МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ СБОРА, ТРАНСПОРТА, ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ВНТП 3-85

Москва 1985

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ СБОРА, ТРАНСПОРТА, ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ВНТП 3-85

УТВЕРЖДЕНЫ

приказом Министерства нефтяной промышленности № 32
от 10 января 1986 г. по согласованию
с Госстроем СССР и ГКНТ СССР письмо от 16.12.85 № 45-1107

СОГЛАСОВАНЫ:

Госгортехнадзор СССР письмо от 08.10.85 № 04-20/433
ГУПО МВД СССР письмо от 06.11.85 № 7/6/3691
ЦК профсоюза нефтяной и газовой
промышленности протоколом от 10.09.85 № 44

Москва 1985

Пересмотр "Норм технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений" произведен в соответствии с требованиями СН 470-75[X] институтом "Гипровостокнефть" при участии институтов "Гипротюменнефтегаз" и "БашНИПИнефть".

Нормы являются ведомственным нормативным документом, обязательным для всех проектных организаций, организаций заказчика, учреждений и предприятий Миннефтепрома, осуществляющих проектирование и строительство объектов обустройства нефтяных месторождений Миннефтепрома.

С вводом в действие настоящих Норм утрачивают силу "Нормы технологического проектирования..." ВНТП 3-77 с дополнениями, введенными с 01.07.83г., ПТУСП 01-63, - в части требований, относящихся к предприятиям нефтедобывающей промышленности и СН 433-79, - в части требований к проектированию объектов нефтедобывающей промышленности.

Редакторы - инженеры А.Ф.Бочкарев, С.В.Мурашкин, В.С.Абкин, Ю.Н.Дмитриев, Е.В.Степанов, Ю.Ф.Лобода, Б.А.Колоярцев, Г.Е.Романов, В.И.Беловольский (институт "Гипровостокнефть");

инженер А.Ф.Сорокин (институт "Гипротюменнефтегаз"),
инженер Г.И.Шпайер (институт "БашНИПИнефть").

Министерство нефтяной промышленности (Миннефтепром)	Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений	ВНТП 3-85 Взамен ВНТП 3-77, ПТУСП 01-63, СН 433-79

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Нормы содержат требования и положения, обязательные при проектировании объектов, сооружений и технологических процессов обустройства систем сбора, транспорта, подготовки нефти, нефтяного газа и пластовых вод, заводнения нефтяных пластов, газлифтной эксплуатации нефтяных скважин, водоснабжения и канализации, телемеханизации, автоматизации и механизации производственных процессов, электроснабжения, связи и сигнализации, теплоснабжения, отопления, вентиляции, кондиционирования воздуха, а также требования по охране труда и технике безопасности, охране окружающей среды на нефтяных месторождениях Министерства нефтяной промышленности.

Нормы распространяются на проектирование новых, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих объектов и сооружений (ЦПС, УПН, пунктов сбора нефти и газа (ПС), ДНС, УПС, СУ, КНС, БКНС, КС, УПГ и др.).

При реконструкции или техническом перевооружении действующих объектов нормы распространяются только на реконструируемую или подлежащую техническому перевооружению часть.

I.2. В проектах обустройства нефтяных месторождений необходимо предусматривать внедрение следующих основных научно-технических достижений и прогрессивных технических решений:

Внесены	Утверждены	Срок
Государственным институтом по проектированию и исследовательским работам в нефтяной промышленности "Гипровостокнефть"	приказом Министерства нефтяной промышленности от 10 января 1986 г. № 32	введения в действие с 1 марта 1986 г.

а) рациональное использование природных ресурсов и экономное расходование материальных, топливно-энергетических и трудовых ресурсов;

б) использование электронно-вычислительной техники (системы САПР) для разработки вариантов обустройства месторождений и выбора оптимального, а также для оптимизации кустования скважин систем сбора, подготовки и транспортирования нефти, газа и воды, общепромысловых инженерных коммуникаций, транспортных схем и схем организации текущих ремонтов;

в) применение герметизированных систем сбора, подготовки, транспортирования и учета нефти, нефтяного газа и пластовых вод на всем пути движения от скважин до потребителей;

г) осуществление однотрубного герметизированного сбора нефти и нефтяного газа до пунктов первой ступени сепарации нефти или ЦПС;

д) транспортирование газонасыщенной нефти от ДНС или пунктов сбора (ПС) до ЦПС;

е) обезвоживание и обессоливание предварительно обезвоженной нефти в газонасыщенном состоянии с последующей ее сепарацией (при необходимости термической) на концевых ступенях;

ж) комплексную автоматизацию и телемеханизацию технологического процесса сбора, подготовки и транспортирования нефти и газа с безрезервуарным учетом и сдачей товарной нефти;

з) максимальное применение бескомпрессорного транспортирования нефтяного газа после первой ступени сепарации до потребителей: ГПЗ или головных компрессорных станций и др.;

и) применение методов кустового строительства скважин при обустройстве месторождений, с оснащением их комплексом блочных установок, оборудования и сооружений для обслуживания и ремонта скважин, замера дебита скважин, объемов закачиваемой воды, рас-

хода электроэнергии и автоматизированных средств телемеханики и т.п.;

к) применение высокоэффективных ингибиторов коррозии в трубопроводных системах при транспортировании продукции скважин и реагентов-деэмульгаторов при подготовке нефти;

л) осуществление коридорной объединенной прокладки промысловых коммуникаций (трубопроводов, ЛЭП, линий связи и телемеханики, автодорог и др.) при едином конструктивном решении и кооперации систем и объектов электрохимической защиты трубопроводов, электро- и водоснабжения и т.д.;

м) применение в максимально возможных объемах блочного и блочно-комплектного оборудования и установок основного технологического назначения, блок-боксов и зданий СКЗ для объектов производственно-вспомогательного назначения;

н) использование суперблоков, проектирование центральных пунктов сбора, подготовки нефти, газа и воды с компоновкой аппаратуры и оборудования в едином технологическом блоке закрытого и открытого исполнения, с этажным (ярусным) размещением технологического оборудования;

п) применение блочных автоматизированных КС повышенной единичной мощности, наземного общестанционного технологического оборудования, в том числе установок осушки газа в блочно-комплектном исполнении;

р) применение индустриальных методов строительства объектов инфраструктуры с монтажом их из готовых объемных блоков и индустриальных заготовок;

с) использование неметаллических труб.

I.3. Нормы не распространяются на проектирование объектов обустройства газовых и газоконденсатных месторождений, объектов подготовки и переработки природного газа, переработки нефтяного газа, хранения и транспорта сжиженных газов, складов для хранения нефти и нефтепродуктов, магистральных нефте-, продукто- и газопроводов, на строительство разведочных и эксплуатационных скважин, а также нефтяных месторождений: с высоким содержанием сероводорода (в соответствии с градацией, принятой в "Нормах проектирования промысловых стальных трубопроводов"), морских, разрабатываемых шахтным способом, расположенных в зоне вечномерзлых грунтов, с сейсмичностью свыше 6 баллов, с карстовыми образованиями, в районах горных выработок, просадочных грунтов.

I.4. При проектировании объектов обустройства нефтяных месторождений, в продукции скважин которых имеется высокое содержание сероводорода, до разработки отдельной инструкции специализированной организацией, следует руководствоваться следующими нормативными документами:

а) "Инструкцией по безопасности работ при разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, содержащих сероводород (содержание сероводорода до 6% об.)" Миннефтепрома и Госгортехнадзора СССР и дополнением Госгортехнадзора к разделу 5 данной Инструкции;

б) "Инструкцией по безопасному ведению работ при разведке и разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений с высоким содержанием сероводорода и других вредных и агрессивных веществ" Миннефтепрома;

в) ГОСТ I7365-7I;

г) "Инструкцией по технологии сварки, по термической обработке и контролю стыков трубопроводов из малоуглеродистой стали

для транспортировки природного газа и конденсата, содержащих сероводород", Миннефтегазстроя;

д) "Рекомендациями по выбору материалов, термообработке и применению труб на месторождениях газа, содержащего сероводород" Мингазпрома.

I.5. При проектировании мероприятий по защите нефтепромыслового оборудования и трубопроводов от внутренней коррозии агрессивными средами в первую очередь должны предусматриваться меры, направленные на снижение и предупреждение повышения первоначальной агрессивности среды:

а) предотвращение попадания в добываемую нефть, газ и сточные воды кислорода из атмосферы;

б) исключение возможности смешивания сероводородсодержащих нефтей, газа и сточных вод с продукцией, не содержащей сероводород, до введения в практику обустройства эффективной защиты внутренней поверхности труб сплошными покрытиями, ингибиторами коррозии и расширения возможности применения коррозионно-стойких материалов;

в) снижение коррозийной агрессивности среды с помощью деаэраторов и других средств.

I.6. В зависимости от коррозионных свойств среды, условий эксплуатации и коррозионной стойкости материалов должны быть предусмотрены следующие способы защиты оборудования и трубопроводов от коррозии:

а) термообработка аппаратов, труб и сварных швов;

б) применение коррозионно-стойких материалов;

в) химическая нейтрализация агрессивной среды;

г) защита оборудования антикоррозионными покрытиями;

д) применение ингибиторов коррозии.

I.7. Проекты обустройства должны выполняться на основании утвержденных схем (проектов) разработки, проектов пробной эксплуатации (ПЭ) и другой технологической проектной документации, разрабатываемой в системе Миннефтепрома.

Технология проведения отдельных процессов, основные технологические параметры подготовки нефти (время, температура, расход реагента и др.), газа и воды, материал труб, оборудования и антикоррозионные мероприятия для сред с высоким содержанием сероводорода и других агрессивных компонентов, размещение блоков дозировки химреагентов в системах сбора и транспорта нефти и газа, должны приниматься по данным научно-исследовательских институтов, утвержденных в установленном порядке их руководством.

Указанные материалы должны представляться проектным организациям до начала проектирования.

I.8. При выборе технологических схем комплексов сбора и подготовки нефти, газа и воды следует руководствоваться "Унифицированными технологическими схемами комплексов сбора и подготовки нефти, газа и воды" Миннефтепрома.

I.9. Технологический комплекс сбора, подготовки нефти, газа и пластовой воды включает в себя технологические процессы получения товарной продукции заданного качества и транспорта:

нефти - от скважин до сооружений магистрального транспорта нефти или нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ);

газа - от пунктов сепарации до сооружений магистрального транспорта газа или газоперерабатывающих заводов (ГПЗ);

пластовой воды - от пунктов отделения воды от нефти до пунктов ее использования.

I.IO. Система сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды должна обеспечивать оптимальную централизацию объектов технологического комплекса подготовки, транспорта нефти и газа на

площадке центрального пункта сбора (ЦПС) на территории или в районе наиболее крупного месторождения и надежную работу объектов, возможность внедрения бригадного метода труда.

При обустройстве крупных месторождений и группы месторождений небольших по площади и рассредоточенных по территории нефтяного района допускается децентрализованное размещение технологических объектов и сооружений (УПС, сепарационных установок, ДНС, КС). Оптимальность принятых решений должна быть подтверждена путем технико-экономического сопоставления вариантов обустройства в соответствии с "Методикой определения экономической эффективности капитальных вложений" Госплана СССР и Госстроя СССР.

I.II. Соответствие основных параметров блочных и блочно-комплектных установок конкретным условиям их работы должно определяться расчетом с учетом физико-химических свойств продукции нефтяных скважин.

I.I2. Расчет и установку предохранительных клапанов следует выполнять в соответствии с требованиями "Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов и аппаратов работающих под давлением" и "Инструкции по выбору сосудов и аппаратов, работающих под давлением до I00 кгс/см2, и защите их от превышения давления".

I.I3. Размещение оборудования на открытых площадках в зависимости от климатических условий следует производить в соответствии с "Перечнем технологического оборудования объектов основного производства обустройства нефтяных месторождений, подлежащего размещению на открытых площадках" Миннефтепрома.

I.I4. Рабочие площади для размещения отдельных агрегатов и оборудования объектов и сооружений непосредственно на месторождении и ЦПС должны определяться с учетом условий безопасности, удобства технического обслуживания и конкретных требований к трубопроводной обвязке.

Следует предусматривать сокращение площади, занимаемой технологическими сооружениями (установками), за счет:

применения высокопроизводительного оборудования;

рациональной компоновки блочно-комплектных установок и оборудования;

максимального размещения оборудования вне зданий.

I.I5. Категорию производств по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности, классификацию взрывоопасных зон следует принимать в соответствии с "Временными указаниями по классификации основных производств (отдельных помещений) и сооружений нефтяной промышленности по их пожаро-и взрывоопасности" Миннефтепрома, "Указаниями по определению категории производств по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности" и ПУЭ; категорию и группу взрывоопасной смеси следует принимать по ГОСТ I2.I.0II-78.

При применении, производстве или хранении новых неорганических, органических и полимерных веществ и материалов, выделяющих взрыво-и пожароопасные газы, пары и пыль, категории производств по взрывной, взрыво-пожарной и пожарной опасности определяются в установленном порядке на основании результатов специальных исследований.

I.I6. Для объектов, зданий и сооружений с постоянным пребыванием в них обслуживающего персонала специальные требования по температуре, чистоте, влажности и скорости движения воздуха, уровню шума и вибрации должны определяться в соответствии с ГОСТ I2.I.005-76, ГОСТ I2.I.003-83, ГОСТ I2.I.0I2-78. При отсутствии обслуживающего персонала указанные требования не предъявляются.

Расчет и проектирование шумоглушения на рабочих местах следует осуществлять в соответствии с требованиями СНиП "Защита от шума".

I.I7. При проектировании технологических установок различного назначения, компрессорных и насосных станций следует предусматривать:

а) применение высокоэффективных, теплоограждающих стеновых конструкций и остекления;

б) автоматическое регулирование расхода тепла с помощью средств автоматизации для пофасадного регулирования теплопотребления;

в) вторичное использование и утилизацию технологической тепловой энергии путем внедрения противоточных процессов и экономайзеров;

г) использование тепла дымовых газов технологических печей, выхлопных газов газомоторных двигателей путем установки котлов-утилизаторов или другого теплоулавливающего оборудования;

д) использование тепла, содержащегося в выбрасываемом воздухе вентиляционных систем, при температуре уходящего воздуха свыше 30°С и объеме 50000 м^3/ч и выше.

I.I8. Для технологических установок различного назначения с применением систем охлаждения, следует предусматривать по возможности безводные системы (использование воздуха или другого охлаждающего агента). При проектировании циркуляционных систем охлаждения они должны предусматриваться без разрыва струи с применением аппаратов воздушного охлаждения.

I.I9. При реконструкции, расширении и техническом перевооружении действующих комплексных сборных пунктов, ДНС производительностью более 3 млн.т/год, пунктов сбора (ПС) необходимо руководствоваться требованиями настоящих Норм, предъявляемыми к ЦПС.

I.20. Технологические трубопроводы промышленных площадок скважин, кустов скважин, замерных и сепарационных установок, ДНС, УПС, КС, УПГ, БКНС, КНС, ПС, ЦПС, УПН и др. следует проектировать в соответствии с требованиями "Инструкции по проектированию технологических стальных трубопроводов Ру до I0 МПа" и настоящих Норм.

2. СБОР, ТРАНСПОРТ, ПОДГОТОВКА НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ

а) СООРУЖЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА, РАЗМЕЩАЕМЫЕ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ

Общая часть

2.I. Объекты сбора и транспорта продукции скважин должны обеспечивать:

а) герметизированный сбор и транспорт продукции скважин до ЦПС, бескомпрессорный транспорт газа первой ступени сепарации до ЦПС, ГПЗ, на собственные нужды и другим потребителям;

б) замер продукции скважин;

в) отделение газа от нефти;

г) учет суммарной добычи продукции скважин по бригадам и цехам;

д) использование концевых участков нефтесборных трубопроводов при подходе их к ЦПС и сепараторов для предварительной подготовки к разделению продукции скважин;

е) предварительное обезвоживание нефти, осуществляемое по качеству сбрасываемой пластовой воды;

ж) подогрев продукции скважин при невозможности ее сбора и транспортирования при обычных температурах.

2.2. На аппаратах, работающих под давлением, замерных установок, дожимных насосных станций, установок предварительного сброса воды, сепарационных установок, размещаемых непосредственно на месторождении, следует предусматривать одну систему рабочих предохранительных клапанов с направлением сброса от них в атмосферу. При размещении указанных объектов на ЦПС сброс от предохранительных клапанов следует направлять через сепаратор или дренажную емкость в факельную систему ЦПС.

2.3. Соответствие блочных, блочно-комплектных, типовых и повторно применяемых проектов установок сепарации, дожимных насосных станций, установок подготовки нефти, предварительного сброса воды и др. конкретным условиям работы при их привязке должно проверяться технологическим расчетом материального баланса по принятому режиму их работы, по результатам которого уточняются расходные показатели и правильность подбора каждого вида оборудования.

2.4. При размещении на ДНС или кусте скважин опорного пункта бригады по добыче нефти и газа необходимо дополнительно предусматривать:

операторную;

блок обогрева рабочих;

блок мелкого ремонта и хранения инвентаря;

площадку для стоянки спецтехники и автотранспорта.

2.5. При проектировании трубопроводов (внеплощадочных) систем сбора и транспорта продукции скважин необходимо предусматривать сокращение тепловых потерь путем оптимального заглубления трубопроводов и применения эффективных теплоизоляционных материалов при наземной и надземной прокладке их.

2.6. Для отработки нагнетательных скважин на нефть (предусмотренной технологической схемой (проектом) разработки) необходимо проектировать их подключение к замерным установкам.

2.7. Размещение оборудования и аппаратуры на открытых площадках ДНС, УПС, СУ, изоляцию технологических трубопроводов оборудования и аппаратов следует проектировать в соответствии с требованиями п.п. 2.87., 2.89. ÷ 2.96 настоящих Норм.

2.8. Механизацию труда на объектах и сооружениях системы сбора и транспорта продукции скважины следует предусматривать в соответствии с требованиями п.п. 2.108 - 2.114 настоящих Норм.

2.9. Режим работы системы сбора и транспорта продукции скважин должен быть непрерывным, круглосуточным, с расчетной продолжительностью технологического процесса 365 суток.

Трубопроводы (нефтегазопроводы, нефтепроводы, газопроводы) этих систем должны проектироваться в одну нитку с соблюдением принципа коридорной прокладки с другими инженерными коммуникациями, кроме случаев, оговоренных в п.2.37. настоящих Норм.

2.I0. Дожимные насосные станции и сепарационные установки с насосной откачкой при числе рабочих насосов до пяти, должны иметь один, при числе насосов более пяти, - два резервных насоса. Бригадный учет нефти, газа и воды должен предусматриваться, как правило, на ДНС с количеством бригад не более четырех.

Каждая бригада должна иметь самостоятельную технологическую линию по сепарации, предварительному сбросу воды, учету и транспорту продукции скважин, до создания и внедрения других методов учета продукции, не требующих технологических линий для каждой бригады. Сооружения по аварийному хранению продукции скважин (концевая сепарационная установка, аварийные емкости) должны проектироваться общими. Во всех остальных случаях на ДНС должна предусматриваться одна технологическая линия.

2.II. Спуск пожаро-и взрывоопасных продуктов из технологических аппаратов, ДНС, СУ, КС, УПГ, величину предельно допустимого уровня шума, вибрации, контроля состояния воздушной среды, предупредительные меры и способы защиты оборудования от коррозии следует проектировать в соответствии с требованиями п.п.2.88. 2.97. , 2.98. настоящих Норм.

Обустройство устьев эксплуатационных нефтяных скважин

2.I2. При обустройстве устьев скважин в зависимости от способа эксплуатации должны предусматриваться:

I) приустьевая площадка;

2) площадка под инвентарные приемные мостки;

3) площадка под ремонтный агрегат;

4) якори для крепления оттяжек ремонтного агрегата;

5) фундамент под станок-качалку;

6) станция управления ЭЦН или станком-качалкой (ШГН);

7) наземное оборудование для эксплуатации скважин гидропоршневыми насосами;

8) трансформаторные подстанции;

9) обвалование территории устьев скважин;

I0) канализационная емкость-сборник с инвентарными поддонами.

При необходимости на площадке устьев скважин предусматриваются:

I) узлы для запуска очистных устройств выкидных трубопроводов;

2) устройство для закачки реагентов-деэмульгаторов, ингибиторов и др.

2.I3. Площадь, отводимая на период эксплуатации скважин, должна определяться в соответствии с требованиями "Норм отвода земель для нефтяных и газовых скважин".

Обустройство кустов скважин

2.I4. Куст скважин - специальная площадка естественного или искусственного участка территории месторождения с расположенными на ней устьями скважин, удаленных от другого куста или одиночной скважины на расстояние не менее 50 м, а также технологическим оборудованием и эксплуатационными сооружениями, инженерными коммуникациями, оборудованием для подземного ремонта скважин, бытовыми и служебными помещениями.

Количество скважин в кусте определяется проектом (схемой) разработки месторождения и не должно превышать 24-х.

2.I5. Суммарный свободный дебит одного куста скважин должен приниматься не выше 4000 $м^3$/сутки (по нефти), а газовый фактор - не более 200 $м^3/м^3$.

2.I6. Устья скважин в кусте должны располагаться на одной прямой на расстоянии не менее 5 м друг от друга. При этом допускается размещение их отдельными группами с расстоянием между группами не менее I5 м - для условий Западной Сибири (в заболоченной местности) и не менее 20 м - для скважин, расположенных на минеральных грунтах.

Количество скважин в группе не должно превышать четырех.

Расстояния между устьями скважин, зданиями и сооружениями, размещаемыми на кусте, должны приниматься в соответствии с разделом "Основные требования по пожарной защите" настоящих Норм.

2.I7. В зависимости от способа эксплуатации скважин на кусте скважин следует предусматривать следующие технологические сооружения:

I) приустьевые площадки нефтяных и нагнетательных скважин;

2) замерные установки;

3) технологические трубопроводы;

4) блоки для подачи реагентов-деэмульгаторов, ингибиторов и др.;

5) газораспределительные блоки (гребенки);

6) площадки под ремонтный агрегат;

7) якори для крепления оттяжек ремонтного агрегата;

8) фундаменты под станки-качалки;

9) станции управления ЭЦН и ШГН;

I0) трансформаторные подстанции;

II) площадки под инвентарные приемные мостки;

I2) емкость-сборник;

I3) блок закачки воды в нагнетательные скважины и блоки водораспределительной гребенки.

Размещение указанных сооружений на кусте скважин (кустовой площадке) должно решаться проектом в каждом конкретном случае.

Примечания:

1. Размещение ГЗУ на кустах скважин должно увязываться со схемой генерального плана месторождения.

2. Размещение сооружений на кусте скважин должно учитывать возможность применения третичных методов и перевода скважин на механизированную добычу, когда такое решение предусматривается в технологической схеме разработки.

3. Загрязненные стоки при ремонте скважин должны собираться в инвентарные поддоны и емкости, которыми должны быть оснащены ремонтные бригады.

2.18. Трубопроводы на кусте скважин должны проектироваться в соответствии с требованиями подраздела "Технологические трубопроводы" настоящих Норм. Прокладку трубопроводов на кусте следует предусматривать, как правило, подземной.

Замерные установки

2.19. В качестве замерных установок следует применять установки типа "Спутник", "Бикус" и других модификаций. Количество установок и их размещение должно определяться технико-экономическим расчетом.

2.20. Соответствие паспортных данных замерных установок конкретным условиям работы должно проверяться расчетом с учетом физико-химических свойств продукции скважин.

На площадках замерных установок при необходимости должна предусматриваться установка блоков закачки реагента-деэмульгатора и ингибитора коррозии.

Сепарационные установки

2.21. Сепарационные установки предназначены для отделения газа от нефти, как без частичного ее обезвоживания, так и с использованием технологии, обеспечивающей непрерывность процессов отделения газа и воды.

При проектировании сепарационных установок должны учитываться следующие основные требования:

использование трубопроводов сбора для подготовки продукции скважин к сепарации с созданием в их конечных участках расслоенной структуры течения;

обеспечение оптимальных условий ввода продукции скважин в сепараторы с учетом структуры течения газожидкостной смеси;

обеспечение благоприятных гидродинамических условий для разделения газожидкостной смеси в сепараторе;

использование технологических методов воздействия при сепарации газожидкостных смесей с аномальными физико-химическими свойствами;

блочность, агрегатирование и унификация внешних и внутренних узлов сепарационных установок;

отделение газа от капельной жидкости.

2.22. Проектирование сепарационных установок должно осуществляться в соответствии с требованиями "Руководства по проектированию сепарационных узлов нефтяных месторождений и конструированию нефтяных сепараторов", "Методических указаний по сепарации обводненных нефтей", "Методических указаний по выбору и применению каплеуловителей в сепарационных установках" Миннефтепрома.

2.23. В составе сепарационных установок, как правило, должны предусматриваться:

узел распределения потока по сепараторам;

блок сепараторов;

узел предварительного отбора газа (дегазатор);

выносной каплеуловитель;

факел для аварийного сжигания газа;

емкость-сборник.

2.24. Количество ступеней и давление сепарации нефти, размещение сепарационных установок должно определяться с учетом энергетических возможностей нефтяной залежи, физико-химических характеристик свойств нефти, конечного целевого использования углеводородного сырья (технологической схемы последующей подготовки и транспорта нефти и газа до пунктов их потребления).

Для отдельных ступеней сепарации нефти следует применять блочные автоматизированные установки (типа УБС,УБС-М, УБСН, сепараторы нефтегазовые типа НГС и др.). Сепарационные установки одной ступени сепарации должны компоноваться, как правило, из однотипных аппаратов.

2.25. Производительность сепараторов по жидкости должна приниматься в соответствии с "Методическими указаниями по сепарации обводненных нефтей", производительность по газу следует проверять расчетом по действующим методикам.

При выборе сепараторов для нефтей, склонных к пенообразованию, расчет их следует выполнять по данным научно-исследовательских организаций.

2.26. Производительность и давление насосов сепарационных установок типа УБСН должна проверяться расчетным путем по графикам совместной работы насоса и трубопровода.

2.27. Сброс газа из оборудования сепарационных установок при его профилактике и ремонте, а также в аварийных ситуациях должен предусматриваться в соответствии с требованиями п.п.2.64 ÷ 2.68. настоящих Норм.

Трубопроводы нефти и газа

2.28. В систему сбора и транспорта продукции нефтяных скважин входят:

I) выкидные трубопроводы, обеспечивающие сбор продукции скважин до замерных установок;

2) нефтегазосборные трубопроводы (нефтегазопроводы, нефтепроводы), обеспечивающие сбор продукции скважин от замерных установок до пунктов первой ступени сепарации нефти, ДНС или ЦПС;

3) нефтепроводы для транспортирования газонасыщенной или разгазированной обводненной или безводной нефти от пунктов сбора нефти и ДНС до ЦПС;

4) нефтепроводы для транспортирования товарной нефти от ЦПС до сооружений магистрального транспорта нефти;

5) газопроводы для транспортирования нефтяного газа от установок сепарации нефти до установок подготовки газа, КС, ЦПС, ГПЗ и собственных нужд промпредприятий;

6) газопроводы для транспортирования газа от ЦПС до сооружений магистрального транспорта газа.

2.29. Промысловые трубопроводы следует проектировать в соответствии с требованиями "Норм проектирования промысловых стальных трубопроводов"; технологические трубопроводы в пределах промышленных площадок - в соответствии с требованиями настоящих Норм (п.п.2.96, 2.113, 2.188 ÷ 2.205).

2.30. Гидравлический расчет системы сбора продукции скважин должен выполняться на базе данных технологической схемы (проекта) разработки месторождения и другой технологической проектной документации на разработку месторождения, а также научных рекомендаций по реологическим и физико-химическим свойствам нефти, газа и воды, выданных проектной организации до начала проектирования.

2.3I. Гидравлический расчет трубопроводов систем сбора от скважин до ДНС при движении по ним нефтегазовых (нефтеводогазовых) смесей следует выполнять по "Методике гидравлического расчета трубопроводов и систем трубопроводов при транспорте нефтегазовых смесей".

Гидравлический расчет трубопроводов должен выполняться:

на максимальную добычу жидкости, принимаемую по данным технологической схемы (проекта) разработки, и вязкость, соответствующую обводненности на этот период;

на максимальную вязкость и соответствующую ей добычу жидкости.

По результатам расчетов принимается ближайший в сторону увеличения внутренний диаметр трубы по ГОСТ или ТУ.

2.32. Гидравлический расчет трубопроводов при движении по ним жидкости в однофазном состоянии следует производить по формуле Дарси-Вейсбаха.

2.33. Минимальный условный диаметр выкидного трубопровода от нефтяной скважины следует принимать не менее 80 мм. Проектирование выкидных трубопроводов диаметром I00 мм и выше должно обосновываться технико-экономическими расчетами в каждом конкретном случае с учетом специфических условий их прокладки и физико-химических свойств транспортируемой нефти (жидкости).

2.34. При проектировании выкидных трубопроводов для нефтей, отлагающих парафин, следует предусматривать одно из следующих мероприятий:

покрытие внутренних поверхностей (стекло, эмаль, лаки и др.);

механическую очистку внутренних стенок трубопроводов от парафина путем запуска шаровых резиновых разделителей;

ввод растворителей;

пропарку и другие мероприятия.

2.35. Трубопроводы для транспорта нефти с температурой застывания на 15°С и более превышающей температуру грунта на глубине их укладки должны проектироваться в соответствии с требованиями "Методики определения пускового давления для нефтепроводов, транспортирующих парафиновые нефти". Температура застывания нефтей должна определяться по "Методике определения температуры застывания парафиновых нефтей. Реологические свойства".

Для обеспечения транспортирования по трубопроводам нефти с температурой застывания выше минимальной температуры грунта на глубине укладки трубопровода с высокой вязкостью (7.0-10.0 Ст) следует предусматривать инженерные решения (путевой подогрев, ввод деэмульгаторов, смешение с маловязкими нефтями, газонасыщение и т.д.).

2.36. Выкидные трубопроводы от скважин должны проектироваться в одну нитку с соблюдением принципов коридорной прокладки с другими инженерными коммуникациями.

2.37. Раздельный сбор и транспорт разносортных нефтей и газов (соответственно обводненных и безводных, сернистых и бессернистых) и однотипных нефтей в каждом отдельном случае должен проектироваться на основании технико-экономических обоснований с учетом конкретных условий, целевого назначения использования нефти и газа, возможности осуществления технологических процессов совместной подготовки разносортных нефтей, газа и воды, магистрального транспорта их до потребителей.

2.38. Выбор материала труб для промысловых трубопроводов следует производить в соответствии с "Инструкцией по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности" Миннефтепрома, Миннефтегазстроя, Мингазпрома и "Рекомендациями по выбору стальных электросварных труб для промысловых внеплощадочных трубопро-

водов объектов обустройства нефтяных месторождений на давление до 9,6 МПа (96 кгс/см2) Миннефтепрома.

2.39. Давление испытания на прочность промысловых трубопроводов для всех нефтедобывающих районов страны (за исключением районов Крайнего Севера и приравненных к ним) следует принимать в соответствии с требованиями норм "Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ".

Для районов Крайнего Севера и приравненных к ним давление испытания промысловых трубопроводов на прочность с учетом гидростатического напора жидкости в трубах следует принимать:

при рабочих давлениях до 4 МПа включительно равным заводскому испытательному давлению устанавливаемой запорной арматуры;

при рабочих давлениях свыше 4 МПа до 10 МПа равным давлению, вызывающему напряжение в металле трубы не более 0,9 предела текучести.

В любом случае испытательное давление в трубопроводе не должно превышать заводское испытательное давление для труб и арматуры.

2.40. Для защиты трубопроводов от внутренней коррозии при транспортировании газожидкостных смесей следует предусматривать:

формирование структуры потока, предотвращающей расслоение фаз и выделение жидкости;

ввод ингибиторов коррозии;

внутреннее защитное покрытие труб.

Для защиты трубопроводов от почвенной коррозии должны предусматриваться изоляционное покрытие и электрохимическая защита.

Тип и толщина покрытия определяются с учетом требований ГОСТ 25812-83.

2.41. Гидравлический расчет газопроводов следует производить по формуле ВНИИгаза в соответствии с "Указаниями по гидравлическому расчету подземных магистральных газопроводов при стационарном режиме" Мингазпрома.

При транспорте газа без вывода конденсата (газожидкостной смеси) гидравлические расчеты следует выполнять согласно "Инструкции по гидравлическому расчету промысловых трубопроводов для газожидкостных смесей" ВНИИгаза, Мингазпрома.

2.42. Для сбора конденсата на газопроводах, транспортирующих влажный нефтяной газ, должны предусматриваться конденсатосборники с размещением их в наиболее низких местах рельефа местности по трассе газопровода. Суммарный объем конденсатосборников следует предусматривать на прием конденсата, образовавшегося в течение двух суток на расчетном участке его выпадения с периодическим удалением в герметичные передвижные емкости, а при наличии конденсатопровода - автоматизированную продувку или откачку конденсата в конденсатопровод.

Дожимные насосные станции

2.43. Технологический комплекс сооружений ДНС должен обеспечивать:

1) первую ступень сепарации нефти;

2) предварительное обезвоживание нефти (при необходимости);

3) нагрев продукции скважин (при необходимости);

4) транспортирование газонасыщенной нефти на ЦПС;

5) бескомпрессорный транспорт нефтяного газа I ступени x) на ЦПС, ГПЗ и др.;

x) При соответствующем технико-экономическом обосновании допускается компрессорный транспорт газа.

6) транспортирование, при наличии предварительного сброса, подготовленной пластовой воды в систему ППД;

7) бригадный учет нефти, газа и подготовленной пластовой воды;

8) закачку химреагентов (ингибиторов, реагентов-деэмульгаторов) по рекомендациям научно-исследовательских организаций.

2.44. В состав ДНС должны входить следующие основные технологические и вспомогательные сооружения:

блок предварительного отбора газа;

блок сепарации нефти;

блок насосной (с буферной емкостью);

блок предварительного обезвоживания и очистки пластовой воды;

блок аварийных емкостей;

блок замера нефти;

блок замера газа;

блок замера воды;

блок компрессорной воздуха для питания приборов КиА;

блок нагрева продукции скважин (при необходимости);

блок реагентного хозяйства для закачки реагента перед первой ступенью сепарации;

блок закачки ингибиторов в газопроводы и нефтепроводы;

емкость дренажная подземная.

2.45. Технологические расчеты, выбор оборудования и аппаратуры должны производиться на основе данных материального баланса.

Мощность ДНС должна рассчитываться по году максимальной добычи нефти и году максимальной добычи жидкости (по данным технологической схемы разработки) из скважин, подключенных к ДНС.

2.46. При проектировании дожимных насосных станций необходимо предусматривать:

1) компоновку аппаратуры и оборудования для проведения основных технологических процессов в едином технологическом блоке;

2) сепарацию нефти с предварительным отбором газа;

3) этажное расположение оборудования;

4) учет нефти, газа и воды по бригадам;

5) технологические процессы предварительного обезвоживания и очистки пластовой воды в герметизированных аппаратах при давлении первой ступени сепарации и, как правило, осуществление процесса при естественной температуре поступающего на ДНС сырья;

6) получение из аппаратов-отделителей воды с качеством, обеспечивающим закачку ее в продуктивные пласты без дополнительной подготовки.

2.47. На ДНС должны предусматриваться аварийные горизонтальные технологические емкости, рассчитанные на рабочее давление сепарации. Суммарный объем емкостей должен обеспечивать прием максимального объема жидкости, поступающей на ДНС в течение двух часов. Расчет производится по среднему максимальному дебиту скважин, подключенных к ДНС.

При количестве более шести горизонтальных емкостей номинальным единичным объемом 200 м³ в качестве аварийных следует предусматривать резервуары типа РВС с единичным объемом каждого не более 3000 м³. При этом необходимо предусматривать концевую сепарационную установку с горизонтальным сепаратором, расчетная производительность которой должна обеспечивать сепарацию максимального объема жидкости, поступающей на ДНС. Высота постамента под концевую сепарационную установку должна обеспечивать самотечный слив разгазированной нефти в резервуары.

Производительность проектируемых ДНС по выходу жидкости после предварительного сброса воды не должна превышать 3 млн.т в год.

2.48. При размещении ДНС на месторождениях, расположенных в заболоченных и труднодоступных местах, в районах вечной мерзлоты, пустынях (Тюменская, Томская, Иркутская области, Коми АССР, Якутская АССР, Красноярский край, Туркменская ССР), суммарный объем аварийных резервуаров типа РВС должен приниматься из расчета 8-12-часового запаса поступающей жидкости. Количество РВС и их номинальный единичный объем определяются технико-экономическими расчетами.

2.49. Высота расположения буферной емкости насоса должна определяться с учетом разности геодезических отметок нижней образующей емкости и приемного патрубка насоса, потерь давления в трубопроводе и кавитационного запаса насоса; высота постамента под сепараторы I ступени сепарации,- с учетом разности геодезических отметок нижних образующих сепаратора и буферной емкости и потерь давления в трубопроводе.

Приемный коллектор между буферной емкостью и насосами ДНС следует проектировать с уклоном в сторону насосов, без изгибов трубопроводов в вертикальной плоскости.

2.50. Дожимные насосные станции должны проектироваться блочными, автоматизированными, заводского изготовления, как правило, без постоянного обслуживающего персонала.

2.51. При проектировании ДНС должны выполняться требования п.п.2.147 - 2.149, 2.152, 2.153 настоящих Норм.

2.52. Сброс газа при ремонте, профилактике оборудования и аварийных ситуациях должен осуществляться на факел для аварийного сжигания газа.

Компрессорная воздуха

2.53. При проектировании компрессорных воздуха следует руководствоваться "Правилами устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов".

2.54. С целью обеспечения нормальной работы приборов КиА необходимо предусматривать в составе компрессорной аппаратуру для осушки и очистки воздуха.

2.55. Забор воздуха на компримирование должен исключать загрязнение его газами и пылью, для чего заборная труба должна быть выведена на высоту не менее 2 м от верхней отметки крыши компрессорной.

2.56. Компрессорные должны быть оборудованы ресиверами, маслоотделителями и концевыми холодильниками. Объем ресивера следует принимать из условия запаса сжатого воздуха для работы контрольно-измерительных приборов и средств автоматики в течение не менее одного часа.

