

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ РСФСР
ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ НЕФТЕПРОДУКТАМИ
ГОСКОМНЕФТЕПРОДУКТ РСФСР

НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО
ПРОЕКТИРОВАНИЯ
РАЗВЕТВЛЕННЫХ
НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ
ВНТП-3-90

Утвержден приказом
Госкомнефтепродукта РСФСР
2 ноября 1989 г.
№ 172

Согласовано
с Госстроем СССР
23 октября 1989 г.
№ МЧ-2980-11/2

Москва 1991

НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗВЕТВЛЕННЫХ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ разработаны институтом ГипроНИИнефттранс Госкомнефтепродукта РСФСР, Отраслевой лабораторией нефтегазовой гидродинамики МИНГ им. Губкина под руководством В. А. Гончарова

ОТВЕТСТВЕННЫЕ ИСПОЛНИТЕЛИ:

М. Н. Фалалеева, Е. И. Гололобова, В. П. Бутенко, Н. А. Царегородцев, Б. А. Забулонов, В. С. Митюшов, А. В. Щербин, В. М. Пластун, д. т. н., профессор М. В. Лурье

ПОДГОТОВЛЕН К УТВЕРЖДЕНИЮ: Главным управлением нефтепродуктопроводов Госкомнефтепродукта РСФСР.

С введением в действие норм технологического проектирования разветвленных нефтепродуктопроводов ВНТП-3-90 утрачивают силу нормы технологического проектирования и технико-экономические показатели магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов ВСН-17-77 в части проектирования нефтепродуктопроводов.

СОГЛАСОВАНО: Главным управлением нефтепродуктопроводов ГКНП РСФСР, Минмелиоводхозом СССР, Госгортехнадзором СССР, Главным управлением пожарной охраны МВД СССР, Гипротрубопроводом Миннефтепрома СССР.

АННОТАЦИЯ

Нормы технологического проектирования разветвленных нефтепродуктопроводов ВНТП-3-90 разработаны с учетом современных достижений науки и техники, отечественного и зарубежного опыта в области технологии последовательной перекачки светлых нефтепродуктов по разветвленным нефтепродуктопроводам.

В нормах применены прогрессивные показатели и требования, направленные на:

- обеспечение высокого уровня надежности трубопроводной системы;
- сокращение металлоложений, расхода электроэнергии, теплоты, воды, потерь нефтепродуктов;
- защиту сооружений от подземной коррозии;
- создание комплексной автоматизации и телемеханизации;
- обеспечение противопожарной безопасности, охраны окружающей среды, охраны труда и техники безопасности.

Государственный комитет РСФСР по обеспечению нефтепродуктами (Госкомнефтепродукт РСФСР)	Нормы технологического проектирования разветвленных нефтепродуктопроводов	ВНТП-3-90
		Госкомнефтепродукт РСФСР
		Взамен ВСН-17-77

ВВОДНАЯ ЧАСТЬ.

Нормы содержат требования, обязательные при проектировании новых, реконструкции и техническом перевооружении действующих разветвленных нефтепродуктопроводов, и должны соблюдаться всеми организациями и предприятиями, участвующими в проектировании, строительстве и эксплуатации нефтепродуктопроводов.

Разрабатывать проекты разветвленных нефтепродуктопроводов могут проектные институты, имеющие специальное разрешение.

Нормы распространяются на проектирование перекачивающих станций, наливных пунктов и линейной части нефтепродуктопроводов, предназначенных для транспортирования нефтепродуктов, имеющих давление насыщенных паров не выше 93,1 кПа (700 мм рт. ст.) (бензины, дизельное топливо, керосины, печное топливо, топливо для реактивных двигателей) и имеют целью разработку проектных решений, обеспечивающих экономичность строительства и эксплуатации, малоотходную технологию последовательных перекачек, повышенную надежность и безопасность, а также охрану окружающей среды.

Нормы не распространяются на проектирование трубопроводов специальной конструкции (полевые), прокладываемых в морских акваториях, в районах с сейсмичностью свыше 8 баллов для подземных и свыше 6 баллов для наземных трубопроводов и прокладываемых в зонах вечномёрзлых грунтов, а также для транспорта нефтепродуктов с подогревом.

Внесены Государственным институтом по проектированию объектов транспорта и хранения нефтепродуктов ГипроНИИнефтетранс	Утверждены приказом Госкомнефтепродукта РСФСР от 2 ноября 1989 г. № 172	Срок введения в действие 1 января 1990 г.
---	---	--

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. К разветвленным нефтепродуктопроводам (РНПП), именуемым в дальнейшем «нефтепродуктопроводы», относятся трубопроводные транспортные системы, состоящие из перекачивающих станций, наливных пунктов и линейных сооружений, включающих магистраль, распределительные трубопроводы и отводы, предназначенные для обеспечения перекачки и отгрузки нефтепродуктов по потребителям.

Примечание. Терминология сооружений, входящих в состав разветвленного нефтепродуктопровода, приведена в приложении 7.

1.2. Проектирование нефтепродуктопроводов должно выполняться в полном соответствии с действующими государственными стандартами, строительными нормами, отраслевыми руководящими документами, правилами эксплуатации, охраны труда, техники безопасности, пожарной безопасности и требованиями по охране окружающей среды

1.3. Проектирование нефтепродуктопроводов должно выполняться с максимальным внедрением достижений науки, новой техники и технологии, механизации, автоматизации и телемеханизации объектов с обеспечением вывода информации в АСУ ТП, передового отечественного и зарубежного опыта, изобретательства и рационализации, обеспечивающих повышение эффективности капитальных вложений, надежность и долговечность объектов, экономию материальных ресурсов, рациональное использование земель и охрану окружающей среды, экономичность и безопасность эксплуатации.

1.4. Нормы учитывают применение известных в настоящее время проектных решений, прогрессивных типовых проектов отдельных объектов и технологических узлов, а также освоенных типов оборудования и материалов. В проектах необходимо предусматривать наибольшую технически возможную блокировку зда-

ний, сооружений и максимальное использование их площадей и объемов, а также применение блочно-комплектных конструкций.

1.5 При разработке схем развития и размещения объектов трубопроводного транспорта, технико-экономических расчетов, рабочих проектов предусматривать комплексное решение проблемы охраны окружающей среды, рационального использования природных ресурсов, обратив особое внимание на внедрение безотходных и малоотходных технологических процессов.

1.6. При разработке предпроектных материалов и проектов на строительство нефтепродуктопроводов предусматривать технические решения и мероприятия, обеспечивающие предотвращение загрязнения окружающей среды, а также предупреждение аварийных ситуаций и ликвидацию последствий их воздействия на окружающую среду.

1.7. Отступления от настоящих норм допускаются, если они:
— обуславливают возможность получения нового, более совершенного проектного решения, дающего более высокие технико-экономические показатели и при равных или лучших условиях надежности сооружения;

— вызваны особыми условиями, как например, реконструкция сооружения или техническое его перевооружение, использование наличного оборудования и т. д., не позволяющими выполнить проект в полном соответствии с настоящими нормами, при соблюдении действующих правил техники безопасности, пожарной безопасности и требований по защите окружающей среды.

Во всех случаях отступления от норм должны приводиться соответствующие обоснования, подлежащие утверждению совместно с проектом.

1.8. Проектирование нефтепродуктопроводов должно выполняться с использованием САПР на основании утвержденной генеральной схемы развития и размещения трубопроводного транспорта, технико-экономических обоснований (ТЭО) для крупных и сложных предприятий и сооружений или технико-экономических расчетов (ТЭР), а также задания на проектирование, согласованного и утвержденного в установленном порядке.

1.9. Для повышения эффективности строительства нефтепродуктопроводов следует использовать накопившийся опыт эксплуатации и организационно-технических решений в области проектирования и строительства автоматизированных открытых блочно-комплектных перекачивающих станций.

1.10. Перечень нормативных документов, используемых при проектировании нефтепродуктопроводов, см. приложение 8.

2. ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДА

2.1. К основным параметрам нефтепродуктопровода относятся:

проектная пропускная способность — млн. т/г;

часовая подача — м³/ч;

диаметр и протяженность труб — мм, км;

рабочее давление на выходе перекачивающих станций — МПа;

количество насосных станций — шт;

количество отводов — шт.

2.2. Проектная пропускная способность принимается на основании задания на проектирование нефтепродуктопровода, составленного в соответствии с перспективной схемой развития нефтепродуктопроводного транспорта. Она определяет планируемую массу перекачиваемого нефтепродукта в указанном направлении при заданном количественном соотношении разных групп нефтепродуктов.

2.3. Задание на проектирование кроме общих положений должно содержать:

— наименование начальных и конечных пунктов нефтепродуктопровода;

— проектную пропускную способность при полном развитии нефтепродуктопровода с указанием роста загрузки по очередям строительства;

— перечень групп и марок нефтепродуктов, подлежащих последовательной перекачке, с указанием количества каждой группы и марки;

— перечень пунктов попутного отбора массы нефтепродуктов по группам и маркам с указанием годового и максимального месячного количества по очередям строительства, пусковым комплексам и на перспективу;

— условия поставки нефтепродуктов на головную перекачивающую станцию;

— основные требования к автоматизации и телемеханизации;

— рекомендации по организации управления нефтепродуктопроводом, в том числе необходимость разработки АСУ ТП.

Примечание. Классификация нефтепродуктов по типам, группам, подгруппам, маркам, видам и сортам приводится в приложении 7.

2.4. Физико-химические свойства нефтепродуктов, определяющие их качество (плотность, октановое, цетановое числа, тем-

пература конца кипения, упругость паров, температура вспышки) должны приниматься по данным заказчика или в соответствии с ГОСТ на нефтепродукты.

2.5. Проектная пропускная способность перекачки должна обеспечиваться строительством магистральной части нефтепродуктопровода в однострубно́м исполнении с учетом планируемого роста подачи нефтепродукта по очередям строительства за счет увеличения числа станций, подключения отводов, а также других технических мероприятий.

2.6. При предварительном выборе параметров нефтепродуктопровода следует руководствоваться данными, приведенными в таблице 1.

Т а б л и ц а 1

Наружный диаметр трубопровода, мм	Скорость перекачки, м/с	Рабочее давление, МПа	Пропускная способность, млн т/г
159	0,7...1,4	9,3...9,8	0,3...0,6
219	0,8...1,3	8,8...9,8	0,6...1,0
273	0,8...1,3	7,4...8,3	1,0...1,7
325	0,9...1,4	6,6...7,4	1,7...2,5
377	1,0...1,4	5,4...6,4	2,5...3,5
426	1,1...1,5	5,4...6,4	3,5...5,0
530	1,1...1,7	5,4...6,4	5,0...8,5

2.7 Оптимальный диаметр труб нефтепродуктопровода должен определяться технико-экономическим расчетом из числа выпускаемых и намеченных к производству труб промышленностью путем выбора варианта с наименьшими приведенными затратами. Толщина стенки при этом определяется расчетно, исходя из прочностных свойств металла труб.

3. ФОНДЫ ВРЕМЕНИ И РЕЖИМ РАБОТЫ

3.1. Режим работы нефтепродуктопровода непрерывный, круглосуточный, в течение 350 суток (8400 часов) в год.

Расчетное число рабочих суток принято с учетом затрат времени на техническое обслуживание, капитальный ремонт и ликвидацию повреждений.

3.2. Расчетная пропускная способность проектируемого нефтепродуктопровода определяется путем умножения проектной пропускной способности на коэффициент перераспределения K_p , учитывающий возможность изменения количественного соот-

ношения разных групп нефтепродуктов в процессе эксплуатации. Значения коэффициента K_p принимаются по таблице 2.

3.3. Пропускная способность действующего нефтепродуктопровода определяется гидравлическим расчетом по фактическим его параметрам с учетом ограничения по максимально допустимому давлению, минимальной скорости потока и мощности электропривода магистральных насосов.

3.4. В период до вывода нефтепродуктопровода или отдельных его участков на проектную пропускную способность, а также при проектировании распределительных трубопроводов допускается принимать режим работы с остановками, при условии заполнения на период остановки одной группой нефтепродукта всего нефтепродуктопровода или части его в зависимости от профиля трассы.

Т а б л и ц а 2

Нефтепродуктопровод	Коэффициент перераспределения ($K_{п}$)
Магистральная часть	1,05
Распределительные трубопроводы	1,07
Однотрубные отводы	1,35

3.5. Расчетная часовая подача нефтепродукта, равная расчетной пропускной способности нефтепродуктопровода, деленной на число часов его работы, должна быть обеспечена при средней температуре грунта на уровне оси трубопровода за наиболее холодный месяц.

3.6. Продолжительность включения отводов для отбора заданной массы нефтепродукта определяется исходя из продолжительности прохождения партии каждой группы нефтепродукта за цикл последовательной перекачки мимо узла присоединения данного отвода с учетом оптимального технологического режима работы участка между станциями.

4. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНАЯ ПЕРЕКАЧКА

4.1. Перекачка нескольких групп, подгрупп или марок нефтепродукта в одном направлении должна предусматриваться последовательно по одному трубопроводу с соблюдением требований по сохранению качества нефтепродуктов.

4.2. При недостаточном запасе показателя качества по основным физико-химическим свойствам нефтепродуктов, при которых не может быть осуществлен принцип малоотходной технологии

последовательных перекачек, оптимальное число циклов последовательной перекачки должно определяться на основании технико-экономических расчетов.

4.3. Взаимно допустимые концентрации одного нефтепродукта в другом определяются по основным физико-химическим свойствам нефтепродукта и их запаса показателя качества.

Для ориентировочных расчетов рекомендуется пользоваться данными таблиц 3, 4.

Т а б л и ц а 3

Предельно допустимые концентрации дизельного топлива в автобензине (Кдт) в зависимости от запаса показателя качества исходного автобензина по температуре конца кипения (t б)

Запас показателя качества, °С	t б °С летний вид /tб/= 195°С	Кдт., %	t б °С зимний вид /tб/= 185°С	Кдт., %
1	2	3	4	5
1	194	0,06	184	0,06
2	193	0,12	183	0,11
3	192	0,18	182	0,17
4	191	0,24	181	0,22
5	190	0,30	180	0,27
6	189	0,36	179	0,32
7	188	0,42	178	0,37
8	187	0,48	177	0,42
9	186	0,54	176	0,47
10	185	0,60	175	0,52

Т а б л и ц а 4

Предельно допустимые концентрации автобензина в дизельном топливе (Кб) в зависимости от запаса показателя качества исходного дизельного топлива по температуре вспышки (t дт)

Запас показателя качества, °С	Дизтопливо Л 40		Дизтопливо Л 62		Дизтопливо З 35	
	t дт	Кб %	t дт	Кб %	t дт	Кб %
1	2	3	4	5	6	7
1	41	0,12	62	0,04	36	0,12
2	42	0,23	63	0,08	37	0,23
3	43	0,34	64	0,13	38	0,34
4	44	0,45	65	0,18	39	0,44
5	45	0,55	66	0,24	40	0,54

1	2	3	4	5	6	7
6	46	0,64	67	0,30	41	0,63
7	47	0,73	68	0,35	42	0,72
8	48	0,82	69	0,40	43	0,81
9	49	0,91	70	0,45	44	0,89
10	50	0,99	71	0,50	45	0,97

4.4. Партии нефтепродуктов в цикле последовательной перекачки, состав и свойства которых регламентированы государственным стандартом, определяющим их качество, должны формироваться в следующем порядке:

- дизельное топливо летнее с температурой вспышки 40°C;
 - дизельное топливо летнее с температурой вспышки 61°C;
 - дизельное топливо экспортное по ТУ;
 - дизельное топливо летнее с температурой вспышки 61°C;
 - дизельное топливо летнее с температурой вспышки 40°C;
 - дизельное топливо зимнее;
 - топливо для реактивных двигателей;
 - дизельное топливо зимнее;
 - дизельное топливо летнее с температурой вспышки 40°C;
 - керосин или топливо печное, бытовое;
 - дизельное топливо летнее с температурой вспышки 40°C;
 - автомобильный бензин А-72 неэтилированный.
 - автомобильный бензин А-72 этилированный;
 - автомобильный бензин А-76 этилированный;
 - автомобильный бензин Аи-93 этилированный;
 - автомобильный бензин А-76 этилированный;
 - автомобильный бензин А-72 этилированный;
 - автомобильный бензин А-72 неэтилированный.
- Далее цикл повторяется.

4.5. В зоне контакта бензин-дизтопливо нефтепродукты должны иметь запас показателя качества:

- по температуре конца кипения бензина не менее 5°C;
- по температуре вспышки дизельного топлива не менее 5°C.

4.6. Наименьшие размеры партий нефтепродуктов, закачиваемых с головных перекачивающих станций в нефтепродуктопровод, должны определяться с учетом плановой отгрузки нефтепродуктов, а также обеспечения на конечных пунктах полного исправления образующихся смесей за счет запаса показателя качества и объема партии. В случае невозможности раскладки нетоварной смеси по кондиционным нефтепродуктам, должны быть предусмотрены технические средства для отгрузки ее на нефтеперерабатывающие заводы.

Методика определения максимальной цикличности перекачки приводится в разделе 19.

4.7. Последовательная перекачка нефтепродуктов должна производиться с применением прогрессивных типов разделителей.

Для пуска и приема разделителей и очистных устройств нефтепродуктопроводы должны быть оборудованы соответствующими устройствами, а также аппаратурой, позволяющей контролировать зону смеси нефтепродуктов. До разработки соответствующих рекомендаций по использованию разделителей в практических условиях эксплуатации, как исключение, допускается последовательную перекачку осуществлять прямым контактированием.

4.8. На пунктах приема смеси должны предусматриваться отдельные резервуары общей вместимостью не менее объема смеси, принимаемого за цикл последовательной перекачки в контакте разных групп нефтепродуктов. Количество резервуаров принимается не менее трех, при этом выделяется:

— «легкое» дизельное топливо — смесь, где концентрация бензина равна или меньше 35%;

— «тяжелый» бензин — смесь, где концентрация дизельного топлива равна или меньше 35%;

— «ядро смеси» — смесь, где концентрация разных групп нефтепродуктов от 35 до 50%.

Полученная смесь подлежит закачке в основные резервуары с нефтепродуктами, имеющими запас показателя качества.

Смеси нефтепродуктов «бензин-бензин», «дизтопливо-дизтопливо» и других одной подгруппы нефтепродуктов во время приема должны поступать в товарные резервуары, имеющие объем кондиционного нефтепродукта, обеспечивающего их качество после смешения, при этом с целью сохранения количественного соотношения нефтепродуктов деление смеси должно производиться по сечению равных концентраций исходных нефтепродуктов.

В случае несоблюдения этого условия смесь должна поступать в товарные резервуары более низких по качеству марок нефтепродуктов.

Смесь этилированного и неэтилированного бензинов должна поступать полностью в этилированный бензин при условии сохранения показателя качества последнего.

Допускается производить подкачку смеси непосредственно в приемный трубопровод при приеме нефтепродуктов в резервуары.

4.9. Для снижения количества смеси, образующейся при последовательной перекачке по нефтепродуктопроводу, необходимо при проектировании предусматривать следующие мероприятия:

— упрощение технологической обвязки насосных станций и резервуарных парков с применением быстродействующей запорной арматуры;

— применение средств автоматизации по распределению смеси в пунктах приема смеси;

— не рекомендуется сооружение лупингов и вставок, участки нефтепродуктопроводов между перекачивающими станциями должны быть, как правило, одного диаметра;

— последовательную перекачку производить с оптимальной цикличностью при скорости потока не менее 0,7 м/с, а при наличии топлива для реактивных двигателей — со скоростью не менее 1 м/с.

Отбор смеси в отводы из магистральной части нефтепродуктопровода и распределительных трубопроводов запрещается, кроме случая, когда объем отбираемого товарного нефтепродукта за цикл последовательной перекачки обеспечивает полное исправление нетоварной смеси за счет запаса показателя качества нефтепродукта.

При прохождении зоны смеси нефтепродуктов по участкам трассы нефтепродуктопровода, работающим неполным сечением, следует предусматривать соответствующие технические мероприятия, снижающие скорость потока;

при режимах работы отдельных участков нефтепродуктопровода с остановками последние, на период остановки, должны заполняться одной группой нефтепродукта с учетом профиля трассы;

при прохождении трассы нефтепродуктопровода в горных условиях последовательная перекачка разных групп нефтепродуктов, имеющих разность плотностей более 0,08 т/м³, должна быть, как правило, исключена.

5. ПЕРЕКАЧИВАЮЩИЕ СТАНЦИИ

5.1. Перекачивающие станции с резервуарным парком, как правило, размещаются в начале нефтепродуктопровода, в местах его разветвления или соединения с другими трубопроводными транспортными системами, а также на границе смежных линейных участков с разностью часовых подач перекачивающими станциями более 20%.

5.2. В состав технологических сооружений перекачивающей станции с резервуарным парком входят: резервуарный парк, насосный цех, узел учета и контроля качества нефтепродуктов с предохранительными устройствами, узел с регулирующими клапанами или заслонками, узел приема и откачки утечек, площадка с фильтрами-грязеуловителями, трубопроводы.

5.3. В состав технологических сооружений промежуточной станции без резервуарного парка входят сооружения, перечисленные в п. 5.2, кроме резервуарного парка.

5.4. Оборудование.

5.4.1. Для перекачки нефтепродуктов по нефтепродуктопроводу должны применяться центробежные насосы, разработанные для магистральных трубопроводов.

На перекачивающих станциях с резервуарным парком для подачи нефтепродуктов к магистральным насосам, если они не располагают достаточной всасывающей способностью, должна быть для каждого направления предусмотрена установка подпорных насосов, включая один резервный.

