МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ИНСТИТУТ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ И ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИМ РАБОТАМ В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

«ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ»

# НОРМЫ

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

ВНТП 3-77

Миннефтепром

МОСКВА — 1978

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Государственный институт по проектированию и исследовательским работам в нефтяной промышленности

"ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ"

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

ВНТП 3-77

Миннефтепром

УТВЕРЖДЕНЫ ПРОТОКОЛОМ ТЕХНИЧЕСКОГО СОВЕЩАНИЯ МИНИСТЕРСТВА НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ОТ 28 ФЕВРАЛЯ 1978 ГОДА

Москва - 1978

Настоящие нормы институтом "Гипровостокнефть" Министерства нефтяной промышленности приведены в соответствие с требованиями "Инструкции о порядке разработки новых и пересмотра действующих норм технологического проектирования "СН 470-75, письма Госстроя СССР от 29 июля 1975 г. № АБ-3545-20/14.

С введением настоящих "Норм" утрачивают силу "Нормы технологического проектирования и технико-экономические показатели объектов сбора транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений". ВСН 3-74.

В работе принимали участие -

А.Н. Зарецкая /руководитель работы/, А.П. Филатов, Ю.Н. Дмитриев, П.Л. Гинзбург, В.И. Старостина, С.В. Мурашкин, Е.В. Степанов, Р.А. Яковлева, С.О. Мулюгин.

| | | |
|---|---|---|
| Министерство нефтяной промышленности /Миннефтепром/ | Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений | ВНТП 3-77<br>Миннефтепром<br>Взамен ВСН 3-74 |

## ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Настоящие нормы содержат требования, обязательные при проектировании технологических процессов, объектов и систем сбора, транспорта, подготовки нефти, нефтяного газа, пластовых и промышленно-дождевых вод, заводнения нефтяных пластов, водоснабжения, канализации, контроля и автоматизации этих объектов Министерства нефтяной промышленности.

При реконструкции или расширении действующих объектов нормы распространяются только на реконструируемую или расширяемую часть.

1.2. Нормы не распространяются на проектирование объектов газовых и газоконденсатных месторождений, подготовки и переработки природного газа, переработки нефтяного газа, хранения и транспорта сжиженных газов, складов для хранения нефти и нефтепродуктов, магистральных нефте- и продуктопроводов, газопроводов, объектов морских и шахтных нефтегазодобывающих предприятий, на проектирование блочного оборудования.

I.3. При проектировании объектов нефтегазодобывающих предприятий, наряду с настоящими нормами технологического проектирования, следует руководствоваться действующими нормативными документами: строительного проектирования, по технике

| | | |
|---|---|---|
| Внесены Государственным институтом по проектированию и исследовательским работам в нефтяной промышленности "Гипровостокнефть" | Утверждены протоколом Министерства нефтяной промышленности от 28 февраля 1978 г. | Срок введения в действие I июня 1978 г. |

безопасности и охране труда, пожарной безопасности, санитарии, также другими нормативными документами, отражающими специфические условия строительства объектов нефтегазодобывающих предприятий /в сейсмических районах, в районах вечной мерзлоты, с карстовыми образованиями, в районах горных выработок, просадочных грунтов, пустынь/.

I.4. Отступления от настоящих норм допускаются, если предлагается новое, более прогрессивное проектное решение и обеспечиваются высокие технико-экономические показатели при равной или более высокой надежности оборудования. При отступлении от норм должны проводиться соответствующие обоснования, подлежащие утверждению совместно с проектом.

I.5. Технологический комплекс сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и пластовой воды должен обеспечивать проведение технологических процессов для получения товарной продукции заданного качества:

для нефти - от скважин до сооружения магистрального транспорта нефти;

для газа - от пунктов сепарации до сооружений магистрального транспорта газа /ГПЗ, КС, сероочистных сооружений и др./;

для пластовой воды - от пунктов отделения воды от нефти до пунктов ее использования /заводнение нефтяных пластов, поглощающие скважины/.

I.6. Система сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды должна предусматривать максимальную централизацию объектов технологического комплекса подготовки, транспорта нефти, газа и пластовой воды на площадке центрального пункта сбора /ЦПС/.

В тех случаях, когда это подтверждается технико-экономической целесообразностью, допускается размещать технологические объекты и сооружения на отдельных участках месторождений и отдаленных месторождениях.

I.7. Проектирование объектов и систем должно выполняться с учетом последних достижений техники и технологии, с необходимой степенью автоматизации и механизации производственных процессов, очередности строительства и ввода объектов в

эксплуатацию. При этом должны максимально использоваться блочное, блочно-комплектное оборудование, установки и сооружения заводского изготовления, типовые проекты и экономичные индивидуальные проекты повторного применения.

Индивидуальное проектирование объектов разрешается в случаях, когда указанные выше оборудование и проекты не удовлетворяют по параметрам /производительности, давлению и пр./ предъявляемым требованиям, с учетом максимального использования элементов и узлов блочного и блочно-комплектного исполнения, а также когда они соответствуют уровню техники и технологии.

I.8. Техническая характеристика блочных и блочно-комплектных установок при проектировании должна приниматься по паспортным данным заводов-изготовителей и проверяться расчетом с учетом конкретных условий работы этих установок и физико-химических свойств продукции скважин.

I.9. Суммарная мощность /производительность/ объектов или установок в блочном исполнении должна рассчитываться исходя из максимального объема поступающей продукции скважин, расчетного времени работы их с учетом очередности ввода объектов в эксплуатацию. При этом должно приниматься минимальное количество технологических блоков /аппаратов/ и установок с максимально возможной единичной их мощностью.

I.IO. Размещение оборудования на открытых площадках в зависимости от климатических условий следует производить в соответствии с перечнем технологического оборудования, утвержденным Министерством нефтяной промышленности.

## 2. СБОР, ТРАНСПОРТ, ПОДГОТОВКА НЕФТИ И НЕФТЯНОГО ГАЗА

2.I. Проектирование объектов обустройства нефтяных месторождений нефтедобывающих районов следует осуществлять на базе "Унифицированных технологических схем комплексов сбора и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов", утвержденных Миннефтепромом.

2.2. Технологические схемы комплексов должны обеспечивать сбор, транспорт, подготовку нефти, газа и воды при ус-

ловий максимального использования энергии пласта или глубинных насосов.

2.3. Технология комплексов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды должна обеспечивать:

а/ замер продукции скважин по нефти, воде и газу;

б/ герметизацию сбора и транспорта нефти и газа на всем пути движения продукции скважин;

в/ оперативный учет суммарной добычи нефти, воды и газа по отдельным месторождениям и участкам крупных месторождений;

г/ подготовку продукции скважин к дальнейшей ее обработке;

д/ сепарацию нефти от газа;

е/ предварительное обезвоживание нефти, совмещенное с очисткой пластовой воды;

ж/ глубокое обезвоживание нефти;

з/ обессоливание нефти /если это требуется по условиям сдачи товарной продукции/;

и/ утилизацию тепла, повторное использование реагента путем возврата дренажной воды в систему подготовки нефти;

к/ утилизацию тепла товарной нефти с температурой ее подготовки выше 40° С при соответствующем обосновании;

л/ в необходимых случаях снижение упругости паров товарной нефти;

м/ коммерческий учет товарной нефти на потоке;

н/ подготовку нефтяного газа;

о/ коммерческий учет нефтяного газа.

2.4. В состав объектов технологического комплекса сбора нефти и газа, располагаемого на территории месторождения, могут входить:

а/ обустройство устьев эксплуатационных скважин;

б/ выкидные трубопроводы от скважин и нефтегазопроводы;

в/ замерные установки /ЗУ/;

г/ сепарационные установки /СУ, СУН/;

д/ дожимные нефтенасосные станции /ДНС/;

е/ установки предварительного сброса пластовой воды;

ж/ блоки подачи химреагента и ингибитора коррозии, которые могут размещаться в одной или нескольких точках технологического комплекса сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды /например, на устье скважин, ЗУ, ДНС, СУН и т.д./.

2.5. В состав объектов технологического комплекса сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды, располагаемого на центральном пункте сбора /ЦПС/, как правило, должны входить:

а/ сепарационные установки всех ступеней сепарации;

б/ установки предварительного сброса пластовой воды;

в/ установки подготовки нефти;

г/ нефтенасосные станции;

д/ резервуарные парки;

е/ блоки подачи деэмульгатора и ингибитора коррозии;

ж/ установки измерительного учета нефти на потоке;

з/ установки подготовки воды /см. Канализация/;

и/ установки осушки и очистки газа;

к/ газокомпрессорные станции;

л/ технологические трубопроводы и другие инженерные сети;

м/ сооружения сбора парафина и продуктов зачистки;

н/ факельная система.

2.6. Все сооружения и инженерные сети по водоснабжению, канализации, электро- и теплоснабжению, очистным сооружениям и др., проектируемые на ЦПС для объектов подготовки, транспорта нефти, газа и воды, должны решаться как единая общая система, с учетом требований п. 2.4. "Инструкции по строительному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтяной и газовой промышленности".

2.7. Необходимость проектирования раздельного сбора и транспорта разносортных нефтей и газов /соответственно обводненных и безводных, сернистых и бессернистых/ в каждом отдельном случае должна определяться на основании технико-экономических расчетов с учетом целевого назначения использования нефти и газа и возможности осуществления технологических процессов совместной подготовки разносортных нефтей, газа и воды.

2.8. Количество ступеней и давления сепарации нефти должно определяться исходя из энергетических возможностей пластовой залежи, целевым назначением использования газа и технологической схемой последующей подготовки и транспорта нефти и газа до пунктов их потребления.

2.9. Сбор и транспорт продукции скважин через все технологические установки, включая пункты ее подготовки, должен проектироваться за счет давления на устье скважин. Когда этого давления недостаточно, транспорт продукции скважин допускается проектировать насосами сепарационных установок или дожимных насосных станций, которые в этом случае могут располагаться на месторождении, или в составе установки подготовки нефти могут предусматриваться насосы для обеспечения требуемых давлений технологического процесса ее подготовки. Транспорт газа от сепарационных установок должен проектироваться бескомпрессорным способом до пунктов его потребления. Решение о транспорте продукции скважин насосами сепарационных установок, размещение их на месторождении, применение насосов на установках подготовки нефти должно обосновываться технико-экономическими расчетами.

2.10. Транспорт газа с концевой ступени сепарации должен проектироваться с учетом возможности подачи его на пункты переработки с выбором способа на основании технико-экономических расчетов.

2.11. При проектировании объектов сбора нефти и газа с разведочных скважин в качестве временного решения допускается сброс неиспользуемого газа на факел.

## а. СООРУЖЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА СБОРА, ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА, РАЗМЕЩАЕМЫЕ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ

### ОБУСТРОЙСТВО УСТЬЕВ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

2.12. При проектировании обустройства устьев скважин следует применять действующие типовые проекты.

2.13. При обустройстве устьев скважин всех типов должны предусматриваться:

- приустьевая площадка, площадка под передвижные мостки, площадка под ремонтный агрегат, якори оттяжки, канализационная емкость;

дополнительно оборудуются:

- фонтанная скважина - лубрикаторной площадкой;
- скважина, оборудованная станком-качалкой - фундаментом под станок-качалку;
- скважина, оборудованная электропогружным насосом - станцией управления ЭЦН.

Приустьевая территория вокруг скважины должна обеспечивать размещение и нормальное передвижение специальной техники для проведения исследовательских, технологических и ремонтных работ в процессе ее эксплуатации, а также недопущение загрязнения окружающей среды и должна приниматься в соответствии с требованиями "Норм отвода земель для нефтяных и газовых скважин" СН 459-74.

2.14. При проектировании обустройства устьев куста /группы/ скважин следует руководствоваться дополнительными нормативными требованиями Министерства нефтяной промышленности.

2.15. На площадке устья скважин при необходимости следует предусматривать:

узлы для запуска очистных устройств выкидных трубопроводов от парафина;

устройства для закачки реагента-деэмульгатора;

устройства для закачки ингибитора коррозии.

## ЗАМЕРНЫЕ УСТАНОВКИ

2.16. Установки для замера продукции скважин по нефти, воде и газу должны проектироваться блочными, автоматизированными, групповыми. Индивидуальные установки могут проектироваться только для отдаленных разведочных и высокодебитных эксплуатационных фонтанных скважин /с дебитом более 800 т в сутки/, измерение продукции которых не обеспечивается серийно выпускаемыми замерными установками.

2.17. Замерные установки, должны приниматься по паспортным данным заводов-изготовителей. В своем составе они могут иметь:

замерно-переключающий блок;
блок управления.

Примечания: 1. Площадки замерных установок должны выполняться в соответствии с требованиями "Инструкции по строительному проектированию предприятий зданий и сооружений нефтяной и газовой промышленности".

2. Для условий Западной Сибири в состав замерных установок, располагаемых в поймах рек, может входить постамент для размещения блоков установки, канализационной емкости и другого оборудования.

2.18. Количество подключаемых к замерным установкам скважин должно приниматься на основании технико-экономических расчетов.

2.19. В зависимости от климатических условий замерно-переключающие блоки установок следует проектировать в открытом или утепленном, а блоки управления - в утепленном исполнении.

2.20. Замерные установки должны обеспечивать точность измерения /относительную/ по нефти ± 2,5%, по газу - ± 10%, по воде - ± 5%.

2.21. Замерные установки по мере необходимости должны оснащаться устройствами:

для закачки реагента-деэмульгатора;
для закачки ингибиторов коррозии.

## СЕПАРАЦИОННЫЕ УСТАНОВКИ

2.22. Сепарационные установки первой ступени сепарации нефти должны проектироваться блочными, автоматизированными, заводского изготовления.

2.23. Сепарационные установки должны приниматься по паспортным данным заводов-изготовителей и, как правило, иметь в своем составе:

блок сепараторов, типа НГС, УПС, УПС;
блок насосов /только для СУН/;

блок управления;

газоотводной факел и др.

Примечания: I. Площадки сепарационных установок должны выбираться в соответствии с требованиями "Инструкции по строительному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтяной и газовой промышленности".

2. Для условий Западной Сибири в состав сепарационной установки может входить постамент для размещения блоков установки, канализационной емкости и другого оборудования.