2.57. Компрессорные, подающие воздух на приборы автоматического контроля, должны иметь 100%-ный резерв по компрессорным машинам.

2.58. Рабочее давление компрессорных низкого давления следует принимать не менее 0,8 МПа (8 кгс/см2).

2.59. Компрессорные воздуха на площадках ДНС и сепарационных установках следует проектировать в блочном исполнении.

Узлы ввода реагента

2.60. Узлы ввода реагента объектов и сооружений сбора и транспорта нефти и газа должны включать:

блок для дозирования и подачи деэмульгаторов;

блок для дозирования и подачи ингибиторов;

блок для подачи химреагентов;

склад для хранения химреагентов.

2.6I. В качестве блоков для дозирования химреагентов должны использоваться блоки заводского изготовления, причем насосная должна иметь резерв в количестве одного насоса.

Блоки могут размещаться в одном или нескольких местах технологического комплекса сбора и транспорта нефти и газа (на устьях скважин, ЗУ, кустах скважин, ДНС и др.).

2.62. Склад для хранения химреагентов должен иметь грузоподъемное устройство, размещаться в здании или под навесом с соблюдением правил пожарной безопасности.

2.63. Норма запаса реагентов на складе при хранении его в бочках - до 30 суток. При доставке реагентов водным транспортом норму запасов и складирования их следует принимать на весь период закрытия навигации.

Факельная система для аварийного сжигания газа ДНС

2.64. В факельную систему следует направлять:

нефтяной газ, который не может быть принят сооружениями по подготовке к транспорту ввиду их остановки на ремонт или в аварийной ситуации;

газ от продувки оборудования и трубопроводов.

2.65. Диаметр и высота факела должны определяться расчетным путем с учетом допустимой концентрации вредных веществ в приземном слое воздуха в соответствии с "Указаниями по расчету рассеивания в атмосфере вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий", а также допустимых тепловых воздействий на человека и объекты, и быть не менее I0 м - для газов, не содержащих сероводород, и 35 м - для газов, содержащих сероводород. При этом скорость газа в устье факельного ствола должна приниматься с

учетом исключения возможности отрыва пламени, но не более 80 м/с.

Факел должен быть оборудован автоматическим дистанционным зажиганием и самостоятельным подводом топливного газа к запальному устройству.

2.66. На трубопроводе перед факельной трубой необходимо предусматривать установку огнепреградителей. При отсутствии в составе ДНС концевой сепарационной установки и аварийных емкостей типа РВС установка огнепреградителей не предусматривается.

2.67. Для улавливания конденсата и влаги перед факельной трубой должна предусматриваться емкость (конденсатосборник) и предусматриваться ее (его) опорожнение по мере заполнения на прием насосов ДНС.

2.68. Способ прокладки факельных газопроводов (подземный, наземный, надземный) определяется при конкретном проектировании. При этом должен быть обеспечен уклон не менее 0,002 в сторону сооружений по сбору конденсата.

б) СООРУЖЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА, РАЗМЕЩАЕМЫЕ НА ЦПС

Общая часть

2.69. На центральном пункте сбора (ЦПС) следует предусматривать преимущественно в блочном и блочно-комплектном исполнении комплекс сооружений, обеспечивающий последовательное проведение непрерывных, взаимозависимых технологических процессов по приему, подготовке и транспортированию нефти, газа и воды.

2.70. Поступающая на ЦПС продукция скважин в зависимости от конкретных условий должна подаваться через все технологические сооружения ее подготовки за счет максимального использования энергетических возможностей продуктивных пластов месторождения или насосов механизированной добычи нефти и ДНС, или за счет использования сырьевых насосов в составе сооружений подготовки

нефти. Вариант подачи продукции скважин должен обосновываться технико-экономическими расчетами.

2.71. Целесообразность размещения всего комплекса сооружений по подготовке продукции скважин на ЦПС или части этих сооружений на месторождении (сепарационные установки, установка предварительного сброса пластовой воды, ДНС и др.) должна в каждом конкретном случае определяться технико-экономическими расчетами.

2.72. Технологический комплекс по подготовке продукции скважин на ЦПС должен обеспечивать следующие процессы:

а) прием и предварительное разделение поступающей продукции скважин;

б) прием и учет продукции, поступающей от ближайших скважин;

в) подготовку нефти;

г) подготовку и утилизацию пластовой и производственно-дождевых вод;

д) прием и учет товарной нефти;

е) прием и подготовку газа к транспорту;

ж) подачу товарной нефти на сооружения магистрального транспорта.

2.73. Проектные решения по сооружениям технологического комплекса ЦПС должны предусматривать внедрение следующих основных научно-технических достижений и прогрессивных технических решений:

а) применение блочных и блочно-комплектных устройств основного технологического назначения, блок-боксов и складывающихся комплектных зданий (СКЗ) для объектов производственно-вспомогательного назначения;

б) блокирование в единый технологический узел с этажной компоновкой основного технологического оборудования;

в) применение аппаратов совместной подготовки нефти и воды;

г) применение оптимизаторов технологических процессов;

д) применение емкостной аппаратуры с большой единичной мощностью;

е) применение аппаратов воздушного охлаждения;

ж) объединение внутриплощадочных коммуникаций общим конструктивным решением;

з) использование несущей способности аппаратуры и трубопроводов большого диаметра для прокладки трубопроводов малых диаметров;

и) применение ингибиторов коррозии;

к) применение неметаллических трубопроводов, в соответствии с "Инструкцией по проектированию технологических трубопроводов из пластмассовых труб".

При этом следует ориентироваться на проектные решения комплексов центральных пунктов сбора и подготовки нефти, газа и воды комплектной поставки в блочно-комплектном исполнении с высокой степенью автоматизации и заводской готовности.

2.74. Компоновочные решения технологического комплекса сооружений ЦПС должны обеспечивать:

а) максимальную индустриализацию строительства на базе унифицированных блоков и блочно-комплектных устройств;

б) минимальные капитальные и эксплуатационные затраты;

в) необходимую последовательность ведения технологических процессов с минимальным количеством встречных перекачек;

г) работу сооружений по запроектированному технологическому режиму;

д) свободный доступ к оборудованию, арматуре, приборам контроля и автоматизации;

е) возможность ведения ремонтных работ с помощью средств механизации;

ж) вынос максимально возможного количества оборудования на открытую площадку;

з) оптимальные размеры рабочей площади агрегата, технологического блока, установки;

и) соблюдение требований правил безопасности и противопожарных норм.

2.75. Основные технологические коммуникации ЦПС должны рассматриваться как единая система обеспечения технологических процессов, происходящих в отдельных функциональных блоках подготовки продукции скважин.

2.76. При привязке объектов по подготовке нефти и газа в блочном и блочно-комплектном исполнении, а также типовых проектов, проектов повторного применения необходимо производить технологический расчет материального баланса всей технологической схемы для конкретных условий с учетом качества нефти и газа и степени их подготовки.

По результатам расчетов должны быть уточнены также расходные показатели и определена возможность использования каждого вида оборудования.

2.77. Для ЦПС или УПН мощностью 6 млн.т товарной нефти в год и более следует предусматривать самостоятельные технологические линии (потоки), мощностью 3 млн.т в год каждой (го).

При этом, объекты подсобно-вспомогательного назначения должны проектироваться общими на суммарную мощность ЦПС или УПН.

При суммарной мощности ЦПС или УПН, не отвечающей этим требованиям, мощность и количество технологических линий должны определяться проектом.

Общая мощность технологических линий (потоков) должна предусматриваться из условия обеспечения 0,7 расчетной мощности ЦПС или УПН при аварийной остановке одной технологической линии (потока) с учетом резерва мощности для повторной подготовки некондиционной нефти (п.2.132).

При трех технологических линиях и более коэффициент 0,7 в расчетах не учитывается, а емкостная аппаратура устанавливается без резерва.

2.78. На объектах (сосудах и аппаратах, работающих под давлением), размещаемых на ЦПС и установках подготовки нефти, следует устанавливать одну систему клапанов с направлением сброса через сепаратор и дренажную емкость в факельную систему ЦПС (см.п.2.205 и 2.206 настоящих Норм).

2.79. Сброс жидких продуктов от предохранительных клапанов должен осуществляться в специальные емкости, сообщаемые с факельной системой. При этом необходимо предусматривать автоматическое отключение источника давления при достижении в емкости максимально допустимого уровня.

Объем емкостей принимается из расчета работы предохранительных клапанов в течение 3-5 минут.

В обоснованных случаях допускается сброс от предохранительных клапанов в другие сосуды и аппараты.

2.80. Аварийные задвижки с дистанционным и автоматическим управлением должны иметь также ручной привод.

2.81. Для аппаратов и оборудования, размещаемых на открытых площадках, должны быть предусмотрены:

а) обогрев аппаратов, исключающий замерзание воды и жидкостей, при их эксплуатации и прекращении работы;

б) возможность быстрой эвакуации воды и застывающих жидкостей из аппаратов при прекращении работы;

в) устройства для защиты движущихся частей оборудования от атмосферных осадков;

г) средства защиты от коррозии, вызываемой атмосферными осадками;

д) местные укрытия, обеспечивающие нормальные условия эксплуатации средств автоматизации, регулирующей арматуры.

2.82. Размещение внутри технологической этажерки производственных и вспомогательных помещений не допускается.

В открытых насосных, расположенных под этажерками и навесами, площадь защитных боковых ограждений должна составлять не более 50% общей площади закрываемой стороны (считая по высоте от пола до выступающей части перекрытия или покрытия насосной).

Защитные боковые ограждения открытых насосных должны быть несгораемыми и по условиям естественной вентиляции не доходить до пола и покрытия (перекрытия) насосной не менее чем на 0,3 м.

2.83. В случаях размещения на этажерках технологического оборудования, содержащего ЛВЖ, ГЖ и ЛФЛУ, при эксплуатации или текущем ремонте которого возможны проливы, необходимо предусматривать устройство сплошных перекрытий ярусов; по периметру перекрытий и в местах проемов устройство сплошных бортов высотой не менее 0,15 м, металлических поддонов, пандусов у выходов на лестницы, а также создание уклонов в перекрытиях и поддонах к канализационным трапам.

П р и м е ч а н и е. Требования пункта не распространяются на сепараторы и отстойники нефти.

2.84. В местах пересечения перекрытия ярусов этажерок трубопроводами, гильзы, ограждающие проемы в перекрытиях, должны иметь высоту над перекрытием не менее 0,15 м. Для отвода разлившейся жидкости и атмосферных осадков с площадки перекрытий этажерок, огражденных бортами, необходимо предусматривать стояки для слива диаметром по расчету, но не менее 200 мм.

Количество стояков принимается по расчету, но не менее двух.

2.85. Сбор разлившейся жидкости и атмосферных осадков должен осуществляться в специальную емкость, откуда атмосферные осадки откачиваются в канализацию. В случае разлива ЛВЖ, ГЖ или СУГ - они откачиваются в емкость хранения (аварийную, складскую и др.) или направляются в технологический процесс.

2.86. Расстояния между аппаратами, колоннами, теплообменниками, разделительными емкостями, отстойниками и другим оборудованием, расположенными внутри одной технологической установки, следует принимать исходя из условий монтажа, ремонта оборудования, обслуживания и техники безопасности. При этом необходимо предусматривать:

а) основные проходы по фронту обслуживания щитов управления, а также в местах постоянного пребывания работающих - шириной не менее 2 м;

б) основные проходы по фронту обслуживания машин (компрессоров, насосов и т.п.) и аппаратов, имеющих местные контрольно-измерительные приборы и другие, при наличии постоянных рабочих мест - шириной не менее I,5 м;

в) проходы между аппаратами, а также между аппаратами и стенами помещений при условии кругового обслуживания - шириной не менее I м. Указанные расстояния не относятся к аппаратам, представляющим часть агрегата, в этом случае расстояние между отдельными аппаратами агрегата определяется технологической целесообразностью и возможностью их обслуживания;

г) проходы для осмотра и периодической проверки и регулировки аппаратов и приборов - шириной не менее 0,8 м;

д) проходы между отдельно стоящими насосами - шириной не менее 0,8 м;

е) проходы у оконных проемов - шириной не менее I м;

ж) проходы между компрессорами не менее I,5 м. Ширина прохода между малогабаритными машинами (шириной и высотой до 0,8 м) должна быть не менее I м;

з) ремонтные площадки, достаточные для разборки и чистки аппаратов и их частей.

Примечания: I. Центральные или основные проходы должны быть, как правило, прямолинейными.

2. Минимальные расстояния для проходов устанавливаются между наиболее выступающими частями оборудования с учетом фундаментов, изоляции, ограждения и других дополнительных устройств.

3. Допускается установка на одном фундаменте двух насосов и более, в этом случае расстояние между насосами определяется условиями их обслуживания.

2.87. Наружные площадки для установки технологического оборудования при условии постоянного обслуживания его следует проектировать с бетонным покрытием.

Указанные площадки должны быть на I5 см выше планировочной отметки земли, а их уклоны для обеспечения отвода дождевых вод - не менее 0,003. При возможном разливе горючих жидкостей площадки следует ограждать бетонным бортом высотой не менее I5 см.

2.88. Для технологических аппаратов, содержащих СУГ, ЛВЖ, горючие и токсичные жидкости, следует предусматривать их опорожнение от жидкости с помощью насосов или любым другими способами в емкости резервуарных парков или в специально предназначенные для этой цели аварийные или дренажные емкости, объем которых должен приниматься на 25% больше, чем объем направляемого в эти емкости продукта.

Аварийные трубопроводы должны иметь постоянный уклон в сторону этих емкостей, быть по возможности прямолинейными с минимальным количеством отводов и поворотов.

2.89. Площадь отдельно стоящей наружной установки с производственными категориями А, Б, Е не должна превышать:

при высоте до 30 м - 5200 м2;

при высоте 30 м и выше - 3000 м2.

При большей площади установка должна делиться на секции. Разрыв между секциями должен быть не менее I5 м.

П р и м е ч а н и я: I. Площадь наружной установки принимается по площади на нулевой отметке. Границы установки определяются расстоянием 2 м от прямых линий, соединяющих максимально выступающие части аппаратов, постаментов и колонн этажерок.

2. Ширина отдельно стоящей наружной установки или ее секций должна быть не более 42 м при высоте этажерки и оборудования до I8 м и не более 36 м при высоте этажерки и оборудования более I8 м (с учетом указаний п.6.8).

3. Высотой установки следует считать максимальную высоту оборудования или этажерки, занимающей не менее 30% общей площади установки.

4. Наибольшая площадь допускается для отдельно стоящих установок с аппаратами, емкостями, содержащими СУГ, ЛВЖ и ГЖ. Площадь для установок, содержащих горючие газы (не в сжиженном состоянии), может быть увеличена в I,5 раза.

2.90. Наружные площадки, связанные с производственными зданиями категории А, Б, Е могут располагаться по обе стороны здания или между двумя зданиями.

Расстояния между наружными установками и зданиями принимаются в соответствии с требованиями п.6.I9.

При расположении наружной установки у глухой стены производственного здания и необходимости обслуживания этой установки из расположенных в здании помещений, в глухой стене производственного здания допускается устройство выходов на наружную установку при соблюдении следующих условий:

а) выходы должны быть защищены самозакрывающимися противопожарными дверями с пределом огнестойкости не менее 0,75 часа при наличии пандуса высотой не менее 0,15 м;

б) в расчете путей эвакуации эти выходы не учитываются;

в) расстояние от этих выходов до аппаратов и емкостей, расположенных на наружной установке, должны быть не менее 4 м;

г) категория по пожарной опасности наружной установки и помещения, из которого предусмотрен выход, должны быть одинаковыми.

2.91. К одной из стен здания с производствами категорий А, Б, Е допускается примыкание наружной установки без противопожарного разрыва между ними при соблюдении следующих условий:

а) сумма площадей этажа здания (или части здания между противопожарными стенами) и наружной установки не превышает допускаемой площади;

б) ширина наружной установки должна быть не более 30 м.

2.92. Отдельные аппараты со сжиженным горючим газом ЛВЖ, ГЖ, непосредственно связанные с помещениями производств категорий А, Б, Е и размещенные вне помещений, следует, как правило, располагать у глухой стены или напротив простенков этих помещений.

При расположении аппаратов против проемов помещений расстояние до них должно быть не менее 4 м, при глухой стене это расстояние не нормируется.

Расстояние от указанных аппаратов до проемов помещений с производствами категорий В, Г, Д должно быть не менее 10 м.

При расстоянии менее 10 м заполнение оконных проемов помещений с производствами категорий В,Г,Д необходимо осуществлять стеклоблоками или армированным стеклом.

Расстояние от аппаратов, не содержащих горючие газы, ЛВЖ и ГЖ, не нормируется.

2.93. Площадки печей и блоков нагрева нефти и нефтепродуктов следует ограждать сплошной стеной или земляным валом высотой не менее 0,5 м - для печей типа БН, НН и ТП, бордюрным камнем высотой не менее 0,15 м - для трубчатых печей типа ПТБ.

2.94. Для аварийного отключения блоков и печей нагрева (в случае прогара, разрыва трубопровода и др.) на входе и выходе нефти и газа за пределами площадки, но не ближе 10 м от печей нагрева, следует устанавливать запорную арматуру.

2.95. Наземные аварийные (дренажные) емкости, предназначенные для слива ЛВЖ и ГЖ из печей, следует ограждать несгораемой стеной или земляным валом высотой не менее 0,5 м и располагать на расстоянии не менее 15 м от площадки печей.

Подземные аварийные (дренажные) емкости следует размещать на расстоянии не менее 9 м от площадки печей. При этом они могут располагаться рядом с другими дренажными емкостями (на одной площадке).

2.96. Тепловую изоляцию технологических трубопроводов, оборудования и аппаратуры сооружений ЦПС следует проектировать в соответствии с требованиями:

а) Инструкции по проектированию тепловой изоляции оборудования и трубопроводов промышленных предприятий;

б) Указаний по проектированию тепловой изоляции оборудования и трубопроводов предприятий нефтяной и химической промышленности;

в) Перечней изделий, материалов и теплоизоляционных конструкций, применяемых при производстве работ и составляемых ежегодно трестом "Теплоизоляция", и других нормативных документов.

Теплоизоляция аппаратуры и оборудования должна выполняться из несгораемых материалов.

2.97. Уровень шума и вибрации оборудования, устанавливаемого в помещениях и на открытых площадках, не должны превышать предельно допустимые по санитарным нормам. При вынужденном применении высокошумных агрегатов следует предусматривать:

а) установку глушителей шума;

б) дистанционное управление;

в) звукоизолированные кабины наблюдения.

2.98. Противокоррозионные покрытия внутренних поверхностей отстойной и другой емкостной аппаратуры необходимо предусматривать в соответствии с требованиями следующих руководящих материалов:

а) "Руководства по технологии нанесения защитных покрытий на внутреннюю поверхность резервуаров и технологических аппаратов на нефтепромыслах";

б) "Инструкции по защите от коррозии эпоксидными составами внутренних поверхностей резервуаров для хранения нефтей и нефтепродуктов в нижней части разных емкостей взамен торкрет-покрытий" Миннефтепрома.

2.99. Сооружения технологического комплекса ЦПС и УПН должны проектироваться из расчета непрерывного круглосуточного режима работы оборудования в течение 350 суток (8400 часов). Мощность (производительность) ЦПС (УПН) определяется по товарной нефти. Потери при подготовке нефти должны приниматься дифференцированно по районам в соответствии с нормативами технологических потерь,

определяемыми в соответствии с "Методическими указаниями по определению технологических потерь нефти на предприятиях Министерства нефтяной промышленности".

2.100. Нормы резервирования насосно-компрессорного оборудования, обеспечивающие непрерывность технологических процессов подготовки нефти и газа, должны приниматься из расчета:

а) для компрессорных станций - один резервный компрессор при числе рабочих компрессоров от одного до пяти и два резервных компрессора при числе рабочих компрессоров более пяти;

б) для насосных - один резервный насос для группы от одного до пяти рабочих насосов; при обосновании (перекачке агрессивных жидкостей и др.) резерв может быть увеличен;

в) для насосно-компрессорного оборудования, работающего периодически, резерв не предусматривается;

г) для компрессоров воздуха предусматривается резервный компрессор при невозможности производства ремонта компрессора без ущерба для снабжения воздухом КИС. При наличии резервного агрегата в блоках дополнительный резерв не предусматривается.

2.101. Теплообменная аппаратура установок подготовки нефти должна иметь резерв на случай отключения одного из аппаратов в связи с текущим ремонтом.

2.102. При соответствующем обосновании допускается принимать вместо одной две печи нагрева нефти с меньшей единичной мощностью, при этом суммарная мощность печей не должна превышать расчетную более чем в 1,5 раза.

При количестве печей три и более следует предусматривать резерв мощности печей для обеспечения подачи нагреваемой среды, в случае выхода из строя одной из печей, в остальные печи.

2.103. Топливный газ для печей нагрева должен удовлетворять следующим требованиям:

а) давление и физико-химическая характеристика должны соответствовать техническим условиям на поставку печей нагрева;

б) в нем должна отсутствовать капельная жидкость.

2.104. Воздух для нужд КиП должен быть осушен до точки росы по влаге, предотвращающей возможность ее выпадения в воздухопроводах.

При проектировании компрессорных воздуха следует руководствоваться требованиями, изложенными в п.п.2.53 ÷ 2.59 настоящих Норм.

2.105. Для объектов и установок ЦПС необходимо предусматривать единую систему воздухоснабжения. При этом на каждом отдельном объекте (установке), потребляющем 10 нм^3 воздуха в час и более, следует предусматривать ресивер сжатого воздуха с обеспечением не менее 0,5 ч работы установки без подачи воздуха из сети, а также аварийную сигнализацию, предупреждающую о недопустимом понижении давления воздуха.

Отбор воздуха для технологических целей от сети питания приборов контроля и автоматизации не допускается.

2.106. Нефтяной газ, подготовленный на ЦПС и подаваемый в единую систему магистральных газопроводов, должен отвечать требованиям ОСТ 51.40-83.

2.107. Нормы запасов реагентов и смазочных материалов на расходных складах ЦПС должны приниматься в размере 20-30 суточной потребности. Неснижаемые запасы масла для компрессорных станций должны составлять не менее 50% объема масляных систем установленных компрессоров, включая запас на пополнение системы из расчета 45-дневной потребности.

2.108. Механизация труда на объектах и сооружениях ЦПС должна предусматривать:

а) максимальное применение передвижных подъемно-транспортных средств (пневмоколесных и автомобильных кранов, автопогрузчиков и др.);

б) комплексную механизацию, исключающую использование тяжелого физического труда;

в) механизацию демонтажных работ по всему комплексу оборудования ЦПС;

г) компоновочные решения, позволяющие обслуживать ремонтные работы передвижными подъемно-транспортными средствами;

д) ремонтные площадки с въездом автотранспорта, для демонтажа оборудования, расположенного под навесом.

2.109. В компрессорных и насосных, размещаемых в закрытых зданиях и под навесами, следует использовать стационарные ручные подвесные либо мостовые краны, монорельсы, исполнение которых должно соответствовать категории взрывоопасности помещения, с грузоподъемностью, рассчитанной на массу наиболее тяжелого узла агрегата. Для малогабаритного компрессорного и насосного оборудования грузоподъемность крана необходимо принимать по массе агрегата.

2.110. Для одиночных агрегатов, расположенных на открытых площадках, следует при невозможности использования передвижных кранов применять ручные передвижные монорельсовые устройства.

2.111. Для механизации работ на колонных и других аппаратах следует предусматривать:

а) установку на колоннах кран-укосин, грузоподъемность и вылет которых необходимо принимать с учетом диаметра колонны и размеров вспомогательных площадок;

б) для аппаратов воздушного охлаждения и теплообменных аппаратов - передвижные краны и экстракторы.

2.II2. В обоснованных случаях (при отсутствии на теплообменной аппаратуре шарниров на крышах, коробках и др.) допускается осуществлять механизацию ремонтных работ на базе стационарных средств, обеспечивающих снятие крышек и распределительных коробок.

2.II3. Демонтаж и монтаж трубопроводной арматуры массой более 50 кг должны осуществляться средствами механизации, выбираемыми в зависимости от места размещения арматуры.

Демонтаж и монтаж арматуры, расположенной под навесом и в зданиях, должны предусматриваться стационарными кранами и монорельсами, предназначенными для ремонта машинного оборудования, а арматуры, установленной на открытой площадке, - преимущественно передвижными подъемно-транспортными средствами.

2.II4. Ремонтные работы на печах должны производиться передвижными кранами.

2.II5. Компоновка блоков установок подготовки нефти, а также компоновка установок в целом должна выполняться из условия обеспечения:

а) принятого технологического режима установки;

б) минимального количества встречных перекачек;

в) свободного доступа к местам обслуживания оборудования, приборам контроля и автоматизации, а также арматуре при их обслуживании и ремонте;

г) возможности ведения ремонтных работ с помощью средств механизации;

д) требований норм противопожарного проектирования.

2.II6. Проектные решения должны предусматривать возможность опорожнения аппаратуры при пожаре или аварии в специально предназначенные для этой цели аварийные или дренажные емкости.

Для опорожнения технологических сосудов, аппаратов, оборудования и трубопроводов следует преимущественно применять самотечную систему опорожнения. Применение принудительной системы допускается при невозможности выполнения самотечной системы.

Объем аварийной (дренажной) емкости должен быть не менее 30% суммарного объема всего продукта, находящегося в оборудовании, но не менее объема наибольшего аппарата.

Сброс паров и газов из аппаратов следует предусматривать в газосборную сеть или на факел.

Сброс некондиционной нефти с УПН следует предусматривать в сырьевые резервуары.

2.II7. При проектировании компрессорных станций следует учитывать требования раздела 5 "Правил безопасности при эксплуатации газоперерабатывающих заводов" Миннефтепрома..

2.II8. При проектировании установок подготовки нефтяного газа способом НТК следует руководствоваться требованиями правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности, а также "Нормативами техники безопасности и промышленной санитарии на холодильное оборудование для химических и нефтехимических производств." Министерств нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности.

Установки предварительного сброса пластовых вод (УПС)

2.II9. Объекты предварительного разделения продукции скважин должны рассматриваться как составная часть единого технологического комплекса сооружений по сбору, транспорту, подготовке нефти, газа и воды.

Технологическая схема процесса должна обеспечивать:

а) подготовку нефтяной эмульсии к расслоению перед поступлением в "отстойные" аппараты;

б) сепарацию газа от жидкости с предварительным отбором газа;

в) предварительное обезвоживание нефти до содержания в ней воды не более 5-10% (мас).

2.120. Размещение объектов предварительного разделения продукции скважин (на ЦПС или на месторождении) должно обосновываться технико-экономическими расчетами.

2.121. Для подготовки нефтяной эмульсии к расслоению должна предусматриваться подача реагента-деэмульгатора на концевых участках нефтегазосбора (перед первой ступенью сепарации нефти), а при наличии соответствующих рекомендаций научно-исследовательских организаций - подача воды, возвращаемой с блоков подготовки нефти.

2.122. Процесс предварительного обезвоживания нефти должен предусматриваться при обводненности поступающей продукции скважин не менее 15-20% и осуществляться, как правило, без дополнительного нагрева продукции скважин с применением деэмульгаторов, высокоэффективных при умеренных и низких температурах процесса предварительного обезвоживания нефти.

2.123. Предварительное обезвоживание нефти должно преимущественно осуществляться в аппаратах для совместной подготовки нефти и воды. При этом сбрасываемые пластовые воды должны иметь качество, как правило, обеспечивающее их закачку в продуктивные горизонты без дополнительной очистки (предусматривается только дегазация воды).

Сброс пластовых вод с аппаратов предварительного обезвоживания нефти должен предусматриваться под остаточным давлением, обеспечивающим подачу их на прием насосных станций системы заводнения или, при необходимости, на очистные сооружения без установки дополнительных насосных.

2.124. Для аппаратуры и трубопроводов, обеспечивающих проведение процесса предварительного обезвоживания нефти, с целью сокращения потерь тепла должна предусматриваться тепловая изоляция.

2.125. При размещении УПС непосредственно на месторождении (в составе ДНС) защита аппаратов и оборудования от превышения давления предусматривается установкой одной системы рабочих предохранительных клапанов с направлением сброса газа, не содержащего сероводород, в атмосферу.

Если газ содержит сероводород, то сброс с предохранительных клапанов следует направлять на факел.

Установки подготовки нефти (УПН)

2.126. Установки подготовки нефти являются составной частью единого технологического комплекса сооружений по сбору и подготовке продукции скважин и, как правило, должны располагаться на ЦПС.

2.127. Технологический комплекс сооружений по подготовке нефти должен, как правило, обеспечивать:

а) глубокое обезвоживание нефти;

б) обессоливание;

в) снижение упругости паров товарной нефти;

г) прием некондиционной нефти и подачу ее на повторную подготовку;

д) повторное использование реагента и тепла дренажных вод путем возврата их в начало процесса.

2.128. Технологическая схема процесса подготовки нефти должна обеспечивать:

а) полную герметизацию процесса подготовки нефти;

б) требуемое качество товарной нефти;

в) гибкость и маневренность работы установки;

г) возможность освобождения аппаратуры и трубопроводов при ремонтах и аварийных остановках;

д) использование тепла продукции скважин;

е) возможность использования оборудования в блочно-комплектном исполнении.

2.129. При проектировании УПН должны рассматриваться следующие основные технологические варианты:

а) подготовка нефти в газонасыщенном состоянии при транспортировке ее через все сооружения УПН за счет энергии пласта, насосов механизированной добычи нефти или дожимных насосных станций;

б) подготовка разгазированной нефти при транспортировке ее сырьевыми насосами через все сооружения установки подготовки нефти.

Выбор оптимального варианта должен производиться на основании технико-экономических расчетов.

В технически обоснованных случаях подготовку тяжелых нефтей со сложными физико-химическими свойствами, с повышенным содержанием механических примесей (сульфидов железа и др.) допускается проводить в промывных технологических резервуарах.

2.130. При проектировании УПН должны предусматриваться следующие мероприятия по сохранению тепла продукции и уменьшению его расхода:

а) теплоизоляция труб и аппаратов;

б) преимущественное применение "холодных методов" деэмульсации нефти с использованием реагентов-деэмульгаторов;

в) максимальная блокировка зданий производственного и подсобно-вспомогательного назначения;

г) размещение оборудования и аппаратуры на открытых площадках.

2.131. Требования к качеству товарной нефти (содержание воды, солей, механпримесей, упругость ее паров и пр.) определяются ГОСТ 9965-76 и, в отдельных случаях, специальными техническими условиями.

Для нефтей с высоким содержанием углеводородов C_I-C_5 в целях уменьшения потерь от испарения из резервуаров промыслов и магистральных нефтепроводов следует предусматривать проведение стабилизации нефти. Глубина отбора легких углеводородов и метод стабилизации должны быть обоснованы в каждом конкретном случае технико-экономическими расчетами с учетом содержания в нефти углеводородов C_I-C_5 и направления использования продуктов стабилизации.

2.132. Технологические расчеты и выбор аппаратуры и оборудования должны производиться на основе данных материального баланса установки и научных рекомендаций с учетом резерва мощности установки до 20%, включая резерв мощности для повторной подготовки некондиционной нефти.

Резервуарные парки

2.133. Для установок подготовки нефти следует предусматривать запасы сырья (продукция скважин; продукция, поступающая от ДНС или УПС) и товарной (подготовленной) нефти:

а) для сырья - суточный объем, поступающий на установку подготовки нефти;

б) для товарной нефти - объем суточной производительности УПН по товарной нефти при трубопроводном транспорте;

в) при использовании резервуарного парка одновременно для нужд ЦПС и головных сооружений магистрального транспорта суммарный объем резервуарных емкостей и их количество должны определяться с учетом совмещенного графика их работы.

В качестве резервуарных емкостей следует предусматривать стальные резервуары типа РВС.

2.134. Проектирование газоуравнительной обвязки резервуаров должно осуществляться в соответствии с требованиями "Рекомендаций по проектированию газоуравнительных систем" Миннефтепрома.

Гидравлический расчет трубопроводов газовой обвязки следует производить по формуле Веймаута для газопроводов низкого давления.

2.135. В аварийных ситуациях, когда нефть поступает в вертикальные резервуары, давление сепарации в концевых сепараторах не должно превышать 0,005 МПа (0,05 кгс/см2 изб.). При этом газ должен направляться на компрессорную установку или, в обоснованных случаях, сбрасываться на факел.

Сброс парафиновых отложений от зачистки (пропарки) резервуаров следует предусматривать в земляные амбары-накопители. Суммарная емкость амбаров-накопителей должна определяться из расчета сбора и хранения парафиновых отложений в течение года, которые должны размещаться смежно с очистными сооружениями, иметь площадки под транспортные или технические средства для заполнения и опорожнения их и быть водонепроницаемыми.

2.136. Внутренние поверхности металлических резервуаров и устройств должны иметь противокоррозийное покрытие. Необходимость применения ингибиторов коррозии для защиты внутренних поверхностей аппаратов или протекторной защиты их принимается в соответствии с рекомендациями научно-исследовательских организаций.

Узлы учета нефти

2.137. Узлы учета нефти должны проектироваться в соответствии с требованиями нормативных документов:

а) "Инструкции по определению количества нефти на автоматизированных узлах учета с турбинными счетчиками при учетно-расчетных операциях" Миннефтепрома и Госстандарта СССР;

б) "Временных рекомендаций по проектированию и эксплуатации узлов учета нефти с турбинными счетчиками" Миннефтепрома;

в) "Основных требований к техническим средствам измерения при организации бригадного учета нефти" Миннефтепрома;

г) "Положения о бригаде по добыче нефти и газа при комплексной организации работ по единому наряду" Миннефтепрома.

Таблица I

Классификация узлов учета нефти

Классификация узлов учета нефти	Назначение	Степень подготовки нефти
Узел товарного учета	Предназначен для сдачи товарной нефти нефтедобывающими объединениями Главтранснефти и другим потребителям	По ГОСТ 9965-76
Оперативные узлы промыслового (цехового) учета	Предназначены для учета добычи нефти промыслом (цехом)	Не нормируется
Узлы бригадного учета	Предназначены для учета продукции скважин, обслуживаемых бригадой по добыче нефти	Не нормируется

2.138. Для узлов товарного и оперативного учета нефти рекомендуется, как правило, применять турбинные расходомеры - счетчики жидкости.

Режим перекачки нефти через узлы учета должен быть стабильным и не допускать отклонения от среднего значения перекачиваемого объема (количества жидкости) более чем на ±10% - для узлов товарного учета и на ±20% - для оперативных узлов промыслового и бригадного учета нефти.

Предел допускаемой относительной погрешности определения массы:

в узлах товарного учета нефти не должен превышать ±0,5% объема нефти;

в оперативных узлах промыслового и бригадного учета ±4,0%.

2.139. При проектировании турбинных расходомеров в оперативных узлах учета должны соблюдаться следующие условия:

а) поток жидкости через узел учета должен быть однофазным (без выделения растворенного газа);

б) поток жидкости через узел учета не должен расслаиваться на нефть (нефтяную эмульсию) и воду.

2.140. В составе узла товарного учета нефти следует предусматривать:

а) рабочие, резервные и контрольные измерительные линии с необходимыми средствами измерения и вспомогательным оборудованием (фильтрами, струевыпрямителями, прямыми участками трубопроводов до и после преобразователей расхода, запорно-регулирующей арматурой с устройством контроля протечек);

б) блок контроля качества, включающий в себя циркуляционный насос, автоматические поточные анализаторы - влагомер, солемер, автоматический поточный плотномер, автоматический пробоотборник, термометр, манометр;

в) вторичные приборы обработки, хранения, индикации и передачи результатов измерения;

г) гидропоршневая установка.

2.141. В оперативный узел промыслового и бригадного учета нефти с турбинными счетчиками должны входить следующие основные элементы:

а) рабочая и резервная измерительные линии с необходимыми средствами измерения и вспомогательными устройствами (фильтрами, струевыпрямителями, прямыми участками трубопроводов до и после преобразователей расхода, запорно-регулирующей арматурой с устройством контроля протечек);

б) поточный влагомер и автоматический пробоотборник (для оперативного узла бригадного учета нефти влагомер не требуется);

в) вторичные приборы обработки, хранения и индикации результатов измерения.

Диаметр входного и выходного коллекторов узлов товарного учета должен быть не менее диаметра магистрального нефтепровода.

Задвижки диаметром 400 мм и более должны иметь электропривод.

2.142. Узлы учета следует оснащать средствами малой механизации, позволяющими производить смену турбинных преобразователей и крышек фильтров.

2.143. При опорожнении измерительных линий и фильтров узлов учета для сбора нефти должна предусматриваться отдельная заглубленная емкость или использоваться имеющаяся.

2.144. В обоснованных технико-экономическими расчетами случаях в качестве оперативных узлов бригадного учета нефти следует использовать:

а) измерительную часть групповых замерных установок типа "Спутник" со счетчиком типа ТОР;

б) групповые замерные установки типа "Спутник", по которым сумма периодических измерений продукции скважин характеризует данные о добытой жидкости бригадой по добыче нефти.

В оперативных узлах учета должны быть предусмотрены отводы с задвижками для присоединения передвижной трубопоршневой установки (ТПУ), а при применении стационарной ТПУ расстояние от нее до узлов товарного учета не должно превышать 500 м.

2.I45. При узлах бригадного учета продукции скважин следует предусматривать узел замера газа.

Нефтенасосные станции

2.I46. Нефтенасосные станции в зависимости от своего назначения предусматриваются:

а) для технологических перекачек на установках подготовки нефти;

б) для внутрирезервуарных перекачек продукции;

в) перекачек товарной нефти с установок подготовки нефти.

Функции различных типов насосных могут совмещаться в одной станции.

2.I47. Нефтенасосные станции должны проектироваться блочными, автоматизированными, заводского изготовления. Компоновки насосных станций различного назначения решаются проектом.

2.I48. Выбор типа и числа насосов производится в зависимости от физико-химических свойств жидкости и параметров перекачки (расчетного рабочего давления, производительности и режима перекачки).

2.I49. Производительность рабочих насосных агрегатов определяется по максимальному количеству жидкости, поступающей на насосную станцию. Суммарная производительность насосов должна приниматься из расчета их работы в течение 23 часов в сутки.

