ПРАВИЛА И ИНСТРУКЦИИ ПО ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ И ОЧИСТНЫХ СООРУЖЕНИЙ

gost.e-ecolog.ru

ПРАВИЛА И ИНСТРУКЦИИ ПО ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ И ОЧИСТНЫХ СООРУЖЕНИЙ



МОСКВА «НЕДРА» 1977

УДК 621.642.004.2(083)

Правила и инструкции по технической эксплуатации металлических резервуаров и очистных сооружений. М., «Недра», 1977, 464 с. с ил.

В книгу включены «Правила эксплуатации металлических резервуаров и руководство по их ремонту», «Инструкция по эксплуатации очистных сооружений нефтебаз, наливных пунктов, перекачивающих станций и автозаправочных станций» и памятка «Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов».

В правилах технической эксплуатации резервуаров приведены положения по устройству, оборудованию, безопасному обслуживанию и ремонту металлических резервуаров для нефти и нефтепродуктов.

В инструкции по эксплуатации очистных сооружений приведены положения по устройству, оборудованию и обслуживанию установок для озонирования и термического обезвреживания сточных вод и станций биохимической очистки.

Книга предназначена для инженерно-технических работников, занятых эксплуатацией и ремонтом резервуаров и очистных сооружений нефтебаз, наливных пунктов, перекачивающих станций и АЗС. Она может быть полезной для работников химической, нефтехимической, нефтеперерабатывающей, авиационной промышленности и сельского хозяйства, а также всех предприятий, эксплуатирующих очистные сооружения промышленных стоков.

Табл. 82, ил. 180, список лит.—47 назв.

П $\frac{30805-093}{043(01)-77}$ 111—77

© Издательство «Недра», 1977

СОГЛАСОВАНА
с Министерством здравоохранения РСФСР
7 октября 1975 г.
с Министерством мелиорации и водного хозяйства РСФСР
27 июня 1975 г.

УТВЕРЖДЕНА
Главнефтеснабом РСФСР
17 октября 1975 г.

ИНСТРУКЦИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ОЧИСТНЫХ СООРУЖЕНИЙ НЕФТЕБАЗ, НАЛИВНЫХ ПУНКТОВ, ПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ И АЗС

Настоящая Инструкция составлена взамен «Инструкции по эксплуатации очистных сооружений нефтебаз, наливных пунктов и перекачечных станций», утвержденной Главнефтеснабом РСФСР 14 февраля 1967 г.

Кроме вопросов эксплуатации сооружений механической и физико-химической очистки, в ней отражены назначение и основные задачи эксплуатации установок для озонирования и термического обезвреживания сточных вод, а также станций биохимической очистки и других сооружений.

В Инструкции описаны методы учета и контроля работы очистных сооружений, условия и устройства для выпуска сточных вод в водоемы, пути уменьшения загрязнения и сокращения количества сточных вод, приведено методическое руководство по их химическому анализу.

Инструкция разработана в соответствии с действующими нормативами, учетом опыта работы очистных сооружений, рекомендации Минздрава РСФСР Минводхоза РСФСР.

Инструкция составлена сотрудниками ЦНИЛ Главнефтеснаба РСФСР (З. Г. Беляева, Л. В. Пензина).

1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1. На нефтебазах, наливных пунктах, перекачивающих станциях магистральных нефтепродуктопроводов и автозаправочных станциях (в дальнейшем «предприятиях транспорта нефти и нефтепродуктов») образуются сточные воды, которые подразделяются на производственные, бытовые и дождевые.

1.2. Производственные сточные воды могут быть загрязненными и условно чистыми.

Загрязненные сточные воды перед выпуском в водоем необходимо очищать в специальных сооружениях до действующих норм.

Условно чистые воды могут быть использованы повторно, если их качество соответствует требованиям технологии производства. При несоблюдении этих требований их необходимо сбрасывать в сеть производственно-дождевой канализации и далее — на очистные сооружения.

1.3. Степень загрязнения сточных вод оценивается концентрацией, т. е. количеством примесей в единице объема воды: мг/л, г/м^3.

1.4. Количество сточных вод, отнесенное к единице времени (м^3/сут, м^3/ч, м^3/с, л/с), называется их расходом.

1.5. Для приема, транспортирования, очистки и выпуска сточных вод, а также утилизации полезных веществ, содержащихся в них, служит комплекс канализационных сетей, сооружений и оборудования.

2. КАНАЛИЗАЦИОННЫЕ СЕТИ

Системы канализации. Источники образования сточных вод

2.1. Предприятия транспорта нефти и нефтепродуктов должны иметь:

а) производственно-дождевую канализацию;

б) бытовую;

в) спецканализацию (для отвода вод, загрязненных этилированными бензинами).

Устройство бытовой канализации обязательно при числе рабочих и служащих 25 человек и более в смену.

2.2 В производственно-дождевую канализацию надлежит выпускать сточные воды:

а) подтоварные, образующиеся за счет обводненности нефтепродуктов и нефти;

б) промывочные от промывки резервуаров, сливных и наливных эстакад и другого оборудования;

в) производственные, поступающие от насосных станций, лабораторий, котельных, гаражей, механических мастерских с технологических площадок, смыва разлитой нефти и нефтепродуктов и различные утечки воды и нефтепродуктов из технологического оборудования;

г) атмосферные с территорий резервуарных парков, сливных и наливных эстакад, а также воды от охлаждения резервуаров при пожаре с обвалованной территории резервуарных парков;

д) балластные, подсланевые и льяльные, поступающие с наливных судов.

2.3. Сточные воды от технологических установок и резервуаров, связанных с применением и хранением этилированных бензинов, а также лабораторные стоки, содержащие тетраэтилсвинец, должны отводиться по системе спецканализации на сооружения, предназначенные для очистки сточных вод и их обезвреживания, или собираться и вывозиться в специально отведенные места, по согласованию с контролирующими органами.

2.4. Если сточные воды от продувки котлов, охлаждения закрытых полостей агрегатов, конденсат из пароподогревательных устройств резервуаров и т. п. не могут быть повторно использованы, их следует сбрасывать в производственно-дождевую канализацию.

2.5. На площадках промежуточных станций перекачки нефти и нефтепродуктов, не имеющих резервуарных парков, разрешается нефтесодержащие производственные стоки сбрасывать по самостоятельной отводной сети в резервуары для сбора технологических утечек при магистральных насосных станциях.

При этом должны быть приняты меры против инфильтрации грунтовых вод в отводную сеть. На отвод-

Таблица 1

Ориентировочные нормы отведения производственных сточных вод

Сточные воды	Измеритель	Нормы водоотведения	Характер сброса сточных вод
1. Смыв технологических площадок	$м^2$	3—4 л	Периодические сбросы, загрязненные нефтепродуктами и минеральными примесями
2. Подтоварные воды из резервуаров. Максимальный расход при выпуске через сифонный кран	Вместимость резервуаров в тыс. $м^3$: до 1 от 1 до 5 более 5	 5 л/с 10 л/с 20 л/с	Периодические сбросы в зависимости от обводненности нефти и нефтепродуктов. Стоки с большим содержанием нефти и нефтепродуктов
3. Стоки из насосных от охлаждения подшипников насосов, от котлов, вакуум-насосов и газоанализаторов		По техническим условиям эксплуатации оборудования	Постоянный сброс. Стоки загрязнены нефтепродуктами
4. Дренажные стоки из камер технологических трубопроводов, каналов, насосных, камер теплопроводов, кабельных каналов и т. п.	По расчету		Случайные и аварийные сбросы. Стоки, загрязненные нефтепродуктами
5. Отстойные воды при зачистке резервуаров от осадка	1 комплект зачистного оборудования	До 90 $м^3/ч$ (в случае если сточные воды не могут быть повторно использованы)	Периодический сброс, регулируемый хлопушкой. Стоки содержат нефтепродукты и мехпримеси
6. Атмосферные воды с обвалованной территории резервуарных парков, открытых площадок, технологических установок, не имеющих водонепроницаемого покрытия	1 га обвалованной территории	30% слоя осадков	Стоки, слабо загрязненные нефтепродуктами

Продолжение табл. 1

Сточные воды	Измеритель	Нормы водоотведения	Характер сброса сточных вод
7. Стоки от мытья бочек из-под нефтепродуктов	Бочка	0,2 м³	Периодический сброс стоков, загрязненных нефтепродуктами

Примечание. Количество сбрасываемых подтоварных вод, указанное в п. 2, зависит от обводненности нефти или нефтепродуктов.

ной сети перед сборником технологических утечек должен быть установлен отстойник.

2.6. Общий расход сточных вод, сбрасываемых в канализационную сеть, не должен превышать норм водоотведения, утвержденных Главнефтеснабом РСФСР (приложение 1).

2.7. Ориентировочные нормы отведения производственных сточных вод от некоторых объектов предприятий транспорта нефти и нефтепродуктов приведены в табл. 1.

Производственно-дождевая канализация и ее эксплуатация

2.8. Сеть производственно-дождевой канализации на нефтебазах первой и второй категорий должна быть подземной. На территории резервуарных парков допускается устройство канализационной сети в виде лотков, перекрытых плитами из несгораемых материалов, а на нефтебазах третьей категории — в виде открытых лотков, желобов, каналов.

2.9. Трубы и лотки для сточных вод должны быть прочными, водонепроницаемыми, достаточно гладкими (для уменьшения сопротивления, возникающего при движении стоков), устойчивыми против коррозии и высоких температур, достаточно дешевыми.

2.10. Прием атмосферных вод, загрязненных нефтепродуктами, и смывных вод с различных технологических площадок (территории внутри обвалований резервуарных парков, сливных и наливных эстакад и др.) должен осуществляться в дождеприемные колодцы, под-

ключаемые через выпуски с гидравлическими затворами к сети производственно — дождевой канализации.

На выпусках из обвалованных территорий резервуарных парков дождеприемные колодцы следует оборудовать запорными устройствами (хлопушками), приводимыми в действие с ограждающего вала или из мест, находящихся вне обвалования (рис. 1).

Назначение хлопушки — регулирование выпуска атмосферных вод в производственно-дождевую канализацию; нормальное ее положение — закрытое.

При попадании в колодец нефтепродуктов (в результате аварии) их необходимо откачать в отдельную емкость. Сброс нефтепродуктов в сеть производственно-дождевой канализации не допускается.

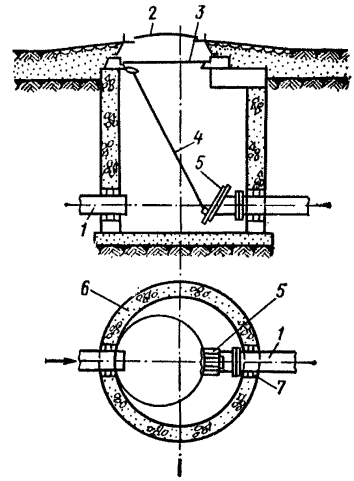


Рис. 1. Схема колодца, оборудованного хлопушкой:

1 — труба; *2* — чугунный люк; *3* — внутренняя крышка люка; *4* — просмоленный канат; *5* — хлопушка; *6* — бетонный колодец; *7* — асбоцементный раствор

2.11. Открытые лотки для сточных вод на площадках железнодорожных эстакад вдоль сливо-наливных устройств должны иметь уклон не менее 0,005 к выпуску. Выпуски из лотка необходимо устраивать через 50 м.

2.12. Канализационные сети всех систем в местах, где меняются направления, уклон, диаметр трубопровода или присоединяются другие участки, должны быть оборудованы смотровыми колодцами, внутри которых труба заменена открытым лотком; участок сети между двумя смотровыми колодцами должен быть прямолинейным.

2.13. Смотровые колодцы должны быть всегда доступны для осмотра и проведения необходимых работ.

2.14 На канализационных сетях для нефтесодержащих сточных вод во избежание распространения огня должны быть установлены специальные колодцы с гидравлическими затворами (рис. 2). В каждом гидравлическом затворе слой воды должен быть не менее 0,25 м.

Гидравлические затворы следует предусматривать:

а) на магистральных сетях канализации не менее чем через 400 м;

б) на выпусках в канализационную сеть от одного или группы резервуаров (за пределами обвалования), от сливо-наливных устройств (одной железнодорожной эстакады или автоналивной установки), продуктовых насосных, котельных, разливочных, лабораторий, помещений узлов задвижек и т. п.;

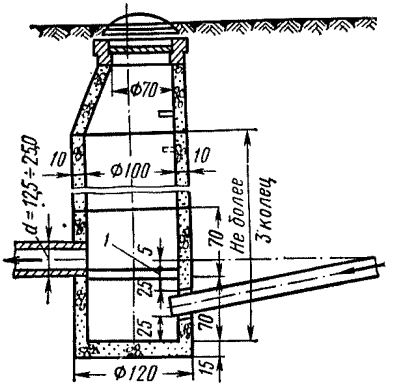


Рис. 2. Канализационный колодец с гидравлическим затвором *1*

в) на сети до и после нефтеловушек на расстоянии от них не менее 10 м.

2.15. Для создания нормальных условий эксплуатации канализационной сети (во избежание заиливания) при самотечном движении воды уклоны трубопроводов диаметром 150—200 мм должны быть не менее 0,008—0,005.

2.16. Причинами нарушения режима эксплуатации канализационной сети могут быть:

а) некачественное выполнение строительно-монтажных работ (неудовлетворительная заделка стыков, несоблюдение уклонов и т. д.);

б) неплотное закрытие крышек люков на колодцах или их отсутствие;

в) попадание в трубопроводы или коллекторы крупных твердых предметов или битуминозных смолистых веществ;

г) аварийные сбросы нефтепродуктов;

д) недостаточный уход за сооружениями на канализационной сети, несвоевременность проведения профилактических работ и устранения возникающих случайных засорений.

