности должны руководствоваться:

- проектной и исполнительной документацией, включающей рабочий проект, комплект документации, подтверждающий качество выполненных строительно-монтажных работ (при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте объектов МН);

- нормативно-технической документацией (НТД), включающей стандарты (ГОСТ, ОСТ, СТП), стандарты безопасности (ССБТ), строительные нормы и правила (СНиП), своды правил по проектированию и строительству (СП), технические условия (ТУ), ведомственные нормы технологического проектирования (ВНТП), ведомственные строительные нормы (ВСН), нормы и правила пожарной безопасности (ППБ), нормы и правила по охране труда и другие нормативные документы, принятые в отрасли.
- регламентами, разработанными и утвержденными Компанией и регулирующими вопросы производственной деятельности подразделений Компании и ОАО УМН;
- оперативной документацией, включающей рабочие документы, регулирующие и регистрирующие технологические процессы перекачки, приема-сдачи и учета нефти, эксплуатации объектов и сооружений МН. К ним относятся должностные и производственные инструкции (инструкции по охране труда, инструкции по эксплуатации, технологические схемы и карты, графики технического обслуживания и ремонта, вахтенные журналы, журналы учета, диспетчерские листы, оперативные сводки и отчеты, графики замеров, протоколы наладочных работ, акты расследования аварий, планы ликвидации аварий, планы тушения пожаров и другая документация.

Оперативная документация разрабатывается на основе проектной, исполнительной документации, действующих нормативных документов, директивных указаний и распоряжений, а также опыта эксплуатации объектов.

На эксплуатируемые объекты магистрального нефтепровода должны быть составлены *паспорта* по установленной форме.

Паспорта ведутся на: магистральные нефтепроводы, находящиеся на балансе ОАО МН, включая находящиеся в консервации и выведенные из эксплуатации, в т. ч. на линейную часть МН или участка МН в РНУ (УМН) и ОАО МН в пределах закрепленных за ними границ эксплуатации, переходы через реки шириной более 10 м по зеркалу воды в межень и глубиной свыше 1,5 м, перевалочные нефтебазы (ПНБ), наливные пункты, пункты подогрева нефти (ППН), причалы, станции смешения нефти (ССН) и внутриобъектные сооружения (резервуары, сосуды под давлением, котлы и т. д.).

Паспорта должны содержать сведения о мониторинге технического состояния объекта, проведенных с начала его эксплуатации техническом обслуживании, ремонтах, диагностических обследованиях, испытаниях на надежность, ликвидациих аварий и отказов.

Паспорта на линейную часть МН, НПС, ПНБ, ППН, ССН составляются специалистами ОАО МН или его филиалов. Паспорта на оборудование и сооружения НПС, ПНБ, ППН, ССН составляются специалистами данных подразделений.

Паспорта на МН в пределах закрепленных за ОАО МН границ эксплуатации и на участки МН утверждаются главным инженером ОАО МН и хранятся в отделе эксплуатации ОАО МН.

Паспорта на НПС, ПНБ, ППН, ССН их оборудование и сооружения утверждается главным инженером филиала ОАО МН и хранятся на этих объектах.

Технические документы, составляемые в период эксплуатации (технологические карты и схемы), должны быть выполнены с соблюдением требований действующих НТД.

Соответствующие изменения и дополнения в технологических схемах, изменения конструкций, данные о контроле технического состояния МН должны в 10-дневный срок быть внесены в исполнительную и оперативную документацию.

Оперативная документация должна пересматриваться не реже одного раза в 3 года и находиться на рабочих местах.

5.2. Техническое обслуживание и эксплуатация нефтегазопроводов

В техническое обслуживание нефтегазопроводов входят технические осмотры и собственно техническое обслуживание линейной части магистрального трубопровода.

Технические осмотры линейной части включают:

- *патрулирование трассы, т. е. визуальное наблюдение с целью своевременного обнаружения опасных ситуаций, угрожающих целостности и безопасности трубопровода или безопасности окружающей среды;*
- *регулярные осмотры и обследования всех сооружений с применением технических средств, с целью определения их технического состояния.*

Трасса трубопровода должна патрулироваться с целью контроля состояния охранной зоны и прилегающей территории, выявления факторов, которые могут создавать угрозу безопасности и надежности эксплуатации трубопровода.

Периодичность осмотра трубопровода путем обхода, объезда или облета устанавливается руководством эксплуатирующей организации в зависимости от местных условий времени года.

Осмотр должен осуществляться:

- *воздушным патрулированием – не менее 2...5 раз в 7 дней (рис. 5.1);*



Рис. 5.1. Воздушное патрулирование трассы трубопровода



Рис. 5.2. Наземное вдольтрассовое патрулирование на транспорте

- наземным патрулированием на транспортных средствах – не менее 1 раза в 7 дней, а в зависимости от конкретных условий эксплуатации – ежедневно (рис. 5.2);
- наземным патрулированием, выполняемым обходчиками – ежедневно.

Внеочередные осмотры трассы проводятся после стихийных бедствий, при обнаружении утечек, падении давления, нарушении баланса перекачки и других признаках повреждения трубопровода.

При патрулировании ЛЧ особое внимание должно быть уделено:

- наличию признаков утечек (рис. 5.3);



Рис. 5.3. Наличие утечек нефти определяют визуально

- строительным и земляным работам, в том числе проводимым сторонними организациями;
- эрозии грунта;
- льдообразованию;
- образованию промоин и размывов;
- оползневым участкам (рис. 5.4);

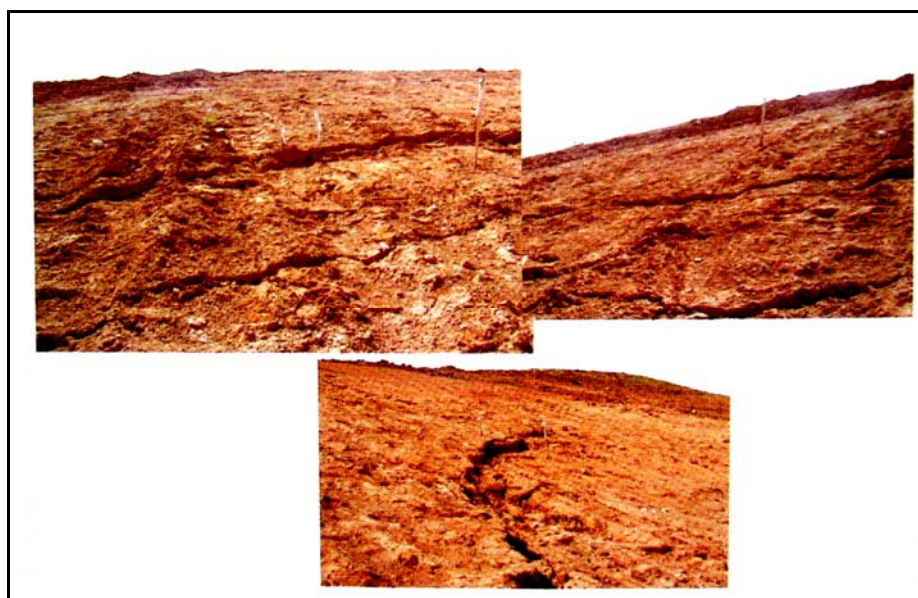


Рис. 5.4. Проявление активации оползневых явлений в виде разломов и трещин на поверхности склона

- оседанию грунта над трубопроводом (рис. 5.5);



Рис. 5.5. Просадка грунта над трубопроводом в карстовых зонах

- оголению трубопровода;
- пересечению трубопроводом водотоков, железных и автомобильных дорог (рис. 5.6).



Рис. 5.6. Оголенный участок трубопровода, пересекающий водную преграду

Структурные подразделения филиалов, эксплуатирующих объекты магистрального трубопровода, должны содержать в рабочем состоянии

проезды, подъездные пути, переезды через трубопроводы, вдольтрассовые дороги, вертолетные площадки и взлетно-посадочные полосы авиатранспорта для обслуживания линейной части.

О замеченных утечках нефти или газа, любых неисправностях и повреждениях сооружений по трассе, угрожающих нормальной работе трубопровода или безопасности людей и находящихся вблизи предприятий, населенных пунктов, а также о нарушениях охранной зоны трубопровода, лица, выполняющие патрулирование, должны немедленно сообщать непосредственному руководителю и диспетчеру.

Результаты патрулирования заносятся в Журнал патрулирования.

Для постоянного наблюдения за трассой магистрального трубопровода и своевременного выявления и устранения обнаруженных неполадок имеется служба линейных обходчиков.

Обходчик должен быть хорошо знаком со своими обязанностями и местностью, по которой проходит его участок, а также обладать необходимым техническим минимумом знаний трубопроводного и слесарного дела, уметь пользоваться аппаратурой радиосвязи.

Обходчик обязан в условиях любой непогоды осуществить очередной или срочный осмотр своего участка и передать сведения о его состоянии, провести необходимое переключение лилейных задвижек в заданных пунктах. От оперативности обходчика нередко зависит предотвращение крупной аварии или же большой потери перекачиваемого продукта. Линейный обходчик отвечает за техническое состояние закрепленного за ним участка трубопровода и сооружений на нем.

Независимо от числа параллельно уложенных трубопроводов, Длина участка, обслуживаемого одним линейным обходчиком, устанавливается от 10 до 15 км в зависимости от рельефа местности, наличия переходов через искусственные и естественные препятствия, линейных узлов и других особенностей трассы, с размещением дома линейных обходчиков или блокпоста преимущественно в районе установки задвижек (рис. 5.7).

Обходчик должен иметь постоянную радио- или телефонную связь с операторной.

Линейные обходчики могут обеспечиваться средствами транспорта в зависимости от состояния трассы и наличия дорог.

Основной обязанностью линейного обходчика является постоянный надзор, уход, охрана и содержание в надлежащем порядке трубопровода и всех сооружений на нем в пределах полосы отвода и охранной зоны трубопровода.

Кроме ежедневного обхода закрепленного участка трассы линейный обходчик периодически обходит окрестности трассы.



Рис. 5.7. Жилой мобильный комплекс линейного обходчика

Все мелкие повреждения на трубопроводе, на линии связи и на других объектах трассы линейный обходчик ликвидирует самостоятельно и ставит об этом в известность руководство. Для ликвидации мелких повреждений на объектах трубопровода линейный обходчик имеет необходимый запас инструмента, приспособлений и материалов.

Кроме осмотра трубопровода, линейной арматуры и искусственных сооружений, в обязанность обходчика входит оперирование линейными задвижками, расположенными на участке. Линейный обходчик должен быть тщательно ознакомлен со схемой включения задвижек, их нумерацией, назначением и местоположением.

Обходчик также ведет контроль за давлением транспортируемого продукта в трубопроводе и по установленному графику передает диспетчеру данные о давлении на обслуживаемом им участке. Эти данные он также записывает в журнал, куда заносит ежедневно результаты обхода, проведенные работы и распоряжения должностных лиц районного управления.

Основная работа по эксплуатации и техническому обслуживанию линейной части производится линейной эксплуатационной службой (ЛЭС), которая является структурным подразделением линейно-производственной диспетчерской службы (ЛПДС) нефтеперекачивающей станции (НПС). ЛЭС подчиняется начальнику (заместителю начальника) ЛПДС (НПС). Функционально ЛЭС подчиняется отделу

эксплуатации нефтепроводного управления. За ЛЭС закрепляется участок трассы магистрального нефтепровода протяженностью 200...250 км в обычных условиях и 80...100 км в болотистых и горных условиях.

На ЛЭС возлагаются следующие основные задачи:

- выполнение необходимого комплекса профилактических мероприятий, обеспечивающих сохранность и работоспособность оборудования и сооружений линейной части МН;
- разработка перспективных и текущих планов работ ЛЭС и отчетность по их выполнению;
- содержание линейной части в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации магистральных нефтепроводов и Правил охраны магистральных нефтепроводов.

Перечень работ, выполняемых бригадой ЛЭС по техническому обслуживанию линейной части магистрального трубопровода представлен в табл. 5.1.

Таблица 5.1

*Некоторые виды работ, выполняемых ЛЭС
по ТО линейной части магистрального трубопровода*

Объекты	Наименование работ и срок выполнения
1	2
Охранная зона нефтепровода	Технический осмотр (обход, объезд или облет трассы): <i>2 раза в неделю, в период паводка – 3 раза в неделю</i>
Трубопровод	Осмотр надземных участков нефтепровода, узлов приема, пуска и пропуска ОУ и ВИС, узлов задвижек, манометров, сигнализаторов прохождения ОУ: <i>1 раз в неделю</i>
	Комплексное обследование трассы нефтепровода с составлением актов обследования: <i>1 раз в год (август-сентябрь)</i>
	Устранение незначительных размывов, оголений трубопровода: <i>В течение недели с момента обнаружения</i>
Запорная арматура, вантузы, узлы отбора давления	Внешний осмотр; устранение выявленных недостатков; удаление грязи, льда, воды, нефти и т. д.; подтяжка сальников, ТО электродвигателя: <i>1 раз в месяц</i>
Узлы пуска, приема средств очистки и диагностики	Внешний осмотр; устранение выявленных недостатков, ТО погружного насоса: <i>1 раз в месяц</i>

1	2
Подводные переходы шириной до 10 м, глубиной менее 1,5 м	Осмотр береговых и пойменных участков переходов, а также русловой части переходов малых водных преград, не требующих водолазного обследования. Проверка состояния берегоукреплений и водоотводных сооружений. Исправление незначительных дефектов: <i>1 раз в месяц</i>
Воздушные переходы	Осмотр и исправление незначительных дефектов: <i>1 раз в месяц</i>
Переходы железных и автомобильных дорог	Осмотр переходов, выявление просадки грунта и целостности земляного полотна, наличие и состояние защитного патрона: <i>1 раз в месяц</i>
Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру	Осмотр колодцев, ограждений, фундаментов. Очистка колодцев и ограждений от мусора, грязи, снега, растительности: <i>1 раз в месяц</i>
Вдольтрассовые дороги, проезды, мосты	Осмотр состояния дорог, мостов, дамб, переездов через коммуникации, восстановление надписей, устранение неисправностей: <i>1 раз в месяц</i>
Вертолетные площадки	Осмотр, восстановление указателей, очистка от растительности: <i>1 раз в месяц</i>

5.3. Обозначение трассы трубопровода на местности

Трасса трубопровода на местности обозначается опознавательными предупредительными знаками в виде столбиков со щитами-указателями высотой 1,5...2 м от поверхности земли, устанавливаемыми в пределах прямой видимости, но не реже чем через 1000 м, а также на углах поворота и пересечениях с другими трубопроводами и коммуникациями (см. рис. 5.8).

На щите-указателе должны быть приведены:

- наименование трубопровода или входящего в его состав сооружения;
- местоположение оси трубопровода от основания знака;
- привязка знака на трассе (км);
- охранная зона трубопровода, телефоны и адрес организации, эксплуатирующей данный участок трубопровода.

В местах больших снежных заносов, а также в районах затопления паводковыми водами вдоль соответствующих участков трубопровода необходимо устанавливать вехи, определяющие его трассу.



Рис. 5.8. Оповестительный знак магистрального трубопровода

Трасса трубопровода, особенно в местах переходов через железные и автомобильные дороги (см. рис. 5.9) и водные препятствия, у линейной арматуры и на опасных участках, должна быть четко обозначена на местности постоянными предупреждающими знаками (аншлагами).

Виды знаков на пересечениях автомобильных и железных дорог, правила их установки должны отвечать требованиям правил эксплуатации соответствующих путей сообщения и государственного стандарта на знаки.



Рис. 5.9. Предупреждающие знаки на переходе через автомобильную дорогу

На углах поворота и пересечениях с другими трубопроводами и коммуникациями, в местах мелкого залегания (до устранения) трасса трубопровода обозначается П-образными знаками размером 1,5...2 м над по-

верхностью земли (отступ стоек знака от трубопровода не менее 0.5 м с каждой стороны) с двухсторонним щитом 0,5·0,3 м с сигнальной надписью «Внимание нефтепровод! Движение техники запрещено!» (рис. 5.10).



Рис. 5.10. Обозначение поворота трассы

Опознавательными и предупредительными знаками должно быть четко обозначено местоположение коммуникаций, проходящих в одном техническом коридоре.

Обходчики и машины линейной службы должны быть обеспечены переносными предупредительными знаками для обозначения на местности аварийно-опасных участков трубопровода.

Все надземные переходы балочного типа должны быть оборудованы ограждениями, исключающими возможность доступа посторонних лиц и механизмов к трубопроводу, иметь защитное покрытие и иметь предупредительный знак «Проход и проезд запрещен».

Осмотр километровых знаков, указателей, установленных в местах пересечения с другими коммуникациями, размещения на нефтегазопроводе отводов, углов поворота, необходимо проводить не реже 1 раза в месяц.

5.4. Охранная зона магистрального трубопровода

На всем протяжении трассы магистрального трубопровода для исключения повреждений устанавливаются охранную зону:

- *вдоль трассы трубопровода – в виде участка земли, ограниченного условными линиями, находящимися в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны (см. рис. 5.11);*

- вдоль трасс многониточных трубопроводов – в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 м от осей крайних трубопроводов с каждой стороны;
- вдоль подводных переходов трубопроводов – в виде участка от водной поверхности до дна, заключенного между параллельными плоскостями, отстоящими от осей крайних ниток трубопроводов на 100 м с каждой стороны;
- вокруг емкостей для хранения и дренажа нефти – в виде участка земли, ограниченного замкнутой линией, отстоящей от границ территории указанных объектов на 50 м во все стороны;
- вокруг головных и промежуточных перекачивающих и наливных насосных станций, резервуарных парков, узлов учета нефти, наливных и сливных эстакад, пунктов подогрева нефти – в виде участка земли, ограниченного замкнутой линией, отстоящей от границ территорий указанных объектов на 100 м во все стороны.



Рис. 5.11. Предупреждающие знаки на трассе магистрального нефтепровода и газопровода с указанием границ охранной зоны

Земельные участки, входящие в охранные зоны, не изымаются у землепользователей и используются ими для проведения сельскохозяйственных и иных работ с обязательным соблюдением требований правил охраны магистральных трубопроводов. Полевые сельскохозяйственные работы в охранных зонах трубопроводов землепользователи проводят с предварительным уведомлением предприятий (организаций), эксплуатирующих трубопровод, о начале посевной и уборочной.

В охранных зонах трубопроводов без письменного согласия предприятий (организаций), их эксплуатирующих, запрещается:

- возводить любые постройки и сооружения;
- высаживать деревья и кустарники всех видов, складировать корма, удобрения и материалы, скирдовать сено и солому, располагать ко-

новязи, содержать скот, выделять рыбопромысловые участки, устраивать водопои, заготавливать лед;

- сооружать проезды и переезды через трассы трубопроводов, устраивать стоянки автомобильного транспорта, тракторов, машин и другого оборудования; размещать коллективные сады и огороды;
- выполнять мелиоративные земляные работы, сооружать оросительные и осушительные системы;
- выполнять планировку грунта, а также всякого рода горные, промышленные, монтажные и взрывные работы;
- проводить геологоразведочные, поисковые, геодезические и другие изыскательские работы, связанные с устройством скважин, шурфов и взятием проб грунта (кроме почвенных образцов).

В охранной зоне подводных переходов запрещается:

- прохождение плавучих средств со спущенными якорями, цепями и другими металлическими предметами, создающими угрозу механического повреждения подводной части трубопровода;
- устройство причалов, выделение рыболовных участков, проведение дноуглубительных, землечерпальных и других работ без согласования с управлением, эксплуатирующим трубопровод.

Эксплуатирующие организации должны принимать необходимые меры для обеспечения нормативных, минимально допустимых расстояний до населенных пунктов, отдельных промышленных и сельскохозяйственных предприятий, сооружений, зданий от оси магистральных трубопроводов.

При производстве строительно-монтажных и ремонтных работ в охранной зоне должны выполняться требования правил охраны магистральных трубопроводов.

В охранной зоне любые работы независимо от производителя работ должны выполняться с оформлением наряда-допуска и под надзором организации, эксплуатирующей магистральный трубопровод (представителя от ЛЭС).

Строительные и ремонтные работы в охранных зонах линий и сооружений технологической связи, телемеханики и электрических сетей, входящих в состав магистральных трубопроводов, выполняются с соблюдением требований нормативных документов по охране линий и сооружений связи и электрических сетей.

Персонал эксплуатирующей организации при выездах на трассу трубопровода независимо от основных обязанностей и целей выезда должен следить за состоянием охранной зоны магистрального трубопровода. При обнаружении любого вида деятельности или событий, которые могут отрицательно повлиять на безопасность эксплуатации тру-

бопровода, на его нормальную работу или на возможность выполнения его технического обслуживания и ремонта, работник предприятия, эксплуатирующего магистральный трубопровод, обязан провести предварительное расследование и сообщить руководству своего предприятия.

На всех участках трубопровода должна быть обеспечена возможность вдольтрассового проезда и подъезда к любой точке трубопровода для выполнения профилактических, ремонтных и аварийных работ.

Полоса земли шириной не менее 3 м от оси трубопровода с каждой его стороны периодически расчищается от деревьев, кустарников, поросли для обеспечения видимости трассы с воздуха и пожаробезопасности. Выполнение этих работ производится без оформления лесорубочных билетов и без согласования с собственниками земельных участков (землепользователей).

По всей трассе должна поддерживаться проектная глубина заложения трубопровода; при возникновении оголения, провисания, размыва участков трубопровода они должны быть отремонтированы в соответствии с требованиями строительных норм и правил.

Фактическая глубина заложения трубопровода должна контролироваться на пахотных землях не реже 1 раза в 3 года, на пахотных – 1 раз в год перед весенними посевными работами.

Контроль производится через 100 м по длине и в характерных точках (низины, овраги и др.).

Для защиты от размыва траншеи и обнажения трубопроводов должны предусматриваться соответствующие мероприятия: организация стока поверхностных вод, крепление оврагов и промоин, размываемых берегов водных преград и др.

Растущие овраги и промоины, расположенные в охранной зоне и в стороне от трассы, которые при своем развитии могут достичь трубопровода, должны укрепляться. При пересечении трубопроводами крутых склонов, промоин, кюветов следует предусматривать в местах их пересечения глиняные перемычки, предотвращающие распространение воды по траншее и проток ее вдоль трубопровода.

5.5. Техническое обслуживание линейной запорной арматуры, вантузов

Запорная арматура, узлы пуска и приема очистных и диагностических устройств и другие линейные сооружения должны быть легкодоступны для обслуживания персоналом и защищены от повреждения и управления посторонними лицами.

Вантузы, а также отдельно стоящие манометры и сигнализаторы прохождения средств очистки и диагностики (рис. 5.12) должны быть

ограждены, обозначены, находиться в колодцах или коверах, с обеспечением защиты от несанкционированного доступа.



Рис. 5.12. Защитный ковер сигнализатора прохождения средств очистки и диагностики и узла отбора давления

Обходчики (ежедневно) и бригады ЛЭС (еженедельно) осуществляют внешний осмотр датчиков отбора давления, манометрических узлов, сигнализаторов прохождения СОД, вантузов, контроль отсутствия механических повреждений оборудования и изоляции, коррозии. В процессе осмотра следует устранять мелкие неисправности, производить очистку колодцев от грязи, льда, ржавчины, воды, нефти и т. д.

Для обозначения положения колодцев, вантузов и отборов давления в зимнее время рядом с ними устанавливаются указатели и вешки высотой не менее 2,5 м от поверхности земли.

Запорная арматура, установленная на линейной части трубопровода, должна быть комплектной, пронумерована в соответствии с технологическими схемами, иметь указатели положения затвора и содержаться в исправном состоянии (рис. 5.13). На арматуре должны быть надписи, поясняющие управление ею. Площадки расположения запорной арматуры линейной части внутри ограждений должны быть спланированы, защищены от затопления поверхностными и грунтовыми водами и иметь твердое покрытие (гравий, щебень и т. п.). К площадкам необходимо предусмотреть возможность подъезда транспортных средств.

