

**СПРАВОЧНИК ИНЖЕНЕРА
ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ
НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ
И ПРОДУКТОПРОВОДОВ**

«Инфра-Инженерия»



**БИБЛИОТЕКА НЕФТЕГАЗОДОБЫТЧИКА
И ЕГО ПОДРЯДЧИКОВ (SERVICE)**

СПРАВОЧНИК ИНЖЕНЕРА ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ И ПРОДУКТОПРОВОДОВ

Учебно-практическое пособие

**Инфра-Инженерия
Москва
2006**

Рассмотрены особенности эксплуатации систем трубопроводного транспорта нефти и газа Западной Сибири. Изложены основные сведения о фазовых переходах и физико-химических свойствах нефти и газа.

Описаны технологические схемы и оборудование насосных и компрессорных станций. Рассмотрены теоретические основы эксплуатации магистральных нефтегазопроводов.

Систематизированы прогрессивные методы контроля утечек и основные положения норм и требований, характеризующих производственные опасности и опасность нефтяных загрязнений. Большое внимание уделено системам сбора и подготовки газа, условиям образования и борьбы с гидратами. Приведены сведения о перспективных методах обустройства газоконденсатных и сероводородсодержащих месторождений.

Дан анализ проблем, связанных с коррозионными процессами на трубопроводах. Рассмотрены вопросы охраны окружающей среды и безопасностью жизнедеятельности.

Общая редакция: *Земенков Ю.Д., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Проектирование и эксплуатация нефтегазопроводов и хранилищ».*

Авторский коллектив: *Бахмат Г.В., Васильев Г.Г., Богатенков Ю.В., Гладенко А.А., Дудин С.М., Земенков Ю.Д., Зубарев В.Г., Кутузова Т.Т., Левитин Р.Е., Малюшин Н.А., Маркова Л.М., Перевоицков С.И., Подорожников С.Ю., Прохоров А.Д., Сорокина Т.В., Трясцин Р.А., Федорова Л.Я., Хойрыш Г.А., Шабаров А.Б.*

Рецензенты: *Гульков А.Н., заслуженный работник высшей школы РФ, заведующий кафедрой "Проектирование, сооружение и эксплуатация нефтегазопроводов и хранилищ" ДВГТУ, д.т.н., профессор.*

М.: «Инфра-Инженерия», 2006. - 928 с.

© Коллектив авторов, 2006

© Издательство «Инфра-Инженерия», 2006

ISBN 5-9729-0001-7

1. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ

Современное состояние системы нефтетранспорта во многом определяется условиями и особенностями ее развития на протяжении последних 50 лет. Первоначальный, достаточно длительный период, когда нефтепереработка была сосредоточена в районах добычи нефти, закончился в начале 60-х годов прошлого века. Его итогами были, как правило, локальные сети нефтеснабжения Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна, сформированные нефтепроводами диаметрами до 500 мм и небольшой протяженностью, а также первое экспортное направление «Дружба-I».

С момента открытия и начала разработки нефтяных месторождений Западной Сибири основной концепцией становится размещение нефтепереработки в районах массового потребления нефтепродуктов, отдаленных от мест добычи на тысячи километров. Такая стратегия, исходившая из логики централизованного управления народным хозяйством, потребовала сооружения сверхдальних нефтепроводов диаметром 1020÷1220 мм, которые в основном определяют сегодняшний облик нефтепроводного транспорта России и стран СНГ.

Наиболее крупными транспортными нефтепроводами являются Сургут-Полоцк, Холмогоры-Клин, Нижневартовск-Курган-Куйбышев, Усть-Балык-Курган-Уфа-Альметьевск, Куйбышев-Лисичанск, «Дружба-I», «Дружба-II», Усть-Балык-Омск, Павлодар-Чимкент.

До середины 80-х годов (период максимума добычи нефти) система нефтепроводов вполне отвечала условиям функционирования нефтяной промышленности. Она полностью интегрировала нефтедобычу и нефтепереработку (лишь 4% добываемой нефти перевозилось железнодорожным транспортом), допускала широкий маневр потоками и обеспечивала, в этой связи, высокую надежность нефтеснабжения.

Однако, несмотря на полное интегрирование добычи и переработки через развитую систему нефтепроводов, в сфере управления они были полностью разделены. Функции нефтедобывающей промышленности заканчивались поставкой сырья, а система нефтепроводного транспорта выполняла функцию транспортирующего и снабженческо-сбытового предприятия – монопольного покупателя и продавца нефти по фиксированным ценам.

С переходом к свободным ценам и отказом государства от функций управления производством роль и ответственность нефтепроводного транспорта изменилась. Распад СССР привел к разделению единой системы нефтеснабжения на национальные подсистемы. Фактически только Россия обладает теперь единой нефтепроводной системой, в остальных странах оказались локальные нефтепроводы, либо транзиты, обслуживающие Россию.

Управление российскими нефтепроводами осуществляет «Транснефть», функциями которой являются: централизованное управление поставками, учет ресурсов нефти, ведение режимов перекачки нефти по

транспортным нефтепроводам, управление нештатными ситуациями, контроль технологической дисциплины и управление централизованными средствами.

1.1. Классификация трубопроводов

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

По своему назначению нефтепроводы и нефтепродуктопроводы можно разделить на следующие группы:

- ✓ **внутренние** – соединяют различные объекты и установки на промыслах, нефтеперерабатывающих заводах и нефтебазах;
- ✓ **местные** – по сравнению с внутренними имеют большую протяженность (до нескольких десятков километров) и соединяют нефтепромыслы или нефтеперерабатывающие заводы с головной станцией магистрального нефтепровода или с пунктами налива на железной дороге или в наливные суда;
- ✓ **магистральные (МН)** – характеризуется высокой пропускной способностью и большой протяженностью (сотни и тысячи километров), с диаметром трубопровода от 219 до 1220 мм. Ориентировочные значения производительности и рабочее давление нефтепроводов, соответствующие их оптимальным параметрам представлены в табл. 1.1, из которой видно, что с ростом диаметра МН увеличивается его оптимальная производительность и снижается оптимальное рабочее давление;
- ✓ **технологические.**

Таблица 1.1

Производительность и рабочее давление нефтепроводов (ВНТП 2-86)

Диаметр, мм	Производительность, млн. т/год	Рабочее давление	
		МПа	кгс/см ² (ат)
219	0,7÷1,2	8,8÷9,8	90÷100
273	1,1÷1,8	7,4÷8,3	75÷85
325	1,6÷2,4	6,6÷7,4	67÷75
377	2,2÷3,4	5,4÷6,4	55÷65
426	3,2÷4,4	5,4÷6,4	55÷65
530	4,0÷9,0	5,3÷6,1	54÷62
630	7,0÷13,0	5,1÷5,5	52÷56
720	11,0÷19,0	5,6÷6,1	58÷62
820	15,0÷27,0	5,5÷5,9	56÷60
1020	23,0÷50,0	5,3÷5,9	54÷60
1220	41,0÷78,0	5,1÷5,5	52÷56

Режим работы МН – непрерывный (кратковременные остановки носят случайный характер или связаны с ремонтом). Перекачка, как правило, ведется не одной, а несколькими станциями, расположенными вдоль трассы.