2.17 Регулярный контроль за работой систем канализации и своевременный их ремонт должны осуществляться специально выделенным персоналом.

2.18. Необходимо постоянно следить за уровнем воды в колодцах с гидравлическими затворами, так как в них могут накапливаться различные осадки, закупоривающие коллекторы, вследствие чего может возникнуть противодавление в системе канализации и перелив из колодцев. При повышении уровня воды требуется прочистить засоренный участок трубы и колодец (методы прочистки см. пп. 2.33—2.35).

2.19. Приемные колодцы на выпусках из обвалований резервуарных парков необходимо периодически проверять и очищать от осадка.

2.20 Запрещается сбрасывать в сеть производственно-дождевой канализации образующиеся в продуктовых резервуарах, магистральных трубопроводах и очистных сооружениях отложения тяжелых нефтепродуктов, смол, окислов и всевозможных примесей, насыщенных нефтью и нефтепродуктами, размытые в период зачистки водой, паром или специальными моющими средствами. Они должны отводиться в шламонакопители или на специальные площадки.

2.21. Колодцы канализационной сети, расположенные в затапливаемых районах, перед паводком следует осмотреть и в случае необходимости отремонтировать; двойные крышки люков необходимо герметически закрыть и залить смолой или битумом.

Приемники сточных вод, расположенные ниже уровня паводковых вод, на время паводка должны быть отключены от канализационной сети; задвижки на выпусках из них закрыты и опломбированы.

2.22. Наблюдение за работой канализационной сети должно состоять из наружного и технического (внутреннего) осмотра трассы и сооружений (смотровых и дождеприемных колодцев, колодцев с гидравлическими затворами и хлопушками).

2.23 Наружный осмотр сети должен осуществляться не реже одного раза в месяц. При проведении на

территории предприятия строительно-монтажных работ его следует проводить не реже двух раз в месяц.

В результате наружного осмотра необходимо установить: состояние колодцев и их крышек по всей трассе осматриваемого коллектора, уровень сточных вод в лотках, наличие в колодцах осадка, повреждений на сети канализации и просадки грунта, завала колодцев грунтом или снегом, спуска в колодцы поверхностных вод.

2.24. Технический (внутренний) осмотр должен проводиться по графику два раза в год (обычно весной и осенью).

При техническом осмотре на основании имеющихся исполнительных чертежей необходимо: тщательно обследовать канализационную сеть и сооружения на ней, проверить действие оборудования, выявить повреждения на сети и в колодцах (в кладке стен, лотках, местах входа и выхода труб), установить степень наполнения труб, необходимость профилактической прочистки сети, ликвидировать мелкие неисправности. Иногда требуется проверка уклонов участков сети нивелированием.

2.25 Согласно данным технического осмотра должны составляться дефектная ведомость и техническая документация на проведение ремонта канализационной сети.

2.26 Результаты наружного и технического осмотров следует заносить в журнал осмотра и ремонта канализационной сети, форма которого приведена в табл. 2.

Таблица 2

Журнал осмотров и ремонта канализационной сети

Дата и время осмотра	Номера колодцев или участков сети	Обнаруженные неисправности	Мероприятия по устранению неисправностей	Исполнитель	Сроки выполнения работ

Журнал должен находиться у работника, ответственного за техническое состояние сетей и очистных сооружений, который принимает меры по ликвидации обнаруженных дефектов.

Ремонт канализационной сети

2.27. В зависимости от особенностей, степени повреждений канализационной сети и сооружений на ней, а также трудоемкости ремонтных работ надлежит производить текущий и капитальный ремонты.

2.28. Текущий ремонт — это минимальный по объему вид ремонта, при котором должны быть ликвидированы мелкие повреждения и обеспечена нормальная эксплуатация канализационной сети до очередного планового ремонта. Он включает следующие мероприятия:

смену люков, верхних и нижних крышек;

вставку скоб в колодцах;

ремонт лотков и горловин колодцев;

ремонт и смазку задвижек на напорных трубопроводах и аварийных выходах.

2.29. Капитальный ремонт связан с временным прекращением работы канализационной сети на ремонтируемом участке и должен включать в себя:

полную или частичную переделку колодцев;

смену входных и выходных труб;

полную или частичную перекладку отдельных участков сети в связи с наметившимися разрушениями или просадками труб;

замену задвижек;

ремонт очистных сооружений и их оборудования.

2.30 Капитальный и текущий ремонты должны производиться ремонтно-строительной группой или специально выделенными рабочими под руководством лица, ответственного за эксплуатацию канализационной сети.

2.31. Для сохранения расчетной пропускной способности труб и коллекторов необходимо осуществлять профилактическую и аварийную прочистки канализационной сети от осевших в ней осадков.

2.32. Профилактическая прочистка должна производиться в соответствии с планом подготовки к зиме, а также для предохранения канализационной сети от затопления паводковыми водами, но не реже одного раза в год. Участки сети, имеющие строительные дефекты и недостаточные уклоны, должны прочищаться чаще.

2.33. Профилактическую прочистку следует осуществлять гидравлическим или механическим способами, начиная с верхних участков и боковых линий.

Гидравлический способ основан на размывающей и транспортирующей способности потока воды при повышенных скоростях ее движения. Повышенные скорости создаются залповым пропуском сточной или водопроводной воды, накопленной в вышерасположенных участках. При недостаточном притоке сточных вод целесообразно использовать воду из пожарного гидранта.

Механическая прочистка сети выполняется металлическими совками, ершами, щетками, цилиндрами в зависимости от характера засорений. Для осуществления прочистки необходимы: металлический трос, ручная переносная лебедка и прочищающие приспособления. При прочистке открывают крышки двух колодцев по концам засоренного участка. Затем с помощью поплавка или проволоки протаскивают трос с прикрепленным к его концу в верхнем колодце приспособлением для прочистки. Другой конец троса крепится к ручной лебедке, после чего протаскивается приспособление для прочистки. Прочистка должна осуществляться сверху вниз по течению воды. При этом осадок сдвигается в нижний колодец, откуда его удаляют ведрами или другими приспособлениями.

2.34. В случае засорения труб, сопровождающегося прекращением работы канализационной сети, необходимо проводить аварийную прочистку сети. Для этих целей в зависимости от диаметра труб, степени засорения и местных условий используются гибкие валы, стальная проволока, промывка водой, пробивка сборными штангами. Прочистку следует производить из нижнего сухого колодца.

2.35. Если ликвидация засорения связана с необходимостью раскопки труб и переливающийся из колодца поток угрожает нормальной эксплуатации отдельных сооружений, необходимо организовать перекачку сточных вод в обход засоренного участка, чтобы обеспечить бесперебойное действие канализационной сети на участке, расположенном выше.

3. ОЧИСТНЫЕ СООРУЖЕНИЯ

Методы и схемы очистки производственных сточных вод

3.1. Производственные сточные воды предприятий транспорта нефти и нефтепродуктов, сбрасываемые в производственно-дождевую канализацию, в основном загрязнены нефтепродуктами (400—15 000 мг/л) и механическими примесями (100—600 мг/л). Перед выпуском в водоемы они должны подвергаться соответствующей очистке.

3.2. Для очистки сточных вод от нефтепродуктов могут применяться механический, физико-химический, химический и биохимический способы.

3.3. Механический способ, заключающийся в отстаивании и фильтрации сточных вод, следует применять для удаления из последних минеральных примесей и диспергированных нефтяных частиц.

3.4. Для извлечения из сточной воды эмульгированных и частично растворенных в ней нефтепродуктов применяют физико-химические методы (флотацию, коагуляцию и др.), основанные на введении в очищаемую воду реагентов, обволакивающих частицы загрязнений, поглощающих их или вызывающих свертывание в хлопья, которые после отстаивания удаляются.

3.5. Более полное удаление из сточной воды растворенных нефтепродуктов может быть достигнуто при химической и биохимической очистке.

Химическая очистка заключается в том, что вводимый в очищаемую воду реагент вступает в реакцию с ее загрязнениями, превращая их в безвредные вещества.

Биохимическая очистка основана на способности отдельных видов микроорганизмов потреблять для своей жизнедеятельности органические соединения (в том числе нефть и нефтепродукты) в присутствии кислорода воздуха.

3.6. Для очистки и обезвреживания сточных вод, загрязненных этилированными бензинами, в зависимости от местных условий следует применять механический (отстаивание), физико-химический (экстракция неэтилированным бензином) или химический (хлорирование, озонирование) методы.

3.7. Принципиальные схемы очистки производственных сточных вод приведены на рис. 3 и 4.

3.8. Выбор схемы канализации и состава очистных сооружений должен осуществляться в зависимости от мощности предприятия, количества образующихся сточных вод, их загрязненности и места сброса, требований контролирующих органов к качеству очистки.

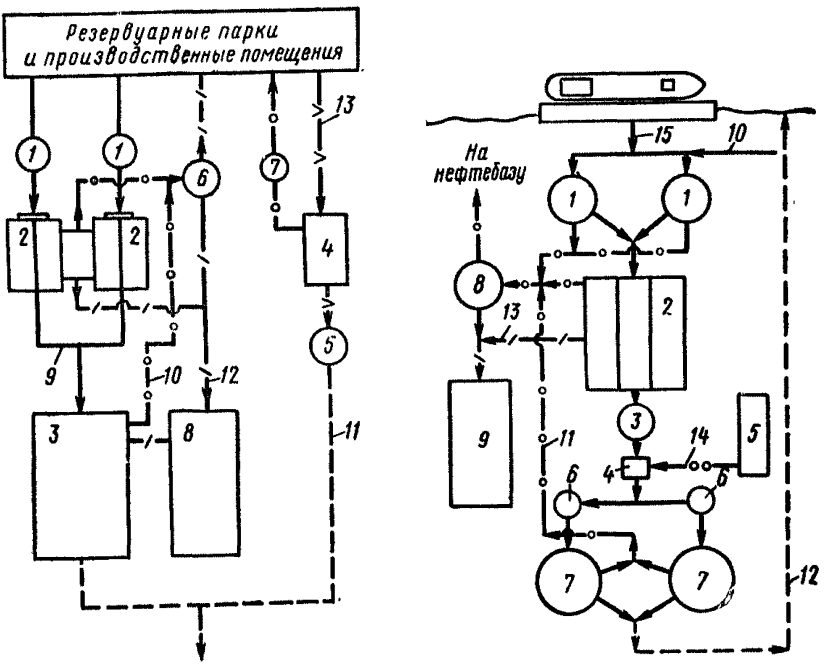


Рис. 3. Схема канализации и очистных сооружений на предприятиях транспорта нефти и нефтепродуктов:

1 — песколовка; *2* — нефтеловушка; *3* — пруд дополнительного отстаивания, фильтр или флотационная установка; *4* — бензиноловушка; *5* — установка по обезвреживанию спецстоков; *6* — разделочный резервуар; *7* — сборник бензина; *8* — шламонакопитель; *9* — трубопровод производственных стоков; *10* — трубопровод нефтепродукта; *11* — трубопровод очищенных стоков; *12* — трубопровод шлама; *13* — трубопровод спецстоков

Рис. 4. Схема береговых очистных сооружений речных и морских нефтебаз:

1 — буферные резервуары; *2* — нефтеловушка; *3* — промежуточный резервуар; *4* — насосная станция; *5* — реагентное хозяйство; *6* — напорные резервуары; *7* — флотаторы; *8* — разделочный резервуар; *9* — шламонакопитель; *10* — трубопровод производственных стоков; *11* — трубопровод нефтепродукта; *12* — трубопровод очищенной воды; *13* — трубопровод шлама; *14* — трубопровод реагента; *15* — балластная вода

3.9. В случае если сточные воды перекачиваются для очистки на сооружения соседних предприятий, необходимо организовать сбор сточных вод и предварительную очистку в соответствии с требованиями предприятия, принимающего стоки. Для этой цели достаточно иметь буферные резервуары, в которых производится механическое отстаивание сточных вод со сбором всплывшего нефтепродукта.

3.10. Если сточные воды сбрасываются для доочистки на городские очистные сооружения, требуется предварительная очистка в соответствии с требованиями к качеству воды, принимаемой на эти сооружения. Предварительная очистка может проводиться на сооружениях предприятия, включающих либо песколовку, нефтеловушку и пруд дополнительного отстаивания, либо нефтеловушку и флотационную установку со сборным резервуаром очищенной воды, либо нефтеловушку с встроенным фильтром и резервуаром очищенной воды.

3.11. При сбросе сточных вод в открытые морские водоемы схема очистки может включать буферные резервуары, нефтеловушки и флотационные установки.

3.12. Если сточные воды сбрасываются в закрытые морские или речные водоемы, требуется более глубокая доочистка стоков биохимическим или химическим методами.

3.13. Степень очистки сточных вод от нефтепродуктов, достигаемая на различных сооружениях, приведена в табл. 3.

Таблица 3

Сооружение	Содержание нефтепродуктов в воде, мг/л	
	поступающей в сооружения	очищенной
Нефтеловушка	400—15 000	50—100
Флотационная установка (с коагуляцией)	50—100	15—20
Пруд-отстойник	50—100	15—30
Станция биологической очистки .	20—50	5—10
Установка озонирования (две ступени)	10—15	1—3

3.14. В тех случаях, когда по санитарно-техническим условиям выпуск сточных вод в ближайший водоем запрещен, их необходимо направлять на испарение или термическое сжигание.