К узлам управления, указателям положения затвора запорной арматуры должен быть обеспечен беспрепятственный доступ обслуживающего персонала.



Рис. 5.13. Площадка обслуживания запорной арматуры

Открывать и закрывать запорную арматуру разрешается только по разрешению диспетчера, которое должно быть зафиксировано в журнале распоряжений.

Операции по управлению, техническому обслуживанию запорной арматуры должны проводиться в соответствии с требованиями инструкций заводов-изготовителей.

Техническое обслуживание запорной арматуры должно проводиться согласно утвержденным годовым планам-графикам не менее 1 раза в месяц и включает:

- 1) внешний осмотр запорной арматуры для выявления утечек нефти (рис. 5.14), утечек масла через неплотности редуктора, нарушений герметичности кабеля и электродвигателя;
- 2) проверку наличия смазки в редукторе и ванне конечных выключателей, отсутствия мелких неисправностей и поломок, наличия колпаков для защиты штока задвижки от пыли, грязи, осадков, наличия четко обозначенных знаков и надписей, указателей положения (штока);
- 3) устранение всех выявленных при внешнем осмотре недостатков;

- 4) устранение при необходимости с наружной поверхности задвижек, кранов и с площадок самообслуживания грязи, ржавчины, льда, воды, подтеков масла.



Рис. 5.14. Утечки нефти выявляют визуальным осмотром

Подтяжка сальников проводится по необходимости, но не реже 2 раз в год. Протяжка всех фланцевых соединений проводится не реже 2 раз в год при подготовке к работе в осенне-зимний и весенне-летний сезоны.

5.6. Техническое обслуживание камер приема и пуска средств очистки и диагностики

Камеры приема и пуска средств очистки и диагностики (КПП СОД) предназначены для периодического запуска и приема средств очистки и диагностики (рис. 5.15).

Камеры устанавливаются на открытых площадках в условиях холодного микроклиматического района с абсолютно-минимальной температурой воздуха не ниже минус 60 °С. Кран консольный и лебедка ручная, входящие в комплектацию камеры, допускается эксплуатировать при температуре окружающей среды не ниже минус 30 °С.

КПП СОД представляет собой горизонтальный цилиндрический корпус, с одной стороны которого находится концевой скобовой или

фланцевый затвор, а с другой эксцентрический переход для подсоединения трубопровода.



Рис. 5.15. Камера приема СОД

Каждая камера имеет патрубки для установки манометра, сигнализатора прохода, подвода инертного газа и воздушник (вантуз). Наличие патрубков для подвода инертного газа не является обязательным.



Рис. 5.16. Камера пуска СОД

Камеры приема имеют по два технологических патрубка для выхода нефти, камеры запуска по одному технологическому патрубку для подвода нефти и штуцеру для установки устройства передней заправки (рис. 5.16).

Установка и крепление КПП СОД на фундаментах должны обеспечивать перемещение камер вдоль оси от температурных деформаций магистрального трубопровода.

Присоединяемые к КПП СОД технологические трубопроводы должны быть смонтированы так, чтобы в процессе монтажа и эксплуатации они не вызывали изгибающих моментов и нагрузок от температурных перемещений как камер, так и самих трубопроводов.

Внешний осмотр узлов пуска и приема очистных и диагностических устройств должен выполняться 1 раз в месяц. При этом устраняются выявленные мелкие неисправности, контролируются возможные перемещения обвязки узлов, производится техническое обслуживание погружного насоса (рис. 5.17).



Рис. 5.17. Насос 12НА-9х4 для откачки дренажной нефти

Два раза в год проводится контроль геодезических отметок оси камер (нивелировка камер) по двум отметкам на корпусе.

Ежедневно обходчик и еженедельно бригада ЛЭС проводят внешний осмотр площадки КПП СОД, контроль отсутствия скопления воды внутри обвалованного пространства. Спуск воды из обвалований площадки осуществляется открытием дренажной задвижки с обеспечением на месте постоянного, на время выпуска воды, дежурства и контроля работниками ЛЭС. Оставлять задвижку в открытом состоянии без непрерывного контроля запрещается.

По необходимости площадка должна очищаться от растительности.

Ежеквартально перед каждым пропуском СОД проводятся осмотр и при необходимости замена уплотняющего элемента концевого затвора, ревизия погружного насоса, подкраска трубопроводных узлов.

Эксплуатация КППСОД должна производиться в соответствии с параметрами, указанными в технической характеристике. Эксплуатация камер на параметры, отличающиеся от указанных в технической характеристике, допускается только после получения разрешения завода изготовителя.

Работы непосредственно по запуску и приему средств очистки и диагностики необходимо производить согласно специально разработанных мероприятий по пропуску ОУ на каждый участок трубопровода.

Все работы, связанные с запасовкой, пуском, приемом и извлечением средств очистки и диагностики необходимо производить по наряду-допуску и в присутствии лица, ответственного за проведение работ и только по его командам.

В процессе обслуживания камер запуска и приема запрещается:

- открывать крышку затвора при наличии в камере избыточного давления или нефти;
- находиться перед крышкой затвора при наличии в камере избыточного давления или нефти;
- держать камеры под избыточным давлением или заполненными нефтью после проведения операций приема или запуска;
- оставлять камеры в открытом состоянии;
- заполнять камеры без открытого вантуза;
- производить доработку камер без согласования с разработчиком и предприятием-изготовителем.

Запрещается производить работы:

- при обнаружении в элементах камеры трещин, выпучин, погнуто-стей, негерметичности в сварных швах, фланцевых и резьбовых соединениях;
- неисправности затвора, запорной арматуры, контрольно-измерительных приборов и сигнализаторов прохода.

5.7. Техническое обслуживание переходов трубопроводов через естественные и искусственные препятствия

В процессе эксплуатации подземных переходов трубопроводов через железные и автомобильные дороги не реже 1 раза в месяц необходимо проверять:

- состояние смотровых и отводных колодцев, отводных канав для отвода жидкости в случае повреждения трубопровода, нарушений

- земляного покрова, опасных для трубопровода проседаний и выпучиваний грунта;
- положение защитного кожуха и трубопровода (рис. 5.18), состояние изоляции трубопровода, а также и следить за водонепроницаемостью уплотнений концов кожуха.



Рис. 5.18. Деформация и смещение защитного кожуха газопровода «Уренгой – Новопсков» под железной дорогой Пермь – Екатеринбург

Обследование с проверкой отсутствия электрического контакта магистрального трубопровода с защитным кожухом проводится не реже одного раза в год.

Техническое обслуживание приборов контроля состояния среды в межтрубном пространстве проводится в соответствии с требованиями инструкций заводов-изготовителей специалистами службы высоковольтных линий (ВЛ) и ЭХЗ.

При выполнении работ по техническому обслуживанию и ремонту МН, проложенных в тоннелях, необходимо предусматривать вентиляцию тоннеля и осуществлять контроль за концентрацией паров и газов, которая не должна превышать предельно допустимую.

Не реже 1 раза в месяц проверяется состояние колодцев для размещения систем контроля состояния среды в межтрубном пространстве на отсутствие подтопления их грунтовыми или паводковыми водами.

В процессе эксплуатации балочных, подвесных и арочных надземных переходов необходимо вести визуальный контроль за общим состоянием воздушных переходов трубопровода (рис. 5.19), береговых и промежуточных опор, их осадкой, состоянием мачт, тросов, вантов, берегов в полосе переходов, берегоукрепительных сооружений, водоот-

водных канав, мест выхода трубопроводов из земли, креплений трубопроводов в опорах земляных насыпей.



Рис. 5.19. Воздушный переход многониточного трубопровода через водную преграду

Обследования воздушных переходов должны выполняться не реже 2 раз в год: весной – после паводка, летом – в период подготовки к осенне-зимней эксплуатации.

Внеочередные обследования переходов должны выполняться после аномальных паводков и при разработке проекта капитального ремонта.

Результаты обследований оформляются актами и записываются в соответствующие паспорта и журналы.

Техническое обслуживание подводных переходов включает:

- *визуальные наблюдения – в соответствии с утвержденным графиком;*
- *регулярные осмотры (1 раз в месяц) береговых участков и пойменных участков переходов, обследование технического состояния трубопровода с сооружениями, проверку состояния откосов и укрепления берегов;*
- *промывку резервных ниток;*
- *контроль за состоянием береговой запорной арматуры;*
- *осмотр и проверку исправности информационных и предупреждающих знаков (рис. 5.20), ограждения, сохранности реперов и ледозащитных устройств;*
- *регулярные контрольные осмотры подводных переходов в течение года после ледохода и паводка с целью выявления размывов русла*

реки и обнажения трубопровода, размыва и разрушения подводной части берегоукрепительных сооружений;

- *поддержание в исправном состоянии электрохимзащиты труб перехода, устранение повреждений изоляции, металла труб, берегоукреплений, выявление подмывов, оползней, размывов.*



Рис. 5.20. Предупреждающие знаки на подводном переходе «якоря не бросать»

Обходчик ежедневно и бригада ЛЭС 1 раз в квартал и после прохождения паводка проводят осмотры технического состояния берегоукрепительных сооружений и береговых участков подводного перехода.

В зимний период линейный обходчик обязан 3 раза в неделю бурить лунки во льду для контроля наличия нефти подо льдом.

При нормальной работе трубопровода все нитки перехода должны находиться в работе. Обходчик осуществляет систематический контроль за давлением в основной и резервной нитках перехода. Ежемесячно проверяют техническое состояние узлов отбора давления в соответствии с эксплуатационной документацией.

Не реже одного раза в год необходимо отключать нитки перехода закрытием задвижек с одной стороны перехода на 2...3 суток и направлять поток нефти поочередно по каждой нитке перехода для их промывки.

Промывку необходимо производить при скорости движения нефти не менее 1,5 м/с, при наличии камер приема-пуска – с применением очистных устройств. Время выполнения промывки подводного перехода, при скорости движения нефти 1,5 м/с, должно быть достаточным для прокачки 3-х объемов промываемого участка нефтепровода.

Ежеквартально проверяются все задвижки перехода:

- *на полное закрытие и открытие с регулировкой (при необходимости) концевых выключателей;*
- *на герметичность с составлением акта на каждую проверенную задвижку с отметкой в паспорте подводного перехода и формуляре запорной арматуры.*

Проверка всех задвижек перехода (основной и резервных ниток) на полное закрытие и открытие выполняется в режимах телеуправления и местного управления.

Контроль герметичности береговых задвижек производится по изменению давления в отсеченном участке не менее 6 ч и акустическим течеискателем при перепаде давления на закрытых задвижках 1...2 МПа. Избыточное давление в отсеченной нитке в начале измерения должно быть не ниже 0,1 МПа. Увеличение (рост) давления в отсеченном участке и наличие акустического шума в задвижке характеризуют негерметичность задвижки.

В случае выявления негерметичности береговой задвижки немедленно должны быть приняты меры по восстановлению ее герметичности или замене задвижки.

Результаты промывки, очистки ниток перехода, проверки береговых задвижек на герметичность и полное закрытие-открытие, работ по техническому обслуживанию и ремонту оборудования и сооружений перехода заносятся в соответствующие разделы паспорта подводного перехода, составляются акты.

Надежная работа подводных переходов в течение расчетного срока их эксплуатации обеспечиваются выбором обоснованного решения о заглублении трубопровода в русловой части и на береговых ее участках, а также соответствующих конструктивных решений. В процессе эксплуатации необходимо обеспечивать поддержание установленных проектом отметок заглубления трубопроводов, в соответствии с годовым планом проводить внутритрубную диагностику, частичное и полное обследование подводного перехода.

5.8. Подготовка трубопровода к эксплуатации в условиях весеннего половодья и в осенне-зимний период

Для обеспечения эффективной и надежной эксплуатации трубопроводов в осенне-зимний и весенний паводковый периоды должен быть выполнен комплекс мероприятий по разработанному и утвержденному плану.

Учитывая все трудности эксплуатации в осенне-зимних условиях, трубопровод и все сооружения на нем подготавливают к эксплуатации в

этих условиях летом: исправляют неисправности в линейной арматуре, оборудовании и сооружениях на всем протяжении трубопровода, в том числе средства связи и электрической защиты от коррозии.

При подготовке к эксплуатации МНГП в зимних условиях, проводятся следующие мероприятия:

- *ревизия и ремонт запорной арматуры со сменой летней смазки на зимнюю (контроль уровня всесезонной смазки), проверка арматуры на полное закрытие и открытие;*
- *создание необходимого запаса материалов и инструментов на складах и труднодоступных местах трассы;*
- *перевод на зимнюю эксплуатацию аварийно-ремонтной техники;*
- *промывка нефтью тупиковых и непроточных участков, арматуры и камер приема-пуска средств очистки и диагностики;*
- *установка указателей и вешек у колодцев и вантузов на случаи заноса их снегом;*
- *заливка незамерзающей жидкости в разделительные сосуды и импульсные линии на узлах отбора давления.*

К числу первоочередных мероприятий также относятся: повышение устойчивости линейных сооружений связи на участках, подверженных сильным ветрам; тщательный осмотр линейных проводов и улучшение крепления, очистка изоляторов с проверкой и заменой вязок; проверка состояния опор линий электропередач с устранением обнаруженных неисправностей (рис. 5.21).



Рис. 5.21. Неисправность опоры линии электропередачи

Подготовка трубопровода к эксплуатации в период весеннего половодья производится по специально разработанному перечню органи-

зационно-технических мероприятий. Целью этих мероприятий является обеспечение бесперебойной работы трубопровода в сложных условиях, предотвращение разрушений объектов магистрального трубопровода от паводковых вод и быстрая ликвидация возможных неполадок.

В плане мероприятий по подготовке объектов и сооружений линейной части МНГП к весенним паводкам должны быть предусмотрены:

- *подготовка аварийной техники;*
- *проверка запорной арматуры с опробованием на полное открытие и закрытие в местном и дистанционном режимах;*
- *создание временных опорных пунктов в отдаленных и труднодоступных местах трассы трубопровода, оснащенных необходимой техникой, материалами и инструментами;*
- *подготовка резервных электросварочных и газосварочных агрегатов, создание необходимых запасов, в том числе горюче-смазочных материалов;*
- *проверка и (при необходимости) устройство водоотводов и водопропусков;*
- *очистка водопропускных, водоотводящих и других сооружений от наносов снега и льда;*
- *восстановление защитных сооружений и проведение противопожарных мероприятий;*
- *восстановление нагорных водоотводных каналов и водопропускных устройств;*
- *проверка и ремонт ледорезов в местах возможных заторов льда;*
- *обрубка льда в урезах рек над подводными переходами (при необходимости);*
- *ремонт лежневых дорог (рис. 5.22);*
- *подготовка средств передвижения по воде и средств сбора нефти с водной поверхности (рис. 5.23);*
- *размещение дежурных постов на особо ответственных участках для своевременного обнаружения угрозы повреждения трубопровода и его сооружений, организация связи и другие мероприятия, направленные на обеспечение бесперебойной работы трубопровода во время паводка.*

Для предотвращения повреждений трубопровода во время весеннего половодья за две-четыре недели до его начала на труднодоступные участки (особенно в междуречьях) к линейным обходчикам завозят топливо, электросварочные агрегаты, водоотливные средства, лодки, вездеход или другой транспорт, пополняют необходимый запас материалов и инструментов.



Рис. 5.22. Строительство лежневой дороги в зимнее время



Рис. 5.23. Средства сбора аварийного разлива нефти

К переходам через водные препятствия, балки и овраги и к другим местам, где возможны размывы, доставляют материал для укрепления берегов, роют канавы для отвода вод; проверяют состояние ледорезов, защищающих опоры связи.

На особо важных участках в период паводка по трассе трубопровода выставляются дежурные посты для принятия немедленных мер по предотвращению повреждений магистрали и сооружений трубопровода.

На крупных переходах через реки во время ледохода и прохождения паводковых вод ведут круглосуточное дежурство и устанавливают связь с ближайшим отделением Гидрометеорологической службы для получения сведений о прохождении ледохода и паводка.

В местах больших снежных заносов, а также в районах затопления паводковыми водами вдоль соответствующих участков трубопровода устанавливаются вехи, определяющие его трассу.

В предпаводковый период проверяют состояние укреплений на переходах через водные препятствия, балки и овраги, переходов через автомобильные и железные дороги, водоотводящих канав, отмошков, дренажных устройств, колодцев и крышек на них, линейных отключающих устройств, средств связи.

На время паводка создают запас кабеля и других материалов у водных препятствий для оперативного восстановления линии электропередачи, водоотводящих канав и других сооружений вдоль трассы трубопровода. Проверяют аварийный и другой транспорт, переправочные средства и подготовку их к работе в условиях паводка. При осмотре всех перечисленных объектов все замеченные неполадки устраняют.

Очищают от снега все противопаводковые устройства на трассе: водоотводящие канавы, водопропускные и водосливные трубы и лотки, нагорные канавы. Подготавливают персонал для выполнения указанных работ.

После прохождения весеннего паводка тщательно проверяют состояние всех объектов трубопровода, особенно его линейной части, восстанавливают водоотводящие и водоспускные канавы и по наблюдениям за потоками паводковых вод на трассе трубопровода вносят необходимые коррективы в систему противопаводковых и противоливневых сооружений.

Ежегодно после прохождения паводка детально обследуют переходы через реки с привлечением работников водолазной станции.

По результатам обследования составляют техническую документацию на ликвидацию имеющихся повреждений и на дополнительные гидротехнические мероприятия, предотвращающие повреждения в дальнейшем.

5.9. Оценка состояния внутренней полости нефтепровода

В процессе эксплуатации внутренняя полость труб нефтепровода засоряется скоплением воды, парафина, паров, механических примесей. Постепенное нарастание этих скоплений приводит к росту гидравлического сопротивления трубопровода, что и может служить показателем состояния внутренней полости.

Фактическая величина гидравлического уклона определяется следующим образом:

$$i_{\phi} = \frac{\frac{P_1 - P_2}{\rho g} - \Delta z}{l}, \quad (5.1)$$

где P_1 и P_2 – давление в начале и в конце исследуемого участка, Па; Δz – разность геодезических отметок этого участка, м; l – длина исследуемого участка, м.

Однако в общем случае гидравлический уклон на различных участках нефтепровода может быть не одинаковым из-за изменения толщины стенок труб и наличия лупингов или переходов через препятствия.

Теоретический гидравлический уклон в этом случае будет определяться с использованием

$$i = \beta \frac{Q^{2-m} v^m}{D_{\text{эк}}^{5-m}}. \quad (5.2)$$

Как правило $i_{\phi} > i$. В противном случае следует искать ошибку в технологии участка, физических свойствах нефти или Q .

В настоящее время для оценки состояния внутренней полости используют понятия *эффективного диаметра трубопровода* и *эффективности работы трубопровода*.

Эффективный диаметр показывает каким должен быть диаметр простого трубопровода, чтобы его гидравлический уклон равнялся фактическому уклону участка:

$$D_{\text{эф}} = \left(\beta \frac{Q^{2-m} v^m}{i_{\phi}} \right)^{\frac{1}{5-m}}. \quad (5.3)$$

Если $D_{\text{эф}}$ не меняется в процессе эксплуатации и отличается от $D_{\text{эк}}$, то это может быть связано с загрязнением трубопровода после очистки, повышенной шероховатостью труб при работе в зоне смешанного трения и с наличием не полностью открытых задвижек или других местных сопротивлений на участке, или загрязнение участка достигло максимального значения.

Величина $D_{\text{эф}}$ позволяет качественно оценить состояние внутренней полости.

Более информативным является *понятие эффективности работы участка*:

$$E = \frac{i}{i_{\phi}} = \left(\frac{D_{\text{эф}}}{D_{\text{эк}}} \right)^{5-m}. \quad (5.4)$$

Если принять, что отложения равномерно распределены по участку, то:

$$\delta_{om} = \frac{D_{\text{эк}}}{2} \left(1 - E^{\frac{1}{5-m}} \right), \quad (5.5)$$

$$V_{om} = \frac{\pi D^2}{4} \cdot L \left(1 - E^{\frac{2}{5-m}} \right) = V_{mp} \left(1 - E^{\frac{2}{5-m}} \right), \quad (5.6)$$

где δ_{om} – толщина отложений; V_{om} – объем отложений; V_{mp} – объем внутренней полости участка.

Следует помнить, что обработкой одного режима диспетчерских данных невозможно получить E с точностью более 5 %, то есть даже для чистого трубопровода будут получаться E от 0,95 до 1,05. Сделать какой либо вывод по такому результату невозможно. Чтобы получить E с точностью порядка 0,1 %, необходима статистическая обработка 20...30 диспетчерских данных (двое суток стабильной работы), либо проведение специальных контрольных замеров с использованием приборов повышенной точности.

Предварительные причины засорения нефтепровода могут быть определены по характеру изменения E во времени. Если в зимнее время снижение E замедляется или даже эффективность начинает расти, то полость засоряется водой. Повышение эффективности работы при повышении температуры грунта говорит о наличии процесса отложения парафина на стенках труб. Окончательный вывод можно сделать, исследовав состав отложений выносимых из трубопровода при очистке.

5.10. Очистка внутренней полости нефтепроводов от отложений

При эксплуатации магистральных нефтепроводов значительное влияние на стоимостные показатели перекачки оказывает наличие отложений или посторонних сред в трубопроводе. Происхождение и природа этих образований может быть различной. К ним относятся газовые и водяные скопления, а также внутритрубные отложения нерастворимых компонентов – асфальтово-смолистых веществ, парафинов и т. п.

Воздействие подобных образований на гидродинамические характеристики потока приводит к уменьшению эффективного диаметра нефтепровода и, следовательно, к увеличению гидравлических потерь.

При заданной производительности потери напора должны компенсироваться увеличением давления на насосных станциях, что является причиной возрастания энергозатрат. Однако повышение рабочего давления не всегда осуществимо из-за ограничения механической прочности трубопровода. Поэтому для снижения гидравлического сопротивления трубопровода необходимо проводить его периодическую очистку.

Нефтепроводы, по которым перекачивают парафинистые и высокопарафинистые нефти, со временем снижают свою пропускную способность из-за осаждения на внутренней поверхности отложений, состоящих в основном из парафинов и церезинов.

При температурах 25...35 °С и выше парафин растворен в нефти и не оказывает существенного влияния на ее транспорт. При более низких температурах, при температурах ниже температуры начала кристаллизации $T_{нк}$ парафин выделяется в виде кристаллов, которые при определенных условиях могут отложиться на стенках трубопровода.

Интенсивность выделения парафина зависит от процента его содержания в нефти, скорости и температурного режима перекачки, температурных изменений окружающей среды и др. факторов.

Скорость нарастания парафина на стенках может составлять до 1 мм/сут, в среднем – 0,2 мм/сут.

Большое влияние на процесс образования отложений оказывает скорость течения нефти. При отсутствии течения отложения практически не образуются или образуются рыхлые и непрочные, легко смываемые при начале движения нефти. По мере увеличения скорости возрастает интенсивность образования отложений, достигая максимума при скорости V_m . Дальнейшее увеличение скорости приводит к снижению интенсивности образования отложений и при скорости V_0 образование отложений прекращается.

Прочность отложений зависит от состава парафинов в нефти, чем выше их температура плавления, тем больше прочность отложений. Отложения в нефтепроводах Западной Сибири представляют собой высоковязкую жидкость типа консистентных смазок.

В состав отложений входят также маслянистые и асфальто-смолистые вещества, нейтральные смолы и асфальтены, вода, окислы, сульфиды металлов, песок и другие минеральные и органические вещества; соотношение компонентов в составе отложений зависит от времени эксплуатации нефтепровода, вида перекачиваемой нефти, характера подготовки нефти к транспортированию (обезвоживание, обессоливание) и других условий.