2.24. В качестве сепараторов следует применять горизонтальные аппараты. Для нефтей с большим содержанием песка могут применяться вертикальные сепараторы.

2.25. Производительность сепараторов по жидкости для:

а/ сепарационных установок без насосов /СУ/ должна приниматься по паспортным данным и проверяться расчетом по действующим методикам, утвержденным Миннефтепромом;

б/ сепарационных установок с насосной откачкой нефти /СУН/ следует определять из расчета не более I $м^3$ номинальной емкости сепаратора на 100 $м^3$/сут поступающей в него жидкости.

Если проверочным расчетом выявлена необходимость увеличения сепарационной емкости сепарационной установки типа СУН, ДНС, то следует предусматривать блок дополнительной емкости в соответствии с требованиями данного пункта, но не менее объема сепарационной емкости, входящей в блок этой установки.

Производительность сепараторов по газу следует проверять по действующим методикам.

2.26. Во всех случаях работы одного насоса или параллельной работы двух и более насосов сепарационной установки с насосной откачкой в трубопровод должен строиться график их совместной работы.

2.27. При реконструкции существующих сепарационных установок они должны оснащаться запорной, регулирующей и предохранительной арматурой, приборами контроля и автоматики, площадками и лестницами для обслуживания и в необходимых случаях - устройством для ввода реагента-деэмульгатора.

2.28. Для сброса газа в атмосферу при ремонтах, профилактике оборудования, отказе в приеме газа сепарационных установки оборудуются факелом для сжигания газа с устройством для зажигания его. Диаметр ствола факела определяется из расчета пропуска газа со скоростью 16-20 м/сек. Высота факела определяется санитарными нормами, но должна быть не менее 10 м.

Примечание. При вынужденном сбросе /временном/ газа во время добычи нефти из скважин с давлением на устье 100 кгс/см2 и более и газовом факторе 200 м$^3$/т и более диаметр факела для сжигания рассчитывать, исходя из скорости истечения газа 60-100 м/сек. Высота факела должна определяться расчетом.

## ВЫКИДНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ ОТ СКВАЖИН И НЕФТЕГАЗОПРОВОДЫ

2.29. При проектировании выкидных трубопроводов от скважин, нефтегазопроводов нефтяных месторождений следует руководствоваться "Указаниями по применению стальных труб в газовой промышленности", СНиП "Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования", а также требованиями настоящих норм.

2.30. Диаметры выкидных трубопроводов от скважин до замерных установок должны рассчитываться по максимальному дебиту скважин по жидкости и газу, а диаметры нефтегазопроводов – исходя из среднего дебита скважин, определяемого по комплексной схеме и проекту разработки нефтяного месторождения по году максимальной добычи и расчетной вязкости жидкости и газа.

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

2.32. Гидравлические расчеты трубопроводов при движении по ним нефтегазовых смесей следует производить по методике, разработанной институтом "Гипровостокнефть".

2.33. Выкидные трубопроводы от скважин должны проектироваться в одну нитку. Проектирование в две нитки допускается только при соответствующем технико-экономическом обосно-

вании.

2.34. Для маловязких нефтей /о вязкостью до 0,2 отсюда при температуре 20° С/, отлагающих парафин, выкидные трубопроводы от скважин должны проектироваться со специальным покрытием внутренней поверхности /стекло, эмаль, лаки и др./ или должны предусматриваться средства очистки внутренних стенок трубопроводов от парафина /установка камер запуска и приема очистных устройств, установка патрубков для пропарки или ввода растворителей и др./.

2.35. На трубопроводах, транспортирующих высокозастывающие нефти типа мангышлакских /о температурой застывания + 25 ÷ 30°С/, следует предусматривать комплекс инженерных решений /путевой подогрев, теплоизоляция и т.д./, обеспечивающих поддержание температуры нефти на всем ее пути на 5°С выше температуры застывания. Необходимость таких решений для нефтей с температурой застывания ниже +25°С должна определяться проектом в каждом конкретном случае на основании данных пробной эксплуатации и технико-экономических расчетов.

2.36. Гидравлический расчет газопроводов следует производить по формулам Веймаута или института ВНИИГаз.

2.37. Для сбора конденсата на газопроводах, транспортирующих влажный нефтяной газ, должны устанавливаться конденсато-сборники, размещение которых по трассе газопровода необходимо предусмотреть в наиболее низких местах рельефа местности. Суммарный объем их должен обеспечить прием конденсата, образовавшегося в течение двух суток, на расчетном участке его выпадения. Удаление конденсата должно производиться периодически в герметичные передвижные емкости. В отдельных случаях следует предусматривать автоматизированную продувку конденсата в конденсатопровод.

2.38. Для передавливания конденсата в конденсатосборники с участков микрорельефа следует применять пропуск шаровых разделителей, для чего на газопроводах предусматривать узлы запуска и приема шаров по диаметру принятых газопроводов.

## ДОЖИМНЫЕ НАСОСНЫЕ СТАНЦИИ /ДНС/

2.39. Дожимные насосные станции транспорта газонасыщенной нефти с отдаленных от ЦПС месторождений или участков крупных месторождений должны проектироваться, как правило, блочными, автоматизированными, заводского изготовления без постоянного обслуживающего персонала.

2.40. При соответствующем технико-экономическом обосновании при дожимных насосных станциях /ДНС/ могут располагаться установки предварительного сброса пластовой воды /см. п.п. 2.5I - 2.53/.

2.4I. В качестве сепараторов первой ступени сепарации на ДНС следует применять горизонтальные аппараты со специальным внутренним оборудованием.

2.42. Производительность сепараторов по жидкости для ДНС следует определять в соответствии с требованиями п.2.25 "б" настоящих "Норм". Производительность сепараторов по газу следует проверять по действующим методикам.

2.43. На отдаленных от центрального пункта сбора /ЦПС/ дожимных насосных станциях /ДНС/ должны предусматриваться горизонтальные технологические емкости, работающие под давлением, равным давлению сепарации. Суммарный объем этих емкостей должен приниматься из расчета не более двухчасового запаса объема поступающей жидкости на ДНС при количестве их не более шести. При количестве более шести наибольшего единичного номинального объема, выпускаемого промышленностью, следует устанавливать, как правило, один вертикальный резервуар типа РВС, объемом не более 3000 м$^3$. В этом случае должна предусматриваться концевая сепарационная установка с горизонтальным сепаратором, расположенным на постаменте, обеспечивающим самотечный слив разгазированной нефти в резервуар.

При нормальном технологическом процессе работы ДНС технологические горизонтальные емкости /а также и РВС/ должны быть свободными от нефти.

Примечания: I. ДНС производительностью более 3,0 млн. т/год проектировать не рекомендуется.

2. При размещении ДНС в труднодоступных местах отдельных нефтедобывающих районов /Тюменская область, Коми АССР/ суммарный объем резервуаров типа РВС должен приниматься из расчета 8-12 часового запаса объема поступающей жидкости. Количество РВС и их номинальный единичный объем определяются технико-экономическими расчетами.

3. Для уникальных нефтяных месторождений типа Самотлорского, Ромашкинского ДНС должны проектироваться по индивидуальным проектам на основании технико-экономических расчетов.

2.44. Буферные емкости следует располагать таким образом, чтобы статический напор столба жидкости, образуемый разницей высот между нижним уровнем жидкости в самой отдаленной емкости и осью приемного патрубка насосов ДНС превышал сумму величин линейных и местных потерь во всасывающем трубопроводе насоса, разницы геодезических высот емкости и насоса и упругости паров перекачиваемой жидкости при расчетной температуре.

2.45. Приемный коллектор между емкостью сепаратора и насосами следует прокладывать с уклоном в сторону насосов, избегая изгибов трубопроводов в вертикальной плоскости.

2.46. Для сброса газа в атмосферу при отказе в приеме газа, ремонте, профилактике оборудования, порыве газопровода предусматривается факел для сжигания газа, оборудованный по требованиям п. 2.28.

2.47. Проектирование нефтенасосной ДНС следует вести в соответствии с требованиями пп. 2.78 ÷ 2.82, 2.85, 2.86 настоящих "Норм".

## 6. СООРУЖЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА, РАЗМЕЩАЕМЫЕ НА ЦЕНТРАЛЬНОМ ПУНКТЕ СБОРА, ТРАНСПОРТА, ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ

### СЕПАРАЦИОННЫЕ УСТАНОВКИ

2.48. Сепарационные установки всех ступеней сепарации нефти должны проектироваться блочными, автоматизированными, заводского изготовления и должны приниматься по паспортным

данным заводов-изготовителей.

2.49. В качестве сепараторов следует применять горизонтальные аппараты. Для нефтей с большим содержанием песка могут применяться вертикальные аппараты.

Производительность сепараторов по жидкости для сепарационных установок всех ступеней сепарации следует принимать в соответствии с требованиями п. 2.25 настоящих "Норм". Для концевой ступени сепарации производительность сепараторов выбирается применительно требованиям к СУН.

2.50. Для сброса газа при ремонтах, профилактике оборудования, отказе в приеме газа сепарационные установки должны подключаться в факельную систему площадки центрального пункта сбора, подготовки и транспорта нефти, газа и воды.

## УСТАНОВКИ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО СБРОСА ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ

2.51. Установки предварительного сброса пластовой воды должны предусматриваться при обводненности продукции скважин более 15-20% и располагаться преимущественно на центральном пункте сбора. При соответствующем технико-экономическом обосновании установки предварительного сброса пластовой воды могут размещаться на месторождениях при ДНС.

2.52. Процесс предварительного обезвоживания нефти совмещенное с очисткой пластовой воды должен осуществляться, как правило, без дополнительного нагрева /при температуре поступающей обводненной нефти/ с применением высокоэффективных деэмульгаторов. Продукцией установок предварительного сброса пластовой воды должна являться пластовая вода с качеством, обеспечивающим по возможности закачку ее в продуктивные или поглощающие горизонты без дополнительной очистки.

2.53. Целесообразность осуществления предварительного обезвоживания нефти совмещенное с очисткой пластовой воды при давлении первой ступени сепарации на месторождениях

должна определяться следующими факторами:

возможностью использования пластовых вод для поддержания пластового давления на данном месторождении;

капитальными и эксплуатационными затратами по сооружениям предварительного обезвоживания нефти, очистки пластовых вод до кондиций, пригодных для заводнения;

эксплуатационными затратами на перекачку пластовой воды на ЦПС;

необходимостью возврата пластовых вод с ЦПС на месторождения для целей заводнения;

сокращением капитальных и эксплуатационных затрат на водозабор, подготовку и транспорт пресных вод из естественных источников для заводнения на величину, равную количеству сбрасываемых пластовых вод на данном месторождении и др.

## УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

2.54. Установки подготовки нефти /УПН/ должны рассматриваться как составная часть единой системы сбора, транспорта, подготовки продукции нефтяных скважин с законченным технологическим циклом.

2.55. В зависимости от требуемой степени подготовки нефти следует предусматривать установки:

глубокого обезвоживания;

обезвоживания и обессоливания;

обезвоживания и снижения упругости паров товарных нефтей;

обезвоживания, обессоливания и снижения упругости паров товарных нефтей.

2.56. Степень подготовки нефти /содержание воды, солей, упругость паров и пр./ определяется действующим ГОСТом 9965-76 по качеству товарной нефти, а в отдельных случаях - специальными условиями, согласованными с потребителями.

2.57. При проектировании УПН следует руководствоваться следующими основными положениями:

установка подготовки нефти должна включать технологические процессы, обеспечивающие подготовку нефти в соответ-

ствии с заданием на проектирование;

технологическая схема и принимаемые технологические процессы должны обеспечивать:

а/ гибкость и маневренность работы установки;

б/ возможность освобождения аппаратуры при ремонтах или аварийных остановках и возврата некондиционных продуктов;

в/ минимальное количество потоков;

г/ утилизацию тепла уходящих с установки потоков нефти, если температура подготовки выше 40°С;

д/ применение оборудования большей единичной мощности и наиболее рациональные технологические решения;

е/ установка подготовки нефти должна, как правило, комплектоваться из технологических блоков и узлов блочно-комплектного исполнения;

ж/ утилизацию газа установки подготовки нефти в комплексе с мероприятиями по утилизации нефтяного газа в целом по ЦПС, в состав которого она входит.

При размещении установки вне ЦПС в ее составе для транспорта нефтяного газа последней ступени сепарации нефти должна предусматриваться газо-компрессорная установка.

Примечание. Газо-компрессорная установка может не предусматриваться при возможности подачи газа потребителям под давлением сепарации и при технико-экономической нецелесообразности его транспорта.

2.58. Технологические режимы подготовки нефти устанавливаются на основании рекомендаций научно-исследовательских подразделений.

2.59. При необходимости снижения упругости паров нефти или получения легких углеводородов глубина и метод отбора их определяются в зависимости от содержания углеводородов $C_3$-$C_5$ в исходной нефти, требований к упругости паров товарной нефти, направления использования продуктов и экономической целесообразности осуществления технологического процесса.

2.60. Материальный баланс установки, определяющий ее производительность по товарной нефти, должен рассчитываться с учетом потерь и минимального суммарного количества рабочих дней в году, равного 345 дням.

Суммарные потери на подготовку нефти не должны превышать действующих дифференцированных по районам нормативов технологических потерь при подготовке нефти.

2.61. На основании материального баланса установки выполняются все технологические расчеты аппаратуры и оборудования по принятой технологической схеме.

2.62. Основными технологическими параметрами процесса подготовки нефти являются: время, температура, расход реагента. По времени пребывания продукции скважин в аппаратах установки подготовки нефти определяются их объем, размеры и количество.

Время пребывания, так же как температура процесса и расход реагента, в каждом конкретном случае должно определяться на основании рекомендаций научно-исследовательских подразделений.

2.63. Во всех случаях, когда обеспечивается технико-экономическая целесообразность, должны применяться аппараты воздушного охлаждения.

2.64. Расчет предохранительных клапанов должен производиться в соответствии с "Правилами устройства и безопасности эксплуатации сосудов, работающих под давлением".