Эксплуатация очистных сооружений

3.15. Очистные сооружения рекомендуется оснащать устройствами и приборами, обеспечивающими:

равномерное распределение сточных вод и осадков между отдельными элементами очистных сооружений;

выключение из работы, опорожнение и промывку сооружений и трубопроводов при их ремонте и очистке;

аварийный выпуск сточных вод до и после сооружений механической очистки; при этом проход к запломбированным запорным приспособлениям на выпуске всегда должен быть свободным;

замер расходов сточных вод, сырого осадка, возвратного и избыточного активного ила, пара и других реагентов;

автоматический отбор пробы сточных вод и, по возможности, регистрацию некоторых качественных параметров сточной воды, ила и осадка.

3.16. К эксплуатации сооружений следует приступать только после приема их рабочей комиссией, которая устанавливает соответствие построенных сооружений проекту, наличие оборудования, приборов и выдает письменное разрешение на эксплуатацию.

3.17. В начальный (пусковой) период эксплуатации очистных сооружений необходимо:

отрегулировать и проверить работу отдельных сооружений для очистки сточных вод и всего комплекса в целом;

замерить количество сточных вод;

на основании настоящей Инструкции разработать подробную рабочую инструкцию по эксплуатации каждого сооружения, учитывая специфику предприятия, и вывесить ее, а также схему очистных сооружений на видном месте;

обучить эксплуатационный персонал.

3.18. Работы по пуску и наладке сооружений физико-химической, химической и биохимической очистки сточных вод должны проводиться специалистами, которые

выводят сооружения на режим, обеспечивающий проектную степень очистки.

Пуск и наладку сооружений механической очистки (песколовок, нефтеловушек, прудов-отстойников и др.) следует осуществлять силами эксплуатационного персонала.

3.19. Эффективность работы очистных сооружений необходимо оценивать путем сравнения достигаемой степени очистки с проектной величиной.

3.20. Основными условиями эффективной эксплуатации очистных соружений следует считать:

организацию режима работы, обеспечивающего проектную степень очистки сточных вод;

систематический контроль (технический и химический) за работой очистных сооружений;

регулярный (в соответствии с графиком) сбор уловленной нефти и удаления осадка;

своевременный ремонт очистных сооружений.

3.21. Эксплуатационный персонал обязан:

регулярно следить за работой всех очистных сооружений, исправностью отдельных их узлов: задвижек, лотков, желобов, водосливов, труб для сбора и удаления нефти, механизмов для сгребания осадков, реагентного хозяйства, измерительных приборов и т. п.;

обеспечивать технический надзор, а также контроль за качеством поступающей и выходящей из отдельных сооружений сточной воды.

3.22. Особенно внимательное наблюдение за сооружениями должно вестись в зимнее время, когда вследствие понижения температуры сточных вод процессы очистки несколько замедляются.

Кроме того, в зимнее время эксплуатация очистных сооружений затруднена ввиду обледенений и снежных заносов.

3.23. На сооружениях для очистки и обезвреживания сточных вод на предприятиях транспорта нефти и нефтепродуктов должны составляться паспорта по форме, установленной Главнефтеснабом РСФСР (приложение 2).

Песколовки

3.24. Для задержания механических примесей, содержащихся в сточных водах, устраивают песколовки — щелевые или горизонтальные. Отсутствие или малоэф-

фективная их работа приводит к заиливанию трубопроводов и водораспределительных устройств, нарушает режим работы сооружений для очистки сточных вод, вызывает преждевременный износ оборудования.

Песколовки можно не устраивать, если расход сточных вод менее 4—5 м³/ч.

3.25. Щелевая песколовка (рис. 5) представляет собой колодец на коллекторе, отводящем сточные воды. В пределах колодца труба переходит в лоток, нижняя часть которого имеет одну, две или три поперечные щели. Песок, поступающий вместе со стоками, проваливается в щели и накапливается в приямке, из которого периодически удаляется.

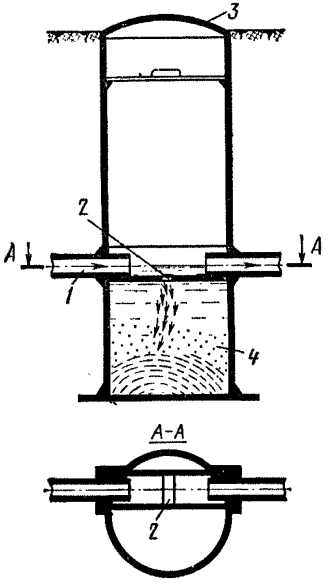


Рис. 5. Схема щелевой песколовки:

1 — труба; *2* — лоток с щелью; *3* — крышка; *4* — иловая часть

3.26. Горизонтальная песколовка (рис. 6) имеет в плане прямоугольную форму и состоит из двух секций или более. На входе в песколовку и выходе из нее имеются деревянные шиберы, используемые для отключения секций и для равномерного распределения потока по секциям. Дно песколовки выполнено с уклоном к середине (минимальный угол 45°), где расположен приямок для откачки осадка.

3.27. Скорости движения потока сточных вод, при которых происходит осаждение механических примесей, не должны превышать 0,6—1,0 м/с в щелевых и 0,15—0,3 м/с в горизонтальных песколовках (соответственно при минимальном и максимальном притоках).

3.28. При эксплуатации песколовок необходимо:

осуществлять постоянный контроль за их технической исправностью, наличием осадка и уровнем воды;

периодически очищать их от осадка: горизонталь-

ные — не реже одного раза в 2—3 суток; щелевые — по мере накопления осадка в иловой части песколовки. Нельзя допускать заполнения ее иловой части до днища лотка;

следить за равномерным распределением воды между секциями (если песколовка многосекционная), регулируя его с помощью входных шиберов;

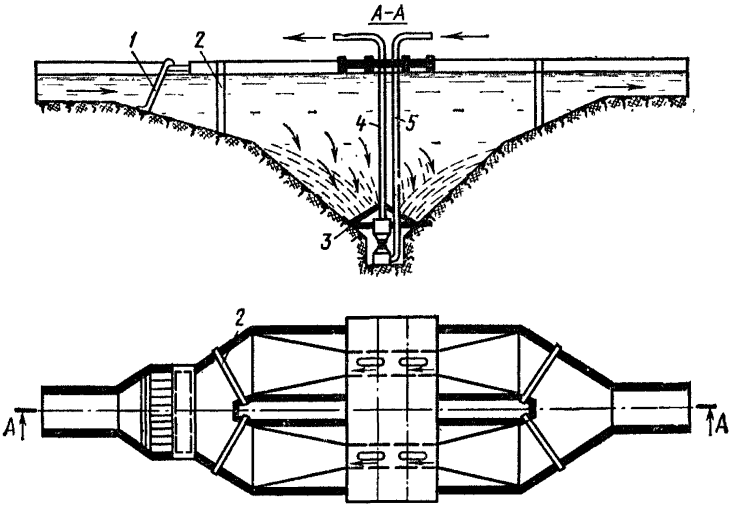


Рис. 6. Схема горизонтальной песколовки:

1 — решетка; *2* — шибер; *3* — эжектор; *4* — пульпопровод; *5* — напорный водопровод

во избежание выноса песка из песколовки проверять расход сточных вод, регулируя их поступление в соответствии с расчетным расходом.

3.29. Высоту слоя осадка в песколовке следует замерять не реже одного раза в 2—3 суток, используя для этого шест, оканчивающийся небольшой площадкой (100×100 мм).

Шест медленно погружается в поток воды до тех пор, пока замеряющий не почувствует поверхности осадка. Определяется расстояние от уровня воды в песколовке до осадка (по шесту). Вычитая величину замера из глубины песколовки (расстояние от уровня воды до дна), получают высоту осадка.

3.30. Способ удаления осадка (гидроэлеваторами, специальными песковыми насосами, ковшами, ручными черпаками и т. д.) следует выбирать в зависимости от конструкции сооружений и количества осадка. Очистка горизонтальных песколовок от осадка может производиться стационарными гидроэлеваторами (эжекторами) или песковыми насосами, а щелевых — переносными гидроэлеваторами.

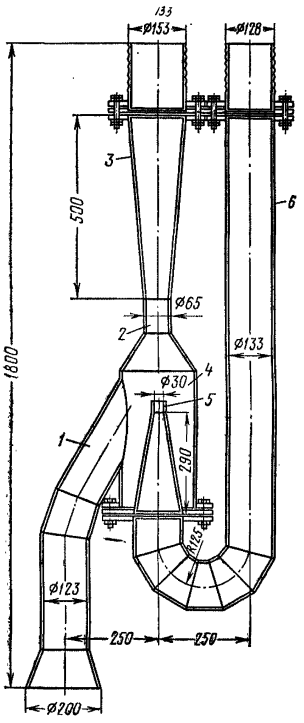


Рис. 7. Переносной гидроэлеватор с диаметром сопла 30 мм

Схемы гидроэлеваторов приведены на рис. 7 и 8.

3.31. Гидроэлеватор действует следующим образом. Вода, поступающая под напором по трубе *6* (рис. 7), выходя из сопла *5*, значительно увеличивает свою скорость. В результате в камере смешения *4* образуется разрежение, благодаря которому происходит подсос песка или ила вместе с водой по трубе *1*. Смесь рабочей жидкости с разжиженным песком или илом с большой скоростью входит через проход *2* в диффузор *3*. Получаемый при этом напор позволяет транспортировать смесь на площадки для песка или в шламонакопители. Напор, необходимый для работы гидроэлеватора в 4—6 кгс/см², обеспечивается общим напором водопровода или специальным передвижным насосом.

3.32. Работы по удалению осадка гидроэлеватором необходимо осуществлять в следующем порядке:

подвести и установить гидроэлеватор (если он нестационарный) в иловой части песколовки; подключить его к напорному водопроводу и шламопроводу;

перекрыв задвижку или поставив заглушку на шламопроводе, подать воду в гидроэлеватор для разрыхления осадка;

после разрыхления осадка открыть задвижку на шламопроводе и подать воду на сопло гидроэлеватора.

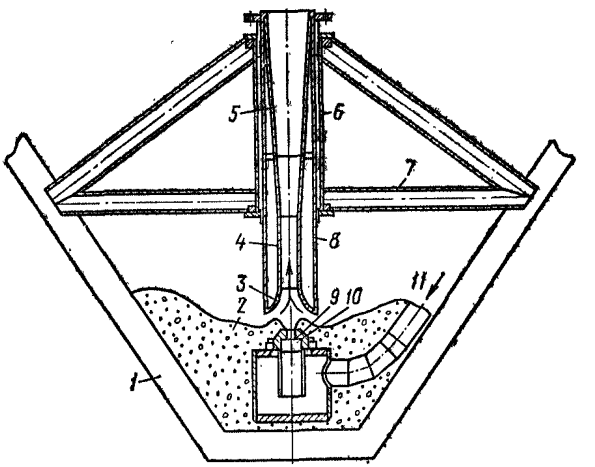


Рис. 8. Стационарный гидроэлеватор:

1 — бетонное основание; *2* — осадок; *3* — входная часть гидроэлеватора; *4* — горловина; *5* — диффузор; *6* — патрон; *7* — балки крепления; *8* — приемная вставка гидроэлеватора; *9* — сопло; *10* — крышка; *11* — патрубок подачи воды под давлением

При этом иловая часть песколовки будет освобождаться от осадка;

когда по шламопроводу начнет поступать вода, не загрязненная осадком, очистку прекратить;

после удаления осадка отсоединить гидроэлеватор от водопровода и шламопровода и убрать его из иловой части песколовки.

3.33. Удалять осадок шламовыми передвижными насосами необходимо следующим образом:

песколовку или одну из ее секций выключить из работы и откачать воду;

по шлангам, оборудованным брандспойтом, подвести к песколовке воду от напорного водопровода;

соединить всасывающий патрубок шламового насоса с иловой частью песколовки;

разрыхлить осадок водой из брандспойта, включив шламовый насос для откачки получаемой пульпы в шламонакопитель или на иловую площадку;

после освобождения сооружения от осадка насос и шланги убрать, а песколовку включить в работу.

3.34. При оборудовании песколовок стационарными шламовыми насосами разрыхления и удаление осадка следует производить без выключения их из работы, по трубам, специально уложенным для этой цели.

Во избежание заиливания напорные и всасывающие трубопроводы шламовых насосов после удаления осадка из сооружения необходимо промыть водой.

3.35. Эффективность работы песколовок следует оценивать путем определения содержания механических примесей в сточных водах, поступающих в песколовку и выходящих из нее.

Буферные резервуары

3.36. Усреднение качества сточных вод, выравнивание подачи их на очистные сооружения, если стоки поступают от разных объектов неравномерно и отличаются по качеству, осуществляют в буферных резервуарах. В них же происходит отстаивание сточных вод, при котором выделяется до 90—95% плавающих нефтепродуктов.

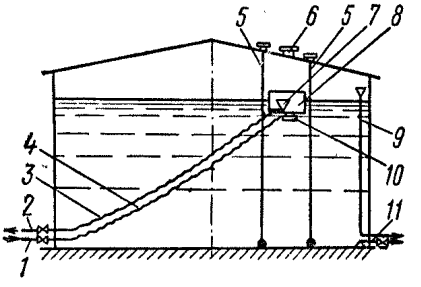


Рис. 9. Схема буферного резервуара:

1, 2 — трубопроводы соответственно поступающей воды и всплывшей нефти; *3, 4* — гибкие шланги; *5* — направляющие тросы; *6* — смотровой люк; *7* — нефтесборная воронка; *8* — поплавок; *9* — переливная труба; *10* — распределительная головка; *11* — трубопровод отстоявшейся воды

3.37. Буферные резервуары представляют собой типовые стальные вертикальные цилиндрические резервуары, вместимость которых рассчитана на пребывание воды в течение 6—24 ч.