Структура отложений на внутренней поверхности неравномерна. По сечению трубопровода отложения состоят из двух слоев. Первый пристенный слой имеет высокую плотность и почти равномерную тол-

щину. Он состоит в основном из твердых кристаллов парафина. Второй слой, осевший на первом, состоит из рыхлой взвеси и шлама и имеет переменную толщину.

По длине трубопровода толщина отложений также неравномерна. Она убывает по мере удаления от начала трубопровода.

Борьба с отложениями в трубопроводном транспорте ведется в двух направлениях:

- 1) путем предупреждения выпадения парафина;
- 2) периодической очистки внутренней поверхности трубопровода.

При решении проблемы предотвращения осаждения парафина на внутренней поверхности труб существенный эффект дает использование препаратов-диспергаторов. В качестве препаратов-диспергаторов применяются такие вещества, как растворимые в нефти сульфонаты кальция, алюминия, синтетические жирные кислоты, высокомолекулярные смолистые вещества и др.

Сущность этого процесса заключается в том, что диспергатор, обладающий высокой адсорбционной способностью, адсорбируется в растворе нефти на частицах церезина в момент их образования, пока они еще не слились в более крупные агрегаты и образует прочную полимолекулярную пленку, окружающую каждую частицу. Вслед за образованием пленки каждая частица окружается сольватным слоем из углеводородов нефти. В результате частицы надежно изолируются от окружающей среды и одна от другой, что предотвращает их слипание, – образуется устойчивая суспензия, из которой церезин уже не будет выделяться.

В последнее время успешно испытываются специальные присадки для предотвращения отложений парафина.

Очистка внутренней поверхности трубопровода производится периодически, в основном для восстановления его пропускной способности, предупреждения скапливания воды и внутренних отложений, а также в случае перевода нефтепровода на перекачку других продуктов.

Существуют следующие виды очистки:

- периодическая – для удаления парафиновых отложений, скоплений воды и газа с целью поддержания проектной пропускной способности нефтепроводов и предупреждения развития внутренней коррозии трубопроводов;
- целевая – для удаления герметизаторов после проведения ремонтных работ на линейной части магистральных нефтепроводов;
- преддиагностическая – для обеспечения необходимой степени очистки внутренней полости нефтепровода и подготовки участка к внутритрубной инспекции в соответствии с техническими характеристиками внутритрубных диагностических снарядов.

В практике эксплуатации нефтепроводов известны следующие способы очистки их внутренней поверхности от отложений: термический, химический и механический. Эти способы можно использовать раздельно и в комбинации один с другим.

Термический способ очистки нефтепровода заключается в том, что трубопровод промывается теплоносителем – горячими нефтепродуктами или горячей водой с паром. Этот способ применим лишь на участках трубопровода небольшой протяженности и малого диаметра.

Химический способ очистки нефтепроводов от отложений заключается в применении моющих растворов. Наиболее эффективны растворы, содержащие в своем составе поверхностно-активные вещества. Эти вещества относятся к различным классам органических соединений, которые благодаря особым физико-химическим свойствам, присутствуя в растворе даже в сравнительно малых количествах, способны изменять свойства поверхности и границы раздела фаз содержащей их системы. Действие моющих растворов заключается в том, что они адсорбируются на загрязненной поверхности в большей степени, чем частицы парафина и грязи, вытесняя последние. Чтобы предотвратить возможность укрупнения и вторичного осаждения на поверхности трубы отделенных с поверхности частиц, применяют высокомолекулярные диспергаторы. Они образуют защитные полимолекулярные пленки, окружающие частицы, что обеспечивает вынос их вместе с жидкостью.

Применение моющих растворов дает хороший результат только при незначительных отложениях парафина, при больших отложениях парафина действие моющего раствора оказывается недостаточным.

Кроме того, применением моющих растворов достигается удаление из трубопровода только парафина. Механические примеси (песок, глина, ржавчина и др.), так же как и более крупные предметы (камни, куски металла), остаются в трубопроводе и снижают его пропускную способность.

В практике эксплуатации магистральных нефтепроводов широкое распространение получил *механический способ* очистки, основанный на применении скребков и эластичных разделителей.

Периодичность очистки определяется индивидуально для каждого нефтепровода в зависимости от особенностей его эксплуатации и свойств перекачиваемого продукта, но не реже 1 раза в квартал.

Периодическая очистка увеличивает затраты на обслуживание МН и сокращает затраты электроэнергии на транспорт нефти.

Устанавливается следующая периодичность очистки:

- не реже 1 раза в квартал – при вязкости перекачиваемой нефти до 30 сСт, работе нефтепровода со скоростью перекачки более 1,5 м/с;

- не реже 2 раз в квартал – при вязкости перекачиваемой нефти от 30 до 50 сСт, работе нефтепровода со скоростью перекачки менее 1,5 м/с;
- не реже 3 раз в квартал – при вязкости перекачиваемой нефти более 50 сСт.

При снижении пропускной способности нефтепровода в промежутках между периодическими очистками на 2 % и более необходимо проводить внеочередные очистки нефтепровода [правила].

Очистка нефтепроводов должна выполняться очистными устройствами (ОУ), имеющими полный комплект разрешительной и эксплуатационной документации, в том числе:

- сертификат соответствия государственным стандартам;
- разрешение Госгортехнадзора России на применение;
- заключение о взрывобезопасности;
- паспорт;
- формуляр;
- руководство по эксплуатации;
- инструкция по монтажу;
- ведомость запасных принадлежностей;
- ведомость эксплуатационных документов.

Трубопровод очищается от отложений по участкам длиной 50...100 км в зависимости от степени их загрязнения. На границах этих участков должны находиться камеры пуска-приема средств очистки и диагностики, предназначенные для приема скребка после очистки им участка нефтепровода и запасовки его в нефтепровод для очистки следующего участка, а также для удаления из нефтепровода снятых скребком парафина и других посторонних предметов, принесенных им (рис. 5.24).

Для очистки внутренней полости трубопровода от парафино-смолистых отложений, остатков глиняных тампонов, появившихся при ремонте трубопровода, а также от посторонних предметов используют очистные устройства (ОУ) с чистящими дисками, изготовленными из высококачественного полиуретана.

Разработаны и серийно выпускаются скребки нескольких типов (рис. 5.25):

- стандартные типа СКР-1 с чистящими дисками;
- щеточные типа СКР1-1 с чистящими и щеточными дисками;
- двухсекционные типа СКР-2 с чистящими и щеточными дисками и подпружиненными щетками;
- магнитные скребки типа СКР-3 с чистящими дисками и магнитными щетками для сбора металлических предметов из полости трубы (окалина, огарки электродов и т. п.);
- скребки повышенной эффективности очистки СКР-4 (рис. 5.30).

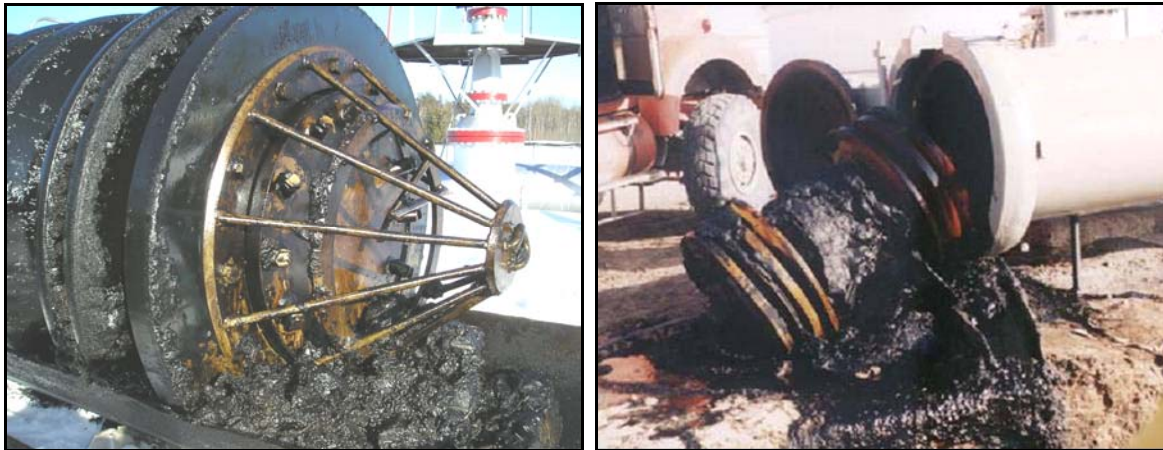


Рис. 5.24. Принесенные скребком парафинистые отложения

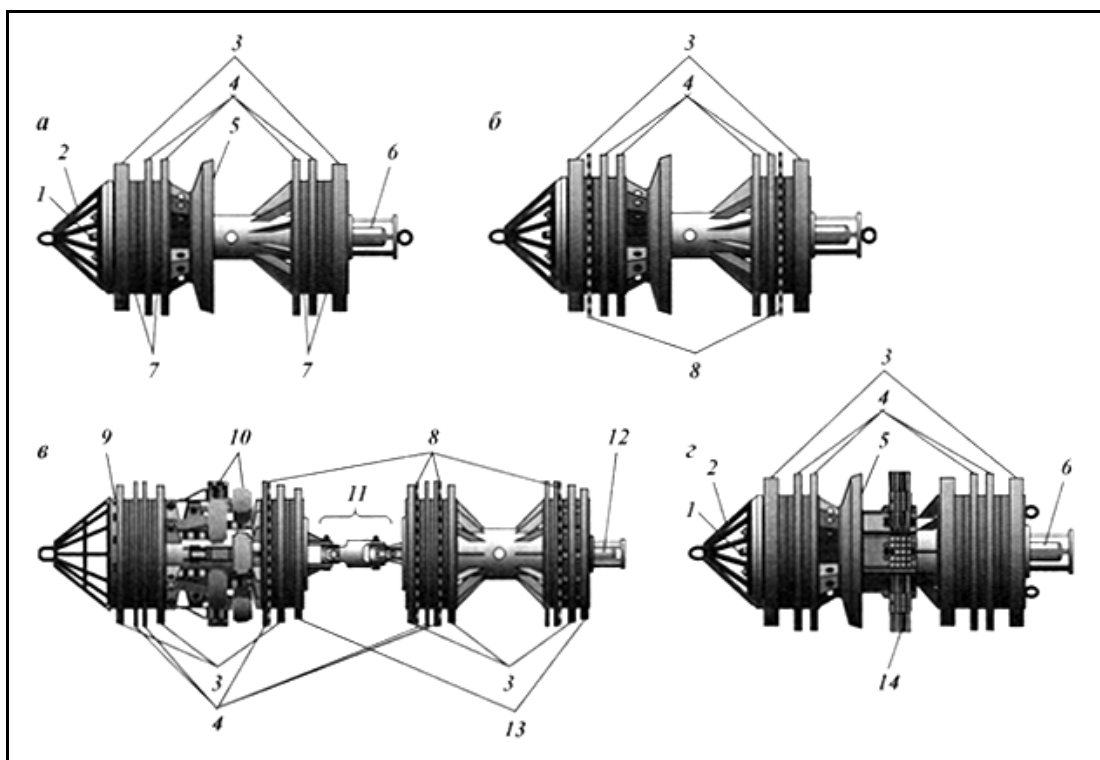


Рис. 5.25. Серийные очистные скребки:

a – СКР-1; *б* – СКР-1-1; *в* – СКР-2; *г* – СКР-3.

1 – байпас-отверстия; 2 – бампер; 3 – ведущие диски;

4 – чистящие диски; 5 – манжета; б – трансмиттер в защитной раме;

7 – прокладочные диски; 8 – щеточные диски; 9 – прокладки с радиальными соплами;

10 – пружиненные щетки, 11 – карданное соединение;

12 – передатчик для скребка в защитной раме;

13 – ведущий диск уменьшенного диаметра; 14 – щетки на магнитах

Основные очистные скребки – типа СКР-1. Этими скребками периодически очищают нефтепровод от отложений, а также перед пропуском ВИС (рис. 5.26).

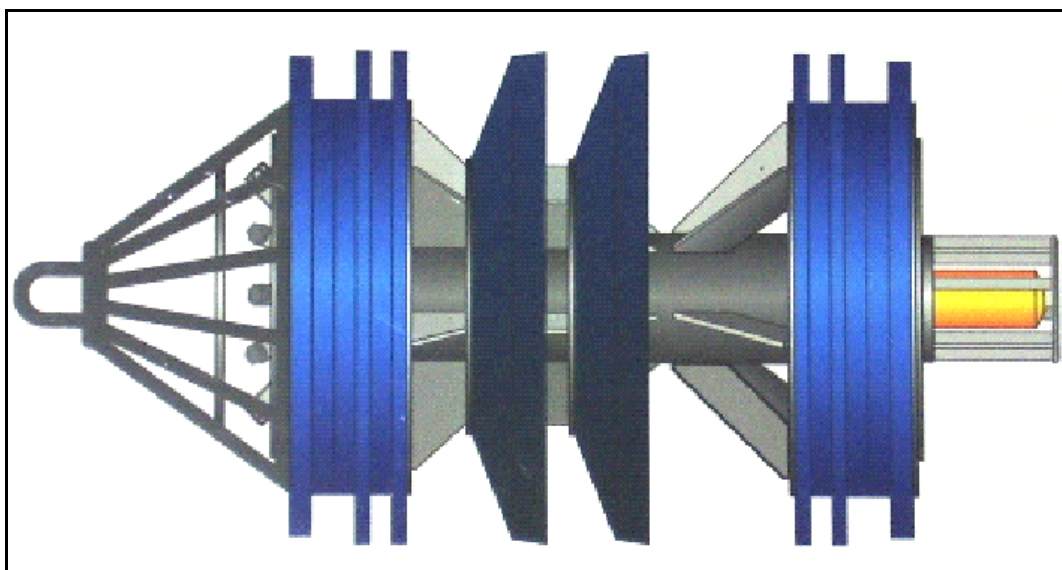


Рис. 5.26. Очистной скребок типа СКР-1

Специальные (щеточные) скребки типа СКР1-1 (рис. 5.27) или двухсекционные СКР-2 (рис. 5.28) обеспечивают очистку коррозионных карманов на внутренней поверхности трубы.

Магнитный скребок СКР-3 обеспечивает сбор металлических предметов и окалины в полости трубопровода (рис. 5.29).

Кроме указанных выше очистных устройств, разработанных ОАО ЦТД «Диаскан», для очистки магистральных трубопроводов используются другие конструкции скребков (рис. 5.31...5.33).

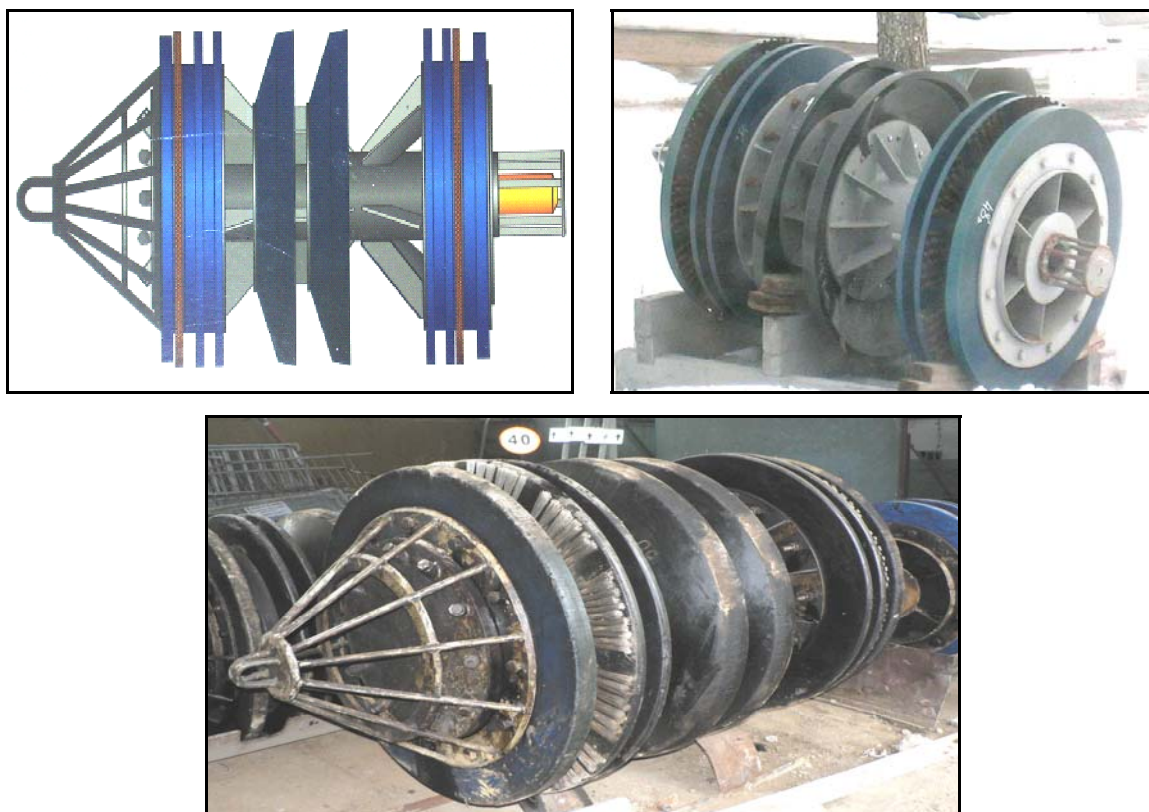


Рис. 5.27. Очистной скребок типа СКР-1-1

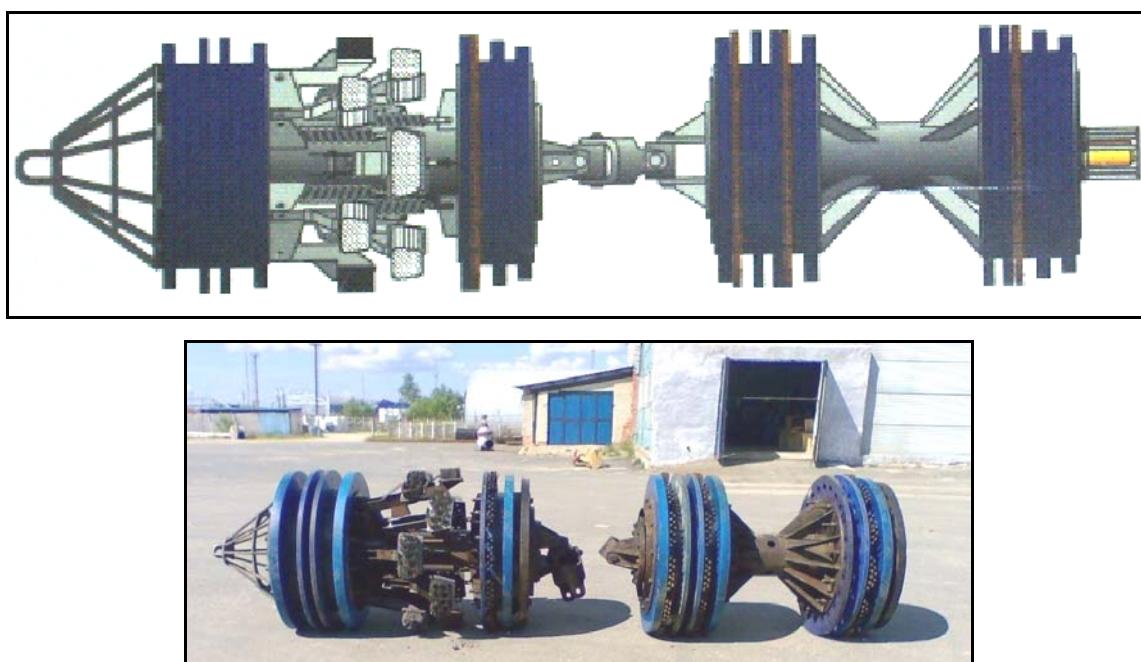


Рис. 5.28. Очистной скребок типа СКР-2

Большинство скребков оснащены чистящими элементами – металлическими щетками или специальными ножами, позволяющими счищать твердые внутритрубные отложения парафина.

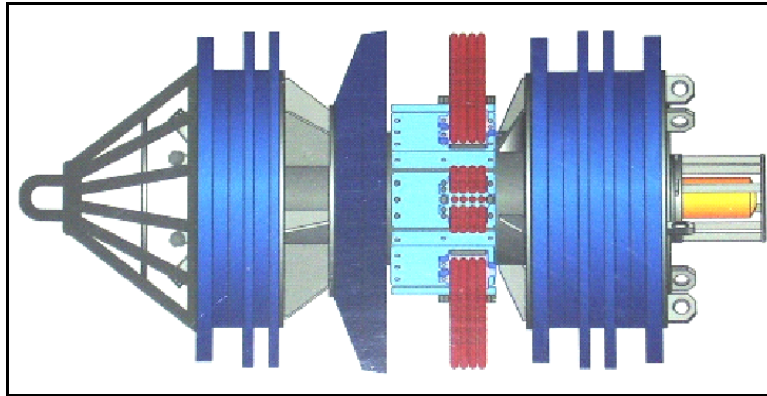


Рис. 5.29. Очистной скребок типа СКР-3

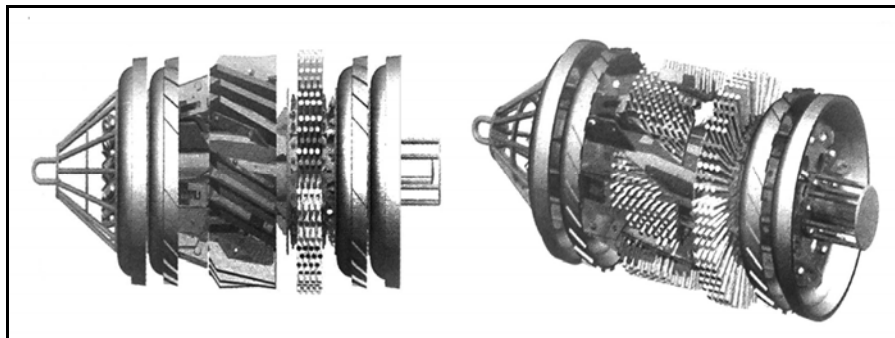


Рис. 5.30. Очистной скребок типа СКР-4

Скребок в нефтепроводе движется в потоке перекачиваемого продукта за счет перепада давления, возникающего благодаря наличию манжет.