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

1. 1000 ÷ 1200; 2. 500 ÷ 1000; 3. 300 ÷ 500; 4. менее 300.

Наряду с этой классификацией СНиП 2.05.06-85 устанавливает для магистральных трубопроводов категории, которые требуют обеспечения соответствующих прочностных характеристик: на любом участке трубопровода (табл. 1.2).

Таблица 1.2

Категории магистральных нефтепроводов

Нефтепровод и нефтепродуктопровод	Подземная прокладка	Наземная прокладка	Надземная прокладка
Диаметром менее 700 мм	<i>IV</i>	<i>III</i>	<i>III</i>
Диаметром 700 мм и более	<i>III</i>	<i>III</i>	<i>III</i>

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 *III* категории. 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 *B*, *I* категории и ко *II* категории. К высшей категории *B* относятся трубопроводные переходы через судоходные и несудоходные реки диаметром 1000 мм и более. К участкам *I* категории сложности относятся подводные и надводные переходы через реки, болота *II* и *III* типов, горные участки, вечномёрзлые грунты. К участкам *II* категории сложности относятся подводные и надводные переходы через реки, болота *II* типа, косогорные участки, переходы под дорогами и т.д.

Прокладку трубопроводов можно осуществить одиночно и параллельно действующим или проектируемым магистральным трубопроводам в техническом коридоре. Под **техническим коридором магистральных трубопроводов** согласно СНиП 2.05.06-85 понимают систему параллельно проложенных трубопроводов по одной трассе, предназначенных для транспортировки нефти (нефтепродукта, в том числе сжиженных углеводородных газов) или газа (газового конденсата). В отдельных случаях допускается со-

вместная прокладка в одном коридоре нефтепроводов (нефтепродуктопроводов) и газопроводов.

1.2. Общее назначение сооружений магистральных нефтепроводов

В состав магистральных трубопроводов (рис. 1.1) входят: линейные сооружения, представляющие собой собственно трубопровод, систему противокоррозионной защиты, линии связи и т.п.; перекачивающие и тепловые станции; конечные пункты нефтепроводов и нефтепродуктопроводов нефтебазы и нефтесклады, на которых принимают поступающий по трубопроводу продукт и распределяют его между потребителями, подают на завод для переработки или отправляют далее другими видами транспорта.

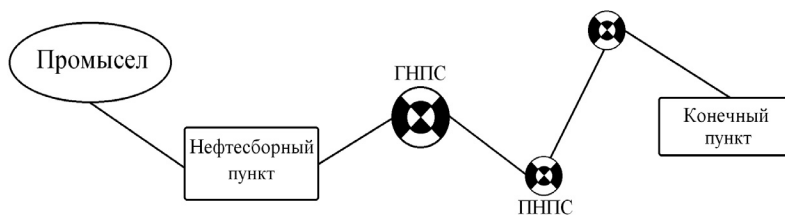


Рис. 1.1. Схема магистрального нефтепровода

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

Все объекты МН разделяют на две группы:

- 1) **Линейные сооружения** (труба, переходы через искусственные и естественные препятствия, линейные задвижки, устройства приема – пуска скребка – через 300 км, линии связи, станции защиты от коррозии, дома обходчиков или пункты обогрева – через 30÷40 км и т.д.);
- 2) **Насосные перекачивающие станции (НПС).**

Основные элементы магистрального трубопровода, сваренные в непрерывную нитку трубы, представляют собой собственно *трубопровод*. Как правило, магистральные трубопроводы заглубляют в грунт, обычно на глубину 0,8 м до верхней образующей трубы, если большая или меньшая глубина заложения не диктуется особыми геологическими условиями или необходимостью поддержания температуры перекачиваемого продукта на определенном уровне. Для магистральных трубопроводов применяют цель-

нотянутые или сварные трубы диаметром 300÷1420 мм. Толщина стенок труб определяется проектным давлением в трубопроводе, которое достигает 10 МПа. Трубопровод, прокладываемый по районам с вечномёрзлыми грунтами или через болота, можно укладывать на опоры или в искусственные насыпи.

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

Потребности населенных пунктов, находящихся вблизи трасс нефтепродуктопроводов и газопроводов, в нефтепродуктах и газе удовлетворяются прокладкой отводов или ответвлений из труб сравнительно малого диаметра, по которым часть нефтепродуктов (периодически) и газа (непрерывно) отводится в эти населенные пункты. В зависимости от рельефа трассы на трубопроводе устанавливают линейные краны или задвижки (с интервалом 10÷30 км) для перекрытия участков в случае аварии или ремонта. С обеих сторон линейного крана на газопроводе имеются свечи для выпуска газа в атмосферу при авариях.

Вдоль трассы проходит линия связи (телефонная, радиорелейная), которая в основном имеет диспетчерское значение. Ее можно использовать для передачи сигналов телеизмерения и телеуправления. Располагаемые вдоль трассы станции катодной и дренажной защиты на расстоянии 10÷20 км друг от друга, а также протекторы защищают трубопровод от натужной коррозии, являясь дополнением к противокоррозионному изоляционному покрытию трубопровода.

Перекачивающие (насосные) станции располагаются на нефтепроводах с интервалом 50÷150 км (для сравнения – на газопроводах с интервалом 100÷200 км), которые оборудованы центробежными насосами с электроприводом. Подача применяемых в настоящее время магистральных насосов достигает 12500 м³/ч. В начале нефтепровода находится головная насосная станция (ГНС), которая располагается вблизи нефтяного промысла или в конце подводящих трубопроводов, если магистральный нефтепровод обслуживают несколько промыслов или один промысел, разбросанный на большой территории.

Основным оборудованием таких НПС являются насосно-перекачивающие агрегаты (НПА), в состав которых входят центробежные насосы (чаще всего типа НМ) и электрические двигатели (синхронные или асинхронные).

ГНС станция отличается от промежуточных наличием резервуарного парка объемом, равным двух-, трехсуточной пропускной способности нефтепровода, узлов учета. Кроме основных объектов, на каждой насосной

станции имеется комплекс вспомогательных сооружений: трансформаторная подстанция, снижающая напряжение подаваемого на линию электропередач (ЛЭП) тока с 110 или 35 до 6 кВ, а также системы водоснабжения, канализации, охлаждения и т.п.