5.4.2. Для привода насосных агрегатов должны применяться электродвигатели в исполнении, позволяющем в соответствии с требованиями ПУЭ-85 их установку в общем зале с насосами или на открытой площадке.

5.4.3. На период эксплуатации нефтепродуктопроводов по очередям строительства до вывода отдельных его участков на полную загрузку следует предусматривать для магистральных насосов сменные роторы.

5.4.4. Напор центробежных насосов должен приниматься в соответствии с требуемым напором перекачивающей станции как для условий обеспечения подачи нефтепродукта при полной загрузке нефтепродуктопровода, так и для условий обеспечения расчетной пропускной способности нефтепродуктопровода путем применения соответствующих роторов. Ряд диаметров обточки рабочих колес с их характеристиками принимается по данным завода-изготовителя.

5.4.5. Число рабочих центробежных насосов насосного цеха должно определяться исходя из расчетного давления в нефтепродуктопроводе, характеристик насоса, характеристик перекачиваемых нефтепродуктов и режима перекачки.

5.4.6. В насосных цехах в группе до четырех насосов должен предусматриваться один резервный. При наличии двух групп однотипных насосов, предназначенных для перекачки нефтепродуктов в двух направлениях с загрузкой более 50% каждая, для каждой группы необходимо предусматривать по одному резервному агрегату.

5.4.7. Все перекачивающие станции на участках с равной пропускной способностью или в пределах 1,2—0,8 от расчетной должны быть оборудованы однотипными насосами с одинаковыми роторами.

5.4.8. Для предотвращения перегрузки коммуникаций и арматуры в связи с возможной передачей давления из нефтепродукто-

трубопровода при остановке насосов на перекачивающих станциях с резервуарным парком на приемных трубопроводах, а также между подпорными и магистральными насосами необходимо устанавливать предохранительные клапаны, а на участке трубопровода после станции — быстродействующий обратный клапан.

5.4.9. Число предохранительных устройств, с учетом резервного, на приемных трубопроводах рассчитывается на максимально возможную пропускную способность нефтепродуктопровода, а между подпорными и основными насосами — на 70% максимальной подачи перекачивающей станции. Установку предохранительных устройств следует выполнять в соответствии с требованиями Госгортехнадзора СССР. Сброс от предохранительных устройств должен быть предусмотрен в подземные или надземные безнапорные резервуары, объем которых определяется расчетным путем в зависимости от времени закрытия электроприводной арматуры. Вместимость резервуаров-сборников приведена в таблице 5.

Т а б л и ц а 5

Резервуары для сбора нефтепродуктов от предохранительных клапанов на перекачивающих станциях

Наружный диаметр трубопровода, мм	Пропускная способность, млн. т/г	Вместимость резервуаров сбора нефтепродуктов, м ³
159	0,3...0,6	5
219	0,6...1,0	10
273	1,0...1,7	10
325	1,7...2,5	25
377	2,5...3,5	75
426	3,5...5,0	100
530	5,0...8,5	300

Примечание. Вместимость резервуаров для сбора нефтепродуктов от предохранительных клапанов определена для максимальных значений пропускной способности.

5.4.10. Регулирование режима работы на участках нефтепродуктопровода, работающего по системе перекачки нефтепродуктов «из насоса в насос», должно осуществляться преимущественно за счет рационального включения отводов, а также применением устройств регулирования числа оборотов насосных агрегатов.

В исключительных случаях допускается применение устройств автоматического регулирования методов дросселирования и перепуска.

5.4.11. Для обеспечения автоматического регулирования методом дросселирования должна предусматриваться параллельная установка двух регулирующих органов. При этом должна быть

обеспечена работоспособность узла регулирования при отключении одного из регулирующих органов.

5.4.12. Технологическая схема промежуточной перекачивающей станции с резервуарным парком должна обеспечивать возможность временной работы по системе перекачки нефтепродуктов «из насоса в насос» и через станцию.

5.4.13. На всех перекачивающих станциях должен осуществляться отдельный сбор и откачка технологических утечек по группам нефтепродуктов.

6. ЛИНЕЙНЫЕ СООРУЖЕНИЯ

6.1. К линейным сооружениям нефтепродуктопровода относятся магистральные, распределительные трубопроводы и отводы в комплексе с линейной запорной арматурой, узлами пуска и приема разделителей, очистных устройств и диагностических приборов, узлами подключения отводов и регулирования давления, кабельные линии связи, линии электропередачи, средства ЭХЗ, телемеханики, защитные сооружения и сооружения линейной службы эксплуатации.

Примечание. Границами линейной части магистрали и распределительного трубопровода считаются площадки пуска и приема разделителей, очистных устройств и диагностических приборов; отводов — отсекающая задвижка узла подключения к нефтепродуктопроводу и входная задвижка перед площадкой расходов потребителя.

6.2. Установку запорной арматуры по трассе нефтепродуктопровода следует предусматривать с учетом рельефа местности таким образом, чтобы разлив нефтепродукта в случае аварии трубопровода был минимальным, при этом следует учитывать возможность максимального совмещения со станциями катодной защиты и необслуживаемыми усилительными пунктами технологической связи.

При параллельном следовании нефтепродуктопровода с железными и автомобильными дорогами, а также ЛЭП проектируемый НПП должен размещаться, как правило, по рельефу местности ниже указанных сооружений.

В случае размещения нефтепродуктопровода по рельефу выше указанных сооружений, необходимо предусматривать защитные мероприятия, обеспечивающие надежность эксплуатации и безопасность действующих объектов равными уровню надежности и безопасности, как при прокладке его с низовой стороны.

6.3. На нефтепродуктопроводе с обеих сторон запорной арматуры должна быть предусмотрена установка манометров.

6.4. При пересечении трубопроводом железных дорог общей сети последний оборудуется с обеих сторон перехода автоматической запорной арматурой, устанавливаемой в колодцах не ме-

нее чем за 500 м от подошвы полотна дороги.

Для автоматического перекрытия трубопровода в случае аварии запорная арматура должна быть сблокирована с датчиками давления. При наличии средств телемеханики автоматическое перекрытие запорной арматуры должно сопровождаться передачей сигнала в ЦДП насосной станции.

6.5. Участки трубопроводов, прокладываемые на переходах железных дорог в защитном футляре из стальных труб в соответствии с требованиями п. 6.32 СНиП 2.05.06—85, должны на одном из концов футляра оборудоваться контрольным водонепроницаемым колодцем.

6.6. При пересечении нефтепродуктопроводом постоянно действующих водотоков шириной зеркала при среднем меженном горизонте вод 25 м и более следует предусматривать установку запорной арматуры на обоих берегах.

6.7. Установку запорной арматуры следует предусматривать в зависимости от условий прохождения трассы — в колодцах или наземных киосках. Колодцы для обслуживания трубопроводной арматуры следует проектировать с откидными крышками облегченной конструкции. В колодцах строительным объемом более 20 м³ (с кратковременным пребыванием людей) следует предусматривать вентиляцию с естественным побуждением. Вентиляционная труба должна быть выведена из нижней части колодца на высоту не менее 2,5 м от планировочной отметки. Наземные киоски должны выполняться из легких ограждающих конструкций с естественной вентиляцией.

6.8. Запорная линейная арматура должна быть, как правило, электроприводной, обеспечивающей возможность местного, дистанционного и телемеханического управления с районного или центрального диспетчерского пункта нефтепродуктопровода, в зависимости от структуры системы телемеханики и операторной предприятия.

6.9. В местах установки линейной запорной арматуры при отсутствии хороших проездов по трассе трубопровода и на каждой перекачивающей станции следует предусматривать вертолетные площадки.

6.10. На каждой перекачивающей станции, на участках трассы нефтепродуктопровода без станций протяженностью более 300 км должны предусматриваться узлы пуска и приема разделителей, очистных устройств и диагностических приборов. Все операции по пуску, приему или пропуску мимо перекачивающих станций разделителей, очистных устройств или диагностических приборов должны производиться без остановки станции

При реконструкции или техническом перевооружении нефте-

продуктопровода узлы пуска и приема разделителей, очистных устройств и диагностических приборов должны устанавливаться на линейной части в местах перехода одного диаметра трубопровода на другой, укладки лупингов, вставок.

Площадки узлов пуска и приема должны быть ограждены.

6.11. Узлы пуска разделителей, очистных устройств и диагностических приборов при проектировании должны проверяться расчетом на возможность создания минимального расхода, необходимого для страгивания поточных устройств, находящихся в камере пуска, без прикрытия запорных устройств на магистрали. Минимальные расходы приводятся в таблице 6.

Т а б л и ц а 6

Условный диаметр устройства, мм	Значения расхода, м ³ /ч	
	Бензин	Дизельное топливо
150	109	102
200	107	101
250	127	119
300	162	152
350	206	193
400	542	509
500	775	728

6.12. Расстояние от площадки пуска и приема разделителей, очистных устройств и диагностических приборов, а также площадки расходомеров, фильтров-грязеуловителей до зданий и сооружений с производственными процессами с применением открытого огня должно быть не менее 40 м, от прочих зданий и сооружений — 15 м.

6.13. Для участков нефтепродуктопроводов, проложенных через болота, аварийный запас труб должен составлять 0,3% от их протяженности, для остальных участков — 0,1%. Складирование аварийного запаса труб следует предусматривать на площадках перекачивающих станций или усадьбах линейных ремонтников.

6.14. При перепадах высот по трассе нефтепродуктопровода, когда гидростатическое давление нефтепродукта или суммарное гидростатическое и рабочее давление может превысить допустимое для данного трубопровода, необходимо предусматривать станции защиты и дросселирования.

6.15. Отводы от нефтепродуктопровода.

6.15.1. Задание на проектирование отводов от действующих нефтепродуктопроводов должно содержать требования согласно пункту 2.3 и согласовываться с организацией, эксплуатирующей нефтепродуктопровод.

6.15.2. Проектирование отводов от действующего нефтепродуктопровода должно производиться на основании технико-экономического расчета (ТЭР) по техническим условиям, выданным организацией, эксплуатирующей нефтепродуктопровод.

6.15.3. В состав исходных данных для проектирования отводов от действующих нефтепродуктопроводов должны включаться: при работе перекачивающих станций по системе перекачки нефтепродуктов «из насоса в насос»

— характеристика всей трассы нефтепродуктопровода, включая магистраль, и подключенных отводов (профиль трассы);

при работе перекачивающих станций по системе перекачки «с подключенным резервуаром»

— характеристика магистрального участка нефтепродуктопровода и отводов, на котором подключается отвод;

— характеристика насосных агрегатов и схема их работы (последовательная, параллельная);

— максимальный и минимальный объем партий в цикле по маркам нефтепродуктов, перекачиваемых по данному участку нефтепродуктопровода;

— число циклов последовательной перекачки нефтепродукта.

6.15.4. Диаметр отводов определяется исходя из требуемого максимального расхода нефтепродукта в отводе при минимально возможном давлении в узле присоединения и обеспечения отбора каждой марки нефтепродукта в цикл последовательной перекачки за время прохождения его мимо узла присоединения.

6.15.5. Отводы и распределительные трубопроводы к потребителям должны быть однотрубными, если объем перекачиваемой партии одной из групп нефтепродуктов за цикл не менее объема отвода или распределительного трубопровода.

В случаях, когда по технологическим параметрам однотрубная система не обеспечивает перекачку нефтепродукта с оптимальной скоростью потока или запас показателя качества недостаточен для исправления смеси, количество параллельных трубопроводов в отводе или распределительном трубопроводе определяется технико-экономическим расчетом.

6.15.6. При протяженности менее 5 км допускается сооружение многотрубного отвода. Автозаправочные станции и другие потребители, не имеющие возможности реализации смеси нефтепродуктов, образующейся в отводах, могут подключаться к нефтепродуктопроводу в исключительных случаях при соответствующем технико-экономическом обосновании. При этом для сохранения качества потребляемого нефтепродукта должно предусматриваться несколько отдельных трубопроводов.

6.15.7. В узле присоединения отводов и на его конечном пункте трубопроводная арматура должна быть рассчитана на максимальное избыточное давление нефтепродуктопровода. В состав узла присоединения входят: отсекающая задвижка с ручным управлением, регуляторы расхода и давления, оперативные задвижки с электроприводом по числу трубопроводов отвода.

Примечание. Применение дроссельных шайб в качестве регулятора расхода и давления в отводе не допускается.

6.15.8. При проектировании линейной части двухтрубных или многотрубных отводов диаметром 108—159 мм включительно допускается прокладка их в одной траншее с расстоянием в свету 400 мм, а для отводов диаметров 219—426 мм — 700 мм.

6.15.9. На переходах через водотоки двухтрубных или многотрубных отводов независимо от ширины водной преграды резервный трубопровод не предусматривается, при этом все трубопроводы блокируются на границах переходов.

6.15.10. При заходе отвода на территорию предприятия потребления нефтепродуктов входную задвижку следует устанавливать электроприводную с дистанционным управлением, рассчитанную на рабочее давление насосной станции.

6.15.11. Для защиты технологических сооружений и оборудования предприятий потребления нефтепродуктов от повышения давления за входной задвижкой на каждом трубопроводе-отводе устанавливается предохранительный клапан, рассчитанный на максимальный часовой расход в отводе и давление, превышающее на 10% рабочее давление в трубопроводах предприятия.

6.15.12. Сброс нефтепродуктов от предохранительных клапанов предусматривается по трубопроводам в специальные резервуары, вместимость каждого из которых определяется из расчета непрерывного сброса через клапан в течение времени, необходимого оператору на вспомогательные операции, и времени закрытия входной задвижки. Срабатывание клапана должно сопровождаться сигнализацией. После каждого сброса нефтепродукт из резервуаров, которые оборудуются дистанционным замером уровня, должен откачиваться в основные товарные резервуары с соответствующей маркой нефтепродукта. Вместимость резервуаров в зависимости от часового расхода нефтепродукта принимается по таблице 7.

Таблица 7

Резервуарная емкость для сбора нефтепродуктов от предохранительных клапанов, м³

Диаметр отвода Ду, мм	Подача, м ³ /ч			
	До 30	40 80	90 150	160 250
100 250	10	25	50	75

7. НАЛИВНЫЕ ПУНКТЫ

7.1. Наливные пункты предназначены для приема нефтепродуктов из нефтепродуктопровода в резервуары и отгрузки в железнодорожные цистерны, автоцистерны или морские (речные) суда.

7.2. Наливные пункты в зависимости от их расположения по трассе нефтепродуктопровода могут быть промежуточными или конечными.

7.3. При проектировании наливных пунктов следует руководствоваться положениями, изложенными в Нормах технологического проектирования и технико-экономических показателей складов нефти и нефтепродуктов, с учетом применения автоматизированных систем определения количества нефтепродукта при приеме и отпуске.

7.4. Железнодорожные наливные пункты.

7.4.1. В состав технологических сооружений наливного пункта входят резервуарный парк, наливная насосная станция, железнодорожные наливные устройства, узел учета и контроля качества нефтепродуктов, узел предохранительных устройств, технологические трубопроводы.

7.4.2. Пропускная способность железнодорожных наливных устройств должна определяться в зависимости от массы отгружаемого нефтепродукта, весовой нормы маршрута и затрат времени на основные и вспомогательные операции по наливу, подаче и уборке цистерн.

7.4.3. Весовая норма железнодорожных маршрутов брутто устанавливается по согласованию с компетентными подразделениями Министерства путей сообщения СССР.

7.4.4. Время налива железнодорожных маршрутов или групп цистерн должно определяться в соответствии с Уставом железных дорог СССР.

7.4.5. Для маршрутного налива железнодорожных цистерн, а также групп цистерн общей весовой нормой брутто более 700 т должны предусматриваться двусторонние наливные устройства, рассчитанные на налив смешанного состава большегрузных цистерн.

7.4.6. Длина железнодорожной эстакады для налива легко воспламеняющихся нефтепродуктов определяется исходя из длины маршрута полной весовой нормы (брутто) за вычетом веса прикрытия 60 т, для горючих нефтепродуктов — без вычета прикрытия. Для слива неисправных цистерн необходимо предусматривать одно отдельное сливное устройство на каждой стороне эстакады.

7.4.7. Железнодорожные наливные устройства должны быть оборудованы автоматическими устройствами для предотвращения перелива цистерн, устройствами для дистанционного управления насосными агрегатами и сигнализацией, а также устройствами механизации и герметизации налива.

7.4.8. В наливных насосных станциях должны устанавливаться отдельные группы насосов, работающие по специально выделенным трубопроводам, при условии их опорожнения для следующих нефтепродуктов:

- автомобильные бензины неэтилированные;
- автомобильные бензины этилированные;
- керосин осветительный, топливо для быстроходных дизелей, топливо дизельное, топливо печное;
- топливо для реактивных двигателей.

Примечания: 1. При отгрузке нефтепродуктов с интенсивностью налива менее четырех маршрутов в сутки, когда имеется резервное время на проведение вспомогательных операций по гарантированному опорожнению системы трубопроводных коммуникаций и насосов, допускается установка вместо четырех только двух групп насосов для бензина и дизельного топлива.

2. Для внутриплощадочных перекачек нефтепродуктов должна предусматриваться возможность использования насосов наливных насосных станций.

7.4.9. Наливная насосная станция должна быть оснащена приборами автоматической защиты, а также оборудованием, обеспечивающим возможность ее работы без постоянного обслуживающего персонала. Объем защиты определяется по ТУ насосного агрегата.

7.4.10. Режим работы железнодорожных наливных пунктов по приему и отгрузке нефтепродуктов круглосуточный в течение 350 суток в год.

7.5. Автомобильные наливные пункты.

7.5.1. В состав технологических сооружений автомобильных наливных пунктов входят: резервуарный парк, автоматизированные наливные устройства, насосная станция для внутриплощадочных перекачек, узел учета и контроля качества нефтепродуктов, узел предохранительных устройств, технологические трубопроводы.

7.5.2. Количество автоналивных устройств должно определяться из расчета максимального месячного объема налива каждой марки нефтепродукта, суточного количества часов работы наливных устройств, расчетной производительности и коэффициента использования.

7.5.3. В качестве автоналивных устройств должны применяться автоматизированные системы верхнего или нижнего налива, оборудованные счетчиками жидкости, центробежными насосами,

устройствами для предотвращения перелива и герметизации автоцистерн, а также слива нефтепродукта из наливных патрубков после операции.

7.5.4. Автоналивные устройства должны располагаться на островках, обеспечивая налив одиночных автоцистерн или одновременный налив автопоезда.

7.5.5. Соединительные трубопроводы от раздаточных резервуаров до автоналивных устройств должны приниматься отдельно для каждой марки нефтепродукта, отгружаемого в автотранспорт. Последовательная перекачка по ним не допускается.

7.5.6. Режим работы автоналивных пунктов по приему нефтепродуктов круглосуточный в течение 350 суток в год, по отгрузке в одну или две смены — в течение 360 суток в год.

7.6. Морские (речные) наливные пункты.

7.6.1. Состав технологических сооружений, нормы обработки морских и речных судов следует принимать в соответствии с нормами технологического проектирования нефтебаз, нормами технологического проектирования морских портов Минморфлота СССР и нормами технологического проектирования портов и пристаней на внутренних путях Минречфлота РСФСР.

8. РЕЗЕРВУАРНЫЕ ПАРКИ

8.1. Головная перекачивающая станция при последовательной перекачке нескольких групп нефтепродуктов должна располагать вместимостью резервуарного парка, определяемого размерами накопления каждой марки нефтепродукта в соответствии с принятым числом циклов последовательной перекачки и графиком поступления нефтепродуктов в резервуары.

При перекачках одной группы нефтепродукта вместимость резервуарного парка головной перекачивающей станции должна приниматься в размере 3-суточной расчетной пропускной способности нефтепродуктопровода.

8.2. Вместимость резервуарного парка головной перекачивающей станции рекомендуется определять по формуле:

$$V_{зис} = \sum_{i=1}^m \frac{K_n \cdot K_m \cdot G_i^H}{\eta \cdot N_i^H} \left\{ 1 - \frac{G_i^H}{8760 \cdot Q_{maxi}^H} \right\} \quad (1)$$

где K_n — коэффициент неравномерности поступления нефтепродуктов в резервуары ГПС ($K_n = 1,3$);

K_m — коэффициент неравномерности работы трубопровода ($K_m = 1,1$);

G_i^n — годовые объемы бензина и дизельного топлива, подлежащие к перекачке по нефтепродуктопроводу (м^3);

N_i^n — число циклов последовательной перекачки i -го нефтепродукта;

Q_{\max}^n — максимальная подача в трубопровод, $\text{м}^3/\text{ч}$;

η — коэффициент использования резервуарной емкости (см. табл. 8);

8760 — общий фонд времени в году.