Они должны быть оборудованы водораспределительным и нефтесборным устройствами, трубами для подачи и выпуска сточной воды, отвода нефти и уровнемером. Схема резервуара приведена на рис. 9.

3.38. После наполнения резервуара, что определяется по показаниям уровнемера, прием сточных вод прекращается. Отстаивание должно продолжаться не менее 6 ч.

3.39. Расход сточных вод, сбрасываемых из буферных резервуаров на сооружения для последующей очистки, не должен превышать пропускной способности последних. В зависимости от уровня в буферном резервуаре расход следует регулировать, открывая или прикрывая задвижку на отводящем трубопроводе.

Выпуск воды из буферных резервуаров необходимо прекращать при появлении нефтепродуктов.

3.40. Накопившиеся в резервуаре нефтепродукты следует периодически отводить из резервуара. Периодичность сбора устанавливается с учетом местных условий.

Нефтеловушки

3.41. Очистку сточных вод от основной массы плавающих и эмульгированных нефти и нефтепродуктов следует проводить в нефтеловушках.

Нефтеловушки — это отстойники (в основном горизонтального типа), в которых нефть и нефтепродукты выделяются из воды и всплывают на поверхность за счет разницы их удельных весов. Кроме того, в них оседает значительное количество механических примесей.

3.42. Для удобства эксплуатации и обеспечения бесперебойной работы очистных сооружений нефтеловушки должны иметь не менее двух секций. На ряде нефтебаз для очистки сточных вод применяют мазутоловушки, бензо- и маслоловушки, эксплуатация которых осуществляется так же, как и нефтеловушек.

3.43 Нефтеловушки должны быть оборудованы:

нефтесборными щелевыми трубами или другими устройствами для улавливания и отвода всплывающих нефтепродуктов;

скребковым транспортером или гидросмывом, направляющими осадок к приямку нефтеловушки;

гидроэжектором, песковым насосом или донными клапанами, с помощью которых осадок удаляют из приямка;

обогревом при помощи паровых или водяных змеевиков, расположенных на глубине 200 мм от поверхности жидкости по периметру каждой секции и на участке нефтесборных труб у сливного ребра.

3.44. Схемы нефтеловушек приведены на рис. 10 и 11. Сточные воды поступают в распределительную каме-

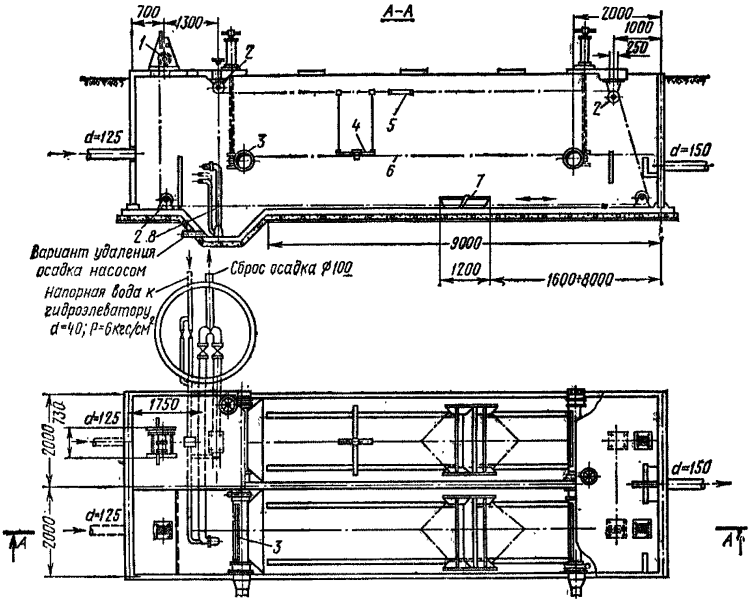


Рис. 10. Двухсекционная нефтеловушка производительностью 6—10 л/с:

1 — электролебедка; *2* — ролики; *3* — нефтесборная труба; *4* — скребок; *5* — стяжка; *6* — стальной канат; *7* — скрепер; *8* — гидроэлеватор

ру водосливного типа, из которой по самостоятельным трубопроводам распределяются по секциям нефтеловушки (см. рис. 10). На входе в отстойную часть секции устанавливается щелевая перегородка, благодаря которой происходит равномерное распределение потока сточных вод в отстойной части секций.

В конце отстойной части вода проходит под нефтеудерживающей стенкой и через водослив попадает в по-

перечный сборный лоток, а затем — сборный коллектор.

Всплывшие нефтепродукты собираются и отводятся щелевыми поворотными трубами *3*, управляемыми с помощью штурвальных колонок.

Осадок, выпадающий на дно секций, собирается к приямкам скреперным скребком *4*, передвигаемым вдоль

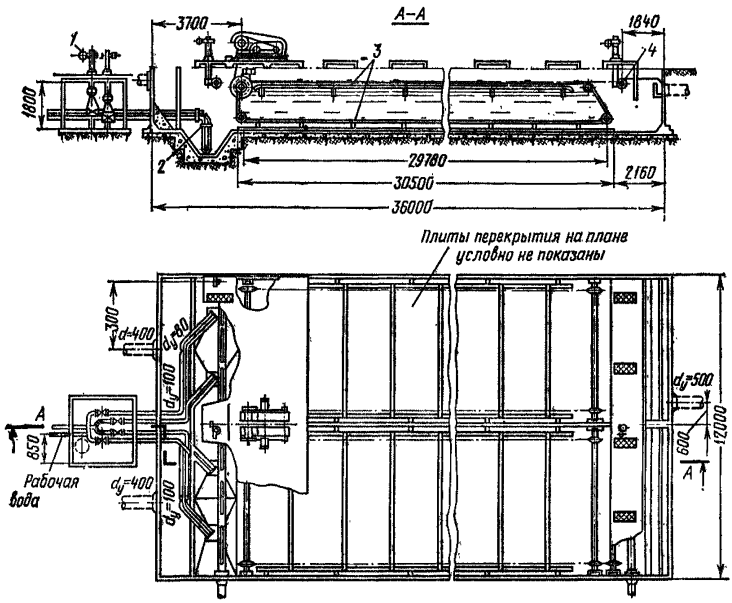


Рис. 11. Нефтеловушка из железобетонных элементов производительностью 110 л/с:

1 — задвижка с электроприводом; *2* — гидроэлеватор; *3* — скребковый механизм; *4* — нефтесборная труба с электроприводом

каждой секции на непрерывном тросе, укрепленном на барабане электрифицированной лебедки *1*.

Кроме скреперных скребков, для сбора осадка применяются скребковые транспортеры с индивидуальными приводами в каждой секции нефтеловушки.

Удаление осадка из приямков нефтеловушки производится гидроэлеватором, шламовым насосом, гидравлическим способом при помощи насадок или по специальному трубопроводу через донные клапаны.

3.45. На крупных нефтебазах и перекачивающих станциях очистка сточных вод, поступающих от резервуарных парков, содержащих разные сорта нефтепродуктов, должна осуществляться в индивидуальных (местных) нефтеловушках, а очистка общего водостока — в центральной нефтеловушке.

Местные нефтеловушки пропускной способностью до 15 л/с допускается устраивать односекционными и объединять их в один блок со сборным резервуаром нефти и камерой для установки насоса.

3.46. В процессе эксплуатации нефтеловушек необходимо:

следить за равномерностью распределения между секциями сточных вод в количестве, не превышающем расчетный расход;

производить регулярный сбор накапливающейся нефти и своевременную зачистку от осадка согласно разработанному графику;

осуществлять постоянный контроль за чистотой и исправностью распределительных и сборных лотков, нефтесборных труб, водосливов и механизмов для сгребания и удаления осадка;

производить очистку подводящих и отводящих лотков;

поддерживать строгую горизонтальность водосливов;

не допускать засорения нефтесборных труб;

регулярно производить смазку задвижек, шиберов, редукторов и других деталей механического оборудования. Сведения о замеченных неполадках заносить в журнал по эксплуатации нефтеловушек;

следить за тем, чтобы перекрытие нефтеловушек было исправно и всегда закрыто.

3.47. Распределение потока сточных вод между секциями нефтеловушки необходимо регулировать с помощью входных шиберов или задвижек, замеряя высоту слоя воды на водосливах. При равномерном распределении она должна быть одинаковой.

3.48. Сбор всплывших нефтепродуктов и нефти должен осуществляться 1—2 раза в смену. Продолжительность сбора при включенном скребковом механизме не должна превышать 1 ч.

3.49. Нефтесборные трубы должны быть установлены строго горизонтально, чтобы при их повороте вокруг про-

дольной оси через прорезь, сделанную вдоль труб, поступали нефтепродукты с одного уровня во избежание попадания вместе с ними большого количества воды.

3.50. В нефтеловушках устаревших конструкций, не оборудованных нефтесборными трубами и скребками, сбор всплывших нефтепродуктов и нефти следует проводить по мере их накопления (толщина слоя не более 10—15 см), но не реже 1 раза в сутки. Для этого необходимо прикрытием выходного шибера (задвижки) поднимать уровень воды в нефтеловушке до тех пор, пока в нефтесборные лотки тонким слоем не начнет поступать нефтепродукт. После сбора основной массы нефтепродукта выходной шибер надо открыть, и уровень воды примет свое обычное положение.

3.51. В открытых нефтеловушках для ускорения сбора накопившегося нефтепродукта могут применяться ручные скребки различных конструкций, с помощью которых нефтепродукт сгоняется к нефтесборным устройствам.

3.52. При наличии скребковых механизмов осадок, накопившийся в нефтеловушках, следует сгребать под водой к приямку, из которого откачивать насосом, эжектором или выпускать через донные клапаны не реже одного раза в сутки. Периодичность удаления осадка должна устанавливаться обслуживающим персоналом в зависимости от содержания механических примесей в сточных водах.

3.53. В случае аварийной остановки скребкового механизма на продолжительное время включение его вновь в работу должно осуществляться только после освобождения нефтеловушки от осадка (в виду опасности поломки скребков и обрыва цепи). Очистку нефтеловушки необходимо производить, как указано в п. 3.54.

3.54. При отсутствии скребковых механизмов очистку нефтеловушек необходимо производить не реже 2 раз в год (весной и осенью). Секции следует очищать поочередно передвижными шламовыми насосами (см. п. 3.33).

3.55. После окончания выпуска осадка трубопроводы должны быть промыты водой.

3.56. Скребковые механизмы, насосы, гидроэжекторы и другое механическое оборудование должны иметь технические паспорта и своевременно подвергаться осмотрам и планово-предупредительным ремонтам.

Таблица 4

Возможные случаи нарушения режима работы нефтеловушек и меры для его восстановления

Вид нарушения	Причины	Меры по устранению
1. Содержание нефтепродуктов после нефтеловушки превышает норму	Скопление значительного количества нефтепродуктов и шлама в рабочих секциях	Собрать накопившиеся нефтепродукты и зачистить от шлама
	Увеличение скорости потока в секциях за счет повышения расхода стоков	Проверить равномерность распределения стоков по секциям
	Поступление сильно эмульгированных стоков и превышение расчетного содержания в них нефтепродуктов	Выявить источники образования этих стоков и организовать дополнительный сбор всплывшего нефтепродукта
	Неравномерность потока по ширине нефтеловушки из-за нарушения горизонтальности водослива	Проверить и в случае нарушения обеспечить горизонтальность водослива
2. Нефтепродукт плохо (или совсем) не проходит по системе нефтесборных труб	Засорение нефтепроводных труб;	Прочистить
	Переполнение нефтесборных резервуаров	Откачать нефтепродукт
3. Иловая жидкость плохо или совсем не поступает в приемную камеру насосной станции	Засорение илопровода	Закрыть донные клапаны нефтеловушки, определить место засорения и произвести чистку с последующей промывкой чистой водой
4. К работающему гидроэлеватору не поступает откачиваемая смесь	Засорение всасывающего трубопровода	Провести ревизию и чистку
5. При работе скребкового транспортера отключается электродвигатель (срабатывает максимальная защита)	Скопление большого количества песка на дне секции	Остановить скребковый транспортер
	Неисправность системы передач скребкового транспортера	Отключить секцию

Продолжение табл. 4

Вид нарушения	Причины	Меры по устранению
	Поломка скребка	Откачать жидкость из секции. Выявить дефект и устранить его
6. В приемную камеру шламового насоса непрерывно поступает сточная вода	Неплотно закрыт донный клапан	Закрыть донный клапан. В случае поломки или засорения отключить секцию, произвести откачку жидкости, выявить и устранить неисправность
7. При отключенных нефтесборных трубах в нефтесборный резервуар поступает сточная вода	Неисправность сальниковых соединений нефтесборных труб или набивки сальника	Отключить секцию Понизить уровень стоков в секции ниже нефтесборных труб Произвести ремонт сальниковых соединений или набивку сальников

3.57. Возможные случаи нарушения режима работы нефтеловушек и необходимые меры его восстановления указаны в табл. 4.

3.58. Эффективность работы нефтеловушек следует оценивать на основании результатов определения содержания нефтепродуктов в пробах сточной воды, поступающей в нефтеловушку и очищенной.

При выдерживании проектных показателей (время пребывания сточной воды в нефтеловушке 2 ч, концентрация нефти и нефтепродуктов в поступающей воде 400—15 000 мг/л, скорость ее движения 5—10 мм/с) нефтеловушки должны обеспечивать очистку сточных вод до остаточного содержания нефтепродуктов не более 50—100 мг/л.

Пруды дополнительного отстаивания

3.59. Дополнительное отстаивание сточных вод, прошедших нефтеловушки или сооружения физико-химической очистки, может осуществляться в прудах.