2.I50. Для нефтенасосных станций внутрирезервуарной перекачки товарной нефти количество рабочих насосов определяется в зависимости от их производительности:

при производительности до I000 $м^3$/сут - I агрегат;

при производительности от I00I $м^3$/сут и выше - не менее двух агрегатов.

2.I5I. Производительность рабочих насосов для перекачки некондиционной нефти следует принимать равной 25% от суточного

объема, поступающего в сырьевые резервуары УПН.

2.152. Определение рабочих параметров насосов (давления, производительности) должно производиться на основании графика совместной работы насосов и трубопровода.

2.153. Для сбора утечек нефти от сальников насосов необходимо предусматривать герметичную емкость с выводом от нее сигнала верхнего уровня на щит оператора.

Установки подготовки газа (УПГ)

2.154. В зависимости от направления использования нефтяного газа и условий его транспорта до потребителей следует применять следующие способы подготовки газа:

а) осушку газа от влаги абсорбционным способом;

б) извлечение тяжелых углеводородов с осушкой газа от влаги способом низкотемпературной конденсации (НТК).

2.155. При бескомпрессорном транспорте смеси газов первой и концевых ступеней сепарации технологическая схема их подготовки должна предусматривать:

а) при транспорте газа в двухфазном состоянии и в условиях, приводящих к образованию кристаллогидратов, - компримирование газов концевых ступеней сепарации до давления первой ступени сепарации и совместную осушку газов первой и концевых ступеней сепарации от влаги абсорбционным способом;

б) при транспорте газа в однофазном состоянии - компримирование газов концевых ступеней сепарации до давления первой ступени сепарации, его осушку от влаги или извлечение из газа первой ступени или смеси газов первой и концевых ступеней сепарации тяжелых углеводородов способом НТК с впрыском гликоля.

Извлечение тяжелых углеводородов способом НТК из газов первой ступени или из смеси газов первой и концевых ступеней сепара-

ции следует предусматривать лишь в тех случаях, когда подготовка газа другими способами не обеспечивает возможность транспорта газа в однофазном состоянии и подтверждается технико-экономическими расчетами.

Целесообразность осушки газа от влаги определяется в каждом конкретном случае по результатам технико-экономических расчетов.

2.156. При компрессорном транспорте смеси газов первой и концевых ступеней сепарации в однофазном состоянии подготовку их следует предусматривать по схеме НТК с впрыском гликоля, а в двухфазном состоянии - только осушку от влаги.

2.157. Выделившийся при подготовке газа углеводородный конденсат следует направлять или в товарную нефть, если это не приводит к увеличению давления насыщенных паров нефти сверх нормативного, установленного ГОСТ 9965-76, или в нефть перед первой ступенью сепарации.

Возможность подачи в нефть перед первой ступенью сепарации углеводородного конденсата, полученного в процессе подготовки газа при его компрессорном транспорте, должна в каждом конкретном случае определяться технико-экономическими расчетами.

2.158. Состав основных сооружений установок подготовки газа определяется условиями транспорта и направлением его использования.

При транспорте газа в двухфазном состоянии при давлении первой ступени сепарации состав сооружений УПГ в общем случае может быть следующим:

а) компрессорная станция для газов концевых ступеней сепарации;

б) установка осушки газа от влаги.

При транспорте газа в однофазном состоянии при давлении первой ступени сепарации состав сооружений в общем случае может быть следующим:

а) компрессорная станция для газов концевых ступеней сепарации;

б) установка НТК с впрыском гликоля.

В зависимости от условий компрессорного транспорта газа состав сооружений УПГ может быть следующим:

а) при транспорте газа в однофазном состоянии - компрессорная станция высокого давления, установка НТК с впрыском гликоля;

б) при транспорте газа в двухфазном состоянии - компрессорная станция высокого давления, установка осушки газа.

2.159. При проектировании установок подготовки нефтяного газа необходимо руководствоваться следующими основными положениями:

а) установки осушки газа должны, как правило, быть в блочно-комплектном исполнении или комплектоваться из технологических узлов в блочном исполнении;

б) при привязке блочно-комплектных установок осушки газа должны быть выполнены поверочные технологические расчеты процессов абсорбции и десорбции газа, расчет теплового баланса абсорбционных и десорбционных аппаратов, расчет колонной, теплообменной и другой аппаратуры.

Расчетами должны быть уточнены расходные показатели для конкретных условий привязки установки и определена возможность использования принятого в проекте оборудования;

в) осушенный нефтяной газ, подаваемый в магистральные газопроводы должен удовлетворять требованиям стандарта "Газы горючие природные, подаваемые в магистральные газопроводы", а другим потребителям - по техническим требованиям потребителей.

2.160. Если температура газа, направляемого на осушку абсорбционным способом, ниже 288°К (15°С), необходимо предусматривать подогрев газа до соответствующей температуры контакта.

2.161. Насыщение раствора-поглотителя влаги не должно превышать 2,5% при осушке газа от влаги абсорбционным методом и 10% - при осушке газа от влаги и тяжелых углеводородов методом НТК с впрыском ДЭГа.

2.162. Потери осушителя (гликоля) не должны превышать 0,02 кг (20 г) на 1000 м^3 газа. Температура регенерации осушителя должна поддерживаться в соответствии с рекомендациями, указанными в паспорте осушителя (абсорбента).

2.163. Установки НТК следует проектировать, руководствуясь требованиями общей части раздела "Сооружения технологического комплекса, размещаемые на ЦПС" настоящих Норм с учетом требований "Норм техники безопасности и промышленной санитарии на холодильное оборудование для химических и нефтехимических производств"

Компрессорные станции (КС)

2.164. Компрессорные станции могут быть самостоятельными объектами обустройства месторождений или входить в комплекс технологических сооружений ЦПС и предназначены для транспорта нефтяного газа на ГПЗ и другим потребителям, для компримирования газа в составе сооружений по подготовке газа к транспорту и в системе газлифтной добычи нефти.

Состав технологических сооружений, в том числе и выбор типа компрессоров, КС в зависимости от ее назначения, типа компрессорного оборудования и размещения (на месторождении, ЦПС, в системе газлифта и др.) должен в каждом конкретном случае обосновываться технико-экономическими расчетами.

2.165. Составы газов, поступающих на компримирование и топливного для газомоторных компрессоров, отличающиеся от составов, указанных в технических условиях на поставку компрессоров, должны быть согласованы с заводами-изготовителями.

2.166. Поступающий на прием компрессоров газ должен быть очищен от механических примесей (пыли, окалины, окислов железа и др.) и от капельной жидкости (нефти, воды, углеводородного конденсата) в соответствии с требованиями, предъявляемыми ТУ на оборудование.

2.167. При проектировании компрессорных станций (установок) для компримирования газа, содержащего сероводород, следует соблюдать следующие условия:

а) применение компрессора должно быть согласовано с заводом-изготовителем, за исключением тех случаев, когда компрессор, согласно техническим условиям на его поставку, может быть использован для компримирования газа, содержащего сероводород;

б) применяемая аппаратура компрессорной станции, предназначенная для работы с газом, в котором содержится сероводород с парциальным давлением более 0,0003 МПа (0,003 кгс/см2), в обязательном порядке должна быть согласована с организацией-разработчиком этого оборудования - Минхиммашем;

в) оборудование, аппаратура и обвязочные трубопроводы должны быть изготовлены в соответствии с техническими требованиями работы сосудов в сероводородной среде (применение коррозионно-стойких материалов, термообработка трубопроводов, сварных швов и др.).

2.168. В машинных залах компрессорных станций допускается установка только компрессорных агрегатов и скомпонованного с ними заводом-изготовителем технологического оборудования (промежуточные газовые холодильники, маслонасосы, фильтры, холодильники масла, а также обратные, регулирующие и предохранительные клапаны, запорная арматура дренажных линий и сброса конденсата).

2.169. Машинный зал КС должен оснащаться подъемно-транспортным оборудованием и иметь монтажную площадку.

Для монтажа и демонтажа компрессорного оборудования, расположенного на открытых площадках, следует применять самоходные краны.

2.170. Приемные и нагнетательные газовые коллекторы компрессоров должны располагаться вне помещения компрессоров. При этом прокладка их должна быть надземной и иметь уклон, обеспечивающий их самотечное опорожнение.

2.171. Каждый компрессорный агрегат должен отключаться задвижками, устанавливаемыми на приемных и нагнетательных газопроводах. На нагнетательных газопроводах между компрессором и задвижкой должен быть установлен обратный клапан.

2.172. Нагнетательные коллекторы и газопроводы между компрессорами и нагнетательными коллекторами должны быть обеспечены устройством для компенсации тепловых удлинений. При установке поршневых компрессоров должны быть дополнительно приняты меры по уменьшению вибрации трубопроводов (применение депульсаторов, тугоподвижных опор, плавных поворотов труб и др.).

Расчет средств гашения пульсации и определение допустимых пределов вибрации должны выполняться по методике Союзкомпрессормаша "Метод расчета колебаний давлений газа и вибраций коммуникаций" с учетом рекомендаций лаборатории динамической устойчивости технологического оборудования МИНХ и ГП им.Губкина и лаборатории диагностики и динамической устойчивости ВНИИгаза Мингазпрома.

2.173. Для обеспечения пуска компрессора и возможности регулирования его производительности за счет перепуска с нагнетания на прием нагнетательный и приемный газопроводы каждой ступени

сжатия должны быть соединены между собой (при необходимости через холодильник газов).

2.174. Предохранительные клапаны должны устанавливаться непосредственно на выкиде у каждой ступени сжатия перед обратным клапаном.

2.175. Запорная арматура на газовых коммуникациях должна размещаться вне помещения машинного зала (блок-боксов) и выбираться по нормам для условий рабочей среды и климатических условий.

2.176. Для удаления газа из внутренней полости поршневого компрессора (при ревизии, ремонте и др.) на приемном газопроводе каждой ступени сжатия компрессора между отключающей задвижкой и цилиндром должна быть предусмотрена свеча сброса газа с установкой на ней запорной арматуры высокой степени герметичности.

При наличии нескольких цилиндров одной ступени сжатия компрессора допускается сброс газа производить на одну, общую для них, свечу. Допускается объединение на одну свечу группы компрессоров с одинаковыми по давлению ступенями сжатия.

Свеча должна размещаться в местах, обеспечивающих безопасные условия рассеивания газа. При этом не допускать сброса газа в зону аэродинамической тени здания КС.

Высота свечи должна определяться по результатам расчетов рассеивания газа, но не менее 5 м от поверхности земли.

2.177. Газомоторные компрессоры для удаления газа должны быть дополнительно обеспечены следующими свечами:

а) от протечек сальников компрессорных цилиндров;

б) из фонаря компрессорных цилиндров;

в) из картера газомоторного двигателя.

Допускается сбрасывать на общую свечу газ от протечек сальников и газ из фонаря компрессорных цилиндров. Каждая свеча должна

быть снабжена огнепреградителем. Высота и местоположение свечи определяется по результатам расчетов рассеивания вредных веществ. Запорная арматура на свечах не ставится.

2.I78. При применении поршневых компрессоров необходимо предусматривать маслоотделители, устанавливаемые перед промежуточными и концевыми холодильниками газа.

2.I79. При многоступенчатом компримировании нефтяного газа с промежуточным его охлаждением расчеты на выпадение углеводородного конденсата на каждой из ступеней сжатия производить исходя из условий наиболее холодного периода года. Отделение жидкости от газа после его охлаждения должно производиться в промежуточных и концевых сепараторах.

2.I80. Охлаждение газа между промежуточными ступенями и после концевой ступени сжатия следует предусматривать водой или воздухом. Выбор способа охлаждения производится на основании технико-экономических расчетов.

2.I8I. Допустимая температура газа, поступающего после компримирования в газопровод, не должна превышать 343°К (70°С).

2.I82. Компоновку газомоторных компрессоров следует выполнять, как правило, группами не более I0 машин.

Каждая группа машин должна иметь свои приемные и нагнетательные коллекторы. Размещение компрессоров должно быть однорядным.

Выхлопные трубы газомоторных компрессоров в пределах машинного зала должны иметь тепловую изоляцию.

Газомоторные компрессоры должны быть оборудованы устройством автоматического отключения топливного газа при увеличении давления в напорных трубопроводах и повышении уровня жидкости в приемных сепараторах сверхдопустимого, самопроизвольной остановке компрессора или снижении давления масла в системе их смазки.

2.183. Удаление конденсата из технологической аппаратуры и газовых коллекторов продувкой должно, как правило, производиться через продувочную емкость, откуда конденсат подается в дренажную емкость, соединенную с факельной линией.

2.184. Масло из маслоотделителей должно направляться в отдельную емкость для последующей подачи его на регенерацию.

При проектировании компрессорной станции самостоятельным объектом маслохозяйство ГКС должно включать:

а) емкости склада для свежего и отработанного масла по сортам;

б) расходную емкость (устанавливается, как правило, в помещении маслохозяйства);

в) промежуточные емкости отработанного масла (применяются в отдельных случаях и устанавливаются подземно);

г) насосы для перекачки свежего и отработанного масла;

д) установки дегазации и регенерации отработанного масла (необходимость включения установки регенерации в состав объектов компрессорной станции определяется исходя из ее технико-экономической целесообразности). Состав маслохозяйства уточняется при проектировании в зависимости от типа и комплектности поставки компрессоров.

2.185. Хранение свежего смазочного масла для маслосистемы компрессоров следует предусматривать на открытой площадке.

При хранении свежего и отработанного масла на открытой площадке под навесом следует предусматривать мероприятия, предотвращающие его застывание.

2.186. На входе и выходе газа из компрессорной станции должна быть установлена запорная арматура, позволяющая дистанционно отключать газокомпрессорную от внешних сетей.

При этом должна быть обеспечена возможность аварийного сброса газа с приема компрессорной станции на факельную линию через дистанционно управляемую задвижку.

2.187. На выкидной линии последней ступени сжатия компрессора должен быть установлен предохранительный клапан, срабатывающий при давлении, превышающем рабочее на 10%.

Технологические трубопроводы

2.188. Трубопроводы, предназначенные для транспортирования нефти, газа, жидких углеводородов, щелочей, химреагентов и других веществ в пределах площадки ЦПС и площадок, указанных в п.1.20 настоящих Норм, необходимых для ведения технологического процесса следует относить к технологическим.

2.189. Технологические трубопроводы должны проектироваться с учетом общих планировочных решений генплана ЦПС и взаимной увязки сетей. При этом следует руководствоваться требованиями "Инструкции по проектированию технологических стальных трубопроводов Ру до 10 МПа", а по неметаллическим трубопроводам - "Инструкции по проектированию технологических трубопроводов из пластмассовых труб".

2.190. Технологические трубопроводы, транспортирующие насыщенные растворы МЭА, щелочи и метанола, должны проектироваться как трубопроводы первой категории.

2.191. За рабочие параметры транспортируемого вещества следует принимать:

а) рабочее давление - давление, равное избыточному максимальному давлению, развиваемому источником давления (насосом, компрессором и т.п.) или давление, на которое отрегулированы предохранительные устройства;

б) рабочую температуру - температуру, равную максимальной положительной или минимальной отрицательной температуре транспортируемого вещества, установленной технологическим регламентом (схемой).

2.I92. Прокладку технологических трубопроводов, транспортирующих вредные и взрывоопасные вещества, горючие газы, в том числе сжиженные, легковоспламеняющиеся и горючие жидкости (группа А, Б согласно "Инструкции по проектированию технологических трубопроводов Ру до I0 МПа") следует предусматривать надземной, на несгораемых опорах и эстакадах.

Для транспортировки указанных веществ применение труб из стекла и других хрупких материалов, а также сгораемых и трудносгораемых материалов (фторпласта, полиэтилена, винипласта и др. не допускается.

Примечание. Трубопроводы, которые по технологии процесса не могут прокладываться надземно (дренажные и др.), допускается прокладывать подземно.

2.I93. На вводах трубопроводов с горючими, взрыво-и пожароопасными веществами перед ЦПС, УПН, УПГ, КС следует предусматривать отключающую арматуру. Расстояние от отключающей арматуры до установок следует принимать по "Инструкции по проектированию технологических трубопроводов Ру до I0 МПа" (приложение 2).

2.I94. Диаметры трубопроводов должны определяться с учетом конкретных условий их работы (производительности технологических установок, вязкости и плотности транспортируемого продукта, располагаемого напора и т.д.).

Скорости движения продуктов по трубам при определении диаметров технологических трубопроводов рекомендуется принимать по данным табл.2.

Таблица 2

Наименование	Скорость, м/с
I. Газ на всасывании и нагнетании поршневого компрессора	До I0,0
2. Газ на всасывании центробежного компрессора	До I5,0
3. Газ на нагнетании центробежного компрессора	До I8,0
4. Углеводородный конденсат, отводимый самотеком	0,I5-0,3
5. Сжиженные газы:	
на всасывании насоса	До I,2
на нагнетании насоса	До 3,0
6. Нефть, эмульсия, масло смазочное, реагенты:	
на всасывании насоса	До I,0
на нагнетании насоса	До 3,0
самотеком (между аппаратами)	0,2-0,5
7. Топливный газ к печам	До 30,0
8. Пар насыщенный водяной	До 30,0
9. Воздух при давлении до I,2 МПа (I2 кгс/см2)	До 40,0

2.I95. Выполнение гидравлического расчета технологических трубопроводов обязательно:

а) при определении диаметров всасывающих и нагнетательных трубопроводов и межступенчатых коммуникаций компрессоров, газовых приемных и нагнетательных коллекторов компрессорных станций (установок);

б) при проектировании межплощадочных коммуникаций технологических трубопроводов;

в) при проектировании гидравлических систем с замкнутым контуром циркуляции.

2.196. Для трубопроводов, транспортирующих высоковязкие и застывающие среды, величина уклона, обеспечивающая их опорожнение, должна определяться в проекте исходя из конкретных свойств среды и условий прокладки трубопроводов.

2.197. Тепловая изоляция трубопроводов, обеспечивающих технологический процесс, предусматривается для сохранения температуры транспортируемого продукта, предотвращения его застывания, конденсации, испарения, образования гидратных пробок, отложения парафина, смол и т.д.

Если тепловая изоляция не обеспечивает указанных требований, трубопроводы должны предусматриваться с теплоспутниками в общей изоляции.

2.198. Теплоспутники должны предусматриваться для обогрева наружных трубопроводов, которыми обеспечивается периодическая подача конденсирующихся или замерзающих продуктов, а также для всех трубопроводов, транспортирующих застывающие среды, независимо от режима их подачи и места расположения трубопровода.

2.199. При использовании пара для продувки трубопроводов или горячей воды для их промывки температурная деформация должна определяться с учетом температуры пара или горячей воды.

2.200. Фланцевые соединения на трубопроводах для кислот и щелочей должны быть закрыты съемными защитными кожухами.

2.201. Условные давления и соответствующие им наибольшие рабочие давления по арматуре и деталям трубопроводов в зависимости от марки стали и рабочей температуры трнаспортируемой среды должны определяться по ГОСТ 356-80 "Давления условные, пробные и рабочие".

2.202. Выбор и расчет технологических стальных трубопроводов следует производить в зависимости от конкретных условий работы, в соответствии с требованиями "Инструкции по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности", "Указания по расчету стальных трубопроводов различного назначения".

2.203. Материал трубопроводов, параметры работы которых превышают величины, установленные соответствующими нормативными документами, должен приниматься по заключениям и рекомендациям научно-исследовательских организаций по металловедению и сварке и согласовываться с Госгортехнадзором СССР.

2.204. Стальная арматура, устанавливаемая на открытых площадках в местностях со средней температурой наиболее холодной пятидневки ниже минус 40°С, должна иметь соответствующее материальное исполнение или должны быть обеспечены условия ее эксплуатации (применение утепленных кожухов с подводом теплоносителя) при обеспечении условий хранения, транспортировки и строительно-монтажных работ при температурах, не ниже указанных в каталоге "Промышленная трубопроводная арматура".

Факельная система ЦПС

2.205. Факельная система ЦПС должна предусматриваться для следующих видов сбросов горючих газов и паров:

а) постоянных - от установок регенерации сорбентов, стабилизации (выветривания) углеводородных конденсатов и др.;

б) периодических - при освобождении установок или отдельных аппаратов перед их пропаркой, продувкой, ремонтом, а также при аварийном отключении и пусконаладочных работах;

в) аварийных - при сбросе от предохранительных клапанов и других устройств аварийного сброса.

2.206. На ЦПС следует предусматривать следующие факельные системы:

а) низкого давления - для принятия сбросов из аппаратов и оборудования, работающих под давлением не более 0,2 МПа;

б) высокого давления - для принятия сбросов из аппаратов и оборудования, работающих под давлением более 0,2 МПа.

2.207. Потери давления в факельной системе низкого давления должны составлять не более 0,015 МПа, высокого давления - не более 0,02 МПа в границах технологических сооружений (установок) и 0,08 МПа - от границы технологических сооружений до выхода из оголовка факельного ствола.

Если факельная система предусматривается для отдельной установки (сооружения), потеря давления не ограничивается и определяется условием безопасной работы подключаемых к ней аппаратов и оборудования.

2.208. В состав факельной системы, как правило, должны входить:

а) общий факельный коллектор;

б) газопроводы от отдельных сооружений и объектов ЦПС до общего факельного коллектора;

в) сепараторы;

г) конденсатосборники;

д) факельный ствол.

Примечание.

Если факельный ствол не имеет лабиринтного уплотнения и факельная система не обеспечена продувочным (затворным) газом, перед факельным стволом должна быть предусмотрена установка огнепреградителя.

2.209. При расчете факельных газопроводов их производительность должна приниматься равной:

а) для газопроводов от отдельных технологических объектов до общего факельного коллектора - аварийному сбросу от одного или группы аппаратов с наибольшим сбросом;

б) для общего факельного коллектора - аварийному сбросу с объекта ЦПС, на котором этот сброс окажется наибольшим по сравнению с другими, с коэффициентом 1,2.

2.210. Количество факельных стволов должно соответствовать количеству факельных систем.

Расстояние между факельными стволами определяется из условия безопасного ремонта одного из них при работающем соседнем факеле.

2.211. Для расчета тепловых напряжений и других расчетов по факельной системе ЦПС следует руководствоваться "Правилами устройства и безопасной эксплуатации факельных систем" Минхимпрома, Миннефтехимпрома СССР и др. и "Временными техническими решениями по организации сброса на факел горючих газов и паров промышленности синтетического каучука и нефтехимии" Миннефтехимпрома.

2.212. Высота и место установки факельных стволов должны выбираться в зависимости от топографии площадки, расположения окружающих сельскохозяйственных земель и жилых поселков, интенсивности преобладающего направления ветров, учета требований противопожарных норм и результатов расчетов по теплонапряжению у основания факела и рассеиванию в атмосфере вредных веществ, содержащихся в продуктах сгорания.

Минимальная высота факельных стволов должна приниматься равной 20 м, если сбросы не содержат сероводород.

При наличии в сбросных газах сероводорода высота факела должна быть не менее 30 м.

Максимальные тепловые напряжения от пламени факела не должны превышать:

а) у основания факельного ствола (при условии, что персонал может покинуть опасную зону в течение 20 с) - 4,8 кВт/м2 (I7 МДж/м2 ч);

б) в местах пребывания персонала для обслуживания и ремонта оборудования в течение неограниченного времени - I,4 кВт/м2 (5 МДж/м2 ч),

2.2I3. Для сжигания газа с содержанием сероводорода более 6% мас. должна предусматриваться специальная факельная система.

2.2I4. Диаметр факельного ствола должен приниматься равным диаметру подводящего факельного газопровода.

Допускается принимать диаметр ствола факела меньше диаметра подводящего трубопровода при необходимости обеспечения минимальных потерь давления сбрасываемого газа и увеличения скорости его выброса из факельного ствола, а также при других условиях сброса с обязательным обоснованием этого решения.

Скорость газа в устье факольного ствола должна приниматься с учетом исключения возможности отрыва пламени, но не более 80 м/с.

Факельные стволы должны быть оборудованы:

а) системой дистанционного зажигания факела;

б) горелками постоянного горения (дежурная горелка);

в) лабиринтным уплотнителем (газостатическим затвором) при диаметре факела I00 мм и более.

Подвод газа для горелок постоянного горения и лабиринтного уплотнителя должен предусматриваться от линии топливного газа,

в которой газ должен находиться постоянно под давлением, вне зависимости от работ технологических установок.

2.215. Количество дежурных горелок следует принимать, исходя из диаметра ствола факела:

а) при диаметре от 100 до 250 мм - 1 горелка;

б) при диаметре от 300 до 550 мм - 2 горелки;

в) при диаметре от 600 до 1000 мм- 3 горелки;

г) при диаметре от 1100 до 1600 мм - 4 горелки;

д) при диаметре более 1600 мм - 5 горелок.

2.216. Для предотвращения попадания воздуха в факельную систему (через факельный ствол) следует предусматривать подачу в лабиринтный уплотнитель продувочного (затворного) газа.

Для продувки факельной системы следует также предусматривать подачу продувочного газа в начало факельного коллектора. В качестве продувочного (затворного) газа может быть использован топливный газ.

2.217. Скорость продувочного газа в стволе факела должна быть:

при отсутствии лабиринтного уплотнителя - не менее 0,9 м/с;

при наличии лабиринтного уплотнителя - не менее 0,05 м/с.

Плотность продувочного газа при отсутствии лабиринтного уплотнителя должна быть не менее 0,7 кг/м^3.

2.218. Для снижения расхода продувочного газа в верхней части факельного ствола под факельными горелками следует предусматривать установку лабиринтного уплотнителя (газового затвора).

Лабиринтный уплотнитель устанавливается не ниже 5 м от низа факельной головки. Площадь проходного сечения лабиринтного уплотнителя должна быть не менее площади сечения ствола факела.

2.219. Система дистанционного контроля и автоматизации факельного хозяйства ЦПС должна обеспечить:

а) регистрацию расхода продувочного (затворного) газа;

б) сигнализацию минимального давления топливного газа на дежурные горелки;

в) сигнализацию погасания пламени дежурной горелки;

г) сигнализацию максимального и минимального уровней жидкости в конденсатосборнике и гидрозатворах;

д) сигнализацию и регистрацию минимальной температуры в гидрозатворе.

П р и м е ч а н и е. Конструкция факела должна обеспечить возможность установки приборов контроля пламени и аппаратуры дистанционного зажигания.

2.220. Допускается предусматривать местный контроль следующих параметров:

а) давление топливного газа и воздуха в системе зажигания и до регулирующих клапанов или вентилей;

б) уровень жидкости в конденсатосборнике.

2.221. Прокладку факельных газопроводов следует проектировать по возможности с минимальным числом поворотов с прокладкой их на низких опорах (тумбах) и стойках и с односторонним уклоном не менее 0,002 в сторону сепаратора или конденсатосборника.

При невозможности проектирования факельных газопроводов с односторонним уклоном допускается в низших точках трубопроводов предусматривать промежуточные конденсатосборники.

Участок факельного газопровода между конденсатосборником (сепаратором) и факельным стволом должен иметь уклон в сторону конденсатосборника.

Трубопроводы факельной системы и установленная на них арматура должны обогреваться и иметь тепловую изоляцию.

Конденсатосборники также должны обогреваться и, в зависимости от условий их установки, иметь тепловую изоляцию.

2.222. Для отделения выпадающей в трубопроводе жидкости следует предусматривать сепаратор. Установка сепаратора - наземная.

Для сбора выпавшего в трубах и сепараторе конденсата должен предусматриваться конденсатосборник.

При прокладке факельного газопровода на низких опорах предусматрив ется подземная установка конденсатосборника, а в случае прокладки факельных газопроводов на стойках - только наземная. Жидкость из конденсатосборника может откачиваться насосом или передавливаться топливным газом. При этом расчетное давление конденсатосборника должно быть выбрано с учетом максимально возможного давления газа передавливания.

2.223. Для проведения испытаний факельных газопроводов и ремонтных работ факельных систем на факельном газопроводе должны быть предусмотрены фланцевые соединения для установки заглушек. Конструкция факельного газопровода должна отвечать требованиям СН 527-80 и подраздела "Технологические трубопроводы" настоящих Норм.

2.224. Тепловая компенсация факельных трубопроводов рассчитывается на максимальную температуру сбросных газов. Если эта температура ниже температуры пара, используемого для пропарки, тепловая компенсация трубопроводов рассчитывается с учетом температуры пара.

2.225. Установка запорной арматуры на факельном газопроводе не допускается.

2.226. Маркировку и световое ограждение факельных стволов необходимо выполнять в соответствии с "Правилами дневной маркировки, светового ограждения и радиомаркировки препятствий, находящихся на приаэродромных территориях и воздушных трассах".

В особых случаях высоту факельных стволов следует согласовывать с Управлениями гражданской авиации и Военными округами.

в) СООРУЖЕНИЯ ПРИ ГАЗЛИФТНОЙ ДОБЫЧЕ НЕФТИ

Общая часть

2.227. Схема газлифтной добычи (компрессорный или бескомпрессорный газлифт, режим газлифта - непрерывный, периодический), требования к сырью, объемы закачки газа и давление нагнетания, ввод фонда скважин по годам должны приниматься по данным технологической схемы (проекта) разработки месторождения.

2.228. Газоснабжение газлифтных систем следует предусматривать на основании технико-экономических расчетов:

- централизованное, когда газ от компрессорной станции или газовой залежи направляется на группы скважин (кустов);

- локальное, когда газ от КС или газовой скважины распределяется в пределах куста скважин.

2.229. Расчет нефтегазосборных сооружений (аппаратов, трубопроводов) следует производить с учетом перевода скважин на газлифтную эксплуатацию, если это оговорено в задании на проектирование.

2.230. Для предотвращения гидратообразования в газлифтных системах следует предусматривать:

- осушку газа;

- подогрев газа с помощью теплообменников, использующих тепло продукции скважин;

- подачу ингибиторов гидратообразования;

- подогрев газа с помощью блочных печей подогрева;

- применение гибких электронагревательных элементов.

Метод предупреждения гидратообразования в газлифтных системах выбирается в проекте технико-экономическим расчетом.

Обустройство кустов скважин
для газлифтной эксплуатации

2.231. В зависимости от схемы газлифтной эксплуатации на кусте скважин должно устанавливаться технологическое оборудование в соответствии с табл.3.

2.232. В противопожарном разрыве между смежными кустами скважин (кустовая площадка с двумя и более кустами скважин) следует предусматривать только подземную прокладку трубопроводов. В этом разрыве установка оборудования и прокладка кабельных эстакад не допускается.

2.233. Сброс газа из оборудования и газопроводов должен осуществляться через отводные линии на свечу. Расстояние от свечи до скважин и оборудования следует принимать по табл.20 настоящих Норм. Высота свечи для сброса газа должна быть не менее 5 м.

2.234. Каждая линия газораспределительной автоматизированной гребенки должна иметь манометр, термометр, автоматический регулятор расхода с ручным дублированием, расходомер. При соответствующем технико-экономическом обосновании допускается предусматривать ручное регулирование. В этом случае каждая линия газораспределительной ручной гребенки должна иметь манометр, термометр, узел ручного регулирования расхода и расходомер.

2.235. Газопроводы по территории куста скважин следует прокладывать, как правило, подземно.

При подземной прокладке расстояние от верха трубы до поверхности земли должно быть не менее 0,8 метра.

2.236. Газопроводы вдоль фронта скважин при наземном способе должны прокладываться в защитных футлярах из стальных труб общего назначения, обеспечивающими безопасное обслуживание фонтанной арматуры и установку передвижных мостков ремонтного агрегата.

Таблица 3

Схема газлифта, источник газа высокого давления	Нефтегазовый сепаратор	Газораспределительная гребенка автоматизированная	Газораспределительная гребенка ручная	Блок терминала и местной автоматики (БТМА)	Блок местной автоматики (БМА)	Компрессорная станция
I	2	3	4	5	6	7
Централизованный газлифт:						
- компрессорная станция	-	+	-	+	-	-
- газовая залежь	-	+	-	+	-	-
Локальный газлифт:						
- компрессорная станция	+	+	+	-	+	+
- газовая скважина	-	+	+	-	+	-

(+) - оборудование устанавливается;

(-) - установка не обязательна.

Примечание: I. Необходимость установки газосепараторов, установок подачи ингибиторов, ручной гребенки и другого дополнительного оборудования, не вошедшего в таблицу, решается при конкретном проектировании на основании рекомендаций научно-исследовательских организаций.

2. При периодическом газлифте должны применяться, как правило, установки блочного типа, заводского изготовления.

Защитные футляры должны располагаться в горизонтальной плоскости вплотную друг к другу. Во избежание возможных перемещений защитные футляры должны быть закреплены. Футляры не должны препятствовать надвижке обслуживающих площадок фонтанной арматуры. Концы защитных футляров должны выступать не менее чем на 2,0 м от оси крайней скважины. Расстояние в свету от скважины до ближнего к ней футляра принимается не менее 0,5 метра. Закрепление футляров между собой может осуществляться сваркой, с помощью хомутов или другими методами.

2.237. На линиях подачи газа от газораспределительных гребенок к скважинам должен быть установлен обратный клапан непосредственно у скважины. Каждая скважина должна отключаться от сетей газа высокого давления не менее чем двумя запорными органами включая фонтанную арматуру.

При необходимости ручного регулирования расхода газа использование запорного органа для регулирования расхода не допускается.

Обустройство газовых скважин

2.238. Обустройство газовой скважины, являющейся источником газлифтного газа, должно приниматься в соответствии с требованиями "Норм технологического проектирования объектов газодобывающего предприятия и станций подземного хранения газа" Мингазпрома.

2.239. Территория вокруг устья скважины должна обеспечивать размещение и безопасное передвижение специальной техники для производства технологических, исследовательских и ремонтных работ, не допускать загрязнения окружающей среды и соответствовать требованиям "Норм отвода земель для нефтяных и газовых скважин".

2.240. Расстояние от газовой до нефтяной скважины должно быть не менее 50 метров.

2.241. На площадке газовой скважины и в ее обвязке, как правило, следует предусматривать:

- свечу сброса газа в атмосферу;
- устройство замера дебита газа;
- устройство автоматического отключения скважины от шлейфа в случае падения давления в нем;
- штуцера подключения агрегата для пропарки шлейфов;
- узлы очистки газа от конденсата и механических примесей;
- узлы местной автоматики и передачи информации;
- узлы подачи и ввода ингибитора гидратообразования.

Требования к свече принимаются в соответствии с п.2.233 настоящих Норм.

2.242. Осушка газа на площадках газовых скважин, питающих удаленные кусты скважин, переводимых на газлифт, принимается на основе технико-экономических расчетов.

2.243. Удаление конденсата и механических примесей из узлов очистки газа должно быть автоматизировано и осуществляться в ближайший нефтесборный коллектор.

2.244. Выкидные газопроводы от скважин (шлейфы) должны прокладываться, как правило, в одну нитку.

2.245. В узлах дросселирования газа следует предусматривать мероприятия, исключающие гидратообразование (обогрев клапана-регулятора или общий подогрев газа перед ним).

Газлифтные компрессорные станции

2.246. При проектировании компрессорных станций газлифта следует руководствоваться требованиями подраздела 2, б) настоящих Норм, а также дополнительными требованиями, изложенными ниже.

Степень очистки и подготовки газа, подаваемого на компрессорную станцию, определяется техническими требованиями на компрессоры.

2.247. Для месторождений, в продукции скважин которых отсутствует сероводород и другие вредные примеси, применение газа, содержащего эти примеси, для газлифта, не допускается.

2.248. Выбор типа компрессоров следует производить на основании технико-экономических расчетов. Как правило, должны применяться блочно-комплектные автоматизированные КС.

При выборе схем обвязки многоступенчатых компрессоров предпочтение должно отдаваться агрегатам, обвязка которых исключает установку запорной арматуры между ступенями сжатия.

2.249. При агрегатной схеме обвязки каждый компрессор должен отключаться запорной арматурой, имеющей дистанционный привод с ручным дублированием. При многоступенчатой схеме обвязки компрессора и наличии запорной арматуры между ступенями компрессор может отключаться арматурой с ручным приводом.

Между задвижками и компрессором должен быть предусмотрен фланцевый разъем с кольцом-вставкой, для установки заглушки на время ремонта компрессора.

2.250. Стальную запорно-регулирующую арматуру, предназначенную для эксплуатации при расчетной температуре выше минус 40°С допускается использовать при температуре ниже минус 40°С при соблюдении одного из условий:

а) теплоизоляция и обогрев арматуры при наземной и надземной установке;

б) наземная и надземная установка с теплоизоляцией без обогрева при транспортировке сред с температурой выше 10°С, если имеется возможность подогрева рабочей среды перед нагружением внутренним давлением согласно "Регламенту проведения в зимнее время пуска, остановки и испытаний на плотность аппаратуры химических, нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов, а также газовых промыслов и газобензиновых заводов".

2.251. В машинном зале КС допускается располагать обратные и предохранительные клапаны, регулирующие клапаны антипомпажной защиты, запорную арматуру дренажных линий и сброса конденсата.

При коллекторной схеме обвязки компрессоров на выкиде каждой ступени сжатия после обратного клапана должен быть установлен предохранительный клапан; для удаления газа из компрессоров при их ревизии и ремонте, на нагнетательном трубопроводе каждой ступени компрессора между отключающей арматурой и цилиндром должна быть предусмотрена продувочная свеча с установкой на ней запорной арматуры высокой степени герметичности.

При агрегатной схеме обвязки компрессоров предохранительный клапан следует устанавливать на нагнетательном трубопроводе последней ступени.

Примечания:

1. При наличии нескольких цилиндров одной ступени сжатия компрессора допускается сброс газа производить на одну общую для них свечу.

2. Допускается объединение сброса газа на одну свечу от группы компрессоров с одинаковыми по давлению ступенями сжатия.

3. Отвод газа с клапанов и свечей должен производиться за пределы компрессорного помещения.

2.252. Все приемные и нагнетательные газопроводы КС должны рассчитываться на прочность с учетом трех режимов: рабочего, гидравлического испытания, остановки. При этом нагрузки на штуцере агрегатов не должны превышать величин, установленных заводом-изготовителем.

2.253. Охлаждение газа между ступенями сжатия и после компрессоров следует производить водой, антифризом или воздухом. Способ охлаждения газа обосновывается в проекте. В районах с температурой самой холодной пятидневки минус 40°С и ниже - охлаждение воздушное или антифризом.