Для повышения надежности работы МН, через каждые 400÷600 км трассы, резервуарами оборудуются промежуточные НПС. В этом случае емкость резервуарных парков колеблется от 0,3 до 0,5 суточных производительностей МН и может достигать 1,0÷1,5 суточных производительностей, если НПС расположены в точках разветвления МН или на границах объединений. НПС с резервуарными парками, помимо основных (магистральных) НПА, оборудуются еще подпорными агрегатами (чаще типа НПВ). Участки нефтепровода между НПС с резервуарными парками получили название *эксплуатационных участков*, которые между собой могут соединяться с использованием следующих систем:

- *«из резервуара в резервуар»* – нефть на НПС принимается в один резервуар (или группу резервуаров), а откачивается из другого;
- *«через резервуар»* – нефть принимается и откачивается из одного резервуара (или группы резервуаров);
- *«с подключенным резервуаром»* – основной поток нефти идет на вход в НПА, минуя резервуары и лишь относительно небольшая часть направляется на хранение или забирается подпорными насосами из резервуаров;
- *«из насоса в насос»*.

Если длина нефтепровода превышает 800 км, его обычно также разбивают на эксплуатационные участки длиной 400÷800 км, в пределах которых возможна независимая работа насосного оборудования.

В настоящее время общепринятой считается система перекачки нефти «из насоса в насос», т.к. большая часть НПС сооружена без резервуарных парков.

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

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

Магистральный газопровод подает газ к газораспределительным станциям и контрольно-распределительным пунктам, где его очищают от меха-

нических примесей, конденсата и влаги, замеряют проходящий объем, снижают давление и одорируют (если это не было выполнено на головных сооружениях газопровода) перед подачей к потребителю.

1.3. Основные показатели и перспективы развития нефтепродуктопроводного транспорта

Действующая в настоящее время сеть нефтепроводов лидирует среди всех видов транспорта по производительности, грузообороту, дальности доставки и себестоимости перекачки углеводородного сырья. По трубопроводам в России транспортируется более 98% добываемой нефти. В общем грузообороте всех видов транспорта трубопроводный составляет более 35% и занимает второе место после железных дорог.

Достоинство ее в том, что по техническому уровню отечественные трубопроводы не уступают мировым образцам.

В России эксплуатируется около 50 тыс. км магистральных нефтепроводов и 13 тыс. км продуктопроводов.

Таблица 1.3

Основные показатели фондов магистральных нефтепроводов

Показатель	Всего по России и странам СНГ	По России (АК «Транснефть»)
Протяженность нефтепроводов, <i>тыс. км.</i>	62.3	48.1
Суммарная вместимость резервуаров, <i>тыс. м³</i>	16530,0	13759,0
Число насосных станций	570	458
Число резервуаров	1225	984
Средний диаметр нефтепровода, <i>мм</i>	841	837

Сибирь обладает огромным потенциалом топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), которые определяют будущее энергетики и экономики России, а также масштабы их экспорта на международные рынки. На долю региона приходится 85% разведанных в России залежей природного газа (или около 1/3 мировых) и 65% нефти (20%). Максимальный уровень добычи ТЭР в Сибири был достигнут в 1987 г. и составил 1914 млн. т. усл. т. или около 20% мирового уровня. В настоящее время Сибирь дает 75% всех про-

изводимых в России ресурсов и остается главной топливно-энергетической базой, обеспечивая почти половину валютных поступлений за счет экспорта энергоресурсов.

Создание уникальной системы нефтепроводов из Западной Сибири в различные районы России началось с первого трубопровода Шаим – Тюмень диаметром 530 мм, протяженностью 410 км, введенного в эксплуатацию в 1965 г.

За 30 – летний период в Западной Сибири построено 34 нефтепровода диаметром от 530 до 1220 мм общей протяженностью 16 тыс. км, в том числе 8 тыс. км по Тюменской области (табл. 1.4, 1.5 и рис. 1.2). Начиная с 70-х годов нефтепроводы в основном сооружаются диаметром 1020 и 1220 мм.

Тюменская нефть подается потребителям по трем направлениям:

- *западному* – на Пермь, Нижний Новгород, Москву и далее в страны ближнего и дальнего зарубежья;
- *юго-западному* – на Самару, Лисичанск, Новороссийск;
- *южному* – на Омск, Павлодар, и далее в Среднеазиатские государства.

Также частично тюменская нефть подается и на восток для переработки на заводах Томска, Ачинска и др. города Сибири. За короткий период в Западной Сибири построено около 70 тыс. км. внутри- и межпромысловых нефтепроводов, создана сеть магистральных нефтепроводов, способная перекачивать более 500 млн. т нефти в год.

Однако, начиная с 1988 года, началось падение добычи нефти. Из приведенного перечня магистральных нефтепроводов видно, что основная программа строительства трубопроводов приходится на 70-е годы и на начало 80-х. Стройками века считали нефтепроводы Усть-Балык-Альметьевск, Нижневартовск-Куйбышев, Сургут-Полоцк, Холмогоры-Клин и др.

Интенсивное строительство и эксплуатация нефтепроводов и других инженерных сооружений на грунтах Западной Сибири позволили накопить обширный материал и множество разнородных факторов, свидетельствующих о взаимном влиянии природной среды и системы трубопроводов.

Окружающая среда и объекты трубопроводов выступают как подсистемы единой геотехнической системы. Взаимодействие подсистемы нередко является первопричиной критических ситуаций. Вот почему это взаимодействие представляет не только познавательный интерес, но и народнохозяйственное значение.

Таблица 1.4

Перечень магистральных нефтепроводов Западной Сибири

Наименование нефтепровода	Диаметр, мм	Протяжен- ность, км	Год ввода в эксплуатацию
Шаим-Тюмень	530	410	1965
Усть-Балык-Омск	1020	964	1967
Нижневартовск-Усть-Балык	720	279	1969
Александровское-Нижневартовск	720	48	1969
Александровское-Анжеро-Судженск	1220	818	1972
Усть-Балык-Нижневартовск	1020	278	1973
Усть-Балык-Куаган-Уфа-Альметьевск	1220	1836	1973
Самотлор-Александровское	1020	64	1975
Самотлор-Нижневартовск	1220	64	1976
Холмогорское месторождение НПС			
Западный Сургут	820	264	1976
Нижневартовск-Курган-Куйбышев	1220	2246	1976
Сургут-Полоцк	1220	3252	1978
Лученецкое-Парабель	530	166	1979
Урьевские-Южный-Балык	1220	196	1980
Тюмень-Юргамыш	530	245	1981
Омск-Павлодар	1020	438	1982
Шаим-Конда	530	108	1984
Повх-Покачи-Урьевские	720	155,4	1985
Хохряковское месторождение-			
Тюменское месторождение	530	92	1985
Холмогоры-Клин	1220	2431	1986
Лянторское месторождение-	720	73,2	1986
Федоровское			
Тарасовское месторождение-	720	164	1986
Муравленское месторождение	820	345	1987
Красноленинск-Шаим-Конда			
Приразломное месторождение-	219	36	1987
НПС Южный Балык			
Вынгапурское месторождение-	820	21,9	1987
Белозерный ЦТП			
Бахилловское месторождение-	720	85	1987
Хохряковское месторождение	377	124	1987
Вынгайинское месторождение-НС Ханымен			
Вать-Еганское месторождение-			
НПС Апрельская			
Уренгой-холмогоры /участок	1020	221	1988
Пурпе-Холмогоры/	530	61,5	1989
Герасимовское-Лученецкое	426	86	1991
Игольское-Таловое-Герасимовское	530	86	1991
Приразломное месторождение-			
НПС «Каркатеевы»	720	67	1992
НПС Харампурского месторождение-			
НПС Тарасовского месторождения	520	120	1993