2.65. При расчете тепловой изоляции необходимо руководствоваться "Указаниями по проектированию тепловой изоляции оборудования и трубопроводов предприятий нефтяной и химической промышленности" МСН 156-67 ММСС СССР

2.66. Внутренние поверхности отстойников, сборников и устройства, находящиеся внутри аппарата, должны иметь противокоррозийные покрытия в зависимости от агрессивности среды.

В случае возможности применения ингибиторов коррозии необходимость покрытия внутренней поверхности аппаратов принимается в соответствии с рекомендациями научно-исследовательских организаций.

Примечание. До освоения аппаратов с внутренним противокоррозийным покрытием допускается применять аппараты без покрытия.

2.67. Компоновка оборудования установки подготовки

нефти должна обеспечивать:

работу установки по принятому технологическому режиму;

свободный доступ к оборудованию, приборам контроля и автоматизации и арматуре по обслуживанию их;

возможность ведения ремонтных работ с помощью средств механизации.

2.68. При компоновке блоков УПН следует их расположить так, чтобы было обеспечено минимальное количество встречных перекачек.

2.69. Применение принудительной или самотечной систем опорожнения технологического оборудования или аппаратуры должно решаться на основании технико-экономических расчетов.

2.70. При компоновке оборудования установок подготовки нефти следует руководствоваться требованиями "Противопожарных норм проектирования предприятий нефтяной и газовой промышленности".

2.71. При привязке блочных или типовых установок подготовки нефти к конкретным условиям необходимо производить полный технологический расчет аппаратуры и оборудования, расчет материального и теплового балансов по принимаемому режиму подготовки для данной нефти, с учетом ее качества и степени подготовки. В результате расчетов должны быть уточнены расходные показатели и возможность использования каждого вида, принятого в проекте оборудования.

2.72. Режим работы установок - круглосуточный, продолжительность технологического процесса - 345 суток.

2.73. Резерв для газовых и воздушных компрессоров, входящих в состав установок подготовки нефти, следует принимать по нормативам компрессорных станций /см. п. 2.109 настоящих "Норм"/.

2.74. Резервирование аппаратов установки подготовки нефти не предусматривается.

2.75. Уровень шума и вибрации оборудования, устанавливаемого в помещениях и на открытых площадках технологических блоков УПН не должен превышать предельно допустимого по санитарным нормам.

При вынужденном применении высокошумных агрегатов предусматривать:

установку глушителей шума;
дистанционное управление;
звукоизолированные кабины наблюдения.

2.76. Норма запасов реагентов и смазочных материалов на складах при установках подготовки нефти должна приниматься в размере 20-30 суточной потребности.

Примечание. При доставке реагентов только водным транспортом запас их предусматривать на весь период закрытия навигации.

## НЕФТЕНАСОСНЫЕ СТАНЦИИ

2.77. По своему назначению нефтенасосные станции следует проектировать для:

технологических перекачек на установках подготовки нефти;
внутрирезервуарных перекачек продукции;
перекачек товарной нефти с установок подготовки нефти.

Примечание. В отдельных случаях функции этих насосных могут совмещаться в одной.

2.78. Нефтенасосные станции, как правило, должны применяться блочными, автоматизированными, заводского изготовления. Компоновка насосных станций различного назначения решается проектом.

2.79. Выбор типа и числа насосов производится в зависимости от физико-химических свойств жидкости, характеристики и параметров, необходимых для перекачки насосов /расчетного рабочего давления, производительности и режима перекачки/.

2.80. Насосное оборудование должно выбираться в соответствии с ГОСТом и технической характеристикой завода-изготовителя.

2.81. Производительность рабочих насосных агрегатов определяется по году максимальной добычи жидкости, поступающей на нефтенасосную станцию. Суммарная часовая производительность их принимается из расчета 23-часовой работы в сутки.

2.82. Для нефтенасосных товарной нефти, внутрирезерву-

арной перекачки, количество рабочих насосов в зависимости от их производительности должно приниматься:

при производительности до 1000 м$^3$/сут - 1 агрегат;

при производительности от 1001 и выше м$^3$/сут - не менее двух агрегатов.

2.83. При перекачке нефтей нескольких сортов на каждую группу насосов в количестве от 1 до 5 предусматривается один резервный агрегат. Устанавливать в группе более пяти рабочих насосов не рекомендуется.

2.84. Для нефтенасосных станций установок подготовки нефти при одном рабочем насосе следует принимать один резервный насос для:

подачи сырья на установки;

подачи сырья в аппараты с огневым нагревом;

перекачки теплоносителя на установках.

В случае установки от 2 до 5 рабочих насосов следует принимать один резервный насос. При перекачке агрессивных сред резерв может быть увеличен.

2.85. Во всех случаях работы одного насоса или параллельной работы двух и более насосов в один нефтепровод должен строиться график совместной их работы.

## РЕЗЕРВУАРНЫЕ ПАРКИ

2.86. При установках подготовки нефти следует предусматривать резервуарные парки для запаса сырья и приема товарной нефти. Резервуарные парки должны проектироваться с учетом требований главы СНиП "Склады нефти и нефтепродуктов. Нормы проектирования" и настоящих норм. Объем резервуарных парков должен приниматься равным:

для сырья - суточной производительности установки подготовки нефти;

для товарной нефти - суточной производительности установки при трубопроводном транспорте и до трехсуточной - при железнодорожном или водном транспорте.

2.87. При использовании резервуарного парка одновременно для нужд центрального пункта сбора нефти и нужд магистрального трубопровода объем резервуарных емкостей определяется с учетом совмещенного графика их работы.

2.88. Для некондиционной нефти установок подготовки нефти дополнительных резервуаров не предусматривать, сброс ее осуществлять в сырьевые резервуары.

2.89. Для резервуарных парков следует применять металлические резервуары по типовым проектам, оснащенные газоуравнительной обвязкой, арматурой и оборудованием, предотвращающими потери легких углеводородов.

2.90. Внутренние поверхности резервуаров и устройств, находящихся внутри их, в зависимости от агрессивности среды должны иметь противокоррозийное покрытие. В случае возможности применения ингибиторов коррозии необходимость покрытия внутренней поверхности аппаратов принимается в соответствии с рекомендациями научно-исследовательских организаций.

2.91. Коэффициент заполнения резервуаров принимается в соответствии с нормами:

для вертикальных резервуаров - 0,95;

для горизонтальных резервуаров - 0,90.

## УСТАНОВКИ ЗАМЕРА ТОВАРНОЙ НЕФТИ

2.92. Для измерения объемов товарной нефти, передаваемой потребителю после установок подготовки нефти, следует проектировать установки коммерческого замера ее на потоке.

2.93. Установки должны проектироваться по паспортным данным завода-изготовителя.

2.94. В качестве буферных емкостей установок замера товарной нефти следует использовать отдельные резервуары товарной нефти.

## ГАЗОКОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ

2.95. Настоящие нормы распространяются:

а/ на газокомпрессорные станции, предназначенные для компримирования нефтяного газа низкого давления с целью подачи его на дальнейшую переработку или использование в качестве энергетического топлива;

б/ на газокомпрессорные станции, компримирующие нефтяной газ с целью обеспечения добычи нефти газлифтным способом.

2.36. Газокомпрессорная станция может быть частью комплекса сооружений по подготовке газа /осушка от влаги, очистка от сероводорода и углекислоты/ или может эксплуатироваться как самостоятельный объект.

2.37. В зависимости от назначения станции, ее местоположения в системе сбора и подготовки нефти, газа и воды и состава компримируемого газа она может состоять из следующих технологических установок, узлов и подсобных объектов:

а/ узла замера, регулирования и переключения газа;

б/ узла предварительной очистки газа/приемные сепараторы, пылеуловители, фильтры и др./;

в/ узла распределения газа /приемные и выкидные коллекторы, приемные и выкидные трубопроводы от компрессоров/;

г/ узла компримирования газа /цех или площадка компрессоров/;

д/ узла технологической аппаратуры /открытая установка/, включающего в себя аппараты для очистки газа от твердых включений масла, углеводородного конденсата и воды, охлаждения газа, сбора углеводородного конденсата и продувочной жидкости, устройств для введения в газ одоранта, ингибиторов гидратообразования и коррозии, водо- или маслоохлаждающих устройств /градирня, воздушные или кожухотрубчатые холодильники/, аппаратуры для очистки углеводородного конденсата и т.п.;

е/ насосных станций для откачки углеводородного конденсата, продувочной жидкости, для циркуляции охлаждающей жидкости /воды или масла/, для закачки ингибитора гидратообразования и коррозии, для перекачки раствора по очистке углеводородного конденсата и т.п.;

ж/ установки приготовления воздуха для приборов автоматики и пусковых целей /компрессоры воздуха, холодильники, ресиверы, осушители воздуха/;

з/ объектов складского назначения /для масел, одоранта, ингибиторов, реагентов, запасных частей, инструмента и материалов/;

и/ объектов факельного хозяйства /факел для сжигания

газа, емкость для сбора и насосная для откачки уловленного конденсата перед стволом факела/;

к/ электротехнических устройств и средств связи, объектов контроля и автоматизации технологического процесса компримирования;

л/ объектов административно-бытового назначения.

2.98. Проектирование газокомпрессорной станции должно производиться в технологической увязке с газопроводом компримированного газа и объектами его потребления.

2.99. Газ, поступающий на прием компрессоров, должен быть очищен, как правило, с помощью пылеуловителей или фильтров /от пыли, окалины, окислов железа и других твердых включений/ и с помощью сепараторов - от капельных включений /нефти, воды, углеводородного конденсата/.

Примечание. Установка пылеуловителей или фильтров на приеме газа перед компрессорами обязательна при следующих условиях:

а/ по требованию завода-изготовителя;

б/ при компримировании газа, содержащего сероводород.

2.100. Подача на прием компрессора газа, содержащего сероводород допускается при соблюдении следующих условий:

- применение компрессоров и емкостных аппаратов станции для работы на сероводородосодержащем газе должно быть согласовано с заводами-изготовителями и организациями разработчиками аппаратов;

- давление сжатия не должно, как правило, превышать 12 кгс/см$^2$;

- оборудование, аппаратура, приборы и трубопроводы должны быть изготовлены из коррозионностойких материалов в соответствии с техническими требованиями работы сосудов на сероводородной среде /термообработка материала аппаратов, сварных швов и т.п./ или защищены от воздействия сероводорода путем применения ингибиторов коррозии или другим способом.

2.101. Техническая характеристика газа, поступающего на компримирование, отличающаяся от указанной в технических условиях завода-изготовителя должна быть согласована с заводом-изготовителем.

2.102. Выбор компрессоров следует производить из числа серийно выпускаемых машин на основании технико-экономических сравнений.

2.103. При многоступенчатом компримировании нефтяного газа с промежуточным охлаждением его необходимо производить расчеты на выпадение конденсата углеводородов после охлаждения газа на каждой из ступеней сжатия в наиболее холодный период времени года. При возможности выпадения жидкости на какой-либо ступени следует после холодильников предусматривать установку сепараторов.

2.104. При использовании компрессоров в режиме, отличном от установленного в технических условиях завода-изготовителя, технологические расчеты по определению производительности машины и потребной мощности двигателя привода следует согласовывать с заводом-изготовителем.

2.105. Если состав топливного газа для компрессоров с газомоторным приводом отличается от установленного в технических условиях завода-изготовителя, он должен быть согласован с заводом.

2.106. Количество резервных компрессоров для группы машин одной модификации назначается, исходя из следующего:

а/ при количестве рабочих компрессоров до 8 /включительно/ - одна резервная машина;

б/ при количестве рабочих компрессоров свыше 8-10% от числа рабочих машин, но не менее двух.

2.107. Размещение компрессоров должно быть, как правило, однорядное.

2.108. При оборудовании компрессорной станции поршневыми компрессорами для гашения пульсации газового потока, на всасывании и нагнетании компрессорных цилиндров следует предусматривать демпульсаторы, объем которых должен быть в 10 раз больше объема присоединяемых к коллектору цилиндров.

2.109. В цехе компрессоров допускается установка только компрессорных агрегатов и скомпанованного с ним заводом-изготовителем технологического оборудования /промежуточные газовые холодильники, маслонасосы, фильтры, холодильники масла и т.п./

2.110. Цех компрессоров должен оснащаться подъемно-транспортным оборудованием для выполнения трудоемких операций /кран, кран-балка, таль и т.п./. На период ремонтных работ для транспорта грузов весом до 5 т следует применять подвесное оборудование. Для монтажа и демонтажа компрессорного оборудования, расположенного на открытых площадках, следует применять самоходные автокраны.

В помещении компрессоров должна быть предусмотрена монтажная площадка.

2.111. Приемные и нагнетательные газовые коллекторы компрессоров должны р ополагаться вне цеха компрессоров, причем приемные коллекторы должны быть уложены с уклоном, обеспечивающим их самотечное опорожнение от жидкости. Укладку коллекторов следует предусматривать надземной. Для приемных коллекторов допускается подземная укладка.

2.112. Каждый компрессорный агрегат должен отключаться задвижками, устанавливаемыми на приемных и нагнетательных газопроводах.

2.113. На нагнетательных газопроводах между компрессором и отключающей задвижкой должен быть установлен обратный клапан.

Примечания: 1. Задвижки должны иметь дистанционный привод с ручным дублированием.

2. Установка кранов не рекомендуется.

2.114. Нагнетательные коллекторы и газопроводы между компрессорами и нагнетательными коллекторами должны быть обеспечены устройствами для компенсации тепловых удлинений, а при установке поршневых компрессоров должны быть, кроме того, приняты меры по уменьшению вибрации трубопроводов /применение демпфераторов, тугоподвижных опор, виброгасящих прокладок, плавных поворотов труб и т.п./.

2.115. Вся запорно-регулирующая арматура и задвижки должны размещаться вне помещения и быть стальными.

2.116. Каждый компрессор должен быть снабжен предохранительными пружинными клапанами, установленными непосредственно на выкиде у каждой ступени сжатия перед обратным клапаном.

2.117. Нагнетательный и приемный газопроводы каждой сту-

пени сжатия должны быть соединены между собой /через задвижку/ газопроводом, обеспечивающим возможность пуска компрессора в работу и регулирование его производительности за счет перепуска с нагнетания на прием.