8.3. На промежуточных перекачивающих станциях, расположенных на границе смежных линейных участков с объемами отбора нефтепродукта в отводы, превышающими разность часовых подач насосных более 20% и тем самым не позволяющими осуществлять перекачку по системе «из насоса в насос», должен предусматриваться резервуарный парк вместимостью, определяемой по формуле (2), но не менее среднесуточного объема перекачки нефтепродукта данной станции:

$$V = \frac{(q_1 - q_2) \cdot \tau_{\text{ц}} \cdot K_0}{\eta} \quad (2)$$

где q_1, q_2 — часовые подачи перекачивающих станций;

$\tau_{\text{ц}}$ — время продолжительности цикла последовательной перекачки;

K_0 — коэффициент неравномерности отбора нефтепродукта попутным потребителем в течение цикла последовательной перекачки, равный 0,5;

8.4. Вместимость резервуарного парка перекачивающих станций, расположенных в пунктах разветвления нефтепродуктопровода, определяется исходя из режимов работы участков до и после разветвления по формуле:

$$V = \max \left\{ \sum_{i=1}^m \cdot K_M \cdot K_{\text{р\tau}} \frac{G_i^n}{\eta \cdot N_i^n} \left(1 - \frac{G_i^n}{8760 \cdot Q_{\max i}^n} \right); \sum_{i=1}^m \cdot K_M \cdot K_{\text{р\tau}} \frac{G_{\text{р\tau}}}{\eta \cdot N_{\text{р\tau}}} \left(1 - \frac{G_{\text{р\tau}}}{8760 \cdot q_{\max i}^{\text{р\tau}}} \right) \right\} \quad (3)$$

где $K_{\text{р\tau}}$ — коэффициент неравномерности работы распределительного трубопровода ($K_{\text{р\tau}} = 1,1$)

G_i^n — годовой объем i -го нефтепродукта, поступающий на перекачивающую станцию, м^3 ;

$Q_{\max i}^n$ — максимальная подача i -го нефтепродукта на перекачивающую станцию, $\text{м}^3/\text{ч}$;

G_i^{PT} — годовой объем i -го нефтепродукта, подлежащий перекачке в распределительный трубопровод, м³;
 Q_{maxi}^{PT} — максимальная подача i -го нефтепродукта в каждый распределительный трубопровод, м³/ч;
 N_i^{PT} — цикличность перекачки i -го нефтепродукта в каждом распределительном трубопроводе.

8.5. Вместимость резервуарного парка попутной нефтебазы рекомендуется определить по формуле:

$$V = \sum_{i=1}^m \cdot K_m \cdot K_p \cdot \frac{G_i^k}{\eta \cdot N_i} \left(1 - \frac{G_i^k}{8760 \cdot Q_{maxi}^k} \right) \quad (4),$$

где K_p — коэффициент неравномерности реализации нефтепродуктов ($K_p=1,5$);

G_i — годовой объем i -го нефтепродукта, отбираемого по отводам на попутные нефтебазы;

N_i^1 — годовое число циклов, с которым работает i -й отвод по i -й марке нефтепродукта;

Q_{max}^1 — максимальный расход нефтепродукта в i -м отводе.

8.6. Вместимость резервуарного парка на конечном пункте определяется по формуле:

$$V = \sum_{i=1}^m \cdot K_m \cdot K_p \cdot \frac{G_i^1}{\eta \cdot N_i^1} \left(1 - \frac{G_i^1}{8760 \cdot Q_{max}^1} \right) \quad (5),$$

где: G_i^k — годовой объем i -го нефтепродукта, поступающего на конечный пункт;

Q_{maxi}^k — максимальная подача нефтепродуктов в конце трубопровода, определяемая из гидравлического расчета.

8.7. На пунктах приема смеси должны дополнительно предусматриваться резервуары для приема смеси разных групп нефтепродуктов. Вместимость резервуаров принимается согласно п. 4.9.

8.8. Единичная вместимость резервуаров и их число в составе общей вместимости резервуарного парка наливных пунктов и перекачивающих станций должна определяться с учетом:

- распределения нефтепродуктов по маркам и количеству;
- необходимости иметь по условиям эксплуатации не менее двух резервуаров на каждую марку нефтепродукта;
- требований возможно большей однотипности и единичной вместимости резервуаров;
- неравномерности подхода транспорта;
- коэффициента использования резервуаров.

Средние значения коэффициентов использования резервуаров в зависимости от их конструкции принимаются по таблице 8.

Таблица 8

Коэффициенты использования резервуаров

Тип резервуара	Без понтона	С понтоном	С плавающей крышей
До 5000	0,85	0,81	0,80
10000...30000	0,88	0,84	0,83

Примечание. Коэффициентом использования резервуаров учтен объем резервуара, постоянно занятый под переходящими остатками (мертвые), равный 2%, и объем резервуара, находящегося в ремонте или зачистке — 5%.

8.9. Для сокращения потерь от испарения нефтепродуктов с высокой упругостью паров должны применяться, как правило, резервуары с понтонами, в том числе неметаллическими или с «плавающими крышами».

Применение других типов резервуаров требует выполнения технико-экономического обоснования эффективности их использования.

9. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ТРУБОПРОВОДЫ

9.1. Прокладка трубопроводов на территории перекачивающих станций и конечных пунктов, за исключением резервуарных парков, ограниченных обвалованием, как правило, должна быть надземной, преимущественно на низких эстакадах или опорах.

При соответствующем обосновании возможна подземная прокладка.

9.2. Нефтепродуктопроводы, прокладываемые на территории перекачивающей станции и конечных пунктов с рабочим давлением более 2,5 МПа, являются магистральными по отношению к тем зданиям и сооружениям, технологические установки которых не потребляют и не перекачивают нефтепродукты с указанным давлением. Расстояние от указанных трубопроводов по горизонтали в свету до фундаментов зданий и сооружений при давлении менее 2,5 МПа следует принимать в соответствии с требованиями СНиП П-106—79.

9.3. Трубопровод перекачивающей станции, работающей по системе «из насоса в насос» от насосного цеха до узла пуска и приема разделителей, очистных устройств и диагностических приборов при отсутствии средств регулирования или до регуляторов, должен быть рассчитан на давление, равное сумме рабочего давления $\Sigma p_{\text{мд}}$.

гистральном нефтепродуктопроводе и половины напора одного насоса при 70% подаче от номинальной.

9.4: При разработке технологических схем трубопроводов следует избегать тупиковых участков, способствующих образованию емеей нефтепродуктов при их последовательной перекачке.

10. УЗЛЫ УЧЕТА КОЛИЧЕСТВА И КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА НЕФТЕПРОДУКТОВ

10.1. На нефтепродуктопроводах для обеспечения учета количества и контроля качества нефтепродуктов на потоке, как правило, устанавливаются узлы учета количества и контроля качества.

В зависимости от выполняемых функций эти узлы делятся на коммерческие и оперативные. Коммерческие узлы осуществляют учет с точностью, необходимой для учетно-расчетных операций. Оперативные узлы осуществляют учет с точностью, необходимой для оперативных целей и задач АСУ ТП.

10.2. Коммерческие узлы учета предусматриваются в пунктах:
— приема нефтепродуктов от поставщиков на входе и выходе головных перекачивающих станций;
— местах разделения или соединения грузопотоков;
— сдачи нефтепродукта потребителям (наливные пункты, нефтебазы).

По согласованию с заказчиком коммерческие узлы учета могут размещаться либо на объектах нефтепродуктопровода, либо на объектах потребителей или поставщиков. В последнем случае узлы учета должны быть ограждены.

10.3. Оперативные узлы учета для контроля баланса перекачиваемых нефтепродуктов предусматриваются на входе и выходе всех промежуточных перекачивающих станций с резервуарным парком. На промежуточных перекачивающих станциях, работающих по системе «из насоса в насос», оперативные узлы учета устанавливаются только на входе станции.

10.4. При проектировании узлов учета и контроля качества нефтепродуктов давление в трубопроводе должно быть достаточным для компенсации гидравлических потерь в узле учета и обеспечения давления на выходе не менее 0,3 МПа при всех режимах работы.

10.5. В состав коммерческих узлов учета с турбинными преобразователями входят,

- измерительные линии — рабочие, резервные, контрольная; блок контроля качества;
- стационарное или передвижное образцовое средство для

поверки турбинных преобразователей расхода — трубопоршневая установка (ТПУ);

— приборы и устройства контроля за режимом работы;

— устройства контроля, хранения, индикации и регистрации результатов измерений;

— вспомогательное оборудование — фильтры, запорная арматура и т. д.

В случаях, когда невозможно поддерживать давление нефтепродукта на выходе узла учета на необходимом минимальном уровне, в состав узла учета должны включаться устройства регулирования давления. На оперативных узлах учета приборы качества, трубопоршневая установка — ТПУ и устройства регулирования расхода могут не предусматриваться.

10.6. Типоразмеры преобразователей расхода и число рабочих измерительных линий узла учета должны определяться из условий обеспечения заданной точности измерения в диапазоне от 30 до 100% пропускной способности трубопровода.

На наливных пунктах в морской или речной транспорт узлы учета должны работать в диапазоне от 10 до 100% пропускной способности трубопровода.

10.7. Число резервных измерительных линий должно приниматься не менее 50% от числа рабочих измерительных линий.

10.8. При отсутствии специальных струевыпрямителей перед турбинным преобразователем расхода должен предусматриваться прямой участок трубы длиной не менее 15 диаметров счетчика.

11. АВТОМАТИЗАЦИЯ, ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ (АСУ ТП)

11.1. Объем автоматизации и телемеханизации нефтепродуктопроводов, а также средства автоматизации отдельных объектов должны определяться в соответствии с отраслевым РДМ-0001-84 «Основные положения по КИП, автоматизации и телемеханизации разветвленных нефтепродуктопроводов» Госкомнефтепродукта СССР.

11.2. При проектировании нефтепродуктопроводов, как правило, следует предусматривать создание АСУ ТП, которая должна обеспечивать сосредоточение функций контроля и управления объектами в центральном диспетчерском пункте (ЦДП).

Разработка должна выполняться специализированной научной организацией в соответствии с общеотраслевым руководящим методическим материалом (ОРММ) на создание АСУ ТП.

11.3. Комплекс технических средств АСУ ТП должен включать:

— двухпроцессорный управляющий вычислительный комплекс совместно с устройствами ввода, представления и регистрации информации;

— устройства телемеханизации насосных цехов, резервуарных парков и линейных сооружений;

— системы локальной автоматики перекачивающих станций, узлов учета и контроля качества нефтепродуктов, линейных сооружений, пунктов приема и сдачи, средства связи, электрохимзащиты и аппаратуру передачи данных.

11.4. При управлении и контроле работы перекачивающих насосных станций средствами телемеханики объем автоматизации и состав средств в системах локальной автоматики должны обеспечивать работу сооружений без дежурного персонала. При неисправности таких средств контроль и управление осуществляются выездным оператором.

11.5. Контроль и управление каждым насосным цехом должен осуществляться централизованно. При размещении на одной площадке нескольких насосных цехов в операторной одной из них следует предусматривать создание местного диспетчерского пункта (МДП) для дистанционного контроля и управления всеми насосными цехами на этой площадке. На перекачивающей станции с резервуарным парком, в МДП сосредоточивается также контроль и управление резервуарным парком, узлами учета и контроля качества нефтепродуктов, системой пожаротушения и т. д.

11.6. Насосные цеха, резервуарные парки и трубопроводы должны быть оснащены устройствами защиты. Перечень параметров защиты устанавливается РДМ-0001-84 «Основные положения».

11.7. Система автоматического регулирования работы перекачивающих станций должна предусматриваться только на станциях, работающих по системе «из насоса в насос».

11.8. При последовательной перекачке нескольких групп нефтепродуктов по нефтепродуктопроводу на конечном наливном пункте и пунктах потребления должна предусматриваться аппаратура, обеспечивающая автоматизацию контроля приема смеси нефтепродуктов в отдельные смесевые или товарные резервуары.

12. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ И ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ

12.1. Схемы и проекты внешнего электроснабжения перекачивающих станций и наливных пунктов напряжением 35 кВ

и выше должны разрабатываться проектными организациями по нормам Минэнерго СССР и Минмонтажспецстроя СССР.

12.2. На основании утвержденных в установленном порядке схем развития нефтепродуктопроводного транспорта должны выдаваться проектными организациями Минэнерго СССР задания по электрическим нагрузкам, учитываемых в перспективных схемах развития энергосистем.

Утвержденные схемы внешнего электроснабжения являются основанием для выдачи энергосистемами Минэнерго СССР технических условий на присоединение.

12.3. Категория электроприемников по надежности электроснабжения объектов нефтепродуктопровода приведены в таблице 9.

12.4. Питание головных и промежуточных перекачивающих станций, располагаемых в горных условиях, следует осуществлять по двум одноцепным воздушным линиям электропередачи, независимо от их протяженности. Допускается при сложных условиях прохождения трассы электроснабжения питание выполнять по одной двухцепной линии.

12.5. К двум одноцепным тупиковым ВЛ, питающим подстанции перекачивающих станций первой категории, допускается присоединение трех подстанций, питающих потребителей первой категории, или четырех подстанций, питающих потребителей второй категории, включая подстанции прочих потребителей.

К двухцепной тупиковой ВЛ, питающей подстанции перекачивающих станций и наливных пунктов, допускается присоединение двух подстанций на двухцепных ответвлениях, в том числе не более одной технологической подстанции.

Примечание. Технологической подстанцией или технологическим распределительным устройством 6/10 кВ называется подстанция с выключателями, которыми производится пуск и остановка электродвигателей 6/10 кВ технологических насосов перекачивающих станций и с ячейками вводов от трансформаторов. При наличии ячеек районных потребителей эти подстанции называются совмещенными.

12.6. При присоединении технологических подстанций к одноцепной ВЛ с двусторонним питанием число промежуточных подстанций, подключаемых к ВЛ между опорными подстанциями, не должно быть более трех. При этом подстанции, питающие перекачивающие станции первой категории, должны подключаться одноцепными заходами, а перекачивающие станции и наливные пункты второй категории — двухцепными заходами.

12.7. К двухцепной ВЛ с двусторонним питанием на участке между опорными подстанциями допускается присоединение до пяти подстанций, включая подстанции, питающие перекачивающие станции и наливные пункты. При этом подстанции, питающие перекачивающие станции первой категории, должны подключаться

ся к ВЛ на одноцепных ответвлениях, а перекачивающие станции и наливные пункты второй категории — ответвлениями на двухцепных опорах. Рекомендуется соблюдать следующую последовательность присоединения подстанций к ВЛ: ответвление от двух цепей, заход одной цепи, ответвление от двух цепей, заход другой цепи, ответвление от двух цепей.

12.8. Выбор единичной мощности трансформаторов 35—110—220/6(10) кВ для перекачивающих станций первой категории надежности электроснабжения следует производить с учетом обеспечения полной нагрузки перекачивающей станции и нормальных оперативных переключений насосных агрегатов (пуск резервного, затем остановка рабочего) в режиме длительного отключения одного трансформатора.

12.9. На вновь проектируемых площадках перекачивающих станций и наливных пунктах следует применять напряжение 10 кВ. Напряжение 6 кВ допускается использовать только при реконструкции или техническом перевооружении существующих перекачивающих станций и наливных пунктов, имеющих двигатели напряжением 6 кВ и подстанции 6/04/022. При этом использование напряжения 6 кВ должно быть обосновано.

12.10. Для электроснабжения перекачивающих станций на напряжении 6 (10) кВ следует предусматривать распределительные устройства с двумя секциями шин. Рекомендуется технологические РУ выполнять совмещенными с РУ подстанций 35, 110 и 220 кВ. В случае расположения трансформаторных подстанций 35, 110 и 220 кВ на расстоянии более 1 км от перекачивающих станций в зданиях, где устанавливается аппаратура ВЧ связи, панели релейной защиты, преобразовательные устройства должны предусматриваться помещения для персонала, осуществляющего периодические осмотры электроустановок.

12.11. В технологическом РУ-6 (10) кВ при необходимости следует предусматривать не более четырех ячеек отходящих линий для сторонних потребителей. При количестве ячеек отходящих линий более четырех на подстанции должно сооружаться собственное ЗРУ-6/10 кВ. При этом от технологического РУ-6/10 кВ до подстанции должно быть не менее 100 м.

12.12. Как правило, должна применяться раздельная работа линий и раздельная работа трансформаторов с применением АВР и с использованием перегрузочной способности указанных элементов в аварийных режимах.

12.13. При наличии согласования с энергосистемой допускается установка на перекачивающей станции синхронных электродвигателей, при этом должно предусматриваться автоматическое регулирование возбуждения, в том числе в режиме с перевозбуж-

дением при необходимости выдачи в сеть реактивной мощности в зависимости от загрузки электродвигателей.

12.14. Для электроснабжения линейных потребителей рекомендуется проектировать ВЛ-6 (10) кВ вдоль трассы нефтепродуктопровода.

Допускается, при наличии согласования с энергосистемой в районах с развитой электросетью электроснабжение линейных потребителей нефтепродуктопровода осуществлять от местных ВЛ-6(10) кВ.

12.15. Для обеспечения потребителей особой группы электроснабжения следует принимать дизель-генератор, мощность которого определяется из условий длительного перерыва (несколько суток) в подаче электроэнергии. Пожарные и пенные насосы, кроме электрического привода, должны иметь привод от самостоятельного дизеля. Перечень электроприемников особой группы электроснабжения приводится в таблице 10.

12.16. При прохождении нефтепродуктопровода в местностях со слабо развитыми электрическими сетями и благоприятными метеоусловиями в качестве источников электроснабжения домов линейных ремонтеров допускается использование ветровых электростанций или геотермальных установок.

Таблица 9

Категории электроприемников по надежности электроснабжения

Перекачивающие станции и сооружения	Оборудование	Категория
1	2	3
Головная перекачивающая станция (ГПС)	ГПС в целом	1
Промежуточная перекачивающая станция с резервуарным парком и без него для одного или более нефтепродуктопроводов	ППС в целом	2
Промежуточная перекачивающая станция, располагаемая в горных условиях	ППС в целом	1
Наливной пункт нефтепродуктов (НП)	НП в целом	2
Линейная запорная арматура нефтепродуктопроводов	Запорная арматура	2
Станции катодной защиты (СКЗ)	СКЗ	3
Станции радиорелейной связи	Аппаратура связи	1
Котельная, топливная насосная	Сооружение в целом	2
Операторная	То же	1
Местный диспетчерский пункт (МДП)		1

1	2	3
Насосная станция оборотного водоснабжения Дома линейных ремонтеров	Вентиляторы Сооружение в целом	2 3
Компрессорная с установкой подготовки воздуха Узлы пуска и приема разделителей и очистных устройств	Компрессоры Сооружение в целом	2 3
Резервуарные парки	То же	2

Т а б л и ц а 10

Перечень электроприемников особой группы электроснабжения

Наименование здания, сооружения, помещения, в котором устанавливается электроприемник	Назначение и наименование электроприемника	Режим работы и длительность включения
1	2	3

Перекачивающие станции в блочно-комплектном исполнении

Общее укрытие насосных агрегатов Блок подсобных помещений	Аварийное освещение	Длительный, в течение всего периода перерыва электроснабжения
Блок-бокс водоснабжения и пожаротушения	Пожарный насос, насос-дозатор, аварийное освещение	Длительный, в течение всего периода тушения пожара
Противопожарная автоматика	Запорная арматура пенотушения	Кратковременный, на время открытия запорной арматуры
Резервуарный парк	Входная и выходная запорная арматура	То же
Блок-бокс операторной	Аппаратура КИПиА, телемеханики и аварийное освещение	Длительный, в течение всего периода перерыва электроснабжения
Блок-бокс узла связи	Аппаратура связи и аварийное освещение	Длительный, спустя 1 час после перерыва электроснабжения и до полного его восстановления

1	2	3
Перекачивающие станции в традиционном исполнении		
Магистральная и подпорная насосные с разделительной стенкой, помещение КИПиА, зал двигателей, зал насосов	Аварийное освещение питающих щитов КИПиА	Длительный, в течение всего периода перерыва электроснабжения
Пожарная насосная	Аварийное освещение, пожарный насос, насос-дозатор	Длительный, в течение всего периода перерыва электроснабжения
Помещение пожарного поста в корпусе подсобного и вспомогательного назначения	Аварийное освещение, питание щитов КИПиА	Длительный, в течение всего периода перерыва электроснабжения
Резервуарный парк	Входная и выходная запорная арматура и арматура пенотушения	Кратковременный, на время открытия запорной арматуры
Узел связи, служебный корпус с узлом связи	Аппаратура связи	Длительный, спустя 1 час после прекращения электроснабжения и до его полного восстановления

13. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СВЯЗЬ

13.1. Технические средства технологической связи нефтепродуктопровода используются для передачи информации производственного характера и телемеханизации контроля и управления технологическим процессом перекачки нефтепродукта. Линии технологической связи являются базой для автоматизированной системы управления (АСУ) работой трубопроводного комплекса.

13.2. Технологическая связь магистральных трубопроводов состоит из линейных и станционных сооружений, к которым относятся: магистральные и соединительные кабели, линии местных сетей промплощадок, жилпоселков, необслуживаемые усилительные пункты (НУП), узлы связи и радиорелейные станции.

13.3. Технологическая связь нефтепродуктопроводов организуется по высокочастотным кабелям с включением систем уплотнения путем строительства вдоль трассы трубопровода магист-

ральной кабельной линии связи и резервной радиорелейной линии связи на базе малоканальных РРЛ.

13.4. При необходимости выхода абонентов нефтепродуктопровода в сеть Министерства связи, Министерства нефтяной промышленности и других ведомств должны предусматриваться соединительные линии к узлам связи указанных министерств и ведомств по их техническим требованиям.

13.5. Узлы связи должны размещаться на площадках перекачивающих станций или других технологических объектах нефтепродуктопроводов, располагаться в административных или отдельно стоящих зданиях.

По надежности электроснабжения узлы связи относятся к электроприемникам особой группы (см. таблицу 10).

13.6. Нефтепродуктопроводы должны обеспечиваться следующими видами технологической связи:

13.6.1. Сеть центральной диспетчерской службы Госкомнефтепродукта РСФСР с госкомнефтепродуктами союзных республик и управлениями нефтепродуктопроводов.

13.6.2. Сети диспетчерской связи управлений нефтепродуктопроводов с диспетчерскими службами районных управлений нефтепродуктопроводов.

13.6.3. Сети диспетчерской связи районных управлений нефтепродуктопроводов с нефтеперерабатывающими заводами, перекачивающими станциями, наливными пунктами, раздаточными блоками, подключаемыми нефтебазами и, в необходимых случаях, с железнодорожными станциями, морскими и речными портами, а также с узлами присоединения отводов к магистральным и распределительным трубопроводам.