Таблица 1.5

Нефтепроводы Тюменской области

Характеристика нефтепроводов	Годы				
	1980	1985	1990	1991	1995
1. Протяженность, км					
- трассы	3395	4204	6178	6184	6085
- в одноконтурном исполнении	6275	8159	10684	10644	10597
2. Количество нефтепро- водоов, шт.	12	20	32	30	34
3. Средний диаметр труб, мм	1057	1029	988	988	988
Количество НПЗ, шт.	60	80	83	84	83
Объем перекачки, тыс. тонн	302157	311250	355938	908862	260368
Грузооборот, млрд. т. км	292163	355576	251313	303869	251488

Открытие уникальных месторождений нефти и газа в районах среднего Приобья и северных районах Тюменской области положило начало созданию крупнейшего топливно-энергетического комплекса в Западной Сибири – главной нефтяной и газовой базы России. Став за сравнительно короткий (по мировым аналогам) срок крупнейшим территориально-производственным организмом, он занимает сегодня в народном хозяйстве Российской Федерации лидирующее место и по возможности решаемых здесь проблем, и по масштабам осуществляемых на базе уникальных запасов углеводородного сырья работ.

Иными словами, Западная Сибирь, прежде всего ее Тюменский регион, являет собой сложившуюся, функционирующую нефтегазоснабжающую весь наш народнохозяйственный механизм, другие страны содружества и ряд европейских государств систему. Ее основа – исходящие из Тюменской области топливно-сырьевые магистрали на перерабатывающие предприятия страны и зарубежье. То есть та действующая в настоящее время сеть нефти и газопроводов, которая лидирует среди всех видов транспорта по производительности, грузообороту, дальности доставки и себестоимости перекачки углеводородного сырья.

1.4. Проблемы сохранения надежности линейной части действующих магистральных нефтепроводов

В настоящее время одной из важнейших задач в трубопроводном транспорте мирового значения является сохранение надежности линейной части. В Северной Америке намечено реконструировать 10% магистральных трубопроводов, т.к. половина их находится в эксплуатации более 40 лет. В настоящее время в России только 3% магистралей имеют срок эксплуатации менее 10 лет, 30% – от 10 до 20 лет, 32,4% – от 20 до 33 лет,

30% трубопроводов эксплуатируются свыше 33 лет. На трубопроводах Западной Сибири отмечается аналогичная ситуация – за последние 5 лет подлежат реконструкции более 30% трубопроводов. Более 60% трубопроводов, имеющих пленочную полимерную изоляцию, близки к нормативным срокам эксплуатации. При этом потребности в ремонтных работах возрастают в 3÷4 раза.

Однако, как ни парадоксально, нефтяная отрасль и даже специализированные строительные ведомства оказались неподготовленными к проведению таких работ. Факт, что технические средства для ремонта трубопроводов (очистные, изоляционные, подкапывающие) отличаются от используемых на их строительстве. До сих пор машины, применяемые при капремонтах, модернизируются из-за низкой надежности.

Отрицательным моментом для строительных и эксплуатационных организаций является то, что они не имеют надежных технологий диагностики промысловых трубопроводов. Нет и нужного им специализированного оборудования для вскрытия требующих ремонта труб, их очистки от прежней пленочной изоляции и внутритрубных отложений. Фактически не разработаны надежные технологии обследования извлеченных из грунта труб и их ремонта.

Ориентированные в свое время на предельные сроки службы трубопроводов (30÷33 года) эксплуатационные ведомства и их отраслевые институты сегодня не в полной мере готовы к проведению таких работ в широких масштабах и с минимальными трудо- и энергозатратами. Ситуация эта усугублена и тем, что на этапах проектирования и строительства продуктопроводов не предусматривались в будущем их диагностика, ремонт и, тем более, реконструкция.

В последние годы, число аварий на трубопроводах стабилизировалось, но несмотря на принимаемые меры имеют место и приносят значительный ущерб. Аварийные ситуации многообразны и характеризуются наличием большого числа влияющих на них факторов: конструкцией и назначением трубопроводов, свойствами нефтепродукта, климатом, рельефом местности, величиной утечки, размером повреждения, давлением в трубопроводе и т.д.

Приоритет в сборе и обработке статистических данных принадлежат европейским компаниям, что обусловлено значительными штрафами. Только на восстановление последствий аварий расходуется около миллиона долларов в год. Тем не менее более половины разлитой нефти остается не собранной. Причем, чем крупнее авария, тем меньше удастся собрать нефтепродукта. За последние 5 лет, число отказов сократилось в 5 раз в основном за счет своевременного диагностирования внутренней полости трубопроводов.

Анализ литературных источников свидетельствует о достаточно высоком уровне разработки нормативных документов регламентирующих поря-

док определения норм естественной убыли нефтепродуктов и газа. Серьезной проблемой остается определение сверхнормативных потерь обусловленных аварийными разливами нефтепродуктов и нефти. Во многих публикациях *проявляется тенденция вести исследования проблемы в рамках сокращения непроизводительных финансовых расходов и рассматривать борьбу с ними только с этой точки зрения, игнорируя такие важные элементы, как охрана окружающей среды и природных энергетических и сырьевых ресурсов.*

Трубопроводы Западной Сибири имеют более высокую категорию аварийности. В первую очередь это объясняется большими объемами перекачки нефти и газа, которые по величине равняются аналогичным трубопроводным системам Северной Америки и Западной Европы. Сравнительный анализ этих трех крупнейших в мире систем показывают, что развитие их, начавшееся 40÷50 лет назад, близко к завершению, и они имеют много общих характеристик. В данном случае представляется возможным использовать статистические данные по эксплуатации зарубежных трубопроводов, в частности по причинам разрушения, возможным методам ликвидации отказов, определения величины утечки, противокоррозионной защите и т.д.

По сравнению с зарубежными трубопроводами трубопроводы Тюменской области имеют значительно больший диаметр (почти в 1,5 раза), что в значительной степени усложняет ремонтно-восстановительные работы и увеличивает наносимый ущерб, кроме того, они проходят через необжитые районы, не имеющих развитой транспортной сети.