2.254. Скорость газа в приемных и нагнетательных коллекторах и газопроводах, соединяющих компрессоры с коллекторами, должна приниматься по табл.2 настоящих Норм.

2.255. При расположении технологической аппаратуры и трубопроводной обвязки на открытой площадке необходимо учитывать возможность самотечного слива жидкости в дренажные емкости.

2.256. Емкость склада свежего масла должна содержать не менее чем 30 суточный запас масла, но не менее объема, необходимого для полной замены масла в одной из компрессорных установок, входящих в состав КС.

2.257. Размер емкости для слива отработанного масла должен выбираться из условия вместимости в нее объема масла, поступающего из системы одного компрессора. Емкости свежего и отработанного масла следует располагать вне здания компрессорного цеха.

2.258. Технологическая схема пункта приема и откачки масла должна обеспечивать:

а) прием свежего масла в емкости склада;

б) центрифугирование масла;

в) подачу чистого масла в компрессорный цех;

г) прием отработанного масла из компрессорного цеха на склад масла;

д) регенерацию отработанного масла (необходимость определяется проектным решением);

е) выдачу масла потребителю.

2.259. Входящие в состав газлифтной КС установки блочные компрессорные, комплектуемые оборудованием, узлами обвязки, системами охлаждения газа, масла и воды и др. (типа установок Казанского СКБК), не резервируются.

Проектом для таких КС должен предусматриваться запас производительности с учетом межремонтных периодов и времени, необходимого для проведения плановых ремонтов, а также, при возможности, подачу газа на смежные КС по газопроводам-байпасам.

Для аппаратов и механизмов, режимы работы которых требуют более частых остановок, чем это определено регламентом работы КС, следует принимать 100% резерв и только в том случае, если их выход из строя приведет к остановке КС.

Газлифтные КС, комплектуемые другими типами компрессоров должны иметь резерв в соответствии с п.2.100.

2.260. На трубопроводе топливного газа газомотокомпрессора должен быть предусмотрен регулятор давления.

2.261. Размер расходной емкости масла должен соответствовать объему масла в картере наибольшего компрессора. Расходную емкость допускается устанавливать в здании компрессорного цеха в отдельном помещении, выгороженном противопожарными перегородками без проемов и имеющем выход непосредственно наружу. При установке компрессоров, для которых эти емкости поставляются заводом-изготовителем в комплекте с машиной, расходная емкость не предусматривается.

2.262. Промежуточную емкость для отработанного масла следует устанавливать подземно, вблизи компрессорного цеха.

Узел предварительной очистки газа на входе в КС

2.263. Узлы очистки газа следует проектировать из условий обеспечения требований технических условий на компрессорное оборудование по степени очистки газа от механических примесей и жидкости.

2.264. Узлы очистки газа должны располагаться на открытых площадках. Предотвращение замерзания жидкости в аппаратах и трубопроводах должно обеспечиваться теплоизоляцией и прокладкой теплоспутников.

2.265. Количество аппаратов очистки газа определяется в зависимости от качества поступающего на прием газа технологическим расчетом с учетом технических характеристик этих аппаратов.

Оборудование должно обеспечивать необходимую степень очистки во всем заданном диапазоне изменения параметров сырого газа.

Узлы замера и регулирова

2.266. Узел замера и регулирования должен обеспечивать измерение и учет количества сырого газа, поступающего на КС, и газа, подаваемого в систему газлифта, а также выполнять функции смешения нескольких газовых потоков, распределения и регулирования подачи скомпримированного газа потребителям.

2.267. Узлы замера и регулирования газа должны оборудоваться подводящими и отводящими коллекторами, замерными нитками, контрольно-измерительными приборами и устройствами, запорной, предохранительной и регулирующей арматурой, байпасной линией. Их следует предусматривать объединенными для сырого и скомпримированного газа или раздельными.

Аппараты воздушного охлаждения

2.268. Аппараты воздушного охлаждения (АВО)должны подбираться из нормального ряда аппаратов, разработанных Минхиммашем.

За расчетную температуру при подборе АВО следует принимать среднюю максимальную температуру наиболее жаркого месяца согласно СНиПу по климатологии.

2.269. В зависимости от условий эксплуатации АВО должны оборудоваться:

- механизмами автоматического и дистанционного регулирования расхода воздуха;

- узлами подогрева охлаждающего воздуха;

- системой рециркуляции охлаждающего воздуха;

- штуцерами ввода ингибитора гидратообразования.

2.270. Установку АВО следует предусматривать в ряд, вплотную с соответствующими грузоподъемными и выкатными устройствами.

2.271. Площадка установки АВО должна иметь твердое покрытие, исключающее образование пылевых потоков при работе вентиляторов.

Факельная система КС

2.272. Факельная система КС должна проектироваться в соответствии с требованиями к факельной системе ЦПС и с учетом дополнений, приведенных ниже.

2.273. На КС должны быть предусмотрены две факельные системы (без резерва):

а) система низкого давления, - принимающая выбросы из аппаратов, работающих под избыточным давлением до 0,13 МПа;

б) система высокого давления, - принимающая выбросы из аппаратов, работающих под избыточным давлением свыше 0,13 МПа.

2.274. Пропускная способность факельного коллектора должна определяться по сумме сбросов, подключенных к данному коллектору, но не менее производительности одного компрессора (агрегата).

2.275. Конденсат из конденсатосборника должен откачиваться насосом или выдавливаться газом по специальному конденсатопроводу. Установка конденсатосборников предпочтительна надземная.

2.276. Газожидкостные выбросы должны направляться в факельный коллектор через специальный сепаратор, оборудованный на технологической установке.

При размещении факельной системы на заторфованных участках местности противопожарную канаву-преграду и ограждение следует проектировать совмещенными. При этом расстояние от ствола факела до лесного массива следует принимать в соответствии с требованиями

нормы "Генеральные планы промышленных предприятий" (п.5,таблица I), но во всех случаях не менее высоты ствола с факелом плюс I0 м. Расстояние от ствола факела до совмещенного ограждения должно быть не менее 50 м.

Внеплощадочные газопроводы

2.277. Внеплощадочные газопроводы следует проектировать в соответствии с требованиями "Норм проектирования промысловых стальных трубопроводов" и в одну нитку.

2.278. При использовании для газлифта осушенного газа внутренняя полость газопроводов высокого давления после гидравлического испытания должна освобождаться от влаги в соответствии с методикой института "ВНИИгазпереработка".

Технологические трубопроводы кустов газовых скважин

2.279. Настоящие требования распространяются на газопроводы кустов газовых скважин, а также трубопроводы для обвязки компрессорных станций, рабочее давление которых более I0 МПа.

При проектировании их следует руководствоваться требованиями к технологическим трубопроводам ЦПС и приведенными ниже.

2.280. Проектирование технологических трубопроводов с рабочим давлением свыше I0 МПа и определение величины испытательного давления их следует осуществлять по нормам "Технологическое оборудование и технологические трубопроводы".

2.28I. Подбор соединительных деталей трубопроводов следует производить по ТУ Миннефтепрома, а также рекомендациям Минхиммаша.

2.282. Расчеты на прочность технологических стальных трубопроводов с рабочим давлением свыше I0 МПа следует производить в соответствии с требованиями Минмонтажспецстроя.

2.283. Способ прокладки технологических трубопроводов следует принимать надземный или наземный. При надземной прокладке трубопроводов следует принимать, как правило, прокладку их на низких опорах ("пальная" прокладка).

г) АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

Общая часть

2.284. При проектировании автоматизации нефтегазодобывающего производства необходимо руководствоваться указаниями следующих руководящих документов Миннефтепрома:

"Основные положения по автоматизированной системе управления технологическими процессами нефтедобывающего производства (АСУТП)"

"Руководство по проектированию автоматизации объектов нефтяной промышленности";

"Методические указания по проектированию комплексной автоматизации технологических процессов подготовки нефти и воды";

"Основные требования к техническим средствам измерения при организации бригадного учета нефти";

"Инструкция по учету нефти в нефтедобывающих объединениях";

"Инструкция по определению количества нефти на узлах учета турбинными счетчиками при учетно-расчетных операциях";

Руководящими материалами, действующими в системе Главмонтажавтоматики Минмонтажспецстроя СССР.

2.285. Уровень автоматизации технологических процессов к 1990 году должен быть не ниже 60% с ежегодным 2-5% ростом его по отдельным нефтедобывающим объединениям.

2.286. Технологические комплексы сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды, обслуживания и обеспечения нефтегазодобывающих предприятий должны оснащаться системами автоматического управления (САУ), обеспечивающими получение требуемого количества и качества выпускаемой продукции; безаварийную работу оборудования, как правило, без постоянного пребывания обслуживающего персонала.

2.287. САУ технологическими комплексами нефтегазодобывающего производства должны проектироваться с учетом:

обеспечения работы оборудования в наиболее экономичных режимах;

экономного расходования тепловой и электрической энергии, топлива и ГСМ.

2.288. Система автоматического управления технологическим комплексом должна проектироваться на базе САУ технологических блоков, установок и технологических линий, входящих в комплекс.

2.28_. При проектировании САУ технологическими комплексами должны решаться вопросы автоматического сбора, обработки и передачи технологической информации с диспетчерских и операторных пунктов на верхний уровень управления.

2.290. Проекты автоматизации и телемеханизации нефтедобывающих предприятий, для которых предусматривается в дальнейшем разработка ОТ АСУ, должны являться составной частью раздела "Техническое обеспечение" проекта ОТ АСУ нефтедобывающего предприятия. Проектирование автоматизации и телемеханизации в этих случаях должно осуществляться в соответствии с конкретными решениями по информационному, математическому, организационному и техническому обеспечению ОТ АСУ, согласованными с организацией-разработчиком ОТ АСУ.

2.291. При проектировании объектов пробной эксплуатации следует предусматривать контроль основных технологических параметров и автоматизацию сновных трудоемких и быстроизменяющихся процессов. При этом необходимо учитывать возможность реконструкции и перевода объектов на автоматический режим работы в последующие годы, на стадии промышленной разработки месторождения.

2.292. При разработке проектов автоматизации следует предусматривать автоматизацию узлов бригадного (цехового), промыслового и товарного учета нефти и газа, установку приборов для учета

электрической и тепловой энергии, воды, пара, сжатого воздуха, ресурсов, используемых нефтедобывающим предприятием.

2.293. Системы автоматического управления должны обеспечивать автоматическую защиту и блокировку оборудования в соответствии с требованиями действующих норм и правил безопасности, охраны труда, защиты окружающей среды. В случаях применения блочного автоматизированного оборудования, системами автоматизации которого предусмотрены не все блокировки, требуемые данными нормами, эти блокировки должны предусматриваться дополнительно при разработке проекта.

2.294. Схемы автоматической защиты основных технологических сооружений и агрегатов должны проектироваться так, чтобы при исчезновении электропитания (сверх времени АПВ) срабатывала сигнализация или соответствующая защита.

2.295. Система автоматического управления должна проектироваться так, чтобы обеспечивались следующие условия:

при любом виде управления (автоматическом или ручном дистанционном или местном) действовала автоматическая защита и блокировка оборудования;

при повреждении САУ, отсутствии электроэнергии или сжатого воздуха в цепях автоматики на управляемом оборудовании не возникало аварийного состояния.

2.296. Схемы аварийной сигнализации должны предусматривать сохранение сигнала до его снятия оператором или диспетчером, даже если причина сигнализации за это время исчезла.

2.297. Для опробования, наладки, вывода на режим и контроля технологического режима при местном управлении должны устанавливаться местные приборы контроля. Механизмы, агрегаты, арматура с механизированным приводом должны иметь местное управление, независимое от наличия других видов управления.

2.298. При проектировании технологических комплексов на основе блочно-автоматизированного оборудования должны разрабатываться общие схемы автоматизации, предусматривающие согласованную работу САУ отдельных технологических блоков и установок, входящих в состав комплекса.

2.299. Приборы и средства автоматизации должны выбираться с учетом реальных условий их работы по диапазонам изменения контролируемых параметров, температурных и атмосферных воздействий, характеристик измеряемой и окружающей среды, вибрации и т.д.

Номенклатура применяемых в проекте приборов должна быть по возможности минимальной.

2.300. Аппаратура систем централизованного контроля должна допускать возможность подключения устройств регистрации информации на машинном носителе (перфокартах, перфолентах, магнитных лентах и др.).

2.301. Приборы и средства автоматизации, устанавливаемые на открытых площадках, как правило, должны иметь эксплуатационные характеристики, позволяющие эксплуатировать их при расчетных температурах окружающего воздуха без дополнительного обогрева. Применение приборов, требующих обогрева, допустимо только в обоснованных случаях.

2.302. При установке приборов на наружных площадках следует максимально использовать для их обогрева тепло технологических сред в аппаратах и трубопроводах.

Длина импульсных линий, требующих обогрева, должна быть минимальной.

2.303. Приборы и средства автоматизации, устанавливаемые в помещениях и на площадках, имеющих взрывоопасные зоны, должны соответствовать требованиям гл.УП-3 "Правил устройств электроустановок".

2.304. Использование природного и нефтяного газа в качестве рабочего агента для пневматических систем автоматического регулирования не допускается.

В системах защиты и блокировки оборудования, размещаемого на открытых площадках с производствами, отнесенными по ПУЭ к классу помещений В-Iг, можно применять нефтяной и природный газы, не содержащие агрессивных примесей, если это допустимо по условиям эксплуатации приборов. При отрицательных температурах окружающей среды следует предусматривать меры по осушке и очистке газа согласно существующим требованиям.

2.305. Монтаж приборов и средств автоматики, соединительных проводов следует проектировать в соответствии с требованиями к "Системам автоматизации. Правилам производства и приемки работ"

Пункты управления

2.306. При проектировании автоматизации нефтегазодобывающих предприятий необходимо предусматривать следующие пункты контроля и управления:

пост оператора для обслуживания отдельных установок, агрегатов или группы агрегатов;

операторный пункт для обслуживания технологических процессов, группы установок, пунктов сбора и ЦПС;

районный диспетчерский пункт (РДП) для цехов основного производства (ЦДНГ, ЦППД и ЦПС);

центральный диспетчерский пункт (ЦДП) для нефтегазодобывающих управлений (НГДУ).

В отдельных случаях допустимо совмещение функций ОП и РДП в одном пункте управления.

2.307. На РДП или операторном пункте следует предусматривать аппаратуру, позволяющую осуществлять:

аварийную сигнализацию в виде одного обобщенного сигнала о возникновении аварийных режимов работы оборудования и срабатывании автоматической защиты по каждому блоку, входящему в технологический комплекс:

измерение важнейших параметров технологического процесса и сигнализацию отклонения их от нормальных значений;

автоматическое регулирование параметров, определяющих нормальный ход технологического процесса на технологическом комплексе или отдельных его частях;

дистанционное управление основными блоками, агрегатами, запорной арматурой, исполнительными механизмами;

передачу необходимой информации на верхний уровень управления.

2.308. С РДП на ЦДП должна передаваться технологическая информация, характеризующая основные показатели работы ЦДНГ, ЦППД и ЦПС:

общий объем добычи нефти и газа;

общий объем закачанной в пласт жидкости;

количество и качество товарной нефти, сданной потребителю;

количество израсходованного пара, воды, тепловой и электрической энергии, сжатого воздуха и других рабочих агентов.

2.309. Диспетчерские пункты следует располагать в местах, имеющих подъездные дороги, надежное электро-, теплоснабжение, водоснабжение и канализацию.

2.310. Рекомендуется размещать ДП на площадках центральных пунктов сбора и подготовки нефти, газа и воды (ЦПС) и по возможности блокировать с административно-хозяйственным блоком.

2.311. В составе диспетчерских пунктов рекомендуется предусматривать следующие помещения:

диспетчерская - место размещения пультов управления, щитов другой аппаратуры, требующей постоянного наблюдения диспетчера;

аппаратная - место размещения аппаратуры ДП, не требующей стоянного наблюдения персонала диспетчерской службы;

комната обработки информации;

мастерская (лаборатория) - помещение для производства мелого ремонта и наладки аппаратуры диспетчерского пункта;

комната оперативного дежурного персонала;

вспомогательные служебные помещения.

2.3I2. При проектировании диспетчерских пунктов следует едусматривать возможность размещения комплекса технических едств ОТ АСУ.

2.3I3. Районные и центральные диспетчерские пункты по еспечению надежности электроснабжения следует относить к ектроприемникам первой категории.

2.3I4. Диспетчерские пункты должны иметь диспетчерскую втономную) связь с руководством ЦИТС и НГДУ и телефон, подключный к общепромысловой телефонной сети.

д) СВЯЗЬ И СИГНАЛИЗАЦИЯ

Общая часть

2.3I5. При проектировании систем связи следует руководствоваться "Общими требованиями к ведомственным сетям в части их увязки с общегосударственными сетями в ЕАСС", Минсвязи СССР "Правилами устройства электроустановок", а также нормами технологического проектирования сооружений связи Минсвязи:

"Проводные средства связи. Линейно-кабельные сооружения";

"Магистральные кабельные линии связи";

"Проводные средства связи. Линейно-аппаратные цехи ОМС, СУ и ОУП";

"Проводные средства связи. Станции городских и сельских телефонных сетей".

2.3I6. Настоящие нормы распространяются на проектирование нефтепромысловой производственной связи и сигнализации объектов сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды месторождений, на уровне ДНС (опорный пункт бригады) - ЦПС или УПН - ЦДНГ-НГДУ. Связь на более высоком уровне (НГДУ, нефтедобывающих объединений, Миннефтепрома и др.) проектируется по отдельным нормам.

2.3I7. Выбор варианта построения сети производственной связи должен осуществляться на основании технико-экономического расчета.

2.3I8, Производственная связь объектов сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды месторождений должна учитывать требования норм гражданской обороны.

2.3I9. Устройства связи и сигнализации взрывоопасных помещений и наружных установок, имеющих взрывоопасные зоны, должны соответствовать требованиям ПУЭ-76 и "Инструкции по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон" Минмонтажспецстроя.

2.320. Проекты на строительство объектов связи Миннефтепрома подлежат согласованию с органами Минсвязи СССР в соответствии с "Положением о порядке координации строительства сооружений электросвязи в стране" Минсвязи СССР.

Виды производственной связи

2.321. Нефтепромысловые объекты должны обеспечиваться следующими видами связи и сигнализации:

общепроизводственной телефонной связью;

внутрипроизводственной диспетчерской и директорской связью;

распорядительно-поисковой громкоговорящей связью;

передачей данных;

радиофикацией;

охранной и пожарной сигнализацией.

3.322. Для руководства и управления работой подразделений, служб и предприятий нефтедобычи следует предусматривать общепроизводственную связь.

2.323. Общепроизводственная связь должна проектироваться автоматической по коммутируемым телефонным каналам.

Телефонные станции производственной телефонной сети следует размещать при ЦПС, УПН, ЦДНГ.

При этом должны применяться АТС квазиэлектронной и координатной системы. На ЦПС, УПН должны устанавливаться АТС квазиэлектронной системы.

2.324. Емкость автоматических телефонных станций определяется количеством включаемых абонентских точек с учетом перспективы развития данного района, в соответствии со схемой развития нефтедобывающей промышленности.

2.325. Телефонные станции ЦПС, УПН должны иметь соединительные линии с телефонными станциями ЦДНГ или НГДУ.

Телефонные станции ЦДНГ должны включаться в телефонную станцию НГДУ.

Количество соединительных линий следует принимать:

при емкости АТС 50 номеров - 7 односторонних или 5 двухсторонних;

при емкости 100 номеров - 11 односторонних или 7 двухсторонних;

при емкости 200 номеров - 15 односторонних.

Внутрипроизводственная связь

2.326. Внутрипроизводственная связь должна обеспечивать обмен информацией обслуживающего персонала, непосредственно управляющего технологическими процессами.

2.327. Для передачи информации между абонентами, имеющими постоянные технологические связи, следует предусматривать диспетчерскую связь по некоммутируемым телефонным проводным и радиоканалам связи, которая должна обеспечивать:

1) связь диспетчеров ЦДНГ и ЦПС (УПН) с диспетчером НГДУ;

2) связь диспетчеров ЦДНГ и ЦПС между собой;

3) связь диспетчера ЦПС с диспетчером сооружений, принимающих нефть, газ и др.продукты с ЦПС или УПН;

4) связь диспетчера ЦПС (УПН) с объектами этих сооружений;

5) связь диспетчера ЦДНГ с опорными пунктами бригад по добыче нефти и газа;

6) радиосвязь опорного пункта бригады с операторами бригады.

2.328. Диспетчерская связь ЦДНГ с ДНС, КНС и другими объектами без постоянного обслуживающего персонала следует предусматривать по системам телемеханики.

2.329. Коммутаторы диспетчерской связи должны иметь возможность включения абонентов по каналам аппаратуры уплотнения.

2.330. Для обеспечения передачи информации между узким кругом абонентов, имеющих постоянные административные связи (руководитель, главный инженер ЦДНГ, ЦПС и др.), следует предусматривать директорскую связь.

2.331. Для передачи данных АСУ ТП на участке ЦДНГ, ЦПС (УПН)-НГДУ следует предусматривать канал связи с шириной спектра, обусловленной скоростью передачи сообщений.

2.332. Для передачи массовой информации от общегосударственной сети и односторонней распорядительной информации от центрального усилителя на ЦПС (УПН) и ЦДНГ должна предусматриваться сеть радиофикации и радиопоисковой связи. При этом получение сигналов общегосударственной радиотрансляционной сети следует предусматривать по радиофидеру Минсвязи или из эфира.

2.333. Радиофикацией должны оборудоваться все помещения с постоянным присутствием дежурного персонала.

2.334. Для передачи сигнала тревоги в приемный аппарат пожарного депо или помещения охраны должна предусматриваться пожарная и охранная сигнализация.

Пожарной автоматической сигнализацией оборудуются здания и сооружения согласно перечню Миннефтепрома; ручной - согласно табл.4.

2.335. Охранной сигнализацией по периметру площадок оборудуются товарные парки при суммарной емкости резервуаров 30 тыс.м^3 и более, ЦПС производительностью I млн.т в год и более.

2.336. Виды связи для различных нефтепромысловых объектов и сооружений следует принимать согласно табл.4.

Узлы связи и станционные устройства

2.337. Узлы связи должны быть размещены при ЦДНГ и ЦПС (УПН). В случае размещения служб ЦДНГ и ЦПС на одной площадке следует предусматривать общий узел связи.

Таблица 4

Наименование сооружений	Виды связи и сигнализации							Примечание
	Общепроизводственная	Внутрипроизводственная: диспетчерская	директорская	передача данных	радиофикация	охранная сигнализация	пожарная сигнализация	
Сооружения технологического комплекса ЦПС								
АБК	+	+	+		+	+	+	
Установка подготовки нефти	+	+			+	+	+	
Установка осушки газа	+	+			+		+	
Установка очистки газа от сероводорода	+	+			+		+	
Установка подготовки газа к транспорту	+	+			+		+	
Резервуарные парки	+					+	+	
Сооружения водоснабжения								
Водозабор	+	+			+	+		Охранная сигнализация предусматривается только для сооружений хозяйственно-питьевого назначения
Насосная станция								
Очистные сооружения	+	+			+			
Сооружения канализации								
Насосная станция	+	+			+		+	
Очистные сооружения	+	+			+		+	

Окончание табл.4

Наименование сооружений	Виды связи и сигнализации							Примечание
	Общепроизводственная	Внутрипроизводственная: диспетчерская	директорская	передача данных	радиофикация	охранная сигнализация	пожарная сигнализация	
Площадки КС							+	
Сооружения заводнения								
Кустовая насосная станция	+	+						
Реагентные установки с применением токсичных реагентов и сильнодействующих ядовитых веществ								
Опорные пункты бригад по добыче нефти и газа	+	+			+			
Дожимные нефтенасосные станции (ДНС)								
ДНС	+	+						

2.338. Узлы связи, как правило, должны размещаться в блок-боксах промышленного исполнения, в административно-бытовых корпусах.

2.339. Размещение узлов связи следует предусматривать на возвышенных местах и с наветренной стороны от технологических установок, из которых в аварийных ситуациях, возможна утечка газа и паров нефтепродукта.

2.340. Станции пожарной и охранной сигнализации следует размещать соответственно в пожарном депо и в караульном помещении (см. раздел 6, в).

2.341. Узлы связи ЦДНГ, ЦПС, УПН по надежности электроснабжения следует относить к I категории.

При невозможности обеспечения двух независимых вводов электроснабжения необходимо предусматривать дизельгенератор или бензоагрегат.

На время пуска дизельгенератора (бензоагрегата) следует предусматривать аккумуляторную батарею с запасом емкости на 3 ч в ЧНН при неавтоматизированном электроагрегате и I ч в ЧНН при автоматизированном электроагрегате.

2.342. Заземление узлов связи должно соответствовать ГОСТ 464-79.

Линейные сооружения

2.343. Сети связи по месторождению должны выполняться кабельными, подземными.

В условиях Западной Сибири прокладка кабелей связи должна предусматриваться в теле межпромысловых и внутрипромысловых автодорог. При отсутствии автодорог допускается применение подвесных кабелей связи на опорах.

По территории ЦПС прокладку кабелей связи, сигнализации и телемеханики следует предусматривать в земле или по электрическим кабельным эстакадам и галереям.

Прокладка кабелей в телефонной канализации в условиях возможного затекания газа не допускается.

2.344. Сети телефонизации, пожарной сигнализации и часофикации выполняются комплексно, сети радиофикации и охранной сигнализации - самостоятельно.

в) ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ И ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ

2.345. Проекты электротехнической части объектов обустройства нефтяных месторождений должны удовлетворять требованиям общесоюзных правил и норм, приведенных в "Правилах устройства электроустановок" (ПУЭ), "Перечню действующих общесоюзных документов по строительству"

2.346. Категории электроприемников нефтяных промыслов Западной Сибири и приравненных к ней районов по надежности электроснабжения должны приниматься по табл.5, а по другим нефтедобывающим районам страны - по табл.6.

2.347. Проектирование внешнего электроснабжения нефтяных промыслов, как правило, должно выполняться на основании "Перспективных схем внешнего электроснабжения нефтяных месторождений объединений", разработанных организациями Минэнерго.

Для нефтяных месторождений Западной Сибири и приравненных к ней районов схемы внешнего электроснабжения должны обеспечивать питание не менее, чем по двум взаиморезервируемым линиям электропередачи.

Для остальных нефтедобывающих районов страны схема электроснабжения должна соответствовать требованиям табл.6 настоящих Норм.

2.348. При проектировании распределительных электросетей напряжением 6(10) кВ следует:

принимать количество скважин, оборудованных УЭЦН, подключаемых к одной линии электропередачи, не более 12, а оборудованных УЭЦН и станками-качалками, а также газлифтных - не более 20;

предусматривать электроснабжение кустов скважин, при количестве в кусте более 5 скважин, оборудованных УЭЦН, а для районов Западной Сибири и приравненных к ним, независимо от числа скважин, от двух линий электропередачи, одна из которых может использоваться для питания буровых установок, задвижек трубопроводов, установок электрохимзащиты, резервного питания УПС, камер пуска скребка, опорных баз промысла, опорных пунктов бригад;

предусматривать резервирование электроснабжения в электросетях 6(10) кВ нефтяных промыслов путем кольцевания и секционирования при помощи шкафов наружной установки с двумя воздушными вводами.

2.349. На технологических площадках нефтепромыслов Западной Сибири прокладку кабеля следует предусматривать, как правило, на эстакадах и в коробах.

2.350. Расчет электрических нагрузок следует производить:

для предприятий Западной Сибири и приравненных к ней районов, - в соответствии с "Указаниями по определению электрических нагрузок нефтяных промыслов Западной Сибири" (приложения 1-4);

для предприятий остальных нефтедобывающих районов страны, - с учетом коэффициентов, приведенных в табл.7.

Таблица 5

Категории электроприемников по надежности электроснабжения нефтяных промыслов Западной Сибири и приравненных к ней районов

Наименование электроприемников	Категория
I. Компрессорные станции для газлифтного способа добычи нефти	
I.I. Компрессоры с электроприводом	I
I.2. Насосы компрессорных станций с электро-и газомоторным приводом: масляные, циркуляционные водяные, для откачки конденсата, подачи ТЭГа в абсорбер и в АВО; АВО	I
I.3. Терминальный пункт управления на базе мини-ЭВМ. Компрессорные воздуха КИПиА	I
2. Компрессорные станции для транспорта нефтяного газа, расположенные на месторождениях	
2.I. Компрессоры с электроприводом, мощностью 200 кВт и выше	I
Насосы: откачки конденсата, масляные, циркуляционные водяные; АВО	I
2.2. Компрессоры с электроприводом, мощностью менее 200 кВт	2
Насосы: откачки конденсата, масляные, циркуляционные водяные, АВО	2
3. Центральные пункты сбора (ЦПС), установки подготовки нефти, комплексные пункты сбора	
3.I. Электроприемники, обеспечивающие непрерывность ведения технологических процессов подготовки нефти, газа и воды:	I
Насосы откачки сырья и товарной нефти, подачи реагентов предусматриваемых технологическим процессом, орошения (флегмы), циркуляционных систем, перекачки углеводородного конденсата, систем смазки, уплотнения и охлаждения технологического оборудования;	
электропривод газовых компрессоров, вентиляторов АВО, компрессоров воздуха для нужд КИПиА, воздуходувок и вентиляторов работающих в автоматическом режиме и в блоках нагрева продукта;	
электропотребители, обеспечивающие процесс обессоливания и нагрева продукции, а также других электроприемников, указанных в табл.5 в случае их размещения на площадке ЦПС, УПН	
4. Кусты добывающих скважин с механизированной (насосной и газлифтной) добычей нефти	I
4.I. Насосы УПС пластовых вод	I

Продолжение табл.5

Наименование электроприемников	Категория
4.2. Терминальный пункт управления технологическим оборудованием куста на базе мини-ЭВМ включая газораспределительную батарею	I
5. Кустовые насосные станции (КНС) для заводнения нефтяных пластов	
5.1. Насосы с электроприводом	I
5.2. Вентиляторы блоков по закачке сеноманской воды	I
6. Дожимные нефтяные насосные станции (ДНС)	
6.1. Насосы: для транспорта нефти, для транспорта пластовой воды в систему ППД	I
6.2. Компрессоры воздуха КИПиА	I
6.3. Терминальный пункт управления на базе мини-ЭВМ	I
7. Резервуарные парки	
7.1. Насосы: внешнего транспорта нефти, внутренней перекачки нефти	I
8. Насосные станции производственного и хозяйственно-питьевого водоснабжения	
8.1. Насосы станций I и II подъемов и станций подкачки:	
для систем ППД и объектов с электроприемниками I категории	I
для других объектов нефтедобычи	2
8.2. Насосы артезианских скважин для производственного и хозяйственно-питьевого водоснабжения:	
для систем ППД и объектов с электроприемниками I категории	I
для других объектов нефтедобычи	2
9. Противопожарные насосы, контрольные пусковые пункты и узлы	I

Окончание табл. 5

Наименование электроприемников	Категория
10. Насосы насосных станций пластовой и сточных вод	I
11. Насосы канализационных насосных станций хозяйственно-бытовых стоков	2
12. Насосы для перекачки уловленной нефти	3
13. Насосы для перекачки шлама	3
14. Насосы подачи ингибиторов коррозии	3
15. Котельные установки Насосы: сетевой и питательной воды, сырой воды, подпиточные, артезианских скважин для питания котельной, вентиляторы дутьевые и дымососов	I
16. Потребители периметральной сигнализации и охранного освещения	I
17. Потребители систем телемеханики, телефонной, радио, и радиорелейной связи и вычислительных центров по контролю за работой объектов добычи, сбора, подготовки и транспорта нефти, газа и воды	I
18. Щитовые КИПиА	I
19. Электроприемники операторных, административно-бытовых корпусов (АБК), блоков обогрева	2
20. Одиночная добывающая скважина с механизированной (насосной) добычей	2
21. Буровые установки с электроприводом для бурения скважин глубиной 3000 м и более	2
22. Электроприемники помещений пожарного инвентаря, проходных, складов	3
23. Электроприемники промбаз (котельной, вентиляционной системы производственных корпусов, электроосвещения)	2
24. Электроприемники электрохимзащиты	3

Таблица 6

Категории электроприемников по надежности нефтяных промыслов других нефтедобывающих районов страны

Наименование электроприемников	Категория
I. Компрессорные станции для газлифтного способа добычи нефти	
I.I.Компрессоры с электроприводом	2
I.2. Насосы компрессорных станций с электро- и газомоторным приводом: масляные, циркуляционные водяные, для откачки конденсата, подачи ТЭГа в абсорбер и в АВО; АВО	2
I.3. Терминальный пункт управления на базе мини-ЭВМ. Компрессорные воздуха КИПиА	2
2. Компрессорные станции для транспорта нефтяного газа, расположенные на месторождениях	
2.I. Компрессоры с электроприводом	2
Насосы: откачки конденсата, масляные, циркуляционные водяные; АВО	2
3. Центральные пункты сбора (ЦПС), установки подготовки нефти, комплексные пункты сбора	
3.I. Электроприемники, обеспечивающие непрерывность ведения технологических процессов (см. П.3.1. табл. 5 настоящих Норм)	2
4. Кусты добывающих скважин с механизированной (насосной и газлифтной) добычей нефти	2
4.I. Терминальный пункт управления технологическим оборудованием куста на базе мини-ЭВМ, включая газораспределительную батарею	2
5. Кустовые насосные станции (КНС) для заводнения нефтяных пластов	
5.I. Насосы с электроприводом для закачки пластовых и сточных вод	2
5.2. Насосы с электроприводом для закачки воды из поверхностных и подземных источников	3
6. Дожимные нефтяные насосные станции (ДНС)	
6.I. Насосы: для транспорта нефти, для транспорта пластовой воды в систему ППД	2
6.2. Компрессоры воздуха КИПиА	2
6.3. Терминальный пункт управления на базе мини-ЭВМ	2

Окончание табл.6

Наименование электроприемников	Категория
7. Резервуарные парки	
7.I. Насосы: внешнего транспорта нефти, внутренней перекачки нефти	2
8. Насосные станции производственного и хозяйственно-питьевого водоснабжения	
8.I. Насосы станций I и II подъемов и станций подкачки	2
8.2. Насосы артезианских скважин для производственного и хозяйственно-питьевого водоснабжения	2
9. Противопожарные насосы, контрольные пусковые пункты и узлы	I
I0. Насосы насосных станций пластовой и сточных вод	2
II. Насосы канализационных насосных станций хозяйственно-бытовых стоков	3
I2. Насосы для перекачки уловленной нефти	3
I3. Насосы для перекачки шлама	3
I4. Насосы подачи ингибиторов коррозии	3
I5. Котельные установки	
Насосы: сетевой и питательной воды, сырой воды, подпиточные, артезианских скважин для питания котельной, вентиляторы дутьевые и дымососов	2
I6. Потребители периметральной сигнализации и охранного освещения	I
I7. Потребители систем телемеханики, телефонной, радио- и радиорелейной связи и вычислительных центров по контролю за работой объектов добычи, сбора, подготовки и транспорта нефти, газа и воды	I
I8. Электроприемники операторных, административно-бытовых корпусов (АБК), блоков обогрева	3
I9. Одиночная добывающая скважина с механизированной (насосной) добычей	2
20. Буровые установки с электроприводом для бурения скважин глубиной 3000 м и более	2
2I. Электроприемники промбаз, помещений пожарного инвентаря, проходных, складов	3
22. Электроприемники электрохимзащиты	3

Таблица 7

Коэффициенты для расчета электрических нагрузок

Потребители электроэнергии	Коэффициенты спроса K_c	Коэффициенты использования $K_и$	Коэффициенты мощности	Годовое число часов использования максимума силовых электрических нагрузок
1. Глубинно-насосные установки	0,45–0,6	0,45	0,5–0,6	6500
2. Насосные станции по перекачке воды	0,6–0,8	0,6–0,7	0,75–0,85	6500
3. Буровые установки	0,2–0,6	0,16	0,7–0,95	3000–5000
4. Установки подготовки нефти	0,7	–	–	7500
5. Насосные станции внутрипромысловой перекачки нефти	0,9–0,95	0,8–0,9	0,7–0,8	4500–6000
6. Газокомпрессорные установки с газокомпрессорами на электроприводе	0,8–0,9	0,75–0,85	0,8–0,95	5500
7. Осветительная нагрузка	0,6–0,8	–	1,0	–

Примечание. Годовое число часов использования максимума осветительных нагрузок для основных производств принимается равным 3800–4000, для наружного освещения – 3000, для охранного освещения – 4000.

3. ТРЕБОВАНИЯ К ВОДОСНАБЖЕНИЮ, КАНАЛИЗАЦИИ, ЗАВОДНЕНИЮ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

Водопотребители и нормы водопотребления. Требования к водоснабжению

3.1. На нефтепромыслах вода используется на следующие нужды:

заводнение нефтяных пластов;

бурение скважин;

производственные нужды (подготовку нефти, подготовку газа к транспорту, подпитку оборотных систем водоснабжения технологических установок и компрессоров, охлаждение насосов и компрессоров, приготовление технологических растворов, промывку технологического оборудования и резервуаров, капитальный и текущий ремонты нефтяных скважин, котельные, мойку машин, оборудования и др.);

хозяйственно-питьевые нужды;

водоснабжение вахтовых поселков;

пожаротушение;

другие нужды (полив территории, зеленых насаждений).

3.2. Расходы (норма) воды на заводнение нефтяных пластов принимаются по технологической схеме (проекту) разработки нефтяного месторождения и другой технологической проектной документации.

3.3. Расходы (норма) воды на бурение скважин следует определять по "Сборнику элементных норм на строительные конструкции и работы" и табл.8 настоящих Норм.

3.4. Расходы (норма) воды на производственные нужды следует принимать в каждом конкретном случае по паспортным данным установленного оборудования и в соответствии с технологическим расчетом. При этом должны быть рассмотрены мероприятия по уменьшению расхода свежей воды за счет применения рациональных технологических процессов, оборота воды, повторного использования сточных вод (подача отработанной воды после охлаждения насосов, компрессоров и другого оборудования; очищенных и обезвреженных, при необходимости, сточных вод в систему заводнения нефтяных пластов).