2.118. Для обеспечения удаления газа из компрессора /при ревизии, ремонте и др./ на приемном газопроводе каждой ступени компрессора между отключающей задвижкой и цилиндром каждой ступени должна быть предусмотрена продувочная свеча с установкой на ней запорной арматуры высокой степени герметичности.

Примечания:

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

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

2.119. Продувочная свеча должна быть выведена на 2 м выше конька крыши здания, но не менее 5 м от уровня земли, а при наличии фонаря или дефлектора на 1 м выше конька фонаря или верха вытяжного патрубка дефлектора. Свеча должна иметь минимальное количество поворотов, размещаться в местах обеспечивающих безопасные условия рассеивания газа, и защищена от попадания в нее атмосферных осадков.

2.120. Газомоторные компрессоры должны быть обеспечены свечами для удаления газа:

а/ от протечек сальников компрессорных цилиндров;

б/ из фонаря компрессорных цилиндров;

в/ из картера газомоторного двигателя.

Примечания:

1. Допускается сбрасывать на общую свечу газ от протечек сальников и газ из фонаря компрессорных цилиндров.

2. Каждая свеча должна быть выведена на 2 м выше конька крыши здания, снабжена огнепреградителем.

3. Запорная арматура на свечах не ставится.

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

2.122. Охлаждение газа между ступенями сжатия и после компрессоров может производиться водой или воздухом. Способ охлаждения газа устанавливается технико-экономическими расчетами.

2.123. Максимально допустимая температура газа, поступающего с компрессорной станции в газопровод подземной укладки с битумной антикоррозийной изоляцией, не должна, как правило, превышать 70°С.

Температура газа может превышать 70°С при условии применения тугоплавкой антикоррозийной изоляции газопровода и возможности обеспечения компенсации тепловых удлинений.

2.124. Скорость газа в приемных и нагнетательных коллекторах и газопроводах, соединяющих компрессоры с коллекторами /по приему и нагнетанию/, должна быть в пределах, указанных в табл. 2 /см. раздел "Технологические трубопроводы"/.

2.125. Выделение жидкости из газа после его охлаждения должно производиться в промежуточных и концевых газосепараторах.

2.126. Подбор маслоотделителей и газосепараторов должен производиться в соответствии с действующими нормалями, ОСТами.

2.127. Резерв технологической аппаратуры следует принимать

для приемных, концевых, промежуточных сепараторов, а так же водяных холодильников газа при одном рабочем аппарате - по одному аппарату.

Примечание:

Допускается не предусматривать резерв для сепараторов и холодильников газа при числе рабочих аппаратов 2 и более.

2.128. Технологическая аппаратура размещается на открытой площадке. Для предотвращения замерзания жидкости она должна быть теплоизолирована в нижней части и, при необходимости, обеспечена обогревом.

2.129. Расположение технологической аппаратуры на открытой площадке и обвязка ее коммуникациями должна быть выполнена с учетом обеспечения возможности самотечного слива жидкости в дренажные емкости.

2.130. Продувка и удаление конденсата из технологической

аппаратуры и газовых коллекторов должны производиться в дренажную емкость, сообщающуюся с факельной линией и оборудованную средствами откачки жидкости или системой передавливания. Масло, скапливающееся в маслоотделителях, должно сбрасываться в отдельную емкость для последующей отправки на регенерацию.

2.131. На выходе и входе газа из компрессорной станции должна быть установлена запорная арматура, позволяющая дистанционно быстро и надежно отключать станцию от внешних сетей. При этом должна быть обеспечена возможность аварийного сброса газа с приема компрессорной станции на факельную линию через дистанционно управляемую задвижку.

2.132. На выкидной линии последней ступени сжатия компрессора должен быть установлен предохранительный клапан, срабатывающий при давлении, превышающем рабочее на 10%. Клапан монтируется вне здания на стояке высотой 1,8 м от поверхности земли.

2.133. Пружинные предохранительные клапаны должны иметь приспособление, позволяющее проверять их действие во время работы компрессора.

2.134. Маслохозяйство компрессорной станции должно включать:

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

б/ расходную емкость;

в/ промежуточные емкости для отработанного масла /применяются в отдельных случаях/;

г/ насосы для перекачки свежего и отработанного масла;

д/ установки дегазации и регенерации отработанного масла /необходимость их определяется технико-экономической целесообразностью/.

2.135. Емкость для свежего масла на складе должна содержать не менее чем трехмесячный запас масла и располагаться вне здания компрессорного цеха.

2.136. Размер расходной емкости масла должен соответствовать объему масла в картере наибольшего компрессора. Расходную емкость допускается устанавливать в здании компрессорного цеха в отдельном помещении маслохозяйства. При

установке компрессоров, для которых эти емкости поставляются заводом-изготовителем в комплекте с машиной, расходная емкость не предусматривается. Промежуточные емкости для отработанного масла должны устанавливаться вблизи компрессорного цеха подземно.

2.137. Проектирование склада масла должно выполняться с учетом требований СНиП "Склады нефти и нефтепродуктов".

## УСТАНОВКИ ОСУШКИ НЕФТЯНОГО ГАЗА И ОЧИСТКИ ЕГО ОТ СЕРОВОДОРОДА

2.138. Установки осушки и очистки нефтяного газа от сероводорода предназначены для подготовки газа к транспорту и использованию его потребителями.

2.139. При проектировании установок осушки нефтяного газа и его очистки от сероводорода следует руководствоваться следующими основными положениями:

установки подготовки газа должны, как правило, комплектоваться из технологических узлов блочно-комплектного исполнения. Проектирование этих установок в неблочном исполнении в каждом конкретном случае обосновывается технико-экономическими расчетами. При привязке блочных установок осушки и очистки газа от сероводорода к конкретным условиям их работы необходимо производить поверочные технологические расчеты процессов абсорбции /адсорбции/ и десорбции газа, расчет теплового баланса абсорбционных и десорбционных аппаратов, расчет колонной, теплообменной и другой аппаратуры.

В результате расчетов должны быть уточнены расходные показатели и определена возможность использования каждого вида принятого в проекте оборудования.

Отбензиненный нефтяной газ, подаваемый в единую систему магистральных газопроводов, должен удовлетворять, согласно ОСТ 51.40-74 требованиям, приведенным в таблице № I.

Таблица I

| Показатели | Для умеренной и жаркой климатических зон | Для холодной климатической зоны |
|---|---|---|
| Точка росы по влаге и тяжелым углеводородам при давлении 55 кг/см2 не выше, °С | | |
| в зимний период | - I0 | - 25 |
| в летний период | - 3 | - I5 |
| Механические примеси в граммах на I00 м3, не более | 0,I | 0,I |
| Содержание сероводорода в граммах на I00 м3, не более | 2,0 | 2,0 |
| Содержание кислорода, % объемных, не более | I,0 | I,0 |

Примечания:

I. Климатические зоны по ГОСТ I6350-70.

2. Отступление от указанных требований согласовывается с газотранспортными организациями Мингазпрома. Нефтяной газ /отбензиненный и неотбензиненный/, направляемый потребителям по газопроводам, не входящим в Единую систему магистральных газопроводов, должен удовлетворять техническим требованиям потребителей этого газа.

Во всех климатических зонах рекомендуется применять абсорбционные способы осушки и очистки нефтяного газа от сероводорода.

Применение других способов должно быть обосновано соответствующими технико-экономическими расчетами.

Технические решения /технологические схемы/ по проектируемым установкам очистки газа от сероводорода, в т.ч. вопросы утилизации /сжигания/ кислых газов должны быть согласованы с головной организацией по разработке проектов газоочистных сооружений /институт "Гипрогазочистка"/.

2.I40. При температуре газа, поступающего в абсорбер, ниже 15°С в технологическую схему установок осушки газа необходимо включать теплообменник-нагреватель, чтобы обеспечить соответствующую температуру контакта.

2.I4I. Насыщение раствора-поглотителя влаги не должно превышать 2,5%.

Количество раствора гликоля определяется расчетом, но должно быть не менее 20 л на I00 м³ газа.

2. I42. Температура регенерации осушителя должна устанавливаться в соответствии с рекомендациями, указанными в паспорте осушителя /абсорбента/.

2.I43. Технические решения по обвязке абсорберов установок осушки и очистки газа от сероводорода должны обеспечить равномерную подачу подготавливаемого газа в абсорберы.

2.I44. Отвод из абсорбера насыщенного раствора на регенерацию должен осуществляться автоматически.

2.I45. При размещении оборудования и аппаратуры на открытых площадках необходимо предусматривать возможность быстрого спроса из них воды и застывающих жидкостей при прекращении работы установки.

2.I46. Циркуляционные и вспомогательные насосы для перекачки флегмы и щелочи, а также оборудование для приготовления растворов должны устанавливаться в помещении.

2.I47. Расчет теплообменной аппаратуры ведется по общепринятым методикам. Конструкция теплообменников и холодильников принимается по действующим на момент проектирования ГОСТам и нормалям.

2.I48. Во всех случаях, когда это оправдывается технико-экономическими расчетами, необходимо применять воздушные холодильники.

2.I49. Теплообменные аппараты, которые работают на растворах МЭА и ДЭГ, должны устанавливаться с резервом, позволяющим производить отключение одного из аппаратов на текущий ремонт.

2.I50. Абсорберы, отгонные колонны, кожухи теплообменников и испарители, обвязочные трубопроводы установок очистки газа от сероводорода, в целях уменьшения коррозионного растрескивания металла необходимо подвергать термической

обработке.

2.151. При проектировании вертикальных аппаратов следует предусматривать подъемные устройства для монтажа и демонтажа отдельных узлов, заполнения аппаратов насадками и т.д.

2.152. Обслуживающие площадки должны, как правило, крепиться непосредственно к аппаратам.

2.153. Газопроводы установок очистки газа от сероводорода должны выполняться из стальных бесшовных горячекатаных или электросварных труб, изготовленных из углеродистых сталей марки 10 и 20, поставляемых в термообработанном состоянии, с последующей термообработкой поперечных сварных стыков. При надземной укладке труб должно учитываться соответствие их хладостойкости рабочим условиям.

2.154. Все соединения газопроводов должны быть сварными. Фланцевые соединения допускаются только в местах присоединения арматуры и аппаратов.

2.155. Технологические трубопроводы, транспортирующие ДЭГ, МЭА, щелочи, метанол, должны проектироваться как трубопроводы первой категории в соответствии с требованиями действующих строительных норм и правил на проектирование технологических трубопроводов.

2.156. Режим работы установок осушки газа - круглосуточный, продолжительность работы в году принимается в зависимости от конкретных климатических условий района.

Режим работы установки сероочистки также круглосуточный, продолжительность технологического процесса - 345 дней.

2.157. При разработке решений по компоновке оборудования и аппаратуры, изоляции/ тепловой и противокоррозионной/, а также по расчету предохранительных клапанов и другим вопросам следует руководствоваться требованиями раздела "Установки подготовки нефти" настоящих "Норм".

2.158. При проектировании факельной системы, а также технологических трубопроводов следует руководствоваться требованиями соответствующих разделов настоящих "Норм".

## ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ТРУБОПРОВОДЫ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПЛОЩАДОК /внутриплощадочные трубопроводы/

2.159. К технологическим трубопроводам промышленных площадок /центральные пункты сбора, подготовки нефти, газа, компрессорные станции, дожимные насосные станции, кустовые насосные станции, установки предварительного сброса пластовой воды и др./ относятся трубопроводы, обеспечивающие ведение технологического процесса производства, по которым транспортируются: нефть, нефтепродукты, нефтяной газ, конденсат, пар, вода, реагенты, топливо и другие жидкие и газообразные продукты.

2.160. Технологические трубопроводы должны проектироваться как единое надземное и подземное комплексное хозяйство с учетом общего планировочного решения промышленной площадки и взаимной увязки сетей. При этом следует руководствоваться главами СНиП "Генеральные планы промышленных предприятий. Нормы проектирования" и "Технологические стальные трубопроводы с условным давлением 100 кгс/см$^2$ включительно. Нормы проектирования" и др.

2.161. Выбор диаметров трубопроводов должен производиться с учетом их производительности, вязкости транспортируемого продукта. При определении диаметров технологических трубопроводов необходимо принимать оптимальные скорости движения продукта по трубам, приведенные в таблице 2

Таблица 2

### РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ОПТИМАЛЬНЫЕ СКОРОСТИ ПРОДУКТА В ТРУБОПРОВОДАХ

| Наименование продукта и трубопровода | Скорость, м/с |
|---|---|
| Газ в приемном газопроводе поршневого компрессора | до 10 |
| То же центробежного компрессора | до 15 |

| Наименование продукта и трубопровода | Скорость, м/с |
|---|---|
| Газ в приемном коллекторе компрессора | до 10 |
| Газ в нагнетательном газопроводе компрессора | до 20 |
| Газ в нагнетательном коллекторе компрессора | до 20 |
| Конденсат углеводородов /отводимый самотеком/ | 0,15-0,3 |
| Топливный газ /к печам, котлам и др./ | до 40 |
| Сжиженные газы на всасывании насоса | до 1,2 |
| -"- -"- на нагнетании насоса | до 3,0 |
| Жидкость на всасывании насоса /нефть, эмульсия, реагенты/ | 0,2-1,0 |
| -"- на нагнетании насоса | 1,2-3,0 |
| -"- в самотечных коллекторах между аппаратами | 0,2-0,5 |
| Воздух при давлении до 12 кгс/см$^2$ | 20-50 |
| Пар насыщенный водяной | 20-30 |
| Масло смазочное | 0,6-1,2 |
| Вода на всасывании насоса | 1,0-1,2 |
| -"- на нагнетании насоса | 1,2-1,6 |
| Стоки в самотечных канализационных коллекторах | 0,6-0,8 |
| -"- в напорных канализационных коллекторах | 0,8-1,0 |

2.162. Выполнение гидравлического расчета обязательно при:

определении диаметров всасывающих и нагнетательных трубопроводов, насосных станций, компрессорных станций;

проектировании гидравлических систем с замкнутым контуром циркуляции /разводка хладоагента и др./;

проектировании коммуникаций технологических трубопроводов.

2.163. Трубопроводы, прокладываемые в земле и на открытом воздухе, не требующие периодической разборки, должны проектироваться на сварных соединениях.