13.6.4. Сети диспетчерской связи товарных служб территориальных объединений Госкомнефтепродукта союзных республик с нефтебазами, подключенными к нефтепродуктопроводам.

Каждая сеть диспетчерской связи создается на базе одного коммутируемого канала тональной частоты с избирательным вызовом.

Организация сети диспетчерской связи дана в таблице 11.

13.6.5. Сети оперативной производственной связи в звеньях: управление разветвленного нефтепродуктопровода (УРНПП) — районное управление разветвленного нефтепродуктопровода (РУРНПП) — линейная производственная диспетчерская служба (ЛПДС) — перекачивающая станция (ПС) — наливной пункт (НП) — нефтебаза.

Оперативно-производственная связь, как правило, должна быть автоматической. В пределах районных управлений нефтепро-

дуктопроводов все абоненты должны иметь возможность установления соединения друг с другом.

13.6.6. При управлениях, районных управлениях нефтепродуктопроводов, на перекачивающих станциях, наливных пунктах в качестве оборудования коммутации должны применяться автоматические телефонные станции с оборудованием, обеспечивающим возможность выхода на каналы тональной частоты или АТС. Емкость АТС определяется количеством подключаемых абонентов с учетом 40% резерва.

13.6.7. Абоненты оперативно-производственной связи нефтебаз должны включаться на правах прямых абонентов в АТС (АМТС) перекачивающих станций или наливных пунктов.

На нефтебазах I и II категории, кроме этого, должны предусматриваться автоматические телефонные станции местной связи с возможностью выхода на телефонные сети Министерства связи в прилегающих населенных пунктах или телефонные аппараты, включенные в ГАТС Министерства связи.

Количество каналов оперативно-производственной связи дано в таблице 12.

13.6.8. Связь линейных ремонтеров и ремонтно-восстановительных бригад организуется по физическим парам ведомственных кабельных линий связи или по каналу системы передачи до необслуживаемого усилительного пункта (НУП), а далее по отдельно прокладываемому кабелю или по радиорелейной связи с подвижными объектами.

Связь линейных ремонтеров организуется по одному каналу с параллельным подключением абонентов.

13.6.9. Линейная телемеханика нефтепродуктопровода организуется по физическим парам кабеля связи или высокочастотному каналу до ближайшего усилительного пункта (НУП), а далее по отдельно прокладываемому кабелю до контролируемого пункта телемеханики (КП) или радиоканалу.

Для организации системы телемеханики выделяются высокочастотные каналы и физические пары. Количество каналов связи, выделяемых для телемеханизации, определяется расчетом в зависимости от структурной схемы телемеханизации и типа применяемых средств телемеханики.

Для организации АСУ ТП выделяются высокочастотные каналы в соответствии с РДМ-0001-84. Количество каналов передачи информации указано в таблице 13.

13.6.10. Для эксплуатации магистральной кабельной линии связи организуется канал служебной связи, который может быть также использован для связи линейных ремонтеров и ремонтно-восстановительных бригад.

Таблица II

СЕТЬ ДИСПЕТЧЕРСКОЙ СВЯЗИ

Назначение каналов	Госком-нефтепродукт	УРНПП		РУРНПП		ГПС, ЛПС, НП		Нефтебазы				Территориальное управление ТУГКНП	Уполномоченный ТУ	Оператор при НПЗ	Примечание		
		№1	№п	№1	№п	№1	№п	Подключенные к НПП		Перевалочные							
								№1	№п	№1	№п						
Сеть центральной диспетчерской службы комитета		1	1														
Сеть диспетчера УРНПП		1	1	1	1												
Сеть диспетчера РУРНПП				1		1	1	1	1								
Сеть диспетчера неуправлений ТУ								1	1	1	1	1	1				

Таблица 42

ОПЕРАТИВНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ СВЯЗЬ

Назначение каналов	Центральный узел связи ЦУС	Узел автоматической коммутации УАК		УРНП		РУРНП		ППС, ГПС, НП		Территориальное управление ТУГКП	Нефтебазы			Передалочные нефтебазы	Операторы при НПЗ	Уполномоченный ТУ	Примечание		
		№ I	№ II	№ I	№ II	№ I	№ II	№ I	№ II		Подключаемые к НП							Не подключаемые к НП	
											I кат.	II кат.	III кат.					I кат.	II кат.
Сеть центральной службы комитета	* — * * — * * — *																		
Сеть каналов связи УРНП РУРНП				4	2	4	2	4	2										
Сеть каналов связи территориальных управлений ТУ						4	2	4	2	1	2	2	1	2	1	1			

* Количество каналов в соответствии с генсхемой

Таблица 13

КАНАЛЫ СЕТИ ПЕРЕДАЧИ ИНФОРМАЦИИ

Назначение каналов	Центральный узел связи ЦУС	Главный вычислительный центр ГВЦ	Кустовой вычислительный центр КВЦ УРНПП	Филиал ЦКБ АСУ	РУРНПП		ГПС, ППС, КП		Примечание
					№ I	№ II	№ I	№ II	
Каналы передачи данных центральной службы	1 ————— 1	2 ————— 2	1 ————— 1	1 ————— 1					
Каналы передачи данных нефтепродуктопровода			1 ————— 1						
			1 ————— 1						

13.6.11. Связь совещаний на различных уровнях управлений организуется по каналам оперативно-производственной связи, переключаемым на аппаратуру связи совещаний только на время совещаний.

13.7. В каждом конкретном случае заказчиком при выдаче задания на проектирование устанавливается необходимость проектирования следующих видов дополнительной связи:

- сеть центральной службы Госкомнефтепродукт РСФСР;
- оконечные устройства и соединительные линии до существующих управлений нефтепродуктопроводов;
- оконечные устройства и соединительные линии до существующих районных управлений нефтепродуктопроводов;
- оконечные устройства и соединительные линии до территориальных объединений Госкомнефтепродукта РСФСР;
- оконечные устройства и соединительные линии до нефтебаз, не подключаемых к проектируемому нефтепродуктопроводу;
- документальная связь (телетайпы, фототелеграфная связь).

13.8. На период строительства нефтепродуктопровода должны предусматриваться временные средства радиорелейной связи.

13.9. На перекачивающих станциях с обслуживающим персоналом и на наливных пунктах должны предусматриваться следующие виды местной связи:

- автоматическая телефонная связь;
- радиофикация;
- громкоговорящая связь;
- местная диспетчерская связь, электрочасификация, пожарная сигнализация.

13.10. На перекачивающих станциях, наливных пунктах с резервуарными парками при соответствующем технико-экономическом обосновании рекомендуется предусмотреть промышленное телевидение, которое может быть также использовано для обозрения территории площадки с целью усиления организации охраны объекта и пожарной защиты.

13.11. На перекачивающих станциях, наливных пунктах, где не предусматривается строительство пожарного депо, необходимо проектировать прямую связь с ближайшей пожарной частью, при строительстве собственного пожарного депо связь с ближайшей пожарной частью и центральным пультом пожарной связи осуществляется по общегосударственной сети связи.

14. ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА

14.1. Выбор схемных решений и расчет параметров установок

электрохимической защиты рекомендуется производить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией ВНИИСТ Миннефтегазстроя СССР.

14.2. Совместная защита нефтепродуктопровода и сопутствующих или пересекаемых коммуникаций других ведомств во всех случаях должна выполняться на основании соглашения, которое определяет взаимные обязательства и долевое участие сторон в строительстве и эксплуатации совместной защиты.

14.3. Электрохимзащиту трубопроводов и кабелей (кроме силовых) от почвенной коррозии следует выполнять, как правило, установками катодной защиты, а силовых кабелей — протекторами.

14.4. Электрохимзащиту кожухов на переходах следует предусматривать в грунтах с удельным электросопротивлением менее 20 Ом.

14.5. Для катодной защиты линейной части магистральных нефтепродуктопроводов и отводов от них следует, как правило, применять автоматические катодные станции. Для катодной защиты подземных коммуникаций перекачивающих станций и наливных пунктов следует применять неавтоматические установки.

14.6. Размещение установок катодной защиты на трассах нефтепродуктопроводов следует выполнять с учетом:

- наличия участков повышенной коррозионной опасности (водных переходов, солончаков, свалок и т. п.);
- наличия источников электроснабжения катодных станций;
- технико-экономической целесообразности совмещения в общих узлах установок катодной защиты, линейной запорной арматуры и усилительных пунктов линий технологической связи.

При этом расстояние между установками катодной защиты во всех случаях не должно превышать 0,9 расчетной величины зоны защиты катодных станций на данном участке, определенной на конец 10-летнего срока эксплуатации.

14.7. Отводы от магистральных трубопроводов должны быть оборудованы изолирующими фланцами в начале и конце отвода. На отводах протяженностью менее 1 км изолирующие фланцы в начале отвода не устанавливаются.

14.8. Расчетная величина мощности катодной станции по постоянному току для 10-летнего срока эксплуатации не должна превышать 60% номинальной мощности катодной станции. При этом расчетная величина напряжения на выходе станции не должна превышать 75% величины выбранного предела (диапазона) напряжения СКЗ.

14.9. Цепи электрохимической защиты следует выполнять кабелями, проложенными непосредственно в земле. На некультивируемых землях допускается выполнение этих цепей воздушными линиями, удовлетворяющими требованиям ПУЭ в отношении воздушных линий электропередачи до 1000 В.

14.10. При определении сечения кабелей электрохимзащиты за максимальную величину тока установки следует принимать расчетную величину тока с коэффициентом 1,2.

Рекомендуемые оптимальные плотности тока (A/mm^2) для расчета сечения кабелей электрохимзащиты приведены в таблице 14.

Т а б л и ц а 14

Тип дренажной линии	При стоимости электроэнергии, р/кВт·ч			
	0,025	0,03	0,035	0,04
Кабель АВВГ напряжением 0,66 кВ в траншее	0,42	0,38	0,35	0,35

Примечания: 1. Приведенные рекомендации не распространяются на кабели установок дренажной защиты. 2. Контрольные проводники должны иметь сечение не менее 10 мм² (по алюминию).

14.11. Защиту нефтепродуктопроводов от блуждающих токов электрифицированного транспорта следует осуществлять установками дренажной защиты на пересечениях и сближениях нефтепродуктопроводов с железной дорогой на расстоянии 2 км и менее.

При этом необходимость установки дренажа должна быть подтверждена результатами измерений потенциалов «рельс-земля» и «сооружение-земля» (на ближайших сооружениях).

14.12. Контрольно-измерительные пункты в точках дренажа и посередине между соседними установками электрохимзащиты линейной части нефтепродуктопровода должны быть оборудованы стационарными неполяризуемыми электродами сравнения и приспособлены для измерения поляризационного защитного потенциала.

14.13. Для контроля за работой средств электрохимической защиты линейной части нефтепродуктопровода следует предусматривать телесигнализацию.

15. РЕМОНТНО-ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ СЛУЖБА

15.1. Содержание, объемы и сроки проведения технического

обслуживания и ремонта (ТОР) оборудования нефтепродуктопроводов определяются положениями о техническом обслуживании и ремонте, инструкциями заводов-изготовителей, техническим состоянием сооружений и оборудования.

15.2. Основными принципами в организации проведения ТОР должны быть централизация и разграничение его сферы от технологического процесса перекачки нефтепродуктов.

15.3. Техническое обслуживание и ремонт объектов нефтепродуктопроводов, средств транспорта, специальной техники и вспомогательного оборудования должно осуществляться в соответствии с действующими положениями о планово-предупредительном ремонте (ППР) и централизованной системе ремонта (ЦСР) нефтепродуктопроводов.

15.4. Техническое обслуживание и ремонт линейной части нефтепродуктопроводов.

15.4.1. Для проведения планового технического обслуживания (кроме капитального ремонта) и аварийно-восстановительных работ линейной части нефтепродуктопровода следует предусматривать аварийно-восстановительные пункты (АВП), базирующиеся на перекачивающих станциях нефтепродуктопровода.

15.4.2. Один АВП обслуживает участок трассы нефтепродуктопровода 200...250 км в обычных условиях и в условиях пустынь, 80...100 км в районах с болотистыми и горными участками трассы.

Примечания: 1. Болотистыми участками трассы считаются такие, на которых суммарная протяженность болот II, III типа составляет более 2% от общей протяженности или на этом участке имеется болото I, II, III типа протяженностью свыше 2 км. 2. Горными участками трассы считаются такие, на которых перепад высот составляет более 500 м.

15.4.3. Оснащение АВП техникой, приспособлениями, инвентарем и материалами следует принимать согласно Табелю технического оснащения аварийно-восстановительных пунктов (АВП) магистральных нефтепродуктопроводов, утвержденному Госкомнефтепродуктом РСФСР.

15.4.4. Аварийная техника должна размещаться на специально закрепленных и соответственно оформленных закрытых и открытых отапливаемых стоянках тех перекачивающих станций, где дислоцируются аварийно-восстановительные подразделения. Из состава аварийной техники обязательному размещению в отапливаемых помещениях подлежат:

- гусеничный тягач, транспортер грузоподъемностью 5 т;
- автобус высокой проходимости на 10 мест;
- грузовой автомобиль высокой проходимости для перевозки людей;

- бульдозер мощностью до 75 л. с.;
- грузовой автомобиль высокой проходимости грузоподъемностью 12 т с двухосным прицепом и с установленными на нем средствами откачки нефтепродуктов, электростанцией, сварочным агрегатом;
- радиостанция мощностью до 10 кВт.

Остальная аварийная техника может располагаться под навесом на специально оборудованной площадке с твердым покрытием при наличии местного электропароподогрева или подогрева горячим воздухом.

15.4.5. Наблюдение за линейной частью нефтепродуктопровода должно производиться с использованием воздушного транспорта.

Примечание. При наличии дорог с твердым покрытием вдоль трассы нефтепродуктопровода допускается вести наблюдение с использованием автотранспорта.

15.4.6. В местах переходов нефтепродуктопроводом крупных судоходных рек, каналов и водохранилищ, а также в узлах подключения сложных отводов устанавливаются пункты наблюдения (жилой дом, являющийся служебной площадью с надворными постройками) с обслуживающим персоналом.

15.4.7. Капитальный ремонт линейной части нефтепродуктопровода должен выполняться специализированными ремонтно-строительными управлениями (РСУ) при управлениях нефтепродуктопроводов, которые оснащаются техникой, машинами и механизмами согласно Табелю технического оснащения ремонтно-строительной колонны для магистральных нефтепродуктопроводов Госкомнефтепродукта РСФСР.

15.5. Техническое обслуживание и ремонт оборудования перекачивающих станций.

15.5.1. Техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений перекачивающих станций нефтепродуктопровода должно осуществляться силами обслуживающего персонала станции.

15.5.2. Текущий ремонт оборудования и сооружений перекачивающих станций должен осуществляться агрегатно-узловым методом силами ремонтной службы перекачивающей станции.

15.5.3. Капитальный ремонт оборудования и сооружений перекачивающей станции должен осуществляться централизованно, силами центральной ремонтной базы или на специализированных ремонтных предприятиях.

15.5.4. Техническое оснащение, величину неснижаемого обменного фонда оборудования, непредвиденные средства, вспомогательное оборудование базы производственного обслуживания следует принимать согласно Табелю технической оснащенности

базы производственного обслуживания магистральных нефтепродуктопроводов, а центральной ремонтной базы — согласно Табелю технической оснащенности центральной ремонтной базы магистральных нефтепродуктопроводов Госкомнефтепродукта РСФСР.

16. ЛАБОРАТОРИИ

16.1. На перекачивающих станциях нефтепродуктопровода с резервуарным парком и наливных пунктах должны предусматриваться лаборатории для проведения контроля качества нефтепродуктов.

Рекомендуется по возможности, при соответствующем технико-экономическом обосновании предусматривать приборы для контроля показателей качества нефтепродукта на потоке.

16.2. Оборудование и необходимые размеры лаборатории определяются числом анализов, предусмотренных Временной инструкцией по контролю качества показателей нефтепродуктов в системе Госкомнефтепродукта РСФСР, а также исходя из грузооборота и номенклатуры перекачиваемых нефтепродуктов.

16.3. На перекачивающих станциях с резервуарным парком лаборатории оснащаются оборудованием для проведения контрольных анализов нефтепродуктов, на наливных пунктах — оборудованием для производства контрольных анализов и определения октанового и цетанового чисел, если в этом возникает необходимость.

16.4. Лабораторию рекомендуется предусматривать в составе: комнаты анализов, весовой, моечной, склада проб, а также отделения моторных испытаний топлива при определении октанового и цетанового чисел и размещать в помещении административно-производственного здания перекачивающей станции или наливного пункта.

16.5. При проектировании лаборатории следует соблюдать требования Правил пожарной безопасности при эксплуатации предприятий Госкомнефтепродукта СССР.

17. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

17.1. При проектировании нефтепродуктопроводов следует предусматривать мероприятия по охране окружающей среды и снижению потерь нефтепродуктов от испарения, утечек и проливов в соответствии с настоящими нормами и другими нормативными документами, указанными в приложении 8.

17.2. Защита почвы и окружающей среды.

17.2.1. Защита почвы от загрязнения нефтепродуктами должна осуществляться путем герметизации оборудования, трубопроводов, арматуры и КИП, устройства водонепроницаемых экранов, строительства бетонных отмосток у резервуаров с этилированным бензином, устройства канализации, обеспечивающей отвод сточных вод на очистные сооружения, повышения уровня надежности конструктивных элементов линейной части нефтепродуктопровода и оборудования перекачивающих станций.

17.2.2. При прохождении трассы нефтепродуктопровода по землям сельскохозяйственного назначения должна предусматриваться техническая рекультивация земель и использование плодородного слоя почвы.

Защита грунтов от ветровой, водной эрозии должна осуществляться путем закрепления грунтов посадками трав, кустарника или другими способами.

17.2.3. Защита от загрязнения окружающей атмосферы легкими углеводородами должна осуществляться путем подбора резервуаров оптимальной единичной вместимости с плавающей крышей и понтонами, окраской наружных поверхностей светоотражающими красками, применением принципа перекачки по системе «из насоса в насос» и с подключенной емкостью, внедрением безрезервуарного учета нефтепродуктов, сокращением времени простоя резервуаров между очередной закачкой и выкачкой, соблюдением скоростей движения уровня жидкости при заполнении и опорожнении резервуаров не более 3 м/ч.

17.2.4. Расчетное содержание вредных веществ от выбросов в атмосферу в приземной зоне перекачивающих станций и наливных пунктов не должно превышать предельно допустимых концентраций, указанных в санитарных нормах.

17.3. Охрана поверхностных и подземных вод.

17.3.1. В проектах перекачивающих станций, наливных пунктов и др. объектов разветвленных нефтепродуктопроводов следует применять наиболее эффективные средства и методы очистки сточных вод, поступающих в водные объекты, обеспечивающие концентрацию вредных веществ в сточных водах в пределах норм предельно допустимых сбросов (ПДС).

17.3.2. Сокращать потребление воды в технологических процессах за счет недопущения утечек в оборудовании и трубопроводах, применения оборотного водоснабжения и повторного использования очищенных вод.

17.3.3. Нефтепродуктопровод в пределах русел водотоков, подверженных переформированию, необходимо прокладывать подводным по типу «труба в трубе» или надводным на специаль-

ных основаниях, исключаящих разрыв трубопровода при любых возможных изменениях русел.

В других случаях защита рек и водоемов, пересекаемых нефтепродуктопроводом, выполняется путем применения труб с повышенной толщиной стенки против расчетной для данного участка, с соответствующей изоляцией и защитой трубопровода от механических повреждений.

17.3.4. В местах пересечения водотоков и водоемов при проходе их по типу «труба в трубе» должны быть предусмотрены устройства для откачки из трубопровода нефтепродукта при авариях.

17.3.5. При опорожнении и очистке нефтепродуктопровода с помощью очистных устройств необходимо предусматривать сооружения и устройства для складирования отходов нефтепродукта с соблюдением мер по защите окружающей среды.

17.3.6. При перекачке этилированных нефтепродуктов нефтепродуктопровод в месте пересечения с водоводом должен укладываться в защитном металлическом кожухе. Концы кожуха следует выводить на расстояние 25 м от места пересечения.

17.3.7. В местах возможного попадания нефтепродуктов в водные объекты должны быть сооружены улавливающие устройства (земляные амбары) и приспособления для локализации и сбора разлившихся нефтепродуктов.

17.3.8. В случае возможного попадания нефтепродуктов в водные объекты оповещение аварийной службы и всех заинтересованных водопользователей должно осуществляться с ближайшего необслуживаемого пункта технологической связи.

18. НОРМАТИВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

18.1. Нормы расхода электроэнергии.

18.1.1. Нормы предназначаются для определения расхода электроэнергии при проектировании и характеризуют удельный расход электроэнергии в кВт·ч на 1000 ткм для нефтепродуктопроводов различного диаметра при полном их развитии в зависимости от расчетной пропускной способности, обуславливающей определенную скорость перекачки.

Примечание. 1. Нормы учитывают полную потребность электроэнергии с учетом расхода на собственные нужды перекачивающих станций, включая вспомогательное оборудование (котельную, канализационные и водонасосные, освещение и т. д.).

18.1.2. Нормы не учитывают расход электроэнергии для нужд жилых поселков.

18.1.3. Удельные нормы расхода электроэнергии для нефтепродуктопроводов различного диаметра и скорости перекачки сведены в таблицу 15.