Расходы на производственные нужды для укрупненных расчетов принимаются по табл.8 или "Индивидуальным нормам водопотребления и водоотведения на единицу продукции по производственным объединениям Минефтепрома" и "Укрупненным нормам водопотребления и водоотведения для различных отраслей промышленности" Госстроя СССР.

3.5. Противопожарные расходы воды следует принимать по разделу 6 настоящих Норм.

Таблица 8

Нормы расхода воды на производственные нужды

Цель потребления	Норма расхода воды, м³/сут	Часовой коэффициент неравномерности, $K_{час}$	Примечание
Бурение скважин на глинистом растворе:			
при централизованном его приготовлении	43	I	На одну скважину
при индивидуальном приготовлении	72	2,5	При двух глиномешалках $K_{час}$=2,5; при пяти - $K_{час}$=I,6
Буреные скважин на воде в зависимости от времени долбления в часах за сутки (от I,75 до 8 ч)	225-900	2,5 I,5	Коэффициент $K_{час}$ принимается в зависимости от числа одновременно действующих буровых станков: до 3 скв.- 2,5; более 3 скв.- I,5.
Капитальный и текущий ремонты скважин	3	2	
ЦПС мощностью (по товарной нефти), млн.т в год	422	I,9	Без пополнения запаса воды на противопожарные нужды
3	I007	I,4	
6	I890	I,2	
9	2700	I,I5	
Установка обезвоживания нефти или предварительного сброса пластовой воды мощностью I,0-6,0 млн.т в год	I50-200	I	
Промывка резервуаров общей емкостью, м³:			
до I0000	36	I2	
от I0000 до 30000	72	I2	
свыше 30000	I44	I2	

Требования к качеству воды

3.6. На бурение скважин, промывку технологического оборудования, нужды строительства, капитальный и текущий ремонты скважин, мойку машин и оборудования следует использовать воды открытых источников (без специальной их подготовки), подземные (непригодные для питьевых целей) и морские.

При соответствующем обосновании могут использоваться очищенные и обезвреженные (при необходимости) сточные воды.

3.7. Требования к качеству воды, потребляемой на другие технологические нужды, должны устанавливаться в каждом конкретном случае в зависимости от целей и условий ее использования, требований технологического процесса с учетом установленного оборудования.

При отсутствии особых требований показатели качества воды следует принимать по табл.9.

Для охлаждения насосов, компрессоров и другого оборудования предпочтение следует отдавать прямоточным системам охлаждения (без оборота), с забором пресной воды (при ее наличии и соответствующем качестве) из низконапорных водоводов системы заводнения и возвратам ее в ту же систему.

Таблица 9

Потребители	Показатели качества воды
Теплообменные аппараты и агрегаты с охлаждением зарубашечных пространств:	
при закрытом цикле оборотного водоснабжения	Общая жесткость - не более 0,5 мг-экв/л, прозрачность - более 30 см, pH - в пределах 7-8.
при открытом цикле оборотного водоснабжения	Общая жесткость - не более 2 мг-экв/л, прозрачность - более 30 см, pH - в пределах 7-8

Окончание табл.9

Потребители	Показатели качества воды
Котельные установки	Общая жесткость (до химочистки) - 7 мг-экв/л, взвешенных частиц- не более 8 мг/л, прозрачность - не менее 30 см, окисляемость - до 15 мг/л (O_2). Отсутствие CO_2.
	Содержание железа - не выше 0,3 мг/л, масла - не более 3 мг/л
Охлаждение насосов (без применения оборотного водоснабжения)	Общая жесткость - не более 7 мг-экв/л, прозрачность - не менее 30 см, содержание взвешенных частиц - не более 40-50 мг/л
Охлаждение воздушных компрессоров (без применения оборотного водоснабжения)	Общая жесткость - менее 7 мг-экв/л прозрачность - не менее 30 см.

Требования к системам водоснабжения

3.8. В зависимости от потребных расходов и требований к качеству потребляемой воды для крупных объектов нефтедобычи (ЦПС, УПН, ПС, ДНС, КС с производственными и административно-бытовыми зданиями и сооружениями, системы заводнения и других объектов - в соответствии с требованиями раздела 6 настоящих Норм) следует предусматривать до трех систем водоснабжения:

производственную (в том числе для заводнения продуктивных горизонтов);

противопожарную;

хозяйственно-питьевую.

Выбор схем и систем централизованного водоснабжения объектов нефтедобычи следует осуществлять на основании технико-экономического сравнения вариантов и технических условий на водоснабжение.

3.9. Для одиночных скважин, кустов скважин, ГЗУ, ДНС (не имеющих резервуаров типа РВС) и без административно-бытовых зданий и объектов, требующих подачу воды на нужды пожаротушения согласно разделу 6 настоящих Норм) производственное, противопожарное и хозяйственно-питьевое водоснабжение не предусматривается.

Для хозяйственно-питьевого водоснабжения отдельно стоящих зданий и сооружений с потребным расходом воды до 2 $м^3$/сут следует использовать привозную воду.

3.IO. При проектировании систем водоснабжения следует применять пневмобаки, водонапорные башни, регулирующие резервуары для обеспечения оптимальной работы насосного оборудования при изменении водопотребления (неравномерный режим).

3.II. Сооружения системы водоснабжения объектов нефтедобычи должны иметь резерв производительности (до I5% от расчетного расхода воды) на производственные и хозяйственно-питьевые нужды.

Особые требования к водопроводным сооружениям

3.I2. Свободный напор в наружной сети производственного водопровода должен определяться по принятой технологической схеме производственного процесса и техническим характеристикам установленного оборудования.

3.I3. Централизованные системы производственного водоснабжения нефтепромысловых объектов должны проектироваться с учетом необходимого расхода воды для бурения эксплуатационных скважин.

Подача воды от централизованной системы до буровых эксплуатационных скважин должна осуществляться по временным водоводам, которые не должны включаться в состав проекта обустройства месторождения.

При общей продолжительности бурения фонда эксплуатационных скважин на месторождении более трех лет в качестве временных водоводов для подачи воды до буровых допускается использовать

выкидные трубопроводы от нефтяных скважин до замерных установок (не более 60% от общего объема, включая и резервный фонд скважин) с глубиной укладки их как водоводов и незадействованных высоконапорных водоводов системы заводнения. Это требование должно предусматриваться заданием на проектирование.

3.14. Измерение расходов воды следует предусматривать на каждом водозаборе, подводящих водоводах к объектам-потребителям (ЦПС, БКНС и других отдельно стоящих объектах), в точках передачи воды сторонним организациям, а также в системой оборотного водоснабжения.

3.15. Длина ремонтных участков на магистральных водоводах, прокладываемых в одну линию (нитку), принимается равной 10 км, а при соответствующем обосновании (благоприятный рельеф местности, наличие вдоль трасс проездов и др.) - до 25-30 км. При прокладке в две и более нитки длина ремонтных участков определяется по нормам "Водоснабжение. Наружные сети и сооружения".

3.16. Проектирование водопроводных сетей, прокладываемых на территории ЦПС, УПН, ДНС, УПС, КНС, резервуарных парков, площадках кустов скважин и других объектов следует осуществлять согласно норм "Водоснабжение. Наружные сети и сооружения" из стальных труб.

Выбор материала труб и проектирование внеплощадочных водоводов следует осуществлять в соответствии с требованиями указанного в настоящем пункте нормативного документа и "Техническими правилами по экономному расходованию основных строительных материалов".

3.17. Толщина стенок труб стальных трубопроводов определяется расчетом по "Указаниям по расчету стальных трубопроводов различного назначения" и "Рекомендациям по выбору стальных электросварных трубопроводов объектов обустройства нефтяных месторождений на давление до 9,6 МПа (96 кгс/см2)" Миннефтепрома.

Требования к канализации и расходные показатели сточных вод

3.18. На нефтепромысловых объектах канализацию необходимо предусматривать для пластовых, производственных, загрязненных, дождевых и бытовых сточных вод.

Не допускается сбрасывать в канализацию продукты зачистки и пропарки технологических аппаратов и резервуаров для нефти и нефтепродуктов, остатки реагентов, метанола, нефтепродуктов.

3.19. Количество и качество пластовых и производственных сточных вод, образующихся на ЦПС, УПН, ДНС, УПС, в резервуарных парках и на других технологических объектах и установках, определяются технологической частью проектов.

3.20. Количество загрязненных дождевых вод, сбрасываемых с площадок, находящихся внутри обвалования резервуарных парков, открытых площадок технологического оборудования, площадок нефтяных скважин и других объектов, принимается из расчета 20% от максимального суточного слоя осадка с учетом коэффициента стока.

3.21. Количество бытовых сточных вод определяется по соответствующим главам норм "Внутренний водопровод и канализация зданий" и "Канализация. Наружные сети и сооружения".

3.22. Средняя концентрация загрязнений в дождевых водах, сбрасываемых с объектов, перечисленных в п.3,25, должна приниматься для взвешенных веществ - 300 мг/л, для БПК 20-40 мг/л, для нефтепродуктов - 50-100 мг/л.

3.23. Количество загрязнений бытовых сточных вод на одного работающего следует принимать по табл.10.

Таблица IO

Ингредиенты	Количество загрязнений на одного работающего, г/сут
Взвешенные вещества	22
$БПК_5$ неосветленной жидкости	I8
$БПК_5$ осветленной жидкости	I2
БПК полн неосветленной жидкости	25
БПК полн осветленной жидкости	I3
Азот аммонийных солей (N)	2,6
Фосфаты (P_2O_5)	I,I
В том числе от моющих веществ	0,5
Хлориды (Cl)	3
Поверхностно-активные вещества (ПАВ)	0,8

Требования к схемам сбора, очистки и утилизации сточных вод

3.24. Централизованные системы канализации с очистными сооружениями предусматриваются на крупных объектах нефтедобычи (ЦПС, УПН, УПС, резервуарных парках, ДНС с установками предварительного сброса пластовых вод с резервуарными парками, производственными и административно-бытовыми зданиями и на других аналогичных объектах)

3.25. На площадках отдельных эксплуатационных скважин, кустов скважин, ДНС (без административно-бытовых зданий, РЗС и УПС), сепарационных и замерных установок и других аналогичных отдельно стоящих объектах сбор сточных вод следует производить в канализационные емкости с последующим вывозом стоков на соответствующие очистные сооружения крупных объектов нефтедобычи.

На площадках замерных установок типа "Спутник", устьев нагнетательных, поглощающих и сеноманских скважин, компрессорных воздуха,

узлов замера газа, других аналогичных объектах, а также на площадках устьев нефтяных скважин месторождений Западной Сибири и Казахстана сбор и канализование дождевых стоков не производятся.

При ремонте названных объектов сбора загрязненных стоков осуществляется в инвентарные поддоны и емкости.

3.26. Бытовую канализацию следует предусматривать на объектах нефтедобычи с постоянным пребыванием обслуживающего персонала и наличием бытовых помещений.

На отдельно стоящих объектах нефтедобычи с объемом бытовых стоков до 3 $м^3$/сут допускается предусматривать выгреб для сбора бытовых стоков с последующим вывозом на очистные сооружения по техническим условиям.

3.27. Очищенные пластовые, производственные и дождевые сточные воды нефтяных месторождений следует использовать для заводнения нефтяных пластов.

При невозможности использования пластовых вод для заводнения их следует закачивать в поглощающие горизонты или направлять на испарение.

3.28. Степень очистки пластовых и сточных вод для использования их в системе заводнения принимается по данным технологической схемы (проекта) разработки нефтяного месторождения.

3.29. Характеристика и наличие поглощающих горизонтов для сброса пластовых вод принимаются по данным специализированных организаций Мингеологии СССР и союзных республик или рекомендаций научно-исследовательских организаций.

3.30. При проектировании сооружений по сбросу пластовых вод в поглощающие горизонты необходимо руководствоваться "Рекомендациями по сбросу сточных вод в глубокие водоносные горизонты. Общие положения" Госстроя СССР.

3.31. Для объектов, перечисленных в п.3.24, следует проектировать раздельные системы канализации:

пластовой воды;

производственно-дождевых сточных вод;

бытовых сточных вод.

Примечание.

Если совместная очистка и закачка пластовых и производственных сточных вод недопустима.

3.32. Совместная очистка и закачка пластовых и производственно-дождевых сточных вод должны проектироваться по рекомендациям научно-исследовательских организаций.

Объединение бытовых сточных вод с пластовыми и производственно-дождевыми сточными водами для целей заводнения, допускается только после полной биологической очистки и обеззараживания бытовых стоков при расходе бытовых сточных вод не более 100 $м^3$/сут.

3.33. Схемы и параметры очистки пластовых и производственно-дождевых сточных вод следует принимать по рекомендациям научно-исследовательских организаций.

3.34. Сооружения системы канализации пластовых вод (очистные сооружения, насосные станции и водоводы до кустовых насосных станций) должны иметь резерв производительности в размере до 15% от расчетного объема пластовых вод.

Особые требования к канализационным сооружениям

3.35. Измерение расхода сточных вод следует производить:

после очистных сооружений перед сбросом очищенных сточных вод в водоемы и на поверхность земли;

на насосных станциях, подающих очищенные пластовые и сточные воды к местам сброса (водоемы, поглощающие скважины), в систему заводнения нефтяных пластов;

на кустовых насосных станциях системы заводнения.

3.36. Для приема сточных вод от площадок объектов, указанных в п.3.26, следует проектировать приемные емкости (колодцы) объемом 4-5 $м^3$ с гидрозатворами, размещаемые на расстоянии не менее 10 м от бетонных площадок.

От дождеприемников, расположенных на площадках, до сборных колодцев необходимо предусматривать трубопроводы диаметром не менее 200 мм.

3.37. Канализационные сети нефтесодержащих сточных вод следует проектировать из несгораемых материалов.

3.38. Напорные трубопроводы пластовых и нефтесодержащих сточных вод необходимо проектировать, как правило, из стальных труб.

3.39. Самотечная система канализации сточных вод должна проектироваться в соответствии с требованиями норм "Канализация. Наружные сети и сооружения" и требованиями настоящих Норм.

3.40. Самотечные канализационные сети, как правило, следует проектировать закрытыми. Наименьший диаметр труб производственной канализации должен быть 200 мм.

3.41. На самотечных канализационных сетях для нефтесодержащих сточных вод следует предусматривать гидравлические затворы высотой не менее 0,25 м:

на сетях канализации (не менее чем через 400 м);

на выпусках из зданий и сооружений; до и после нефтеловушек на расстоянии не менее 10 м;

на выпусках с территории резервуара или группы резервуаров за пределами ограждения (обвалования).

3.42. Напорные трубопроводы, транспортирующие пластовые и сточные воды на кустовые насосные станции (КНС) системы заводнения, должны проектироваться, как правило, в две линии (прокладка в одну линию допускается только при соответствующем обосновании).

В случае отключения одного водовода общую подачу воды допускается снижать не более чем на 30% расчетного расхода. При этом должны быть приняты меры по утилизации избытка пластовых и сточных вод на время ликвидации аварии на водоводе, которое принимается по табл.II.

Таблица II

Диаметр труб, мм	Время, необходимое для ликвидации аварии на трубопроводах, в ч, при глубине заложения труб	
	до 2 м	более 2 м
До 400	8	I2
Более 400	I2	I8

3.43. На напорных трубопроводах пластовых и сточных вод, в повышенных точках перелома профиля для выпуска и впуска воздуха следует предусматривать установку вентилей.

3.44. Длина ремонтных участков на напорных трубопроводах, транспортирующих пластовые и сточные воды, должна быть не более 5 км.

Выпуск этих вод из аварийного участка на поверхность земли не допускается.

Опорожнение ремонтного участка должно осуществляться путем перекачки воды передвижными средствами из аварийного участка в действующую вторую нитку трубопровода.

3.45. Насосные станции пластовых и сточных вод должны иметь резервные насосы, которые следует устанавливать из расчета:
I - на 2 рабочих насоса; 2 - на три насоса и более.

3.46. Очистку пластовых вод следует предусматривать на блочных и блочно-комплектных автоматизированных установках и в резервуарах-отстойниках (типа РВС).

В качестве сооружений для очистки пластовых и производственно-дождевых сточных вод должны применяться напорные полые и полочные отстойники, напорные отстойники с коалесцирующей загрузкой, резервуары-отстойники, резервуары-отстойники с гидрофобным жидкостным фильтром (слоем нефти), напорные и безнапорные фильтры и флотаторы, гидроциклоны и другие сооружения, разработанные специализированными организациями по рекомендации научно-исследовательских организаций.

Возможные показатели эффективности работы отдельных сооружений приведены в табл.I2.

Таблица I2

Сооружение	Режим работы	Содержание в исходной воде, мг/л		Содержание в очищенной воде, мг/л	
		нефти	механических примесей	нефти	механических примесей
Горизонтальный открытый отстойник	T=3 ч, обработка воды коагулянтом	I50	I00	20-40	20-30
Резервуар-отстойник	T=8-I6 ч, приточный режим	I000	300	50-90	30-50
Резервуар-отстойник с гидрофобным жидкостным фильтром	T=I6-24 ч	5000	300	25-40	20-35

Окончание табл.I2

Сооружение	Режим работы	Содержание в исходной воде, мг/л		Содержание в очищенной воде, мг/л	
		нефти	механических примесей	нефти	механических примесей
Напорный полый отстойник	T=2 ч	I000	I00	30-50	25-40
Напорный полочный отстойник	T=I ч	I000	I00	до 20	до 20
Отстойник с коалесцирующей загрузкой	T=I,5-2,0 ч	2000	70	I0-20	I0-I5
Флотатор	T=20 мин	200	I00	30-50	30-40
Фильтр кварцевый	C=5 м/ч размер частиц песка 0,5-I,2мм	50	40	5-I0	5-I0
Мультигидроциклон		3000	I50	50	I5

Примечания: I. Показатели эффективности работы очистных сооружений подлежат уточнению в каждом конкретном случае с учетом исходного загрязнения сточных вод.

2. Здесь T - продолжительность процесса; C - скорость фильтрования.

3.47. Очистка пластовых сточных вод в резервуарах-отстойниках может производиться при динамическом (проточном) и статическом режимах отстаивания.

3.48. При очистке пластовых вод в аппаратах с избыточным давлением следует предусматривать их дегазацию, исключающую выделение углеводородного и сероводородного газа в помещениях насосных станций.

Дегазатор следует совмещать с буферной емкостью насосной станции.

Время пребывания воды в буфере-дегазаторе принимается равным 20-25 мин.

Сброс выделившегося газа в атмосферу следует производить через свечу рассеивания.

3.49. Число аппаратов для очистки пластовых вод принимается не менее двух.

При минимальном числе аппаратов производительность каждого следует принимать равной 70% от максимального расхода пластовой воды.

3.50. Для флотационной очистки пластовых сточных вод в первую очередь следует использовать растворенные в воде газы и только при недостаточном их объеме (менее 15-20 л/м^3) предусматривать искусственное насыщение воды газом. Применение воздуха в качестве флотационного реагента не рекомендуется. Для процесса флотации могут быть использованы инертный или нефтяной бессернистый газ.

3.51. Для доочистки воды фильтрованием следует применять, как правило, напорные фильтры с однослойными и двухслойными загрузками. В качестве загрузки фильтра следует использовать кварцевый песок, антрацитовую или мраморную крошку, дробленный керамзит и др.

3.52. Скорость фильтрования для очистки нефтесодержащих сточных вод следует принимать: при нормальной работе фильтров - 5 м/ч;

при форсированном режиме работы - 6-7 м/ч.

3.53. Промывка фильтров должна осуществляться очищенной или неочищенной сточной водой с подогревом или без него, в зависимости от местных условий.

При промывке фильтров холодной водой должны предусматриваться периодические пропарки загрузки фильтра передвижными паровыми установками или от котельной.

Интенсивность промывки фильтров при расчете следует принимать I0-I5 л/с на I м2 в течение I0-I5 мин. При применении для промывки пластовой воды необходимо учитывать ее плотность.

3.54. Время работы фильтра между промывками должно быть не менее I2 ч. Для расчета фильтроцикла грязеемкость I $м^3$ загрузки следует принимать равной I,5-3 кг - по механическим примесям и I,0-2,0 кг - по нефти.

Большие значения грязенефтеемкости загрузки следует принимать для напорных фильтров.

3.55. На фильтровальных станциях по очистке пластовых и сточных вод необходимо предусматривать специальное устройство для периодической догрузки и полной замены фильтрующего материала. Емкость склада для загрузочного материала должна составлять не менее 0,5 объема загрузки фильтров станции при замене его в фильтрах через I-2 года.

Для регенерации загрузки фильтров следует предусматривать площадку общей площадью не менее 25 м2.

Регенерацию стработанного песка следует производить с помощью ПАВ в сочетании с пропаркой острым паром.

3.56. Уловленную обводненную нефть следует перекачивать в разделочные резервуары с последующим возвратом ее в технологический процесс подготовки нефти.

3.57. Осадок, выпавший на очистных сооружениях, следует отводить в шламонакопитель или на гидроциклоны, а воду возвращать на очистные сооружения.

3.58. Шламонакопители необходимо проектировать секциями, имеющими земляное обвалование, или выполненными из железобетонных резервуаров. Полезная площадь шламонакопителей F, м2, определяется по формуле

$$F = \frac{w\,(100-95)\times n\times 365}{(100-70)\,h}$$

где w - суммарное количество осадков, $м^3$/сут;

95 - влажность поступающего осадка,%;

70 - средний процент влажности осадка в накопителе;

П - продолжительность накопления осадка в годах (2-5 лет);

h - высота слоя осадка, принимается равной 2-2,5 м.

Полная высота оградительных и распределительных валов земляных емкостей принимается равной 3-3,5 м, ширина валов по верху - не менее 1,5 м.

Подачу осадков в шламонакопитель, как правило, следует предусматривать по напорным трубопроводам с распределением по каждой секции лотками или гибкими шлангами.

Отвод воды, выделившейся из осадка, следует осуществлять сверху, через переливные колодцы.

В дне и боковых откосах шламонакопителя (земляных емкостей) следует предусматривать противофильтрационный экран.

3.59. По мере накопления шлама в шламонакопителе необходимо осуществлять одно из следующих мероприятий по его утилизации и ликвидации:

сжигание;

вывоз в места по согласованию с органами надзора: санэпидстанцией, рыбоохраной;

использование на нужды строительства;

другие мероприятия.

3.60. На площадке очистных сооружений пластовых и сточных вод и на установках предварительного сброса пластовых вод следует предусматривать резервную емкость (резервуары-накопители), рассчитанную на прием пластовых и сточных вод на время ликвидации аварии на трубопроводах, транспортирующих эти воды на кустовые

насосные станции, или остановки одной из этих КНС, приведенное в п.п.3.45 и 3.74 настоящих Норм.

Резервная емкость может не предусматриваться или приниматься меньшего объема, когда по результатам технико-экономических расчетов в аварийных ситуациях возможна перекачка пластовых и сточных вод в сырьевые резервуары, ближайшую КНС или систему поглощения.

3.61. Для предотвращения коррозии оборудования и трубопроводов системы канализации пластовых и агрессивных сточных вод следует применять материалы, стойкие к коррозионному действию вод, защитные покрытия внутренних поверхностей трубопроводов, ингибиторы коррозии, другие способы защиты.

Применение защитных покрытий и ингибиторов коррозии осуществляется по рекомендациям научно-исследовательских организаций и на основании соответствующих руководящих документов, утвержденных Миннефтепромом.

Для дозировки ингибиторов следует, как правило, использовать блочные установки.

Требования к качеству воды для заводнения нефтяных пластов и расходы ее

3.62. Метод заводнения (законтурное, приконтурное, внутриконтурное, площадочное, очаговое, блоковое, комбинированное, равномерное, цикличное и др.), объемы закачки, давления нагнетания воды, количество нагнетательных скважин и их расположение, ввод фонда нагнетательных скважин по годам разработки месторождения, требования к качеству закачиваемой воды и другие данные для проектирования принимаются в соответствии с технологической схемой (проектом) разработки конкретного месторождения.

3.63. Для заводнения нефтяных пластов следует использовать воды, физико-химические свойства которых обеспечивают продолжительную устойчивую приемистость нагнетательных скважин, в первую

очередь, пластовые и сточные воды нефтепромысловых объектов.

Отказ от использования пластовых и сточных вод в системе заводнения должен быть подтвержден технико-экономическими расчетами.

3.64. Для предварительных расчетов требования к качеству закачиваемой воды должны приниматься по "Методике прогнозного определения норм и качества сточных вод для внутриконтурного заводнения новых нефтяных месторождений платформенного типа. Содержание механических примесей в сточной воде" Миннефтепрома, "Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству воды".

Требования к схемам заводнения

3.65. Заводнение нефтяных пластов следует проектировать по одной из следующих схем:

кустовая насосная станция (БКНС или КНС) – блок напорной гребенки (БГ) – индивидуальные высоконапорные водоводы к нагнетательным скважинам – скважины, КНС (БКНС) – блок напорной гребенки – высоконапорный водовод к водораспределительным пунктам – водораспределительные пункты (ВРП) – высоконапорные водоводы к нагнетательным скважинам – скважины.

3.66. При приемистости нагнетательной скважины 120 $м^3$/сут и более следует предусматривать самостоятельный высоконапорный водовод от ВРП к каждой скважине.

При приемистости нагнетательной скважины до 120 $м^3$/сут к каждому нагнетательному водоводу, идущему от ВРП, следует подключать такое количество нагнетательных скважин, суммарная приемистость которых позволяет осуществлять замер закачиваемой воды при отключении одной скважины.

3.67. Выбор схемы заводнения нефтяных пластов, размещение КНС и определение их максимальной производительности следует осуществлять с учетом требуемого давления, объемов закачки, расположения скважин, геологической характеристики продуктивных пластов, рельефа местности, климатических и других условий и обосновывать технико-экономическими расчетами.

3.68. В зависимости от принятой схемы заводнения должны проектироваться следующие сооружения:

кустовые насосные станции (БКНС);

блочные напорные гребенки;

высоконапорные водоводы;

водораспределительные пункты;

обустройство устьев нагнетательных скважин.

Примечание. В систему заводнения могут входить также сооружения водоснабжения (водозаборы, насосные станции I и II подъема, водоочистные сооружения, подводящие водоводы к кустовым насосным станциям), когда они используются только для данной системы.

Особые требования к сооружениям и водоводам системы заводнения

3.69. Сооружения системы заводнения должны иметь резерв производительности в размере до 15% от максимального объема закачк воды.

3.70. При аварии допускается остановка кустовой насосной станции до одних суток.

На время остановки кустовой насосной станции, закачивающей пластовые и сточные воды, необходимо предусматривать выполнение мероприятий, указанных в п.3.61 настоящих Норм.

3.71. Для закачки воды в нефтяные пласты следует применять кустовые насосные станции, блоки напорных гребенок и водораспределительные пункты, как правило, в блочном исполнении заводского изготовления.

3.72. Для охлаждения воздуха электродвигателей с замкнутым циклом вентиляции и маслосистемы БКНС, следует предусматривать системы оборотного водоснабжения на пресной воде. Отказ от оборотной системы водоснабжения должен быть подтвержден технико-экономическим обоснованием.

3.73. Установленные в КНС насосные агрегаты должны работать в оптимальном режиме при различных (по годам разработки) объемах закачки воды.

3.74. В кустовых насосных станциях следует предусматривать установку резервных насосных агрегатов из расчета:

на 3 рабочих насосных агрегата и менее - один резервный;

при количестве насосных агрегатов более 3-х - один резервный на каждые 3 рабочих.

3.75. На всасывающих и напорных линиях насосов необходимо предусматривать установку приборов для измерения давления, а на каждом высоконапорном водоводе от БГ и ВРП к нагнетательным скважинам - установку расходомера.

3.76. Кустовые насосные станции и водораспределительные пункты должны проектироваться для работы без постоянного обслуживающего персонала.

3.77. Монтаж и демонтаж оборудования КНС следует осуществлять с помощью выкатных устройств или передвижных грузоподъемных механизмов.

3.78. Диаметры высоконапорных водоводов следует определять исходя из среднего максимального объема закачки воды в скважины по годам разработки месторождения.

Условный диаметр высоконапорного водовода следует принимать не менее 50 мм.

3.79. Потери напора в высоконапорных водоводах должны составлять не более 3-5% от рабочего давления в них. При технико-экономическом обосновании допускается увеличение потерь напора.

3.80. За рабочее давление в высоконапорных водоводах принимается максимальное давление, создаваемое насосами при минимальной расчетной производительности, с учетом подпора и разности геодезических отметок рельефа местности.

3.81. Значения испытательного давления для высоконапорных водоводов и их категория должны приниматься по табл.13.

Для трубопроводов, прокладываемых внутри КНС, БГ и ВРП, испытательное давление должно быть не менее 1,5 Рраб.

3.82. При проектировании нагнетательных трубопроводов высокого давления следует применять: при давлении Рисп до 20,0 МПа (200 кгс/см2)-трубы по ГОСТ 8732-78; при давлении Рисп до 30,0 МПа (300 кгс/см2) - трубы по ГОСТ 550-75.

3.83. Толщина стенки стальных труб высоконапорных водоводов, работающих под давлением 10 МПа (100 кгс/см2) и более, до разработки методики расчетов таких водоводов должна определяться по формуле

$$S = \frac{10\ Р_{исп.}\ Д_н}{2m\,(10^{-5}\sigma_п + 10\ Р_{исп})} + C_1$$

где Рисп. - испытательное гидравлическое давление, МПа;

S - расчетная толщина стенки трубы с учетом минусового допуска на разностенность, мм;

Таблица 13

Назначение участков трубопровода.	Категория трубопровода	Испытательное давление	Количество сварных стыков, подлежащих контролю физическими методами, %		
			всего	радиографический	магнитографический или ультразвуковой
Высоконапорные водоводы:					
пластовой воды	II	I,25 Рраб.	I00	Не менее 25	Остальное
пресной воды	III	I,25 Рраб.	100	Не менее 10	Остальное
на переходах через водные преграды, железные и автомобильные дороги I и II категорий и на участках, прокладываемых по болотам III типа	I	I,5 Рраб,	I00	I00	-

m – коэффициент, учитывающий минусовой допуск на разностенность, при $S \leq 15$ мм $m = 0{,}85$; при $S \geq 15$ мм $m = 0{,}875$;

n – допускаемое напряжение, равное 40% от временного сопротивления разрыву для данной марки стали, Па;

Дн – наружний диаметр трубы, мм;

C_I – прибавка на общую коррозию для труб, не имеющих внутренних антикоррозийных покрытий, мм; для пластовых вод $C_I = 1{,}5$ мм; для пластовых вод, содержащих сероводород, C_I не менее 2 мм.

3.84. Переходы высоконапорных водоводов под автомобильными дорогами и через водные преграды проектируются по ВСН 2.04.01-84 "Нормы проектирования промысловых стальных трубопроводов".

3.85. Глубина укладки трубопроводов, транспортирующих пластовые воды, принимается в зависимости от плотности (минерализации) воды, почвенных и климатических условий по табл.14.

Таблица 14

Плотность воды при температуре 20°С, г/см³	Температура замерзания, °С	Глубина укладки водовода до верха трубы, м			
		почвенно-растительный слой		песчаник	суглинок
		черноземный	подзолистый		
1,01	-0,9	1,8	1,8	1,8	1,8
1,02	-1,7	1,4	1,8	1,4	1,8
1,03	-2,6	1,0	1,4	1,4	1,4
1,04	-3,5	0,8	1,0	1,0	1,4
1,05	-4,5	0,7	0,8	0,8	1,0
1,06	-5,5	0,7	0,7	0,7	1,0
1,07	-6,5	0,7	0,7	0,7	0,8
1,08 и более	-7,6 и более	0,7	0,7	0,7	0,7

Примечание. При определении глубины укладки трубопроводов

следует учитывать возможность уменьшения минерализации пластовой воды, водонасыщенность и набухание грунтов.

3.86. Прокладка в одной траншее более трех высоконапорных водоводов не рекомендуется.

Расстояние между трубопроводами в одной траншее должно быть в свету не менее 0,5 м.

3.87. Для установки передвижных спуско-подъемных агрегатов при ремонте нагнетательных скважин следует предусматривать площадки, якоря для крепления растяжек и место для приемных мостков.

3.88. Восстановление приемистости нагнетательных скважин следует предусматривать методами, исключающими излив воды на поверхность земли (кислотная обработка, гидроразрыв пласта и др.).

При закачке пластовых и агрессивных сточных вод, для предотвращения коррозии оборудования и трубопроводов системы заводнения следует выполнять требования п.3.62 настоящих Норм.

Особые требования к системам поддержания пластового давления на нефтяных месторождениях Западной Сибири

3.89. Водоводы от водозаборов системы заводнения до КНС следует прокладывать в одну нитку. При обосновании разрешается прокладывать водоводы в две нитки с пропускной способностью каждой, равной 50% от расчетного расхода.

3.90. Высоконапорные водоводы от КНС до ВРП следует проектировать в одну нитку диаметром не более 200 мм. Прокладка в две нитки допускается только в особых условиях при технико-экономическом обосновании.

3.91. Между равнозначными по напору КНС одного месторождения следует проектировать высоконапорные перемычки диаметром 200 мм.

4. ТРЕБОВАНИЯ К ТЕПЛОСНАБЖЕНИЮ, ОТОПЛЕНИЮ, ВЕНТИЛЯЦИИ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЮ ВОЗДУХА

Общая часть

4.1. Теплоснабжение, отопление, вентиляцию и кондиционирование воздуха следует проектировать в соответствии с требованиями нормативных документов на "Котельные установки", "Тепловые сети", "Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха", "Строительная теплотехника", "Санитарных норм...", "Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов", "Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды" и других.

4.2. Количество газовых выделений (утечек) из оборудования и трубопроводов, находящихся под давлением, следует принимать:

а) для насосного и компрессорного оборудования - по данным завода-изготовителя;

б) для емкостного оборудования и трубопроводов - по данным расчета, выполняемого по формуле

$$П = K m \rho V \text{ кг/ч},$$

где ρ - плотность газовой среды при рабочих давлении и температуре, кг/м^3;

m - допустимая скорость падения давления при испытании; принимается 0,05% в час;

V - объем емкостного оборудования и трубопроводов, м^3;

K - увеличивающий коэффициент, учитывающий разницу параметров и сред при испытаниях и рабочих условиях и возможную разгерметизацию в период между испытаниями.

Принимается К=2,4 для аппаратов и трубопроводов, в которых по объему преобладает газовая среда (более 50%). К=1,4 для аппаратов и трубопроводов, в которых по объему преобладает жидкая среда (более 50%).

Объем аппаратов и трубопроводов принимается по полному объему, независимо от его заполнения жидкостью или газом.

Требования к теплоснабжению

4.3. В качестве теплоносителей следует принимать:

для систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения - горячую воду по температурному графику 150-70°С. При соответствующем обосновании допускается применение горячей воды по более низкому температурному графику, а также водяного пара;

для технологических нужд - водяной пар, горячую воду, электроэнергию.

Для обогреваемых спутников предпочтение следует отдавать горячей воде. Для обогреваемых спутников в северных районах допускается применять незамерзающие водные растворы (40%-ный раствор диэтиленгликоля и др.).

4.4. Мощность котельной должна определяться с учетом использования вторичных энергетических ресурсов (ВЭР) в виде пара котлов-утилизаторов, горячей воды, горячего воздуха и т.п.

При использовании ВЭР должна быть исключена возможность попадания в теплоносители вредных веществ.

В качестве топлива для котельных должен применяться сухой газ.

4.5. Для котельных нефтяных промыслов и вахтовых поселков нефтяников, использующих в качестве топлива газ, резервное топливо, независимо от мощности котельных, не предусматривается.

Для обеспечения бесперебойной подачи газа к котельным производительностью более 20 Гкал/ч и котельным, отнесенным к первой категории, необходимо предусматривать их подключение к двум независимым один от другого источникам питания (технологическим линиям).

4.6. Центральные тепловые пункты (ЦТП) следует предусматривать при получении тепла по кооперации от сторонних предприятий или районных котельных.

ЦТП должен быть размещен в отдельном здании. Возможно размещение ЦТП в отдельном помещении вспомогательного или производственного здания с непосредственным выходом наружу, в коридор или на лестничную клетку на расстоянии не более 12 м от наружного выхода.

4.7. Индивидуальные тепловые пункты (ИТП) следует предусматривать у каждого потребителя тепловой энергии. Они должны размещаться в отдельном помещении.

Для мелких потребителей тепла следует предусматривать размещение ИТП в одном помещении с приточными вентиляционными установками.

При наличии в здании одного помещения, в котором разрешается водяное или паровое отопление (ВРП, КНС, насосные над артезианской скважиной, проходная и др.), размещение ИТП следует предусматривать в обслуживаемом помещении.

4.8. Учет расхода тепловой энергии следует вести приборным или расчетным методом. Приборный учет тепловой энергии должен предусматриваться:

в котельных и ЦТП;

в ИТП при получении тепловой энергии более 2000 Гкал/год.

Для прочих потребителей тепла следует использовать расчетный метод учета тепловой энергии.

4.9. Следует предусматривать надземную прокладку трубопроводов пара, конденсата и горячей воды.

Допускается подземная прокладка трубопроводов тепловых сетей в непроходных каналах или бесканальная.

По возможности следует осуществлять совмещенную прокладку теплопроводов с технологическими трубопроводами.

4.10. Весь конденсат должен быть собран и возвращен источнику теплоснабжения. Загрязненный конденсат, очистка которого экономически нецелесообразна, возврату не подлежит.

Требования к отоплению

4.11. Поддержание внутренней температуры в соответствии с ГОСТ 12.1.005-76 "Воздух рабочей зоны" следует предусматривать только в помещениях с постоянным (свыше 2 ч в смену) пребыванием обслуживающего персонала. Параметры воздуха должны отвечать требованиям для работ средней тяжести категории IIа.

4.12. Значения внутренней температуры помещений в период отопительного сезона следует принимать в зависимости от времени пребывания обслуживающего персонала:

плюс 10°С - при работе персонала до 2 ч в смену;

плюс 5°С - при работе персонала не более 0,5 ч в смену, а также для дежурного отопления.