Пруды представляют собой открытые земляные емкости, состоящие из одного или двух отделений. Для предохранения грунтовых вод или грунта от загрязнения или грунта от обводнения дно и откосы пруда покрывают противофильтрующими экранами — глиной, полиэтиленовой пленкой, асфальтобетоном или бетонными плитами.

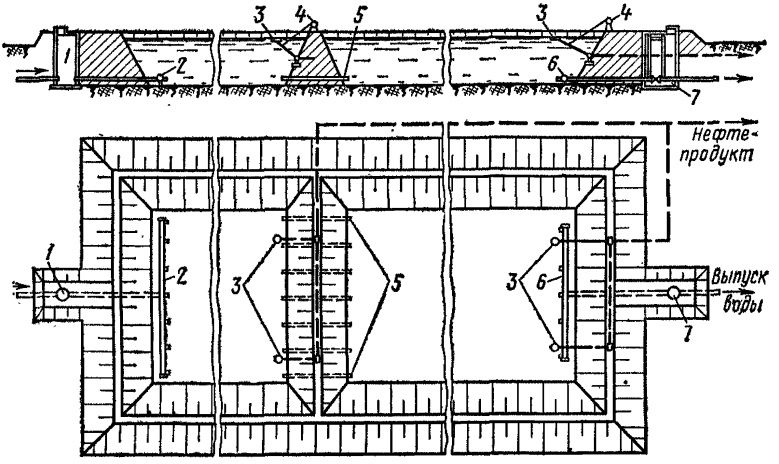


Рис. 12. Схема пруда дополнительного отстаивания:

1 — колодец для впуска сточных вод; *2* — распределительный коллектор; *3* — шарнирная нефтесборная труба; *4* — лебедка; *5* — перепускные трубы; *6* — трубчатый выход; *7* — сбросный колодец

3.60. Пруд дополнительного отстаивания должен быть оборудован устройствами, обеспечивающими равномерное распределение воды по живому сечению и отвод всплывших нефтепродуктов, трубопроводами для отвода стоков из пруда и, при благоприятном рельефе местности, донными выпусками в каждой секции. В остальных случаях пруд опорожняют, откачивая воду из одной секции в другую.

Схема пруда приведена на рис. 12.

3.61. В период эксплуатации пруда необходимо:

постоянно следить за уровнем воды в пруду, не допуская переполнения выше установленного уровня;

не допускать образования сплошного слоя нефти и нефтепродуктов в отделениях пруда. По мере накопле-

ния их удаляют с помощью шарнирных труб или других приспособлений;

один-два раза в год определять количество и положение уровня осадка и на основании замеров составлять профили поверхности отложившегося шлама, которые необходимо иметь при выполнении ремонтных работ;

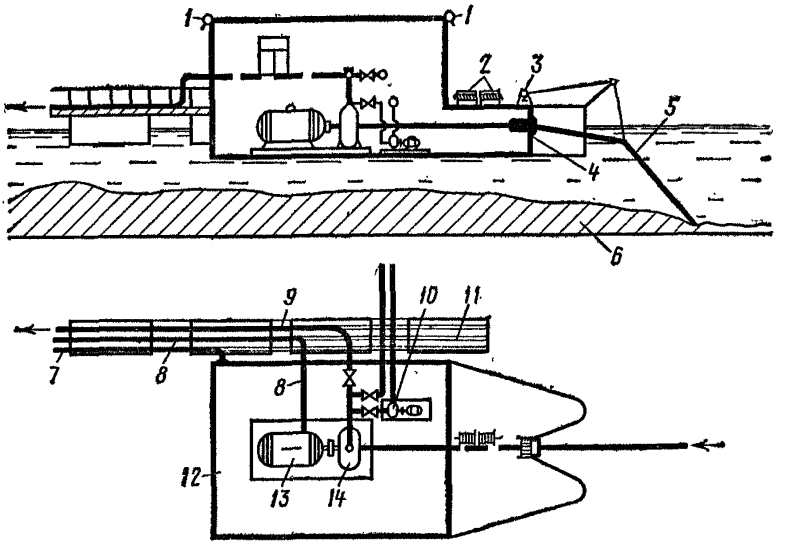


Рис. 13. Схема установки 4ПЗУ:

1 — труба водяной завесы; *2* — лебедка управления передвижением; *3* — лебедка подъема всасывающей трубы; *4* — шарнир из гибкого шланга; *5* — всасывающая труба; *6* — шлам; *7* — водовод; *8* — электрокабель; *9* — илопровод; *10* — вакуум-насос; *11* — поплавки; *12* — понтон; *13* — электродвигатель; *14* — насос

очищать пруды в зависимости от количества накопившегося шлама, но не реже одного раза в два года;

регулярно осматривать техническое состояние оборудования пруда и ограждающего обвалования (дамбы) и принимать надлежащие меры для устранения обнаруженных неисправностей.

3.62. Для очистки прудов дополнительного отстаивания следует применять плавучие землесосные установки типа 4ПЗУ с плавучим илопроводом. Схема установки приведена на рис. 13. Она включает плавающий металлический понтон *12*, внутри корпуса которого расположен шламовый насос *14* с электродвигателем во взрыво-

безопасном исполнении, заборное устройство, илопровод *9*, уложенный на поплавках *11*.

Заборное устройство состоит из всасывающей трубы *5* с наконечником двойного шарнира (из резинового армированного шланга) и патрубка для присоединения к землесосу. Шарнир позволяет во время работы перемещать всасывающий трубопровод в вертикальном и горизонтальном направлениях. Благодаря этому забор осадка можно осуществлять при неподвижном понтоне. Наконечник снабжен механическим рыхлителем с гидроприводом.

Установка перемещается с помощью лебедок *2* и укрепленных на обваловании пруда тросов. Пуск шламового насоса осуществляется с помощью вспомогательного вакуум-насоса *10*.

3.63. Установка 4ПЗУ должна эксплуатироваться в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.

3.64. Для характеристики работы пруда дополнительного отстаивания необходимо отбирать пробы отстоявшейся воды и определять содержания в них нефтепродуктов. Остаточное содержание нефти и нефтепродуктов в сточной воде после прудов не должно превышать 15—30 мг/л.

Фильтры

3.65. Доочистка сточных вод после отстаивания может осуществляться фильтрованием. Процесс основан на прилипании грубодисперсных частиц и нефтепродуктов к поверхности фильтрующего материала.

3.66. В качестве фильтрующих материалов следует использовать предварительно промытый и отсортированный гравий, кварцевый песок, хворост, древесный уголь, синтетические и полимерные материалы (стекловату, стекловолокно, пенополиуретан) и т. д.

3.67. В зависимости от расхода сточных вод необходимо устраивать безнапорные (расход менее 100 л/с) и специальные напорные фильтры (расход 100 л/с и более). Конструкция простейшего безнапорного фильтра приведена на рис. 14. Фильтрующая загрузка — песок с крупностью зерен 0,5—2 мм; высота загрузки 0,5—1 м.

3.68. Многослойный фильтр с загрузкой из песка, гравия (щебня), хвороста и древесного угля показан на

рис. 15. Фильтр состоит из двух секций, работающих попеременно. По дну секции укладывают дренажно-распределительную систему и располагают слои фильтрующей загрузки.

Через специальные трубы сверху сточная вода попадает на фильтр. После прохождения через слои загрузки очищенная вода скапливается в нижней части фильтра и отводится по трубам.

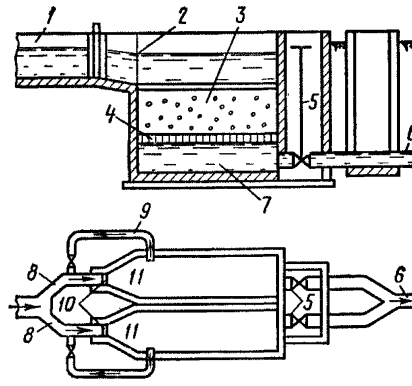


Рис. 14. Простейший безнапорный песчаный фильтр:

1 — водоподводящий лоток; *2* — защитная сетка; *3* — фильтрующий материал; *4* — поддерживающее дренажное основание; *5* — труба с задвижкой для отвода фильтрата; *6* — лоток для отвода фильтрата; *7* — междонное подфильтровое пространство; *8* — распределительные лотки; *9* — трубопровод отвода промывной воды; *10* — шибер; *11* — рабочая камера фильтра

Для обеспечения эффективной работы песчано-гравийного фильтра скорость фильтрации не должна превышать 5 м/ч, так как увеличение скорости ведет к снижению степени очистки.

3.69. Сточная вода, поступающая на песчано-гравийный фильтр, должна содержать не более 50 мг/л нефти и нефтепродуктов и не более 40 мг/л механических примесей.

Кратковременное (аварийное) содержание нефтепродуктов в стоках не должно превышать 250—300 мг/л и механических примесей — 100 мг/л.

3.70. Для восстановления фильтрующей способности загрузки необходимо периодически промывать ее горячей водой с интенсивностью 6—8 л/(м^2·с), сбрасывая промывочную воду на очистные сооружения.

Период между промывками зависит от условий эксплуатации и технологических свойств воды. Необходимость промывки определяется по устойчивому нарастанию содержания нефтепродуктов в фильтрате.

Если фильтры промыть невозможно, то необходимо заменить песчаную загрузку. Использованный песок следует прокалить на огне, промыть, просеять и вновь применять для загрузки.

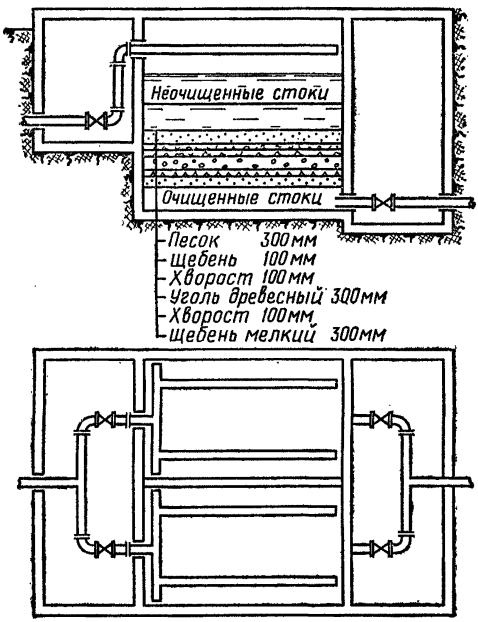


Рис. 15. Схема многослойного фильтра

3.71. Персонал, осуществляющий эксплуатацию песчано-гравийных фильтров, обязан:

следить за равномерным распределением сточной воды по поверхности фильтрующей загрузки и скоростью фильтрации;

регулярно проверять качество очищаемой и очищенной воды;

своевременно проводить регенерацию или замену фильтрующей загрузки.

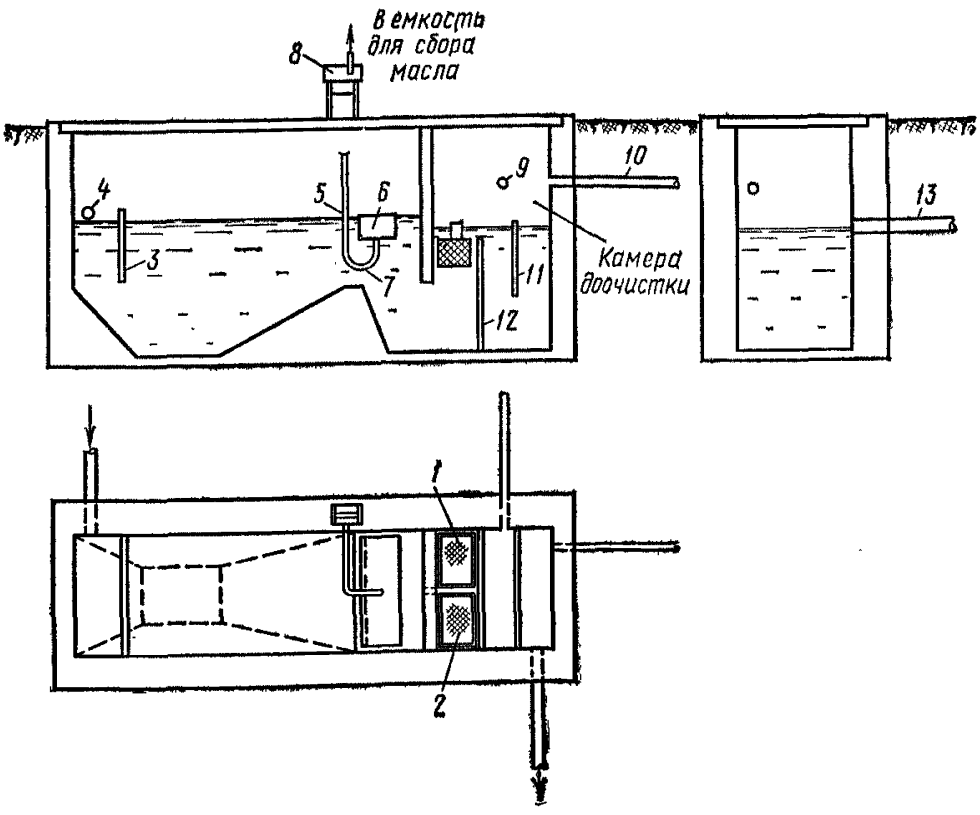


Рис. 16. Нефтеловушка с встроенным фильтром:

1, *2* — фильтр стекловолокнистый; *3* — щелевая перегородка; *4* — подводящая труба; *5* — стальная труба; *6* — плавающий нефтесборный лоток; *7* — шланг дюритовый; *8*, *9*, *10* — вентиляционные трубы; *11* — погружная перегородка; *12* — сливная стенка; *13* — отводящий лоток

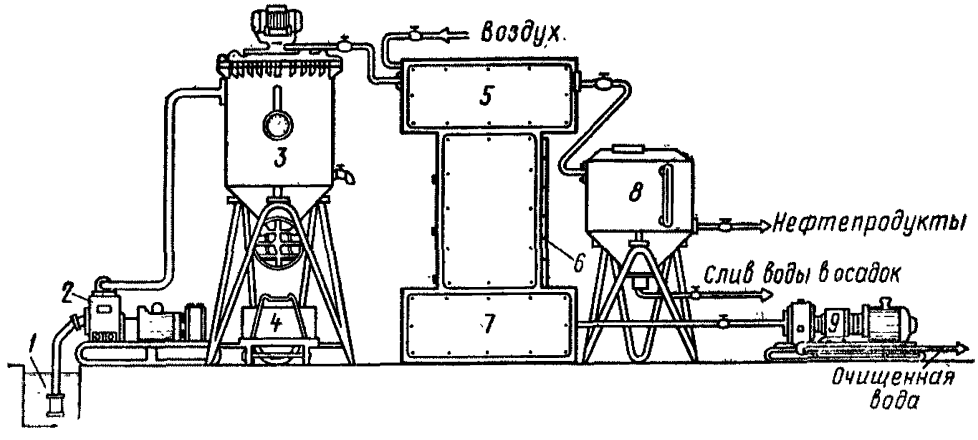


Рис. 17. Схема очистки сточных вод на установке «Кристалл»:

1 — резервуар сточной воды; *2* — насос; *3* — виброфильтр; *4* — сборник осадка; *5* — емкость первичной очистки; *6* — камера окончательной очистки; *7* — сборник чистой воды; *8* — сборник нефтепродуктов; *9* — насос, откачивающий очищенную воду

3.72. Очищенная вода после фильтров должна быть прозрачной, концентрация нефтепродуктов в ней не должна превышать 10—15 мг/л.