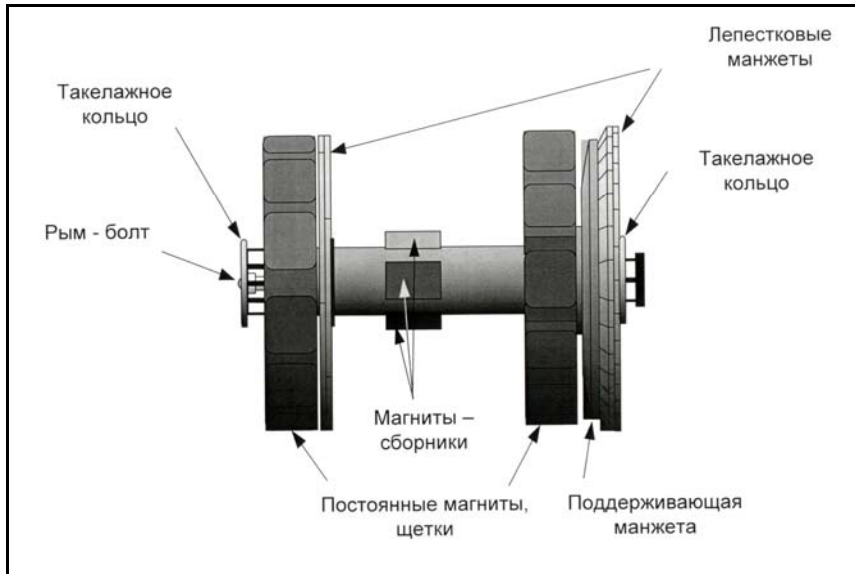


Рис. 5.31. Магнитный скребок

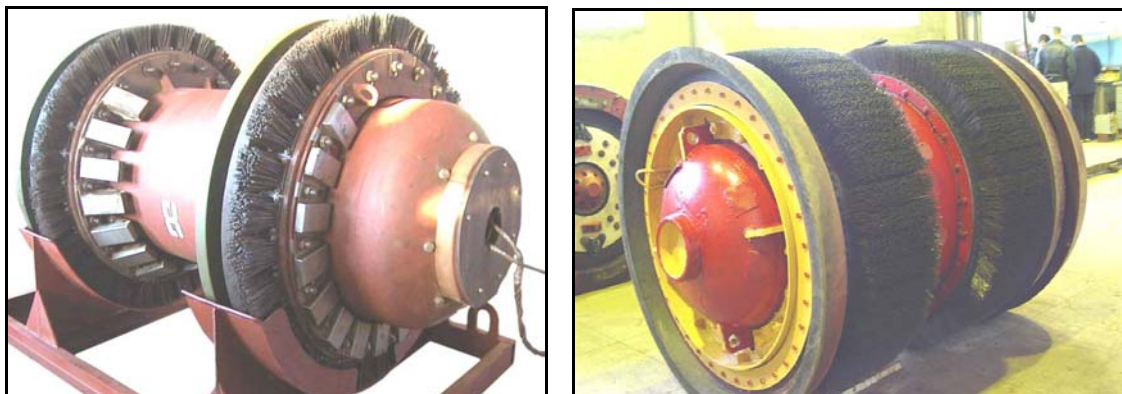


Рис. 5.32. Порталы магнитные Ду1400 (Саратоворгдиагностика)

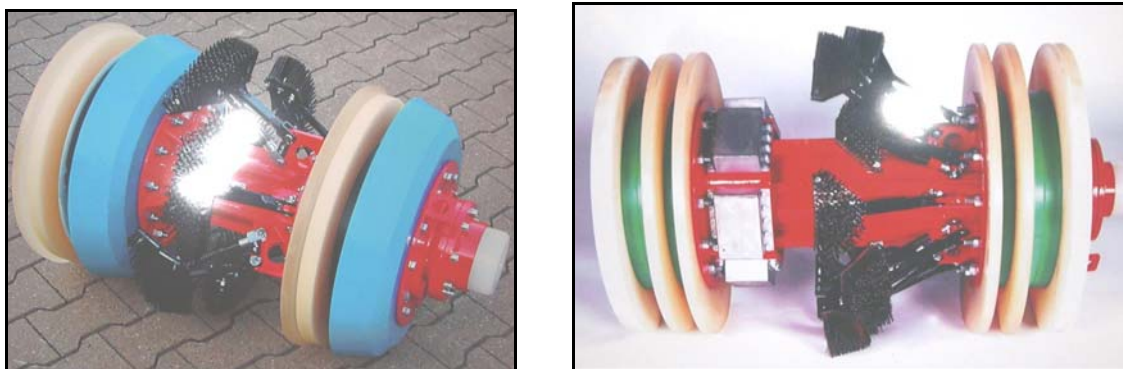


Рис. 5.33. Поршни очистные с магнитными ловителями (фирма Rosen)

Во избежание его остановки необходимо поддерживать определенную производительность трубопровода, обеспечивающую скорость течения нефти не менее 0,75 м/с. При меньших скоростях возможность остановки скребка увеличивается.

Наилучшие условия очистки обеспечиваются при скорости потока около 2 м/с.

Очистные устройства рекомендуется оборудовать низкочастотными передатчиками во взрывозащищенном исполнении, которые в комплекте с наземными переносными детекторами позволяют контролировать прохождение очистных скребков по участку нефтепровода и обнаруживать места их возможной остановки (застревания).

Рекомендуемый порядок пропуска очистных скребков:

- *первый очистной скребок пропускается с открытыми байпас-отверстиями (рис. 5.34) для размыва парафиносмолистых отложений и предупреждения образования парафиновой пробки;*
- *второй очистной скребок пропускается с закрытыми байпас-отверстиями и обязательно оснащается передатчиком (рис. 5.35).*



Рис. 5.34. Перепуск жидкости через байпас-отверстия способствует размытию отложений перед скребком

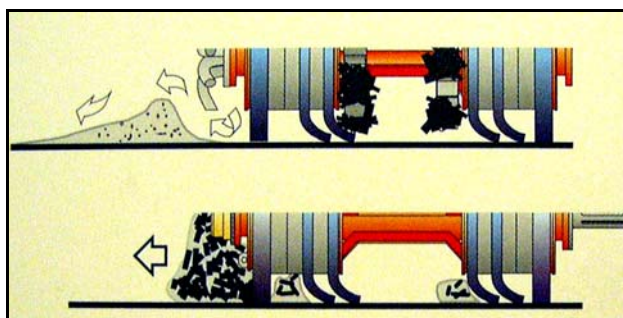


Рис. 5.35. Схема последовательного пропуска очистных устройств

Трубопровод в пределах одного очищаемого скребками участка при эксплуатации должен иметь постоянный внутренний диаметр и равнопроходную линейную арматуру. На ответвлениях от основного трубопровода равного или большего диаметра монтируются устройства, исключающие попадание очистного устройства в ответвление (рис. 5.36).



Рис. 5.36. Тройники, оборудованные предохранительными решетками

Целевую очистку допускается проводить пропуском одного очистного устройства с закрытыми байпасными отверстиями.

При наличии на участках нефтепроводов резервных ниток подводных переходов через реки и болота, лупингов и обводных линий сначала планируется их очистка, а потом очистка непосредственно участка. Лупинги, резервные нитки и перемычки между параллельными трубопроводами должны быть отключены от основного трубопровода на период прохождения очистных устройств, калибров и диагностических приборов.

Число пропускаемых ОУ перед проведением ВТД должно определяться достижением результата, при котором последнее ОУ приходит в приемную камеру без механических повреждений корпуса, ведущих и чистящих дисков, а количество принесенных парафинсодержащих

примесей и металлических предметов не превышает критериев оценки очистки нефтепроводов (табл. 5.2). Опыт показывает необходимость 6...14 пропусков ОУ.

ОАО МН должны составлять и утверждать годовые планы работ по очистке нефтепроводов с учетом планов перекачки, проведения внутритрубных инспекций и свойств нефти.

Работы по очистке нефтепроводов должны выполняться в соответствии с Положениями и инструкциями, разработанными на основании требований нормативных документов, и утвержденными в установленном порядке.

Таблица 5.2

Критерии очистки линейной части магистрального нефтепровода

Вид в нутритрубной диагностики	Количество парафина или грунта, л., не более		Металл – число электродов, шт., не более	
	<i>взвешенный</i>	<i>твердый</i>	<i>на 10 км</i>	<i>при длине участка более 150 км</i>
Ультразвуковая	5	0,5	1	15
Магнитная	10	0,5	1	15
Профилеветрия	20	1	1	15

6. ОСНОВЫ ОРГАНИЗАЦИИ ПРОЕКТНО-ИЗЫСКАТЕЛЬСКИХ РАБОТ

6.1. Классификация типов проектов

Ранее в нашей стране под термином «проект» было принято понимать комплект документации, содержащий архитектурные и конструктивные решения по объекту строительства, мероприятия по технологии и организации работ, технико-экономические расчеты и обоснования. В зарубежной практике данное понятие принято обозначать словом *design*, а термином *project* выражается любой вид деятельности, связанный с целенаправленным изменением материальной системы.

Краткое определение проекта: «проект (Project) – целенаправленное изменение системы».

Полное определение проекта: «проект (Project) – ограниченное во времени целенаправленное изменение отдельной системы с установленными требованиями к качеству результатов, возможными рамками расхода средств и ресурсов и специфической организацией».

Существует несколько типов классификаций инвестиционных проектов. Одним из таких типов является разбивка проектов на крупные, средние, мелкие (*Классификация проектов по масштабу*).

- **Крупные** проекты носят стратегический характер, представляют собой принципиально новые объекты и имеют стоимость более 2 млн долларов.
- **Средние** проекты имеют стоимость от 300 тысяч до 2 млн долларов.
- **Мелкие** проекты невелики по масштабу, просты и ограничены объемами – менее 300 тыс. долларов. Источником инвестиций для реализации средних и мелких проектов обычно выступают амортизационные отчисления от основного капитала фирмы. Крупные проекты, составляя до 20 % общего числа проектов, утверждаются на уровне руководства корпорации и реализуются в течение 3...4 лет, а средние и мелкие проекты утверждаются на уровне подразделений корпорации.

Классификация проектов по классу. По составу и структуре проектов и их предметной области выделяют:

- Монопроекты – отдельные проекты.
- Мультипроекты – комплексные проекты, состоящие из нескольких монопроектов, объединенных едиными ресурсами и условиями осуществления.

- Мегапроекты – совокупности значительного числа монопроектов, объединенных общей целью, выделенными ресурсами и отпущенным на их выполнение временем.

Мегапроекты – это целевые программы, содержащие множество взаимосвязанных проектов, объединенных общей целью, выделенными ресурсами и отпущенным на их выполнение временем. Мегапроекты обладают рядом отличительных черт:

- высокой стоимостью (*порядка 1 млрд \$ и более*);
- капиталоемкостью – потребность в финансовых средствах в таких проектах, как правило, требует нетрадиционных (акционерных, смешанных) форм финансирования, обычно силами консорциума фирм;
- трудоемкостью – 2 млн человеко-часов на проектирование, 15...20 млн человеко-часов на строительство;
- длительностью реализации: 5...7 и более лет;
- необходимостью участия других стран;
- отдаленностью районов реализации, а следовательно, дополнительными затратами на инфраструктуру;
- влиянием на социальную и экономическую среды региона и даже страны в целом.

Программа (Program) – группа взаимосвязанных проектов и различных мероприятий, объединенных общей целью и условиями их выполнения. Программа может быть представлена в качестве совокупности проектов, объединенных общей целью, выделенными ресурсами, временем на ее выполнение, технологией, организацией и др. Программы могут носить макроэкономический характер и затрагивать интересы значительной части населения. Выполнение отдельного проекта в составе программы может не давать ощутимых результатов, в то время как осуществление программы в целом должно обеспечивать максимальную эффективность.

Мультипроекты и мегапроекты в соответствии с их определением являются программами.

Классификация проектов по типу. По основным сферам деятельности, в которых осуществляется проекты, выделяют:

- Технические.
- Организационные.
- Экономические.
- Социальные.
- Смешанные.

Классификация проектов по виду. По характеру предметной области проекты могут быть:

- Инвестиционными – главной целью является создание или реновация основных фондов, требующие вложения инвестиций.

- Инновационными – главной целью является разработка и применение новых технологий, ноу-хау и других нововведений, обеспечивающих развитие систем.
- Научно-исследовательскими – главной целью является получение новых знаний.
- Учебно-образовательными – главной целью является разработка и реализация образовательных программ.
- Смешанными.

Технические проекты, связанные со строительством и реконструкцией зданий и сооружений, называют строительными проектами. Поскольку строительные проекты связаны с освоением инвестиций, по виду они относятся к инвестиционным проектам.

Классификация проектов по продолжительности осуществления:

- Краткосрочные (до 3-х лет).

Краткосрочные проекты обычно реализуются на предприятиях по производству новинок различного рода, опытных установках, восстановительных работах. На таких объектах заказчик обычно идет на увеличение окончательной (фактической) стоимости проекта, против первоначальной, поскольку более всего он заинтересован в скорейшем его завершении.

- Среднесрочные (от 3-х до 5-ти лет).
- Долгосрочные (более 5 лет).

Классификация проектов по сложности. По степени технической или организационной сложности проекты могут быть:

- Простыми.
- Сложными

Сложные проекты подразумевают наличие технических, организационных или ресурсных задач, решение которых предполагает нетривиальные подходы и повышенные затраты на их решение.

- Очень сложными.

Существуют проекты с утвержденными фондами (утвержденным финансированием), находящиеся на той или иной стадии строительства, но не законченные. Проекты с неутвержденным финансированием подразделяются:

- *на зависящие от самой корпорации (решение об инвестировании принимается руководством корпорации);*
- *зависящие от потребителя (финансирование открывается лишь в том случае, если корпорация на тендере выигрывает контракт на поставку продукции).*

Основная классификация инвестиционных проектов сочетает разбивку капитальных вложений на классы с принципом дифференцирования нормы прибыли внутри каждого класса.

1. Вынужденные капитальные вложения, осуществляемые с целью повышения надежности производства и техники безопасности, направленные на выполнение требований охраны окружающей среды в соответствии с новыми законодательными актами в этой сфере и учитывающие прочие методы государственного регулирования. При таком типе капитальных вложений требования к норме прибыли отсутствуют.
2. Вложения с целью сохранения позиций на рынке (поддержание стабильного уровня производства). Минимальная (пороговая) норма прибыли равна 6 %.
3. Вложения в обновление основных производственных фондов (поддержание непрерывной деятельности). Минимальная норма прибыли – 12 %.
4. Вложения с целью экономии текущих затрат (сокращение издержек). Минимальная норма прибыли – 15 %.
5. Вложения с целью увеличения доходов (расширение деятельности – увеличение производственной мощности). Минимальная норма прибыли – 20 %.
6. Рисковые капитальные вложения (новое строительство, внедрение новых технологий). Норма прибыли – 25 %.

Международные проекты обычно выделяются значительной сложностью и стоимостью. Их отличает также важная роль в экономике и политике тех стран, для которых они разрабатываются.

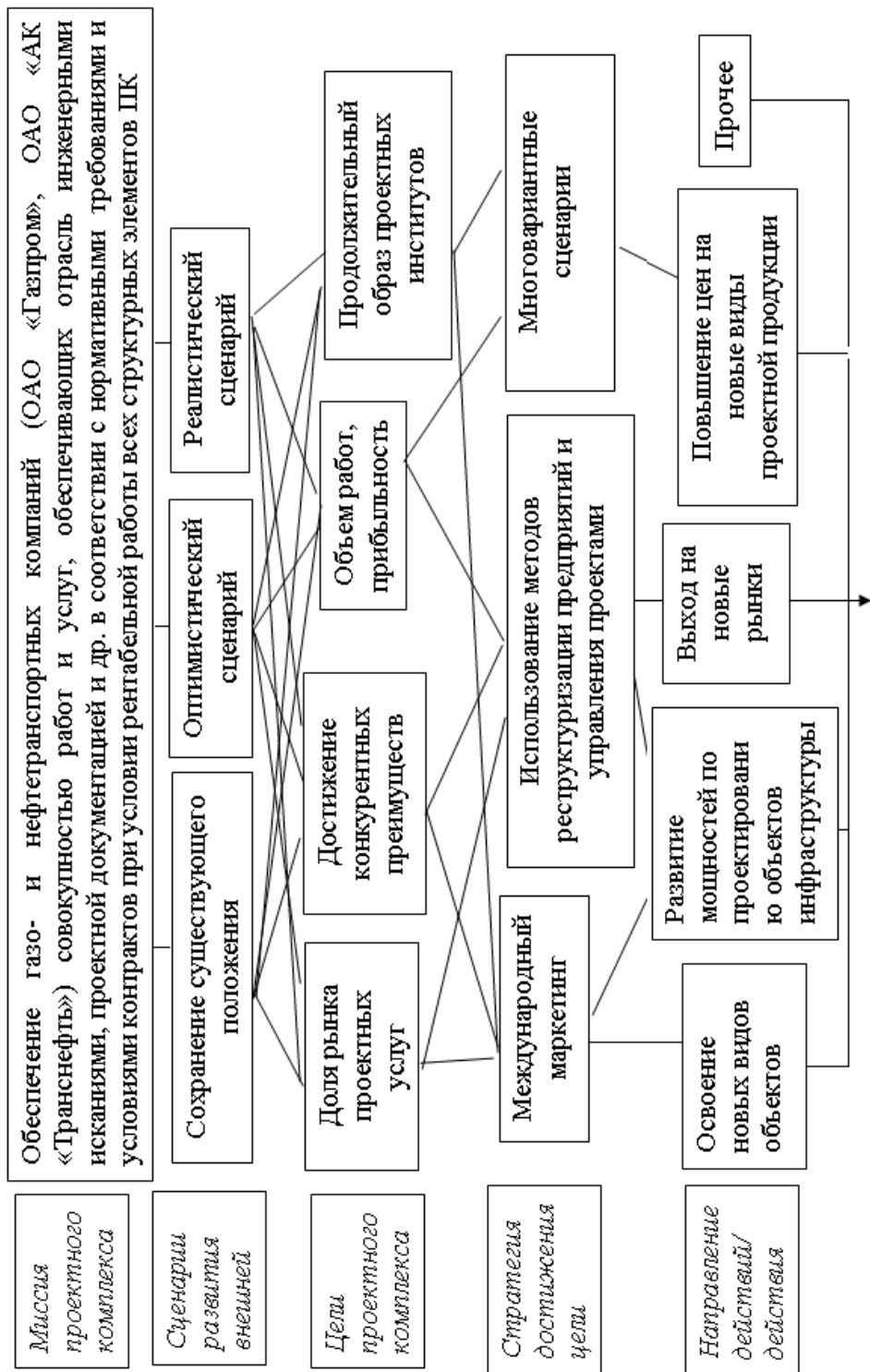
Бездефектные проекты в качестве доминирующего фактора используют повышенное качество.

6.2. Цель и стратегия проекта

Предметная область проекта – совокупность продуктов и услуг, производство которых должно быть обеспечено в результате успешного завершения проекта. Предметная область определяется целями, результатами и работами проекта, которые могут изменяться или уточняться как в процессе разработки проекта, так и по мере достижения промежуточных итогов.

Цель проекта (Project Objective) – желаемый результат деятельности, достигаемый в случае успешного осуществления проекта при заданных условиях его выполнения. Обычно проект имеет несколько целей, выстраивающихся в иерархическую структуру. Генеральную цель проекта, четко выражающую причину существования проекта, принято называть миссией проекта. Нахождение целей проекта равнозначно определению проекта (Project Definition).

Цели проекта превращаются в задачи, если указываются сроки их достижения и задаются количественные характеристики желаемого результата.



Выход на международные рынки, повышение рентабельности, увеличение доли рынка, учет объемов работ, финансовая стабильность

Рис. 6.1. Взаимосвязь миссий, целей, сценариев и стратегий развития проектного комплекса

Миссия – это генеральная цель проекта, четко выраженная причина его существования. Она детализирует статус проекта, обеспечивает ориентиры для определения целей следующих уровней, а также стратегий на различных организационных уровнях.

Стратегия проекта – центральное звено в выработке направленных действий с целью получения обозначенных миссией и системой целей результатов проекта. Подготовку стратегии проекта можно условно разделить на 3 последовательных процедуры:

- *стратегический анализ;*
- *разработка и выбор стратегии;*
- *реализация стратегии.*

Разработка и выбор стратегии осуществляются на трех различных организационных уровнях:

- *корпоративная стратегия* (общее направление развития, т. е. стратегия роста, сохранения или сокращения);
- *деловая стратегия* (стратегия конкуренции конкретного товара на конкретном рынке).

Стратегия проекта разрабатывается в рамках деловой стратегии, т. е. отвечает на вопрос, каким образом продукция проекта будет конкурировать на рынке. Очевидно, что выбор стратегии проекта должен существовать в рамках уже выбранного общего направления развития организации. При разработке *деловой стратегии* используют 3 основных подхода [4]: стратегию лидерства в издержках, стратегию дифференциации (уникальности по какому-либо направлению), стратегию концентрации на определенных направлениях (группе покупателей, номенклатуре изделий и географии их сбыта).

- *функциональная стратегия* (разрабатывается для каждого функционального подразделения с целью конкретизации выбранной стратегии проекта).

На рис. 6.1. Представлена взаимосвязь миссий, целей, сценариев и стратегий развития проектного комплекса.

6.3. Результат проекта

Под результатом проекта понимают продукцию, результаты, полезный эффект проекта. В качестве результата, в зависимости от типа/цели проекта, могут выступать: научная разработка, новый технологический процесс, программное средство, строительный объект, реализованная учебная программа, реструктурированная компания, сертифицированная система качества и т. д. Об успешности проекта (результата) судят по тому, насколько он (результат) соответствует по своим затратным/доходным, инновационным, качественным, временным,

социальным, экологическим и другим характеристикам запланированному уровню.

6.4. Основные этапы инвестиционно-строительного процесса

Первый этап.

Предпроектный этап.

- Бизнес-план.
- Декларация о намерениях (СНиП 11-01-95 Инструкция о порядке согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений).
- Обоснование инвестиций (СП 11-101-95 Порядок разработки, согласования, утверждения и состав обоснований инвестиций в строительство предприятий, зданий и сооружений).

Проектный этап.

- Оформление разрешительной документации.
- Инженерно-строительные изыскания (СНиП 11-02-96 Строительные нормы и правила РФ. Инженерные изыскания для строительства. Основные положения).
- Проектные работы (СНиП 11-01-95 Инструкция о порядке согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений; ГОСТ 21.101–97 Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации).
- Инженерно-технические мероприятия ГО и ЧС (СП 11-107-98 Порядок разработки и состав раздела «Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций» проектов строительства).
- Экспертиза и согласование проектов (Постановление Правительства РФ № 145 от 05. 03. 2007 г.).

Второй этап.

Сопровождение проектов.

- Авторский надзор (СП 11-110-90 Авторский надзор за строительством зданий и сооружений).

Двухстадийное проектирование:

- ТЭО (П) – технико-экономическое обоснование (Проект) – подлежит экспертизе и утверждению
- РД – рабочая документация (чертежи) – без экспертизы направляется заказчиком «В производство работ».

Одностадийное проектирование:

- РП – рабочий проект (утверждаемая часть и рабочая документация).

*Каждый проект для улучшения управляемости подразделяется на несколько фаз. **Фазой проекта (Project Phase)** называют комплекс логически взаимосвязанных работ проекта, в процессе завершения которых достигается промежуточный результат проекта. Обычно выделяют одну начальную фазу, одну или несколько промежуточных фаз и одну завершающую фазу проекта. Полная совокупность последовательных фаз составляет жизненный цикл проекта (Project Life Cycle). Фазы проекта принято разбивать на стадии, а стадии – на этапы.*

6.5. Циклы инвестиционного проекта

***Жизненный цикл проекта** (промежуток времени между моментом появления, зарождения проекта и моментом его ликвидации, завершения) является исходным понятием для исследования проблем финансирования работ по проекту и принятия соответствующих решений.*

В соответствии с новой редакцией Федерального Закона РФ ФЗ-258 от 29.12.2006 г. изменились некоторые этапы инвестиционного процесса.

Современная социально-экономическая ситуация в России потребовала нового подхода к проведению государственной политики в области строительной деятельности. Она отражается:

- *в непрерывности инвестиционного процесса;*
- *многообразии форм собственности;*
- *необходимости охраны окружающей среды;*
- *сертификации продукции (услуг);*
- *лицензировании строительной и проектной деятельности;*
- *совершенствовании отечественной технологии разработки проектной документации;*
- *государственной регламентации инвестиционно-строительной деятельности;*
- *обеспечении федеральными нормативными и методическими документами, регламентирующими процессы разработки, согласования, экспертизы и утверждения проектной документации на строительство.*

Строительство объекта осуществляется в непрерывном инвестиционном процессе с момента возникновения идеи (замысла) до сдачи объекта в эксплуатацию и дальнейшая его эксплуатация.