Статистика свидетельствует, что *около 40 % всех аварий происходит за счет коррозионных разрушений трубопроводов.* Особенно велико значение отказов на промысловых трубопроводах и трубопроводах малого диаметра, что вполне объясняется малой толщиной стенки и интенсивностью коррозии. *Около 30 % отказов происходит за счет «посторонних сил».* Здесь же следует отметить, что такие отказы наиболее опасны и труднопрогнозируемы. *Значительными остаются отказы по вине технического персонала и нарушения правил технической эксплуатации до 7 %.* В последние годы практически не регистрируются аварии вследствие строительного брака, которые являются основными в первые 3÷5 лет эксплуатации трубопроводов.

Величина утечки за последние 10 лет приходящаяся на 1 аварию изменяется на 50÷80% от среднего значения и составляет около 90 м³. В подразделениях бывшего Главтюменнефтегаза по приближенным оценкам терялось около 200 тонн за 1 аварию, которых наблюдалось до 500 в год.

На магистральных ежегодно на каждые 1000 км трассы приходится 3÷4 аварии, а размер утечки значительно выше. Например, в Иркутском НПУ в 1993 году произошла утечка в 25 тыс. м³. Аварии на нефтепроводах Западной Сибири в большинстве случаев (около 60%) характеризуются как «внезапные» носящие катастрофический характер. Потери нефти и нефтепродуктов при перекачке по магистральным нефтепроводам специалистами

различного уровня оцениваются от 1 до 1,2% от объема перекачки. Таким образом, по Тюменской области величина потерь может составить около 2,5 млн. тонн. Эта цифра требует дополнительного изучения на основе научной обработки достоверных статистических данных. Тем более что все еще отсутствует корректная методика определения аварийных утечек и потерь нефти и расчета ущерба. Кроме того, еще раз следует обратить внимание на отсутствие методики расчета сверхнормативных выбросов газа, о чем свидетельствуют многочисленные публикации отечественных и зарубежных авторов.

Анализ литературных источников указывает на значительное число методов диагностирования, но ни один из известных методов не обеспечивает необходимый набор технических характеристик, позволяющих с достаточной точностью определить техническое состояние трубопровода. Так как два одинаковых дефекта, находящиеся на разных трубопроводах или даже на разных участках одного и того же трубопровода, могут привести к авариям с существенно различной вероятностью. Один и тот же дефект на различных стадиях эксплуатации может быть как допустим, так и недопустимым в связи с изменением механических характеристик трубных сталей.

1.5. Концепции совершенствования контроля технического состояния действующих трубопроводов Западной Сибири

Быстрое развитие сети магистральных трубопроводов в районах Западной и Северо-Западной Сибири также привело к диспропорции между резко возросшими требованиями к надежности и системой мероприятий, обеспечивающих ее.

Вопросы повышения надежности, снижения аварийности, совершенствования эксплуатации и повышения эффективности работы системы нефтепроводного транспорта рассматривались на заседании Комиссии Правительства РФ по оперативным вопросам, на заседаниях Правления АК «Транснефть», Коллегии Министерства топлива и энергетики РФ, на различных совещаниях руководителей и специалистов. Одной из приоритетных задач в обеспечении надежности и безопасности нефтепроводов было признано обеспечение эффективного контроля за состоянием линейной части нефтепровода. Необходимо немедленное внедрение более совершенных систем контроля выбросов и утечек нефти.

К настоящему времени уже имеется ряд Правительственных постановлений, нормативных отраслевых документов, направленных на решение проблем энергоресурсосбережения. *Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»*, определяющий правовые, экономические и социальные основы обеспечения безопасной эксплуатации опасных производственных объектов и направлен на предупреждение аварий и обеспечение готовности организаций, эксплуатирующих

такие объекты, к локализации и ликвидации последствий указанных аварий.

Положения Федерального закона распространяются на все организации независимо от их организационно-правовых форм и форм собственности, осуществляющие свою деятельность на территории Российской Федерации. *Согласно закону предприятиям предписано:*

- в случае аварии или инцидента **приостанавливать эксплуатацию опасного производственного объекта** самостоятельно или по предписанию федерального органа исполнительной власти;
- принимать участие в техническом **расследовании причин аварии**, принимать меры по устранению указанных причин;
- **создавать системы наблюдения**, оповещения, связи и поддержки действий в случае аварии и поддерживать указанные системы в пригодном к использованию состоянии;
- **планировать** и осуществлять мероприятия по локализации, ликвидации и профилактике аварий и инцидентов;
- **обучать работников** действиям в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте.

Правительственные документы указывают на усиление контроля в области природопользования и охраны окружающей среды при эксплуатации нефтепродуктопроводов и хранилищ. Наиболее важными направлениями в повышении безопасности работы магистральных нефтепроводов следует считать:

- 1) **совершенствование технологии перекачки и систем инспекционного контроля;**
- 2) **переход на выборочный ремонт нефтепроводов на основе анализа остаточного ресурса.**

Отдельным аспектам рассматриваемой в работе проблемы и исследованию вопросов повышения надежности магистральных нефтепроводов посвящено значительное количество работ В.Л. Березина, П.П. Бородавкина, Г.Г. Васильева, В.Б. Галеева, В.Х. Галюка, А.Г. Гумерова, К.А. Забелы, В.И. Зоненко, О.М. Иванцова, Л.Г. Колпакова, А.А. Коршака, А.С. Кумылганова, Л.З. Лыщенко, В.И. Марона, А.С. Джарджиманова, В.Ф. Новоселова, К.Е. Ращепкина, Г.А. Роева, А.Е. Сощенко, Р.Н. Столярова, Л.Г. Телегина, П.И. Тугунова, И.С. Хретинина, В.Г. К.В. Черняева, А.М. Шаммазова, С.Г. Щербакова, А.С. Шумайлова, В.Е. Шутова, С.Г. Щербакова, Э.М. Ясина, Е.И. Яковлева и др. авторов.

Сложилась парадоксальная ситуация, когда имеется масса научных разработок по данной проблеме, а их систематизация и централизованное внедрение в производство явно недостаточны. В частности, это касается адекватных экспертных методов расчета ущерба, методов контроля утечек, определения объемов вредных выбросов при различных видах и причинах нарушения герметичности трубопроводов. Часть моделей слишком упрощена, что снижает их практическое применение, а более сложные модели

имеют скорее теоретическое, чем практическое значение, поскольку основываются на информации, получение которой затруднено, а подчас и невозможно.

Опыт эксплуатации отечественных нефтепроводов указывает на необходимость формирования системного подхода к оценке приемлемого риска, учитывающего все многообразие проблем безопасности. Анализ риска должен базироваться на использовании всей доступной информации для идентификации опасностей, прогнозирования ущерба, определения вероятности наступления аварии и т.д. Необходимость разработки методического руководства по степени риска аварий на магистральных нефтепроводах на основании нормативной документации по анализу опасностей подтверждена Минтопэнерго, Госгортехнадзором и Минприроды России только в феврале 1996 г.