4.13. В помещениях категорий А, Б и Е, имеющих приточную вентиляцию, следует предусматривать воздушное отопление, совмещенное с приточной вентиляцией. При обслуживании помещения одной приточной системой, используемой для воздушного отопления, в ней следует предусматривать резервный вентиляционный агрегат. При обслуживании помещения несколькими приточными системами остановка любой из них не должна приводить к снижению температуры ниже плюс 5°С.

4.14. Для помещений категорий А, Б и Е, не имеющих приточной вентиляции, следует проектировать систему отопления с местными нагревательными приборами.

4.15. В помещениях категорий В, Г и Д и вспомогательных помещениях следует предусматривать систему воздушного отопления или отопление местными нагревательными приборами в соответствии с требованиями строительных норм и правил.

4.16. Производственные помещения с тепловыделениями, достаточными для компенсации теплопотерь, в местностях со средней температурой наиболее холодной пятидневки минус 5°С и ниже должны быть оборудованы системой дежурного отопления, рассчитанной на поддержание температуры плюс 5°С при неработающем оборудовании.

4.17. Для зданий и сооружений в районах со средней температурой наиболее холодной пятидневки минус 40°С и ниже при постоянном присутствии обслуживающего персонала следует предусматривать не менее двух систем отопления, независимых друг от друга. Одна система должна рассчитываться на поддержание в помещении температуры плюс 5°С преимущественно местными нагревательными приборами, другие - на догрев до необходимой в помещении температуры.

4.18. Использование электроэнергии для нужд отопления на производственных площадках, имеющих тепловые источники, не допускается.

Обогрев отдельно стоящих мелких потребителей тепла (менее 10 кВт каждый) при удаленности их от ближайшей точки тепловых сетей на 100 м и более (РУ, ТП, КТП, КНС, насосные над артезианскими скважинами, ВРП и т.д.) следует осуществлять электрическими нагревателями.

4.19. Для технологических целей (поддержание оборудования и приборов в рабочем состоянии) в производственных и вспомогательных сооружениях (КНС, БКНС, ДНС, УПС, ВРП, БГ и др.), расположенных на отдельных площадках и удаленных от источников тепла на 5 км и более, работающих в автоматическом режиме без постоянного обслуживающего персонала, следует предусматривать электрические нагреватели. При этом должно быть оформлено разрешение на применение электроэнергии в установленном порядке.

4.20. Для помещений РУ, ТП, КТП, КиА и др., требующих приточной вентиляции для создания избыточного давления воздуха в них следует, как правило, проектировать воздушное отопление, совмещенное с приточной вентиляцией. При отсутствии приточной вентиляции следует проектировать систему отопления с местными нагревательными приборами.

4.21. В помещениях, проектируемых для районов со средней температурой наиболее холодной пятидневки минус 40°С и ниже, воздушно-тепловые завесы следует предусматривать у всех ворот и технологических проемов для обогрева зоны ворот в течение всей рабочей смены.

Расчет воздушно-тепловых завес следует производить из условия открытых ворот – для ворот, открываемых чаще 5 раз или не менее чем на 40 мин в смену, или из условия закрытых ворот – в остальных случаях.

4.22. Обогрев полов открытых насосных не предусматривается.

4.23. При составлении тепловых балансов тепловыделения следует принимать:

от оборудования и трубопроводов - по данным технологической части;

от работающих электродвигателей - по формуле

$$W = 1000\, N\, K_1\, K_2\, \frac{(1-\eta)}{\eta}\ \text{Вт/ч}$$

где N - установленная мощность, кВт; η - КПД двигателя; K_1 - коэффициент загрузки двигателя; K_2 - коэффициент одновременности.

4.24. Прокладка трубопроводов систем отопления под полом производственных помещений не допускается.

При необходимости прокладка трубопроводов у ворот и дверных проемов должна производиться в каналах размером не более 400х400 мм, перекрытых съемными плитами и засыпанных песком.

4.25. Транзитная прокладка трубопроводов теплоснабжения через электротехнические помещения и помещения КиА не разрешается.

При необходимости трубопроводы должны прокладываться в футлярах из стальных труб.

Требования к вентиляции и кондиционированию воздуха

4.26. Во всех производственных помещениях следует предусматривать естественную, механическую или смешанную вентиляцию.

4.27. Требования ГОСТ 12.1.005-76 "Воздух рабочей зоны" должны выполняться только для помещений с постоянным пребыванием обслуживающего персонала.

Для расчета общеобменной вентиляции помещений, без постоянного обслуживания, в которых дежурный персонал находится не более 8 раз в смену при длительности одного пребывания не более 15 мин, допускается принимать для летнего времени температуру плюс 40°С.

4.28. Необходимый воздухообмен в производственных помещениях объемом более 500 м³ должен рассчитываться по количеству выделяющихся в помещении вредных веществ, тепла и влаги.

При невозможности установить количество вредных выделений допускается определять воздухообмен по кратности в соответствии с табл.I5.

При определении воздухообмена по кратности высоту помещений следует принимать: по фактической высоте - при высоте помещений от 4 до 6 м; 6 м - при высоте помещений более 6 м; 4 м - при высоте помещений до 4 м.

Указанные в табл.I5 данные учитывают содержание вредных веществ в приточном воздухе до 0,3 ПДК.

Таблица I5

Вещества, участвующие в технологическом процессе	Кратности воздухообмена в час		Коэффициент увеличения при температуре свыше 80°С
	при отсутствии сернистых соединений	при наличии сернистых соединений в газах и парах в количестве более 0,05 г/м³	
Сырая нефть при газовом факторе свыше 250 м³/т	6,5	8	I,2
Сырая нефть при газовом факторе свыше I00 до 250 м³/т	5	8	I,2
Сырая нефть при газовом факторе до I00 м³/т	3,5	8	I,2
Товарная нефть	3	8	I,2
Высокосернистая нефть при содержании серы более 2%	-	I0	I,2
Нефтяной попутный газ	4	I0	-
Дизельное топливо, мазут, битум	3	7	I,5

Окончание табл.I5

Вещества, участвующие в технологическом процессе	Кратности воздухообмена в час		Коэффициент увеличения при температуре свыше 80°С
	при отсутствии сернистых соединений	при наличии сернистых соединений в газах и парах в количестве более 0,05 г/м³	
Бензин	6	8	I,5
Пропан, бутан	8	I0	I,2
Растворы щелочей, деэмульгаторы	3	6	I,6
Аммиак	5	-	-
Метанол	I5	-	-
Диэтиленгликоль при постоянном обслуживании	I2	-	I,2
Диэтиленгликоль при периодическом обслуживании (до 2 ч в смену)	3	-	I,2
Жидкий хлор	I2	-	-
Предварительно очищенные сточные и пластовые воды	2,5	-	-

4.29. Для производственных помещений объемом до 500 м³ категорий А, Б и Е (включая насосные по перекачке нефти и нефтепродуктов и газокомпрессорные) без постоянного присутствия производственного персонала следует проектировать естественную вытяжную вентиляцию из верхней зоны, рассчитанную на однократный воздухообмен, и вытяжную механическую вентиляцию периодического действия, рассчитанную на удаление из нижней зоны 8-кратного объема воздуха по полному объему помещения.

Включение периодической вентиляции в зданиях, расположенных на площадках ЦПС, КСП, КС, должно производиться автоматически от газоанализаторов при достижении 20% от нижнего предела взрывоопасности, во всех других случаях включение периодической вентиляции должно производиться нажатием кнопки, расположенной у входной двери снаружи, за 10 мин до входа персонала в помещение.

Приточная вентиляция для этих помещений, резервный вентиляционный агрегат в вытяжной системе, а также аварийная вентиляция не предусматриваются.

4.30. Для помещений категорий А, Б и Е, заглубленных более чем на 0,5 м ниже уровня планировочной отметки земли, воздухообмен, определенный в соответствии с п.4.31 настоящих Норм, увеличивается на 3-кратный объем заглубленной части при наличии тяжелых взрывоопасных газов или паров (плотностью более 0,8 по воздуху).

Для 3-кратного дополнительного воздухообмена должна предусматриваться вытяжная система с резервным вентиляционным агрегатом и вытяжкой из нижней зоны заглубленной части, или этот дополнительный объем должен быть обеспечен вытяжкой из нижней зоны заглубленной части общеобменной системой вентиляции при условии установки в ней резервного вентиляционного агрегата.

При наличии легких (плотностью 0,8 и менее по воздуху) газов и паров дополнительный объем воздухообмена не предусматривается.

4.31. В заглубленных более чем на 1 м производственных помещениях категорий В, Г и Д, расположенных на площадках сооружений с возможными выделениями тяжелых взрывоопасных газов и паров (водонасосные, КНС и др.), следует предусматривать приточную вентиляцию с кратностью воздухообмена не менее трех.

Для этих систем должны предусматриваться забор воздуха с высоты не менее 5 м от уровня земли, с учетом расположения мест выброса тяжелых газов в атмосферу и направления ветров, и установка резервного вентиляционного агрегата.

4.32. Для приямков и каналов, расположенных в помещениях категорий А, Б и Е, следует применять механическую вентиляцию от самостоятельной системы или от системы вентиляции помещения в соответствии с табл.I6.

Таблица I6

Тип помещения	Глубина каналов и приямков	Вид вентиляции, объем воздухообмена
С легкими газами и парами (плотностью 0,8 и менее по воздуху)	I м и более	Приточная, I0 объемов каналов и приямков в час
С тяжелыми газами и парами (плотностью более 0,8 по воздуху)	0,5 м и более	Вытяжная, 20 объемов каналов и приямков в час

Примечания: I. При определении воздухообмена помещения объем воздуха для вентиляции каналов и приямков не учитывается.

2. Системы вентиляции каналов и приямков должны иметь резервный вентиляционный агрегат.

4.33. Удаление воздуха, загрязненного вредными выделениями, системами общеобменной вентиляции из производственных помещений (кроме помещений с периодической вентиляцией по п.4.32) следует осуществлять из зон наибольшего загрязнения воздуха в соответствии с табл.I7.

Таблица I7

Вредные выделения	Избытки тепла, ккал/м^3	Зона, объем удаления	Побуждение
Водород, легкие пары и газы	Свыше 20	Верхняя, I00%	Естественное или механическое
	До 20	Нижняя, I/3	Механическое
		Верхняя, 2/3	Естественное или механическое

Окончание табл.I7

Вредные выделения	Избытки тепла, ккал/м³	Зона, объем удаления	Побуждение
Тяжелые газы	Свыше 20	Нижняя, I/3	Механическое
		Верхняя,2/3	Естественное или механическое
	До 20	Нижняя, 2/3	Механическое
		Верхняя,I/3	Естественное или механическое
Пыль		Нижняя	Механическое
Аммиак		Нижняя, I/3	Механическое
		Верхняя,2/3	Естественное или механическое

4.34. Воздухообмен в производственных лабораторных помещениях следует определять по количеству удаляемого воздуха от вытяжных шкафов и укрытий.

При отсутствии вытяжных шкафов и укрытий следует предусматривать 8 воздухообменов в час по полному объему помещения.

4.35. Кроме механической вентиляции в производственных лабораториях должны предусматриваться естественная вентиляция из верхней зоны, рассчитанная на удаление воздуха в количестве 0,5 объема в час в нерабочее время, и открывающиеся части окон.

4.36. Объем воздуха, удаляемого через вытяжные шкафы, следует определять по скорости движения воздуха в расчетном проеме шкафа, принимаемом равным 0,2 м2 на метр длины шкафа по табл.I8 в зависимости от ПДК вредных веществ, используемых в работе.

Таблица 18

ПДК вредных веществ, мг/м^3	Расчетная скорость, м/с
Свыше 50	0,5
От 20 до 50 включительно	0,7
От 5 до 20 включительно	I,0
До 5 включительно	I,3

4.37. Подачу приточного воздуха в помещение лаборатории следует предусматривать в размере 90% от количества воздуха, удаляемого вытяжными системами. Остальное количество воздуха подается в коридор.

4.38. Для интенсивного проветривания помещений категории А, Б и Е, а также помещений с вредными выделениями, в которых при аварии возможно внезапное поступление больших количеств вредных веществ, следует предусматривать аварийную вентиляцию.

4.39. Производительность систем аварийной вентиляции следует принимать из расчета:

для помещений компрессорных и насосных станций сжиженного газа, производственных помещений с обращающимися или хранящимися сжиженными газами - равной 8-кратному воздухообмену по полному внутреннему объему помещения;

для остальных производственных помещений, включая нефтенасосные, аварийная вентиляция совместно с рабочей механической вентиляцией должна обеспечивать в помещении не менее 8 обменов в час по полному внутреннему объему помещения.

4.40. При наличии в помещении одной основной системы вентиляции, производительности которой достаточно для аварийного воздухообмена, необходимо предусматривать аварийную систему вентиляции или резервный агрегат в основной системе.

4.41. При наличии в помещении нескольких систем основной вентиляции, производительность которых достаточна для аварийного воздухообмена, резервирования вентиляционных агрегатов или систем не требуется.

4.42. Аварийная вытяжная вентиляция организованным притоком не компенсируется.

4.43. Воздухозаборные отверстия аварийной вентиляции следует располагать в зонах возможных аварийных поступлений вредных паров и газов, около технологического оборудования, глухих стен помещений.

Следует избегать расположения воздухозаборных отверстий вблизи дверей и окон.

При наличии легких газов и паров и значительных теплоизбытках, создающих устойчивые тепловые потоки, забор воздуха для аварийной вентиляции необходимо производить из верхней зоны, при наличии тяжелых газов - из нижней.

4.44. Включение систем аварийной вентиляции должно предусматриваться автоматическим: для взрывоопасных газов - при достижении 20% от нижнего предела взрываемости; для вредных веществ I класса опасности - при достижении ПДК.

При обслуживании помещения одной системой вытяжной вентиляции включение аварийной вентиляции должно производиться также при остановке этой вытяжной системы.

Кроме автоматического, следует предусматривать также ручное включение аварийной вентиляции у основного входа в помещение.

При наличии в помещении нескольких систем аварийной вентиляции их пуск должен осуществляться нажатием одной кнопки.

4.45. Выбросы вытяжных основных и аварийных систем вентиляции следует осуществлять, в основном, выше зоны аэродинамической тени высокоскоростными струями, используя преимущественно центробежные вентиляторы. При наличии легких газов и заборе воздуха из верхней зоны помещения допускается применение осевых вентиляторов с выбросом воздуха в зону аэродинамической тени на I м выше кровли.

4.46. Вентиляторы вытяжной вентиляции следует располагать снаружи здания на фундаментах или площадках.

В районах со средней температурой наиболее холодной пятидневки минус 40°С и ниже, вентиляторы вытяжных систем рекомендуется устанавливать в обслуживаемом помещении (в том числе в нефтенасосных и газокомпрессорных), а при обосновании - в специальных помещениях - вентиляционных камерах.

4.47. В районах со средней температурой наиболее холодной пятидневки минус 40°С и ниже весовую скорость воздуха в сечении калориферов приточных систем следует принимать не выше 7 кг/м2 с и обеспечивать постоянный циркуляционный расход теплоносителя через неработающие калориферы.

4.48. Кондиционирование воздуха для производственных и вспомогательных зданий, как правило, не предусматривается (кроме помещений для ЭВМ, электротехнического оборудования, КИП и автоматики, по техническим условиям их обслуживания).

4.49. В районах с сухим, жарким и влажным климатом, когда необходимые параметры воздуха рабочей зоны не могут быть обеспечены средствами обычной вентиляции, для помещений с постоянным пребыванием обслуживающего персонала, следует предусматривать установки кондиционирования воздуха.

4.50. Выбор оборудования для кондиционирования воздуха следует производить в зависимости от требований, предъявляемых к воздушной

среде помещений. Для помещений небольшого объема, а также для помещений, где не требуется регулирования влажности, следует использовать автономные кондиционеры. Для других помещений должны применяться центральные кондиционеры или типовые приточные камеры с оросительными секциями.

5. ОСНОВНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ТРУДА, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ

Охрана труда и техника безопасности

5.1. При разработке мероприятий по охране труда и технике безопасности на нефтегазодобывающих предприятиях следует руководствоваться "Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности", "Правилами безопасности при эксплуатации установок подготовки нефти на предприятиях нефтяной промышленности", "Санитарными нормами проектирования промышленных предприятий" и настоящими Нормами.

5.2. Вопросы охраны труда, техники безопасности и промсанитарии в проектах должны быть выделены в отдельный раздел.

5.3. В качестве основных мероприятий по охране труда и технике безопасности в проектах следует предусматривать:

полную герметизацию всего технологического процесса внутрипромыслового сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды;

оснащение технологического оборудования предохранительными устройствами;

выбор оборудования из условия максимально возможного давления в нем, а для оборудования на открытых площадках - с учетом нагрева за счет солнечной радиации в летнее время;

обеспечение противопожарных разрывов между оборудованием и другими сооружениями в соответствии с требованиями настоящих Норм;

мероприятия по снижению потерь легких фракций и упругости паров товарных нефтей;

размещение технологического оборудования на открытых площадках согласно перечню, утвержденному Миннефтепромом;

размещение электрооборудования (электродвигателей) во взрывопожароопасных помещениях в соответствии с "Правилами устройства электроустановок";

применение блочного и блочно-комплектного оборудования заводского изготовления как более надежного в эксплуатации;

контроль, автоматизацию и управление технологическим процессом с диспетчерского пункта в соответствии с "Основными положениями по обустройству и автоматизации нефтегазодобывающих предприятий Миннефтепрома";

блокировку оборудования и сигнализацию при отклонении от нормальных условий эксплуатации объектов;

механизацию трудоемких процессов при производстве ремонтных работ технологического оборудования.

5.4. В помещениях со взрывоопасными средами необходимо предусматривать установку сигнализаторов и газоанализаторов до взрывных концентраций в соответствии с "Требованиями к установке стационарных газоанализаторов и сигнализаторов в производственных помещениях предприятий нефтяной промышленности" Миннефтепрома.

5.5. Для обслуживающего персонала объектов нефтегазодобывающего предприятия необходимо предусматривать бытовые помещения (гардеробные, помещения для сушки одежды, прачечные, душевые, умывальники и др.), которые должны удовлетворять требованиям санитарных норм.

На удаленных от ДНС, ЦПС, кустах скважин на одном из них должно предусматриваться размещение блок-бокса для обогрева вахтенного персонала.

Охрана окружающей среды

5.6. Мероприятия по охране окружающей среды должны включать:

мероприятия по рациональному использованию и охране земель, лесов и водоемов, защите почвы от загрязнения и рекультивации земель, отводимых под строительство;

мероприятия по охране от загрязнения атмосферного воздуха промышленными выбросами;

мероприятия по охране водоемов и улучшению использования природных ресурсов.

Указанные мероприятия должны разрабатываться в соответствии с требованиями:

постановления ЦК КПСС и Совета Министров СССР № 898 от 29.12.72 "Об усилении охраны природы и улучшении использования природных ресурсов";

постановления Верховного Совета СССР от 20.09.72 "О мерах по дальнейшему улучшению охраны природы и рациональному использованию природных ресурсов";

Основ водного законодательства Союза ССР и союзных республик;

"Правил охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами";

"Санитарных норм проектирования промышленных предприятий";

"Норм отвода земель для магистральных водоводов и канализационных коллекторов";

"Норм отвода земель для сооружения геологоразведочных скважин";

"Инструкции по рекультивации земель при строительстве магистральных трубопроводов";

"Положения о порядке использования и охране подземных вод на территории СССР";

"Временной инструкции по проектированию сооружений для очистки поверхностных сточных вод";

"Указаний по расчету рассеивания в атмосфере вредных выбросов предприятий";

"Санитарных правил организаций технологических процессов и гигиенических требований к производственному оборудованию";

"Инструкции по безопасному ведению работ по разведке и разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений с высоким содержанием сероводорода и других вредных и агрессивных веществ" Госгортехнадзора СССР;

"Рекомендаций по выбору материалов, термообработке и применению труб на месторождениях газа, содержащего сероводород" Мингазпрома;

"Нормами проектирования промысловых стальных трубопроводов" Миннефтепрома и других нормативных и руководящих документов Госстроя СССР и Миннефтепрома.

5.7. Резервуарные парки нефти и нефтепродуктов ЦПС, УПН, ПС, очистных сооружений пластовых и сточных вод, расположенные в прибрежной полосе водных объектов, должны размещаться на расстоянии не менее 200 м от уреза воды (при максимальном уровне). При размещении резервуарных парков на расстоянии менее 200 м от уреза воды в реке следует учитывать требования СНиП "Склады нефти и нефтепродуктов".

5.8. При проектировании трубопроводов сбора и транспорта нефти и газа, пластовых и сточных вод, высоконапорных трубопроводов систем заводнения следует руководствоваться "Нормами проектирования промысловых стальных трубопроводов" Миннефтепрома.

5.9. Для охраны атмосферного воздуха от загрязнений следует предусматривать:

герметизацию технологических процессов сбора, подготовки и транспорта нефти, газа и пластовой воды;

утилизацию нефтяного газа;

направление газообразных сред на факел для сжигания при разгрузке и продувке аппаратов;

предотвращение выбросов в атмосферу окиси углерода, сернистого ангидрида и других вредных веществ, получающихся при сжигании сбросных газов на факеле в размерах, превышающих ПДК;

снижение загазованности рабочей зоны при перекачках сжиженных газов и сред, насыщенных растворенными углеводородными газами, за счет преимущественного применения насосов, системы уплотнения валов которых практически исключают утечку перекачиваемых сред (двойные торцовые уплотнения, сальниковые уплотнения с подачей уплотнительной жидкости и др.);

при технико-экономическом обосновании – очистку газа от сероводорода и меркаптанов, утилизацию получаемых при этом "кислых" газов с элементарной серой.

Охрана земель и водоемов

5.10. Рациональное использование и охрана земель должна обеспечиваться следующими мероприятиями:

соблюдением нормативов плотности застройки;

использованием для строительства территорий, считающихся малопригодными для сельскохозяйственного и лесохозяйственного пользования;

прокладкой коммуникаций в коридорах с минимально допустимыми по нормам расстояниями между ними;

локализацией загрязнений непосредственно на месте образования;

применением для защиты трубопроводов от почвенной коррозии наряду с наружной защитой катодной поляризации;

контролем качества сварных стыков физическими и радиографическими методами;

организацией учета забираемой и возвращаемой воды;

в системе сброса стоков должны предусматриваться приспособления для отбора проб и учета количества поступающих сточных вод;

санитарно-защитными зонами для сооружений канализации в соответствии с требованиями раздела 8 "Санитарных норм проектирования промышленных предприятий";

строительством очистных сооружений сточных вод и канализования объектов с учетом количества, качественного состава и режима отведения сточных вод.

5.II. С целью защиты почвы от ветровой и водной эрозии должны предусматриваться:

трамбовка и планировка грунта при засыпке траншей после укладки трубопроводов;

организованный отвод поверхностных вод с территории площадок;

крепление береговых откосов на переходах трубопроводов через водные преграды.

5.I2. С целью защиты от загрязнения поверхности земли и водоемов проектом должны предусматриваться:

напорная герметизированная схема сбора и транспорта нефти и нефтяного газа, полностью исключающая при нормальном технологическом режиме возможность загрязнения окружающей среды и попадания продукции нефтяных скважин в водоемы;

обваловка площадок устьев скважин по периметру земельным валом с целью локализации загрязнений при авариях;

размещение технологического оборудования на канализуемых площадках;

организация зон санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводных сооружений;

устройство противофильтрационных экранов для прудов-накопителей, прудов-испарителей и других аналогичных объектов;

сбор загрязненных стоков при ремонте скважин с применением инвентарных поддонов и емкостей.

5.I3. При решении вопроса канализации, очистки и обезвреживания сточных вод должны рассматриваться возможность и целесообразность использования очищенных сточных вод в системах оборотного водоснабжения и повторного использования для технического водоснабжения данного или других предприятий.

5.I4. Проектные решения по канализованию и очистке бытовых и производственно-дождевых сточных вод не должны предусматривать сброс их в водоемы без очистки.

6. ОСНОВНЫЕ ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ

Общая часть

6.1. Нормативы настоящего раздела содержат основные требования к компоновке генерального плана и пожарной безопасности к проектируемым и реконструируемым зданиям и сооружениям нефтедобывающей промышленности, а отдельные требования приводятся в соответствующих разделах настоящих Норм.

Кроме нормативных требований настоящих Норм, при проектировании пожарной защиты объектов необходимо руководствоваться следующими документами:

"Генеральные планы промышленных предприятий";

"Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений";

"Производственные здания промышленных предприятий";

"Газоснабжение. Внутренние и наружные устройства";

"Сооружения промышленных предприятий";

"Вспомогательные здания и помещения промышленных предприятий";

"Правила устройства электроустановок (ПУЭ)";

"Водоснабжение. Наружные сети и сооружения";

"Склады нефти и нефтепродуктов";

"Магистральные трубопроводы";

"Предприятия по обслуживанию автомобилей";

"Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий".

Рекомендациями и указаниями по пожарной защите, разработанными институтом ВНИИПО МВД СССР и другими действующими нормативными документами, а также требованиями пунктов 2.93 + 2.102. настоящих Норм.

а) ТРЕБОВАНИЯ К ГЕНЕРАЛЬНОМУ ПЛАНУ

6.2. Следует разрабатывать схему генерального плана месторождения на базе данных технологической схемы (проекта) разработки нефтяного месторождения с учетом схем развития нефтедобывающей отрасли и размещения производительных сил по экономическим районам и союзным республикам.

6.3. Схема генерального плана месторождения составляется на картах землепользователей, как правило, в масштабе I:25000, с учетом требований Основ земельного, водного и других законодательств СССР и союзных республик, в два этапа:

предварительная - в составе обосновывающих материалов к акту выбора площадок и трасс;

окончательная - после утверждения акта выбора площадок и трасс в установленном порядке, с учетом замечаний всех землепользователей.

6.4. Схема генерального плана должна предусматривать размещение на территории месторождения устьев нефтяных, газовых, нагнетательных и других одиночных скважин, кустов скважин, ЗУ, ДНС, СУ, УПС, КНС, ВРП, КС, подстанций и других объектов, а также инженерных коммуникаций (автодорог, нефте-и газопроводов, водоводов, линий электропередачи, связи, телемеханики, катодной защиты и др.), обеспечивающих технологические и производственные процессы сбора и транспорта продукции нефтяных скважин с учетом существующих в данном районе транспортных связей мощностей ЦПС, УПН, ГБЗ, НПЗ, направления внешнего транспорта нефти, газа и воды, источников снабжения электроэнергией, теплом, водой, воздухом и др.

6.5. При разработке схемы генерального плана необходимо учитывать:

бригадную и промысловую форму организации эксплуатации место-

рождений в соответствии с "Положением о бригаде по добыче нефти..." Миннефтепрома;

возможность расширения и реконструкции технологических систем;

проведение технических мероприятий по интенсификации производственных процессов добычи, сбора, транспорта нефти и газа.

6.6. Генеральный план предприятий, объектов, зданий и сооружений обустройства месторождения следует проектировать в соответствии с требованиями норм "Генеральные планы промышленных предприятий" и других, указанных в общей части настоящего раздела, а также требованиями настоящих Норм.

Планировочные решения генерального плана должны разрабатываться с учетом технологического зонирования установок, блоков, зданий и сооружений.

Размещение производственных и вспомогательных зданий и сооружений в зонах необходимо производить по их функциональному и технологическому назначению и с учетом взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности их.

6.7. Подъездные и внутриплощадочные железные и автомобильные дороги к объектам, зданиям и сооружениям следует проектировать в соответствии с требованиями норм "Железные дороги колеи 1520 мм", "Автомобильные дороги", "Инструкции по проектированию автомобильных дорог нефтяных промыслов Западной Сибири" Миннефтепрома.

6.8. Размеры площадок под строительство предприятий, объектов зданий и сооружений определяются из условия размещения технологических сооружений, сооружений подсобно-вспомогательного назначения и инженерных коммуникаций с учетом требований противопожарных и санитарных норм.

Плотность застройки предприятий и отдельных объектов должна соответствовать значениям, указанным в нормах "Генеральные планы промышленных предприятий". Площади участков нефтяных и газовых

скважин должны приниматься в соответствии с "Нормами отвода земель для нефтяных и газовых скважин" Миннефтепрома.

Ширина полосы земель для строительства линейных сооружений должна быть не более указанных в "Нормах отвода земель для магистральных трубопроводов", "Нормах отвода земель для линий связи", "Нормах отвода земель для электрических сетей напряжением 0,4--500 кВ", "Нормах отвода земель для автомобильных дорог".

6.9. Площадки ЦПС, базы производственного обслуживания (БПО) НГДУ, УБР, УРБ, базы управлений технологического транспорта (УТТ) и спецтехники, трубно-инструментальные базы и другие здания и сооружения вспомогательного назначения для обслуживания нефтяного месторождения (ЦДНГ, вертолетные площадки и др.), а также вахтовые поселки могут располагаться как на территории месторождения, так и за ее пределами.

6.10. При размещении предприятий, объектов, зданий и сооружений нефтедобычи на прибрежных участках рек и других водоемов планировочные отметки площадок для строительства их следует принимать не менее чем на 0,5 м выше расчетного наивысшего горизонта вод с учетом подпора и уклона водотока с вероятностью его превышения:

для сооружений, в которых производственный процесс непосредственно связан с извлечением нефти из недр (устья нефтяных и газовых скважин, замерные установки), - один раз в 25 лет;

для ЦПС, ДНС, газокомпрессорных станций, сепарационных установок, УПН, УПС, КНС и электроподстанций - один раз в 50 лет.

6.11. Объекты обустройства нефтяных месторождений следует размещать от соседних предприятий на расстояниях, указанных в таблице 19, с учетом возможности кооперирования с этими предприя-

тиями по строительству инженерных сетей и автомобильных дорог.

6.12. При разработке генерального плана предприятий, зданий и сооружений обустройства месторождений расстояния от технологических установок и сооружений до РУ, ТП, блоков управления КИПиА и операторных должны определяться согласно требованиям ПУЭ-76, раздел УП, с учетом плотности горючего газа по отношению к плотности воздуха, определяемой технологическим расчетом в проекте.

6.13. Наименьшие расстояния между зданиями и сооружениями объектов обустройства нефтяных месторождений должны приниматься по табл.20, а от зданий и сооружений до подземных нефти-и газопроводов - по табл.21.

6.14. Наименьшие расстояния между зданиями и сооружениями, размещаемыми на ЦПС, должны приниматься по табл.22.

6.15. Расстояние от нефтеловушек, отстойных прудов и других сооружений систем канализации до вспомогательных и производственных зданий и сооружений, не связанных с обслуживанием очистных сооружений, должны приниматься по табл.22.

Наименьшие расстояния между зданиями и сооружениями систем канализации должны приниматься по табл.23.

6.16. Наименьшие расстояния от зданий складов, навесов открытых площадок для хранения баллонов с кислородом, ацетиленом, азотом и хлором до зданий и сооружений с производствами категории А, Б, В, Е должно быть не менее 50 м, до других производственных и вспомогательных зданий должно быть не менее:

при количестве баллонов менее 400 шт. - 20 м;

при количестве баллонов от 400 до 1200 шт. - 25 м;

Общая емкость складов для хранения баллонов не должна превышать 1200 шт., в том числе не более 400 баллонов, наполненных горючими газами.

Примечания: I. Указанное количество баллонов дано для одного баллона емкостью 50 л, при меньшей емкости баллона должен быть произведен пересчет.

2. Совместное хранение баллонов с горючими газами и баллонов с кислородом не допускается.

6.I7. Расстояния от аппаратов огневого нагрева (печи для нагрева нефти, нефтепродуктов, газа, воды и ангидрида), располагаемых вне здания, до других технологических аппаратов, зданий и сооружений цеха или установки, в состав которых входит печь, а также до эстакад, за исключением технологических трубопроводов, связывающих аппараты огневого нагрева с другими технологическими аппаратами, должны быть не менее указанных в табл.24.

6.I8. Расстояния, указанные в таблицах, определяются:

а) между производственными, подсобными и вспомогательными зданиями, установками, резервуарами и оборудованием - в свету между наружными стенами или конструкциями сооружений (без учета металлических лестниц);

б) для технологических эстакад и трубопроводов, проложенных без эстакад, - до крайнего трубопровода;

в) для внутриплощадочных железнодорожных путей - до оси ближайшего железнодорожного пути;

г) для внутриплощадочных автомобильных дорог - до края проезжей части дороги;

д) для факельных установок - до оси ствола факела;

е) при реконструкции существующих предприятий или технологических установок в случае невозможности точного соблюдения технических условий без больших материальных затрат по согласованию с организацией, утверждающей проект, допускаются отступления в части разрывов в пределах до I0%.

6.I9. Наружные технологические установки рекомендуется размещать со стороны глухой стены производственного здания.

В случае размещения открытых установок с производствами категорий А, Б, Е по обе стороны здания, с которым они связаны (или одной установки между двумя зданиями), они должны располагаться от него на расстоянии не менее 8 м – при глухой стене, не менее 12 м – при стене с оконными проемами, независимо от площади, занимаемой зданиями и установками. Вторая установка или здание должны располагаться с учетом требований п.2.90.

Между наружной установкой и зданием допускается располагать эстакаду для трубопроводов данной установки.

6.20. Расстояние от производственных зданий до аварийных или дренажных емкостей принимается как для технологического оборудования, расположенного вне здания.

6.21. Наземную аварийную (дренажную) емкость, предназначенную для слива ЛВЖ и ГЖ из печей, следует ограждать несгораемой стеной или обвалованием высотой не менее 0,5 м и размещать на расстоянии не менее 15 м от площадки печей.

Подземная аварийная (дренажная) емкость должна размещаться на расстоянии не менее 9 м от площадки печей отдельно или совместно с другими дренажными емкостями (на одной площадке).

6.22. Территории ДНС, УПН, резервуарных парков, складов ЛВЖ и ГЖ, ДНС, УПС и КС должны иметь ограждение высотой 2 м с воротами шириной 4,5 м.

Расстояние от ограждения до объектов с производствами категорий А, Б, В и Е должно быть не менее 5 м.

С наружной стороны вдоль границы УПН, резервуарных парков складов ЛВЖ и ГЖ должна предусматриваться полоса шириной 10 м, свободная от наземных сетей.

6.23. Территория вокруг трубы факела ДНС должна быть ограждена земляным валом высотой 0,7 м, радиусом 15 м.

Территория вокруг ствола факела технологических сооружений ЦПС высотой 30 м и более должна быть ограждена забором высотой 1,6 м из неколючей проволоки.

Расстояние от факельного ствола до ограждения, а также между факельными стволами должно приниматься по данным теплотехнического расчета, но не менее 30 м.

Территория вокруг свечи для сброса газа на КП, кустах скважин, одиночных газовых скважин, не ограждается.

6.24. Размещение емкостей газового конденсата (сепараторов, огнепреградителей и другого оборудования), а также устройство колодцев, приямков и других заглублений в пределах ограждения территории вокруг факела не допускается.

6.25. Надземную прокладку газопроводов от установок до трубы факела следует предусматривать на несгораемых опорах.

6.26. Территория устьев одиночной или куста скважин должна быть ограждена земляным валом высотой 1 м с шириной бровки по верху вала 0,5 м.

6.27. Площадка кустов скважин с количеством более 8 скважин должна иметь не менее двух въездов, расположенных в разных концах по длинной стороне ее.

6.28. На площадках объектов следует проектировать открытую систему водоотвода. На земельных участках, не занятых зданиями и сооружениями, следует сохранять естественный рельеф и предусматривать вертикальную планировку только в случаях необходимости отвода поверхностных вод и прокладки инженерных сетей.

6.29. Для озеленения площадок открытых технологических установок следует проектировать только газоны.

6.30. Внутриплощадочные инженерные сети и коммуникации следует проектировать как единую систему с размещением их в отведенных технических полосах (коридорах).

6.3I. Способ прокладки инженерных сетей (наземный, надземный, или подземный) следует принимать с учетом требований соответствующих разделов настоящих Норм.

6.32. В одной траншее допускается прокладывать газопроводы, нефтепроводы, нефтепродуктопроводы и ингибиторопроводы. Расстояния между ними следует принимать исходя из условий их монтажа, ремонта и обслуживания.

Расстояния между технологическими трубопроводами, проложенными в земле, и зданиями и сооружениями определяются из условий удобства монтажа, эксплуатации и ремонта трубопроводов.

6.33. Расстояние от места забора воды (приемных колодцев) из водоемов должно быть не менее:

до зданий I и II степени огнестойкости - I0 м;

до зданий III, IУ и У степени огнестойкости и до открытых складов сгораемых материалов - 30 м;

до зданий и сооружений с производствами категорий А, Б, В, Г по пожарной опасности - 20 м;

до резервуаров с горючими жидкостями - 40 м;

до резервуаров с легковоспламеняющимися жидкостями и сжиженными горючими газами - 60 м.

6.34. Приемные колодцы водоемов и колодцы с гидрантами должны располагаться на расстоянии не более 2 м от обочин автомобильных дорог, а при расположении их на расстоянии более 2 м должны иметь подъезды к ним с площадкой не менее I2xI2 м.

6.35. Пожарные резервуары или водоемы надлежит размещать из условия обслуживания ими объектов, находящихся в радиусе:

при наличии автонасосов - 200 м;

при наличии мотопом - I00-I50 м в зависимости от типа мотопомп.

Для увеличения радиуса обслуживания допускается прокладка от резервуаров или водоемов тупиковых трубопроводов длиной не более 200 м и с учетом требований п.6.58 настоящих Норм.

6.36. Дороги на площадках центральных пунктов сбора, подготовки нефти, газа и воды следует проектировать с обочинами, приподнятыми над планировочной поверхностью прилегающей территории не менее чем на 0,3 м. При невозможности выполнения этого требования дороги должны быть спланированы таким образом, чтобы разливающиеся нефтепродукты не могли попасть на дорогу (устройство кюветов и т.п.).

6.37. В пределах обочин внутриплощадочных автомобильных дорог допускается прокладка сетей противопожарного водопровода, связи, сигнализации, наружного освещения и силовых электрокабелей.

б) ПОЖАРОТУШЕНИЕ

6.38. Здания и сооружения, расположенные на территории нефтяных месторождений, оборудуются противопожарными средствами в соответствии с общесоюзными, ведомственными и настоящими нормами. Пожаротушение от водопровода высокого давления из пожарных гидрантов и передвижными средствами следует предусматривать на наружных взрыво-пожароопасных установках, располагаемых на территории ЦПС:

установках подготовки нефти (УПН);

резервуарных парках нефти и нефтепродуктов;

установках подготовки газа (УПГ);

складах сжиженных углеводородных газов (СУГ);

сливо-наливных железнодорожных эстакадах ЛВЖ, ГЖ и СУГ.