Весь цикл инвестиционного проекта включает в себя комплекс экономических, организационно-управленческих, технических и технологических задач, выраженных в первоначальной идее, архитектурном и строительном проекте, строительном производстве и эксплуатации объекта. Схема жизненного цикла инвестиционного проекта представлена на рис. 6.2.

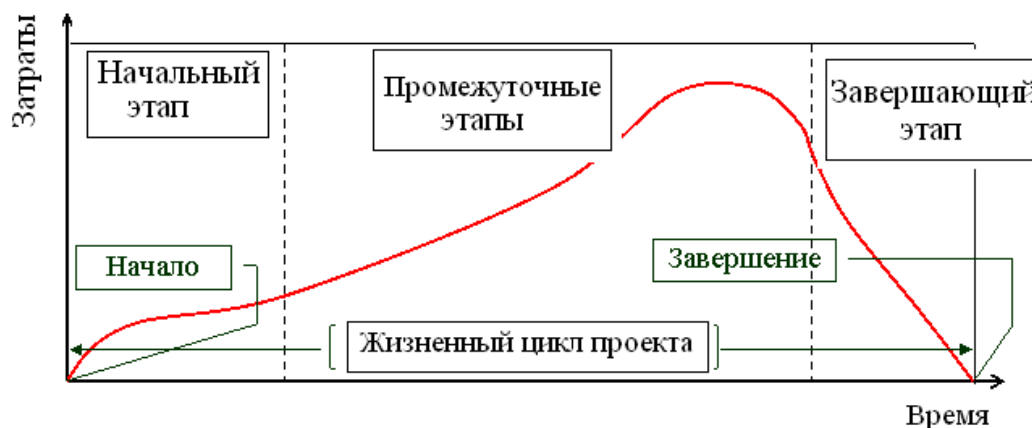


Рис. 6.2. Схема Жизненного цикла проекта

1 этап – Концепция (Concept Phase): предварительные исследования, определение проекта, сравнительная оценка альтернатив, представление и экспертиза предложений, анализ осуществимости проекта, разработка и осуществление стратегии. По окончании данной фазы принимается решение о переходе к следующим фазам проекта. Эта фаза может называться прединвестиционной (т. к. вложения инвестиций не происходит), а также – начальной.

2 этап – Разработка (планирование и проектирование) (Development Phase): формирование команды проекта, разработка основного содержания, стратегическое (укрупненное) планирование, организация и проведение конкурсов, заключение контрактов, разработка и экспертиза проектно-сметной документации, получение разрешений на строительство, детальное планирование.

3 этап – Реализация (строительство) (Execution/Implementation Phase): подготовка стройплощадки, производство, поставки, строительные работы, монтаж оборудования.

4 этап – Завершение (ввод в эксплуатацию) (CloseOut/Finish Phase): испытания оборудования, рабочая комиссия, устранение недоделок, государственная комиссия, завершение контрактов, подведение итогов, закрытие проекта.

В условиях рынка все этапы от разработки до реализации проекта принято рассматривать как три фазы цикла инвестиционного проекта: *прединвестиционную, инвестиционную, эксплуатационную*. Суммарная продолжительность этих фаз составляет срок жизни проекта.

Четкой границы между этими фразами нет. Каждая фраза может начинаться в предыдущей и заканчиваться в последующей, могут выполняться параллельные виды деятельности в разных фазах.

Прединвестиционная фаза:

- Формирование инвестиционного замысла.

- Разработка ходатайства (декларации) о намерениях.
- Разработка обоснований инвестиций.
- Определение цели инвестирования.

Инвестиционная фаза:

- Проведение переговоров и заключение контрактов.
- Инженерные изыскания и проектирование.
- Строительно-монтажные работы.
- Предпроизводственный маркетинг.
- Сдача в эксплуатацию и пуск.

Эксплуатационная фаза:

- Эксплуатация.
- Текущий и капитальный ремонт.
- реконструкция. техническое перевооружение.
- Расширение, инновация.
- Ликвидация.

6.5.1. Прединвестиционная фаза

Прединвестиционная фаза (стадия) непосредственно предшествует основному объему инвестиций, во многих случаях не может быть определена достаточно точно. На этом этапе проект разрабатывается, готовится его технико-экономическое обоснование, проводятся маркетинговые исследования, осуществляется выбор поставщиков сырья и оборудования, ведутся переговоры с потенциальными инвесторами и участниками проекта. Также здесь может осуществляться юридическое оформление проекта (регистрация предприятия, оформление контрактов и т. д.) и проводится эмиссия акций и других ценных бумаг. Как правило, в конце этой фазы должен быть получен развернутый бизнес-план инвестиционного проекта. Все перечисленные действия требуют не только времени, но и затрат. В случае положительного результата и перехода непосредственно к осуществлению проекта понесенные затраты капитализируются и входят в состав предпроизводственных затрат с последующим отнесением на себестоимость продукции через механизм амортизационных отчислений.

В прединвестиционной фазе закладывается основа оптимизации стоимостных и качественных параметров, которая позволяет добиваться разумного соотношения между издержками и рисками при принятии решений и реализации проектов. Поэтому требуется особенно тщательное проведение прединвестиционных исследований.

Прединвестиционная фаза содержит стадии:

- *формирование инвестиционного замысла (целей инвестирования);*
- *определение, исследование и анализ инвестиционных возможностей;*

- анализ альтернативных вариантов проекта по экономическим, архитектурным, строительным и функциональным характеристикам;
- формирование (предварительный выбор) проекта;
- технико-экономическое обоснование (ТЭО);
- оценочное заключение (заключение по проекту и решение об инвестировании).
- Инвестиционный замысел (рис. 6.3) разрабатывается, как правило, заказчиком с привлечением при необходимости на договорной основе проектных, проектно-строительных, консалтинговых и других юридических и физических лиц, имеющих лицензию на соответствующий вид деятельности. Порядок формирования, состав и содержание инвестиционного замысла приводится в «Рекомендациях по формированию инвестиционного замысла» (целей инвестирования).

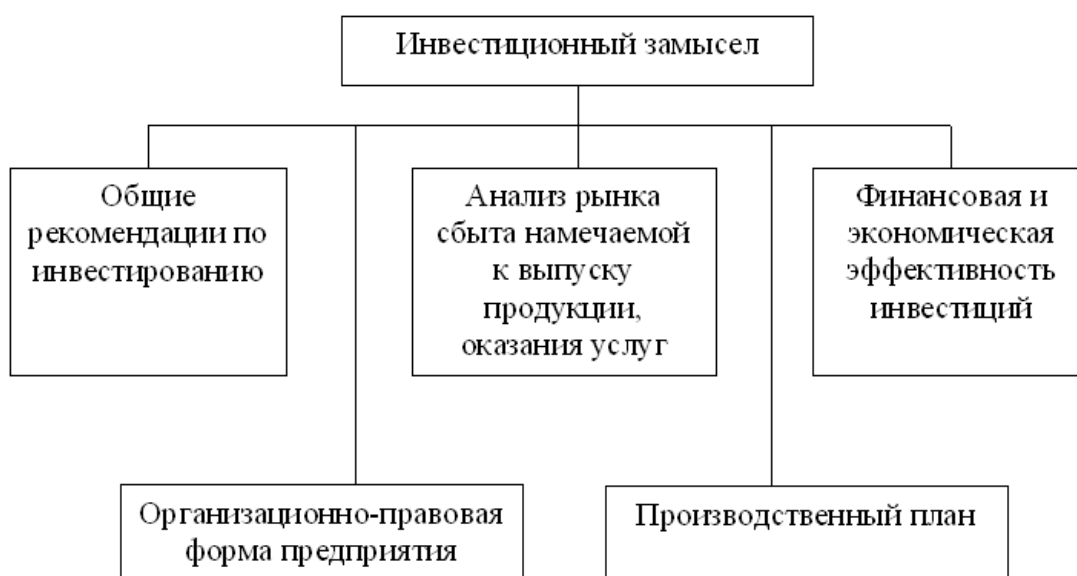


Рис. 6.3. Схема инвестиционного замысла

- В случае привлечения к разработке инвестиционного замысла проектных и других организаций заказчик обязан выдать им задание на разработку, включающее в себя следующие пункты:
- объем намечаемых к инвестированию средств, их источники и предпочтительные направления их вложений;
- намечаемые источники и условия финансирования;
- предполагаемая номенклатура продукции (оказания услуг);
- предпочтительные варианты размещения предприятия, здания, сооружения;
- граничные технико-экономические характеристики и показатели предполагаемого объекта;
- особые условия инвестирования;

- *основные данные о приоритетах инвестора, опыте инвестирования, данные о ноу-хау, авторских правах и других преимуществах и привилегиях.*
- Все эти стадии можно выделить в три большие группы.
- *идентификацию инвестиционных возможностей (анализ возможностей);*
- *подготовку обоснований (предварительное и технико-экономическое обоснование);*
- *оценку проекта и принятие решения об инвестициях (оценочный отчет).*

Группа «Анализ возможностей» состоит из трех этапов:

1. Определение инвестиционных возможностей.
2. Анализ общих возможностей.
3. Анализ возможностей инвестиционного проекта.

Подготовка информации, включаемой в анализ возможностей проекта, не требует существенных затрат, так как этот анализ нацелен прежде всего на выделение принципиальных инвестиционных аспектов возможного промышленного предложения.

Группа «Подготовка обоснования» также включает три этапа:

1. Предварительное обоснование.
2. Вспомогательные исследования.
3. Техничко-экономическое обоснование.

Проведение технико-экономического обоснования (ТЭО), позволяющего принять определенное решение по поводу проекта, – это дорогостоящая задача, требующая длительного времени. Поэтому перед выделением средств на такое исследование должна быть сделана дополнительная оценка идеи проекта с помощью предварительного обоснования.

Предварительное обоснование следует рассматривать как промежуточную стадию между изучением проектных возможностей и подробным ТЭО; разница между ними – в детальности добываемой информации и обсуждении проектных альтернатив. Обычно предварительное обоснование имеет следующие разделы:

- *сведения о предпосылках и история вопроса;*
- *возможные стратегии осуществления проекта или деятельности корпорации, границы проекта в связи с анализом рынка и концепцией маркетинга;*
- *сырье и вспомогательные материалы;*
- *месторасположение, размещение и оборудование;*
- *проектная документация и технология, производственная программа и производственная мощность, выбор производственного процесса и проектно-конструкторского решения;*

- структура управления и накладные расходы;
- трудовые ресурсы, управленческий персонал, затраты на рабочую силу, потребность в обучении и связанные с ним затраты;
- график реализации проекта;
- финансовый анализ
- экономический анализ (определение экономических последствий в соответствии с рамками проекта)

На стадии ТЭО исследование проводится по следующим основным направлениям:

- стратегия и рамки проекта;
- механизм действий и схемы последовательности операций при осуществлении проекта;
- механизм действий и схемы последовательности операций при осуществлении проекта;
- маркетинговые исследования и их анализ;
- сырье, основные и вспомогательные материалы;
- месторасположение, участок и окружающая среда;
- экологическая ситуация на участке планируемого строительства и потенциальное воздействие на эту ситуацию предлагаемого проекта;
- проектирование и технология;
- организационная структура и накладные расходы;
- график осуществления проекта и затраты на него;
- трудовые ресурсы, в том числе управленческие кадры, затраты на оплату рабочей силы, потребности в профессиональном обучении и затраты на него.

Основные разделы ТЭО инвестиционного проекта

Раздел 1. Основная идея проекта

1. Идея проекта.

1.1. Соответствие идеи проекта существующей системе экономических взаимоотношений в стране. Соответствие идеи уровню экономического развития страны.

1.2. Перечень спонсоров. Причины заинтересованности спонсоров в реализации проекта.

1.3. Сведения о проекте:

- основные характеристики проекта;
- цели проекта и предварительная основная стратегия проекта;
- географический ареал и доля на рынке (внутреннем, внешнем), рыночная ниша;
- тип размещения (рыночная или ресурсная ориентация);
- экономическая политика поддержки проекта;
- продукция и ее структура, мощности предприятия;

- контуры экономической, промышленной, финансовой, социальной политики;
- национальные, отраслевые и подготовительные факторы, благоприятные для проекта;
- наименование, адрес, финансовые возможности, роль в проекте организатора проекта.

Раздел 2. Анализ рынка и стратегия маркетинга.

Раздел 3. Сырье и комплектующие материалы

Раздел 4. Месторасположение и окружающая среда.

Раздел 5. Инженерная часть проекта и технология

5.1. Производственная программа и производственная мощность:

- разработка предварительной производственной программы с учетом рыночных и ресурсных ограничений для различных уровней производства при минимальном уровне цен;
- определение потребности в материалах и рабочей силе для различных стадий производства и различного уровня загрузки производственной мощности;
- производственная мощность: номинальная максимальная (ориентир для определения реальной степени загрузки производственной мощности); вероятная нормальная (оптимальный уровень производства с учетом взаимодействия технологии, доступности ресурсов, инвестиций и производственных издержек).

5.2. Выбор технологии, приобретение и передача технологии, детальный план и инженерные основы проекта:

- тщательная проработка альтернативных вариантов технологий «ноу-хау» с учетом характера и потребностей рынка, наличия ресурсов, экологических факторов, стратегии реализации проекта;
- технологии на основе оценки возможного влияния на окружающую среду, экономику и социальную среду. Оценка по этапам: формулировка проблемы, описание технологии, прогноз развития технологии, описание социальной сферы, идентификация технологического воздействия, анализ технологической политики, оценка результатов;
- источники получения технологии;
- разработка предварительного и детального плана реализации проекта.

5.3. Выбор оборудования, строительные работы, потребности в ремонте и замене. Оценка инвестиционных издержек:

- составление списка необходимого оборудования с разбивкой по группам (технологическое, механическое, электромеханическое, инструмент и контрольно-измерительное, транспортное и т. д.);

- составление списка запасных частей, научного оборудования и приборов;
- разработка предварительного плана строительно-монтажных работ;
- определение потребностей в ремонтных работах с учетом имеющихся возможностей;
- первоначальный расчет стоимости строительства на основе удельных издержек (на 1 кв. м площади).

Раздел 6. Организационные и накладные расходы.

Раздел 7. Трудовые ресурсы.

Раздел 8. Планирование процесса осуществления проекта.

Раздел 9. Финансовый анализ и оценка инвестиций.

В общем виде схема технико-экономического обоснования проекта представлена на рис. 6.4.

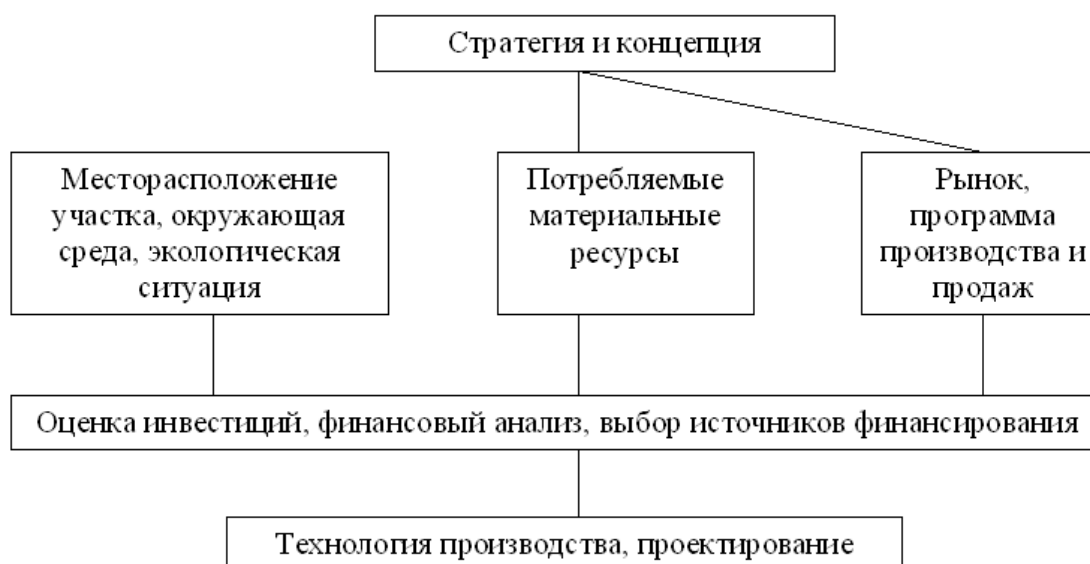


Рис. 6.4. Схема технико-экономического обоснования проекта

Примечание: Структура предварительного обоснования должна совпадать со структурой подробного ТЭО.

Группа «Оценка проекта и решение об инвестициях» – заключительная стадия прединвестиционной фазы – состоит из двух этапов:

1. Оценочного отчета.
2. Поддержки инвестиционного проекта.

По оценкам «управляющих проектами» различных зарубежных фирм, осуществляющих строительство промышленных, торговых и других объектов, первоочередное значение для заказчиков имеют высокий уровень прединвестиционных обоснований, надежность оценки сметной

стоимости и продолжительности строительства. На втором месте значится степень соответствия будущего объекта всем функциональным требованиям и обеспечение минимального уровня предстоящих эксплуатационных расходов. На третьем месте стоит рациональная организация управления проектом в процессе его реализации, обеспечение высокой степени персональной ответственности управляющего проектом, обеспечение контроля за качеством выполнения строительных работ и уровнем сметной стоимости объекта. На четвертом месте – возможность для заказчика вносить изменения в проект в процессе его реализации. И на последнем месте находятся эстетические качества объекта.

6.5.2. Стадия инвестирования

Следующий отрезок времени отводится под *стадию инвестирования*, или фазу осуществления. Принципиальное отличие этой фазы от предыдущей и последующих фаз состоит, с одной стороны, в том, что начинают предприниматься действия, требующие гораздо больших затрат и носящие уже необратимый характер (закупка оборудования, сырья), а с другой – проект еще не в состоянии обеспечить свое развитие за счет собственных средств.

Как на федеральном, так и на региональном уровнях (субъекты Российской Федерации и местные образования) разрабатывается и реализуется социально-экономическая политика, включающая в себя экономические, социальные, природоохранные и экологические цели и пути их решения. Составной частью этой политики является и инвестиционно-строительная политика. Основным документом для включения в региональную программу развития региона является «Схема территориального планирования на трех уровнях: схема территориального планирования Российской Федерации, субъектов Российской Федерации, муниципальных образований» (ст. 9 Градостроительного Кодекса РФ). Разработка схем осуществляется с учетом данных и положений, содержащихся в федеральных, региональных и отраслевых программах структурной перестройки экономических отношений, научно-технических и других государственных программах, схемах развития и размещения производительных сил, промышленных узлов, градостроительной документации и иных материалов.

Заказчик исходя из целей инвестирования и исследования ситуации на рынке продукции и услуг с учетом решений и рекомендаций, принятых в прогнозах и схемах территориального планирования развития и размещения производительных сил на территориальном уровне, составляет Ходатайство (декларацию) о намерениях. По результатам положительного рассмотрения органом исполнительной власти Ходатайства

заказчик принимает решение о разработке финансово-экономического обоснования инвестиций.

Результаты обоснований служат основанием для принятия решения о хозяйственной необходимости, технической возможности, коммерческой, экономической и социальной целесообразности инвестиций в строительство, получения акта выбора земельного участка для размещения объекта и выполнения проектно-изыскательских работ.

В обоснованиях должны выполняться альтернативные проработки и расчеты для всех предложенных земельных участков, принципиальные объемно-планировочные решения, расчеты по определению эффективности инвестиций, социальных, экологических и других последствий осуществления строительства и эксплуатации объекта, а также по определению убытков землевладельцев, землепользователей, арендаторов, потерь сельскохозяйственного производства, связанных с изъятием земельного участка и др.

На региональном уровне наиболее важными составляющими строительно-инвестиционной деятельности являются:

- *создание условий привлекательности инвестиций и строительной деятельности в конкретном регионе;*
- *выявление и характеристика инвестиционного и строительного потенциала конкретного региона;*
- *выявление конкретных хозяйствующих субъектов, способных в планируемом периоде обеспечить инвестирование.*

Реализация условия привлекательности инвестиций и строительной деятельности обеспечивается органами представительной и исполнительной властей территорий (субъектов Российской Федерации и местных органов). Это может осуществляться в виде налоговых послаблений, отводов участков земли под некоторые строящиеся объекты бесплатно или на льготных условиях, создание с использованием собственных финансовых ресурсов соответствующей инфраструктуры (дороги, газоснабжение, электрификация, телефонизация, тепло- и водоснабжение).

Госстроем России была предложена схема «одного окна» для разграничения деятельности и взаимодействия территориальных органов администрации, инвесторов и застройщиков, включающая в себя следующие сферы деятельности участников.

1. Сфера деятельности без участия инвесторов и застройщиков.

1. Разработка новых и корректировка действующих генеральных планов городов, поселений и других муниципальных образований. При этом в них включаются предложения: по проектам планировки, застройки, межевания и строительства; регулированию (изъятию при

необходимости) земельных участков для размещения новых объектов недвижимости; укрупненному зонированию территорий как основания для последующего проведения территориального (правового) зонирования с установлением градостроительных регламентов разрешенного использования объектов недвижимости.

2. Разработка и корректировка на основании утвержденных генеральных планов городов, поселений и других муниципальных образований проектов планировки, застройки, межевания. При этом подготавливаются основания для формирования земельных участков под строительство, учета их в государственном земельном и градостроительном кадастрах, регистрации прав на сформированные земельные участки, представление их на торги (конкурсы, аукционы), а также для разработки органами местного самоуправления нормативных правовых актов «Правил землепользования и застройки».

3. Разработка «Правил землепользования и застройки», которые на основании схем территориального планирования устанавливают градостроительные регламенты разрешенного использования и изменения объектов недвижимости. При этом схемы территориального планирования являются правовым механизмом взаимодействия в рыночных условиях органов власти с физическими и юридическими лицами, обеспечивают им гарантированное право на разрешенное использование и изменение объектов недвижимости путем соответствующего выбора в рамках установленных градостроительных регламентов, сервитутов, ограничений.

4. Государственная комплексная экспертиза градостроительной документации на соответствие техническим регламентам, охватывающая генеральные планы; проекты планировки, застройки, межевания; «Правила землепользования и застройки». Государственная комплексная экспертиза проводится всегда применительно к генеральным планам. Государственная комплексная экспертиза проводится только в случае отсутствия генерального плана, а при наличии генерального плана – проводится только согласование этой документации местными органами архитектуры и градостроительства. «Правила землепользования и застройки», разработанные на основе и с учетом решений генеральных планов, проходят только согласование, в том числе с участием граждан.

5. Организация и обеспечение подготовки торгов (конкурсов, аукционов) по продаже сформированных земельных участков в собственности или права на заключение договора их аренды, а также извещение участников торгов.

6. Ведение реестра сформированных земельных участков в установленном порядке с наличием инженерного обеспечения.

II. Сфера деятельности администрации с участием инвесторов и застройщиков.

7. Проведение торгов (конкурсов, аукционов). Предоставление победителю торгов права собственности (долгосрочной аренды) на сформированный земельный участок до начала подготовки проектной документации и до начала строительства. При этом может быть предоставлено право возможности кредитования строительства под залог земельных участков.

8. Подготовка проектной документации в соответствии с условиями торгов.

9. Экспертиза проектной документации. Утверждение проектной документации.

10. Выдача разрешения на строительство как результат положительного заключения Государственной комплексной экспертизы. Разрешение на строительство выдается органом по архитектуре и градостроительству применительно к простым объектам (индивидуальным жилым домам, коттеджам), объектам, возводимым по типовым и повторно применяемым проектам, объектам средней сложности (жилым многоэтажным домам).

11. Осуществление строительства объектов. Контроль за ходом возведения объектов.

12. Приемка объектов строительства в эксплуатацию, их учет, регистрация прав на построенные объекты, ввод объектов в эксплуатацию.