Т а б л и ц а 15

Скорость перекачки, м/с	Удельный расход электроэнергии кВт·ч на 100 ткм. при диаметре трубопровода						
	159	219	273	325	377	426	530
0,7	49,2	22,8	16,7	12,6	10,4	8,0	—
0,8	58,1	30,7	21,2	14,5	12,7	11,3	—
0,9	70,1	35,7	24,8	18,8	14,9	12,6	—
1,0	80,2	42,5	31,6	22,0	18,4	13,4	—
1,1	88,2	49,2	32,4	24,5	21,2	13,9	12,3
1,2	92,8	54,7	39,1	28,3	25,8	15,6	13,8
1,3	105,0	74,5	42,0	32,0	27,1	17,9	15,6
1,4	144,0	—	47,0	35,2	29,8	19,9	17,9
1,5	—	—	—	35,8	32,7	21,2	19,8
1,6	—	—	—	—	—	24,4	21,6
1,7	—	—	—	—	—	—	22,5
1,8	—	—	—	—	—	—	28,7

18.1.4. Скорость перекачки нефтепродуктов определяется по формуле:

$$V = \frac{0,033 \cdot Q}{F \cdot \rho}, \text{ м/с} \quad (6)$$

где Q — расчетная пропускная способность нефтепродуктопровода в млн. т/г;

F — средняя площадь проходного сечения трубопровода, м^2 ;

ρ — плотность нефтепродукта в т/м^3 при перекачке в холодное время года.

18.1.5. При разности отметок конечного и начального пунктов магистрального трубопровода нормы расхода электроэнергии увеличиваются или уменьшаются на величину;

$$A = \frac{\Delta Z \cdot K}{Q \cdot L} \quad \text{кВт·ч на 1000 ткм,}$$

где: ΔZ — абсолютная разность отметок в м;

Q — расчетная пропускная способность нефтепродуктопровода в млн. т/г;

L — длина трубопровода в км;

K — коэффициент, см, таблицу 16.

Т а б л и ц а 16

Скорость перекачки, м/с	Значение К для нефтепродуктопроводов диаметром, мм						
	159	219	273	325	477	426	530
0,8	—	3,5	4,3	7,7	8,4	9,5	—
0,9	—	3,7	4,9	8,4	9,4	10,6	—
1,0	—	3,9	5,5	9,2	10,5	11,7	20,9
1,1	—	4,1	6,0	9,9	11,5	12,8	22,9
1,2	—	4,3	6,6	10,7	12,5	14,0	25,0
1,3	—	—	—	11,5	13,5	15,1	26,7
1,4	—	—	—	—	14,5	16,3	28,8
1,5	—	—	—	—	—	17,5	30,9
1,6	—	—	—	—	—	—	33,0

18.1.6. Для промежуточных значений скорости нефтепродукта норма расхода электроэнергии и значения вспомогательных коэффициентов должна определяться интерполяцией.

18.2. Нормы расхода воды.

18.2.1. Нормы расхода воды на производственные и бытовые нужды, а также нормы водоотведения перекачивающей станции или наливного пункта следует принимать по таблице 17.

18.2.2. На перекачивающих насосных станциях и наливных пунктах следует максимально использовать возможность систем оборотного водоснабжения при охлаждении оборудования, мойке автомобилей, смыве технологических площадок, возврате конденсата.

18.2.3. Характеристику сточных вод, а также технические решения по очистке бытовых, нефтесодержащих (в т. ч. ливневых) сточных вод следует принимать в соответствии с требованиями действующих нормативов.

18.3. Нормы расхода топлива и тепла.

18.3.1. Для котельных перекачивающих станций и наливных пунктов используется, как правило, жидкое топливо и природный газ.

Вид топлива для котельных и его количество принимается по разрешению планирующих органов (Госплана РСФСР, СССР).

18.3.2. Удельный расход условного топлива на 1 МВт выработанного тепла в зависимости от типа паровых и водогрейных котлов принимается по таблице 18.

Таблица 17

Таблица водного баланса для перекачивающих станций

Наименование предприятий-потребителей	Среднегодовой расход воды на 1000 т (м³)					Среднегодовой расход сточных вод на 1000 т, выпускаемых в водоем (м³)					Безвозвратные потери на 1000 т	Примечание
	оборотной в повторно используемой	свежей из источника				Всего	в том числе					
		технической	питьевой				подлежащих очистке		не подлежащих специальной очистке	ливневых вод, требующих очистки		
			для производственных целей	для хозяйственных целей	всего		производственных	бытовых				
Перекачивающие станции с резервуарным парком с годовой подачей нефтепродукта, млн. т/г 0,30...0,60	27,80... 13,90	12,5... 6,20	1390... 6,90	8,70... 4,30	35,10... 17,40	27,00 13,90...	6,00...3,00	8,70... 4,30	4,00... 2,00	9,20... 4,60	16,40 8,10	
0,60...1,00	13,90 8,35	6,2... 3,70	6,90... 4,20	4,30... 2,60	17,40... 10,50	15,40 9,20	3,00... 1,80	4,30... 2,60	2,00... 1,20	6,10... 3,60	8,10... 4,90	
1,00...1,70	254,2... 149,50	8,1 4,80	4,20... 2,45	2,60... 1,50	14,90... 8,75	12,20... 7,15	4,20... 2,50	2,60... 1,50	1,20... 0,70	4,20... 2,45	6,90 4,05	
1,70...2,50	149,50... 101,70	4,8... 3,20	2,45... 1,70	1,50... 1,05	8,75... 5,95	9,50 6,50	2,50... 1,70	1,50... 1,05	0,70... 0,50	4,80... 3,25	4,05... 2,70	
2,50...3,50	202,6... 144,70	4,15... 3,00	1,70... 1,20	1,05... 0,75	6,90... 4,95	7,50... 5,35	1,70... 1,20	1,05... 0,75	0,50... 0,35	4,25 3,05	3,65... 2,65	
3,50...5,00	144,7... 101,30	3,00... 2,10	1,20... 0,80	0,75... 0,50	4,95... 3,40	5,65... 3,95	1,20... 0,85	0,75... 0,50	0,35... 0,25	3,35... 2,35	2,65... 1,80	
5,00...8,50	101,30... 59,60	2,10... 1,25	0,80... 0,50	0,50... 0,30	3,40... 2,05	5,15... 3,05	0,85... 6,50	0,50... 0,30	0,25 0,15	3,55... 2,10	1,80... 1,10	
Перекачивающие станции без резервуарного парка с годовой подачей нефтепродукта, млн. т/г 1,30...0,60	27,80... 13,90	6,30... 3,15	9,70... 4,85	3,35... 1,65	19,35... 9,69	12,65... 6,30	4,05... 2,30	3,35... 1,65	4,00... 2,00	0,65... 0,35	7,35... 3,70	

Наименование предприятий-потребителей	Среднегодовой расход воды на 1000 т (м³)					Среднегодовой расход сточных вод на 1000 т, выпускаемых в водоем (м³)					Безвозвратные потери на 1000 т	Примечание
	оборотной в повторно используемой	свежей из источника				Всего	в том числе					
		технической	питьевой				подлежащих очистке		не подлежащих специальной очистке	ливневых вод, требующих очистки		
			для производственных целей	для хозяйственных целей	всего		производственных	бытовых				
0,60...1,00	13,90... 8,40	3,15... 1,90	4,85... 2,90	1,65... 1,00	9,65 5,80	6,30... 3,80	2,30... 1,40	1,65... 1,00	2,00... 1,20	0,35... 0,20	3,70... 2,20	
1,00...1,70	254,20... 149,50	7,00... 4,10	3,15... 1,85	1,00... 0,60	11,15... 6,55	6,30... 3,70	3,80... 2,20	1,00... 0,60	1,20... 0,70	0,30... 0,20	5,15... 3,05	
1,70...2,50	149,50... 101,70	4,10... 2,80	1,85... 1,25	0,60... 0,40	6,55... 4,45	3,70... 2,55	2,20... 1,50	0,60... 0,40	0,70... 0,50	0,20... 0,15	3,05... 2,05	
2,50...3,50	202,60... 144,70	2,80... 2,00	1,25... 0,90	0,40... 0,30	4,45... 3,20	2,55... 1,85	1,50... 1,10	0,40... 0,30	0,50... 0,35	0,15... 0,10	2,05... 1,45	
Перекачивающие станции без резервуарного парка с годовой подачей нефтепродукта, млн. т/г												
3,50.. 5,00	144,70... 101,30	2,00... 1,40	0,90... 0,60	0,30... 0,25	3,20... 2,25	1,85... 1,35	1,10... 0,75	0,30... 0,25	0,35... 0,25	0,10... 0,10	1,45... 1,00	
5,00 ..8,50	101,30... 59,60	1,40... 0,85	0,60... 0,35	0,25... 0,15	2,25... 1,35	1,35... 0,80	0,75... 0,45	0,25... 0,15	0,25... 0,15	0,10... 0,05	1,00... 0,60	

18.3.3. Для расчетов потребности в тепловой энергии необходимо пользоваться удельными расходами тепла, приведенными в таблице 19.

Т а б л и ц а 18

Удельные нормы расхода условного топлива для паровых и водогрейных котлоагрегатов на выработку единицы тепла с учетом розжига котлов, собственных нужд котельной и условий эксплуатации

Тип	Теплопроизводительность (1000-производительность, МВт (т/ч))	Удельный расход топлива, кг у. т./МВт	
		природный газ	жидкое топливо
ДЕ-4-14 ГМ	(4,0)	142,1	148,5
ДЕ-6,5-14ГМ	(6,5)	140,5	143,3
ДЕ-10-14ГМ	(10,0)	139,9	142,1
ДЕ-16-14ГМ	(16,0)	140,1	144,9
ДЕ-25-14ГМ	(25,0)	138,9	142,1
Е-1,0-9М-2	(1,0)	—	155,6
Е-1,0-9Г-2	(1,0)	146,6	—
Е-2,5-0,9ГМ	(2,5)	146,6	148,2
«Факел»	0,93	148,2	161,2
ГАЗ-900	1,04	144,9	—
ВВД-1,8	2,09	165,3	165,3
КСЖ	0,8	—	144,9
КСГМ	1,0	144,9	—

18.4. Использование вторичных энергетических ресурсов.

18.4.1. При проектировании системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха зданий и сооружений перекачивающих станций и наливных пунктов следует учитывать и использовать вторичные энергетические ресурсы (ВЭР):

— тепло, содержащееся в воздухе, удаляемом системами вентиляции;

— тепло обратной системы водоснабжения.

18.4.2. Целесообразность и очередность использования тепла ВЭР, выбор схем и теплоиспользующего оборудования должны быть подтверждены технико-экономическим расчетом.

Теплоносители ВЭР, имеющие более высокую температуру или энтальпию, подлежат использованию, как правило, в первую очередь.

18.4.3. Тепло воздуха, удаляемого системами вытяжной вентиляции, следует использовать для нагревания наружного воздуха систем вентиляции, воздушного отопления и кондиционирования

Ориентировочные расходы тепла по перекачивающим станциям и наливным пунктам

Наименование площадки	Расход тепла					
	Часовые, МВт			Годовые, МВт		
	при $t_n = -20^\circ\text{C}$	при $t_n = -30^\circ\text{C}$	при $t_n = -40^\circ\text{C}$	при $t_n = -20^\circ\text{C}$	при $t_n = -30^\circ\text{C}$	при $t_n = -40^\circ\text{C}$
Перекачивающая станция с резервуарным парком	1,4...2,3	2,3...4,6	4,1...5,8	2300...4600	4700...9000	7000...10000
Перекачивающая станция без резервуарного парка	1,2...1,7	1,7...4,1	4,1...5,2	1700...3000	3000...4600	4700...8700
наливной пункт	0,6...1,2	1,4...1,7	1,9...2,3	1100...3500	3500...4600	4700...7600

воздуха только в тех случаях, когда исчерпаны резервы экономии тепла за счет рециркуляции воздуха из помещений.

18.4.4. Резервирование теплоснабжения при использовании ВЭР следует предусматривать в тех случаях, когда не допускается сокращение тепловой мощности потребителей, а также при аварии, очистке теплоутилизаторов или остановке технологического оборудования:

18.5. Металловложения.

18.5.1. Металловложения в линейную часть нефтепродуктопровода определяется по таблице 20.

Т а б л и ц а 20

Диаметр трубы, мм	Металловложения на 1 км трубопровода, т
108	11...15
159	23
219	37...42
273	46...52
325	55...63
377	73...82
426	83...103
530	91...103

Минимальная величина металловложений соответствует минимальному значению пропускной способности нефтепродуктопровода (см. таблицу 1).

18.5.2. При прохождении трассы в горной и густонаселенной местности показатели металловложений корректируются с применением поправочного коэффициента 1,1 на соответствующих участках трассы, а при прохождении трассы в районах Крайнего Севера, Сибири и Дальнего Востока — на коэффициент 1,15.

18.6. Капитальные вложения в новое строительство.

18.6.1. Нормативы капитальных вложений в перекачивающие станции, наливные пункты и линейную часть приведены в таблицах 21, 22, 23, 24 и приложениях 1...6.

18.6.2. Нормативы определены, как базовые, для условий строительства в первом территориальном районе стоимости строительно-монтажных работ, втором климатическом районе, в районах с сейсмичностью не более 6 баллов и первой зоне стоимости оборудования.

Величины нормативов для всех остальных поясов и районов строительства должны корректироваться поправочными коэффициентами.

18.6.3. Нормативы капитальных вложений рассчитаны для:
 — перекачивающих насосных станций с резервуарным парком или без резервуарного парка — на один миллион тонн перекачки нефтепродуктов в год;
 — линейной части нефтепродуктопровода и отводов — на один километр протяженности укладываемых труб;
 — наливных пунктов — на один миллион тонн налива нефтепродуктов в год.

18.6.4. Объем капитальных вложений (K), необходимый для строительства предприятий и объектов, определяется произведением проектной пропускной способности ($\sigma_{год}$) на соответствующий норматив капитальных вложений K_y :

$$K = \sigma_{год} \cdot K_y$$

18.6.5. Для условий строительства, отличающихся от базовых, влияние природно-климатических и экономических факторов на размер капитальных вложений учитывается применением соответствующих поправочных коэффициентов:

$$K = [K_{см} \cdot A_T \cdot A_{кл} \cdot A_c + K_{об} \cdot A_{об} + K_{пр}] \cdot \sigma_{год},$$

где: A_T — поправочный коэффициент, учитывающий изменение стоимости строительно-монтажных работ по территориальным районам (прил. 2);

$A_{кл}$ — поправочный коэффициент, учитывающий изменение стоимости строительно-монтажных работ по климатическим районам (прил. 3);

A_c — поправочный коэффициент, учитывающий районы с повышенной сейсмичностью (прил. 5);

$A_{об}$ — поправочный коэффициент, учитывающий зоны по стоимости оборудования (прил. 4);

$K_{см}$ — удельные затраты на строительно-монтажные работы;

$K_{об}$ — удельные затраты на оборудование;

$K_{пр}$ — прочие затраты.

18.6.6. Показателями стоимости строительства линейной части нефтепродуктопровода учтены затраты на сооружение собственно трубопровода, воздушной линии электропередачи, устройств электрохимзащиты, линейных сооружений технологической связи, переходов через водоемы и водотоки с зеркалом воды не более 30 м.

18.6.7. Показателями стоимости строительства площадочных сооружений головных и промежуточных перекачивающих станций, наливных пунктов учтены затраты на здания, сооружения, инженерные сети и благоустройство в пределах территории промплощадки, а также затраты на сооружение внеплощадочных инженерных коммуникаций протяженностью 1 км.

18.6.8. Показателями стоимости не учтены затраты:

— по линейной части: возмещение средств на отчуждение и рекультивацию земель; сооружение домов линейных ремонтеров; защитные противопожарные и противоэрозионные сооружения; вдольтрассовые дороги;

— по площадкам головных, промежуточных перекачивающих станций и наливных пунктов: возмещение средств на отчуждение земель; внеплощадочные инженерные сети протяженностью свыше 1 км; центральные механические мастерские; материальные и ремонтно-эксплуатационные базы.

18.6.9. Стоимость строительно-монтажных работ должна корректироваться, если толщина стенки применяемых труб отличается от принятых в расчетах нормативов. Толщина стенки для линейной части нефтепродуктопровода принята 6 мм, для отводов — 5 мм.

18.6.10. При расчете затрат по главам 8—12 и резерва на непредвиденные работы и затраты сводного сметного расчета следует руководствоваться «Методическими указаниями по определению стоимости строительства предприятий, зданий и сооружений и составлению сводных сметных расчетов и смет (2-е издание, 1985 г.).

Таблица 21

Капитальные вложения в новое строительство по перекачивающим станциям и наливным пунктам, тыс. руб./1 млн. т.

Наименование объекта	Условный диаметр нефтепродуктопровода, мм	Пропускная способность, млн. т/г	Норматив удельных капитальных вложений, тыс. руб.	В том числе	
				СМР	оборудование
1	2	3	4	5	6
Перекачивающая станция с резервуарным парком	200	0,6...1,0	4095	3087	1008
	250	1,0...1,7	3660	2930	733
	300	1,7...2,5	3318	2783	530
	350	2,5...3,5	2439	2037	402
	400	3,5...5,0	2021	1680	341
	500	5,0...7,0	1720	1407	315
Перекачивающие станции без резервуарного парка	500	7,0...8,5	1091	851	240
	200	0,6...1,0	1425	1105	320
	250	1,0...1,7	1287	1024	263
	300	1,7...2,5	1100	978	248
	350	2,5...3,5	844	660	184
	400	3,5...5,0	655	508	147
	500	5,0...8,5	546	420	126

1	2	3	4	5	6
Наливные пункты	—	0,2	18822	15592	3230
	—	0,4	11392	9437	1955
	—	0,6	7711	6388	1323
	—	0,8	6308	5226	1082
	—	1,0	5598	4637	961

Примечание. При строительстве на совмещенной площадке двух перекачивающих станций, работающих на разных направлениях перекачки, показатели удельных капитальных вложений меньшей по пропускной способности станции принимаются с коэффициентом совмещения, равным 0,75.

Т а б л и ц а 22

Капитальные вложения в новое строительство
по линейной части, тыс. руб/1 км

Наименование объекта	Условный диаметр, мм	Норматив удельных капитальных вложений	В том числе	
			СМР	оборудование
1	2	3	4	5
Линейная часть нефтепродуктопровода	200	30,5	21,2	2,2
	250	32,7	22,9	2,4
	300	48,4	36,0	2,5
	350	52,0	38,6	2,9
	400	60,3	45,0	3,3
	500	69,9	52,2	4,4
Отвод однострунный параллельная труба То же	100	28,1	26,2	1,8
	100	12,0	10,2	1,8
	150	33,4	31,3	2,1
	150	19,2	17,1	2,1
	200	37,1	34,8	2,3
	200	23,2	20,9	2,3

Примечание. Капитальные вложения в параллельно укладываемый трубопровод отвода принимаются в случае одновременного строительства с основным трубопроводом

Т а б л и ц а 23

Нормативы удельных капитальных вложений
в строительство линейной части нефтепродуктопровода,
тыс. руб/1 км

Наименование	Условный диаметр, мм					
	200	250	300	350	400	500
Линейная часть	17,9	19,2	30,6	33,5	38,9	45,8
Вдольтрассовые линии электропередачи	1,7	1,9	2,4	2,5	2,9	3,3

1	2	3	4	5	6	7
Система телемеханики с автоматизацией управления	7,0	7,3	9,9	10,5	11,8	13,4
Строительство сооружений электрохимзащиты	0,4	0,5	0,6	0,6	0,8	0,8
Линейные сооружения связи	2,7	2,9	3,7	3,7	4,5	5,0
Переходы через водоемы и водотоки с зеркалом не более 30 м	0,8	0,9	1,2	1,2	1,4	1,6
Итого	30,5	32,7	48,4	52,0	60,3	69,9

Т а б л и ц а 24

**Нормативы удельных капитальных вложений
в строительство вдольтрассовых
дорог и вертолетных площадок (справочно)**

Наименование	Ед. измерения	Затраты, тыс. руб.
1. Вдольтрассовая дорога шириной 3,5 м	1 км.	14,0
2. Вертолетная площадка	1 шт.	6,5

18.7. Численность обслуживающего персонала нефтепродуктопровода.

18.7.1. Численность инженерно-технических работников и служащих аппарата управления, линейных производственно-диспетчерских служб (ЛПДС) и самостоятельных перекачивающих станций, базы производственного обслуживания, а также численность рабочих перекачивающих станций и наливных пунктов должна устанавливаться проектом в зависимости от комплекса сооружений и объемов выполняемых работ с учетом научной организации и роста производительности труда, совмещения профессий, широкого внедрения автоматизации, телемеханизации и АСУ технологическим процессом.

18.7.2. Численность обслуживающего персонала перекачивающих станций и наливных пунктов нефтепродуктопровода по технологической связи, котельным установкам принимается на основании ведомственных нормативных материалов соответствующих министерств (приложение 9).

18.7.3. Примерная численность инженерно-технических работников, служащих и рабочих линейной производственно-диспетчерской службы (ЛПДС), в состав которой входят две перекачивающие станции, дана в таблице 26.

18.7.4. Примерная численность инженерно-технических работников, служащих и рабочих самостоятельной перекачивающей станции с резервуарным парком приведена в таблице 27.

18.7.5. Численность аварийно-восстановительного пункта (АВП) в зависимости от диаметра нефтепродуктопровода и условий его пролегания дана в таблице 28.