При анализе надежности, прогнозе риска или аварийных ситуаций целесообразно использовать системный подход (см. рис. 1.3), рассматривая каждую из них как сложную систему, где многие входящие в нее факторы (продолжительность ремонтно-восстановительного периода, природные и метеорологические условия, характер повреждения, режим перекачки, объем выбросов и др.) являются взаимозависимыми в силу быстрой диссипации массовых переходов и антропогенных процессов.

Возрастающая сложность взаимосвязей трубопровода и окружающей среды требует тщательного анализа целей и задач деятельности, путей и средств их решения. Недостаточная полнота и достоверность информации часто не позволяют применить математические методы для решения задач оперативного управления и контроля. При подготовке решений по возникающим проблемам должны сопоставляться различные варианты, полученные *не только на основе узких* и достаточно жестких отраслевых нормативов, но и на вневедомственных *экспертных расчетах*, которые, в свою очередь, являются базой для получения экспертной оценки.

Характерная особенность функционирования современного производства – корректная организация проведения любой экспертизы с применением количественных методов оценки. Качественное решение задачи естественно может обеспечить только квалифицированный специалист, однако достоверность её определяется полнотой и представительностью экспертной информации. Необходимым условием эффективной и безопасной работы системы трубопроводов является использование научно-обоснованного комплекса экспертных оценок.

Из типовых задач при трубопроводном транспорте углеводородов, решаемых экспертами различного уровня, необходимо отметить следующие:

- оценка степени опасности выброса с учетом его объема и токсичности и физико-химических свойств;
- прогнозирование последствий аварии;



Рис. 1.3. Оценка технического состояния НТС

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
 ЧАСТЬ I. МАГИСТРАЛЬНЫЙ ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ.....	 5
Глава 1. Общие вопросы трубопроводного транспорта нефти.....	6
1.1. Классификация трубопроводов.....	7
1.2. Общее назначение сооружений магистральных нефтепроводов.....	9
1.3. Основные показатели и перспективы развития нефтепродукто- проводного транспорта.....	12
1.4. Проблемы сохранения надежности линейной части действующих магистральных нефтепроводов.....	16
1.5. Концепции совершенствования контроля технического состоя- ния действующих трубопроводов Западной Сибири.....	19
1.6. Методологические основы классификации отказов и поврежде- ний.....	24
 Глава 2. Физико-химические свойства углеводородосодержащих ве- ществ и методы их расчета.....	 38
2.1. Контроль качества нефтей.....	38
2.2. Классификация нефтей.....	40
2.3. Плотность и молекулярная масса.....	48
2.4. Вязкость нефтей и нефтепродуктов.....	59
2.5. Особенности свойств нефтеконденсатных смесей.....	74
2.6. Фазовые состояния углеводородных систем при изменении дав- ления и температуры.....	82

2.6.1. Критические параметры углеводородов.....	82
2.6.2. Давление насыщенных паров.....	87
2.7. Теплофизические свойства нефти и нефтепродуктов в процессах теплообмена.....	99
Глава 3. Нефтеперекачивающие станции магистральных нефтепрово- дов.....	116
3.1. Классификация нефтеперекачивающих станций магистральных нефтепроводов.....	116
3.2. Технологическая схема ГНПС нефтепровода и ГНПС эксплуатаци- онного участка.....	116
3.3. Технологическая схема ПНПС.....	121
3.4. Насосы НПС нефтепроводов.....	124
3.5. Характеристики насосов НПС.....	128
3.6. Совместная работа насосных станций и линейной части неф- тепровода.....	129
3.7. Методы регулирования режимов работы НПС.....	132
3.8. Эффективность работы основного оборудования НПС.....	137
3.9. Вспомогательные системы насосов НПС.....	137
3.9.1. Система сбора и откачки утечек.....	137
3.9.2. Система разгрузки концевых уплотнений насосов.....	137
3.9.3. Система смазки основного насосного агрегата.....	141
3.10. Возможные неисправности насоса и их устранение.....	143
3.11. Обслуживание и ремонт насосно-силовых агрегатов.....	145
Глава 4. Теоретические основы эксплуатации магистральных нефтепроводов.....	148
4.1. Гидравлический расчет нефтепровода.....	148
4.2. Определение числа НПС и их расстановка по трассе.....	150
4.3. Режим работы нефтепровода при отключении НС.....	153

4.4. Режим работы нефтепровода при периодических сбросах и подкачках.....	155
4.5. Расчет сложных трубопроводов.....	156
4.6. Оценка состояния внутренней полости нефтепровода.....	157
4.7. Оценка состояния внутренней полости.....	159
4.8. Парафинизация нефтепровода.....	161
4.9. Определение оптимальной периодичности очистки.....	164
4.10. Особенности последовательной перекачки нефтей и нефтепродуктов.....	165
4.11. Особенности перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей.....	167
4.12. Модель магистрального нефтепровода.....	176
4.13. Оценка гидравлической эффективности МН. Примеры расчёта.....	179
4.13.1. Совместная работа насосных станций и линейной части.....	179
4.13.2. Изменение основных технологических параметров перекачки при снижении эффективности работы линейной части.....	185
4.13.3.Определение условий выноса газа и воды из магистральных нефтепроводов (МН).....	188
Глава 5. Резервуары магистральных нефтепроводов.....	191
5.1. Вертикальные цилиндрические резервуары.....	191
5.1.1. Классификация резервуаров.....	191
5.1.2. Основания и фундаменты под резервуары.....	198
5.1.3. Оборудование стальных резервуаров.....	201
5.2. Потери нефти и нефтепродуктов при хранении и методы их сокращения.....	204
5.2.1. Источники потерь от испарения.....	204
5.2.2. Методы сокращения потерь.....	207

5.2.3. Нормирование естественной убыли нефтепродуктов при приёме, хранении, отпуске и транспортировании.....	210
5.2.4. Расчёт «естественной убыли».....	212
5.3. Эксплуатация резервуаров.....	214
5.3.1. Критерии эксплуатационной надёжности.....	214
5.3.2. Обслуживание резервуаров.....	214
5.3.3. Обслуживание технологических трубопроводов резервуарных парков.....	217
5.4. Обследование металлических резервуаров.....	218
5.5. Ремонт резервуаров.....	219
5.5.1. Дегазация резервуаров.....	219
5.5.2. Дефекты и повреждения и их причины.....	220
5.5.3. Устранение дефектов резервуара без применения сварочных работ.....	222
5.5.4. Ремонт оснований и фундаментов.....	223
5.5.5. Контроль качества ремонтных работ.....	224
Глава 6. Контроль дефектов и утечек на магистральных нефтепроводах.....	228
6.1. Классификация методов контроля утечек нефти.....	228
6.2. Акустические (ультразвуковые) методы контроля утечек.....	235
6.2.1. Магнитные и вихрековые дефектоскопы.....	237
6.2.2. Электроконтактные методы.....	243
6.2.3. Визуальные методы с использованием волоконно-оптических световодов.....	244
6.2.4. Контроль утечек нефти с использованием системы LASP.....	245
6.2.5. Радиационные методы обнаружения утечек.....	246
6.2.6. Контроль динамических параметров трубопровода.....	248
6.3. Диагностика трубопроводов.....	255