Принцип «одного окна» заключается:

- *в приобретении прав на сформированный участок по результатам торгов;*
- *получении заключения комплексной экспертизы на проект строительства;*
- *выдаче разрешения на основании полученного положительного заключения.*

В связи с предложенной схемой к основным мероприятиям по организации, регулированию и формированию инвестиционной политики в регионе можно отнести:

- *разработку документации по развитию региона (градостроительная концепция развития региона – генеральный план развития, проекты размещения жилищной, коммунальной, промышленной, транспортной инфраструктуры и т. п.);*
- *разработку инвестиционных программ;*
- *размещение инвестиционных заказов;*
- *осуществление строительства и приемки объектов инвестиций в эксплуатацию.*

Схема этапов формирования и реализации инвестиционного проекта на территориальном уровне приведена на рис. 6.5.

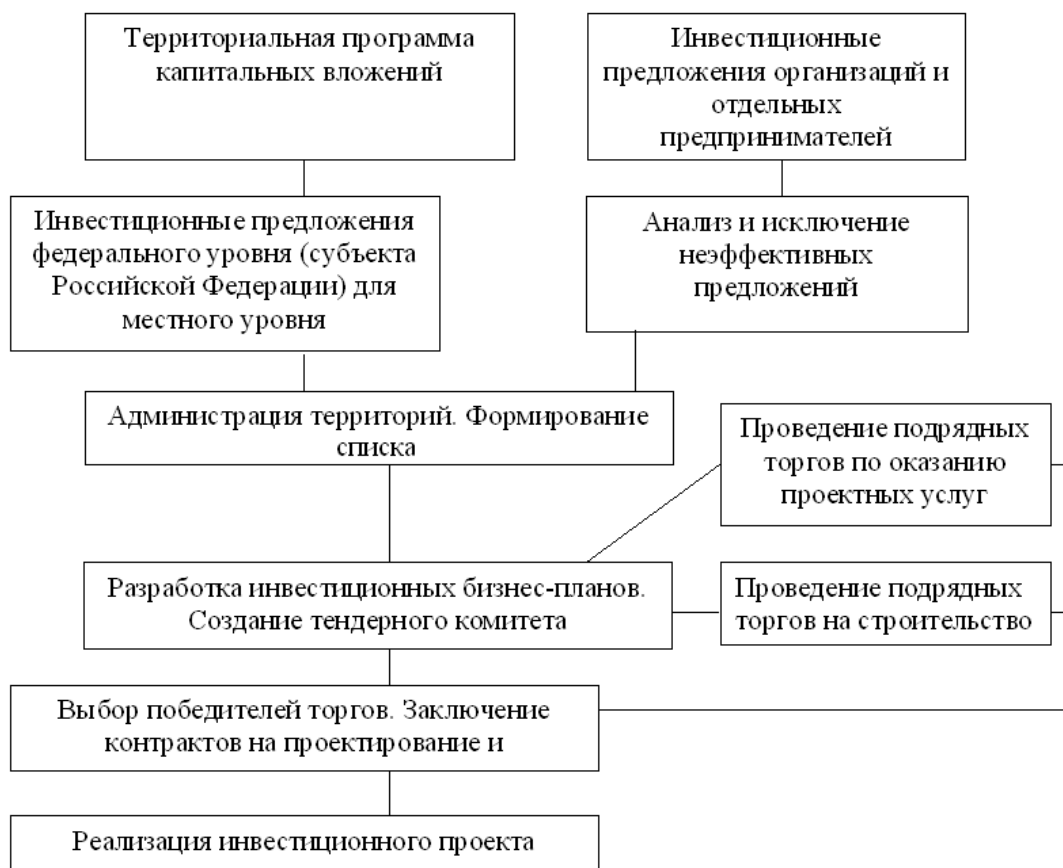


Рис. 6.5. Схема этапов формирования и реализации инвестиционного проекта на территориальном уровне

Формирование инвестиционно-строительной политики в регионе производится с учетом целевых территориальных, отраслевых и федеральных программ. На основе проектов инвестиционных программ региона формируется бюджетная заявка правительству субъектов Российской Федерации или правительству РФ в целях включения в целевые программы регионального или федерального уровня. Финансирование работ по этим программам осуществляется как за счет регионального заказа, так и отраслевого, территориального и федерального заказов.

Размещение заказов на строительство по инвестиционным программам производится на основе конкурсного выбора организаций заказчиков-застройщиков, предложивших наиболее выгодные условия выполнения заказов и имеющих лицензию на право ведения работ, способных нести имущественную ответственность за неисполнение обязательств по заключенному контракту. Такие же требования предъявляются и к подрядчику.

Зарубежная практика реализации инвестиционных строительных проектов выявила целесообразность их постоянного инженерного сопровождения. Инженерное сопровождение инвестиций (*инжиниринг*) – самостоятельный вид услуг, включающий в себя совокупность проектных, методологических, методических, организационных, экономических и практических работ по капитальному строительству, т. е. предоставление услуг по доведению научно-исследовательских, опытно-конструкторских и проектно-технологических разработок до стадии производства. Для помощи проектным и строительным организациям, а также инвесторам на федеральном уровне создано Федеральное государственное унитарное предприятие (ФГУП) «ЦЕНТРИНВЕСТпроект», которое является ведущим разработчиком нормативных и методических документов для капитального строительства и оказанию услуг по инженерному сопровождению инвестиционных проектов в строительной отрасли.

6.5.3. Инвестиционная фаза

С момента ввода в действие основного оборудования или приобретения недвижимости, или иного актива начинается ***третья стадия развития инвестиционного проекта – эксплуатационная***. Этот период характеризуется началом производства продукции или оказания услуг и соответствующими текущими издержками.

В табл. 3.1 представлены данные по соответствию этапов международного проектирования российским аналогам. На рис. 6.6 представлен проектный цикл всемирного банка.

Таблица 6.1

*Соответствие этапов международного проектирования
российским аналогам*

Фазы	Англия	Россия (аналоги)
Identification phase	Project initiation note (40 % screening estimate, economics) <ul style="list-style-type: none"> • Project description • Proposal 	инициация проекта – бизнес-план – задание на проектирование (в общем виде)
Prospective project	Feasibility study – 25 % Study estimate	анализ инвестиционной привлекательности (часть ТЭО)
Definition phase FEED	Development plan (Surface, subsurface) <ul style="list-style-type: none"> • Economics • Initial commit plan • Initial execution strategy 	эскизный проект (часть ТЭО – включает инженерные изыскания и технический проект)

Фазы	Англия	Россия (аналоги)
Execution phase	Basis for design	декларация о намерениях задание на проектирование
	Project specification <ul style="list-style-type: none"> • Economics • Project execution plan Operations reference plan	детальное задание на проектирование
	Detailed design	детальное проектирование (Часть ТЭО)
	Materials procurement	материальное обеспечение
	Construction	строительство
	Commission, startup, handover	ввод в эксплуатацию, запуск
Operational phase		производство
Abandonment phase		Ликвидация производства

6.6. Окружение проекта

Окружение проекта (Project Environment) – среда проекта, порождающая совокупность внутренних и внешних сил, способствующих или мешающих достижению целей проекта.

Окружение проекта подразделяется на внешнее и внутреннее, внешнее окружение в свою очередь делится на дальнее и ближнее.

К дальнему окружению проекта относится среда окружения предприятия, осуществляющего проект:

- политика;
- экономика;
- общество;
- законы и право;
- наука и техника;
- культура;
- природа;
- экология;
- инфраструктура.

К ближнему окружению проекта относится непосредственная среда, в которой осуществляется проект, то есть само предприятие. Основными составляющими ближнего окружения являются: руководство предприятия; сфера финансов; сфера сбыта; сфера изготовления; сфера материального обеспечения; сфера инфраструктуры; сфера очистки и утилизации промышленных отходов.

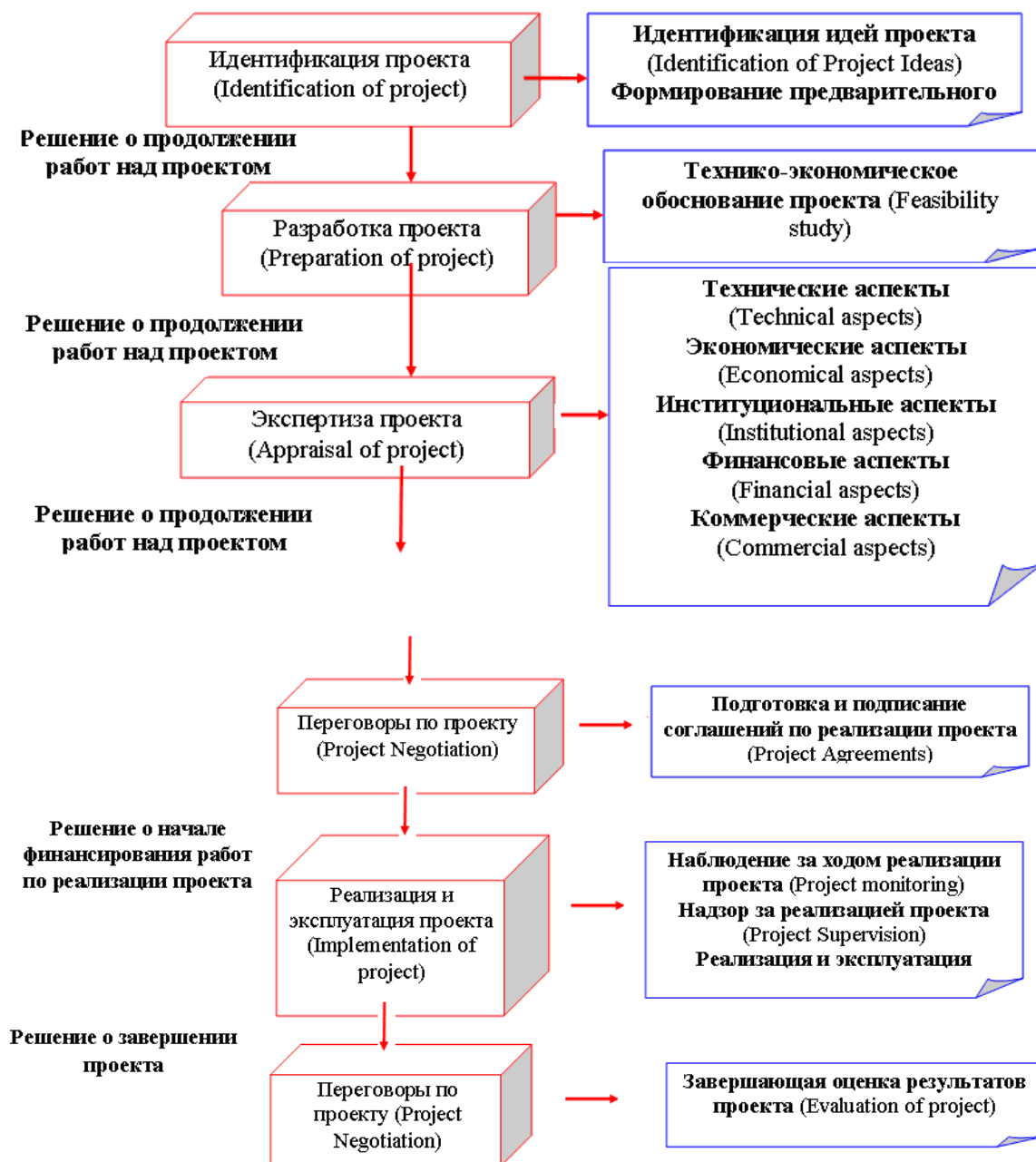


Рис. 6.6. Проектный цикл Всемирного банка

Внутренним окружением проекта является технический и человеческий потенциал, оказывающий влияние на успех реализации проекта. Наиболее значимыми факторами внутреннего окружения являются: стиль руководства проектом; специфическая организация проекта; участники проекта; команда проекта; методы и средства коммуникации проекта; экономические условия проекта; социальные условия проекта; экологическое воздействие результатов проекта на окружающую среду; технические условия; уровень компьютеризации и информатизации проекта; организация документации проекта.

Участники проекта (Project Stakeholders) – физические лица и организации, непосредственно вовлеченные в проект или чьи интересы могут быть затронуты при осуществлении проекта.

Основные (ключевые) участники строительного проекта:

- управляющий проектом (проект-менеджер) (Project Manager) – лицо, ответственное за управление проектом;
- команда проекта (Project Team) – совокупность физических и юридических лиц, объединенных для осуществления проекта. Создается на период жизненного цикла проекта. Главная задача – координация действий и согласование интересов всех участников проекта для достижения поставленных целей;
- исполняющая (постоянная, родительская) организация (Permanent/Parents Organisation) – организация, в рамках которой появился проект и в интересах которой он осуществляется;
- потребители – физические и юридические лица, которые будут использовать результаты проекта. Может существовать множество уровней потребителей. Иногда под потребителем понимают юридическое лицо, приобретающее результаты проекта, а те лица, которые будут непосредственно использовать продукты проекта, называются пользователями;
- заказчик – физическое лицо или организация, заинтересованная в достижении целей проекта. Как правило, является будущим владельцем результатов проекта;
- инвестор – физическое лицо или организация, вкладывающая инвестиции в проект с целью получения прибыли в результате реализации проекта. В роли инвестора могут выступать заказчик, банки, инвестиционные фонды и т. д.;
- застройщик – физическое лицо или организация, строящее здание или сооружение на отведенном или приобретенном земельном участке;

Возможными участниками строительного проекта могут быть:

- кредитор – физическое лицо или организация, предоставляющее денежные средства для осуществления проекта на возмездной основе на определенных условиях;
- инициатор – автор главной идеи проекта, его предварительного обоснования и предложений по осуществлению;
- контрактор – организация, берущая на себя ответственность за выполнение работ и услуг по всему проекту либо его части на договорной основе;
- проектировщик – организация, выполняющая проектно-изыскательские работы по проекту;

- генеральный подрядчик – контрактор, несущий ответственность за выполнение работ по проекту и выполняющий работы своими силами или силами других организаций;
- субподрядчик – несет ответственность за выполнение работ по проекту перед генподрядчиком;
- поставщик – контрактор, осуществляющий поставку материалов, конструкций, оборудования;
- лицензор – организация, выдающая лицензии на различные виды деятельности;
- лицензиар – юридическое или физическое лицо, обладающее лицензиями и «ноу-хау» и предоставляющее право их использования в проекте;
- консультант – физическое лицо или организация, привлекаемое для оказания консультационных услуг другим участникам проекта по всем вопросам его осуществления;
- орган власти – сторона, выдвигающая и поддерживающая экологические, социальные и другие общественные и государственные требования, связанные с реализацией проекта и удовлетворяющая свои интересы путем получения налогов от участников проекта;
- владелец земельного участка – юридическое или физическое лицо, владеющее участком земли, вовлеченным в проект.

6.7. Основы организации проектно-изыскательских работ в строительстве

Проектные и инженерно-изыскательские работы для строительства относятся к инвестиционной фазе. Но предварительные данные предпроектных проработок и особенно инженерных изысканий используются в прединвестиционной фазе. Это, прежде всего, необходимо для подготовки проектной документации и обоснования инвестиций в строительство.

Организационно-правовые основы проектно-изыскательских работ. В соответствии со ст. 52 Градостроительного кодекса РФ строительство, реконструкция, капитальный ремонт зданий, строений и сооружений, их частей осуществляется на основе проектно-сметной документации. Проектно-сметная документация (ПСД) входит в состав инвестиционного проекта; она необходима для подготовки предложений для подрядных торгов, решения комплекса вопросов по планированию финансирования и материально-технического обеспечения строительства, а также для разработки проектов организации строительства (ПОС), проектов производства работ (ППР) и составления смет.

Проектная документация – это материалы в текстовой форме и в виде карт (схем), определяющих архитектурные, функционально-

технологические, конструктивные и инженерно-технические решения для обеспечения строительства, реконструкции объектов капитального строительства, их частей, капитального ремонта, если при его проведении затрагиваются конструктивные и другие характеристики надежности и безопасности объектов капитального строительства (ст. 48 Градостроительного кодекса РФ).

Объект капитального строительства – здание, строение, сооружение, объекты, строительство которых не завершено (объекты незавершенного строительства), за исключением временных построек, киосков, навесов и других подобных построек (ст. 1 Градостроительного кодекса РФ).

Проектная документация разрабатывается в соответствии с градостроительной документацией, строительными и техническими регламентами, согласовывается с соответствующими органами архитектуры и градостроительства, органами государственного контроля и надзора в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 49). Разработка, финансирование, утверждение и определение порядка использования проектной документации, внесение в нее изменений осуществляется в установленном порядке по инициативе заказчика за его счет.

Осуществление подготовки проектной документации не требуется при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов индивидуального жилищного строительства. Застройщик по собственной инициативе вправе обеспечить подготовку проектной документации применительно к объектам индивидуального жилищного строительства (ст. 48 Градостроительного кодекса РФ).

Основные требования к проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений на территории Российской Федерации в современных условиях определяются Федеральными законами «О техническом регулировании» от 27.12.2002 № 184-ФЗ, «Градостроительный кодекс Российской Федерации» от 29.12.2006 № 258-ФЗ, ГОСТ 21-101–97, СНиП 11-01–95 и другими документами, утвержденными Госстроем России, Минпромэнерго России, Министерством регионального развития.

В соответствии с Федеральным законом «О техническом регулировании» техническому регулированию подвергаются отношения, возникающие:

- *при разработке, принятии, применении и исполнении обязательных требований к продукции, процессам производства, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации;*
- *разработке, принятии, применении и исполнении на добровольной основе требований к продукции, процессам производства, эксплуа-*

тации, хранении, перевозке, реализации и утилизации, выполнению работ или оказанию услуг;

- *оценке соответствия.*

Техническому регулированию подвергаются также права и обязанности участников, регулируемых настоящим законом отношений.

Техническое регулирование осуществляется в соответствии с применением единых правил установления требований к продукции, процессам производства, эксплуатации, хранения, реализации, утилизации, перевозке. выполнению работ или оказанию услуг. При этом на продукцию, процесс производства, эксплуатацию, выполнение работ и оказание услуг устанавливается технический регламент. Технический регламент принимается в следующих целях:

- *защиты жизни или здоровья граждан, имущества физических или юридических лиц, государственного или муниципального имущества;*
- *охраны окружающей среды, жизни или здоровья животных или растений;*
- *предупреждения действий, вводящих в заблуждение приобретателей.*

Технический регламент должен содержать исчерпывающий перечень, а также требования к характеристикам продукции, процессов производства, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, в отношении которых они устанавливаются. Тем не менее он не должен содержать требования к конструкции и исполнению, за исключением случаев, в которых из-за отсутствия требований к конструкции и исполнению с учетом степени риска причинения вреда не обеспечивается достижение перечисленных выше целей регламента. Требования технических регламентов не могут служить препятствием осуществлению предпринимательской деятельности в большей степени, чем это минимально необходимо для выполнения целей, указанных выше.

В соответствии с Федеральным законом «О техническом регулировании» регламенты подразделяются на общие и специальные. Требования ***общего технического регламента*** обязательны для применения и соблюдения в отношении видов продукции, процессов производства, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации. Безопасная эксплуатация и утилизация машин, оборудования, безопасная эксплуатация зданий, строений, сооружений и безопасное использование прилегающих к ним территорий, пожарная безопасность относятся к общим техническим регламентам.

Специальные технические регламенты устанавливают требования только к тем отдельным видам продукции, процессов производства, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, в отношении которых не обеспечиваются требованиями общих технических регламентов.

Качество продукции, работ и услуг должно подтверждаться оценкой соответствия требованиям качества. Оценка соответствия производится в формах государственного контроля (надзора), аккредитации, испытания, регистрации, подтверждения соответствия, приемки и ввода в эксплуатацию объекта, строительство которого закончено в иной форме. Форма подтверждения соответствия на территории РФ может носить добровольный или обязательный характер.

Добровольное подтверждение соответствия осуществляется в форме добровольной сертификации по инициативе заявителя на условиях договора между заявителем и органом по сертификации.

Обязательное подтверждения соответствия производится только в случаях, установленных соответствующим техническим регламентом и исключительно на требования технического регламента. Оно осуществляется в формах принятия декларации о соответствии и обязательной сертификации определенных видов продукции. При оценке соответствия требований к продукции, процессам производства, работам и услугам должно соблюдаться единство правил и методов исследований (испытаний) и измерений.

В соответствии с Федеральным законом для повышения уровня безопасности жизни и здоровья граждан, государственного и муниципального имущества, а также имущества физических и юридических лиц, экологической безопасности, повышения уровня безопасности объектов принимаются **стандарты**. Они подразделяются на **национальные стандарты** и **стандарты организаций**. основной принцип стандартизации – добровольное применение стандартов с максимальным учетом при их разработке законных интересов заинтересованных лиц. Разработчиком национального стандарта может быть любое лицо.

Стандарты организаций (в том числе коммерческих), общественных, научных, саморегулируемых организаций, объединений юридических лиц смогут разрабатываться и утверждаться ими самостоятельно исходя из необходимости применения этих стандартов в целях безопасности продукции и т. п.

Федеральные органы исполнительной власти вправе издавать в сфере технического урегулирования акты только рекомендательного характера, за исключением оговоренных в законе случаев.

В развитие Федерального закона «О техническом регулировании» Госстроем России были определены объекты технического регулирования. К ним отнесены:

- *общие требования к процессам производства продукции строительства, включая инженерные изыскания и проектирование, а также ее эксплуатации и утилизации;*

- *планировка и застройка городских и сельских поселений и другие требования к размещению объектов строительства;*
- *здания и сооружения предприятий промышленности, энергетики, транспорта, связи, водного, сельского и городского хозяйства, жилые здания, общественные здания и сооружения культуры, здравоохранения, образования, торговли и других отраслей;*
- *промышленная продукция, применяемая в строительстве.*

Технические регламенты в строительстве устанавливают общие требования к объектам технического регулирования, обеспечивающие безопасность продукции строительства и процессов ее производства, эксплуатации и утилизации. Технические регламенты должны предусматривать требования, определяющие:

- *прочность и устойчивость (надежность) конструкций и оснований зданий и сооружений в расчетных условиях эксплуатации;*
- *безопасность людей при пожарах и других аварийных ситуациях, защиту рядом расположенных зданий и сооружений и экономически обоснованные с учетом возможности страхования недвижимости положения по ограничению материального ущерба;*
- *безопасность людей и защиту объектов жизнеобеспечения при землетрясениях, обвалах, оползнях и других расчетных геофизических процессах;*
- *безопасность движения и перемещения людей, доступность среды для маломобильных групп населения и защиту помещений от несанкционированного вторжения;*
- *безопасные для здоровья человека условия проживания, труда, быта и отдыха;*
- *безопасный уровень воздействия строительных объектов (в процессе их строительства, эксплуатации и утилизации) на окружающую среду;*
- *состав и содержание необходимой информации для пользователей продукции строительства по вопросам ее безопасной эксплуатации.*

Оценка соответствия строительных объектов предусматривается в форме государственного надзора, приемки результатов выполненных работ, приемки ввода в эксплуатацию заказчиком законченного строительством объекта. Для применяемой в строительстве промышленной продукции рекомендуется предусматривать подтверждение соответствия в форме добровольной сертификации.

В настоящее время до введения новых технических регламентов (до 2010 г.) технические требования на строительную продукцию изложены в нормативных документах на различных уровнях:

- *на федеральном уровне – в Строительных нормах и правилах (СНиП), сводах правил (СП);*

- уровне субъектов Российской Федерации – в Территориальных строительных нормах (ТСН);
- уровне организаций и предприятий, производящих строительную продукцию, – в технических условиях (ТУ).