2.164. Трубопроводы для застывающих или коррозирующих сред, требующие периодической разборки для чистки или замены отдельных участков из-за коррозии или других причин, допускается проектировать на фланцевых соединениях.

2.165. Для защиты стальных трубопроводов от почвенной коррозии должны применяться антикоррозийные покрытия в соответствии с требованиями главы СНиП "Магистральные трубопроводы. Правила приемки и производства работ". Необходимость тепловой изоляции и обогрева трубопроводов в каждом отдельном случае устанавливается расчетом.

2.166. Надземные и подземные технологические трубопроводы рекомендуется проектировать с учетом рельефа местности с уклоном, обеспечивающим возможно более полное опорожнение труб в аппараты установки и другие емкости.

Уклон должен быть не менее 0,003.

2.167. Условные давления и соответствующие им наибольшие рабочие давления в зависимости от марок стали и рабочей температуры транспортируемой среды должны определяться на основании ГОСТа "Давления условные, пробные и рабочие для арматуры и соединительных частей трубопроводов".

2.168. За рабочее /расчетное/ давление в трубопроводе принимается:

рабочее давление в аппарате, с которым соединен трубопровод, т.е. давление, указанное в его техническом паспорте;

для напорных трубопроводов от центробежных и вихревых насосов, если не установлен предохранительный клапан - сумма давлений, развиваемых насосом при закрытой задвижке, на стороне нагнетания и на стороне всасывания;

для напорных трубопроводов от поршневых насосов и компрессоров, а также центробежных и вихревых насосов с установленными на них перепускными или предохранительными клапанами, давление, на которое отрегулированы эти клапаны;

для паропроводов максимальное возможное давление пара, которое может создаваться на проектируемом участке паропровода;

для водоводов при циркуляционной схеме - максимальное давление, развиваемое насосом с учетом подпора на обратной

линий.

2.169. Определение величины испытательного давления для всех технологических трубопроводов должно производиться исходя из установленного для каждого трубопровода рабочего /расчетного/ давления.

2.170. Выбор способа прокладки трубопроводов решается проектом с учетом физико-химических свойств транспортируемых продуктов, рельефа местности, геологии, гидрогеологии, пересечения дорог, климатических и других условий.

## СООРУЖЕНИЯ СБОРА ПАРАФИНА И ПРОДУКТОВ ЗАЧИСТКИ

2.171. Парафин, полученный при зачистке /пропарке/ резервуаров, технологических емкостей, подлежит сбору в местные емкости, из которых должен вывозиться в земляные амбары - накопители.

2.172. Емкость земляных амбаров - накопителей парафина и продуктов зачистки определяется по данным пробной эксплуатации скважин из расчета сбора парафина в течение года.

2.173. Хранилища /земляные амбары, ямы для продуктов зачистки и парафина/ должны размещаться смежно с очистными сооружениями, иметь площадки для размещения транспортных или технических средств по заполнению или опорожнению хранилища и быть водонепроницаемыми.

## ФАКЕЛЬНАЯ СИСТЕМА

2.174. В состав факельной системы площадки ЦПС, как правило, должны входить:

а/ общий факельный коллектор;

б/ специальный факельный коллектор с факельной трубой для сжигания сероводорода/ при наличии технологической установки по очистке нефтяного газа от сероводорода/;

в/ газопроводы /коллекторы/ от площадок технологических объектов, установок, аппаратов по сепарации газа, подготовке

нефти, компрессии и подготовке нефтяного газа и т.п. до общего факельного коллектора;

г/ конденсатосборники с насосной откачкой конденсата;

д/ огнепреградители;

е/ факельная труба.

2.175. В факельную систему следует направлять:

а/ нефтяной газ, который не может быть принят технологическими установками подготовки газа по причинам аварии или ремонта последних;

б/ аварийные сбросы нефтяного газа с предохранительных клапанов и устройств, установленных на аппаратах технологических объектов, емкостях резервуарных парков и т.п.;

в/ газ из отдельных аппаратов перед их ревизией и ремонтом;

г/ нефтяной газ от периодических продувок аппаратов, компрессоров, насосов и других технологических объектов.

2.176. При расчете факельной системы площадки ЦПС производительность газопроводов принимается равной:

а/ для газопроводов /коллекторов/ от технологических объектов до общего факельного коллектора - максимальному аварийному сбросу с объекта /максимальному единовременному сбросу от предохранительных клапанов аппарата или нескольких аппаратов объекта плюс технологические сбросы/;

б/ для общего факельного коллектора - аварийному сбросу с того технологического объекта, на котором этот сброс окажется максимальным по сравнению с остальными, с коэффициентом $K = 1,1 - 1,2$, зависящим от величины сброса газов, количества подключаемых к коллектору технологических установок и количества технологических продувок.

2.177. Общее сопротивление факельных газопроводов и факельной трубы не должно превышать 0,5 кгс/см$^2$. Диаметры газопроводов факельной системы должны приниматься с учетом этого условия.

2.178. В составе факельной системы площадки ЦПС необходимо предусматривать не менее двух взаимозаменяемых факельных труб, расположенных на расстоянии, обеспечивающем возможность безопасного ремонта одной из труб при работе другой, но не менее 50 м.

Примечание. При наличии на площадке ЦПС специального факельного коллектора для сжигания сероводорода количество факельных труб должно быть не менее двух с возможностью их взаимозаменяемости.

2.179. Высота факельных труб должна приниматься не менее 25 м для бессернистых газов и не менее 35 м для сернистых. Маркировку и световое ограждение факельных труб необходимо выполнять в соответствии с "Правилами дневной маркировки, светового ограждения и радиомаркировки препятствий, находящихся на приаэродромных территориях и воздушных трассах".

Примечание. Высота факельной трубы для сжигания сероводорода определяется по специальной методике института "Гипрогазоочистка".

2.180. Верхняя часть факельной трубы /не менее 4 м/ должна быть выполнена из жаропрочной стали.

2.181. Скорость газа в устье факельной трубы должна приниматься с учетом исключения возможности отрыва пламени, но не более 80 м/сек.

2.182. Высота и месторасположение факельных стволов должны выбираться в зависимости от топографии площадки, расположения окружающих сельскохозяйственных земель и жилых поселков, интенсивности преобладающего направления ветров, из условий максимального рассеивания в атмосфере продуктов сгорания, а также с учетом требований противопожарных норм.

2.183. Факельные стволы должны быть оборудованы:

а/ электрозапальным устройством с дистанционным управлением и автоматическим зажиганием факела;

б/ горелками постоянного горения;

в/ устройством, обеспечивающим бездымное сжигание газа;

г/ подводом газа для горелок постоянного горения /от линии топливного газа или от трубопровода, в котором газ под давлением имеется постоянно, вне зависимости от работы технологических установок подготовки газа/.

2.184. На газопроводе перед факельной трубой должны быть предусмотрены огнепреградители или гидрозатворы, доступные для осмотра и ремонта.

2.185. Факельные газопроводы должны при необходимости

теплоизолироваться и обогреваться.

2.186. Прокладку факельных газопроводов необходимо осуществлять наземно, с уклоном. В тех случаях, когда невозможно выдержать односторонний уклон, в низких точках газопроводов необходимо устанавливать конденсатосборники. Участок факельного газопровода между конденсатосборником и факельной трубой должен иметь уклон в сторону конденсатосборника.

2.187. Конденсат из конденсатосборника должен откачиваться насосом или выдавливаться топливным газом по специальному конденсатопроводу.

2.188. Установка конденсатосборников предпочтительна надземная.

2.189. Компенсация газопроводов факельной системы рассчитывается на температуру сбрасываемых паров и газов и проверяется на температуру пара, применяемого для пропарки.

2.190. Для обеспечения производства ремонтных работ на факельных газопроводах необходимо устанавливать запорную арматуру:

а/ на границе технологических установок;

б/ перед каждой факельной трубой /до конденсатосборника/.

2.191. Все задвижки на факельных линиях должны устанавливаться шпинделем вниз, запираться в открытом положении и пломбироваться.

2.192. Запорная арматура на факельных газопроводах должна быть в стальном исполнении, высокой степени герметичности, установлена в местах, доступных для осмотра и ремонта и теплоизолирована с обогревом.

# 3. ВОДОСНАБЖЕНИЕ, ЗАВОДНЕНИЕ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ, КАНАЛИЗАЦИЯ

## Водоснабжение

3.1. Водоснабжение объектов и систем сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтяного газа следует проектировать в соответствии с требованиями: Закона "Основы водного законодательства Союза ССР и союзных республик", глав СНиП "Водоснабжение. Наружные сети и сооружения", "Внутренний водопровод и канализация зданий. Нормы проектирования", "Склады нефти и нефтепродуктов. Нормы проектирования", "Санитарных норм проектирования промышленных предприятий", "Правил санитарной охраны прибрежных районов морей, "Правил охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами", "Положения о государственном учете вод их использования", "Противопожарных норм проектирования предприятий нефтяной и газовой промышленноста", "Инструкции по строительному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтяной и газовой промышленности", а также требованиями других документов, утвержденных или согласованных Госстроем СССР и настоящих "Норм".

3.2. На объектах нефтяных месторождений вода в основном расходуется на:

а/ заводнение нефтяных пластов с целью поддержания пластового давления;

б/ бурение скважин;

в/ технологические нужды:

подготовку нефти /глубокое обезвоживание и обессоливание/;

подпитку оборотных систем водоснабжения технологических установок и компрессорных;

подпитку котельных;

приготовление технологических растворов;

охлаждение насосов и компрессоров;

промывку технологического оборудования и резервуаров;

мойку машин и оборудования;
полив территории и зеленых насаждений;
капитальный и текущий ремонт скважин;

г/ хозяйственно-бытовые нужды;

д/ пожаротушение.

3.3. Расходы воды на заводнение нефтяных пластов, требования к ее качеству и свойствам приведены в разделе "Заводнение нефтяных пластов" настоящих "Норм".

3.4. Нормы расхода воды на производственные нужды до разработки институтом "БашНИПИнефть" "Оптимальных норм водопотребления и водоотведения для нефтедобывающей промышленности с учетом совершенных технологических процессов в целях экономии воды и сохранения выбросов загрязнений со сточными водами" следует принимать по данным технологической части проекта обустройства нефтяного месторождения, в зависимости от назначения воды, производительности технологической установки и установленного оборудования.

При этом должны быть рассмотрены возможности уменьшения расходов свежей воды за счет применения рациональных технологических процессов, оборота воды, повторного использования сточных вод и т.п.

Для разработки прогнозов и составления генеральных схем развития нефтедобывающих районов нормы расхода воды на производственные нужды можно принимать по "Укрупненным нормам расхода воды и количество сточных вод на единицу продукции для различных отраслей промышленности". Стройиздат, Москва, 1973, и табл. 3 настоящих "Норм".

3.5. Расходы воды на хозяйственно-бытовые нужды следует определять по СНиП "Водоснабжение. Наружные сети и сооружения. Нормы проектирования".

3.6. Противопожарные расходы воды следует определять по "Противопожарным нормам проектирования предприятий нефтяной и газовой промышленности" и др.

Таблица 3

Нормы расхода воды на производственные нужды

| Потребители | Единица измерения | Расход воды | | Часовой коэффициент неравномерности | | Примечание |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | технической | питьевой | технич. | питьевой | |
| I | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| I. Бурение скважины на глинистом растворе: | | | | | | |
| при централизованном его приготовлении | $м^3$/сут на I скв. | 43 | - | I | - | |
| при индивидуальном приготовлении | то же | 60 | - | 2,5<br>I,6 | - | При двух глиномешалках $К_{час}$ - 2,5; при пяти $К_{час}$ - I,6 |
| 2. Бурение скважин на воде в зависимости от времени долбления в часах за сутки /от I.75 до 5 час/ | -"- | 225-510 | - | 2,5<br>I,5 | — | $К_{час}$ принимается в зависимости от числа одновременно действующих буровых станков |
| 3. Капитальный и текущий ремонты скважин | $м^3$/сут на I скв. в ремонте | 3 | - | 2 | - | |

Продолжение табл. 3

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 4. Центральные пункты подготовки нефти, газа и воды | | | | | | |
| по нефти 1 млн.т в год | $м^3$/сут | 422 | 13,0 | 1,9 | 3 | Без пополнения запаса воды на противопожарные нужды |
| 3 | | 1007 | 13,4 | 1,4 | 3 | |
| 6 | | 1890 | 15,8 | 1,2 | 3 | |
| 9 | | 2700 | 16,0 | 1,15 | 3 | |
| 5. Установка обезвоживания нефти или установка предварительного сброса пластовой воды производительностью | | | | | | |
| 1,0 -6,0 млн.т в год | $м^3$/сут | 150-200 | 8-10 | 1 | 3 | |
| 6. Промывка резервуаров общей емкостью $м^3$ | | | | | | |
| до 10000 | " | 36 | - | 12 | - | |
| от 10000 до 30000 | " | 72 | - | 12 | - | |
| свыше 30000 | " | 144 | - | 12 | - | |

Примечания:

1. Расходы воды на бурение скважин следует уточнять по "Справочнику укрупненных сметных норм /СУСН/ на строительство нефтяных и газовых скважин", Москва, 1964.

2. Расходы воды на ЦПС и установки подготовки нефти могут корректироваться для каждого конкретного случая в зависимости от установленного оборудования.

3.7. К качеству воды, расходуемой на бурение скважин, мойку машин и оборудование, нужды строительства, капитальный и текущий ремонт скважин, особых требований не предъявляется. Для этих целей могут использоваться без очистки

воды открытых пресных источников, подземные, морские, а также очищенные от нефтепродуктов, не агрессивные к металлу и бетону пластовые воды, добытые попутно с нефтью. При этом вода должна быть безвредной для обслуживающего персонала и не должна обладать отрицательными органолептическими свойствами /при открытой системе/.

Требования к качеству воды, подаваемой на другие технологические нужды, должны устанавливаться в каждом конкретном случае в зависимости от назначения воды, условий ее использования, требований технологического процесса установок и производств с учетом установленного оборудования и влияния, оказываемого водой на оборудование, технологический процесс, выход продукции и ее себестоимость.