Таблица 26

Примерная численность инженерно-технических работников, служащих и рабочих линейной производственно-диспетчерской службы (ЛПДС), в состав которой входят две перекачивающие станции

Наименование должности	Количество, чел			
	Всего по ЛПДС, объединяющей две ПС	В том числе		Шифр профессий
		с резервуарным парком и размещенным на ней ЛПДС	без резервуарного парка	
1	2	3	4	5

1. Численность ИТР и служащих

Начальник	1	1	—
Заместитель начальника	1	—	1
Старший инженер	1	1	—
Инженер по охране труда и технике безопасности	1	1	—
Старший механик	1	1	—
Механик	1	—	1
Старший инженер-энергетик	1	1	—
Инженер-энергетик	1	—	1
Старший инженер по КИПиА, телемеханике	1	1	—
Инженер по КИПиА, телемеханике	1	—	1
Старший инженер лаборатории химического анализа	1	1	—
Старший бухгалтер	1	1	—
Кассир	1	1	—
Инспектор по кадрам и спецработе	1	1	—
ИТОГО	14	10	4

Продолжение табл 26

1	2	3	4	5
II. Численность рабочих				
Машинисты технологических насосов	2	1	1	2
Оператор товарный	4	4		3
Приборист	8	4	4	1
Слесарь по ремонту и обслуживанию технологических установок	8	4	4	5
Электромонтер по обслуживанию электрооборудования	8	4	4	5
Слесарь по обслуживанию установок водоснабжения, канализации, теплоснабжения, вентиляции	6	4	2	5
Лаборант химического анализа	4	4	—	4
Слесарь по КИПиА	6	4	2	5
Кладовщик	1	1		5
Подсобный рабочий	1	1		4
Токарь	1	1		2
Итого	49	32	17	
Всего	63	42	21	

Таблица 27

Примерная численность инженерно-технических работников, служащих и рабочих самостоятельной перекачивающей станции с резервуарным парком

Наименование должности	Количество, чел.	Шифр профессии
I. Численность ИТР и служащих		
Начальник	1	
Старший инженер	1	
Инженер по охране труда и технике безопасности	1	
Старший механик	1	
Старший инженер-энергетик	1	
Старший инженер по КИПиА, телемеханике	1	
Старший инженер лаборатории химического анализа	1	
Старший бухгалтер	1	

1	2	3
Кассир	1	
Инженер по кадрам и спец-работе	1	
ИТОГО	10	
II. Численность рабочих		
Машинист технологических насосов	1	2
Оператор товарный	4	3
Приборист	4	1
Слесарь по ремонту и обслуживанию технологических установок	4	5
Электромонтер по обслуживанию электрооборудования	4	5
Слесарь по обслуживанию установок водоснабжения, канализации, теплоснабжения, вентиляции	4	5
Лаборант химического анализа	4	4
Слесарь по КИПиА	4	4
Токарь	1	2
Кладовщик	1	5
Подсобный рабочий	1	4
Итого	32	
Всего	42	

Таблица 28

Примерная численность персонала
аварийно-восстановительного пункта (АВП)

п/п	Основная профессия	Диаметр трубопроводов, мм	
		100-325	325-530
1	2	3	4
А. Для обычных условий и гористой местности			
1.	Начальник АВП	1	1
2.	Механик по автотранспортной технике	1	1
3.	Мастер по аварийно-восстановительным работам	1	1
4.	Водитель 2—3-го класса	5	7

п/п	Основная профессия	Диаметр трубопроводов, мм	
		100-325	325-350
1	2	3	4
5.	Машинист крана автомобильного 5-го разряда	1	1
6.	Машинист бульдозера 5-го разряда	1	1
7.	Машинист I ПАРС 5-го разряда	1	1
8.	Машинист крана-трубоукладчика 5-го разряда	1	1
9.	Машинист экскаватора 6-го разряда	1	1
10.	Машинист экскаватора 5-го разряда	1	1
11.	Машинист экскаватора 4-го разряда	1	1
12.	Электросварщик ручной сварки 6-го разряда	1	1
13.	Электросварщик ручной сварки 5-го разряда	1	1
14.	Линейный трубопроводчик 5-го разряда	1	1
15.	Линейный трубопроводчик 4-го разряда	1	2
16.	Газорезчик 4-го разряда	1	1
17.	Машинист насосных установок 4-го разряда	1	1
18.	Тракторист 5-го разряда	1	1
	Итого	22	25
Б. Дополнительный состав АВП в условиях I, II и III типа болотистой местности			
1.	Тракторист 5-го разряда	1	1
2.	Моторист водометного катера 4-го разряда	1	1
3.	Моторист аппарельной баржи	1	1
4.	Водитель 2—3-го класса	1	2
5.	Тракторист 4-го разряда	1	1
6.	Машинист бульдозера 5-го разряда	1	1
	ИТОГО дополнительно	6	7
	ВСЕГО с разделом А	28	32
В. Дополнительный состав АВП в условиях пустыни			
1.	Тракторист 5-го разряда	1	1
2.	Машинист бульдозера 6-го разряда	1	1
	ИТОГО дополнительно	2	2
	ВСЕГО с разделом А	24	27

18.8 Нормы помещений

18.8.1. Объем зданий перекачивающих станций, а также рабочая площадь определяются из условия выполнения операций по обслуживанию, ремонту и замене технологического оборудования с помощью подъемно-транспортных средств.

18.8.2. Грузоподъемность подъемно-транспортных средств должна выбираться по данным завода-изготовителя насосных агрегатов с учетом выполнения подцентровочных работ и централизованного ремонта агрегатно-узловым методом.

18.8.3. Размещение оборудования, поставляемого промышленностью в исполнении УХЛЧ по ГОСТ 15150-69*, должно осуществляться в помещениях капитальных, сборно-разборных укрытиях или в блоках-боксах заводского изготовления с соблюдением требований безопасной эксплуатации и обеспечения условий по нормальному обслуживанию и текущему ремонту оборудования.

18.8.4. При размещении оборудования в помещениях должны предусматриваться:

— основные проходы шириной не менее 1,0 м по фронту обслуживания магистральных насосных агрегатов;

— проходы между агрегатами шириной не менее 2,0 м, необходимые для съема и выноса оборудования при ремонте;

— ремонтные площадки, необходимые для разборки оборудования и его частей при техническом обслуживании и осмотрах без загромождения рабочих проходов.

Минимальные расстояния для проходов устанавливаются между наиболее выступающими частями оборудования с учетом фундаментов, ограждений, других дополнительных устройств.

18.8.5. При использовании оборудования в исполнении УХЛ1 или УХЛ2 по ГОСТ 15150-69* для работы на открытом воздухе его размещение должно осуществляться по соответствующим строительным нормам с обеспечением необходимых разрывов, с устройством подъездов к ним.

18.8.6. Нормы рабочей площади на насосную с магистральными насосными агрегатами (без учета подпорных агрегатов) с применением стандартных строительных конструкций и унифицированного шага колонн равны:

— для 4 насосов производительностью от 500 до 1250 м³/ч — 360 м² (90 м² на 1 агрегат);

— для 4 насосов производительностью до 360 м³/ч включительно — 288 м² (72 м² на 1 агрегат).

18.8.7. Нормы размещения и нормы рабочей площади на электрооборудование НПС определяются по ПУЭ.

18.8.8. На площадках перекачивающих станций должны предусматриваться складские помещения площадью не более 15—20 м² для хранения инвентаря и запасных деталей, необходимых для осуществления профилактического ремонта.

18.8.9. Запас турбинного масла для магистральных насосных агрегатов определяется технологической необходимостью замены масла, находящегося в оборотной системе маслоснабжения и дол-

жен приниматься в соответствии с типовыми проектными решениями унифицированных блочно-модульных насосных станций.

18.8.10. Топливозаправочные пункты на перекачивающих станциях должны предусматриваться в комплексе АВП в соответствии с действующими типовыми или повторно применяемыми проектами. Доставка нефтепродуктов на топливозаправочный пункт должна осуществляться автотранспортом.

18.9. Перечень прогрессивного оборудования в трубопроводном транспорте.

Устройство автоматической раскладки смеси.

Автоматический пробоотборник на потоке.

Счетчик объемного учета количества нефтепродукта.

Аппарат контроля последовательными перекачками.

Аппаратура управления насосной станцией.

Автоматический измеритель плотности.

Аппаратура телемеханизации насосной станции и линейной части.

Агрегаты электронасосные центробежные нефтяные магистральные с регулируемым приводом.

Информационно-измерительная система измерения уровня в резервуарах.

Система ограничения налива нефтепродуктов.

Автоматическое определение объема и массы нефтепродукта.

Резервуары с плавающими крышами.

18.10. Нормы естественной убыли нефтепродуктов.

18.10.1. Естественная убыль нефтепродуктов при приеме, хранении, отпуске и транспортировании их водным, железнодорожным и трубопроводным транспортом определяется по нормативам Госнаба РСФСР.

19. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ЧИСЛА ЦИКЛОВ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ ПО РАЗВЕТВЛЕННОМУ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДУ

19.1. Максимальное число циклов последовательной перекачки при имеющемся запасе показателя качества нефтепродуктов определяется по формуле:

$$N = \min \left(\frac{\sigma_{\delta}^k}{V_{\text{н.б.}}^k}; \frac{\sigma_{\delta}^k}{V_{\text{н.д.}}^k} \right), \quad (7)$$

где: σ_{δ}^k — годовые объемы поставки бензинов (исключая АИ-93) и дизельного топлива (исключая экспортное) на конечный пункт распределения смеси;

$V_{п. б.}^{\min}; V_{п. д.}^{\min}$ — минимальные объемы партии бензинов (исключая АИ-93) и дизельного топлива (исключая экспортное), поступающие на конечный пункт распределения смеси.

Примечание. Автомобильный бензин АИ-93 и дизельное топливо экспортное из объемов партий исключается, т. к., как правило, в распределении смеси по товарным нефтепродуктам они не участвуют.

19.2. При последовательных перекачках, когда смесь, образующаяся в зоне контакта нефтепродуктов, пропускается транзитом от головной перекачивающей станции до конца трубопровода, минимальные величины партий бензина и дизельного топлива, необходимых для полного исправления соответствующих частей смеси, определяется по формулам:

$$\text{для бензина} — V_{п. б.}^{\min} = 100 V_c \quad (8)$$

$$\text{для дизельного топлива} — V_{п. д.}^{\min} = 85 V_c \quad (9),$$

где: V_c — объем смеси, полученный как сумма смесей на участках трубопровода с различными диаметрами и скоростями потока по таблицам (см. приложение 8) или по формуле:

$$V_c = 1000 (\lambda_{б.}^{1,8} + \lambda_{д.}^{1,8}) \left(\frac{D}{L} \right)^{0,43} \cdot V_{тр} \quad (10)$$

где: $\lambda_{б.}; \lambda_{д.}$ — коэффициенты гидравлического сопротивления; $V_{тр}$ — объем трубопровода.

Примечание. Указанные зависимости, соответствующие запасу показателя качества по температуре конца кипения бензинов 3°C , по температуре вспышки дизельного топлива 3°C , гарантируют безотходную технологию при распределении смеси по товарным нефтепродуктам. При других значениях показателя качества нефтепродуктов коэффициенты в формулах (8), (9) корректируются пропорционально предельно допустимым концентрациям нефтепродуктов друг в друге в соответствии с таблицами 3, 4.

19.3. Максимальные объемы партий бензина и дизельного топлива, формируемые на головных перекачивающих станциях, определяются по формулам:

$$V_{н.б.}^{\max} = \frac{\sigma_{б.}}{N}; V_{н.д.}^{\max} = \frac{\sigma_{д.}}{N} \quad (11)$$

где: $\sigma_{б.}; \sigma_{д.}$ — годовые объемы бензина и дизельного топлива, подлежащих последовательной перекачке по нефтепродуктопроводу.

19.4. Партии нефтепродуктов одной подгруппы, имеющие малые объемы перекачки, а, следовательно, и малую цикличность, целесообразно включать не в каждый основной цикл последовательной перекачки.

20. ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ, ВКЛЮЧАЯ КАТЕГОРИИ ПРОИЗВОДСТВ ПО ВЗРЫВНОЙ, ВЗРЫВОПОЖАРНОЙ И ПОЖАРНОЙ ОПАСНОСТИ

20.1. Категории перекачивающих станций и наливных пунктов надлежит принимать в зависимости от вместимости резервуарных парков и класса магистрального участка нефтепродуктопровода.

20.2. Проектирование нефтепродуктопроводов с рабочим давлением не более 2,5 МПа (25 кгс/см²) в застроенной части городов и населенных пунктов следует принимать согласно СНиП 2.05.13-83.

20.3. Категорию производств по взрывной, взрыво-пожарной и пожарной опасности следует принимать в соответствии с классификацией производств предприятий Госкомнефтепродукта РСФСР.

Для зданий и сооружений перекачивающих станций нефтепродуктопроводов и наливных пунктов указанные категории принимать по таблице 34.

20.4. Территория перекачивающих станций по функциональному назначению подразделяется на следующие зоны:

1-я зона — технологические установки, насосный цех, узел регуляторов давления, узел учета и контроля качества нефтепродукта, узел откачки утечек нефтепродуктов, фильтры-грязеуловители, наружные технологические установки (емкости масла, топлива, сборники утечек приведенной емкостью до 1000 м³, сборники нефтедержащих сточных вод, канализационные насосные установки и сооружения очистки сточных вод);

2-я зона — установки вспомогательного назначения: дизельная электростанция, компрессорная, мастерская, склад оборудования, узел связи, операторная, артскважина, резервуары питьевой воды и для целей пожаротушения, сооружения очистки и обеззараживания бытовых сточных вод;

3-я зона — резервуарные парки вместимостью более 1000 м³.

20.5. Противопожарные разрывы между зданиями и сооружениями 1-й и 2-й зон при блочно-комплектном методе строительства следует принимать в соответствии с требованиями СНиП II-89-80. В пределах зон разрывы не нормируются и принимаются с учетом соблюдения условий безопасности обслуживания производства и возможного проведения монтажных и ремонтных работ.

20.6. Противопожарные разрывы до 3-й зоны и внутри ее следует принимать согласно СНиП II-106-79.

20.7. Расстояния от закрытых блочных устройств производ-

ства категории Г, Д (котельная, дизельная электростанция) до резервуаров собственного расхода принимаются в соответствии с требованиями СНиП II-89-80.

20.8. Количество пожарной техники на перекачивающих станциях, пожарные депо, посты или помещения для пожарного оборудования принимаются согласно приложению 5 «Правил пожарной безопасности при эксплуатации предприятий ГКНП СССР.

20.9. Оборудование помещений и сооружений на перекачивающих станциях установками автоматического пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией принимается согласно СНиП II-106-79. При проектировании установок пожаротушения следует руководствоваться также Временными рекомендациями по проектированию стационарных систем автоматического тушения пожаров и нефтепродуктов в резервуарных парках и насосных станциях в той части, где они не противоречат нормам.

При проектировании установок пожарной сигнализации следует руководствоваться СНиП 2.04.09-84.

20.10. Перемешивание готового раствора пенообразователя в емкостях и трубопроводах не требуется. Хранить пенообразователь рекомендуется в концентрированном виде.

20.11. Внутри обвалования группы резервуаров допускается подземная прокладка инженерных коммуникаций, обслуживающих резервуары данной группы. Транзитная прокладка инженерных коммуникаций не допускается.

Таблица 34

КЛАССИФИКАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВ

Наименование производства и сооружения	Категория производства по пожарной опасности	Зона взрывопожарной опасности по ПУЭ	Категория и группа взрывоопасности смеси по ПУЭ	Примечание
1	2	3	4	5
Наземные металлические резервуары для нефтепродуктов с температурой вспышки °С: 28 и ниже	А	В-1г	ПА ТЗ	Взрывоопасная зона в пределах обвалования
от 28 до 61 включительно	Б	В-1г	ПА ТЗ	
выше 61	В	П—III	—	
Насосная станция закрытого типа для перекачки нефтепродуктов	А	В-1а	ПА ТЗ	

Продолжение табл. 34

1	2	3	4	5
То же, открытого типа	А	В-1г	ПА	ТЗ
Площадка узла учета количества и контроля качества нефтепродуктов	А	В-1г	ПА	ТЗ
Блок откачки утечек нефтепродуктов от насосов	А	В-1а	ПА	ТЗ
Емкости для сбора утечек нефтепродуктов и дренажа технологических трубопроводов	А	В-1г	ПА	ТЗ
Блок-бокс регуляторов давления	А	В-1а	ПА	ТЗ
Блок фильтров-грязеуловителей	А	В-1г	ПА	ТЗ
Блок хранения масла	В	П—III	—	
Площадка с воздушными маслоохладителями	В	П—III	—	
Площадка узла пуска и приема разделителей и очистных устройств	А	В-1г	ПА	ТЗ
Узлы обвязки трубопроводами насосных агрегатов	А	В-1г	ПА	ТЗ
Узлы размещения запорной и предохранительной арматуры	А	В-1а	ПА	ТЗ
Железнодорожная эстакада для налива светлых нефтепродуктов	А	В-1г	ПА ТЗ	Взрывоопасная зона при открытом наливе ЛВЖ 20 м
Площадка с устройством для налива светлых нефтепродуктов в автоцистерны	А	В-1г	ПА ТЗ	То же
Сооружения водопровода и канализации				
Канализационные насосные станции для перекачки неочищенных стоков, содержащих нефтепродукты с температурой вспышки паров:				Содержание нефтепродуктов в сточных водах до 5000 мг/л
28°С и ниже	А	В-1а	ПА	ТЗ
от 28° до 61° С	Б	В-1а	ПА	ТЗ
свыше 61°С	В	П-1		
Резервуары для регулирования и статического отстоя нефтесодержащих сточных вод	А	В-1г	ПА	ТЗ
Нефтеловушки закрытые	А	В-1г	ПА	ТЗ
Флотационные установки (в здании)	В	П-1	—	Содержание нефтепродуктов 20—50 мг/л

1	2	3	4	5
	А	В-1а	ПА ТЗ	Содержание нефтепродуктов более 50 мг/л
Резервуары для уловленного нефтепродукта	А	В-1г	ПА ТЗ	—
Площадка для подсушивания осадка (нефтедержащего)	В	П—III	—	—
Аккумуляторные:				
Помещения зарядных агрегатов (в одном помещении с аккумуляторами)	А	В-1б	П6 Т1	Зона на 0,75 высоты помещения считается не взрывоопасной
Закрытые распределительные устройства, трансформаторные подстанции с содержанием масла в единице оборудования более 60 кг	В	Норм. среда		
То же, но с содержанием масла в единице оборудования 60 кг и менее	Г	То же		
Блок-бокс приточных и подпорных вентиляторов	Д	—		При наличии в воздуховодах обратных клапанов
Блок вытяжных вентиляторов	А	В-1г	ПА ТЗ	—
Котельная (блок-бокс котельной)	Г	—	—	—
Помещения закрытых насосных жидкого топлива с температурой вспышки паров выше 28°C до 61°C включительно, а также при применении жидкого топлива, нагретого в условиях эксплуатации до температуры вспышки и выше	Б	В-1а	ПА ТЗ	
Станция очистки конденсата от содержания нефтепродуктов	Д	—	—	
Помещение закрытых складов жидкого топлива с температурой вспышки паров от 28°C до 61°C включительно	Б	В-1а	ПА ТЗ	
Помещения закрытых складов жидкого топлива с температурой вспышки паров выше 61°C	В	П-1	—	—

1	2	3	4	5
Лаборатория:				
комната анализов	Г	Норм.	—	—
склад проб	Л	В-1а	ПА ТЗ	—
весовая	А	В-1б	ПА ТЗ	—
моторная	А	В-1а	ПА ТЗ	—
моечная	А	В-1а	ПА ТЗ	—

21. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНА ТРУДА. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

21.1. При проектировании нефтепродуктопроводов и сооружений следует соблюдать действующие правила, нормы и стандарты по технике безопасности и охране труда.

21.2. Территория перекачивающей станции и наливных пунктов должна быть спланирована, иметь автомобильные дороги, пожарные проезды и выезды на дороги общего пользования и ограждения.

21.3. Сеть дорог по территории перекачивающей станции с резервуарным парком и наливных пунктов должна быть кольцевой и иметь гравийное или асфальтовое покрытие.

Обслуживающие площадки и лестницы устанавливаются для обеспечения доступа к люкам, приборам, задвижкам, расположенным на высоте 1,5 м и более от планировочной отметки, а при высоте менее 1,5 м — при необходимости.

21.4. Движущиеся части станков, машин и механизмов должны иметь прочные металлические ограждения.

21.5. Погрузочно-разгрузочные работы следует выполнять механизированным способом. Механизированный способ погрузочно-разгрузочных работ является обязательным для грузов массой более 50 кг, а также при подъеме грузов на высоту более 3 м.

21.6. В открытых насосных станциях, располагаемых над наветрами, в районах со средней температурой наружного воздуха наиболее холодной пятидневки минус 10°C и ниже следует проектировать обогрев полов. Температура поверхности пола должна быть не ниже плюс 5°C. В качестве теплоносителя системы обогрева пола следует принимать воду или воздух.

21.7 При определении воздухообмена в помещениях при отсутствии данных о количестве выделяющихся вредных веществ

кратность обмена воздуха следует принимать в соответствии с требованиями СНиП II-106-79.

21.8. Стены производственных помещений должны окрашиваться с учетом создания в них наиболее благоприятных условий, способствующих снижению утомляемости работающих, повышению производительности труда и улучшению условий освещения.

21.9. Линейные устройства и линии связи должны быть оборудованы защитой от влияния соседних и пересекающих их линий электропередачи и защитой от грозových разрядов в соответствии с действующими нормативными документами.

21.10. Устройство, взаимное расположение и расстояние между отдельными резервуарами и группами должны соответствовать требованиям СНиП-106-79.

21.11. Резервуары оборудуются контрольно-измерительными приборами согласно Основным положениям автоматизации и телемеханизации магистральных разветвленных нефтепродуктопроводов РДМ-0001-84.

21.12. Электрические контрольно-измерительные и автоматические приборы, насосное оборудование, трубопроводная арматура с электроприводом, устанавливаемые во взрывоопасных помещениях и наружных установках, должны удовлетворять требованиям: Правил устройства электроустановок (ПУЭ),

Правил изготовления взрывозащитного и рудничного оборудования ОАА.684.053-77.