3.73. На автозаправочных станциях (типовой проект 503—86) и некоторых нефтебазах для очистки сточных вод применяются нефтеловушки с встроенными фильтрами (рис. 16). Сточная вода, пройдя отстойную часть нефтеловушки, поступает на фильтр с загрузкой из стекловаты, стекловолокна или древесных стружек.

При скоростях фильтрации 5,2—6,0 м/ч содержание нефтепродуктов в воде, прошедшей эти сооружения, должно снижаться с 25—971 мг/л до 1,8-8,0 мг/л.

В случае загрязнения фильтра, что определяется по ухудшению качества фильтрата, фильтрующая загрузка должна быть заменена без регенерации.

3.74. На фильтрующей и нефтепоглощающей способности нетканых синтетических материалов основан принцип работы установок «Кристалл», выполняемых в виде напольных блоков (рис. 17). Они могут быть использованы при расходах стоков от 30 до 120 м³/ч.

Сточная вода из резервуара *1* насосом *2* подается на виброфильтр *3*, очищается от грубых примесей и поступает в емкость первичной очистки *5*, где находится коалесцирующая загрузка — гранулы полиэфирной смолы. Здесь происходит укрупнение нефтяных частиц и задержание оставшихся взвешенных веществ, после чего вода поступает в камеру *6* для окончательной очистки. Пройдя ряд фильтров из нетканых материалов, очищенная вода поступает в резервуар *7*, откуда насосом *9* подается на выпуск либо на дополнительную очистку, или для повторного использования. Нефтепродукты, собранные в емкость первичной очистки *5*, поступают в сборник *8*.

3.75. Содержание нефтепродуктов в сточной воде, прошедшей такую установку, не должно превышать 1—5 мг/л при исходной их концентрации 20—500 мг/л, а механических примесей — 25—50 мг/л при исходной концентрации 100—800 мг/л.

3.76. Эксплуатацию установки следует осуществлять в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.

Флотационные установки

3.77. Для удаления из сточных вод эмульгированных нефтепродуктов, не задерживаемых в нефтеловушке, следует применять флотационные установки напорного типа. Флотация основана на использовании подъемной силы пузырьков воздуха, которыми искусственно насыщается вода.

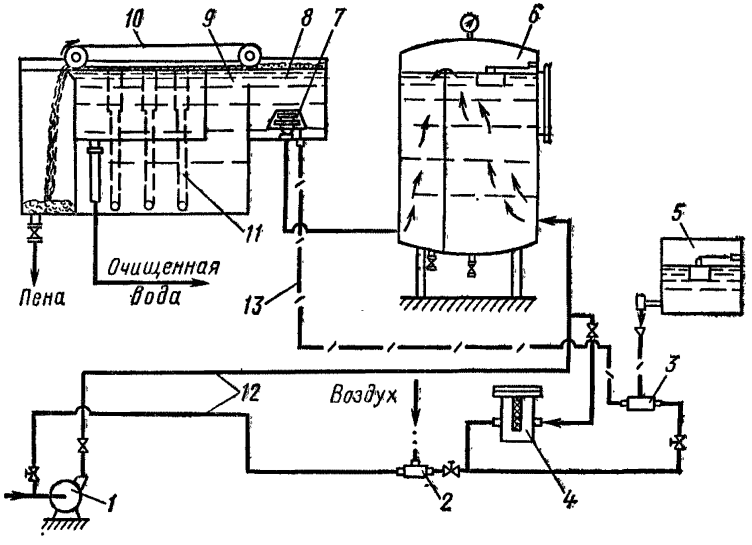


Рис. 18. Схема флотационной установки:

1 — насос; *2, 3* — эжекторы; *4* — сетчатый фильтр; *5* — бачок для коагулянта; *6* — напорный резервуар; *7* — выпускной клапан; *8* — флотационная камера; *9* — отстойная камера; *10* — скребки для удаления пены; *11* — сборные трубы очищенной воды; *12* — трубопровод промышленных стоков; *13* — трубопровод коагулянта

3.78. С целью повышения эффективности флотационной очистки в сточную воду добавляется коагулянт в виде растворов глинозема, хлорного железа или других реагентов.

3.79. Флотационная установка (рис. 18) состоит из следующих элементов:

напорного контактного резервуара;

эжекторов для воздуха и раствора коагулянта;

центробежных насосов для подачи очищаемых вод в напорные резервуары;

реагентного хозяйства;

флотаторов;

камеры распределения, в которой размещены задвижки и редукционные клапаны.

3.80. Основными сооружениями установки являются флотаторы прямоугольные (одно- и многокамерные) или круглые. Круглый флотатор (рис. 19) представляет собой железобетонную емкость *1* с коническим днищем, внутри которой устроена круглая флотационная камера

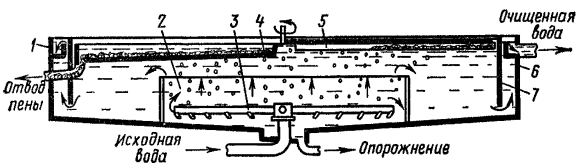


Рис. 19. Схема круглого флотатора

2. На дне камеры установлен вращающийся водораспределитель *3*, действующий по принципу сегнерова колеса.

По периферии флотатора расположена кольцевая подвесная стенка *7*, задерживающая пену, и кольцевой водослив *6*, обеспечивающий равномерный сбор и отвод очищенной воды. Над поверхностью воды радиально установлен пеносборный лоток *4*. Для сгона пены к нему служат вращающиеся скребки *5* с редуктором и электроприводом. Общее время пребывания сточной воды во флотаторах 10—20 мин.

3.81. В случае переменного расхода сточных вод и повышенного содержания в них нефтепродуктов и механических примесей следует применять флотаторы-отстойники. В отличие от флотаторов они представляют собой радиальный отстойник с встроенной в него подвесной флотационной камерой, выполненной в виде металлического цилиндра, концентрично размещенного в верхней части типового флотатора.

Флотационная камера оборудована вращающимся водораспределителем и скребковым устройством для сгона пены и осадка. Подача воздуха и коагулянта во фло-

таторы-отстойники осуществляется так же, как и в типовые флотаторы.

3.82. Напорный резервуар должен обеспечивать насыщение воды воздухом при давлении 3—4 кгс/см². Сверху резервуара должны быть установлены манометр и предохранительный клапан для удаления избытка воздуха.

3.83. Воздух в сточную воду подается через эжектор, действующий по принципу водоструйного насоса за счет напора воды. Для защиты от загрязнений перед эжектором необходимо устанавливать сетчатый фильтр.

3.84. Раствор коагулянта следует готовить попеременно в двух баках, оборудованных барботерами. Перед загрузкой коагулянта необходимо поднять поплавок с дозирующей шайбой. После загрузки заполнить бак водой и перемещать раствор воздухом, подаваемым через барботеры, в течение 30—40 мин, затем дать раствору отстояться (1,5—2 ч), определить ареометром его удельный вес и по градуировочной кривой или таблице найти соответствующую крепость в процентах.

Расход раствора коагулянта должен определяться исходя из оптимальной дозы, часовой производительности установки и крепости раствора.

Пример. Производительность установки 100 м³/ч. Необходимая доза коагулянта — 0,200 кг на 1 л очищенной воды. Крепость приготовленного раствора коагулянта 5%, т. е. 1 л раствора содержит 50 г вещества. Расход раствора коагулянта следует установить равным

$$\frac{0{,}200}{50} \cdot 100 = 0{,}4 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

3.85. Оптимальную дозу коагулянта подбирают пробным коагулированием (см. раздел 10 настоящей Инструкции). Требуемый расход устанавливают подбором дозирующих шайб на поплавковом дозаторе.

3.86. Перед включением флотационной установки в работу необходимо убедиться в правильности подготовки линии движения очищаемой воды.

3.87. Пуск насоса, подающего сточную воду на флотаторы, должен производиться при наличии в сборном резервуаре перед флотатором воды в количестве, равном пяти-десятиминутной подаче насосов. Для свое-

временного включения установки сборный резервуар необходимо оборудовать сигнализатором уровня.

3.88. Эжектор следует включать, когда давление в напорных резервуарах достигает 2,5—3 кгс/см^2. Сначала необходимо открыть задвижку (или вентиль), стоящую после эжектора, затем — на трубе, соединяющей эжектор с напорной линией насоса. После этого медленно открыть воздушный кран и с его помощью установить требуемый расход воздуха.

Остановка эжектора должна проводиться в обратном порядке: закрыть воздушный кран, затем задвижку перед эжектором и только после этого — задвижку, стоящую после него.

3.89. Во избежание выброса воды через эжектор при остановке насоса на воздушном патрубке необходимо установить обратный клапан.

3.90. Воздух должен вводиться в воду без перебоев. Расход его не должен превышать 1,5—3% от количества очищаемой воды. Оптимальное количество воздуха следует определять при наладке установки из условия получения минимального остаточного содержания нефтепродуктов в очищенной воде.

3.91. Регулирование подачи воздуха необходимо осуществлять изменением расхода воды через эжектор. Подачу воздуха замерять с помощью ротаметра или диафрагмы с U-образным стеклянным манометром, устанавливаемых на воздушном патрубке эжектора.

3.92. Для создания хороших условий растворения воздуха в очищаемой воде необходимо поддерживать постоянный уровень воды в напорном резервуаре, не допускать скопления нерастворившегося воздуха, пузырьки которого могут прорываться во флотатор и нарушать его работу. Избыток воздуха следует выпускать через присоединенную к верхней крышке напорного резервуара трубку малого диаметра, выведенную во флотатор или сборный резервуар.

3.93. В случае параллельной работы двух флотаторов или более поступление воды на них необходимо отрегулировать с помощью задвижек в распределительной камере таким образом, чтобы все флотаторы имели одинаковую нагрузку. Такая регулировка должна быть сделана предварительно по наполнению флотаторов. В процессе работы равномерность нагрузки следует про-

верять по пьезометру, установленному на трубе, отводящей очищенную воду из флотатора.

3.94. Насос, подающий коагулянт, должен включаться сразу после включения насоса для сточных вод. Вслед за этим необходимо включать электропривод скребков для удаления пены.

3.95. При нормальной работе флотационной установки все задвижки и вентили, за исключением регулирующих вентилей перед эжекторами, должны быть полностью открыты. Степень открытия регулирующих вентилей необходимо определять во время подбора режима работы установки.

3.96. Ход процесса очистки следует контролировать путем отбора и химического анализа проб сточной воды, поступающей во флотаторы и очищенной (из флотационной камеры). Содержание нефтепродуктов в очищенной воде после флотации не должно превышать 20—50 мг/л, а после флотации в сочетании с коагуляцией 15—20 мг/л.

Для более полной оценки качества очистки целесообразно определять содержание механических примесей. Периодически должна определяться щелочность или величина pH воды, значительные колебания которых могут нарушить режим флотационной очистки. Результаты анализов проб сточных вод и подбора доз коагулянта необходимо записывать в рабочий журнал.

3.97. Кроме химического, должен осуществляться визуальный контроль процесса очистки путем периодического отбора проб воды из флотационной камеры и наблюдения за ее осветлением и всплыванием пузырьков воздуха.

3.98. Основные причины неудовлетворительной работы флотационной установки и меры по их устранению указаны в табл. 5.

3.99. Остановка флотационной установки должна производиться в следующем порядке:

выключить воздушный эжектор и прекратить подачу коагулянта;

остановить насосы, подающие воду на флотацию;

через 10—15 мин после выключения насосов остановить скребковый механизм.