3.8. Для тушения пожаров пригодна любая вода при условии, что в ней не содержатся нефтепродукты. Требования к качеству воды, идущей на приготовление раствора пенообразователя, устанавливаются в зависимости от принятого пенообразователя.

3.9. Свободный напор в наружной сети производственного водопровода должен определяться в зависимости от принятой схемы водоснабжения, технологической схемы производственного процесса и по технологическим характеристикам установленного оборудования.

3.10. На период разведочного бурения и пробной эксплуатации скважин допускается строительство временных сооружений систем водоснабжения. Линейные сооружения при этом должны проектироваться с учетом использования их в дальнейшем.

3.11. Системы водоснабжения для заводнения нефтяных пластов следует проектировать с учетом требований, изложенных в разделе "Заводнение нефтяных пластов".

3.12. На площадках центральных пунктов сбора /ЦПС/, товарных парков и других аналогичных объектов водопроводные сети должны быть кольцевыми.

Тупиковые линии водопроводов допускается применять:

- для подачи воды на:
  производственные нужды;
  хозяйственно-питьевые нужды;

противопожарные нужды /в случаях, оговоренных "Противопожарными нормами проектирования предприятий нефтяной и газовой промышленности"/.

3.13. Длину ремонтных участков на магистральных водоводах, транспортирующих пресные воды, допускается принимать не более 10 км; для водоводов, транспортирующих пластовые и сточные воды, длина ремонтных участков должна быть не более 5 км.

3.14. Магистральные водоводы, транспортирующие пластовые и сточные воды на кустовые насосные станции системы заводнения, должны прокладываться, как правило, в две линии /прокладка в одну линию допускается 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 вод на время ликвидации аварии на водоводе /пункт 3.22 настоящих"Норм "/.

3.15. Устанавливать вантузы и выпуски на водоводах, транспортирующих агрессивные пластовые и сточные воды, не рекомендуется.

3.16. Допускается использовать под водоводы /после соответствующей реконструкции, обработки и испытания/ существующие трубопроводы, используемые ранее для других целей /нефтепроводы, газопроводы и др./.

## ЗАВОДНЕНИЕ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

3.17. Метод заводнения /законтурное, внутриконтурное, площадное, очаговое, блоковое, комбинированное и др./ следует принимать на основании комплексной схемы /проекта/ разработки нефтяных месторождений.

3.18. Заводнение нефтяных пластов можно выполнять:

- путем закачки воды через нагнетательные скважины с поверхности земли;
- перетоком или перекачкой подземных вод в продуктивный пласт.

Применение перетока или перекачки подземных вод должно быть обосновано в комплексной схеме /проекте/ разработки нефтяного месторождения.

3.19. Объемы закачки и давления нагнетаемой воды, количество нагнетательных скважин и их расположение по месторождении, ввод фонда нагнетательных скважин по годам разработки месторождения следует принимать по комплексной схеме /проекту/ разработки нефтяного месторождения.

3.20. Коэффициент часовой и суточной неравномерности для заводнения при непрерывной закачке воды следует принимать равным единице.

Для цикличной закачки воды коэффициент неравномерности определяется комплексной схемой /проектом/ разработки нефтяного месторождения.

3.21. Расходы воды на собственные нужды заводнения /охлаждения масла и подпор сальников насосов ЦНС, промывка водоводов и нагнетательных скважин, приготовление раствора ингибитора коррозии и др./ определяются соответствующими расчетами в зависимости от установленного оборудования, качества закачиваемой воды, диаметров и протяженности трубопроводов, типа и доз ингибитора коррозии и др.

3.22. Сооружения системы заводнения и водопроводных сооружений, обеспечивающие эту систему водой, должны иметь резерв по производительности в размере 10-30% от планируемого объема закачки воды.

3.23. Допускается временное /от одних суток и более/ прекращение закачки воды на отдельном участке или в целом по месторождению.

При закачке на отдельном участке или в целом на месторождении пластовых и сточных вод должны быть предусмотрены сооружения, позволяющие осуществить одно из следующих мероприятий на время остановки / до одних суток/ системы заводнения:

закачку пластовых и сточных вод в поглощающие скважины;

закачку пластовых и сточных вод в нефтепроводы;

накопление пластовых и сточных вод на очистных сооружениях;

перекачку пластовых и сточных вод в систему заводнения другого участка или месторождения.

3.24. Заводнение нефтяных пластов с поверхности земли следует проектировать по следующим схемам:

а/ кустовая насосная станция - индивидуальные высоконапорные водоводы к 1-2 нагнетательным скважинам - скважины;

б/ кустовая станция - общий высоконапорный водовод - отпайка к нагнетательной скважине - скважина;

в/ кустовая насосная станция - общий водовод на группу нагнетательных скважин - водораспределительный пункт - индивидуальный высоконапорный водовод к 1-2 нагнетательным скважинам - скважины;

г/ индивидуальная насосная установка высокого давления - высоконапорный водовод к 1-2 нагнетательным скважинам - скважины.

П р и м е ч а н и е. Схема по пункту "б" может применяться при условии обеспечения замера и регулирования расхода воды на каждой скважине.

3.25. Схемы заводнения нефтяных месторождений /объектов разработки/ следует выбирать в зависимости от местных условий, требуемого давления, объемов закачки, местоположения скважин, геологической характеристики продуктивных горизонтов, рельефа местности, климатических условий и др./ и обосновывать технико-экономическими расчетами.

3.26. В зависимости от принятой схемы заводнения проектируются следующие сооружения:

кустовые насосные станции;

высоконапорные водоводы;

водораспределительные пункты;

оборудование нагнетательных скважин.

П р и м е ч а н и е.

1. В систему заводнения могут входить также сооружения водоснабжения, используемые для водообеспечения только этой системы /водозаборы, насосные станции, подводящие водоводы к кустовым насосным станциям и др./.

3.27. Для заводнения нефтяных месторождений следует использовать воды, физико-химические свойства которых обеспечивают продолжительную устойчивую приемистость нагнетательных скважин. В первую очередь следует использовать пластовые и сточные воды, получаемые на рассматриваемом или близлежащем нефтяном месторождении.

3.28. Отказ от использования пластовых и сточных вод в системе заводнения должен быть подтвержден технико-экономическими расчетами и допустим в следующих случаях:

а/ когда искусственное воздействие на продуктивный пласт /заводнение/ на данном месторождении не требуется;

б/ при несовместимости закачиваемых вод с водами продуктивного пласта и породы/ выпадение осадков, закупоривающих пласт/.

3.29. Закачка хозяйственно-бытовых сточных вод в продуктивные пласты не рекомендуется.

В отдельных случаях при согласовании с органами санитарной инспекции допускается закачка очищенных и дезинфицированных хозяйственно-бытовых стоков в количестве до 25м$^3$/сут совместно с пластовыми и производственно-дождевыми стоками.

3.30. При пробных и опытных закачках, в случае невозможности использования воды источника, намеченного для постоянной эксплуатации, разрешается использовать временный источник.

3.31. Максимально допустимое содержание в закачиваемой воде механических примесей, железа в окисной форме, нефтепродуктов, солей и других компонентов определяется комплексным проектом разработки нефтяного месторождения.

Для предварительных расчетов качество воды может быть принято в соответствии с классификацией нефтяных залежей, приведенной в табл. 4.

Таблица 4

| Группа продуктивных пластов | Классификационные признаки | | | Содержание в закачиваемой воде, мг/л | |
|---|---|---|---|---|---|
| | Тип коллектора | КП, мД | К | нефти до | твердых примесей до |
| 1 | Порово-трещиноватый | 350 | 2-6,5 | 15 | 15 |
| 2 | | более 350 | менее 2 | 30 | 30 |
| 3 | Трещино-поровый | до 600 | 3,6-3,5 | 40 | 40 |
| 4 | | более 600 | менее 3,6 | 50 | 50 |

К - коэффициент относительной трещиноватости, равный $\frac{K_о}{K_п}$;

$K_о$ - проницаемость пласта по промысловым данным, дарси;

$K_п$ - проницаемость поровой среды пласта по керну, дарси.

Примечание. Растворенная нефть не влияет на проницаемость пласта и содержание ее в воде для внутриконтурного заводнения не нормируется.

3.32. Для закачки воды в продуктивные горизонты следует применять, как правило, кустовые насосные станции в блочном исполнении заводского изготовления /БКНС/.

В отдельных случаях при технико-экономическом обосновании допускается проектирование индивидуальных кустовых насосных станций на базе насосов типа УЭЦН и др.

3.33. Для кустовой насосной станции, закачивающей пресные неагрессивные воды, на базе обслуживания должен предусматриваться холодный резерв насосов /на 5 рабочих на-

сосов – один резервный/.

Для кустовых насосных станций, закачивающих агрессивные пластовые и сточные воды, необходимо предусматривать 1 резервный насос на каждые 3 рабочих.

3.34. Насосы кустовой насосной станции должны подавать воду в распределительный коллектор /гребенку/.

3.35. Распределительный коллектор должен быть расположен вне здания насосной станции. Расстояние от насосной станции до блока распределительного коллектора должно быть не менее 9 м.

3.36. На всасывающих линиях насосов и в секциях распределительного коллектора следует устанавливать приборы для измерения давления.

На разводящих водоводах к скважинам следует устанавливать расходомеры.

3.37. Фланцевые соединения напорной части насосов, распределительного коллектора и высоконапорных водоводов, расположенные в пределах кустовой насосной станции и блока распределительного коллектора и водораспределительного пункта, следует укрывать металлическими кожухами для защиты обслуживающего персонала.

3.38. Для откачки воды от утечек сальников из приямков насосных станций следует проектировать дренажные самовсасывающие насосы с автоматическим включением по уровню воды в приямке.

Для насосных, закачивающих пластовые и сточные воды, утечки от сальников следует собирать в закрытые емкости, а число дренажных насосов должно быть не менее двух /один – рабочий, другой – резервный/.

3.39. Запрещается осуществлять циркуляцию жидкости, изливающейся из нагнетательных скважин через коммуникации блоков кустовой насосной станции, кроме блоков распределительного коллектора.

3.40. Кустовые насосные станции и водораспределительные пункты должны проектироваться для работы без постоянного обслуживающего персонала.

3.41. Кустовые насосные станции следует оборудовать стационарными грузоподъемными устройствами. Блочные кусто-

ных насосных станциях допускается оборудовать выкатными устройствами.

3.42. В кустовых насосных станциях, блоках распределительного коллектора и водораспределительных пунктах, предназначенных для закачки агрессивных пластовых и сточных вод, должны предусматриваться укладку трубопроводов и арматуры над поверхностью пола, а также возможность их осмотра и ремонта; при этом количество запорной арматуры следует принимать минимальным.

Примечания:

1. При прокладке трубопроводов в каналах следует предусматривать вентиляцию каналов или засыпку их песком.

2. В кустовых насосных станциях, предназначенных для закачки пресных вод, укладку трубопроводов и арматуры следует осуществлять в соответствии с требованиями СНиП "Водоснабжение. Наружные сети и сооружения".

3.43. Диаметр водоводов к нагнетательным скважинам должны рассчитываться исходя из средней приемистости в год максимальной закачки, определенной по проекту /технологической схеме/ разработки месторождения.

3.44. Потери напора в высоконапорных водоводах должны быть не более 3-5% от рабочего давления в водоводах. При обосновании потери напора могут быть увеличены.

3.45. За рабочее давление в водоводах принимается максимальное давление, создаваемое насосами с учетом подпора при различных планируемых объемах закачки воды, когда насосы работают при наименьшей планируемой производительности при максимальном напоре.

3.46. Величина испытательного давления для высоконапорных водоводов должна приниматься по табл. 5. Для трубопроводов, прокладываемых внутри кустовых насосных станций, блоков распределительного коллектора и водораспределительных пунктов, испытательное давление должно быть не менее 1,5 $P_{раб}$.

Таблица 5

Величины испытательных давлений и объем контроля сварных соединений высоконапорных водоводов

| Назначение участков трубопроводов | Величина испытательного давления | Объем контроля сварных соединений, % |
|---|---|---|
| Пресная вода | | |
| Высоконапорные водоводы, переходы через водные преграды, болота, железные и автомобильные дороги | I,25 $P_{раб}$ | 20 |
| Пластовая вода | | |
| а) высоконапорные водоводы | I,25 $P_{раб}$ | 50 |
| б) переходы через водные преграды, болота, железные и автомобильные дороги | I,5 $P_{раб}$ | 100 |

3.47. Толщина стенки труб высоконапорных водоводов, работающих под давлением более 100 кгс/см$^2$, до разработки методики расчетов таких водоводов должна определяться по формуле

$$P_{исп} = \frac{200\,\delta R}{Д_н - 2\delta}$$

где $P_{исп}$ – испытательное гидравлическое давление, кгс/см$^2$;

$\delta$ – минимальная толщина стенки трубы /за вычетом минусового допуска/, мм

R – допускаемое напряжение, равное 40% от временного сопротивления разрыву для данной марки стали, кгс/мм$^2$;

$Д_н$ – наружный диаметр трубы, мм.

3.48. Переходы водоводов заводнения под автомобильными дорогами I, II и III категорий надлежит принимать в футлярах. В одном футляре допускается укладка нескольких водо-

водов. Расстояние между водоводами и стенкой футляра должно быть не менее 100 мм.

Расстояние в плане от конца футляра до подошвы заложения откоса насыпи дороги надлежит принимать не менее 5 м.

Концы футляра должны быть заделаны уплотненным грунтом или глиной.

3.49. Переходы водоводов заводнения через водные преграды надлежит проектировать в одну линию.

3.50. Глубину заложения трубопроводов, транспортирующих пластовые и сточные воды, надлежит принимать в зависимости от минерализации /или плотности/ и температуры воды, почвенных и климатических условий, но не менее 0,7 м до верха трубы, а под автодорогами – не менее 1,0 м до верха трубы.

Для ориентировочных расчетов можно пользоваться данными табл. 6.

Таблица 6

Температура замерзания минерализованной воды и глубина заложения водоводов в различных грунтах

| Плотность воды при температуре 20°С, г/см³ | Температура замерзания, °С | Глубина заложения водовода в м до верха трубы | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 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 заложения водовода следует учитывать возможность уменьшения минерализации пластовой воды в будущем, а также водонасыщенность и пучинистость грунтов.