Пожаротушение и пожарная защита резервуарных парков нефти и нефтепродуктов должны проектироваться в соответствии с требованиями норм "Склады нефти и нефтепродуктов".

Пожаротушение только первичными средствами должно предусматриваться на объектах, размещаемых вне территории ЦПС:

замерных и сепарационных установках;

Таблица 19

Наименование расстояния от объектов обустройства нефтяного месторождения до зданий и сооружений соседних предприятий, м

Объекты	Жилые здания, общежития, вахтовые поселки	Общественные здания (клуб, здравпункт и др.)	Промышленные и сельскохозяйственные предприятия (РМЗ, ЦПО, ЦПС, ППЗ, фермы и др.)	Магистральные нефте- и газопроводы	ВЛ (6 кВ и выше)	Электроподстанции (35/6/ 110/35/ 6 кВ)
Устья нефтяных скважин - фонтанных, газлифтных, оборудованных ЭЦН или ЦПН	300	500	100	СНиП	60	100
Устья нефтяных скважин со станками-качалками, устья нагнетательных скважин	150	250	50	СНиП	30	50
Здания и сооружения по добыче нефти с производств категорий А, Б, и В (ЗУ, СУ, ДНС, КНС, КС, УПН, УПС, ЦПС)	300	500	100	СНиП	ПУЭ	80
Факел для сжигания газа	300	500	100	60	60	100
Свеча сброса газа	300	500	100	30	30	30

Примечания. 1. Расстояние от объектов обустройства нефтяных месторождений до магистральных нефте- и газопроводов, КС, ГРС и НПС принимаются в соответствии со СНиП "Магистральные трубопроводы".

2. Расстояния до отдельно стоящих вахтовых, жилых и общественных зданий (за исключением зданий клубов, школ, детских яслей-садов, больниц) допускается принимать на 50% меньше.

Таблица 20

НАИМЕНЬШИЕ РАССТОЯНИЯ МЕЖДУ ЗДАНИЯМИ И СООРУЖЕНИЯМИ ОБЪЕКТОВ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, м

Здания и сооружения	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1. Устья эксплуатационных нефтяных и газовых скважин	5	5	9	30	39	39	39	100	30	39	39	9	30	9	9	9	15	30	25/12	24	30	39
2. Устья нагнетательных скважин	5	5	9	15	24	24	24	100	30	24	24	9	15	9	9	9	15	15	25/12	24	30	39
3. Замерные и сепарационные установки	9	9	+	+	15	+	15	60	30	9	9	+	9	9	9	+	9	15	25/12	+++	18	39
4. Дожимные насосные станции (технологические площадки)	30	15	+	+	15	+	15	60	30	+	+	+	15	9	9	+	9	15	+++	+++	18	39
5. Аварийные резервуары ДНС (типа РВС)	39	24	15	15	+	15	30	100	15	15	15	12	15	15	+	12	30	30	+++	+++	39	39
6. Установки предварительного сброса пластовой воды (УПС)	29	24	+	+	15	+	15	60	30	+	+	+	15	9	9	+	9	15	+++	+++	18	39
7. Печи и блоки огневого нагрева нефти	39	24	15	15	30	15	+	60	30	18	18	18	15	15	9	9	9	15	15	9	18	39
8. Факелы аварийного сжигания газа	100	100	60	60	100	60	60	h фак.	h фак.	100	100	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	100
9. Свечи для сброса газа	30	30	30	30	15	30	30	h фак	+	30	30	30	30	30	30	30	30	30	60	60	60	100
10. Компрессорные станции газлифта	39	24	9	+	15	+	18	100	30	+	9	+	15	9	9	9	9	15	+++	+++	30	39
11. Установки подготовки газа (УПГ)	39	24	9	+	15	+	18	100	30	9	+	+	15	9	9	+	9	15	+++	+++	30	39
12. Блоки газораспределительной аппаратуры (БГРА), узлы учета нефти и газа, управления задвижками, запуска и приема шаров	9	9	+	+	15	+	15	60	30	+	+	+	15	9	9	9	9	15	+++	+++	18	30
13. Кустовые насосные станции системы ППД (КНС, БКНС)	30	15	9	15	15	15	15	60	30	15	15	15	+	+	9	9	9	15	+++	+++	9	30
14. Водораспределительные агрегаты (ВРП), блоки напорной гребенки (БНГ)	9	9	+	9	15	9	15	60	30	9	9	9	+	+	9	9	9	15	+++	+++	9	30
15. Дренажные канализационные емкости	9	9	9	9	+	9	9	60	30	9	9	9	9	9	+	9	9	9	9	9	9	30

Окончание таблицы 20

Здания и сооружения	Узлы эвакуационных нефтяных и газовых скважин	Устья нагнетательных скважин	Замерные и сепарационные установки	Дожимные насосные станции (компрессорные)	Аварийное вскрытие д.15 (типа ВЕС)	Установки предварительной сброса водонефтяной воды (УПС)	Емкости для сбора нефтяных отходов	Склады для сырья	Склады для сброса газа	Склады для сырья	Склады для сырья	Склады для сырья	Склады для сырья	Склады для сырья	Склады для сырья	Склады для сырья	Компрессорные воздуха	Аэротенки воздушного окисления	ТП напряжением до 10 кВ (сухие)	Открытые распределительные устройства до 10 кВ	Вагон-дом для обогрева персонала	Склады для сырья
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
16. Склады для хранения химреагентов, ингибиторов коррозии и метанола	9	9	+	+	12	+	15	50	30	9	+	9	9	9	9	+	9	15	+++	+++	18	30
17. Компрессорные воздуха	15	15	9	9	30	9	9	60	30	9	9	9	9	9	9	9	+	+	9	9	9	9
18. Аэротенки воздушного окисления	30	15	15	15	30	15	9	100	30	15	15	15	15	15	9	15	+	+	9	9	9	9
19. Трансформаторные подстанции напряжением до 10кВ и РУ: открытые / закрытые	25 / 12	25 / 12	25 / 12	+++	+++	+++	15	60	30	+++	+++	+++	+++	+++	9	+++	9	9	+	+	+++	+++
21. Операторные, отдельно стоящие шкафы и блоки управления КиА	24	24	+++	+++	+++	+++	9	60	60	+++	+++	+++	+++	+++	9	+++	9	9	+	+	++	++
22. Вагон-дом для обогрева персонала	30	30	18	18	39	18	18	60	60	30	30	18	9	9	9	18	9	9	+++	++	+	++
23. Вспомогательные здания (производственно-бытовой корп., столовая, складское помещение для вспомогательного оборудования, котельная)	39	39	39	39	39	39	39	100	100	30	30	30	30	30	30	30	9	9	+++	++	++	++

\+ расстояния не нормируются;
++ расстояния принимаются в соответствии с главой СНиП "Генеральные планы промышленных предприятий";
+++ расстояния принимаются в соответствии с разделом VII ПУЭ-76 "Правила устройства электроустановок".

Примечания: 1. В графе 19 расстояния, указанные дробью: в числителе - до открытых ТП и РУ, в знаменателе - до закрытых ТП и РУ.
2. Расстояния между устьями одиночной эксплуатационной и бурящейся скважинами следует принимать не менее высоты вышки плюс 10 м.

Таблица 21

Наименьшие расстояния от зданий и сооружений до подземных газопроводов на нефтяных месторождениях, м

Здания, сооружения, установки	Расстояние от газопроводов нефтяного газа. Рабочее давление, МПа до 1,2. Диаметр (условный), мм	
	до 300	свыше 300
Устья нефтяных скважин - фонтанных, газлифтных, оборудованных ЭЦН или ШГН и нагнетательных	9	15
Замерные, сепарационные установки, нефтяные насосные станции, газозамерные и газорегулировочные пункты, установки предварительного сброса пластовой воды и др.	3	5
Установки подготовки нефти, резервуарные парки для нефти, компрессорные станции нефтяного газа, канализационные насосные станции, насосные технологические	5	9
Насосные станции водоснабжения, кустовые насосные станции для поддержания пластового давления и другие вспомогательные и производственные здания категории Д	9	9

Продолжение табл.2I

Здания, сооружения, установки	Расстояние от газопроводов нефтяного газа	
	Рабочее давление, МПа	
	до I,2	
	Диаметр (условный), мм	
	до 300	свыше 300
Открытые емкости для парафина, нефтеловушки, отстойные пруды и др.	9	I5
Электроподстанции и электрораспределительные устройства:		
открытые	I5	I5
закрытые	9	9
Подъездные железнодорожные пути (до подошвы насыпи или бровки выемки)	8	8
Подъездные внутрипромысловые дороги (IУ и У категории) и подъезды на территории нефтяного месторождения (от подошвы насыпи земляного полотна)	9	9
Инженерные сети:		
нефтепроводы	x	x
газопроводы	x	x

x – расстояние не нормируется.

Окончание табл.21

Здания, сооружения, установки	Расстояние от газопроводов нефтяного газа,	
	Рабочее давление, МПа	
	до 1,2	
	Диаметр(условный), мм	
	до 300	свыше 300
водоводы питьевой воды	2	2
канализации	5	5
теплопроводы	4	4

Таблица 22

НАИМЕНЬШИЕ РАССТОЯНИЯ МЕЖДУ ЗДАНИЯМИ И СООРУЖЕНИЯМИ, РАЗМЕЩАЕМЫМИ НА ЦЕНТРАЛЬНЫХ ПУНКТАХ СБОРА НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ, М

Здания и сооружения	1 Компрессорные станции горючих газов	2 Технологические установки производств, категории А, Б и Е: установки подготовки нефти, газа и воды	2 узлы учета нефти и газа, узлы ввода реагентов	3 Печи и баки огневого нагрева нефти и газа	4 Установки предварительного сброса пластовой воды (УПС)	5 Установки сепарации (КСУ, СУ)	6 Факелы для аварийного сжигания газа	7 Резервуары нефти и нефтепродуктов	8 Наземные складские легковоспламеняющиеся и горючие жидкости емкостью до 2000 м³ (склады масел, метанола, реагентов и других легковоспламеняющихся и горючих жидкостей)	9 Вместимые сооружения (открытые и емкостные, резервуары-отстойники, аварийные амбары, наземные сливно-наливные устройства производственных стоков)	10 Открытые сооружения по открытой системе: масляные ямы-приемники, фильтровальные установки, сепараторы-отстойники	11 Отдельно стоящие производственные здания и сооружения категории А (компрессорные, насосные станции оборотного водоснабжения, операторные и другие аналогичные здания)	12 Противопожарные насосные станции и помещения для хранения пожарного оборудования и вещества	13 Ремонтно-механические мастерские, гаражи, склады материалов и оборудования, вспомогательные помещения	14 Базы производственного обслуживания НГДУ, УЭР, УТТ и другие	15 Жилые здания	16 Пожарное депо	17 Операторные, отдельно стоящие насосные и баки управления КИА
	1	2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1. Компрессорные станции горючих газов	++	15	9	18	+	+	100	39	++	18	30	9	18	30	100	30	78	++++
2. Технологические установки производств категорий А, Б и Е:																		
установки подготовки нефти, газа и воды	15	25	+	15	+	+	100	+++	15	9	30	9	18	30	100	30	78	++++
узлы учета нефти и газа, узлы ввода реагентов	+	+	+	15	+	+	60	15	15	9	15	9	18	30	100	30	60	++++
3. Печи и баки огневого нагрева нефти и газа	18	15	15	+	15	18	60	+++	18	30	30	15	18	30	100	15	78	15
4. Установки предварительного сброса пластовой воды (УПС)	+	+	15	15	+	+	60	+++	15	9	30	9	18	30	100	30	78	++++
5. Установки сепарации (КСУ, СУ)	+	9	9	18	+	+	60	39	++	18	30	9	18	30	100	30	78	++++
6. Факелы для аварийного сжигания газа	100	100	60	60	60	60	–	100	100	60	60	60	60	100	100	100	100	60
7. Резервуары нефти и нефтепродуктов	39	+++	15	+++	+++	39	100	+++	++	+++	30	18	+++	+++	100	+++	78	++++
8. Наземные склады легковоспламеняющихся и горючих жидкостей емкостью до 2000 м³ (склады масел, метанола, реагентов и других легковоспламеняющихся и горючих жидкостей)	++	15	15	18	15	++	100	++	++	30	15	18	++	30	100	30	+++	++++
9. Вместимые сооружения (открытые нефтеловушки, пруды-отстойники, шламонакопители, аварийные амбары, наземные насосные станции производственных стоков)	18	9	9	30	9	18	60	+++	30	Табл. 23	Табл. 23	15	18	30	100	30	+++	++++
10. Открытые сооружения по закрытой системе: насосные станции, фильтровальные установки, резервуары-отстойники	30	30	15	30	30	30	60	30	15	Табл. 23	Табл. 23	15	18	30	100	30	+++	++++
11. Отдельно стоящие производственные здания и сооружения категории Д (компрессорные и насосные станции оборотного водоснабжения, операторные и другие аналогичные здания)	9	9	9	15	9	9	60	18	18	15	9	++	9	++	++	++	15	9
12. Противопожарные насосные станции и помещения для хранения пожарного оборудования и вещества	18	18	18	18	18	18	60	39	+++	30	18	9	++	++	++	++	++	+
13. Ремонтно-механические мастерские, гаражи, склады материалов и оборудования, вспомогательные помещения, складское помещение для вспомогательного оборудования (18)	30	30	30	30	30	30	100	+++	30	30	30	++	++	++	++	++	++	++
14. Базы производственного обслуживания НГДУ, УЭР, УТТ и другие	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	++	++	++	++	++	++	++

Окончание таблицы 22

м

Здания и сооружения	Компрессорные станции горючих газов	Технологические установки производств, категорий А, Б и Е: установки подготовки нефти, газа и воды	Технологические установки производств, категорий А, Б и Е: узлы учета нефти и газа, узлы ввода реагентов, нефтенасосные	Печи и блоки огневого нагрева нефти и газа	Установки предварительного сброса пластовой воды (УПС)	Установки сепарации (КСУ, СУ)	Факелы для аварийного сжигания газа	Резервуары нефти и нефтепродуктов	Наземные склады легковоспламеняющихся и горючих жидкостей емкостью до 2000 м³ (склады масел, метанола, реагентов и других легковоспламеняющихся и горючих жидкостей)	Очистные сооружения (открытые нестеловушки, пруды-отстойники, шламонакопители, канализационные насосные станции производственных стоков)	Очистные сооружения по закрытой системе: насосные станции, флотационные установки, резервуары-отстойники	Отдельно стоящие производственные здания с производствами категории Д (компрессорные сжатого воздуха, насосные станции со стоком водоснабжения, операторные и другие аналогичные здания)	Противопожарные насосные станции и помещения для хранения пожарного оборудования и огнегасящих веществ	Ремонтно-механические мастерские, гаражи, склады материалов и оборудования, вспомогательные помещения	Базы производственного обслуживания НГДУ, УБР, УТТ и другие	Котельные	Пожарное депо	Операторные, отдельно стоящие шкафы и блоки управления КиА
	1	2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
15. Котельные	30	30	30	15	30	30	100	+++	30	30	30	++	++	++	++	++	++	++
16. Пожарное депо	78	78	78	78	78	78	100	78	+++	+++	+++	15	++	++	++	++	++	++
17. Операторные, отдельно стоящие шкафы и блоки управления КиА	++++	++++	++++	15	++++	++++	60	++++	++++	++++	++++	9	+	++	++	++	++	++

+ – расстояния не нормируются; ++ – расстояния принимаются в соответствии с гл. СНиП по проектированию генеральных планов промышленных предприятий; +++ – расстояния принимаются в соответствии с гл. СНиП по проектированию складов нефти и нефтепродуктов; ++++ – расстояния принимаются в соответствии с разд. VII „Правил устройства электроустановок" (ПУЭ).

Примечания:
1. Термин „Технологическая установка обозначает производственный комплекс зданий и оборудований, расположенный на отдельной площадке предприятия и предназначенный для осуществления технологического процесса по добыче или транспорту нефти.
2. Расстояние от неогневой стороны аппарата нагрева нефти, газа и реагентов (см. поз. 3) до технологических установок допускается уменьшать до 9 м.
3. Расстояние до прочих зданий и сооружений от компрессорных станций и насосных агрегатов следует принимать как от открытой технологической установки.
4. Расстояния от пожарных постов до зданий и сооружений с производствами категорий А, Б, В следует принимать не менее 50 м.
5. Расстояния от зданий и сооружений до закрытых и открытых электроподстанций и распределительных устройств следует принимать в соответствии с разд. VII „Правил устройства электроустановок" (ПУЭ).
6. При подземном расположении резервуаров расстояние от резервуаров нефти и нефтепродуктов до зданий и сооружений, указанных в поз. 1, 2, 7, 8, 9, 11, 12 допускается уменьшать на 50%.
7. При определении расстояний между печами (позиции 3-3) следует учитывать требования таблицы 24.

Таблица 23

Наименьшие расстояния между зданиями и сооружениями систем канализации

Здания и сооружения	Расстояние, м						
	Нефтеловушки площадью до 400 м2 или резервуары стальные вертикальные для статического отстоя нефтесодержащих сточных вод, сборники уловленной нефти с погружными насосами и без них	Пруды-отстойники	Здания насосных станций для перекачки нефтесодержащих сточных вод, флотационные установки	Сооружения биологической, биохимической и механической очистки бытовых стоков	Здания насосных станций для перекачки бытовых сточных вод, сборники бытовых стоков и септики	Дома жилого и общественного назначения	Магистральный нефтепродуктопровод (данной площадки)
Нефтеловушки площадью до 400 м2 или резервуары стальные, вертикальные для статического отстоя нефтесодержащих сточных вод, сборники уловленной нефти с погружными насосами и без них	x	I8	I8	30	30	I00	x
Пруды-отстойники	I8	x	I8	30	30	I00	30
Здания насосных станций для перекачки нефтесодержащих сточных вод, флотационные установки	I8	I8	x	30	30	I00	x

Стр. 172 АПТМ-85

Окончание табл.23

Здания и сооружения	Расстояние, м						
	Нефтеловушки площадью до 400 м2 или резервуары стальные вертикальные для статического отстоя нефтесодержащих сточных вод, сборники уловленной нефти с погружными насосами и без них	Пруды-отстойники	Здания насосных станций для перекачки нефтесодержащих сточных вод, флотационные установки	Сооружения биологической, биохимической и механической очистки бытовых стоков	Здания насосных станций для перекачки бытовых сточных вод, сборники бытовых стоков и септики	Дома вахтового персонала	Магистральный нефтепродуктопровод (данной площадки)
Сооружения биологической, биохимической и механической очистки бытовых стоков	30	30	30	x	x	48	I5
Здания насосных станций для перекачки бытовых сточных вод, сборники бытовых стоков и септики	30	30	30	x	x	9	I5
Дома вахтового персонала	I00	I00	I00	48	9	x	xx
Магистральный нефтепровод (данной площадки)	x	30	x	I5	I5	xx	xx

x – расстояния не нормируются

xx – расстояния принимаются в соответствии с гл. СНиП по проектированию магистральных трубопроводов.

Примечание. При площади нефтеловушек более 400 м2 расстояние между ними следует принимать равным 9 м.

Таблица 24

Наименьшее расстояние от аппаратов огневого нагрева до зданий и сооружений

Здания и сооружения	Расстояние, м
До технологического оборудования и эстакад с горючими продуктами, расположенных вне зданий:	
при давлении в системе аппаратов и коммуникаций до 0,6 МПа	10
при давлении в системе аппаратов и коммуникаций выше 0,6 МПа	15
До производственных зданий и помещений категории А,Б,В,Е, вспомогательных и подсобно-вспомогательных зданий и помещений независимо от категорий производства:	
а) при наличии оконных, дверных проемов	15
б) при глухой стене	8
До производственных зданий, помещений категорий Г, Д; технологического оборудования и эстакад с негорючими продуктами	5
До аппаратов с огневым нагревом	5
До компрессорных горючих газов	20
До колодцев канализации производства категории А, Б, Е	10

ДНС (не имеющих резервуаров типа РВС);

УПС, расположенных на ДНС, и отдельно стоящих;

установках подачи химических реагентов и ингибиторов коррозии;

очистных сооружениях пластовых и промдождевых вод;

установках подготовки газа, газораспределительных станциях, пунктах очистки и замера газа;

площадках запуска шаров и на других мелких объектах, располагаемых на территории нефтяных месторождений.

6.39. Пожаротушение резервуаров типа РВС на ДНС следует проектировать по СНиП "Склады нефти и нефтепродуктов".

6.40. Пожарные лафетные стволы устанавливаются:

на наружных взрыво-и пожароопасных технологических установках - для защиты колонных аппаратов высотой до 30 м, содержащих горючие газы, ЛВЖ и ГЖ;

на сырьевых, товарных и промежуточных складах (парках) - для защиты шаровых и горизонтальных (цилиндрических) резервуаров со сжиженными горючими газами, ЛВЖ и ГЖ под давлением;

на сливоналивных эстакадах сжиженных горючих газов, ЛВЖ и ГЖ - для защиты конструкции эстакад и цистерн подвижного состава.

При высоте колонных аппаратов более 30 м защита их при пожаре должна производиться комбинированно: до высоты 30 м - лафетными стволами, свыше 30 м - водяными оросительными системами.

6.41. Лафетные стволы не устанавливаются в той части наружных технологических установок, где имеются печи и аппараты, работающие при температуре нагрева более 450°С.

Лафетные стволы допускается располагать в районе печи, вне пределов зоны действия паровой завесы, на расстоянии не менее 3 м от конструкции. В этом случае действие лафетного ствола должно фиксироваться в направлении, противоположном печи, угол поворота ствола должен быть ограничен 180°.

6.42. Следует устанавливать лафетные стволы с диаметром насадки не менее 28 мм. Напор у насадки должен быть не менее 0,4 МПа, а радиус компактной части струи - не менее 30 м.

6.43. Количество и расположение лафетных стволов для защиты оборудования, проектируемого на наружной установке, определяются графически, исходя из условий орошения защищаемого оборудования одной компактной струей.

Количество и расположение лафетных стволов для защиты резервуаров на складе (в парке) и сливоналивных эстакадах определяются из условия орошения каждого резервуара и каждой точки эстакады двумя струями. При оборудовании резервуаров стационарной системой орошения лафетные стволы не устанавливаются.

6.44. Лафетные стволы для защиты сливоналивных эстакад с односторонним и двухсторонним сливом, а также частично закрытых, должны располагаться по обе стороны эстакады таким образом, чтобы обеспечивалось орошение каждой точки конструкции сливоналивной эстакады и железнодорожных цистерн по всей длине эстакады двумя компактными струями.

6.45. Стационарные установки водяного орошения устанавливаются для защиты от нагрева и деформации во время пожара аппаратов колонного типа высотой более 30 м на наружных взрыво- и пожароопасных технологических установках, на сферических и горизонтальных (цилиндрических) резервуарах сжиженных газов, а также на наземных сырьевых и товарных резервуарах со стенкой высотой

более 12 м, включая высоту основания от планировочной отметки площадки резервуара, а при технико-экономическом обосновании и меньшей высоты.

6.46. Расход воды на стационарные лафетные стволы и установки орошения должен приниматься:

а) для наружных технологических установок - по аппаратам колонного типа, исходя из сумм расходов воды на охлаждение условно горящей колонны и смежных с ней колонн, расположенных на расстоянии менее двух диаметров наибольшей горящей колонны или смежных с ней;

б) для товарно-сырьевых складов (парков) со сферическими резервуарами СУГ на одновременное орошение условно горящего резервуара и смежных с ними резервуаров, расположенных на расстоянии диаметра наибольшего горящего или смежного с ним резервуара, а для горизонтальных - по указанной ниже табл.25.

Таблица 25

Количество одновременно орошаемых горизонтальных резервуаров

Расположение резервуаров	Объем единичного резервуара, $м^3$					
	25	50	110	160	175	200
В один ряд	5	5	5	5	3	3
В два ряда	6	6	6	6	6	6

6.47. Расход воды стационарными установками водяного орошения определяется исходя из интенсивности орошения поверхности оборудования и принимается в соответствии с табл.26.

Таблица 26

Аппараты	Интенсивность подачи воды, л/с на 1 м2
1. Сферические и цилиндрические резервуары для СУГ:	
поверхность резервуара без арматуры;	0,1
поверхность резервуара в местах расположения арматуры	0,5
2. Аппараты колонного типа с СУГ, ЛВЖ и ГЖ	0,1

6.48. Напор воды в верхнем оросительном кольце должен быть не менее 0,15 МПа.

6.49. Наружные установки высотой 10 м и более должны быть оборудованы стояками-сухотрубами диаметром не менее 80 мм для сокращения времени подачи воды, пены и других огнегасительных веществ.

6.50. На каждой этажерке наружной установки длиной более 80 м должно быть не менее двух стояков, расположенных у маршевых лестниц. На стояке-сухотрубе на каждом этаже должна быть запорная и соединительная арматура, рассчитанная на работу рукавов Ду80.

На стояках-сухотрубах следует предусматривать спускные краны для слива воды.

6.51. Пожарная защита винтовых газокомпрессоров, располагаемых на открытых (под навесом) площадках ЦПС, должна предусматриваться путем орошения водой из пожарных гидрантов.

6.52. Расчетное количество одновременных пожаров на объектах, указанных в п.6.38, следует принимать в зависимости от занимаемой площади:

один пожар - при площади до 150 га;

два пожара - при площади более 150 га.

6.53. За расчетный расход воды на тушение пожара следует принимать наибольший расход:

на УПН или УПГ;

в резервуарном парке нефти и нефтепродуктов;

на железнодорожной эстакаде;

на складе сжиженных газов.

6.54. Расход воды на пожарную защиту и пожаротушение из сети противопожарного водопровода высокого давления должен определяться расчетом, но приниматься не менее:

для УПН (ЦПС) производительностью до 2 млн.т/год по товарной нефти - 40 л/с;

для УПН (ЦПС) производительностью более 2 млн.т год - 80 л/с;

для установки подготовки газа, складов (парков) сжиженных газов - определяются расчетом в соответствии с п.6.46 и 6.47 настоящих Норм;

для резервуарных парков - по нормам "Склады нефти и нефтепродуктов";

для зданий-по нормам "Водоснабжение. Наружные сети и сооружения", "Внутренний водопровод и канализация зданий".

6.55. Расход и запас воды из противопожарного водопровода высокого давления для пожарной защиты объектов, указанных в п.6.54 должны обеспечить тушение пожара и защиту оборудования стационарными установками и передвижной пожарной техникой на расчетное время тушения пожара.

Расчетное время тушения пожара и срок восстановления неприкосновенного пожарного запаса воды для объектов, указанных в п.6.53 (кроме резервуарных парков), принимаются по нормам "Водоснабжение. Наружные сети и сооружения"; для резервуарных парков- "Склады нефти и нефтепродуктов".

6.56. Если водопровод на действующем предприятии не обеспечивает напора и расхода воды, необходимых для одновременной работы двух лафетных стволов, последние должны быть дополнительно оборудованы устройствами для подключения передвижных пожарных насосов.

6.57. Запас воды для пожарной защиты и пожаротушения технологических установок, товарно-сырьевых и промежуточных складов, сливоналивных эстакад должен храниться не менее чем в двух резервуарах, расположенных у насосной станции пожарного водоснабжения.

6.58. В дополнение к противопожарному водопроводу на территории технологических установок и резервуарных парков должны быть сооружены пожарные резервуары (водоемы) емкостью не менее 250 $м^3$, расположенные на расстоянии не более 500 м один от другого.

Если непосредственный забор воды из пожарного резервуара из водоема автонасосами или мотопомпами затруднен, надлежит предусматривать приемные колодцы объемом 3-5 $м^3$, соединенные с резервуарами самотечной трубой диаметром не менее 200 мм.

Уровень воды в резервуарах и колодцах должен обеспечивать возможность забора воды насосами пожарных автомобилей. При наличии естественных водоемов в радиусе 500 м от территории ЦПС, ДНС с резервуарами типа РВС с общим объемом их более 3000 $м^3$, к ним должны предусматриваться подъезды круглогодичного действия с площадками для установки пожарных автомобилей.

6.59. На территории технологических установок вместо резервуаров, указанных в п.6.58, допускается сооружение колодцев емкостью 3-5 $м^3$ каждый с подачей воды в них из сети производственного водопровода по трубопроводу диаметром не менее 200 мм.

6.60. Верх колодцев с гидрантами должен быть выше планировочной отметки, прилегающей к дороге территории. Обочины дорог у гидрантов должны иметь твердое покрытие (утрамбовка щебнем, пропитка битумом) длиной по 10 м в обе стороны от гидранта.

6.61. При наличии на предприятии градирни к ней должен быть устроен подъезд от автомобильной дороги с площадкой не менее 12 х 12 м.

Требования к лафетным установкам и водяным оросительным системам

6.62. Выбор диаметра насадки лафетных стволов следует производить в зависимости от необходимого радиуса действия компактной части струи и напора в водопроводе у лафетного ствола по табл.27.

При угле наклона ствола больше или меньше 30° к горизонтальной плоскости следует производить пересчет радиуса действия струи путем умножения его на коэффициент, соответствующий углу наклона ствола, по табл.28.

6.63. Лафетные стволы должны обеспечивать быстрое маневрирование водяной струей в горизонтальной плоскости в пределах 360° и в вертикальной плоскости - в пределах от минус 15° до плюс 75°. Стационарные лафетные стволы типоразмеров ЛС-С40 и ЛС-С60 по требованию потребителя должны быть оборудованы элементами, обеспечивающими возможность дистанционного управления ими.

Таблица 27

Напор перед стволом, м	Радиус действия компактной части струи $R_к$, м, и расход воды Q, л/с при диаметрах насадки ствола							
	$R_к$	Q	$R_к$	Q	$R_к$	Q	$R_к$	Q
0,4	30,0	I7,3	30,5	22,5	32,0	3I,7	33,0	55,0
0,45	3I,5	I8,3	32,5	23,8	34,0	33,6	35,5	58,3
0,5	33,0	I9,3	34,0	25,I	35,5	35,4	37,5	6I,4
0,55	34,5	20,2	36,0	26,0	37,0	37,2	39,0	64,4
0,6	35,5	2I,I	37,0	27,6	38,0	38,2	40,5	67,3
0,65	36,5	22,0	37,5	28,6	39,0	40,4	40,5	70,0
0,7	37,0	22,8	37,9	29,7	39,5	4I,9	42,5	72,6
0,75	–	–	–	–	40,0	43,4	43,5	75,3
0,8	–	–	–	–	40,5	44,8	44,5	77,8
0,85	–	–	–	–	–	–	45,5	80,I
0,9	–	–	–	–	–	–	46,0	82,5
0,95	–	–	–	–	–	–	46,5	84,8
I,00	–	–	–	–	–	–	47,0	87,0

Таблица 28

Угол наклона ствола, град.	I5	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75
Коэффициент пересчета	I,I8	I,I	I,05	I	0,95	0,92	0,9	0,88	0,86	0,85	0,84	0,83	0,82

6.64. На ответвлении от водопроводной сети к лафетному стволу в колодцах должны устанавливаться две задвижки: одна - в начале ответвления, вторая - у лафетного ствола.

Задвижка в колодце в начале ответвления при положительных температурах должна быть постоянно открытой. Участок трубопровода между лафетным стволом и задвижкой в колодце у ствола при отрицательных температурах должен быть освобожден от воды.

6.65. Задвижки в колодцах на ответвлениях к лафетным стволам могут быть оборудованы ручным или дистанционным приводом.

Задвижки с ручным приводом должны располагаться на расстоянии не более 20 м от лафетного ствола, при этом штурвалы задвижек должны быть выведены за крышку люка колодцев. При большем расстоянии задвижки должны устанавливаться с дистанционным приводом от кнопочного пускателя у лафетного ствола или у основания лафетной вышки; при этом электроприводы задвижек должны располагаться на покрытии колодцев.

6.66. Диаметр ответвления от водопроводной сети к лафетному стволу определяется расчетным путем по расходу воды через ствол, но должен быть не менее 100 мм.

6.67. Лафетные стволы на наружных технологических установках должны располагаться вне габаритов защищаемых ими объектов, на расстоянии не менее 15 м от аппаратов, сооружений и трубопроводов с ЛВЖ и СУГ. В отдельных случаях при стесненных условиях площадки установки это расстояние может быть уменьшено до 10 м.

При невозможности размещения лафетных стволов на указанных расстояниях от аппаратов, сооружений и трубопроводов их можно устанавливать на меньших расстояниях (в том числе на площадках

обслуживания колонн, этажерок и на кровле зданий). При этом должны быть предусмотрены дублирующие стволы или дистанционный пуск.

Дублирующие лафетные стволы и лафетные стволы с дистанционным приводом устанавливаются вне пределов взрывоопасных зон ближайших аппаратов, оборудования. Расстояние между дублирующими лафетными стволами должно быть не менее 15 м.

6.68. Для защиты колонных аппаратов и этажерок высотой до 20 м лафетные стволы могут устанавливаться на земле на специальных подставках высотой 1,2 м, обеспечивающих удобное управление ими с земли.

При высоте колонных аппаратов и этажерок более 20 м лафетные стволы могут устанавливаться на специальных лафетных вышках, площадках, устраиваемых на уровне площадок открытых маршевых лестниц этажерок и на покрытии вспомогательных и производственных зданий.

Площадки для установки лафетных стволов должны быть не менее 2,7х2,7 м и иметь ограждение. При установке лафетных стволов на покрытии зданий доступ к ним должен осуществляться через маршевые лестницы.

6.69. Оптимальную высоту лафетных вышек и расположение лафетных стволов на наружных технологических установках следует определять графически исходя из высоты защищаемых колонных аппаратов и этажерок, расположения оборудования, углов наклона и расстояния лафетного ствола от защищаемого объекта. Угол наклона лафетного ствола должен обеспечивать подачу струи воды на защищаемый колонный аппарат или на аппараты и оборудование, расположенные на всех отметках этажерки.

6.70. В сырьевых, товарных и промежуточных резервуарных складах (парках) с шаровыми и горизонтальными (цилиндрическими) резервуарами для хранения СУГ, ЛВЖ и ГЖ лафетные стволы следует располагать вне обвалования или ограждающих стен резервуаров на расстоянии не менее 10 м от оси обвалования или ограждающей стены.

6.71. Лафетные стволы для защиты шаровых и горизонтальных (цилиндрических) резервуаров устанавливаются на специальных лафетных вышках. Высота лафетных вышек, считая от планировочной отметки территории резервуарного парка до уровня площадки для лафетного ствола на вышке, принимается равной:

для защиты шаровых резервуаров не менее 5 м;

для защиты горизонтальных резервуаров - не менее 2 м.

6.72. Расстояние от лафетных стволов до сливоналивной эстакады и железнодорожных цистерн должно быть не менее 15 м. В исключительных случаях (стесненность генерального плана, действующие и строящиеся эстакады и т.п.) указанное расстояние может быть уменьшено до 10 м.

Лафетные стволы для защиты сливоналивных эстакад должны устанавливаться на вышках высотой не менее 2 м.

6.73. Для тепловой защиты работающего со стволом лафетные стволы должны иметь защитный экран или вставку, создающую веерообразную водяную завесу перед насадкой ствола.

6.74. Стационарная установка водяного орошения включает в себя:

водонапорный коллектор, соединяющий водопитатель с запорно-пусковыми устройствами;

запорно-пусковые устройства;

питательные трубопроводы, идущие от запорно-пусковых устройств до верхних отметок орошаемых аппаратов (резервуаров, колонн);

кольца орошения с оросителями;

насосы-повысители, если водопроводная сеть не обеспечивает необходимого напора перед оросителями.

6.75. Пропускная способность оросителя в соответствии с ГОСТ I4630-80 определяется по формуле $Q = 10K\sqrt{H}$,

где Q - расход воды, л/с;

H - свободный напор перед оросителем или генератором, МПа;

K - коэффициент расхода через ороситель (принимается по табл.29).

Таблица 29

Ороситель, генератор	Коэффициент K	Минимальный свободный напор, МПа	Максимально допустимый напор, МПа
Ороситель спринклерный и дренчерный с диаметром выходного отверстия, мм:			
I0	0,3	0,I5	I
I2	0,448	0,I5	I
I5	0,732	0,I5	I
20	I,266	0,I5	I

6.76. Питательные трубопроводы и кольца орошения не должны иметь застойных участков. На питательных трубопроводах следует предусматривать спускные краны для слива воды. Уклон трубопроводов должен быть направлен к месту установки спускных кранов.

6.77. Диаметры труб оросительных колец, количество оросителей на них или количество отверстий определяются исходя из интенсивности орошения.

6.78. Оросительные кольца на аппаратах колонного типа следует располагать под обслуживающими площадками через 6-8 м. Верхнее кольцо должно располагаться над колонной.

6.79. При невозможности обеспечить подачу расчетных расходов воды для орошения колонн и резервуаров допускается:

посекционное (по высоте) орошение колонн с устройством отдельного подвода воды к каждой секции;

посекционное по периметру орошение резервуаров с устройством отдельного подвода воды к каждой секции.

6.80. Расстояние от оросительного кольца до защищаемой поверхности должно быть в пределах 0,8 м.

6.81. Оросительные кольца могут изготавливаться из перфорированных труб с диаметром отверстий не менее 5 мм, которые располагаются равномерно по кольцу с направлением вниз под углом 50–60° к орошаемой поверхности. Диаметр отверстий дренчерных оросителей должен быть не менее 10 мм.

Для более равномерного орошения отверстия оросительных колец и дренчерные оросители каждого кольца должны быть смещены по отношению к отверстиям или оросителям ниже и выше расположенного кольца на половину их расстояния (шага по кольцу).

6.82. На оросительных кольцах, расположенных на разных высотах оросительной системы колонного аппарата, должны устанавливаться лимитные (ограничительные) шайбы (диафрагмы).