3.100. Напорный резервуар, флотатор и баки для коагулянта необходимо периодически опорожнять, ос-

Таблица 5

Возможные нарушения режима работы флотационной установки и меры по их устранению

Вид нарушения	Причины	Меры по устранению
1. Срыв работы насоса (падение давления на манометре)	Чрезмерная подача воздуха во всасывающую трубу насоса	Прекратить подачу воздуха, закрыв воздушный кран эжектора. Если давление не поднимается, остановить насос, выпустить из него воздух и повторно запустить
2. Плохое осветление воды	Неправильное дозирование коагулянта	Определить оптимальную дозу пробным коагулированием, проверить крепость раствора коагулянта и отрегулировать его расход
3. Отсутствие или малое количество воздушных пузырьков в воде из флотационной камеры	Перебои в подаче воздуха из-за плохой работы эжектора	Отключить эжектор, найти и устранить причину перебоя в подаче воздуха
4. Содержание нефти и нефтепродуктов в очищенной воде превышает 15—20 мг/л	См. п. 1—3 Резкое увеличение расхода сточных вод; повышение концентрации нефтепродуктов в поступающей на флотатор воде	См. п. 1—3 Уменьшить расход воды; проверить работу узла очистки, предшествующего флотации

матривать и очищать от осадков. Напорный резервуар можно продувать во время работы через нижний кран.

Периодичность очистки должна устанавливаться с учетом местных условий.

Остальные элементы установки (насосы, электродвигатели, редуктор, цепи и др.) необходимо эксплуатировать в соответствии с существующими правилами.

Электрофлотаторы

3.101. На нефтебазах, производящих обезвоживание мазутных зачисток от судов, образуются сильно эмульгированные стоки с содержанием нефтепродуктов до

100—150 тыс. мг/л. Очистку их рекомендуется осуществлять электрофлотацией.

3.102. Электрофлотация заключается в насыщении очищаемой воды микропузырьками водорода и кислорода, образующимися при ее электролизе под действием постоянного электрического тока. Кислород окисляет находящиеся в воде нефтепродукты, образуя более простые соединения, а пузырьки водорода, обладая большой подъемной силой, увлекают за собой на поверхность воды частицы нефтепродуктов и скоагулированных взвешенных веществ.

3.103. Электрофлотатор (рис. 20) представляет собой радиальный отстойник с встроенной внутри него подвесной электрофлотационной камерой, выполненной в виде двух металлических цилиндров, соединенных между собой с помощью фланцев. В центре флотацион-

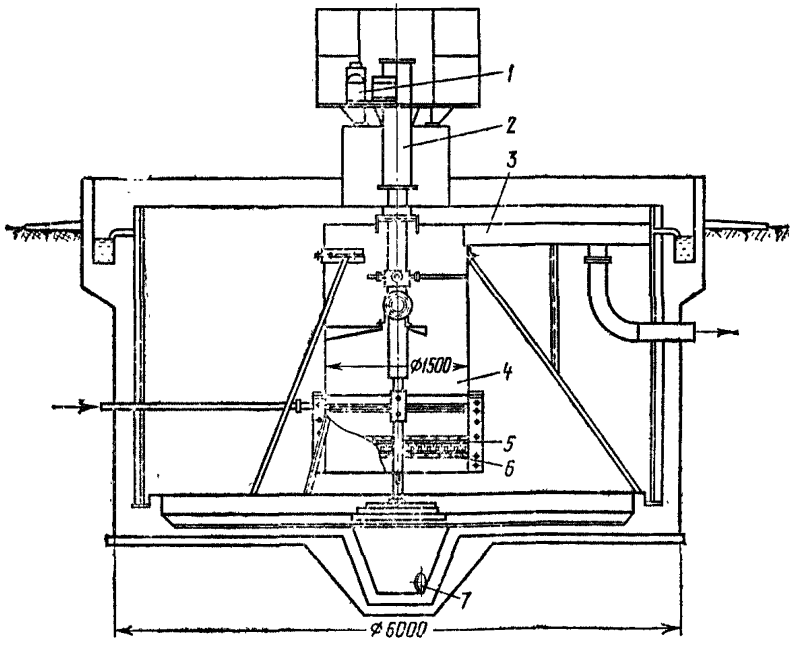


Рис. 20. Схема электрофлотатора:

1 — электродвигатель; *2* — комбинированный механизм для распределения сточной воды, сгребания пены и сбора осадка; *3* — пеносборный лоток; *4* — электрофлотационная камера; *5* — катод; *6* — анод; *7* — трубопровод опорожнения

ной камеры пропущен вал для привода вращающегося водораспределителя и донных скребков; в нижней ее части расположены два электрода, концы которых выведены на наружную поверхность корпуса камеры, и к ним подведен постоянный электрический ток 20—30 мА/см² напряжением не более 30 В.

3.104. Силу и напряжение тока, подводимого к электродам, следует замерять амперметром и вольтметром, а плотность тока регулировать изменением разности потенциалов на концах электродов.

3.105. Для ускорения процесса очистки и повышения его эффективности в очищаемую воду надо добавить флокулянт в виде 0,01—0,05%-ного раствора. В качестве флокулянтов в щелочной среде следует использовать хлористый или сернокислый магний.

3.106. Раствор флокулянта не должен иметь комков. Поэтому готовить его целесообразно с применением мешалки НКА шнекового или лопастного типа, имеющей скорость 100—300 об/мин.

3.107. Дозировать флокулянт необходимо насосом-дозатором типа шнекового или поршневого. Использование для этих целей быстроходных центробежных или шестеренчатых насосов не допускается, так как при этом возникает опасность разрыва линейных молекул флокулянта, и следовательно, снижения эффективности очистки.

3.108. Раствор флокулянта должен подаваться либо в емкость со сточной водой перед электрофлотатором, либо в подводящий трубопровод.

3.109. Для эффективной работы электрофлотаторов необходимо обеспечить:

равномерное поступление сточных вод в электрофлотатор;

оптимальный режим процесса: силу и напряжение подводимого к электродам тока, дозу флокулянта. Эти параметры подбирают при наладке сооружения;

техническую исправность всего оборудования.

3.110. Обслуживающий персонал обязан:

следить за расходом сточных вод, не допуская превышения проектных нагрузок электрофлотатора;

постоянно контролировать параметры, характеризующие режим процесса (силу и напряжение тока, его плотность, дозу флокулянта), а также качество очистки

сточных вод (содержание нефтепродуктов и механических примесей в очищаемой и очищенной воде). Результаты замеров и анализов должны отмечаться в рабочем журнале;

следить за техническим состоянием водораспределительных устройств, скребкового механизма, электродов; своевременно выявлять и устранять неполадки в их работе.

Станция биохимической очистки сточных вод

3.111. Производственные сточные воды от растворенных в них нефти и нефтепродуктов следует очищать методом биохимического очисления в биофильтрах, аэротенках и других сооружениях.

3.112. Схема типовой станции биохимической очистки сточных вод производительностью 50—100 м³/сут показана на рис. 21.

Производственные сточные воды после сооружений механической и физико-химической очистки и хозяйст-

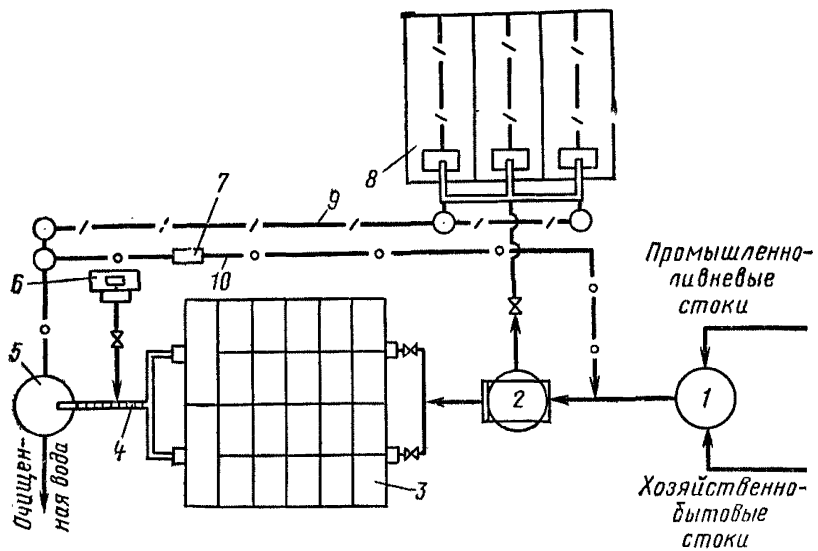


Рис. 21. Принципиальная схема биохимической станции очистки сточных вод:

1 — резервуар для приема стоков; *2* — двухъярусный отстойник; *3* — биофильтр; *4* — лоток-смеситель; *5* — вторичный отстойник; *6* — хлораторная; *7* — насос для перекачки ила; *8* — иловые площадки; *9* — дренажная вода; *10* — избыточный активный ил

А-А
8000
±0,0
-0,3
150
1800
3100
3100
1500
630
1370
2300
200
250
300
350
150
a=200
2000
500
450
100
520
3705
3705
1
2
3
4
6
7

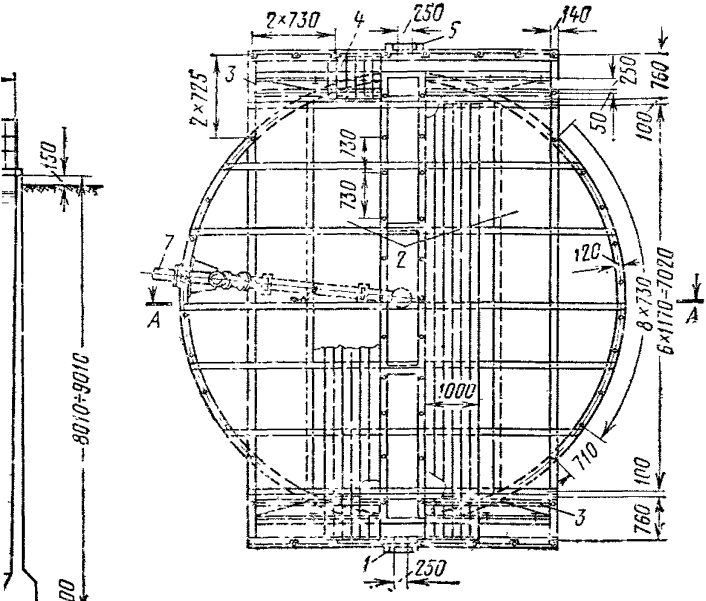


Рис. 22. Одиночный двухъярусный отстойник:

1 — подающий лоток; *2* — осадочные желоба; *3* — плавающая доска; *4* — настил из досок (съемные щиты); *5* — отводящий лоток; *6* — иловая труба; *7* — выпуск ила

венно-бытовые стоки поступают в приемный резервуар канализационной насосной станции, откуда насосами подаются в двухъярусный отстойник. Затем осветленная вода самотеком через распределительные устройства поступает на биофильтр, а из него в хлораторную. После хлорирования очищенная вода проходит вторичный отстойник и сбрасывается в водоем.

Ил из отстойников отводится на иловые площадки,

3.113. Удаление из сточных вод взвешенных веществ и сбраживание осадка должно осуществляться в двухъярусном отстойнике.

Он представляет собой сооружение цилиндрической или прямоугольной формы с коническим или пирамидальным днищем (рис. 22). В верхней части отстойника расположены осадочные желоба, где происходит выпадание взвешенных веществ. Нижняя часть является иловой камерой, в которую через щель шириной 0,15 м поступает осадок из желоба.

Впуск и выпуск воды из отстойника устраиваются так же, как и в горизонтальных отстойниках (в виде водосливных и сборных лотков на всю ширину желоба).

Осадок из иловой камеры удаляется под гидростатическим давлением столба воды через иловую трубу.

3.114. Выпуск осадка из отстойника следует производить, когда его уровень будет на 1 м ниже щели осадочного желоба. Выпускать осадок нужно медленно, не допуская проскока сточной воды, поступление которой при этом не прекращается.

После выгрузки сброженного осадка в иловой камере должно оставаться не менее 15% его объема, чтобы обеспечить заражение свежего осадка; илопровод необходимо промыть водой, учитывая, что попадание излишнего количества воды на иловые площадки нежелательно.

3.115. Уровень осадка необходимо замерять регулярно с помощью зонда или какого-нибудь другого приспособления.

3.116. Следует своевременно очищать каналы, затворы и погруженные доски от осадка, уделяя особое внимание поддержанию в чистоте щели на дне верхней отстойной части. Края щели должны ежедневно очищаться скребками или проволочной щеткой.

3.117. Плавающие вещества, задерживаемые полупогруженными щитками в отстойной части, необходимо регулярно удалять из отстойника во избежание их выноса с очищаемой водой.

3.118. Нельзя допускать образования плотной корки из взвешенных веществ, мешающей выходу газа. Разрушают ее вручную путем погружения в иловую воду специального инструмента, а также путем смачивания корки или разбивания ее струей воды, подаваемой насосом, перекачивающим жидкость из иловой камеры.

Если таким путем не удается избежать роста корки, то ее необходимо периодически удалять из отстойника.

3.119. Возможные нарушения режима работы двухъярусных отстойников и мероприятия по их устранению указаны в табл. 6.

3.120. Эффективность работы двухъярусных отстойников оценивают по количеству задерживаемых ими взвешенных веществ. Для анализа раз в неделю следует отбирать пробы сточных вод, поступающих в отстойник и выходящих из него. В зависимости от начальной концентрации взвешенных веществ эффективность их оседания в двухъярусном отстойнике может колебаться от 30 до 60%.

Кроме того, раз в неделю следует определять активную ракцию (pH) осадка, снижение которой указывает на ухудшение брожения и возможность вспенивания.

3.121. При выгрузке сброженного осадка необходимо замерять его количество и определять влажность и зольность.

3.122. Показатели работы двухъярусных отстойников должны вноситься в рабочий журнал по форме, приведенной в табл. 7.

3.123. Основными сооружениями станций биохимической очистки сточных вод являются биофильтры и аэротенки.