Технические регламенты разных видов разрабатываются для добровольного применения при инженерных изысканиях, проектировании, строительстве, эксплуатации и утилизации (ликвидации), объектов, а также при разработке и производстве строительных изделий и материалов.

СНиПы содержат требования по безопасности применительно к объектам технического регулирования в строительстве, федеральные градостроительные нормативы, а также эксплуатационные характеристики продукции строительства, основанные на требованиях потребителя. Требования к эксплуатационным характеристикам устанавливаются для зданий и сооружений в целом, их частей и строительных изделий в соответствии с различными уровнями потребностей или условиями эксплуатации вне зависимости от конструктивного устройства, применяемых материалов и технологий.

СП содержат способы реализации требований. В них приводятся с необходимой полнотой рекомендуемые в качестве официально признанных и оправдавших себя на практике положения, применение которых позволяет обеспечить соблюдение требований технических регламентов, строительных норм и правил, а также положения по отдельным вопросам, не регламентированным строительными нормами и правилами. В своды правил могут включаться извлечения из технических регламентов, строительных норм и правил, в развитие которых эти своды правил разработаны.

ТСН утверждаются органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации. Они действуют на территориях этих субъектов и обязательны для всех участников градостроительной деятельности. В ТСН устанавливаются организационные, типологические, социально-экономические и необходимые технические требования, а также градостроительные нормативы в соответствии с нормативными документами федерального уровня с учетом природно-климатических, социально-демографических, национальных и иных особенностей субъектов Российской Федерации.

Международные и (или) национальные стандарты могут использоваться полностью или частично в качестве основы при разработке проектов строительных технических регламентов.

Национальные стандарты, а также введенные в качестве национальных *межгосударственные и международные стандарты* определяют для применения на добровольной основе конкретные параметры и характеристики отдельных частей зданий и сооружений, а также требо-

вания к строительным изделиям и материалам, методы испытаний. Они применяются в технических регламентах путем ссылок на них. В строительных нормах и правилах, сводах правил и территориальных строительных нормах их учитывают в составе комплексов нормативных документов технических регламентов в строительстве.

ТУ устанавливают требования к зданию, сооружению, материалам и конструкциям. Их разрабатывают по решению заказчика на строительство. Технические условия, устанавливающие требования к строительным изделиям и материалам, разрабатывают по решению изготовителю (поставщика) этой продукции.

Для достижения общих целей технического регулирования в строительстве до 2010 г. должна быть разработана система нормативных документов, включающая в себя:

- *организационно-методические нормативные документы;*
- *общие технические нормативные документы;*
- *нормативные документы на инженерное оборудование зданий и сооружений и внешние сети;*
- *нормативные документы на строительные конструкции и изделия.*

В соответствии со ст. 48 ч. 11 Градостроительного кодекса РФ подготовка проектной документации осуществляется на основании задания застройщика или заказчика (при подготовке проектной документации на основании договора), результатов инженерных изысканий в соответствии с градостроительным планом земельного участка для строительства (в случае, если на земельный участок не распространяется действие градостроительного регламента или для него не устанавливается градостроительный регламент), требованиями технических регламентов и технических условий. При этом разработку проектной документации для зданий и сооружений I и II уровней ответственности разрешается производить юридическим лицам независимо от организационной формы и индивидуальным предпринимателям, имеющим право (*лицензию*) на этот вид деятельности.

В соответствии со ст. 5 и 17 Федерального закона «О лицензировании отдельных видов деятельности» от 08.08.2001 № 128-ФЗ Правительством Российской Федерации утверждено постановление «О лицензировании деятельности в области проектирования и строительства зданий и сооружений I и II уровней ответственности» от 21.03.2003 № 174. В зависимости от ответственности зданий и сооружений, характеризующихся экономическими, социальными и экологическими последствиями их отказов, ГОСТ 27751–88 устанавливает три уровня:

I – повышенный;

II – нормальный;
III – пониженный.

Повышенный уровень ответственности следует принимать для зданий и сооружений, отказы которых могут привести к тяжелым экономическим, социальным и экологическим последствиям. К ним относят резервуары для нефти и нефтепродуктов вместимостью 10 000 м³ и более, магистральные трубопроводы, производственные здания с пролетами 100 м и более, сооружения связи высотой 100 м и более, а также уникальные здания и сооружения.

Нормальный уровень ответственности следует принимать для зданий и сооружений массового строительства (жилые, общественные, производственные, сельскохозяйственные здания и сооружения).

Пониженный уровень ответственности следует принимать для сооружений сезонного или вспомогательного назначения (парники, теплицы, летние павильоны, небольшие склады и подобные сооружения).

При расчете несущих конструкций и оснований следует учитывать также при определении требований к долговечности зданий и сооружений, номенклатуры и объема инженерных изысканий для строительства, установления правил приемки, испытаний, эксплуатации и технической диагностики строительных объектов.

Отнесение объекта к конкретному уровню ответственности и выбор значения коэффициента надежности по ответственности производится генеральным проектировщиком по согласованию с заказчиком.

В соответствии с ГОСТ 21.101–97 в состав проектной документации на строительство здания или сооружения в общем случае должны включаться:

- *рабочие чертежи, предназначенные для производства строительных и монтажных работ;*
- *рабочая документация на строительные изделия по ГОСТ 21.501–94;*
- *эскизные чертежи общих видов нетиповых изделий по ГОСТ 21.114–95;*
- *спецификации оборудования, изделий и материалов по ГОСТ 21.110–95;*
- *другая предлагаемая документация, предусмотренная соответствующими стандартами Системы проектной документации для строительства (СПДС);*
- *сметная документация по установленным формам.*

Основным документом, регулирующим правовые и финансовые отношения, взаимные обязательства и ответственность сторон, является **договор (контракт)**. Контракт заключается заказчиком с привлекаемыми им для разработки проектной документации проектными, проектно-

строительными организациями, другими юридическими и физическими лицами. Неотъемлемой частью договора (контракта) должно быть **Задание на проектирование**.

Первичным и обязательным проектным документом на строительство объектов является, как правило, технико-экономическое обоснование, (по международной терминологии – проект) строительства.

Состав задания на проектирование устанавливается с учетом отраслевой специфики и вида строительства. Вместе с заданием на проектирование заказчик выдает проектной организации следующие исходные материалы:

- *обоснование инвестиций строительства данного объекта;*
- *решение местного органа исполнительной власти о предварительном согласовании места размещения объекта;*
- *акт выбора земельного участка (трассы) для строительства и прилагаемые к нему материалы;*
- *архитектурно-планировочное задание, составленное в установленном порядке;*
- *технические условия на присоединение проектируемого объекта к источникам снабжения, инженерным сетям и коммуникациям;*
- *сведения о проведенных с общественностью обсуждениях решений о строительстве объекта;*
- *исходные данные по оборудованию, в том числе индивидуального изготовления;*
- *номенклатура, порядок и сроки представления материалов оговариваются в договоре (контракте) на выполнение проектных работ;*
- *необходимые данные по выполненным научно-исследовательским и опытно-конструкторским работам, связанным с созданием технологических процессов и оборудования;*
- *материалы инвентаризации, оценочные акты и решения органов местной администрации о сносе и характере компенсации за сносимые здания и сооружения;*
- *материалы, полученные от местной администрации и органов государственного надзора, в том числе характеристика социально-экономической обстановки, природных условий, окружающей среды, данные о существующих источниках загрязнения и другие сведения в соответствии с требованиями природоохранных органов, санитарно-эпидемиологические условия в районе строительства;*
- *имеющиеся материалы инженерных изысканий и обследований, обмерочные чертежи существующих на участке строительства зданий и сооружений, подземных и наземных сетей и коммуникаций;*

- *чертежи и технические характеристики продукции предприятия;*
- *задание на разработку тендерной документации на строительство (при необходимости);*
- *заключения и материалы, выполненные по результатам обследования действующих производств, конструкций зданий и сооружений;*
- *технологические планировки действующих цехов, участков со спецификацией оборудования;*
- *условия на размещение временных зданий и сооружений, подъемно-транспортных машин, механизмов и площадок для складирования строительных материалов.*

Таблица 6.2

Задание на проектирование объектов производственного назначения

Перечень основных данных и требований	Показатели и характеристика
Наименование и месторасположение проектируемого предприятия, здания и сооружения	
Основание для проектирования	
Вид строительства	
Стадийность проектирования	
Требования по вариантной и конкурсной разработке	
Особые условия строительства	
Основные технико-экономические показатели объекта, в том числе мощность, производительность, производственная программа	
Требования к качеству, конкурентоспособности и экологическим параметрам продукции	
Требования к технологии, режиму предприятия	
Требования к архитектурно-строительным, объемно-планировочным и конструктивным решениям	
Выделение очередей и пусковых комплексов, требования по перспективному расширению предприятия	
Требования и условия к разработке природоохранных мер и мероприятий	
Требования к режиму безопасности и гигиене труда	
Требования по ассимиляции производства	
Требования по разработке инженерно-технических мероприятий гражданской обороны и мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций	
Требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ	
Состав демонстрационных материалов	

Состав задания на проектирование объектов производственного и жилищно-гражданского назначения приведен в табл. 6.2, 6.3.

Таблица 6.3

Задание на проектирование объектов жилищно-гражданского назначения

Перечень основных данных и требований	Показатели и характеристика
Наименование и месторасположение объекта	
Основание для проектирования	
Вид строительства	
Стадийность проектирования	
Требования по вариантной и конкурсной разработке	
Особые условия строительства	
Основные технико-экономические показатели, в том числе жилых или общественных зданий, их назначение (этажность, число секций и квартир, вместимость или пропускная способность)	
Назначение и типы строенных в жилые дома предприятий общественного обслуживания, их мощность, вместимость, пропускная способность, состав и площади помещений, строительный объем	
Основные требования к архитектурно-планировочному решению здания, условиям блокировки, отделке здания	
Рекомендуемые типы квартир и их соотношение	
Основные требования к инженерному и технологическому оборудованию	
Требования по обеспечению условий жизнедеятельности маломобильных групп населения	
Требования к благоустройству площадки и малым архитектурным формам	
Требования о необходимости выполнения демонстрационных материалов, их составе и форме	
Выполнение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ в процессе проектирования и строительства	
Выполнение экологических и санитарно-эпидемиологических требований к объекту	

Вместе с заданием на проектирование объектов жилищно-гражданского назначения заказчик выдает проектной организации следующие документы и материалы:

- обоснование инвестиций в строительство данного объекта;

- решение местного органа исполнительной власти о предварительном согласовании места размещения объекта; архитектурно-планировочное задание;
- имеющиеся материалы утвержденного проекта детальной планировки участка строительства;

6.8. Глоссарий терминов управления проектами

Основные термины и определения представлены в табл. 6.4, 6.5

Таблица 6.4

Термины управления проектами

Термин		Описание термина
Английский	Русский	
1	2	3
% Complete	Процент выполненного	Мера завершенности работы, используемая для вычисления оставшейся длительности частично выполненной работы
Activity	Работа	Наименьшая самостоятельная единица, используемая для детализации деятельности по достижению поставленной цели и описания логики проекта
Activity Status	Статус работы	Состояние работы с точки зрения выполнения: <ul style="list-style-type: none"> • Планируемая (работа еще не началась) • В процессе (работа началась, но не закончилась) • Завершена (выполненная работа)
Actual % Complete	Физический процент выполненного	Процент выполненного от объема работы. Используется для вычисления плановой стоимости выполненных работ
Actual Cost	Фактические затраты	Сумма стоимостей ресурсов за фактически выполненный объем работ и фиксированных затрат
Actual Cost of Work Performed (ACWP)	Фактическая стоимость выполненных работ (ФСВР)	Фактические затраты на работу, часть проекта, весь проект
Actual Start	Фактическое начало	Дата начала выполнения работы
Actual Work	Фактический объем работ	Полный фактический объем работы, выполненной на данной задаче всеми ресурсами

1	2	3
As Late As Possible (ALAP)	Как можно позже (КМП)	Тип работы, который позиционируется на максимально поздние сроки, не допуская, однако, задержек в ранних датах последователя
As Soon As Possible (ASAP)	Как можно раньше (КМР)	Тип работы, для которой устанавливаются ранние даты на самые ранние допустимые сроки. Тип работ по умолчанию
Availability	Доступность	Имеющееся в наличии количество ресурсов в течение заданного временного интервала
Baseline Cost of Work Performed (BCWP)	Плановая стоимость выполненных работ (ПСВР)	Параметр, используемый при стоимостном анализе, позволяющий количественно оценить прогресс в денежном выражении. Называется также «фактическая выработка на дату»
Baseline Cost of Work Scheduled (BCWS)	Плановая стоимость запланированных работ (ПСЗР)	Плановая стоимость, умноженная на процент выполненного, который должен быть достигнут к текущему числу согласно исходному плану проекта
Baseline Duration	Плановая длительность	Плановая длительность задачи на момент принятия исходного плана
Baseline Work	Плановый объем работ	Общий запланированный объем работ всех ресурсов на задаче
Bidding	Торги	Способ з

Таблица 6.5

Термины управления проектами и их описание на русском и английском языках

Термин на англ. языке	Описание термина на англ. языке	Термин на русском языке	Описание термина на русском языке
1	2	3	4
As late as possible constraint	A restriction you impose on an activity or work unit with positive float that allows it to start as late as possible without delaying its successors. This constraint causes P3e to set the early dates as late as possible without affecting successor activities.	Ограничение «Как можно позже»	Ограничение, накладываемое на работу с положительным резервом, позволяющее ей начаться как можно позже, не задерживая своих последователей. При применении этого ограничения P3e устанавливает ранние даты как можно позже без влияния на работы-последователи

Продолжение табл. 6.5

1	2	3	4
Backward pass	The calculation of late dates of activities in a project. P3e begins the backward pass with the latest early finish date of the last activity, or the imposed project finish date if one exists, and works backward to the first activity in the project. P3e calculates the late start and finish dates of each activity based on durations, constraints, and relationships.	Расчет расписания назад	Расчет поздних дат работ проекта. P3e начинает расчет расписания назад с самой поздней даты раннего финиша последней работы, или же с навязанной даты финиша проекта, если такая существует, и идет в обратном направлении до первой работы проекта. P3e рассчитывает поздние даты старта и финиша каждой работы на основании длительностей, ограничений и зависимостей.
Baseline	A snapshot of a project plan. This «snapshot» provides a target against which you can track a project's cost, schedule, and performance	Целевой план	Зафиксированный план проекта. Этот план является целью, относительно которой вы можете контролировать стоимость проекта, выполнение графика и т.д
Cost Performance Index	Cost Performance Index (CPI) = Earned Value Cost (BCWP) / Actual Cost of Work Performed (ACWP)	Показатель освоения затрат (CPI)	Показатель освоения затрат (CPI) = Плановая стоимость выполненных работ (BCWP) / Фактическая стоимость выполненных работ (ACWP)
Critical path	The critical path is the longest chain of activities with zero or negative float through your project. The duration of the activities on the critical path controls the duration of the entire project; any delay to any of these activities will delay the finish date of the entire project	Критический путь	Критический путь – самая продолжительная последовательность работ проекта, имеющих нулевой или отрицательный резерв. Длительность работ, лежащих на критическом пути, определяет длительность проекта в целом; задержка любой из этих работ задержит дату финиша всего проекта

1	2	3	4
Critical Path Method (CPM) scheduling	<p>The method by which P3e uses activity durations and the relationships between activities to mathematically calculate a schedule for the entire project. CPM focuses your attention on the critical path of activities that affect the completion date for the project or an intermediate deadline. P3e also calculates early dates, the earliest possible dates each activity can start and finish, and late dates, the latest possible dates each activity can start and finish without delaying the project finish or an intermediate deadline</p>	Метод критического пути (МКП)	<p>Метод, использующий длительности работ и зависимости между ними, для расчета расписания проекта в целом. МКП фокусирует внимание на критическом пути, влияющем на дату завершения проекта в целом или на его промежуточные этапы. P3e также рассчитывает ранние даты – самые ранние даты возможного старта и финиша каждой работы – и поздние даты – самые поздние даты возможного старта и финиша каждой работы без задержки финиша проекта в целом или его промежуточных этапов</p>
Data date	<p>The date P3e uses as the starting point for schedule calculations. Change the data date to the current date when you record progress</p>	Текущая дата Структура проектов предприятия (EPS)	<p>Дата, используемая P3e в качестве исходной точки при расчете расписания. При внесении факта, изменяйте текущую дату на фактическую</p>
EPS (Enterprise Project Structure)	<p>The hierarchical structure of your database of projects. Use the EPS to perform top-down budgeting, manage multiple projects, implement coding standards, and maintain security throughout the enterprise</p>	Структура проектов предприятия (EPS)	<p>Иерархическая структура проектов предприятия. EPS используется для бюджетирования сверху-вниз, многопроектного управления, определения структуры проектов и определения прав доступа к информации</p>

Продолжение табл. 6.5

1	2	3	4
ESP (Primavera Enterprise Summary Performance)	A Web-based executive information system that provides up-to-the minute, high-level project performance information including budgets and variances	ESP (Primavera Enterprise Summary Performance)	Информационная система, основанная на Web технологиях, обеспечивающая актуальной информацией по выполнению проекта, включая бюджеты и отклонения
Estimate to Complete (ETC)	The estimated cost to complete the activity. Computed as either the remaining total cost for the activity (Remaining Total Cost), or as $PF * ($	Оценка до завершения (ETC)	Оценочная стоимость для завершения работы. Рассчитывается как оставшаяся полная стоимость работы (Оставшаяся полная стоимость), или же, как $PF * (BAC - BCWP)$, в зависимости от выбранного метода расчета освоенного объема
Estimate at Completion (EAC)	The estimated cost at completion for the activity. Computed as the actual total cost plus the estimate-to-complete cost; $EAC = ACWP + ETC$. Note that the method for computing ETC depends on the earned-value technique selected for the activity's WBS	Оценка по завершении (EAC)	Оценка стоимости оставшегося объема работ. Рассчитывается, как сумма фактической полной стоимости и стоимости до завершения; $EAC = ACWP + ETC$. Метод расчета ETC зависит от выбранного метода расчета освоенного объема для пакетов работ
Expedition	Expedition is Primavera's contract management and project administration tool	Expedition	Expedition – это программный продукт, предназначенный для управления договорами и администрирования проекта
Finish on constraint	A restriction you place on an activity by imposing a finish date. The finish on constraint can delay an early finish or accelerate a late finish to satisfy the imposed date	Ограничение «Финиш на дату»	Ограничение, накладываемое на работу, путем навязывания даты финиша. Ограничение «Финиш на дату» может задержать ранний финиш или же приблизить поздний финиш к дате ограничения

1	2	3	4
EPS node	A level above a project in the EPS hierarchy	Узел EPS	Уровень, находящийся выше проекта в иерархии EPS
Finish on or after constraint	A restriction you impose on an activity or other work unit that limits the earliest time it can complete. The finish on or after constraint reduces float to coordinate parallel activities, ensuring that the finish of an activity is not scheduled before the specified date. It is usually applied to activities that have few predecessors that must finish before the next phase of a project	Ограничение «Финиш не раньше, чем...»	Ограничение, накладываемое на работу, определяющее самые ранние сроки, когда работа может быть завершена. Ограничение «Финиш не раньше, чем...» позволяет координировать параллельные работы, обеспечивая их выполнение к определенной дате. Это ограничение часто применяется к работам, имеющим несколько предшественников, которые должны завершиться до следующей фазы проекта
Finish on or before constraint	A restriction you impose on an activity that limits the latest time it can be finished. The finish on or before constraint affects only late dates. Use this constraint to ensure that the late finish date of an activity is not later than the date you impose	Ограничение «Финиш не позже, чем...»	Ограничение, накладываемое на работу, определяющее самые поздние сроки, когда она может быть завершена. Ограничение «Финиш не позже, чем...» влияет только на поздние даты. Данное ограничение используется для обеспечения выполнения работы не позднее назначенной даты
Finish to finish relationship	A relationship in which the finish of a successor activity depends on the finish of its predecessor activity	Зависимость «Финиш к финишу» (FF)	Зависимость, при которой работа последователь должна быть закончена к окончанию работы предшественника
Finish to start relationship (FS)	A relationship in which the start of a successor activity depends on the completion of its predecessor activity. This is the default activity relationship	Зависимость «Финиш к старту» (FS)	Зависимость, при которой работа-последователь начинается после завершения работы-предшественника. Эта зависимость является зависимостью по умолчанию

1	2	3	4
Forward pass	The calculation of early dates for a project. P3e starts the forward pass at the beginning of the project and continues to the end to calculate the earliest start and finish dates for each activity	Расчет расписания вперед	Расчет ранних дат проекта. Расчет расписания вперед начинается с начала проекта и продолжается до его окончания, при этом для каждой работы рассчитываются даты раннего старта и финиша
Group	Organizing project data by a common attribute. P3e lists each group of activities under a colored band	Группировка	Организация данных проекта по общему признаку. В P3e каждая группа работ выделяется цветным заголовком
If: statement	Defines conditions under which certain changes should be made to project data. When the If statement is true, P3e applies the changes specified in the Then statement. When the If statement is not true, P3e applies the changes in the Else statement, providing an Else statement has been defined	Выражение «if»	Определяет условия, при которых должны быть выполнены определенные изменения данных проекта. Если условие «if» выполнено, то P3e производит изменения, указанные в выражении «then», если условие «if» не выполнено, то P3e производит изменения, указанные в выражении «else»
Mandatory finish constraint	A restriction you impose on an activity that sets its early and late finish dates equal to the date you specify. P3e uses the mandatory finish date regardless of its effect on network logic. This constraint affects the late dates for all activities that lead to the constrained activity and all early dates for the activities that lead from the constrained activity	Ограничение «Жесткий финиш»	Ограничение, устанавливающее даты раннего и позднего финиша работы на определенную Вами дату. P3e применяет дату жесткого финиша, невзирая на то, как она повлияет на логику сети. Это ограничение влияет на поздние даты всех работ, предшествующих работе, на которую наложено ограничение, и на все ранние даты работ, следующих за этой работой

1	2	3	4
<p style="text-align: center;">Level of effort activity</p>	<p>A level of effort activity's duration is dependent on its predecessor and/or successor activities. Level of effort activities cannot have constraints assigned to them. P3e does not include level of effort activities when leveling resources. Use level of effort activities for on-going tasks that depend on other activities. For example, you could assign level of effort activities for clerical work, a security guard, or even some aspects of project management.</p> <p>Tip A Level of Effort activity is different than a Hammock. A Level of Effort activity summarizes the latest start and earliest finish dates of its predecessors/successors. A hammock summarizes the earliest start and latest finish dates of its predecessors/successors</p>	<p style="text-align: center;">Работа типа Гамак</p>	<p>Длительность работы типа гамак зависит от ее предшественников и/или последователей. На работу такого типа не может быть назначено никаких ограничений. При выравнивании ресурсов, P3e не учитывает работы типа гамак. Работы типа гамак используются для задач, зависящих от других работ. Например, Вы можете сделать работой типа гамак конторскую работу, охрану, или управленческую работу.</p> <p>Замечание Работа типа Level of Effort(Гамак) отличается от работы Hammock. Даты работы Level of Effort (Гамак) зависят от дат позднего старта и раннего финиша своих предшественников / последователей. Даты работы Hammock зависят от дат раннего старта и позднего финиша своих предшественников / последователей</p>
<p style="text-align: center;">Mandatory start constraint</p>	<p>A restriction you impose on an activity that sets its early and late start dates equal to the date you specify. P3e uses the mandatory early start date regardless of its effect on network logic. A mandatory early start date could affect the late dates for all activities that lead to the constrained activity and all early dates for the activities that lead from the constrained activity.</p>	<p style="text-align: center;">Ограничение «Жесткий старт»</p>	<p>Ограничение, устанавливающее даты раннего и позднего старта работы на определенную Вами дату. P3e применяет дату жесткого старта, невзирая на то, как она повлияет на логику сети. Жесткая дата раннего старта может повлиять на поздние даты всех работ, предшествующих работе, на которую наложено ограничение, и на все ранние даты работ, следующих за работой, на которую наложено ограничение.</p>

Продолжение табл. 6.5

1	2	3	4
Parent Element	A WBS or OBS element that contains other, lower level elements	Родительский элемент	Элемент иерархии WBS или OBS, содержащий другие элементы более низкого уровня
OBS (organizational breakdown structure)	An OBS is a hierarchical arrangement of a project's management structure. User access and privileges to nodes and projects within the enterprise projects structure (EPS) hierarchy are implemented via a responsible manager defined in the enterprise-wide OBS hierarchy.	Организационная структура (OBS)	OBS – это иерархическое представление структуры управления проектами. Через ответственного исполнителя, определяемого в иерархии OBS, определяются привилегии и права доступа пользователей к узлам и проектам в иерархии структуры проектов предприятия (EPS).
Predecessor	An activity that must occur before another activity. A predecessor activity controls the start or finish date of its successor(s). An activity can have multiple predecessors, each with a different relationship to it	Предшественник	Работа, которая должна быть выполнена до другой работы. Работа-предшественник определяет даты старта и финиша своих последователей. Работа может иметь несколько предшественников, с каждым из которых могут быть разные зависимости
Parent Resource	A resource that contains other, lower level resources	Родительский ресурс	Ресурс, включающий в себя другие ресурсы более низкого уровня

1	2	3	4
Milestone activity	<p>A milestone activity marks the beginning or end of a major stage in the project. Since a milestone activity does not have a duration it is sometimes referred to as a «zero duration activity.» A milestone's start and finish dates have the same value. A milestone may have reference documents assigned to it. A milestone may have expenses associated with it, but cannot have resource assignments, role assignments, or time-based costs such as labor</p>	Работа типа веха	<p>Работа типа веха отмечает начало или окончание крупной фазы или этапа проекта. Веха не имеет длительности, поэтому её иногда называют «работой с нулевой длительностью». Даты старта и финиша вехи имеют одинаковые значения. С вехой можно связать документы. На веху можно назначить расходы, но нельзя назначить ресурсы, роли или распределенные во времени стоимости, например, трудозатраты</p>
Primavera Portfolio Analyst	<p>An executive tool you can add on to P3e for enterprise-wide project portfolio analysis and cross project roll-ups. Managers, analysts, and executives can use Portfolio Analyst to:</p> <ul style="list-style-type: none"> • discern cost and schedule performance across multiple programs • drill down through the resource breakdown structure to see resource requirements for a portfolio of projects • verify the achievement of key milestone dates on all projects within a portfolio associated with a specific funding source 	Primavera Portfolio Analyst	<p>Приложение, работающее совместно с пакетом P3e, предназначенное для анализа портфелей проектов предприятия на любом уровне структуры проектов. Менеджеры, аналитики и исполнители могут использовать Portfolio Analyst для:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Определения степени выполнения графика и освоения затрат по нескольким проектам или портфелям проектов. • Анализа структуры ресурсов для определения необходимого количества ресурсов для проектов. • Проверки достижения ключевых вех по всем проектам портфеля, связанным с определенным источником финансирования. • Анализа выполнения, затрат и ресурсов по WBS, OBS и кодам проекта.