Диаметр шайбы определяется из величины отношений площадей сечения шайбы и трубы оросительного кольца в зависимости от значения коэффициента сопротивления ζ, который определяется по формуле:

$$\zeta = \frac{2gh_w}{v^2}$$

где h_w - расчетная потеря напора в шайбе, м;

v - скорость течения воды в оросительном кольце, м/с;

g - ускорение силы тяжести, принимается равным 9,81 м/с^2.

Значения величины соотношения n площадей сечений шайбы w^* и трубопровода w в зависимости от значения коэффициента сопротивления $\zeta_{тр}$ приводятся в табл.30.

Таблица 30

$n = \frac{w^*}{w}$	0,05	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
$\zeta_{тр}$	1070	234	45,5	18,8	8,8	4,4	2,34	1,14	0,55	0,185	0

Принимаем $n = \frac{w^*}{w} = \frac{d_0^2}{d^2}$, отсюда $d_0 = d\sqrt{n}$,

где d_0 - искомый диаметр шайбы; d - диаметр трубопровода оросительного кольца.

Величина n для промежуточных значений ζ определяется интерполяцией.

6.83. Управление оросительными системами колонных аппаратов и резервуаров должно быть ручным. Штурвалы задвижек на подводящем трубопроводе к стоякам системы должны быть выведены наружу - над покрытием колодцев.

6.84. На подводящих водоводах к оросительным системам колонных аппаратов и резервуаров следует устанавливать спускные краны для их опорожнения на зимний период.

6.85. Для защиты резервуаров стационарными установками водяного орошения должны приниматься оросители (дренчеры) с плоской

розеткой (ДП) по ГОСТ 14630-80 с диаметром выходного отверстия 10-12 мм.

6.86. Оросители должны устанавливаться перпендикулярно орошаемой поверхности резервуара.

6.87. Оросители, предназначенные для орошения сферических резервуаров, должны размещаться на горизонтальных кольцах орошения. Одно из оросительных колец следует располагать таким образом, чтобы осуществлялось непосредственное орошение мест опирания сферы на стойки. Расстояние между кольцами орошения должно определяться расчетным путем и составлять не более 5 м. Верхнее кольцо должно располагаться над верхней обслуживающей площадкой резервуара.

6.88. Для горизонтальных (цилиндрических) резервуаров, имеющих диаметр 2 м и более, оросительный трубопровод выполняется в виде горизонтальных петель.

Для горизонтальных резервуаров, имеющих диаметр менее 2 м, оросительный трубопровод допускается прокладывать в виде вертикальной петли, проходящей над и под резервуаром.

6.89. Для равномерного обеспечения необходимого расхода воды через все оросительные кольца, расположенные на разных высотах оросительной системы колонных аппаратов, на трубопроводах от стояков к оросительным кольцам следует предусматривать вентили. При пуске установок (колонн) вентилями регулируется равномерное их орошение всеми оросительными кольцами и в таком открытом положении вентили пломбируются.

6.90. У стояка Ду-80 мм оросительной системы должна быть предусмотрена полугайка с вентилем для присоединения рукавных линий от передвижных пожарных насосов.

Пенотушение

6.9I. Стационарные автоматические системы пожаротушения следует проектировать для объектов, включенных в "Перечень зданий и сооружений Миннефтепрома, подлежащих оборудованию автоматическими средствами пожаротушения".

6.92. Стационарные пенные установки предназначаются для тушения пожаров веществ и материалов (в основном ЛВЖ и ГЖ) пеной средней кратности и состоят из пенной насосной, растворопроводов и генераторов пены (оросителей).

6.93. При проектировании стационарных пенных установок следует руководствоваться утвержденными ГУПО МВД СССР "Временными рекомендациями по проектированию стационарных систем автоматического тушения пожаров нефти и нефтепродуктов в резервуарных парках и насосных станциях", СНиП 2.04.09-84 "Пожарная автоматика зданий и сооружений", другими рекомендациями ВНИИПО МВД СССР и настоящими Нормами.

6.94. Пуск стационарных пенных установок должен предусматриваться по следующим схемам:

автоматический - от датчиков-извещателей, установленных в защищаемых помещениях;

дистанционный - от кнопочных пускателей, установленных в защищаемых помещениях (у выходов) или вблизи их и в операторной;

местный ручной - из помещения пенной насосной.

Автоматический и дистанционный пуски стационарной пенной установки должны дублироваться местным ручным пуском из помещения пенной насосной.

6.95. Для открытых (под навесами, этажерками и на открытых площадках) насосных ЛВЖ и ГЖ и газокомпрессорных, расположенных на ЦПС, при площади пола их 500 м2 и более, должны предусматриваться полустационарные установки пенотушения, состоящие из сети растворопроводов, на которых расположены стояки-краны с вентилями и соединительными головками для присоединения рукавов с переносными генераторами пены.

Сеть растворопроводов проектируется с постоянным присоединением к имеющейся на данной технологической установке пенной насосной стационарной пенной установки.

При отсутствии на технологической установке пенной насосной следует предусматривать вывод растворопроводов за пределы открытой насосной для возможности подключения к ним при пожаре передвижных средств пенотушения.

Стояки-краны на сети растворопроводов следует располагать на расстоянии не более 30 м друг от друга.

При постоянном присоединении сети растворопроводов стационарной пенной установки к пенной насосной предусматривается дистанционный пуск установки от кнопочных пускателей из операторной и у стояков-кранов в открытой насосной.

6.96. Металлические огневые подогреватели нефти в блочном исполнении типа БН, НН и другие, входящие в состав ЦПС, должны быть оборудованы автоматическими стационарными пенными установками, а их пожаротушение должно осуществляться из двух пеногенераторов ГВП/600, устанавливаемых на площадке в противоположных концах аппарата. Струи пены направляются вдоль верхней поверхности подогревателя.

П р и м е ч а н и е. Указанные требования не распространяются на объекты, располагаемые на территории месторождений (ДНС, УПС, УПГ и др.).

6.97. В качестве огнегасительного средства в стационарных пенных установках принимается пена средней кратности, получаемая из 6%-ного водного раствора пенообразователей при помощи пенообразующих аппаратов-генераторов пены.

6.98. Производительность стационарной пенной установки определяется по необходимой интенсивности (удельному расходу) раствора пенообразователя в литрах в секунду на I м2 - расчетной площади защищаемого помещения и принимается по фактически устанавливаемому количеству генераторов пены и их производительности.

При обслуживании одной пенной установкой нескольких защищаемых помещений производительность ее определяется по расчетной площади пола помещения, требующего наибольшего расхода раствора пенообразователя.

Производительность полустационарной пенной установки в открытой насосной определяется по расходу раствора при одновременной работе двух генераторов пены ГВПС-600.

6.99. Интенсивность подачи раствора пенообразователя (удельный расход в л/с на I м2 расчетной площади) в зависимости от горючего материала следует принимать:

для тушения ЛВЖ с температурой вспышки паров 28°С и ниже (кроме нефти) - 0,08;

для тушения ЛВЖ, ГЖ с температурой вспышки паров более 28°С и нефти - 0,05.

6.100. За расчетную площадь тушения пожара в защищаемых помещениях принимается:

в насосных и складах ЛВЖ и ГЖ - площадь пола насосной или склада, а в насосных и складах, разделенных на отсеки противопожарной стеной или перегородкой, - площадь наибольшего отсека помещения насосной или склада;

в других производственных помещениях - четвертая часть площади пола помещения, но не менее 200 м2, огражденная бортом высотой не менее 0,I5 м.

6.I0I. В качестве пенообразующих аппаратов для получения воздушно-механической пены средней кратности из раствора пенообразователя в стационарных пенных установках применяются генераторы типа ГВПС (ГВПС-200 и ГВПС-600).

6.I02. Количество генераторов пены, устанавливаемых в каждом помещении, определяется по расчетному расходу раствора пенообразователя для тушения пожара в данном помещении и производительности одного генератора пены.

6.I03. Для пожаротушения ЛВЖ и ГЖ на сливоналивных железнодорожных эстакадах следует предусматривать стационарную установку неавтоматического пожаротушения воздушно-механической пеной средней кратности.

6.I04. На растворопроводах, предназначенных для тушения сливоналивных железнодорожных эстакад, должны быть предусмотрены пожарные гидранты, расположенные на расстоянии 20 м друг от друга.

6.I05. Прокладку растворопроводов кольцевой сети следует предусматривать на расстоянии не менее I0 м от железнодорожных путей эстакады.

6.I06. Для сливоналивных эстакад расчетная площадь тушения принимается равной площади эстакады, включая железнодорожное полотно, но не более I000 м2.

6.I07. Включение системы пенотушения эстакад должно производиться из насосной пенотушения и дистанционно от кнопочных пускателей, расположенных вдоль эстакады на расстоянии не более 200 м друг от друга. На каждую эстакаду предусматривается не менее одного пускателя.

6.108. В зависимости от способа получения водного раствора пенообразователя стационарные пенные установки могут предусматривать:

хранение на пенной установке и подачу в сеть готового водного раствора пенообразователя;

хранение на пенной установке концентрированного (100%) пенообразователя и получение его водного раствора на потоке при помощи дозирующих устройств.

6.109. Для получения водного раствора пенообразователя используется пресная вода.

6.110. При получении водного раствора пенообразователя на потоке насосная пенной установки может быть присоединена к противопожарному водопроводу или к резервуару запаса воды.

6.111. Запас пенообразователя и воды или водного раствора пенообразователя на пенной установке должен обеспечивать действие установки в течение трехкратного расчетного времени тушения одного пожара (не менее 30 мин) и приниматься при установленном расходе дозирования пенообразователя или его раствора с коэффициентом К=1,2 - 1,3. Кроме этого, на предприятии должен иметься 100%-ный резервный запас пенообразователя в транспортной таре.

6.112. Хранение пенообразователя и его водного раствора следует предусматривать в стальных емкостях (их должно быть не менее двух) с антикоррозионным покрытием. Каждая емкость рассчитана на хранение запаса пенообразователя или его водного раствора, обеспечивающего действие установки в течение трехкратного расчетного времени тушения пожара.

6.113. Емкости с пенообразователем и водным раствором пенообразователя допускается устанавливать вне помещения при условии поддержания температуры в них не ниже +5°С и не выше +20°С. При

необходимости обогрева пенообразователя и его водного раствора в емкости максимальная температура нагревательного элемента, соприкасающегося с обогреваемой жидкостью, не должна превышать $40^{\circ}C$.

6.II4. Емкости для хранения пенообразователя и его водного раствора должны быть оборудованы необходимыми обвязочными трубопроводами и датчиками сигнализации или указателями максимального и минимального уровней.

При дозировании пенообразователя пеносмесителями предельные положения уровня пенообразователя в емкости должны быть ниже оси пеносмесителя не более чем на 0,3 м (нижний уровень) и выше оси пеносмесителя не более чем на 2 м (верхний уровень).

6.II5. Подачу пенообразователя в емкость для хранения водного раствора, предварительно наполненную расчетным количеством воды, рекомендуется производить через перфорированный трубопровод, уложенный по периметру внутренней поверхности емкости на 0,I и ниже уровня воды.

6.II6. Емкость с пенообразователем должна соединяться с пеносмесителем сифонной линией, в верхней точке которой следует предусмотреть вентиль для разрыва сифона.

6.II7. Подача водного раствора пенообразователя в сеть растворопроводов и генераторам пены должна осуществляться стационарным центробежным насосом, установленным в пенной насосной (основной насос).

6.II8. Основной насос и насос-дозатор (при дозировании им пенообразователя в напорную линию воды) должны иметь по одному резервному насосу, включение которых при остановке рабочих должно осуществляться автоматически. Электродвигатели насосов должны быть обеспечены электроэнергией от двух независимых источников.

При отсутствии второго источника электроэнергии резервные насосы должны иметь привод от двигателя внутреннего сгорания.

6.119. Напор основного насоса при расчетном расходе должен обеспечивать давление перед генераторами пены в пределах 0,4-0,6 МПа.

6.120. При получении водного раствора пенообразователя на потоке напор насоса-дозатора в месте подачи им пенообразователя в напорную линию воды от основного (водяного) насоса должен превышать напор, создаваемый в этом месте основным насосом, не менее чем на 0,05 МПа.

6.121. Пуск насоса должен предусматриваться автоматическим (от датчиков-извещателей), дистанционным (от кнопочных пускателей), а также по месту расположения насоса - ручным. Остановка насоса должна производиться только вручную.

6.122. Оборудование стационарной пенной установки (насосы основной и насос-дозатор, емкости с пенообразователем и раствором пенообразователя, пеносмесители и пр.) устанавливается в отдельном помещении пенной насосной, отгороженном от смежных помещений глухими несгораемыми стенами и перекрытиями с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч, имеющем непосредственный выход наружу или в отдельно стоящем здании. При площади, недостаточной для размещения всего оборудования в пенной насосной, емкости с пенообразователем или раствором пенообразователя могут устанавливаться вне помещения при соблюдении условий, указанных в п.6.116.

6.123. Помещение или здание насосной должно быть не ниже II степени огнестойкости, иметь наружный дверной проем достаточной ширины для монтажа оборудования, водопровод, канализацию, отопление, рассчитанное на минимальную температуру внутри не ниже +5°С, постоянно действующую приточную вентиляцию с механическим побуж-

дением в объеме не менее трехкратного воздухообмена, электроосвещение и подъемно-транспортное устройство для ремонта оборудования.

Применение в конструкциях зданий насосных и других установок пожаротушения полимерных утеплителей не допускается.

6.I24. Одной стационарной пенной установкой могут обслуживаться несколько помещений или зданий, а также открытые технологические установки. Максимально допустимое время для приведения в действие пенной установки с момента обнаружения пожара до подачи средств тушения в очаг горения не должно превышать 3 мин.

6.I25. Проектирование и сооружение сети растворопроводов стационарной пенной установки должно производиться в соответствии с нормами "Технологические трубопроводы. Правила производства и приемки работ" для технологических трубопроводов группы Д категории У, "Генеральные планы промышленных предприятий" и "Водоснабжение. Наружные сети и сооружения".

Надземные растворопроводы окрашиваются в опознавательный зеленый цвет с белой надписью "Пена".

6.I26. Растворопроводы от пенной насосной до защищаемых помещений или объектов могут прокладываться подземно, надземно, на опорах, отдельных эстакадах или совместно с другими технологическими трубопроводами со стороны трубопроводов с негорючими продуктами. Внутри помещений растворопроводы прокладываются вдоль стен на высоте не менее 2,5 м от уровня пола или под перекрытием. Прокладка надземных изолированных сухотрубных растворопроводов возможна без теплоспутников, при длинах, приведенных в табл.3I. Толщина слоя и тип теплоизоляционного материала определяется в проекте теплотехническим расчетом в каждом конкретном случае.

Таблица 3I

Условный диаметр сухотруб, мм	Температура окружающего воздуха, °С			
	минус 40°С		минус 30°С	
	Скорость движения воды, м/с			
	2	2,5	2	2,5
	Максимально возможная длина прокладки сухотруб, м			
50	2[illegible]	30	26	33
I50	7I	89	II9	I4[illegible]
200	83	I05	I39	I74

6.I27. При прокладке растворопроводов, постоянно заполненных раствором пенообразователя, наружные растворопроводы во избежание замерзания должны быть обеспечены обогревом или уложены в траншее на глубине не менее 0,5 м ниже глубины промерзания грунта.

6.I28. Наружные и внутренние растворопроводы прокладываются с уклоном не менее 0,005 к спускным кранам, устанавливаемым на пониженных местах сети для опорожнения и промывания растворопроводов после работы пенной установки.

6.I29. Из пенной насосной должен быть предусмотрен вывод наружу дополнительного напорного растворопровода диаметром не менее I00 мм, оборудованного снаружи помещения на высоте I,3 м от уровня земли двумя штуцерами диаметром условного прохода 80 мм с задвижкой, установленной в помещении,и соединительной головкой для присоединения к ним рукавных линий к переносным генераторам пены или воздушно-пенным стволам с целью использования пенной установки для тушения пожара на соседних наружных объектах.

6.I30. Диаметры растворопроводов должны определяться гидравлическим расчетом по методике расчета водопроводов и составлять для наружных трубопроводов не менее I00 мм, для внутренних – не

менее 80 мм. При расчетах скорость течения раствора следует принимать равной не более 10 м/с.

6.131. Схема растворопроводов стационарных пенных установок должна предусматривать возможность периодического перемешивания водного раствора пенообразователя в емкостях, при заполненной раствором сети и в трубопроводах - с помощью основного насоса пенной насосной.

Заводнение резервуаров водой, пенообразователем, перемешивание раствора и другие кратковременные операции следует осуществлять с помощью инвентарных резинотканевых рукавных линий, подключаемых к головным ГМ, без монтажа стационарных трубопроводов.

6.132. В помещениях генераторы пены должны устанавливаться на растворопроводах стационарно на высоте не менее 2,5 м от уровня пола под углом 45^{0}.

При ширине помещения до 12 м генераторы пены устанавливаются вдоль одной продольной стены, а при ширине помещения более 12 м - вдоль обеих продольных стен.

В защищаемом помещении установка запорных вентилей перед генераторами не допускается. При демонтаже генератора пены на его место устанавливается заглушка.

6.133. При проектировании систем пожаротушения вертикальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов следует руководствоваться нормами "Склады нефти и нефтепродуктов", "Инструкцией по проектированию стальных вертикальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов" и "Временными рекомендациями по проектированию стационарных систем автоматического тушения пожаров нефти и нефтепродуктов в резервуарных парках и насосных станциях".

6.134. Поддержание давления в сети растворопроводов в дежурном режиме следует предусматривать с помощью водовоздушного бака, емкость которого должна приниматься из расчета 0,5 $м^3$ на 1 км наружных растворопроводов, но не менее 3 $м^3$.

Подпитку водовоздушного бака воздухом можно предусматривать от компрессоров (допускается от передвижных установок) или от баллонов с сжатым воздухом.

6.135. Установка и оборудование водовоздушного бака должны удовлетворять "Правилам устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением", утвержденным Госгортехнадзором СССР.

6.136. При отсутствии на объектах обустройства месторождений и ЦПС технологического пара в насосных ЛВЖ, ГЖ и СУГ при объеме помещений менее 500 м^3, на складах ЛВЖ, ГЖ и СУГ при площади пола помещений склада менее 500 м2, а также для расположенных вне зданий (под навесом) насосных ЛВЖ, ГЖ и СУГ и компрессорных с площадью пола до 500 м2 тушение пожара следует предусматривать пеной с использованием полустационарных установок.

6.137. Пожаротушение блочных печей типа ПТБ на объектах обустройства месторождений и ЦПС в случае отсутствия технологического пара и инертного газа не предусматривается. Для защиты от пожара соседних печей и других объектов следует предусматривать:

противопожарную разделительную стену между печами нагрева с пределом огнестойкости 2,5 ч высотой до верхнего уровня огневой части печи;

противопожарную стену с пределом огнестойкости 2,5 ч со стороны технологической установки на расстоянии 1-1,5 м от площадки печей с указанной высотой.

Требования настоящего пункта не распространяются на тушение печей другими средствами.

6.138. Для подачи пара в помещения насосных или складов ЛВЖ и ГЖ следует применять перфорированные трубы с диаметром отверстий для выпуска пара 4-5 мм. Перфорированный паропровод необходимо укладывать по всему внутреннему периметру помещения на высоте 0,2-0,3 м от пола. При этом отверстия в трубах располагаются так, чтобы выходящие из них струи были направлены горизонтально

внутрь помещения.

Для спуска конденсата из подводящих паропроводов и паровых вводов должны быть предусмотрены спускники, расположенные в наиболее низких местах по уклону труб, с таким расчетом, чтобы конденсат и струи пара не мешали действиям обслуживающего персонала.

6.139. Расчетное время тушения пожара паром должно составлять 3 мин. Расчетная интенсивность подачи пара на объемное пожаротушение принимается следующей:

для помещений, в которых обеспечивается перекрытие всех проемов - 0,002 кг/с $м^3$;

для помещений, в которых перекрываются все проемы, кроме окон, световых и вентиляционных фонарей - 0,005 кг/с $м^3$;

для технологических узлов, заключенных в специальные камеры (например, двойники), которые плотно закрываются - 0,002 кг/с $м^3$.

Для закрытых объектов расчетным является их полный объем.

в) ПОЖАРНОЕ ДЕПО, СИГНАЛИЗАЦИЯ И СВЯЗЬ

6.140. Проектирование и размещение на площадках ЦПС и УПН пожарных депо и пожарных постов следует осуществлять в соответствии с требованиями норм "Генеральные планы промышленных предприятий", "Склады нефти и нефтепродуктов", а также ведомственными нормами и соответствующими указаниями органов пожарного надзора.

Количество машин для ЦПС и УПН, определенных по указанным нормам, должно быть увеличено на 1 автомашину для целей пожаротушения технологической установки.

6.141. На площадках ДНС (без резервуаров типа РВС) и КС предусматривается помещение для хранения противопожарного инвентаря (огнетушителей, пожарных рукавов, топоров, войлочной кошмы, ведер и др.).

6.142. Здания и помещения подлежат оборудованию автоматическими средствами пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией в соответствии с перечнем Миннефтепрома, общесоюзных и настоящих Норм.

6.143. Ручными извещателями пожарной сигнализации должны быть оснащены (табл.4):

центральные пункты сбора;

сооружения канализации;

площадки компрессорных станций.

Извещатели должны устанавливаться:

для зданий с производствами категорий А, Б, В и Е - снаружи зданий у входов на расстоянии не более чем 50 м друг от друга;

на наружных установках и открытых складах с производствами категорий А, Б, В и Е - по периметру установки, склада не более чем через 100 м друг от друга;

на складах (парках) горючих газов, легко воспламеняющихся и горючих жидкостей - по периметру обвалования не более чем через 100 м друг от друга;

на сливоналивных эстакадах горючих газов, легко воспламеняющихся и горючих жидкостей - через 100 м, но не менее двух (у лестниц для обслуживания эстакад).

6.144. Электропитающие установки систем пожарной сигнализации по обеспечению надежности электропитания относятся к электроприемникам I категории. При наличии одного источника переменного тока для резервирования электропитания предусматривается аккумуляторная батарея, обеспечивающая питание системы в течение не менее одних суток.

6.145. Сигналы о пожаре (ручные и автоматические) должны подаваться в помещение пункта связи пожарной части или дежурного караула и одновременно в помещение управления (диспетчерский или операторный пункт).

При отсутствии на объекте пожарной охраны (пожарного депо) сигнал о пожаре должен подаваться в помещение с круглосуточным

дежурством обслуживающего персонала (операторные, сторожевая охрана)

6.146. Приемные станции электрической пожарной сигнализации следует устанавливать в помещении пункта связи пожарной части. При отсутствии последних приемные станции необходимо устанавливать в операторных с круглосуточным дежурством обслуживающего персонала.

6.147. Пожарные депо (посты) должны быть телефонизированы от телефонной станции охраняемого района и иметь связь (проводную и радио) с ближайшей пожарной охраной.

6.148. Между пунктом связи пожарной части и пожарными машинами должна быть радиосвязь.

6.149. Для вызова на пожары личного состава пожарной охраны общежитие пожарной охраны должно иметь телефонную связь или сигнализацию с пунктом связи пожарной части.

На квартирах начальников отрядов и пожарных частей и их заместителей должны быть установлены служебные телефоны.

6.150. ЦПС, КС, объекты систем поддержания пластового давления, сырьевые и товарные резервуарные парки, диспетчерские пункты и др.объекты (табл.4) должны быть телефонизированы от производственной телефонной станции данного района (площадки).

6.151. При наличии системы телемеханики на объектах без постоянного обслуживающего персонала (ДНС,КНС и др.) телефонизация не предусматривается. Телефонная связь с диспетчерским пунктом может при необходимости осуществляться по системе телемеханики.

7. ФОНДЫ ВРЕМЕНИ И РЕЖИМ РАБОТЫ РАБОЧИХ, НОРМАТИВНАЯ ЧИСЛЕННОСТЬ ОСНОВНЫХ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ РАБОЧИХ И ИТР. ЗАМЫКАЮЩИЕ ЗАТРАТЫ И ТРУДОЕМКОСТЬ ПРОДУКЦИИ

Фонд времени

7.I. Расчет баланса рабочего времени рабочих следует производить с учетом:

полезного фонда времени в днях (явочное время);

средней продолжительности рабочего дня;

эффективного полезного фонда времени в часах.

В табл.32 приводится расчет баланса годового времени одного работающего при пятидневной рабочей неделе.

Таблица 32

Показатели	Количество
I. Календарное время, дни	365
из него исключаются:	
выходные и праздничные дни, дни	II0
2. Номинальный фонд времени, дни	255
3. Невыходы на работу, дни	28
4. Явочное время	227
5. Средняя продолжительность рабочего дня (4I-часовая пятидневная неделя), ч	8 2
6. Внутрисменные потери рабочего времени, ч	0,35
7. Фактическое время работы в смену, ч	7,85
8. Среднее число часов работы одного рабочего в год	I782

Примечания:

I. Дополнительный отпуск для работников районов Крайнего

Севера - I8 рабочих дней;

для работников в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера - I2 рабочих дней.

2. Право на дополнительный отпуск на производстве с вредными условиями труда имеют работники по "Спискам, производств, цехов, профессий".

Режим работы

7.2. Режим работы системы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды должен быть непрерывным, круглосуточным в течение 365 суток.

Нормативная численность основных и вспомогательных рабочих и ИТР

7.3. Численность ППП должна рассчитываться по методическим указаниям и действующим нормативам НИИтруда и Миннефтепрома.

7.4. Численность и штатная расстановка персонала осуществляется по "Типовой структуре" с учетом "Положения о бригаде по добыче нефти и газа при комплексной организации работ по единому наряду" Миннефтепромом.

7.5. При определении численности следует руководствоваться "Перечнем действующих сборников нормативных материалов по труду", обязательных и рекомендуемых для применения на предприятиях и организациях Миннефтепрома.

7.6. Численный состав каждой бригады по добыче нефти и газа зависит от установленной бригаде зоны обслуживания и количества рабочих мест и определяется по действующим нормативам численности.

Количество скважин, передаваемых бригаде на обслуживание, должно определяться в соответствии с "Положением о бригаде..."

7.7. Нормативную численность обслуживающего персонала следует определять на базе следующих основных документов Миннефтепрома:

а) Типового положения о цехе по добыче нефти и газа нефтегазодобывающего управления.

б) Типового положения о бригаде по добыче нефти и газа при комплексной организации работ по единому наряду.

в) Типовой структуры и нормативов численности инженерно-технических работников и служащих нефтегазодобывающих управлений.

г) Типовых нормативов численности рабочих и норм обслуживания оборудования нефтегазодобывающих управлений.

д) Нормативов численности рабочих и норм обслуживания оборудования производственных объектов и передвижных технологических агрегатов, используемых в бурении скважин и добыче нефти и газа.

е) Типовой структуры и нормативов численности инженерно-технических работников и служащих газоперерабатывающих заводов нефтяной промышленности.

ж) Нормативов численности рабочих и норм обслуживания оборудования газоперерабатывающих заводов нефтяной промышленности.

з) Унифицированных нормативов численности рабочих управлений по внутрипромысловому сбору, компримированию и использованию газа.

и) "Положения о вахтовом методе организации работ на предприятиях и в организациях Министерства нефтяной промышленности".

7.8. Численность обслуживающего промышленно-производственного персонала (ППП) для нефтегазодобывающих предприятий (нефтепромыслов) следует определять с учетом оснащения их современной техникой, диспетчеризации, использования в управлении производствами средств телемеханики, автоматизации и вычислительной техники.

Замыкающие затраты и трудоемкость продукции

7.9. Экономическая оценка проектных решений по обустройству нефтяного месторождения должна производиться по показателю (величине) замыкающих затрат, установленных Миннефтепромом на XII пятилетку по согласованию с Госкомценом СССР в размере 60 рублей на I тонну.

При этом должны сравниваться приведенные затраты на I тонну нефти (мощности) проекта с величиной замыкающих затрат.

7.10. Для каждого конкретного месторождения нефти следует определять себестоимость добычи нефти и нефтяного газа. Калькуляцию себестоимости добычи нефти и нефтяного газа (табл.34) следует считать за рассматриваемый период разработки месторождения и определять среднюю за период себестоимость добычи I т нефти и добычи 1000 $м^3$ нефтяного газа.

Расчет статей 1-8 калькуляции, являющихся основными в себестоимости добычи нефти и газа, выполняется прямым счетом.

7.11. В качестве руководящих и исходных материалов при расчете калькуляции должны использоваться:

"Инструкция по планированию, учету и калькулированию себестоимости добычи нефти и газа" Миннефтепрома;

"Нормы амортизационных отчислений по основным фондам народного хозяйства СССР";

"Нормы амортизационных отчислений по основным фондам нефтяной промышленности, не приведенные в "Сборнике норм амортизационных отчислений";

"О ставках возмещения затрат на геологоразведочные работы" Миннефтепрома;

отчетные материалы производственной деятельности нефтегазодобывающего управления за последний отчетный год, в состав которого входит рассматриваемое месторождение;

Таблица 34

Статьи затрат	Всего затрат, тыс.руб.	В том числе по видам продукции			
		нефть		нефтяной газ	
		всего затрат, тыс.руб.	на 1т, руб.	всего затрат, тыс.руб.	на 1000 м³, руб.
I. Расходы на энергию, затраченную на извлечение нефти					
2. Расходы по искусственному воздействию на пласт					
3. Основная заработная плата производственных рабочих					
4. Дополнительная заработная плата производственных рабочих					
5. Отчисления на социальное страхование					
6. Амортизация скважин					
7. Расходы по сбору и транспортировке нефти и газа					
8. Расходы по технологической подготовке нефти					
9. Расходы на подготовку и освоение производства					
IO. Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, в том числе расходы по подземному, текущему ремонту скважин					

Окончание табл.34

Статьи затрат	Всего затрат, тыс.руб.	В том числе по видам продукции			
		нефть		нефтяной газ	
		всего затрат, тыс.руб.	на 1т, руб.	всего затрат, тыс.руб.	на 1000 м^3, руб.
II. Общепроизводственные расходы					
I2. Прочие производственные расходы, в том числе:					
отчисления на геологоразведочные работы					
Производственная себестоимость:					
а) валовой продукции;					
б) товарной продукции					
I3. Внепроизводственные расходы					
полная себестоимость товарной продукции					
Действующая в отчетном году оптовая цена					
Справочно:					
Валовая добыча нефти, тыс.т					
Валовая добыча газа, тыс.т					
То же, млн.м^3					
Товарная добыча нефти, тыс.т					
Товарная добыча газа, тыс.т					
То же, млн.м^3					

материалы технологической схемы (проекта) разработки месторождения;

материалы всех частей проекта обустройства месторождения.

7.12. Трудоемкость в добыче нефти к 1990 году должна быть не ниже 1,2 чел./скв. с ежегодным снижением ее на 0,03-0,04 чел./скв. по отдельным нефтедобывающим объединениям.

СОКРАЩЕНИЯ

ЦПС	– центральный пункт сбора
УПН	– установка подготовки нефти
УПГ	– установка подготовки газа
УПС	– установка предварительного сброса
ПС	– пункт сбора нефти и газа
ДНС	– дожимная насосная станция
КНС	– кустовая насосная станция
БКНС	– блочная кустовая насосная станция
КС	– компрессорная станция
САПР	– система автоматизированного проектирования
ЛЭП	– линия электропередач
НПЗ	– нефтеперерабатывающий завод
ГПЗ	– газоперерабатывающий завод
ЭЦН	– электроцентробежный насос
ШГН	– штанговый глубинный насос
ЗУ	– замерная установка
ГЗУ	– групповая замерная установка
УБС	– установка блочная сепарационная
УБСН	– установка блочная сепарационная с насосной откачкой
СУ	– сепарационная установка
ППД	– поддержание пластового давления
КиА	– контроль и автоматика
КИП	– контрольно-измерительный прибор
РВС	– резервуар вертикальный стальной
ЛВЖ	– легковоспламеняющаяся жидкость
ГЖ	– горючая жидкость
СУГ	– сжиженный углеводородный газ
ШФЛУ	– широкая фракция легких углеводородов

ТПУ – трубо-поршневая установка

НТК – низко-температурная конденсация

МЭА – моноэтаноламин

БТМА – блок терминала и местной автоматики

БМА – блок местной автоматики

АВО – аппарат воздушного охлаждения

АСУТП – автоматизированная система управления технологическим процессом

САУ – система автоматического управления

ОТ АСУ – организационно-технологическая автоматизированная система управления

АПВ – автоматическое повторное включение

РДП – районный диспетчерский пункт

ЦДП – центральный диспетчерский пункт

ДП – диспетчерский пункт

ОП – операторный пункт

ЦДНГ – цех добычи нефти и газа

ЦППД – цех поддержания пластового давления

НГДУ – нефтегазодобывающее управление

ЦИТС – центральная инженерно-технологическая служба

УЭЦН – установка погружного центробежного электронасоса для нефти

АБК – административно-бытовой корпус

ТЭГ – триэтиленгликоль

ГО – гражданская оборона

ЭПУ – электропитающая установка

БПК – биохимическая потребность в кислороде

ПАВ – поверхностно-активные вещества

БГ – блок грабенки

ВРП – водораспределительный пункт

ВЭР – вторичные электрические ресурсы

ЦТП – центральный тепловой пункт

ИТП – индивидуальный тепловой пункт

РУ – распределительное устройство

ТП – трансформаторная подстанция

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

КПД – коэффициент полезного действия

ПДК – предельно-допустимая концентрация

БПО – база производственного обслуживания

УБР – управление буровых работ

УРБ – управление разведочного бурения

УТТ – управление технологического транспорта

ГРС – газо-распределительная станция

БГРА – батарея газораспределительная автоматическая

ЛС – лафетный ствол

БН – блок нагревателя

НН – нагреватель нефтяной

ГВП – генератор высокократной пены

ГВПС – генератор высокократной пены стационарный

ППП – промышленно-производственный персонал

ИТР – инженерно-технические работники

СКЗ – станция катодной защиты

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	I
2. СБОР, ТРАНСПОРТ, ПОДГОТОВКА НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ	IO
а) СООРУЖЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА,	
РАЗМЕЩАЕМЫЕ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ	IO
Общая часть	IO
Обустройство устьев эксплуатационных нефтяных скважин	I2
Обустройство кустов скважин	I3
Замерные установки	I5
Сепарационные установки	I6
Трубопроводы нефти и газа	I8
Дожимные насосные станции	22
Компрессорные воздуха	26
Узлы ввода реагента	26
Факельная система для аварийного сжигания газа ДНС	27
б) СООРУЖЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА,	
РАЗМЕЩАЕМЫЕ НА ЦПС	28
Общая часть	28
Установки предварительного сброса пластовых вод (УПС)	44
Установки подготовки нефти (УПН)	46
Резервуарные парки	48
Узлы учета нефти	49
Нефтенасосные станции	53
Установки подготовки газа (УПГ)	54
Компрессорные станции (КС)	57
Технологические трубопроводы	63
Факельная система ЦПС	67

Стр.

в) СООРУЖЕНИЯ ПРИ ГАЗЛИФТНОЙ ДОБЫЧЕ НЕФТИ	74
Общая часть	74
Обустройство кустов скважин для газлифтной эксплуатации	75
Обустройство газовых скважин	77
Газлифтные компрессорные станции	78
Узел предварительной очистки газа на входе в КС	82
Узел замера и регулирования	83
Аппараты воздушного охлаждения	83
Факельная система КС	84
Внеплощадочные газопроводы	85
Технологические трубопроводы кустов газовых скважин	85
г) АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ	86
Общая часть	86
Пункты управления	90
д) СВЯЗЬ И СИГНАЛИЗАЦИЯ	93
Общая часть	93
Виды производственной связи	94
Внутрипроизводственная связь	95
Узлы связи и станционные устройства	96
Линейные сооружения	99
е) ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ И ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ	100
3. ТРЕБОВАНИЯ К ВОДОСНАБЖЕНИЮ, КАНАЛИЗАЦИИ, ЗАВОДНЕНИЮ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ	107
Водопотребители и нормы водопотребления. Требования к водоснабжению	107
Требования к качеству воды	109
Требования к системам водоснабжения	110
Особые требования к водопроводным сооружениям	111

Стр.

Требования к канализации и расходные показатели сточных вод II3

Требования к схемам сбора, очистки и утилизации сточных вод II4

Особые требования к канализационным сооружениям II6

Требования к качеству воды для заводнения нефтяных пластов и расходы ее I24

Требования к схемам заводнения I25

Особые требования к сооружениям и водоводам системы заводнения I26

Особые требования к системе поддержания пластового давления на нефтяных месторождениях Западной Сибири I3I

4. ТРЕБОВАНИЯ К ТЕПЛОСНАБЖЕНИЮ, ОТОПЛЕНИЮ, ВЕНТИЛЯЦИИ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЮ ВОЗДУХА I32

Общая часть I32

Требования к теплоснабжению I33

Требования к отоплению I35

Требования к вентиляции и кондиционированию воздуха I38

5. ОСНОВНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ТРУДА, ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ I48

Охрана труда и техника безопасности I48

Охрана окружающей среды I50

Охрана земель и водоемов I52

6. ОСНОВНЫЕ ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ I54

Общая часть I54

а) ТРЕБОВАНИЯ К ГЕНЕРАЛЬНОМУ ПЛАНУ I55

б) ПОЖАРОТУШЕНИЕ I63

Требования к лафетным установкам и водяным оросительным системам I8I

Пенотушение 1
в) ПОЖДЕПО, ПОЖАРНАЯ СИГНАЛИЗАЦИЯ И СВЯЗЬ 2
7. ФОНДЫ ВРЕМЕНИ И РЕЖИМ РАБОТЫ РАБОЧИХ, НОРМАТИВНАЯ ЧИСЛЕННОСТЬ ОСНОВНЫХ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ РАБОЧИХ И ИТР. ЗАМЫКАЮЩИЕ ЗАТРАТЫ И ТРУДОЕМКОСТЬ ПРОДУКЦИИ 2
Фонд времени 2
Режим работы 2
Нормативная численность основных и вспомогательных рабочих и ИТР 2
Замыкающие затраты и трудоемкость продукции 2
СОКРАЩЕНИЯ 2
СОДЕРЖАНИЕ 2

Ф.П.Л. – 13.75 Тираж 700

Типография ХОЗУ Миннефтепрома зак 211 - II завод · 1986

gost.e-ecolog.ru