6.3.1. Контроль технического состояния нефтепроводов.....	255
6.3.2. Внутритрубные диагностические снаряды.....	262
6.3.3. Недостатки внутритрубных инспекционных снарядов.....	266
6.3.4. Отечественные разработки ВИС.....	267
6.4. Исследование процесса внутренней коррозии в трубопроводах.....	270
6.4.1. Причины и механизм внутренней коррозии.....	270
6.4.2. Математическое моделирование и методики расчета скорости коррозии в горизонтальных нефтепроводах.....	278
6.4.3. Ультразвуковая система идентификации типа смеси.....	285
6.4.4. Методы контроля деформаций и перемещений с использованием муарового эффекта.....	291

ЧАСТЬ II. МАГИСТРАЛЬНЫЙ ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНС- ПОРТ ПРИРОДНОГО ГАЗА..... 315

Глава 7. Общие вопросы трубопроводного транспорта газа..... 316

7.1. Состояние и перспективы развития газотранспортной системы России.....	316
7.2. Классификация газопроводов.....	321
7.3. Основные и вспомогательные сооружения магистральных газопроводов.....	323
7.4. Состав и физические свойства природных газов.....	325
7.5. Требования к качеству товарного газа.....	330
7.6. Теплотехнические свойства нефтепродуктов и газа.....	332
7.7. Кристаллогидраты природных газов.....	333
7.8. Опасные свойства природных газов и жидких УВ.....	335

Глава 8. Сбор и подготовка газа и конденсата на месторождениях перед транспортом..... 340

8.1. Технологические схемы газосборных сетей УКПГ.....	340
--	-----

8.2. Промысловые дожимные компрессорные станции	342
8.3. Подготовка природного газа	346
8.3.1. Основные процессы и технологические схемы	346
8.3.2. Абсорбционная осушка газа	346
8.3.3. Адсорбционная осушка газа	347
8.3.4. Очистка природного газа от сероводорода и углекислого газа.....	348
8.3.5. Предупреждение гидратообразования.....	349
8.3.6. Очистка газов от механических примесей.....	351
8.4. Подготовка и транспортирование углеводородного сырья	352
Глава 9. Теоретические основы эксплуатации магистральных газопроводов.....	355
9.1. Развитие современных МГ	355
9.2. Технологическая схема МГ	357
9.3. Пропускная способность МГ.....	357
9.4. Определение коэффициента гидравлического сопротивления λ	359
9.4. Определение среднего давления $P_{\text{ср}}$	360
9.5. Определение средней температуры $T_{\text{ср}}$	361
9.6. Физические свойства газа	363
9.7. Расчет сложных газопроводов.....	364
Глава 10. Компрессорные станции магистральных газопроводов.....	365
10.1. Технологические схемы компрессорных станций с центробежными нагнетателями	365
10.2. Технологические схемы компрессорных цехов КС магистральных газопроводов	370
10.2.1. Компрессорный цех.....	370
10.2.2. Обязка неполнонапорных нагнетателей по типовой смешанной схеме соединения.....	371

10.2.3. Обязка неполнонапорных нагнетателей по коллекторной схеме соединения.....	375
10.2.4. Обязка полнонапорных нагнетателей.....	377
10.3. Газотурбинные установки газоперекачивающих агрегатов КС.....	379
10.3.1. Диагностика технического состояния ГТУ по термодинамическим параметрам.....	379
10.3.2. Особенности и тенденции развития ГТУ КС.....	391
10.4. Определение эффективной мощности и КПД ГТК-10-4 по различным методикам	397
10.4.1. Условные обозначения и размерности величин.....	397
10.4.2. Общая схема измерения термогазодинамических параметров (ТГП).....	398
10.4.3. Исходные данные для расчёта ТГП.....	400
10.4.4. Расчёт ТГП, основанный на методике Степанова О. А., Чекардовского М. Н., Чекардовского С. М.....	401
10.4.5. Расчёт ТГП, основанный на методике Шабарова А.Б.....	405
10.4.6. Расчёт ТГП, основанный на методике Поршакова Б.П.....	407
10.4.7. Расчёт ТГП, основанный на методиках Зарицкого С.П.....	409
10.4.8. Сравнение методов расчёта ТГП.....	410
10.5. Оперативно-диспетчерские расчёты режимов работы МГ и КС ...	414
10.5.1. Практическое использование расчётных формул по определению эквивалентного диаметра сложных участков МГ.....	417
10.5.2. Определение показателей технического состояния линейной части МГ и интенсивности использования оборудования КС.....	418
10.5.3. Определение показателя экстенсивности использования ГПА во времени.....	425
10.5.4. Оценка вероятности гидратообразования на участке МГ.....	426
10.5.5. Построение кривой влагосодержания насыщенного газа.....	429
Глава 11. Система и средства охлаждения газа и масла на КС.....	430

11.1. Назначение и средства систем охлаждения.....	430
11.2. Технические характеристики эксплуатирующихся систем охлаждения газа.....	430
11.3. Особенности теплового и гидравлического расчёта.....	432
11.3.1. Тепловой расчёт.....	432
11.3.2. Гидравлический расчёт.....	434
11.4. Результаты расчетов АВО для охлаждения газа.....	435
11.5. Оптимизация работы аппаратов воздушного охлаждения газа на КС магистральных газопроводов.....	439
11.5.1. Анализ работы вентиляторов АВО газа на компрессорной станции.....	439
11.5.2. Пример расчета оптимизации работы вентиляторов АВО газа на компрессорной станции.....	446
Глава 12. Диагностика и ремонт магистральных газопроводов.....	452
12.1. Методы контроля коррозионного состояния газопроводов.....	452
12.1.1. Метод магнитной дефектоскопии.....	452
12.1.2. Ультразвуковой метод контроля.....	457
12.1.3. Радиографический метод контроля.....	463
12.1.4. Бесконтактный метод контроля.....	468
12.2. Методы ремонта дефектных труб газопроводов.....	475
12.2.1. Ремонт свищевых повреждений.....	475
12.2.2. Ремонт с применением сварки.....	484
12.2.3. Бандажирование труб.....	494
12.3. Последовательность и виды работ при ликвидации аварий.....	496
12.4. Организация аварийно-восстановительной службы на МГ и МК.....	497
Глава 13. Распределение природного газа.....	498
13.1. Автоматизированные газораспределительные станции (АГРС)....	498

13.2. Газорегуляторные пункты (ГРП).....	507
13.3. Системы газоснабжения.....	514

ЧАСТЬ III. ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ, ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТАХ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА..... 517

Глава 14. Обеспечение эксплуатационной надежности и прочности магистрального трубопровода..... 518