3.51. Прокладка в одной траншее более трех водоводов заводнения не рекомендуется из-за неодновременного ввода в эксплуатацию фонда нагнетательных скважин и усложнения производства работ.

При соответствующем обосновании допускается укладка в одной траншее большего числа водоводов.

Расстояние между водоводами, укладываемыми в одной траншее, должно быть в свету не менее 0,6Ɛ м.

Расстояния в плане от водоводов высокого давления до зданий и сооружений, не связанных с системой заводнения, принимаются в два раза большими, чем по СНиП "Генеральные планы промышленных предприятий" /табл. 8/ для водоводов.

3.52. Схему обвязки устья нагнетательной скважины следует принимать в зависимости от использования ее для закачки воды в один или несколько пластов, совместном и раздельном способе нагнетания и агрессивности закачиваемой воды.

3.53. Для нагнетания воды в скважину, восстановления приемистости и проведения других мероприятий устья скважин следует оборудовать арматурой и устройствами, обеспечивающими

а/ надежную герметизацию устья;

б/ подвеску насосно-компрессорных труб;

в/ одновременное и равномерное нагнетание рабочего агента в различные залежи при раздельной его закачке;

г/ стойкость против коррозии и эрозии;

д/ проведение всего комплекса ремонтных работ и мероприятий по поддержанию и увеличению приемистости скважин /прямая и обратная промывка, излив, промывка подводящего водовода, кислотная обработка призабойной зоны, гидроразрыв пласта, гидропескоструйная перфорация, дренирование и др./;

е/ проведение комплекса исследовательских работ и измерений на скважинах /расхода, давления, температуры, отбора проб воды и др./, при этом спуск приборов в скважины следует производить без прекращения процесса нагнетания.

3.54. Оборудование устьев скважин следует проектировать из специальной арматуры, предназначенной для нагнетания воды в пласт.

3.55. Диаметр насосно-компрессорных труб для закачки во-

ды следует принимать равным диаметру арматуры устья скважины. В отдельных случаях, с целью уменьшения гидравлических потерь напора, для глубоких скважин допускается применение комбинированного лифта.

3.56. При осуществлении одновременной и раздельной закачки воды в несколько продуктивных горизонтов через одну нагнетательную скважину или при подключении двух и более нагнетательных скважин к одному разводящему водоводу, на устьях нагнетательных скважин следует предусматривать установку приборов для замера и регулирования расхода закачиваемой воды.

3.57. Для многопластовых месторождений группировку нагнетательных скважин по кустовым насосным станциям следует проектировать в зависимости от требуемого давления, объемов закачки и потребного качества и количества воды для каждого заводняемого пласта.

3.58. Для установки передвижных опуско-подъемных агрегатов следует предусматривать специальные площадки из бетона или другого материала, а также якоря для крепления агрегатов.

3.59. Нагнетательные скважины, предназначенные для закачки агрессивных пластовых и сточных вод, следует оборудовать насосно-компрессорными трубами, спускаемыми до продуктивного горизонта.

3.60. Для предотвращения загрязнения территории месторождения и водоемов, восстановление приемистости нагнетательных скважин, в которые закачиваются пластовые и сточные воды, в зависимости от местных условий следует осуществлять одним из следующих методов, исключающим излив воды на поверхность земли:

а/ кислотная обработка, гидроразрыв пласта и др;

б/ промывка нагнетательных скважин самоизливом с транспортом загрязненной воды на очистные сооружения канализации по трубопроводам / нагнетательным водоводам или специально прокладываемым трубопроводам/ с использованием энергии пласта или насосов;

в/ промывка нагнетательных скважин самоизливом или на-

сосами кустовых насосных станций со сбором промывной воды в передвижные емкости и вывозом ее автотранспортом на очистные сооружения;

г/ промывка нагнетательных скважин самоизливом или передвижным компрессором с очисткой промывной воды непосредственно у скважины на передвижной очистной установке или испарение в испарителях и др.

3.61. Для агрессивных вод должны предусматриваться мероприятия по предотвращению коррозии оборудования и трубопроводов путем применения материалов, стойких к коррозионному действию вод, нанесения на поверхность защитных покрытий, применения ингибиторов коррозии и др.

Типы ингибиторов коррозии следует принимать на основании рекомендаций научно-исследовательских организаций. Для дозировки ингибиторов следует применять блочные установки, выпускаемые заводами.

## К а н а л и з а ц и я

3.62. Канализация объектов нефтегазодобывающих предприятий предназначена для сбора, транспорта, очистки и утилизации пластовых и сточных вод, исключения загрязнения рек, водоемов, территории и сокращения водопотребления за счет использования подготовленных сточных вод для заводнения нефтяных пластов или на другие нужды.

3.63. Проектирование и расчет канализационных сооружений следует производить в соответствии с главами СНиП "Канализация. Наружные сети и сооружения", "Инструкцией по строительному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтяной и газовой промышленности", "Правил охраны поверхностных вод от загрязнений сточными водами" и с настоящими "Нормами".

3.64. Схемы очистки пластовых и сточных вод и состав сооружений следует определять в зависимости от физико-химической характеристики стоков, давления сброса сточных вод при поступлении их в канализацию, требований к качеству очищенной воды и местных условий.

Как правило, схема очистки сточных вод и состав очистных сооружений должны приниматься по рекомендациям научно-исследовательских организаций или данным опыта эксплуатации канализационных сооружений в аналогичных условиях.

3.65. Очистка пластовых и сточных вод может производиться в открытых и закрытых сооружениях, работающих при атмосферном или избыточном давлениях. Применение открытых сооружений не рекомендуется. Во всех случаях следует принимать меры по предотвращению загрязнения атмосферы вредными выбросами в соответствии с "Указаниями по расчету рассеивания в атмосфере выбросов предприятий" /СН 369-74/.

3.66. Для очистки и подготовки сточных вод, как правило, следует применять блочные установки или аппараты и сооружения заводского изготовления.

3.67. Очистка сточных вод может производиться различными методами: отстаиванием, флотацией, фильтрованием при помощи гидроциклонов и др., как с применением реагентов, так и без них. Дозы и типы реагентов следует принимать на основании лабораторных данных.

3.68. В качестве сооружений для очистки воды могут применяться: напорные полые и полочные отстойники, напорные отстойники с ковлеоцирующей загрузкой, резервуары-отстойники, резервуары-отстойники с гидрофобным жидкостным фильтром /слоем нефти/, напорные и безнапорные флотаторы и фильтры, гидроциклоны и др.

В отдельных случаях допускается применение нефтеловушек и прудов-отстойников.

Сооружения для очистки сточных вод должны быть водонепроницаемыми для исключения загрязнения грунтовых вод вредными веществами.

3.69. При отсутствии рекомендаций научно-исследовательских организаций по схемам очистки воды и составу сооружений или опыта эксплуатации систем канализации с аналогичными условиями, в зависимости от требований, предъявляемых к качеству очищенной воды схема очистки и состав сооружений ориентировочно могут быть приняты на основании данных табл. 7.

Таблица 7

Показатели эффективности работы отдельных сооружений очистки сточных вод

| Сооружение | Условия работы[1] | Содержание в исходной воде, мг/л | | Содержание в очищенной воде, мг/л | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Нефти До | Механич. примесей до | Нефти | Механических примесей |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Нефтеловушка | T = 2 час | 5000 | 500 | 100-150 | 50-100 |
| Пруд-отстойник[2] | T=24-48 час | 150 | 100 | 20-40 | 15-30 |
| Горизонтальный открытый отстойник | T=3 час, обработка воды коагулянтом | 150 | 100 | 20-40 | 20-30 |
| Резервуар-отстойник | T=8 - 16 час проточный режим | 1000 | 300 | 50-90 | 30-50 |
| Резервуар-отстойник с гидрофобным жидкостным фильтром | T=16-24 час | 5000 | 300 | 25-40 | 20-35 |
| Напорный полый отстойник | T=2 час P=3-6 кгс/см$^2$ | 1000 | 100 | 30-50 | 25-40 |
| Напорный полочный отстойник | T = 1 час P=2-6 кгс/см$^2$ | 1000 | 100 | до 20 | до 20 |
| Отстойник с коалесцирующей загрузкой | T = 1,5-2,0 час P = 2,6 кгс/см$^2$ | 2000 | 70 | 10-20 | 10-15 |
| Флотатор | T = 20 мин, $P_{нас}$= 3-6 кгс/см$^2$ | 200 | 100 | 30-50 | 30-40 |

Продолжение табл. 7

| I | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|---|---|---|---|---|---|
| Флотатор | T = 20 мин, $P_{нас}$=3-6 кгс/см$^2$ Обработка воды коагулянтом | 200 | I00 | 20-40 | 25-30 |
| Флотатор | T = 20 мин, $P_{воды}$=2-6 кгс/см$^2$ при декомпрессии, содержание нефтяного газа в воде не менее I5 л/м$^3$ | 200 | I00 | 20-40 | 25-30 |
| Фильтр кварцевый | C=5 м/час, размер песка 0,5 - I,2 мм | 50 | 40 | 5-I0 | 5-I0 |
| Фильтр из пористой керамики | C=2,5-5 м/час, намывной слой диатомита | 50-70 | 50 | Следы | Следы |
| Озонаторная установка | - | I0-20 | - | 0-2 | - |
| Мультигидроциклон | P=3-6 кгс/см$^2$ | 3000 | I50 | 50 | I5 |

[x]Применять не рекомендуется;

$xx_T$- продолжительность процесса;

$P_{нас}$-давление насыщения воды газом;

C - скорость фильтрования.

3.70. Очистка пластовых сточных вод в резервуарах-отстойниках может производиться при динамическом /проточном/ и статическом режимах отстаивания. Емкость резервуаров-отстойников определяется из условия, чтобы время пребывания воды в них составляло 8-16 час. Количество отстойников должно быть не менее двух.

3.71. 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. С целью уменьшения коррозионной активности очищаемой пластовой сточной воды, применение воздуха в качестве флотореагента не рекомендуется. Для процесса флотации могут быть использованы инертный или нефтяной бессернистый газы.

3.72. Для доочистки воды фильтрованием в первую очередь следует применять напорные фильтры с однослойными и двухслойными загрузками. В качестве загрузки фильтра может применяться кварцевый песок, антрацитовая или мраморная крошка, дробленый керамзит, змеевик /отход асбестовой промышленности/ и другие материалы.

3.73. Скорость фильтрования для очистки нефтесодержащих сточных вод следует назначать при нормальной работе фильтров - 5 м/час.

При форсированном режиме работы во время промывки фильтров - 6 - 7 м/час. Эти данные должны уточняться на основании опыта эксплуатации.

3.74. Промывка фильтров может производиться очищенной или неочищенной сточной водой с подогревом или без подогрева воды в зависимости от местных условий.

При промывке фильтров "холодной" водой должны предусматриваться устройства для периодической пропарки загрузки фильтра от передвижных пропаривающих установок /ППУ/ или от котельной.

Для расчета следует принимать интенсивность нижней промывки фильтров в размере 10-15 л/с на 1 м$^2$ в течение 10-15 мин.

3.75. Время работы фильтра между промывками /фильтрации/ должно быть не менее 12 час.

Для расчета фильтроцикла грязеемкость I м$^3$ загрузки может быть предварительно принята в пределах I,5-3 кг по механическим примесям и I,0-2,0 кг по нефти.

Большие значения грязенефтеемкости загрузки следует принимать для напорных фильтров.

3.76. Для фильтровальных станций по очистке пластовых и сточных вод необходимо предусматривать специальное устройство для периодической догрузки и полной замены фильтрующего материала во время их капитального ремонта. Емкость склада загрузочного материала принимается равной не менее I/2 объема загрузки фильтров станции, при замене его в фильтрах через I-2 года.

Кроме того, следует предусматривать площадку для регенерации загрузки фильтров площадью не менее 25 м$^2$.

Регенерация отработанного песка для повторного использования может производиться с помощью ПАВ /азолита, сульфанола, кальцинированной соды и других реагентов/ в сочетании с пропаркой острым паром.

3.77. Для глубокой доочистки нефтесодержащих сточных вод от нефти и ПАВ может применяться метод обработки воды озоном /озонированным воздухом/, при котором происходит одновременное окисление органических веществ, обесцвечивание, дезодорация и обеззараживание воды.

Расход озона следует принимать из расчета 0,6-I,8 мг на I мг нефтепродуктов в воде и при времени контакта озона со сточной водой 10-20 мин.

С целью экономии расхода озона содержание нефтепродуктов в поступающей на обработку сточной воде не должно превышать 10-20 мг/л.

## 4. УРОВЕНЬ АВТОМАТИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

4.1. Технологические комплексы нефтегазодобычи, подготовки нефти, газа и воды, обслуживания и обеспечения производства нефтегазодобывающих предприятий должны оснащаться системами автоматического управления /САУ/, обеспечивающими требуемое качество выпускаемой продукции и безаварийную работу блоков без постоянного пребывания на них обслуживающего персонала. Объемы автоматизации определяются требованиями технологического процесса, условиями работы оборудования и должны соответствовать требованиям "Основных положений по обустройству и автоматизации нефтедобывающих предприятий" или заменяющего их документа.

4.2. На вновь проектируемых технологических комплексах в обоснованных случаях следует предусматривать организационно-технологическую автоматизированную систему управления, разрабатываемую в соответствии с "Основными положениями по организационно-технологическим автоматизированным системам управления нефтегазодобывающим производством".

4.3. На объектах пробной эксплуатации следует предусматривать контроль основных технологических параметров и автоматизацию основных трудоемких и быстро изменяющихся процессов. При этом необходимо учитывать возможность реконструкции и перевода объектов на автоматический режим работы в последующие годы на стадии промышленной разработки месторождения.

4.4. Система автоматического управления технологическим комплексом должна разрабатываться на базе САУ технологических блоков, входящих в комплекс. Объем централизованного контроля и управления должен быть минимально необходимым.

4.5. Система автоматического управления должна проектироваться так, чтобы:

при любом виде управления /автоматическое или ручное, дистанционное или местное /действовала автоматическая защита и блокировка;

при повреждении САУ или при отсутствии электроэнергии в цепях автоматики не возникало аварийного состояния на уп-

равляемом оборудовании.