Продолжение табл. 6.5

1	2	3	4
Primavera Enterprise	A suite of project management software that enables you to budget, prioritize, plan, administer, and manage multiple projects; optimize limited, shared resources; control changes; and consistently move projects to on-time and on-budget completion. It provides customizable interfaces, scalable and flexible tools, and easy integration with project management software, including Primavera's Expedition software and Microsoft Project	Primavera Enterprise	Программный пакет для управления проектами, позволяющий выполнять функции бюджетирования, расставлять приоритеты, планировать, контролировать и управлять в многопроектной среде; оптимизировать загрузку общих ресурсов; управлять изменениями; выполнять проекты вовремя и в рамках намеченного бюджета. P3e имеет легко настраиваемый интерфейс, гибкий инструментарий и легко интегрируется с другими программными продуктами для управления проектами, включая такие пакеты, как Primavera Expedition и Microsoft Project
Root Element	The highest level element in an enterprise project structure (EPS), organizational breakdown structure (OBS), or a work breakdown structure (WBS)	Корневой элемент	Элемент самого высокого уровня в структуре проектов предприятия (EPS), организационной структуре (OBS) или структуре декомпозиции работ (WBS)
Primavision	Primavera's web-based tool that allows projects to be managed via the Internet. Use Primavision to add projects, assign team members to activities, allocate budget data, define weighted steps, status projects using weighted steps, mark projects complete, and display performance bar charts and variance data.	Primavision	Пакет, построенный на основании web-технологий, позволяющий управлять проектами через Интернет. Primavision используется для инициации проектов, назначения участников команды на работы, распределения бюджета, определения весов шагов, внесения отметок о выполнении проектов, построения линейных графиков для просмотра информации о выполнении и отклонениях

1	2	3	4
Resource dependent activity	P3e schedules resources assigned to this type of activity to work according to the resources' calendars rather than the activity's calendar. The activity's duration is determined by the availability of resources to work on the activity. Use resource dependent activities when multiple resources assigned to the same activity can work independently	Работа, определяемая ресурсом	Ресурсы, назначенные на данный тип работы, работают в соответствии с ресурсными календарями, а не по календарю работы. Длительность работы определяется доступностью ресурса для работы. Работы, определяемые ресурсом, используются в случае, когда несколько ресурсов, назначенных на работу, могут работать независимо
Primavera Progress Reporter	A project communication tool you can add on to P3e. Team members log into Progress Reporter, either over the Web or their local area network and receive a cross-project view of their assignments, access to activity details, and a simple timesheet to record their progress. Note Progress Reporter is available in Primavera Enterprise installations that use SQL server and Oracle databases	Primavera Progress Reporter	Пакет, который может использоваться совместно с P3e, – предназначен для поддержания коммуникации по проектам. Участники команды могут входить в Progress Reporter, как через сеть Интернет, так и через локальную сеть, и получать назначения на работы проекта, просматривать информацию по работам и заполнять таблицы по мере выполнения работ. Замечание Progress Reporter доступен в установках Primavera Enterprise, использующих базы данных SQL и Oracle
Root Resource	The highest level resource for your organization. You cannot remove a root resource from the resource hierarchy. You can, however, edit the root resource's information	Корневой ресурс	Ресурс самого высокого уровня для Вашей организации. Вы не можете удалять корневой ресурс из иерархии ресурсов. Однако, Вы можете редактировать информацию по корневому ресурсу

1	2	3	4
Project	A project constitutes a plan for creating a product or service. A project has a start and finish date and consists of some or all of the following: activities, resource assignments, a work breakdown structure (WBS), an organizational breakdown structure (OBS), calendars, relationships, baselines, expenses, risks, issues, thresholds, and project-specific codes, reports, and reference documents	Проект	В основе проекта лежит план создания продукта или услуги. Проект имеет дату старта и дату финиша и может содержать следующие элементы: работы, ресурсы, структуру декомпозиции работ (WBS), организационную структуру (OBS), календари, зависимости, целевые проекты, расходы, риски, уведомления, показатели, проектные коды и документы
Start to start (SS) relationship	A relationship between activities in which the start of a successor activity depends on the start of its predecessor	Зависимость «Старт к старту» (SS)	Зависимость между работами, при которой старт работы-последователя зависит от старта работы-предшественника
Schedule Performance Index	Schedule Performance Index (SPI) = Earned Value Cost (BCWP) / Planned Value Cost (BCWS)	Стоимостной показатель выполнения расписания (SPI)	Стоимостной показатель выполнения расписания (SPI) = Плановая стоимость выполненных работ
Start on constraint	A restriction you place on an activity by imposing a start date. The start on constraint can delay an early start or accelerate a late start to satisfy the imposed date. Unlike the mandatory start constraint, which can violate the network logic, this constraint protects it.	Ограничение «Старт на дату»	Ограничение, накладываемое на работу, путем назначения даты старта. Ограничение «Старт на дату» задерживает дату раннего старта или же приближает дату позднего старта для соответствия указанной дате ограничения. В отличие от жесткого ограничения по старту, которое может нарушить логику сетевого графика, данное ограничение сохраняет ее.

Продолжение табл. 6.5

1	2	3	4
Start on or before constraint	A restriction you impose on an activity or work unit that limits the latest date it can start. When calculating a schedule, P3e imposes the start on or before constraint in the backward pass only if the calculated late start date will be later than the imposed date. This constraint may decrease total float. It only affects late dates	Ограничение «Старт не позже, чем...»	Ограничение «Старт не позже, чем...», назначенное на работу, определяет самую позднюю дату старта работ. Рассчитывая расписание, P3e назначает ограничение «Старт, не позже чем...» при расчете расписания назад, только если рассчитанная дата позднего старта будет позже, чем назначенная дата. Это ограничение может уменьшить полный резерв. Оно влияет только на поздние даты
WBS (work breakdown structure)	The hierarchy of work that must be accomplished to complete the project, which defines the product to be produced. The WBS is structured in levels of work detail, beginning with the product itself, and then is separated into identifiable work elements	Структура декомпозиции работ (WBS)	Иерархическая структура работ, которые должны быть выполнены для осуществления проекта. WBS структурирована по уровням элементов проекта, начиная с самого продукта, а затем разделяется на этапы работы
Start to finish (SF) relationship	A relationship between activities in which a successor activity cannot complete until its predecessor activity starts	Зависимость «Старт к финишу» (SF)	Зависимость между работами, при которой работопоследователь не может быть завершена до тех пор, пока не начнется работопредшественник
Successor	An activity that must occur after another activity. An activity can have multiple successors, each with a different relationship to it	Предшественник к	Работа, которая должна выполняться после другой работы. Работа может иметь несколько последователей, с каждым из которых могут быть разные зависимости

1	2	3	4
<p>Start on or after constraint</p>	<p>A restriction you impose on an activity or work unit that limits the earliest time it can begin. When calculating a schedule, P3e imposes the start on or after constraint in the forward pass only if the calculated early start date will be earlier than the imposed date. This constraint affects only early dates. The early start date of a work unit with a start on or after constraint cannot be earlier than the imposed date, although the network logic may cause the early start to occur later.</p>	<p>Ограничение «Старт не раньше, чем...»</p>	<p>Накладываемое на работу ограничение, определяющее самую раннюю дату старта работы. При расчете расписания, P3e применяет ограничение «Старт не раньше, чем...» при расчете расписания вперед, только если вычисленный ранний старт будет раньше, чем назначенная дата. Это ограничение влияет только на ранние даты. Дата раннего старта работы с ограничением «Старт не раньше, чем...» не может быть раньше, чем назначенная дата, хотя последовательность работ сетевого графика может быть причиной более позднего начала работы.</p>
<p>Thresholds</p>	<p>A project management technique in which you specify a threshold parameter and a lower and/or upper threshold value against which project data can be evaluated to identify issues that you want to track. An issue is automatically generated when a threshold parameter is equal to or less than the lower threshold value, or equal to or more than the upper threshold value. For example, you may set a threshold with the Cost % of Planned parameter and an upper threshold value of 100 percent. When the actual cost of the specified WBS element reaches 100 percent of the planned cost, P3e generates an issue.</p>	<p>Показатели</p>	<p>Один из методов управления проектами. Вы определяете параметр показателя, его нижнее и/или верхнее значения, по которым будут оцениваться данные проекта для выявления уведомлений, которые необходимо контролировать. Уведомление автоматически создается в случае, когда параметр показателя меньше или равен нижнему значению показателя, или же больше или равен верхнему значению показателя. Например, для показателя Cost % of Planned Вы можете установить верхнее значение, равное 100 %. Когда фактические затраты по выбранному элементу WBS достигнут 100 % от запланированных затрат, P3e создаст уведомление. Вы можете назначить ответственного за уведомления, создаваемые по показателю. Вы также можете выбрать макеты контроля и назначить показателям уровни приоритета.</p>

Проект (project) – уникальный комплекс взаимосвязанных мероприятий для достижения заранее поставленных целей при определенных требованиях к срокам, бюджету и характеристикам ожидаемых результатов.

Проект – уникальный процесс, состоящий из набора взаимоувязанных и контролируемых работ с датами начала и окончания и принятый, чтобы достичь цели соответствия конкретным требованиям, включая ограничения по времени, затратам и ресурсам [ISO].

Проект – целенаправленная деятельность временного характера, предназначенная для создания уникального продукта или услуги [HTK].

Управление проектами (Project Management) – профессиональная творческая деятельность по руководству людскими и материальными ресурсами путем применения современных методов, средств и искусства управления для успешного достижения заранее поставленных целей при определенных требованиях к срокам, бюджету и характеристикам ожидаемых результатов проектов, осуществляемых в рыночных условиях в социальных системах.

Управление проектом включает планирование, организацию, мониторинг и контроль всех аспектов проекта в ходе непрерывного процесса достижения его целей [ISO].

Управление проектом – процесс применения знаний, навыков, методов, средств и технологий к проектной деятельности с целью достижения или превышения ожиданий участников проекта [PMBOK].

План управления проектом (Project Management Plan) – основополагающий документ (baseline document), с которого должен начинаться любой проект. Содержит согласованное всеми участниками документально зафиксированное представление о проекте. В инвестиционных проектах – мастер-план проекта (Project Master Plan) (УП).

Планирование организации – идентификация, документирование и назначение проектных ролей, ответственностей и отношений отчетности.

Планирование предложений – документирование требований к продукту и определение потенциальных источников.

Планирование проекта – разработка и сопровождение плана проекта.

Планирование ресурсов – планирование того, какие ресурсы и в каких количествах необходимы для выполнения работ проекта.

Планирование с учетом неопределенностей – разработка плана проекта с определением альтернативных стратегий на случай наступления рискованных событий.

Планирование целей – разработка документа, содержащего обоснование, основные результаты и цели проекта.

Плановая стоимость выполненных работ (ПСВР) – плановая стоимость работ, выполненных за рассматриваемый период

Плановая стоимость запланированных работ (ПСЗР) – плановая стоимость работ, запланированных к выполнению за рассматриваемый период.

Плановый старт – плановый срок начала операции или группы операций.

Устав проекта (Project Charter) – документ, разработанный вышестоящей администрацией, который предоставляет менеджеру проекта право использовать ресурсы организации для выполнения работ проекта [РМВОК].

Определение проекта (Project Definition Report) – документ, определяющий проект, в том числе: каковы цели и результаты проекта; в чем его необходимость; что должно быть сделано; как, когда и где это должно быть сделано; что для этого нужно; сколько это будет стоить; какие необходимо привлечь внешние ресурсы и организации; какие стандарты и процедуры подлежат соблюдению при осуществлении проекта [НТК].

Базис (Project Baseline) – основополагающие параметры и, фиксирующие их согласованное понимание всеми участниками, документы проекта – «точка опоры» для всего последующего развития проекта.

Базовый план (Baseline) – первоначальный план проекта с утвержденными изменениями. Базовый план бывает также и по составляющим проекта – стоимости, расписанию и т. д.

Содержание и границы проекта (Project Scope) – цели и задачи проекта, основные результаты, критерии оценки того, что работа или ее часть выполнена.

Содержание проекта, объем работ (Scope) – (букв. пределы, рамки, сфера). Содержание работ и результаты проекта (или его части). Проект описывается путем перечисления всех выполняемых работ, необходимых ресурсов и конечных результатов, включая требования к качеству.

Предметная область (Scope) – совокупность продуктов и услуг, производство которых должно быть обеспечено в рамках осуществляемого проекта [РМВОК].

Цели (Scope) – совокупность продуктов и услуг, намеченных к производству в проекте [ОУП].

Ключевые вехи проекта (Project Milestones) – ключевые события проекта, свершение которых является необходимым и достаточным условием, определяющим достижение результатов проекта. Обычно представляются в виде схемы или таблицы с взаимосвязями и сроками свершения, образуя **План по Вехам (Milestone Plan, Milestone Schedule, Master Schedule)**.

Контрольное событие – важное событие проекта, обычно связанное с достижением важнейших результатов.

Другие варианты – ключевое событие, контрольная точка.

Структура декомпозиции работ (Work Breakdown Structure), СДР (WBS) – представление проекта в виде иерархической структуры работ, полученной путем последовательной декомпозиции. СДР предназначена для детального планирования, оценки стоимости и обеспечения персональной ответственности исполнителей.

Структурная декомпозиция работ – иерархическая структуризация работ проекта, ориентированная на основные результаты проекта, определяющие его предметную область. Каждый нижестоящий уровень структуры представляет собой детализацию элемента высшего уровня проекта. Элементом проекта может быть как продукт, услуга, так и пакет работ или работа.

Иерархическая структура работ – структуризация работ проекта, отражающая его основные результаты. Каждый следующий уровень иерархии отражает более детальное определение компонентов проекта.

Структура разбиения работ – иерархическая структура последовательной декомпозиции проекта на подпроекты, пакеты работ различного уровня, пакеты детальных работ.

Проектные отклонения (Project Exceptions) – несовпадения фактических и плановых результатов проекта, причины таких несовпадений, методы и технологии, позволяющие справляться с такими ситуациями в проекте. Включают в себя риски, проблемы и изменения.

Отклонение (Deviation) – выход за пределы установленных требований. К отклонениям относятся случаи, когда результат работы не удовлетворяет требованиям или необоснованно их превышает [QMPP].

Проектные риски (Project Risks) – возможность возникновения непредвиденных ситуаций или рисков событий в проекте, которые могут негативно или позитивно воздействовать на достижение целей проекта. Риск проекта характеризуется следующими факторами: источниками и характеристиками событий, которые могут оказать влияние на его выполнение; вероятностями появления таких событий; возможным ущербом проекту и оценкой его влияния на проект.

Риск – потенциальная, численно измеримая возможность неблагоприятных ситуаций и связанных с ними последствий в виде потерь, ущерба, убытков.

Проектный риск в самом общем понимании – это опасность нежелательных отклонений от ожидаемых состояний в будущем, из расчета которых принимаются решения в настоящем [УПП].

Проблемы проекта (Project Problems) – любой функциональный, технический или связанный с бизнесом вопрос, который возник в процессе осуществления проекта и требует изучения и решения для того, чтобы проект мог идти так, как запланировано.

Проблемные ситуации (Problem situations) – возникающие при осуществлении проекта ситуации, для выхода из которых необходимо находить оптимальные решения.

Решение проблем (Problem Solving) – определение последовательных систематических процедур, с помощью которых анализируются и решаются проблемные ситуации.

Изменения проекта (Project Changes) – модификация ранее согласованных продуктов и услуг, сроков исполнения и стоимости работ, используемых ресурсов, управленческих и технологических процессов и т. п.

Изменения – увеличение или уменьшение характеристик элементов проекта. Пересмотр базового плана проекта. Подразумевает документально оформленные и утвержденные изменения/

Календарный план проекта (Project Schedule) – перечень планируемых работ проекта со сроками исполнения и ответственными лицами, подготовленный в соответствующей форме, определенной планом управления проектом.

Расписание проекта – плановые даты для выполнения работ и плановые даты для наступления контрольных (ключевых) событий («вех») проекта.

Куратор проекта (Sponsor) – лицо, отвечающее перед руководством предприятия за успех проекта в целом и имеющее полномочия для решения ресурсных и других проблем, эскалированных руководителем проекта.

Спонсор проекта – лицо или организация, для которых проект предпринят и которые в наибольшей степени принимают на себя проектный риск.

Руководитель проекта (Project manager) – менеджер, отвечающий за успешную реализацию проекта, взаимодействие с заказчиком, субподрядчиками и подразделениями компании, а также за организацию подготовки и предоставление отчетности по проекту.

Менеджер проекта – лицо, ответственное за управление проектом [РМВОК].

Бюджет проекта (Project budget) – утвержденное запланированное распределение финансовых средств проекта по различным основаниям: по статьям затрат, по временным периодам, по участникам проекта, по решаемым задачам, по компонентам ожидаемых результатов, по элементам организационной структуры проекта и т. п.

Бюджет проекта – сметная стоимость, распределенная по периодам выполнения проекта [НТК].

Заинтересованные лица (Stakeholders) – физические и юридические лица, как непосредственно участвующие в проекте, так и те, чьи интересы могут быть затронуты процессами осуществления проекта и его результатами.

Участники проекта – физические лица и организации, которые непосредственно вовлечены в проект или чьи интересы могут быть затронуты при осуществлении проекта.

Расписание контрольных событий – укрупненное расписание работ, отображающее сроки наступления основных контрольных событий

Расписание с ограниченными ресурсами – расписание исполнение проекта, составленное с учетом ограниченности проектных ресурсов. Окончательное расписание исполнения проекта должно всегда учитывать ограниченность ресурсов.

Распределение информации – снабжение информацией участников проекта на регулярной основе.

Расчетная дата завершения – момент завершения операции согласно расписанию исполнения проекта.

Расчетная дата начала – момент начала операции согласно расписанию исполнения проекта.

Резерв – промежуток времени, на который можно задержать плановые сроки выполнения операции без нарушения срока выполнения проекта.

Резерв – средство планирования, предназначенное

Совет управления изменениями – формальная группа участников проекта, ответственная за принятие или отказ в утверждении запросов на изменения.

Содержание работы – описание продуктов и услуг, производимых по контракту.

Сорт – категория или ранг, используемый для отличия продуктов, имеющих одинаковые функциональные свойства, но отличающихся по своим требованиям к качеству.

Составление расписания – составление расписания исполнения проекта с учетом взаимосвязей операций, их длительностей и потребностей в ресурсах.

Старт-старт – логическая взаимосвязь, по которой последующая операция начинается не раньше начала предшествующей.

Старт-финиш – логическая взаимосвязь, по которой последующая операция заканчивается не раньше начала предшествующей.

Статусная дата – дата, отделяющая фактические данные от будущих (плановых).

Стоимостная оценка – оценка стоимости операций проекта

Стоимость качества – стоимость управления качеством

Фаза проекта – набор логически связанных операций, предназначенных для достижения какого-либо из основных результатов.

Фактическая стоимость выполненных работ – фактические затраты (прямые и косвенные) за рассматриваемый период

Фактический старт – дата фактического начала работ на операции.

Фактический финиш – дата фактического завершения работ на операции

Фрагмент – подмножество сетевой диаграммы, обычно представляющее подпроект.

Фрагмент сети – взаимосвязанное подмножество операций проекта.

Функциональная организация – организационная структура, в которой персонал иерархически группируется по специальностям.

Функциональный руководитель – руководитель функционального подразделения или ответственный за определенную функцию.

Цели – совокупность продуктов и услуг, намеченных к производству в проекте.

Цикл – циклическая взаимосвязь операций, которая разрешается методом GERT, но запрещается традиционными методами анализа сетей.

Члены команды проекта – люди, прямо или косвенно подотчетные менеджеру проекта.

Учебное издание

РУДАЧЕНКО Александр Валентинович
ЧУХАРЕВА Наталья Вячеславовна
ЖИЛИН Андрей Валерьевич

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ

Учебное пособие

Издано в авторской редакции

Научный редактор
кандидат технических наук В.С. Балашков


Компьютерная верстка *К.С. Чечельницкая*
Дизайн обложки *О.Ю. Аршинова*

Подписано к печати 15.09.2011. Формат 60x84/16. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл. печ. л. 13,84. Уч.-изд. л. 12,52.
Заказ ____-11. Тираж 35 экз.



Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Система менеджмента качества
Издательства Томского политехнического университета сертифицирована
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту BS EN ISO 9001:2008



ИЗДАТЕЛЬСТВО  ТПУ. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
Тел./факс: 8(3822)56-35-35, www.tpu.ru