14.1. Оценка конструктивной надежности трубопровода.....	519
14.2. Нагрузки и воздействия на магистральном трубопроводе.....	521
14.3. Расчет несущей способности трубопровода.....	525
14.4. Технология сооружения подземных трубопроводов в нормальных условиях.....	527
14.5. Особенности строительства трубопроводов в условиях болот. Закрепление нефтепроводов на болотах.....	530
14.6. Строительство магистральных трубопроводов в условиях вечной мерзлоты.....	533
14.7. Очистка внутренней полости и испытание магистральных нефтепроводов на прочность и герметичность.....	546
14.8. Подводные переходы нефтепроводов.....	548
14.9. Надземные трубопроводы.....	553
14.10. Назначение и устройство технологических трубопроводов.....	557
14.10.1. Назначение и состав трубопроводов.....	557
14.10.2. Условные проходы.....	557
14.10.3. Классификация трубопроводов.....	558
14.11. Устойчивость подземных трубопроводов.....	560
14.11.1. Формы потери устойчивости.....	560
14.11.2. Проверка общей устойчивости подземных трубопроводов в продольном направлении.....	562

14.11.3. Расчеты продольных перемещений подземных трубопроводов	564
14.12. Проверка общей устойчивости наземных трубопроводов в насы- пи	570
14.13. Капитальный ремонт магистральных трубопроводов.....	573
14.13.1. Методы ремонта дефектных участков нефтепровода.....	574
14.13.2. Последовательность и виды работ при капитальном ремонте магистральных трубопроводов.....	584
14.13.3. Использование взрывных технологий при капитальном ремонте магистральных трубопроводов.....	590
14.14. Противокоррозионная защита подземных трубопроводов.....	596
14.14.1. Механизм и закономерность процессов взаимодействия метал- лов с агрессивными средами.....	596
14.14.2. Защита подземных трубопроводов от почвенной коррозии.....	600
14.14.3. Критерии противокоррозионной защищенности магистральных нефтепроводов.....	602
14.14.4. Современные методы диагностики коррозионного состояния магистральных нефтепроводов.....	603
14.14.5. Регламентные работы по поддержанию эксплуатационных ре- жимов ЭХЗ.....	607
14.14.6. Расчет основных параметров катодной защиты.....	608
14.14.7. Расчет основных параметров протекторной защиты.....	618
14.14.8. Расчет основных параметров электродренажной защиты.....	622
Глава 15. Охрана окружающей среды.....	625
15.1. Основные понятия и термины.....	626
15.1.1. Биотическая структура.....	637
15.1.2. Компоненты окружающей среды и их характеристика.....	638

15.2. Охрана воздушной среды при эксплуатации магистральных трубопроводов.....	640
15.2.1. Источники загрязнения приземного слоя атмосферы и характеристика загрязнителей.....	641
15.2.2. Расчет выбросов в атмосферу.....	644
15.2.3. Состояние воздушной среды.....	649
15.3. Охрана почвенно-растительного покрова при эксплуатации, сооружении и ремонте магистральных трубопроводов.....	650
15.3.1. Методы рекультивации земель, порядок проведения рекультивации.....	651
15.3.2. Определение ущерба от загрязнения грунтов.....	659
15.3.3. Состояние почвенно-растительного покрова и недр.....	660
15.4. Охрана водной среды при эксплуатации, сооружении и ремонте магистральных трубопроводов.....	666
15.4.1. Характеристика состава сточных вод.....	667
15.4.2. Методы очистки сточных вод.....	671
15.4.3. Способы получения питьевой воды.....	682
15.4.4. Состояние водных ресурсов.....	562
15.5. Мониторинг окружающей среды.....	684
15.5.1. Цели и задачи экологического мониторинга.....	685
15.5.2. Системы автоматического мониторинга.....	687
15.6. Правовые вопросы охраны окружающей среды.....	689
15.7. Экологическая концепция России. Прогнозы экологического состояния.....	694
15.7.1. Причины необходимости разработки новой экологической концепции РФ.....	694
15.7.2. Важнейшие направления экологической концепции РФ.....	695

15.7.3. Средства обеспечения реализации экологической концепции России.....	697
15.7.4. Прогнозы экологического состояния.....	698

Глава 16. Безопасность жизнедеятельности при эксплуатации и ремонте объектов магистрального трубопровода..... 705

16.1. Основные понятия и определения.....	705
16.2. Принципы, методы и средства обеспечения безопасности.....	707
16.3. Нормативно-правовые основы охраны труда.....	709
16.4. Государственный надзор за безопасностью в промышленности...	714
16.5. Ответственность за нарушение законодательства по охране труда..	715
16.6. Инструктажи и обучение по ОТ.....	716
16.7. Расследование и учет несчастных случаев на производстве.....	719
16.8. Производственные опасности и вредности.....	727
16.8.1. Производственный микроклимат.....	728
16.8.2. Влияние химических веществ.....	730
16.8.3. Производственный шум.....	735
16.8.4. Производственная вибрация.....	743
16.9. Производственное освещение.....	747
16.9.1. Основные светотехнические единицы.....	747
16.9.2. Системы производственного освещения.....	749
16.9.3. Источники света и осветительные приборы.....	750
16.9.4. Нормирование освещения.....	752
16.10. Аттестация рабочих мест по условиям труда.....	757
16.10.1. Гигиенические критерии и классификация условий труда по степени вредности и опасности.....	759
16.10.2. Гигиенические критерии воздействия виброакустических факторов.....	761

16.10.3. Классификация условий труда по показателям микроклимата...	762
16.10.4. Классификация условий труда по показателям световой среды..	766
16.10.5. Гигиенические критерии оценки условий труда при воздействии неионизирующих электромагнитных полей и излучений.....	767
16.10.6. Общая гигиеническая оценка условий труда.....	774
16.11. Пожарная профилактика на объектах магистральных трубопроводов.....	776
16.11.1. Показатели пожароопасности веществ.....	777
16.11.2. Категории помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности.....	779
16.11.3. Огнестойкость строительных конструкций.....	781
16.11.4. Средства локализации и тушения пожара.....	786
16.11.5. Средства пожаротушения.....	787
16.11.6. Классификация взрывоопасных зон по ПУЭ.....	789
16.11.7. Взрывозащищенное электрооборудование.....	791
Глава 17. Правовое регулирование в области промышленной безопасности.....	806
17.1. Лицензирование видов деятельности в области промышленной безопасности.....	808
17.2. Требования промышленной безопасности к проектированию, строительству и приемке в эксплуатацию опасного производственного объекта.....	809
17.3. Основные требования промышленной безопасности к эксплуатации опасного производственного объекта.....	811
17.4. Техническое расследование причин аварии.....	814
17. 5. Декларация промышленной безопасности.....	815
17.6. Экспертиза промышленной безопасности.....	825
17.7. Обязательное страхование ответственности за причинение вреда при эксплуатации опасного производственного объекта.....	828

17.8. Федеральный надзор в области промышленной безопасности.....	828
Приложения.....	832
Список использованных источников.....	900