21.13. Выполнение подводных работ, связанных с ремонтом и осмотром нефтепродуктопровода, должно осуществляться специализированными подрядными организациями.

21.14. Перед проведением ремонтных работ трубопроводы, резервуары, насосы и различные сооружения перекачивающей станции, наливного пункта должны быть подготовлены в соответствии с требованиями Правил пожарной безопасности и техники безопасности при эксплуатации предприятий Госкомнефтепродукта СССР.

21.15. На трубопроводы перекачивающих станций и наливных пунктов должны быть составлены технологические схемы. Запорная арматура должна иметь нумерацию, а каждый трубопровод — определенное обозначение.

Изменять действующую схему расположения трубопроводов и технологическую схему перекачивающей станции и наливного пункта без ведома главного инженера нефтепродуктопроводного управления запрещается.

21.16. При выполнении работ по защите стальных трубопроводов от почвенной коррозии, от блуждающих токов следует

руководствоваться требованиями ГОСТ 9.015-74, СНиП 2.05.06-85 «Магистральные трубопроводы» и настоящих норм.

Приложение 1

Территориальные районы и подрайоны

Территориальный район	Территориальный подрайон	Область, край, автономная республика, союзная республика, не имеющие областного деления
1	2	3
I		РСФСР: Башкирская АССР, Марийская АССР, Мордовская АССР, Татарская АССР, Чувашская АССР, Астраханская, Белгородская, Брянская, Владимирская, Волгоградская, Вологодская, Воронежская, Горьковская, Ивановская, Калининская, Калужская, Кировская, Костромская, Куйбышевская, Курская, Ленинградская, Липецкая, Московская, Новгородская, Орловская, Пензенская, Псковская, Рязанская, Саратовская, Смоленская, Тамбовская, Тульская, Ульяновская, Ярославская области Белорусская ССР: Брестская, Витебская, Гомельская, Гродненская, Минская, Могилевская области
II		Карельская АССР, Коми АССР, южнее Полярного круга, Архангельская обл. южнее Полярного круга
II	А	Мурманская область
III		Латвийская ССР, Литовская ССР, Эстонская ССР, Калининградская область
IV		Украинская ССР: Винницкая, Волынская, Ворошиловградская, Днепропетровская, Донецкая, Житомирская, Закарпатская, Запорожская, Ивано-Франковская, Киевская, Кировоградская, Крымская, Львовская, Николаевская, Одесская, Полтавская, Ровенская, Сумская, Тернопольская, Харьковская, Херсонская, Хмельницкая, Черкасская, Черниговская, Черновицкая области
		Молдавская ССР
V		Дагестанская АССР, Кабардино-Балкарская АССР, Калмыцкая АССР, Северо-Осетинская АССР, Чечено-Ингушская АССР, Краснодарский край, Ставропольский край, Ростовская область
VI		Азербайджанская ССР, Армянская ССР, Грузинская ССР
VII		Удмуртская АССР, Курганская, Оренбургская, Пермская, Свердловская, Челябинская области
VIII		Алтайский край, Красноярский край южнее 60-й параллели, Кемеровская, Новосибирская, Омская области, Томская и Тюменская области южнее 60-й параллели
VIII	А	Тувинская АССР
IX		Бурятская АССР, Иркутская область южнее 60-й параллели, Читинская область
X		Приморский край, Хабаровский край южнее 55-й параллели, Амурская область

1	2	3
XI		Казахская ССР
XII		Киргизская ССР, Таджикская ССР, Туркменская ССР, Узбекская ССР
XII	А	Каракалпакская АССР
XII	Б	Горно-Бадахшанская автономная область

Примечание. Составлено в соответствии СНиП IV-5-82, приложение 2, табл. 1.

Приложение 2

Коэффициенты
для определения предельных размеров затрат
на привязку к местным условиям строительства типовых проектов
производственного назначения по территориальным районам,
для которых разработаны единые районные расценки
на строительные работы

№ п/п	Вид строительства	Территориальный	Коэффициенты Ат
1.	Прочее строительство (линейная часть, ГПС, ППС)	I, V, VI	1,10
		III, IV, ХПА, ХПБ	1,15
		VII	1,25
		II, XI	1,40
		IX, X	1,45
		XII	1,35
		VIII, ПА, УША	1,55

Примечание. Постановление Госстроя СССР № 1109 от 23.12.81.

Приложение 3

Коэффициенты
к стоимости строительства по климатическим районам

Климатический район	Коэффициент, Акл
I	1,14
II	1,0
III	0,92
IV	0,90

Примечание: Табл. 17 З «Справочник по сметному делу в строительстве», ГСИ-1963 гш

**Коэффициенты
к стоимости оборудования по территориальным зонам**

Зона	Коэффициент, Аоб
1	1,0
2	1,03
3	1,06
4 и 5	1,10

Примечание. Табл. 17.2. «Справочник по сметному делу в строительстве», ГСИ-1963 г.

**Коэффициенты,
учитывающие районы с повышенной сейсмичностью**

Балл сейсмичности	Коэффициент, Ас
6	1,0
7	1,03
8	1,04

Примечание. Табл. 17.4 «Справочник по сметному делу в строительстве», ГСИ-1963 г.

**Распределение республик, краев и областей СССР
на территориальные зоны по стоимости оборудования
и климатические районы**

Территориальная зона стоимости оборудования	Климатический район	Республика, край и область СССР
1	2	3
I	I	Российская Советская Федеративная Социалистическая Республика: Алтайский край; Башкирская АССР, Кемеровская область, Кировская область; Коми АССР— южнее Полярного круга; области: Курганская, Новосибирская, Омская, Оренбургская, Пермская, Свердловская, Томская
I	II	Белорусская ССР, Латвийская ССР, Литовская ССР, Молдавская ССР; области: Белгородская, Брянская,

1	2	3
		Владимирская, Вологодская, Воронежская, Горьковская, Ивановская, Калининградская, Калининская, Калужская; Калмыцкая АССР, Карельская АССР, области: Костромская, Куйбышевская, Курская, Ленинградская, Липецкая; Марийская АССР; Мордовская АССР; области: Московская, Новгородская, Орловская, Пензенская, Псковская, Рязанская, Смоленская, Тамбовская; Татарская АССР; Эстонская ССР
I	III	Нагорно-Карабахская область Азербайджанской ССР; Астраханская область; Волгоградская область; Дагестанская АССР; Кабардино-Балкарская АССР; Краснодарский край; Ростовская область; Северо-Осетинская АССР; Ставропольский край; области: Запорожская, Крымская, Николаевская, Херсонская, Одесская;
I	IV	Азербайджанская ССР; Армянская ССР; Грузинская ССР;
2	I	Казахская ССР; Красноярский край южнее 60-й параллели, севернее 60-й параллели; Эвенский национальный округ с Туруханским районом
2	II	Архангельская область; Камчатская область севернее 55-й параллели; Мурманская область, Саратовская область
2	III	Актюбинская область Казахской ССР, области: Алма-Атинская, Джамбульская, Западно-Казахстанская, Кызыл-Ординская, Талды-Курганская
2	IV	Южно-Казахстанская область
3	I	Бурятская АССР; Иркутская область южнее 60-й параллели, севернее 60-й параллели; Тувинская автономная область
3	II	—
3	III	Киргизская ССР
3	IV	—
4	I	Амурская область; Приморский край
4	II	—
4	III	—
4	IV	—
5	I	Ненецкий национальный округ; Красноярский край севернее Полярного круга; Магаданская область южнее Полярного круга, севернее Полярного круга; Сахалинская область, в том числе Курильские острова
5	II	Камчатская область южнее 55-й параллели

Примечание. Табл. 17.5. «Справочник по сметному делу в строительстве», ГСИ-1963 г.

Терминология

Термин	Определение
--------	-------------

ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ

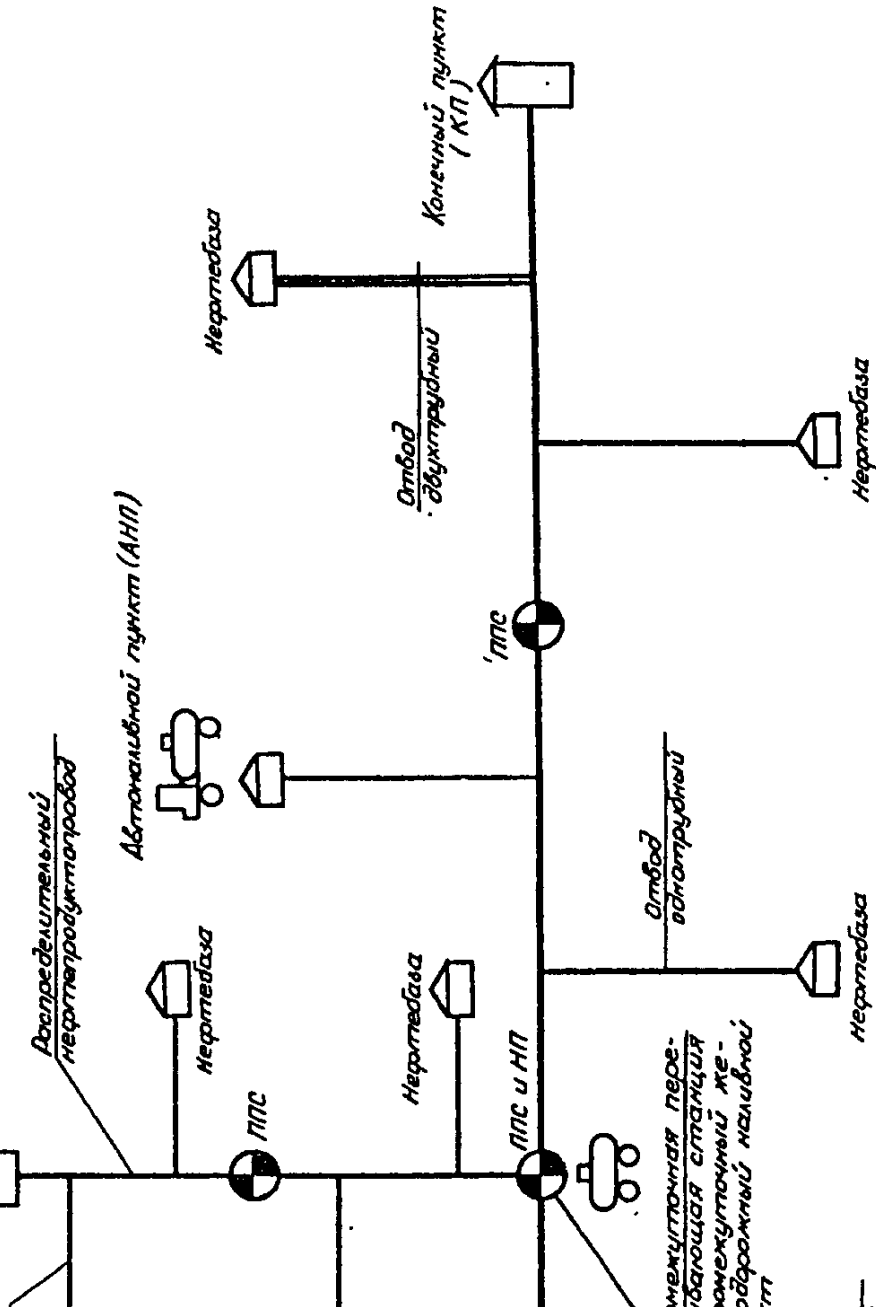
- | | |
|---|---|
| 1. Разветвленный нефтепродуктопровод (РНПП) | Трубопроводная транспортная система, состоящая из перекачивающих станций, наливных пунктов и линейных сооружений, включающих магистральные, распределительные трубопроводы и отводы, предназначенные для обеспечения перекачки распределения нефтепродуктов по потребителям |
| 2. Линейная часть разветвленного нефтепродуктопровода | Собственно трубопровод, состоящий из линейных участков, имеющих сложную гидравлическую структуру, определяемую наличием распределительных трубопроводов и отводов, а также линейных сооружений, обеспечивающих перекачку нефтепродукта. К линейным сооружениям относятся: устройства защиты трубопровода от коррозии, линии электропередач для собственных нужд, линии устройств связи и телемеханики, дороги, сооружения защиты окружающей среды |
| 3. Перекачивающая станция разветвленного нефтепродуктопровода (ПС) | Комплекс сооружений, оборудования и устройств, обеспечивающих прием и закачку нефтепродуктов в трубопровод |
| 4. Головная перекачивающая станция разветвленного нефтепродуктопровода (ГПС) | Комплекс сооружений, оборудования и устройств в начальной точке разветвленного нефтепродуктопровода, обеспечивающих прием, накопление и закачку нефтепродуктов в трубопровод |
| 5. Промежуточная перекачивающая станция разветвленного нефтепродуктопровода (ППС) | Комплекс сооружений, оборудования и устройств в промежуточной точке разветвленного нефтепродуктопровода, обеспечивающих дальнейшую перекачку нефтепродуктов |
| 6. Конечный пункт разветвленного нефтепродуктопровода (КП) | Конечным пунктом разветвленного нефтепродуктопровода (может быть несколько) являются перевалочная, распределительная, перевалочно-распределительная нефтебазы и наливные пункты |

СОСТАВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ
РАЗВЕТВЛЕННОГО НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДА

- | | |
|--|--|
| 7. Магистральная часть разветвленного нефтепродуктопровода | Часть разветвленного нефтепродуктопровода, характеризующаяся наличием постоянного транзита нефтепродукта от головной перекачивающей станции (ГПС) до конечного пункта (КП). Если в не- |
|--|--|

Термин	Определение
	<p>которой точке магистральной части перекачка ведется непрерывно в двух и более направлениях, то продолжением магистрали считается то направление, по которому годовое количество перекачиваемого нефтепродукта будет наибольшим. Магистраль разветвленного нефтепродуктопровода характеризуется:</p> <ul style="list-style-type: none"> — наличием резервуарных парков в головных и конечных пунктах; — наличием в трубопроводе постоянного транзита нефтепродукта; — непрерывным, круглосуточным в течение 350 суток в год режимом работы; — подключением к нему распределительных трубопроводов и отводов
<p>8. Распределительный трубопровод разветвленного нефтепродуктопровода</p>	<p>Трубопровод, предназначенный для транспортировки нефтепродуктов от магистрали разветвленного нефтепродуктопровода к предприятиям распределения или к районам потребления нефтепродуктов. Распределительный нефтепродуктопровод заканчивается резервуарным парком нефтебазы или наливного пункта.</p> <p>В начале распределительного трубопровода предусматривается соответствующая резервуарная емкость и собственная головная перекачивающая станция, т. е. в данном месте производится перевалка нефтепродуктов с одного трубопровода на другой. На распределительном трубопроводе при большой протяженности могут быть промежуточные насосные станции. Распределительный трубопровод является основным ответвлением и постоянно или длительное время в течение года подключен к магистрали</p>
<p>9. Сложный отвод разветвленного нефтепродуктопровода</p>	<p>Трубопровод, подключаемый к распределительному трубопроводу (возможно подключение к магистрали) и характеризующийся наличием транзитных потоков. На сложном отводе насосная станция отсутствует, а в пункте подключения резервуарная емкость не предусматривается</p>
<p>10. Отвод разветвленного нефтепродуктопровода</p>	<p>Участок нефтепродуктопровода, служащий для подачи нефтепродуктов от сложного отвода, либо от распределительного трубопровода, либо от магистрали непосредственно потребителям.</p> <p>Для отвода характерна периодичность и сезонность работы, небольшая протяженность, постоянные диаметры и расход по длине</p>
<p>11. Однотрубный отвод</p>	<p>Отвод, состоящий из одного трубопровода</p>
<p>12. Многотрубный отвод</p>	<p>Отвод, состоящий из двух, трех и более параллельных трубопроводов</p>
<p>13. Подводящий нефтепродуктопровод</p>	<p>Трубопровод, предназначенный для подачи одного или последовательно нескольких групп нефтепродуктов от нефтеперерабатывающего завода, либо от пунктов перевалки в резервуарный парк перекачиваю-</p>

Схема разветвленного радиотелеграфного тракта



Термин	Определение
--------	-------------

- | | |
|--|--|
| 14. Линейная производственно-диспетчерская служба (ЛПДС) | <p>щей станции или непосредственно в разветвленный нефтепродуктопровод</p> <p>Производственное подразделение районного управления разветвленного нефтепродуктопровода, обеспечивающее бесперебойную работу и эксплуатацию оборудования, а также хозяйственную деятельность двух или более перекачивающих станций и участков нефтепродуктопровода, закрепленных за ними</p> |
|--|--|

СОСТАВНЫЕ ЧАСТИ ПЕРЕКАЧИВАЮЩЕЙ СТАНЦИИ РАЗВЕТВЛЕННОГО НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДА

- | | |
|--|---|
| 15. Насосный цех перекачивающей станции | Здания или открытые площадки, где размещены основные и подпорные насосы с электродвигателями, а также системы, обеспечивающие нормальную эксплуатацию насосных агрегатов |
| 16. Резервуарный парк перекачивающей станции | Резервуарный парк — группа (группы) резервуаров, предназначенных для приема, хранения и выдачи нефтепродуктов, размещенных на территории. Ограниченной по периметру обвалованием или ограждающей стенкой при наземных резервуарах, противопожарными проездами — при подземных резервуарах и резервуарах, установленных в котлованах или выемках |
| 17. Технологический нефтепродуктопровод перекачивающей станции | Нефтепродуктопровод, проложенный в пределах ПС и предназначенный для технологических операций |
| 18. Узел пуска и приема разделителей и очистных устройств | Система технологических трубопроводов и запорной арматуры, предназначенная для обеспечения пуска, приема и пропуска разделителей, очистных устройств и т. п. |
| 19. Узел переключения перекачивающей станции | Система трубопроводов и запорной арматуры, предназначенная для подсоединения трубопроводов, резервуаров, насосов с целью осуществления технологических операций |
| 20. Узел учета и контроля качества нефтепродуктов перекачивающей станции | Комплекс устройств для определения количества перекачиваемых нефтепродуктов и контроля их качественных показателей |
| 21. Вспомогательная система инженерного обеспечения перекачивающей станции | <p>Комплекс оборудования, позволяющий обеспечивать нормальное протекание основного технологического процесса</p> <p>К вспомогательным относятся системы маслоснабжения, вентиляции, водоснабжения, канализации, теплоснабжения, энергоснабжения и др.</p> |
| 22. Блокировочный трубопровод | Трубопровод, являющийся перемычкой между параллельными линейными участками, предназначенный для осуществления различных вариантов работы перекачивающих станций и участков нефтепродуктопроводов |

Термин	Определение
--------	-------------

ВИДЫ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ

- | | |
|--|--|
| 23. Прием-сдача нефтепродуктов | Процесс передачи нефтепродуктов между предприятиями, включающими в себя технологические операции и оформление документации в установленном порядке |
| 24. Технологический режим перекачки | Совокупность значений расхода и давления, характеризующих работу разветвленного нефтепродуктопровода |
| 25. Система перекачки нефтепродуктов «из насоса в насос» по разветвленному нефтепродуктопроводу | Организация процесса перекачки нефтепродуктов без использования резервуаров на промежуточных перекачивающих станциях |
| 26. Система перекачки нефтепродуктов с подключенным резервуаром на промежуточных перекачивающих станциях | Организация процесса перекачки нефтепродуктов с периодически подключенными резервуарами на промежуточных перекачивающих станциях |
| 27. Система перекачки нефтепродукта по разветвленному нефтепродуктопроводу из резервуара | Организация процесса перекачки насосами предыдущей перекачивающей станции в резервуары последующей перекачивающей станции |
| 28. Комбинированная система перекачки нефтепродуктов | Организация процесса перекачки с применением одной или нескольких систем перекачки, указанных в пунктах 25, 26, и 27, с одновременным использованием отводов и распределительных трубопроводов |
| 29. Последовательная перекачка нефтепродуктов по разветвленному нефтепродуктопроводу | Процесс непрерывной перекачки нескольких групп, марок нефтепродукта по разветвленному нефтепродуктопроводу отдельными партиями |

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПЕРЕКАЧКИ

- | | |
|--|--|
| 30. План поставки нефтепродуктов | Суммарное количество нефтепродукта каждой группы, марки, которое должно быть доставлено на пункты сдачи за месяц, квартал, год |
| 31. Проектная пропускная способность разветвленного трубопровода или его отдельного участка при последовательной перекачке нефтепродукта в год | Количество последовательно перекачиваемых при оптимальном технологическом режиме перекачки нефтепродуктов, которое планируется на перспективу в указанном направлении при заданном количественном соотношении разных групп нефтепродуктов. |
| 32. Расчетная пропускная способность (фактическая) разветвленного нефтепродуктопровода или его отдельных участков | Количество нефтепродукта, которое возможно последовательно перекачать по разветвленному трубопроводу или отдельным его участкам в оптимальном режиме с учетом фактических ограничений по техническому, конструктивному и технологическому |

Термин	Определение
при последовательной перекачке нефтепродукта	состоянию (давлению, скорости потока, количеству подключаемых отводов), а также изменившимся в процессе эксплуатации количественному соотношению разных групп перекачиваемых нефтепродуктов за месяц, квартал, год
33. Расчетный (фактический) коэффициент загрузки разветвленного нефтепродуктопровода или отдельных его участков	Отношение расчетной (фактической) пропускной способности к проектной пропускной способности, характеризующее степень использования пропускной способности разветвленного нефтепродуктопровода за месяц, квартал, год
34. Отбор нефтепродуктов по отводам разветвленного нефтепродуктопровода	Отбор нефтепродуктов попутным потребителям через отводы разветвленного нефтепродуктопровода
35. Зона смеси нефтепродуктов при последовательной перекачке	Длина участка трубопровода, в пределах которого находится смесь нефтепродуктов
36. Цикл последовательной перекачки	Периодически повторяющаяся очередность следования нефтепродукта в трубопроводе
37. Продолжительность цикла последовательной перекачки	Промежуток времени, в течение которого осуществляется один цикл последовательной перекачки
38. Число циклов последовательной перекачки	Число, показывающее, сколько раз в году происходит смена последовательно закачиваемых нефтепродуктов в нефтепродуктопровод

Примечание. Число циклов, а следовательно, и продолжительность цикла последовательной перекачки могут быть различными для отдельных участков разветвленного нефтепродуктопровода.