4.6. 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, системой автоматизации которого предусмотрены не все блокировки, требуемые указанными нормами, эти блокировки должны предусматриваться дополнительно при разработке проекта.

4.7. Для опробования, наладки, вывода на режим и контроля технологического процесса при местном управлении должны предусматриваться местные приборы контроля.

Механизмы, агрегаты, арматура с механизированным приводом должны иметь местное управление независимо от наличия других видов управления.

4.8. В схемах автоматического управления и контроля должна, как правило, использоваться аппаратура, имеющая стандартные входные и выходные сигналы.

4.9. Объемы контроля и автоматического управления блочного и блочно-комплектного автоматизированного оборудования определяются техническими условиями на изготовление и поставку этого оборудования на основе "Норм технологического проектирования объектов обустройства нефтяных месторождений, строящихся блочно-комплектным методом".

4.10. Нефтяные эксплуатационные скважины должны быть оборудованы блоками управления, обеспечивающими блокировку и защиту оборудования в соответствии с "Основными положениями" Миннефтепрома по комплексной автоматизации технологических процессов нефтедобывающих предприятий.

4.11. Замерные, сепарационные установки, газораспределительные батареи, установки предварительного сброса пластовой воды, подготовки нефти, сдачи товарной нефти, очистки пластовых и сточных вод, кустовые насосные станции, водораспределительные пункты, нефтенасосные станции, установки приготовления сжатого воздуха для КИП, дозаторные установки следует проектировать только на основе блочного автоматизированного оборудования, поставляемого заводом-изготовителем комплектно с системой автоматического управления.

4.12. На резервуарных парках следует предусматривать:

измерение уровня жидкости в резервуарах с сигнализацией предельных значений;

дистанционное управление оперативными задвижками.

4.13. Компрессорные станции нефтяного газа должны, как правило, проектироваться с применением автоматизированных компрессорных агрегатов, поставляемых заводами-изготовителями комплектно с системой автоматического управления.

4.14. Схема автоматизации компрессорной станции нефтяного газа должна предусматривать:

автоматическое регулирование производительности станции;

общестанционную защиту, блокировку и аварийную сигнализацию в соответствии с требованиями норм безопасности и противопожарных технических условий строительного проектирования.

4.15. Перекрытие дистанционно управляемых запорных органов, установленных на газопроводах входа и выхода компрессорной станции и открытие на газопроводе сброса газа на факел, должно осуществляться автоматически при возникновении аварийного состояния компрессорной станции.

4.16. Схема автоматизации факельной системы площадок центральных пунктов сбора, подготовки и транспорта нефти, газа и воды должна предусматривать:

дистанционное зажигание факелов;

сигнализацию погасания пламени горелок постоянного горения;

предельные значения уровней в конденсатосборниках;

автоматическую откачку /продувку/ конденсатосборников.

4.17. Автоматизацию и теплотехнический контроль котельных установок следует проектировать в соответствии с действующими указаниями и типовыми проектами.

4.18. Системы вентиляции и кондиционирования воздуха производственных помещений должны быть автоматизированы в соответствии с действующими указаниями по проектированию санитарно-технических устройств.

4.19. При проектировании централизованного контроля

ва работой электроподстанций следует руководствоваться действующими указаниями и требованиями энергосистем.

4.20. Приборы и средства автоматизации, как правило, следует предусматривать серийно выпускаемые промышленностью. Применение вновь осваиваемых приборов и средств автоматизации должно быть согласовано с предприятием-изготовителем в установленном порядке.

4.21. Номенклатура применяемых в проекте приборов должна быть по возможности минимальной.

4.22. Для контроля параметров, требующих замера не чаще одного раза в месяц, следует применять переносные приборы.

4.23. Аппаратура систем централизованного контроля должна допускать возможность подключения устройств регистрации информации на машинном носителе /перфокартах, перфолентах, магнитных лентах и т.д./.

4.24. В узлах коммерческого учета товарной нефти должны устанавливаться рабочий, резервный и контрольный счетчики и автоматические анализаторы качества продукции.

4.25. В местах установки счетчиков для оперативного измерения количества должны предусматриваться байпасные линии с запорными устройствами.

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

В системах защиты и блокировки в качестве рабочего агента 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 его осушке и очистке согласно существующим требованиям.

4.27. На центральных пунктах сбора, на которых расположено несколько объектов /установок/ с пневматическими САУ, следует предусматривать единую систему воздухоснабжения. При этом на каждом отдельном объекте, потребляющем не менее 10 $нм^3$ воздуха в час, следует предусматривать ресивер сжатого воздуха из расчета обеспечения не менее 0,5 часа работы установки без подачи воздуха из сети.

4.28. Отбор воздуха для технологических целей от сети питания приборов контроля и автоматизации запрещается.

4.29. В проектах следует предусматривать централизованный контроль и управление объектами с учетом возможности перехода к организационно-технологическим автоматизированным системам управления. Централизованный контроль следует предусматривать, как правило, по одноступенчатой схеме.

4.30. В проектах следует предусматривать управление технологическими комплексами нефтегазодобычи, подготовки нефти, газа и воды, как правило, из одного диспетчерского пункта /ДП/. Допускается на отдельных месторождениях или объектах технологического комплекса проектирование операторных пунктов /ОП/.

4.31. Для координации работы технологических комплексов, входящих в производственную единицу нефтегазодобывающего предприятия, следует предусматривать центральный диспетчерский пункт /ЦДП/.

4.32. На диспетчерском пункте технологического комплекса следует предусматривать аппаратуру, позволяющую осуществить:

- аварийную сигнализацию в виде одного обобщенного сигнала о возникновении аварийных режимов работы оборудования и о 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 в центральный диспетчерский пункт /ЦДП/.

4.33. С ДП технологических комплексов на ЦДП производственных единиц нефтегазодобывающих предприятий передается технологическая информация, характеризующая их основные производственные показатели:

общую добычу нефти и газа;

количество товарной нефти, сданной потребителю;

количество и объем закачки воды в пласт.

4.34. Прием и передача информации о объектах на ДП может осуществляться с помощью систем телемеханики или локальных информационно-измерительных систем связи. При проектировании устройств приема и передачи информации и линий связи следует учитывать требования "Основных положений по организационно-технологической автоматизированной системе управления нефтегазодобывающим производством".

4.35. Телемеханизации подлежат следующие объекты:

замерные установки;

сепарационные установки;

дожимные нефтеперекачивающие станции и установки предварительного сброса пластовой воды, если они находятся на территории месторождения;

объекты водоснабжения и заводнения нефтяных пластов;

электроподстанции.

4.36. В качестве каналообразующих для телемеханизации следует проектировать кабельные каналы.

4.37. Диспетчерские пункты следует располагать в местах, имеющих подъездные дороги, надежное электроснабжение, теплоснабжение, водоснабжение и канализацию.

4.38. Как правило, рекомендуется размещать ДП на площадках центральных пунктов сбора нефти и газа /ЦПС/ и по возможности блокировать с комплексом зданий и сооружений районных инженерно-технических служб/РИТС/. Центральные диспетчерские пункты располагаются, как правило, совместно с зданиями и сооружениями центральных инженерно-технологических служб /ЦИТС/.

4.39. В составе диспетчерских пунктов должны проектироваться следующие помещения:

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

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

комната обработки информации;

мастерская /лаборатория/ - помещение для производства мелкого ремонта и наладки аппаратуры диспетчерского пункта;

комната оперативного дежурного персонала;

вспомогательные служебные помещения.

4.40. При проектировании диспетчерских пунктов следует предусматривать возможность размещения комплекса технических средств организационно-технологической АСУ.

4.41. В ДП, как правило, должен устанавливаться щит с мнемосхемой процесса технологического комплекса.

4.42. Щиты контроля и управления должны проектироваться по агрегатно-блочному принципу с соблюдением действующих норм и правил проектирования щитов и пультов систем автоматизации.

4.43. Диспетчерские пункты в отношении обеспечения надежности электроснабжения следует относить к электроприемникам 2-й категории.

4.44. Диспетчерские пункты должны иметь диспетчерскую /автономную/ связь с руководством ЦИТС и НГДУ и телефон, подключенный к общепромысловой телефонной сети.

## 5. В Е Н Т И Л Я Ц И Я

5.1. Вентиляцию зданий и сооружений объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды следует проектировать в соответствии с требованиями главы СНиП "Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха", "Санитарных норм проектирования промышленных предприятий", "Инструкции по строительному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтяной и газовой промышленности".

5.2. При проектировании вентиляции следует учитывать характерные для технологических процессов виды производственных вредностей:

*а/* газовыделения через неплотности в соединениях оборудования, арматуры и коммуникаций /компрессорные цехи газокомпрессорных станций, газораспределительные станции, пункты замера газа и т.д./;

б/ выделение паров нефти и нефтепродуктов, содержащих предельные и непредельные и ароматические углеводороды,

сернистые соединения и пары тетраэтилсвинца, в зависимости от состава и сорта перекачиваемого продукта /насосные для нефти и нефтепродуктов/;

в/ тепловыделения от компрессорного и насосного оборудования, газовых турбин, электродвигателей, обвязочных трубопроводов и коммуникаций, газоходов и воздуховодов.

5.3. Вредные выделения в помещение следует предотвращать в первую очередь путем осуществления технологических мероприятий по герметизации, изоляции и т.п.

5.4. Величины тепловыделений от компрессорного оборудования и газовых турбин газокомпрессорных цехов следует принимать по данным заводов-изготовителей.

5.5. При отсутствии заводских данных о тепловыделениях электродвигателей основных насосов нефти и нефтепродуктопроводов рекомендуется определять их по формулам:

а/ электродвигатели с разомкнутым циклом вентиляции:

$$Q = \frac{P_н / 1 - \eta /}{\eta} K_з \ 860 \text{ ккал/час},$$

где

$Q$ – тепловыделения, ккал/час;

$P_н$ – номинальная мощность электродвигателя, квт;

$\eta$ – коэффициент полезного действия электродвигателя;

$K_з$ – коэффициент загрузки электродвигателя;

б/ электродвигатели с замкнутым циклом вентиляции:

$$Q = \frac{P_н / 1 - \eta /}{\eta} K_з \cdot 860 \cdot 0{,}08 \text{ ккал/час};$$

в/ возбудители синхронных электродвигателей:

$$Q = 1{,}24 \cdot У^2_в \cdot Z_в \cdot 860 \text{ ккал/час},$$

где $У_в$ – ток возбуждения синхронного элетродвигателя;

$r_в$ - сопротивление обмоток возбудителя.

5.6. Количество тепловыделений в рабочей зоне для определения производительности общеобменной вентиляции следует определять по формуле

$$Q_{р.з} = m \cdot Q \text{ ккал/час},$$

где

Q - общие тепловыделения, ккал/час;

m - коэффициент, характеризующий долю общих тепловыделений, влияющих на состояние воздушной среды в рабочей зоне, и принимаемый равным:
для насосных - 0,9;
для центробежных нагнетателей - 0,65;
для компрессорных с поршневыми компрессорами при высоте их до 2 м - 0,8;
то же, при высоте 2 м - 0,65;
для компрессорных с газовыми турбинами и электроприводом - 0,8.

## 6. ОХРАНА ТРУДА И ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

6.1. При проектировании охраны труда и техники 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" СН 245-71 и настоящими "Нормами".

6.2. При проектировании вопросы охраны труда, техники безопасности и промсанитарии должны быть выделены в отдельную главу.

6.3. В качестве основных мероприятий, обеспечивающих охрану труда и техники безопасности, в проектах следует предусматривать:

полную герметизацию всего технологического процесса внутрипромыслового сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды;

мероприятия по снижению потерь легких фракций и упругости паров товарных нефтей;

размещение технологического оборудования на открытых площадках, согласно перечню технологического оборудования, рекомендуемого для установок на открытых площадках;

размещение электрооборудования /электродвигателей/ во взрывопожароопасных помещениях в соответствии с правилами устройства электроустановок /ПУЭ/;

применение более надежного блочного оборудования заводского изготовления;

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 эксплуатации и производстве ремонтных работ технологического оборудования.

6.4. Для каждого нефтегазодобывающего предприятия должны предусматриваться бытовые помещения /гардеробные, сушки одежды, прачечные, душевые, умывальники и др./, которые должны удовлетворять требованиям санитарных норм.

# С О Д Е Р Ж А Н И Е


| | Стр. |
|---|---|
| I. Общие положения | 3 |
| 2. Сбор, транспорт, подготовка нефти и нефтяного газа | 5 |
| а/ Сооружения технологического комплекса сбора, транспорта нефти и газа, размещаемые на месторождении | 8 |
| Обустройство устьев эксплуатационных нефтяных скважин | 8 |
| Замерные установки | 9 |
| Сепарационные установки | I0 |
| Выкидные трубопроводы от скважин и нефтегазопроводы | I2 |
| Дожимные насосные станции | I4 |
| б/ Сооружения технологического комплекса, размещаемые на центральном пункте сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды | I5 |
| Сепарационные установки | I5 |
| Установки предварительного сброса пластовой воды | I6 |
| Установки подготовки нефти | I7 |
| Нефтенасосные станции | 2I |
| Резервуарные парки | 22 |
| Установки замера товарной нефти | 23 |
| Установки подготовки воды /см. раздел "Канализация"/ | 53 |
| Газокомпрессорные станции | 23 |
| Установки осушки нефтяного газа и очистки его от сероводорода | 3I |
| Технологические трубопроводы промышленных площадок /внутриплощадочные трубопроводы/ | 35 |

Сооружения сбора парафина и продуктов зачистки 38
Факельная система 38
3. Водоснабжение, заводнение нефтяных пластов, канализация 42
Водоснабжение 42
Заводнение нефтяных пластов 47
Канализация 58
4. Уровень автоматизации технологических процессов 64
5. Вентиляция 70
6. Охрана труда и техника безопасности 72

gost.e-ecolog.ru

Подп. в печ. 14.12 1978 г. 6001523 п. л. Тир. 135 Зак. 3083
Укрепрофинефть. 252053, Киев, Кудрявский ул., 7.