НЕФТЕПРОДУКТЫ

Нефтепродукт	Готовый продукт, полученный при переработке нефти
Физико-химическое свойство нефтепродукта	Составная часть эксплуатационного свойства нефтепродукта, характеризующая совокупность однородных явлений, определяемых в лабораторных условиях
Показатель качества нефтепродукта	Количественная характеристика одного или нескольких свойств нефтепродукта, входящих в ее качество, рассматриваемая применительно к определенным условиям ее создания и эксплуатации или потребления
Кондиционный нефтепродукт	Нефтепродукт, удовлетворяющей всем требованиям нормативно-технической документации (ГОСТ, ОСТ, ТУ)
Некондиционный нефтепродукт	Нефтепродукт, не удовлетворяющий требованиям нормативно-технической документации
Тип нефтепродукта	Совокупность нефтепродуктов одинакового функционального назначения (топливо, масло, смазка, кокс, битум, сжиженные нефтяные газы)
Группа нефтепродуктов	Совокупность нефтепродуктов, входящих в один тип и имеющих сходные свойства и область применения (бензин, дизельное топливо, печное топливо, керосин, топливо для реактивных двигателей)

Термин	Определение
Подгруппа нефтепродуктов	Совокупность нефтепродуктов, входящих в одну группу и имеющих сходные показатели качества и условия применения (бензин автомобильный, бензин авиационный, дизельное топливо для быстроходных дизелей и судовых газовых турбин, дизельное топливо для автотракторных тепловозных и судовых дизелей, топливо печное, топливо газотурбинное, керосин осветительный, топливо для реактивных двигателей с дозвуковой скоростью, топливо для реактивных двигателей со сверхзвуковой скоростью и т. д.)
Марка нефтепродукта	Индивидуальный нефтепродукт (название номерное или буквенное обозначение), состав и свойства которого регламентированы нормативно-технической документацией (бензин А-76, бензин АИ-93, дизельное топливо «Л», дизельное топливо «З», дизельное топливо «ДЛ», дизельное топливо «ДС»); керосин осветительный КО-30; керосин осветительный КО-25; топливо печное бытовое ТПБ; газотурбинное топливо ТГ и т. д.)
Вид нефтепродукта	Совокупность нефтепродуктов, входящих в одну марку, но имеющих разные значения, по одному из показателей качества Государственного стандарта (бензин летний, бензин зимний, дизельное топливо летнее, дизельное топливо зимнее, дизельное топливо специальное)
Сорт нефтепродукта	Градация нефтепродукта определенного вида по одному или нескольким показателям качества, установленная нормативной документацией в зависимости от значений, допускаемых отклонений показателей качества (бензин этилированный, бензин неэтилированный, летний бензин с давлением насыщенных паров 500 мм рт. ст., зимний бензин с давлением насыщенных паров 700 мм рт. ст., дизельное топливо с содержанием серы 0,2%, дизельное топливо с содержанием серы 0,5%; дизельное топливо вязкостью 3,5 сст, при 20°С, то же, вязкостью 6,0 сст. и т. д.)

Приложение 8

Перечень нормативных документов, используемых при проектировании нефтепродуктопроводов

№ раздела ВНТП-3-90	Наименование раздела или отдельных требований, относящихся к этому разделу	Наименование нормативных документов, которыми следует руководствоваться при разработке проектной документации по данному разделу с указанием № и даты утверждения нормативного документа
1	2	3

Раздел 2.

Основные техноло-

Раздел 1.

Общие положения

СНиП 102.01-85. Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и ут-

Термин	Определение
гические параметры нефтепродуктопровода	верждения проектно-сметной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений с уточнениями по БСТ П-86, БСТ 7-88 БСТ 10-88, а также изменениями от 30.12.87 г. № 314
Раздел 4. Последовательная перекачка	<p data-bbox="620 477 837 573">Раздел 3. Транспортирование</p> <p data-bbox="915 506 1547 633">ГОСТ 1510-84*. Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение с изменениями № 1, № 2, № 3 от 11.85 г., 01.87 г. и 09.88 г.</p> <p data-bbox="915 640 1547 797">Инструкция по технологии последовательной перекачки нефтепродуктов по магистральным нефтепродуктопроводам, Госкомнефтепродукт СССР № 06-09-2-11/841 от 23.09.86 г.</p> <p data-bbox="915 804 1547 931">Инструкция по транспортированию топлива для реактивных двигателей по магистральным нефтепродуктопроводам, Госкомнефтепродукт СССР, 1982 г</p> <p data-bbox="915 938 1547 1095">Руководство по расчету количества смеси разнородных нефтепродуктов при последовательной перекачке в разветвленных нефтепродуктопроводах, Госкомнефтепродукт СССР, 1982 г.</p> <p data-bbox="915 1102 1547 1258">Методика расчета цикличности последовательной перекачки нефтепродуктов по разветвленным трубопроводам и выбора необходимой резервуарной емкости, Госкомнефтепродукт РСФСР, 1988 г.</p> <p data-bbox="915 1265 1547 1520">Методика расчета норм пересортности одноименных нефтепродуктов (бензина или дизельного топлива) при перекачке по разветвленным нефтепродуктопроводам за счет образования смеси в зоне контактирования последовательно движущихся партий, Госкомнефтепродукт РСФСР, 1988 г.</p> <p data-bbox="915 1527 1547 1655">Нормы естественной убыли нефтепродуктов при приеме, хранении, отпуске и транспортировании. Утверждены Госнабмом СССР 26.03.1984 г. № 40</p>
Раздел 6. Линейные сооружения	<p data-bbox="631 1664 863 1792">Раздел 1. Классификация нефтепродуктопроводов</p> <p data-bbox="631 1798 923 1926">Раздел 2. Выбор трассы и прокладка нефтепродуктопроводов</p> <p data-bbox="631 1933 892 1998">Раздел 3. Материалы и тех-</p> <p data-bbox="915 1664 1547 1760">СНП 2.05.13-83. Нефтепродуктопроводы, прокладываемые на территории городов и других населенных пунктов</p>

1	2	3
	<p>технические изделия</p> <p>Раздел 2. Классификация и категории магистральных трубопроводов</p> <p>Раздел 3. Основные требования к трассе трубопроводов</p> <p>Раздел 4. Конструктивные требования к трубопроводам</p> <p>Раздел 5. Подземная прокладка трубопроводов</p> <p>Раздел 6. Переходы трубопроводов через естественные и искусственные препятствия</p> <p>Раздел 7. Надземная прокладка трубопроводов</p> <p>Раздел 8. Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость</p> <p>Раздел 11. Очистка полости и испытание трубопроводов</p>	<p>СНиП 2.05.06-85 Магистральные трубопроводы с изменением по БСТ 4-87</p>
	<p>Раздел 2. Генеральные планы</p>	<p>СНиП II-106-79. Склады нефти и нефтепродуктов с изменением по БСТ 12-86</p>
<p>Раздел 7. Наливные пункты</p>	<p>Раздел 5. Железнодорожные сливноналивные эстакады</p>	<p>СНиП II-106-79. Склады нефти и нефтепродуктов с изменением по БСТ 12-86</p>
<p>Раздел 8. Резервуарные парки</p>	<p>Раздел 4. Хранение</p> <p>Раздел 5.</p>	<p>ГОСТ 1510-84*. Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение с изменениями № 1, № 2, № 3 от 11.85 г., 01.87 г., и 09.88 г.</p> <p>СНиП 2.03.11-85. Защита строительных конструкций от коррозии</p>

1	2	3
	Раздел 2. Генеральные планы п. 2.11; 2,12	СНиП II-106-79. Склады нефти и нефтепродуктов с изменением по БСТ 12-86
Раздел 9. Технологические трубопроводы	Раздел 5. Нефтепроводы и продуктопроводы	СНиП II-89-80. Генеральные планы промышленных предприятий с изменениями по БСТ 4-85, БСТ 7-86, БСТ 3-87
Раздел 10. Узел учета количества и контроля качества нефтепродуктов	Раздел 3. Транспортирование	Нормы технологического проектирования и технико-экономические показатели складов нефти, нефтепродуктов (нефтебаз), 1972 г. ГОСТ 1510-84*. Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортировка и хранение с изменениями № 1, 2, 3, от 11.85 г., 01.87 г., 09.88 г.
Раздел 11. Автоматизация, телемеханизация и автоматизированная система управления технологическими процессами	Все разделы	СН 527-80 Инструкция по проектированию технологических стальных трубопроводов РУ до 10 МПа с изменениями по БСТ 5=87, БСТ 4-88 ГОСТ 2517-85. Нефть и нефтепродукты. Метод отбора проб, № 4453 от 20.12.85 г. РДМ-0001-84. Основные положения по КИП, автоматизации и телемеханизации разветвленных нефтепродуктопроводов Госкомнефтепродукта СССР, № 06-09/831 от 5.01.86 г.
Раздел 12. Электроснабжение и электрооборудование	Раздел 6. Электроснабжение и электротехнические устройства Все разделы	РДМ-0001-84. Основные положения по КИП, автоматизации и телемеханизации магистральных разветвленных нефтепродуктопроводов Госкомнефтепродукта СССР, № 06-09/831 от 5.01.86 г. СНиП 3.05.07-85. Системы автоматизации
Раздел 13. Технологическая связь	Раздел 11. Электротехнические устройства, связь и сигнализация Раздел 11. Линии технологической связи трубопроводов	Правила устройства электроустановок. ПУЭ-85. Шестое издание, 1985 г. СНиП II-106-79. Склады нефти и нефтепродуктов с изменением по БСТ 12-86 СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы с изменением по БСТ 4-87

1	2	3
	<p>Раздел 4 Глава 4.4. Аккумуляторные установки. Область применения</p>	<p>ПУЭ-85. Правила устройства электроустановок. Шестое издание, 1985 г.</p>
<p>Раздел 14. Электрохимическая защита</p>	<p>Все разделы</p>	<p>ВНТП 111-86. Ведомственные нормы технологического проектирования. Проводные средства связи. Станции междугородные, телефонные. Министерство связи СССР, № 300 от 2.07.86 г.</p>
	<p>Все разделы</p>	<p>ГОСТ 9.015-74* с изм. № 1, 2. Единая система защиты от коррозии и старения. Подземные сооружения. Общие технические требования с изм. № 1 и № 2 от 03.78 г. и 09.83 г.</p>
	<p>10. Защита трубопроводов от коррозии</p>	<p>ГОСТ 25812-83. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии с изменениями № 1 и № 2 от 01.87 г. и 11.87 г.</p>
	<p>11. Линии технологической связи трубопроводов</p>	<p>СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы с изменением по БСТ 4-87</p>
	<p>5. Защита трубопроводов от коррозии</p>	<p>СНиП 2.05.13-90. Нефтепродуктопроводы, прокладываемые на территории городов и др. населенных пунктов, № 81 от 09.10.90.</p>
<p>Раздел 1.</p>	<p>Раздел 1. Глава 1.7. Заземление и защитные меры электробезопасности</p>	<p>Правила устройства электроустановок. ПУЭ-85, шестое издание, 1985 г.</p>
	<p>Раздел 2. Глава 2.3. Кабельные линии напряжением до 220 кВ</p>	
	<p>Раздел 2. Глава 2.4. Воздушные линии электропередачи напряжением до 1 кВ</p>	
	<p>Раздел 4. Глава 4.1. Распределительное устройство напряжением до 1 кВ</p>	<p>СН 174-75. Инструкция по проектированию электроснабжения промышленных предприятий с изменениями и дополнениями</p>
	<p>устройство напряжением до 1 кВ</p>	<p>по БСТ 11-77, БСТ 12-78, БСТ 6-79, БСТ 10-84</p>
	<p>переменного тока и до 1,5 кВ постоянного тока</p>	

1	2	3
	<p>Раздел 7. Глава 7.3. Электроустановки во взрывоопасных зонах</p> <p>Глава 7.4. Электроустановки в пожароопасных зонах</p> <p>Все разделы</p>	<p>СИ 357-77. Инструкция по проектированию силового и осветительного электрооборудования промышленных предприятий</p> <p>Руководство по проектированию и защите от коррозии подземных металлических сооружений связи, 1978 г., Минсвязь, СССР</p>
<p>Раздел 15. Ремонтно-эксплуатационная служба</p>		<p>Табель технического оснащения аварийно-восстановительных пунктов магистральных нефтепродуктопроводов, Госкомнефтепродукт РСФСР, 6.04.87 г.</p> <p>Табель технического оснащения ремонтно-строительных колонн для магистральных нефтепродуктопроводов, Госкомнефтепродукт РСФСР, 1983 г.</p> <p>Табель технической оснащенности базы производственного обслуживания магистральных нефтепродуктопроводов, Госкомнефтепродукт РСФСР, 1982 г.</p> <p>Табель технической оснащенности центральной ремонтной базы магистрального нефтепродуктопровода, Госкомнефтепродукт РСФСР, 1984 г.</p> <p>Правила охраны магистральных трубопроводов, Совмин СССР, № 341 от 12.04.79 г.</p> <p>РД 39-30-297-79. Правила капитальных ремонтов подземных трубопроводов, Миннефтепром СССР, 24.12.87 г.</p>
<p>Раздел 16. Лаборатории</p>	<p>Глава 4. Лаборатории</p>	<p>Временная инструкция по контролю качества показателей нефтепродуктов в системе Госкомнефтепродукта СССР, Госкомнефтепродукт СССР, 29.12.84 г.</p> <p>Правила пожарной безопасности при эксплуатации предприятий Госкомнефтепродукта СССР, Госкомнефтепродукт СССР, 29.07.83 г.</p>
<p>Раздел 17. Охрана окружающей среды, пункт 17.1.</p>		<p>ГОСТ 17.1.3.05-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами, № 1243 от 25.03.82 г.</p> <p>ГОСТ 17.1.3.10-83. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами при</p>

1	2	3
---	---	---

Раздел 8.
Системы вентиляции, кондиционирования воздуха и воздушного отопления

Раздел 18.
Нормативные показатели, пункт 18.1. Нормы расхода электроэнергии, пункт 18.2.

Нормы расхода воды

Раздел 6.
Очистные сооружения. Общие указания

Раздел 8.
Водоснабжение и канализация

Раздел 4.
Водоснабжение и канализация.
Водоснабжение предприятий транс-

портирования по трубопроводу. № 4758 от 4.10.83 г.

СН 245-71. Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий с изменениями и дополнениями по БСТ 4-74, БСТ 7-78, БСТ 2-79, БСТ 5-81, БСТ 3-87

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Ленинград, Гидрометеониздат, 1986 г.

СНиП 11-12-77. Защита от шума.
ГОСТ 12,1.003-83. Шум

ОНД 1-84. Инструкция о порядке рассмотрения, согласования и экспертизы воздухоохраных мероприятий и выдачи разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферу по проектным решениям, Госкомгидромет, 23.04.84 г.

Нормирование выбросов вредных веществ в атмосферу на предприятиях Госкомнефтепродукта СССР, 19.10.82 г.

ОНД-86. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. Госгидромет, № 192 от 4.08.86 г.

ГОСТ 12124-87. Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов. Тип и основные параметры, № 3710 от 28.09.87 г.

СНиП 2.04.03-85. Канализация. Наружные сети и сооружения с изменением по БСТ 9-86.

Правила охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами, № 91 от 21.07.79 г.

СНиП II-106-79. Склады нефти и нефтепродуктов с изм. по БСТ 12-86

1	2	3
<p>Пункт 18.3. Нормы расхода топлива и тепла</p>	<p>порта нефти и нефтепродуктов. Канализация предприятий транспорта нефти и нефтепродуктов</p> <p>Раздел 12. Расчетные расходы воды и напоры</p>	<p>СНиП 2.04.02-84. Водоснабжение. Наружные сети и сооружения с изм. и поправками по БСТ 9-86, БСТ 12-87</p> <p>СНиП 2.04.05.86. Отопление, вентиляция и кондиционирование</p> <p>СНиП 2.04.01-85. Внутренний водопровод и канализация зданий</p> <p>СНиП 11-35-76. Котельные установки с изм. по БСТ 11-77 и изменением, утвержденным постановлением от 11.01.85 г. № 3</p> <p>СНиП 2.04.07-86. Тепловые сети, № 75 от 30.12.86 г.</p> <p>СНиП 2.04.05-86. Отопление, вентиляция и кондиционирование</p>
<p>Пункт 18.4. Использование вторичных энергоресурсов</p> <p>Пункт 18.7. Численность обслуживающего персонала нефтепродуктопровода</p>	<p>Пункт 7.10</p>	<p>Типовая структура и норматив численности служащих районных управлений магистральных нефтепроводов. ВНИИОЭИГ, 1983 г.</p> <p>Нормативы численности рабочих магистральных нефтепроводов и продуктопроводов. Миннефтепром, № 4 от 15.11.79 г.</p> <p>1. Численность для НПП по технологической связи. Приказ Министерства связи СССР № 170 от 24.04.85 г. «Об утверждении нормативов численности производственного штата для территориального центра управления междугородными связями и телевидением»</p> <p>2. Численность по технологической связи на площадках НПП. Приказ Министерства связи СССР № 317 от 03.08.83 г. «Об утверждении нормативов численности производственного штата для эксплуатационно-технических узлов связи»</p> <p>3. Численность по котельным установкам. Нормативы численности рабочих, обслуживающих парокотельные установки промышленных предприятий, Центр бюро нормативов по труду при НИИТруда Госкомитета СССР по труду и социальным вопросам, Москва, 1981 г.</p>

1	2	3
<p>Раздел 20. Противопожар- ные технологиче- ские требования, включая катего- рии производств по взрывопожар- ной и пожарной опасности</p>	<p>Раздел 2. Генеральный план, Раздел 1. Классификация нефтепродукто- проводов, пункт 1.1. Раздел 2. Классификация и категория ма- гистральных тру- бопроводов. Все разделы</p>	<p>СНиП II-106-79. Склады нефти и нефтепродук- тов с изменением по БСТ 12-86 СНиП II-89-80. Генеральные планы про- мышленных предприятий с изменением по БСТ 4-85; БСТ 7-86, БСТ 3-87 СНиП 2.05.13-90. Нефтепродуктопроводы, прокладываемые на территории городов и других населенных пунктов СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубо- проводы с изменением по БСТ 4-87 Правила пожарной безопасности при эксплуатации предприятий Госкомнефте- продукта СССР, от 29.07.85 г. СНиП 2.04.08-87. Газоснабжение СНиП 2.01. 02-85. Противопожарные нормы. ВНТП 01/87/ 04-84. Объекты газо- вой и нефтяной промышленности, вы- полненные с применением блочных и блочно-комплектных устройств. Нормы технологического проектирования с изм. № 1, утвержденным постановлением от 24.07.87 г. ОНТП 24-86 МВД СССР. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной оавсности.</p>

СО Д Е Р Ж А Н И Е

Вводная часть	3
Общие положения	4
Основные технологические параметры нефтепродуктопровода	6
Фонды времени и режим работы	7
Последовательная перекачка	8
Перекачивающие станции	12
Линейные сооружения	15
Наливные пункты	20
Резервуарные парки	22
Технологические трубопроводы	25
Узлы учета количества и контроля качества нефтепродуктов	26
Автоматизация, телемеханизация и автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП)	27
Электроснабжение и электрооборудование	28
Технологическая связь	33
Электрохимическая защита	39
Ремонтно-эксплуатационная служба	41
Лаборатории	44
Охрана окружающей среды	44
Нормативные показатели	46
Методика расчета числа циклов последовательной перекачки нефтепродуктов по разветвленному нефтепродуктопроводу	63
Противопожарные технологические требования, включая категории производств по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности	65
Техника безопасности и охрана труда. Основные положения	69
Приложение 1. Территориальные районы и подрайоны	71
Приложение 2. Коэффициенты для определения предельных размеров затрат на привязку к местным условиям строительства типовых проектов производственного назначения по территориальным районам, для которых разработаны единые районные расценки на строительные работы	72

Приложение 3. Коэффициенты к стоимости строительства по климатическим районам	72
Приложение 4. Коэффициенты к стоимости оборудования по территориальным зонам	73
Приложение 5. Коэффициенты, учитывающие районы с повышенной сейсмичностью	73
Приложение 6. Распределение республик, краев и областей СССР на территориальные зоны по стоимости оборудования и климатические районы	73
Приложение 7. Терминология	75
Приложение 8. Перечень нормативных документов, используемых при проектировании нефтепродуктопроводов	84

**Нормы технологического проектирования
разветвленных нефтепродуктопроводов
ВНТП-3-90**

Ответственный за выпуск Б. А. Г а р и н

Подписано в печать 10.12.90. Формат 60×84/16. Бумага нью-спринт. Гарнитура литературная. Печать офсетная. Усл. п. л. 5,35. Уч.-изд. л. 5,47. Тираж 1000. Заказ 339/1522. Бесплатно.

По заказу Государственного проектного и научно-исследовательского института транспорта и хранения нефтепродуктов.

Издательство Волгоградского упрполиграфиздата.
400001, Волгоград, ул. Рабоче-Крестьянская, 13.

ПО «Полиграфист» Упрполиграфиздата
Волгоградского облсовета народных депутатов. 400066, Волгоград, ул. Островского, 3.