На предприятиях транспорта нефти и нефтепродуктов применяются капельные биофильтры непрерывного действия с естественной вентиляцией.

3.124. Капельный биофильтр (рис. 23) представляет собой сооружение из кирпича, бетона и состоит из следующих основных элементов: водонепроницаемого основания, дренажного устройства (дырчатого днища, на-

Таблица 6

Возможные нарушения режима работы двухъярусных отстойников и меры по их устранению

Вид нарушения	Причины	Меры по устранению
1. Повышенный вынос взвешенных веществ со сточной водой	Неправильное распределение сточной воды в отстойнике из-за негоризонтальности переливных бортов, впуска воды под углом	Устранить негоризонтальность водосливов, добиться равномерного распределения сточных вод
	Чрезмерное накопление осадка в иловой камере	Удалить осадок
	Нарушение процесса брожения осадка	Выяснить причину. Если образовалась корка из взвешенных веществ, разрушить или удалить ее
	Увеличение притока сточной воды или содержания в ней взвешенных веществ	Уменьшить расход сточной воды, поступающей в отстойник
2. Вспенивание, свидетельствующее о поступлении большого количества несброженного осадка по сравнению с количеством сброженного	Пуск сооружения в эксплуатацию, когда сброженного осадка еще мало	Во всех случаях необходимо: а) временно выключить отстойник из эксплуатации;
	Повышение температуры в иловой камере весной или в начале лета, когда скорость распада небольшая	б) разрушить пену перемешиванием или разбрызгиванием иловой воды, чтобы удалить газ из пены;
	Поступление со сточными водами большого количества быстро распадающихся органических веществ	в) добавить известь и перемешать содержимое иловой камеры
	Недостаточный объем иловой камеры	
3. Ухудшение сбраживания осадка	Присутствие в сточной воде токсических веществ: солей меди, свинца и т. д.	Установить, откуда, они поступают в канализацию, и принять меры к уменьшению их содержания

Продолжение табл. 6

Вид нарушения	Причины	Меры по устанению
4. Осадок не выдавливается гидростатическим давлением столба сточной воды	Засорение илопровода	Прочистить трубы через стояк и размыть струей воды. Если это не даст положительного результата, освободить отстойник от воды и осадка, заменить трубу

Таблица 7

Ведомость учета работы двухъярусных отстойников

Дата	Количество очищенных стоков, м³	Время отстаивания, ч	Взвешенные вещества, мг/л		Оседающие вещества, мг/л		Осадок по объему, мг/л		Зольность, %		Влажность выпускаемого осадка, %
			в поступающих стоках	в выходящей воде	в поступающих стоках	в выходящей воде	в поступающих стоках	в выходящей воде	взвешенных веществ в поступающей воде	выпускаемого осадка	

ходящегося на расстоянии не менее 0,4—0,6 м от основного днища), боковых стенок, фильтрующей загрузки и распределительных устройств.

3.125. Для загрузки биофильтра следует применять шлак, гранитный щебень, известняк твердой породы, кокс, антрацит, пластмассы и другие прочные, водоустойчивые материалы. Размер частиц загрузки капельного биофильтра должен быть 30—50 мм, а в нижнем опорном слое высотой 20 см — 60—100 мм.

3.126. Перед загрузкой в биофильтр материал должен быть тщательно отсортирован по крупности и промыт. После загрузки его необходимо промыть струей воды под напором до полного выноса крошки, образующейся при загрузке фильтрующего материала.

3.127. Распределение очищаемой сточной воды по поверхности биофильтра должно быть по возможности

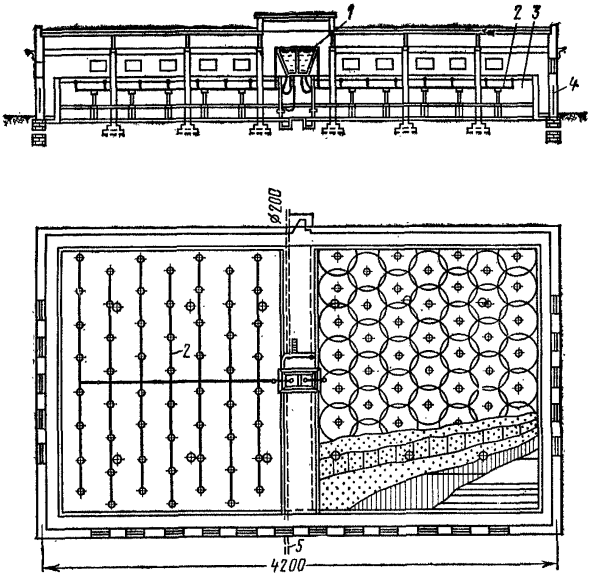


Рис. 23. Поперечный разрез биофильтра:

1 — распределительный бак; *2* — разделительная сеть; *3* — камера для разгрузочного материала; *4* — шатер; *5* — отводящий лоток

равномерным. Наиболее полно это достигается при подвижных оросителях, менее равномерное — при неподвижных разбрызгивателях — спринклерах.

3.128. Период орошения биофильтра (время между двумя опорожнениями дозирующего устройства) должен быть в пределах 5—10 мин.

3.129. Работа биофильтра осуществляется по следующей схеме. Сточная вода из двухъярусных отстойников через распределительные устройства периодически подается на поверхность биофильтра. Проходя через фильтрующую загрузку, она оставляет в ней взвешенные и коллоидные органические вещества, которые создают биопленку, густо заселенную микроорганизмами.

Микроорганизмы окисляют растворенные органические вещества и получают необходимую для своей жиз-

недеятельности энергию. Часть этих веществ они используют как пластический материал для увеличения своей массы.

Таким образом, из сточной воды удаляются органические вещества, а в теле биофильтра увеличивается масса активной биологической пленки. Отработанная и омертвевшая пленка смывается протекающей сточной водой и выносится из тела биофильтра.

3.130. Для того чтобы на биофильтре окислялось расчетное количество органических веществ, необходимо на загрузочном материале образование биопленки, бактерии которой адаптированы к окислению органических веществ очищаемой сточной воды. Созревание биопленки достигается постепенным увеличением загрязнения сточной воды, подаваемой на биофильтр. Сначала на него следует подавать слабо концентрированную (разбавленную до 100—150 мг/л по БПК полное[1]) сточную воду, затем по мере образования биохимической пленки и получения хороших результатов очистки по химическим показателям концентрацию подаваемого стока надо увеличить до предельной.

Можно применять и другой метод подготовки биофильтра: начать орошение его небольшим количеством (10—25% от расчетного) очищаемой воды, затем постепенно увеличить нагрузку до расчетной.

Продолжительность периода адаптации зависит от характера загрязнения стоков, их температуры и колеблется от двух до четырех недель, а в некоторых случаях составляет несколько месяцев.

3.131. Для обеспечения равномерного распределения сточной воды по поверхности биофильтра необходимо регулярно проводить осмотр и очистку водораспределительных устройств, особенно в зимнее время.

3.132. Следует постоянно следить за состоянием поддонного пространства, вентиляционных каналов и дренажа биофильтра. В случае засорения нужно промыть их водой из водопровода или прочистить.

3.133. Некоторые случаи нарушения режима работы биофильтра и меры по их ликвидации приведены в табл. 8.

3.134. Аэротенк представляет собой резервуар или

[1] Биохимическое потребление кислорода полное.

Таблица 8

Основные нарушения режима работы биофильтра и меры по их устранению

Вид нарушения	Причины	Меры по устранению
1. Образование значительного количества биопленки в верхнем слое загрузки	Превышение проектного расхода сточных вод и степени их загрязнения	Промыть верхний слой загрузочного материала вне биофильтра; промытый материал уложить обратно, компенсируя его потери новым, промытым материалом той же крупности
2. Увеличение продолжительности опорожнения дозирующего бака при спринклерном распределении сточной воды	Уменьшение пропускной способности оросительной системы вследствие засорения ее труб	Необходима механическая прочистка труб и их промывка со сбросом промывной воды в двухъярусный отстойник. Если эта мера не эффективна, следует подаваемую в трубы воду хлорировать (доза избыточного хлора 5—10 мг/л), при этом хлорированная вода не должна попадать на биофильтр

открытый бассейн, в котором медленно движется смесь активного ила и очищаемой сточной воды. Для лучшего и непрерывного их контакта аэротенк оборудуется устройствами для принудительной аэрации. Преимущество аэротенка по сравнению с биофильтром заключается в том, что процесс очистки в нем можно регулировать до необходимой по местным условиям степени. Чем длительнее процесс аэрации, чем больше воздуха и активного ила, тем лучше очищается сточная вода.

3.135. Очистка сточных вод в аэротенках включает следующие процессы: адсорбцию и коагуляцию активным илом взвешенных и коллоидных частиц, окисление микроорганизмами растворенных и адсорбированных илом органических соединений, нитрификацию и регенерацию активного ила. Избыточный активный ил удаляется из сооружения.

3.136. Активный ил, представляющий собой компактные хлопья зооглейных скоплений бактерий, должен находиться в аэротенке во взвешенном состоянии.

Для обеспечения нормальной жизнедеятельности бактерий и поддержания активного ила во взвешенном

состоянии в аэротенк должен непрерывно подаваться воздух.

Подача воздуха может быть пневматической (воздуходувками через аэраторы, обычно фильтросного типа),

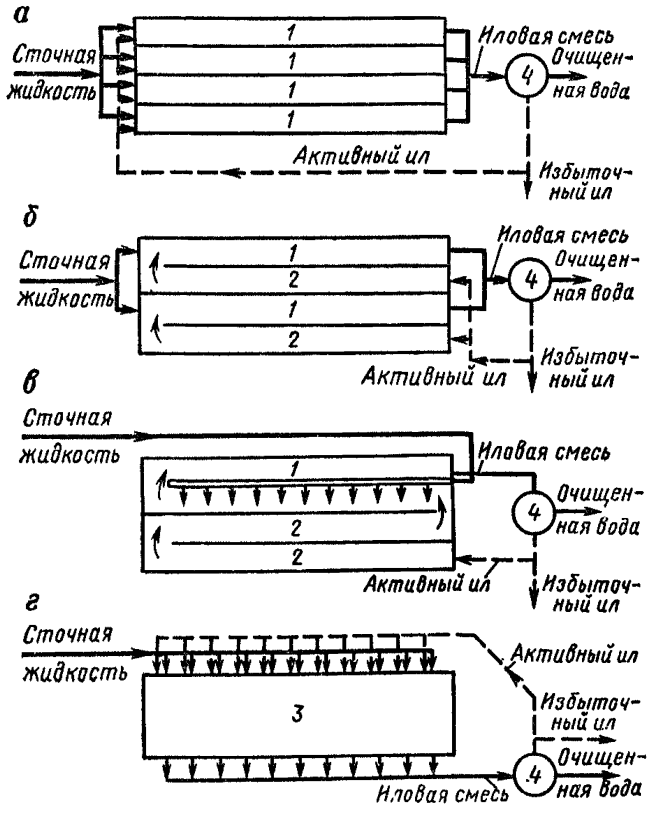


Рис. 24. Схемы аэротенков:

а — с сосредоточенным поступлением сточной воды; *б* — с сосредоточенным поступлением сточной воды и аэрацией возвратного ила; *в* — со ступенчатым впуском сточной воды; *г* — с рассредоточенным впуском и выпуском смеси сточной воды и активного ила; *1* — аэротенк; *2* — регенератор; *3* — аэротенк-смеситель; *4* — отстойник

механической (специальными механическими аэраторами, интенсивно перемешивающими жидкость и засасывающими воздух из атмосферы) и смешанного типа.

3.137. Схемы аэротенков, отличающиеся по степени смешения поступающей сточной воды с остальной мас-

сой жидкости, находящейся в сооружении, приведены на рис. 24. Наиболее совершенным сооружением признан аэротенк-смеситель.

3.138. При количестве сточных вод до 200 м³/сут для биологической их очистки целесообразно применять аэрационные установки на «полное» окисление, в состав которых входит аэротенк-отстойник. Он представ-

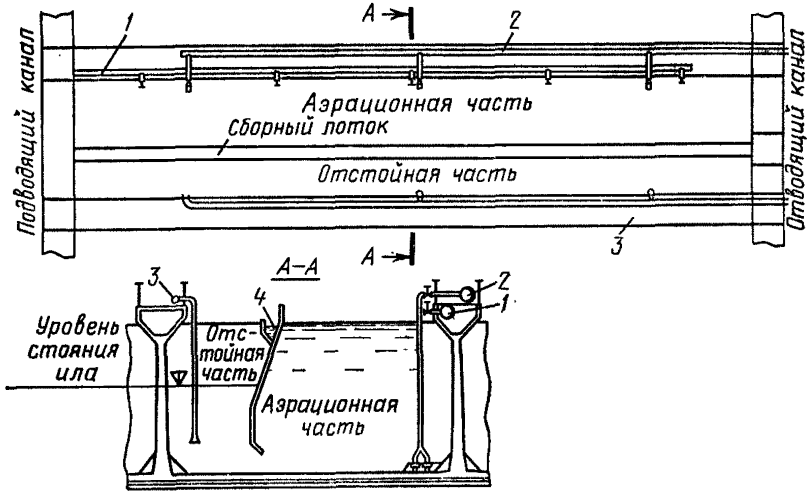


Рис. 25. Схема аэротенка-отстойника:

1 — подводящий трубопровод; *2* — воздуховод; *3* — трубопровод избыточного активного ила; *4* — сборный лоток

ляет собой аэротенк с пневматической аэрацией, который объединен со вторичным отстойником в одно сооружение (рис. 25).

3.139. Эксплуатацию аэротенка следует начинать после подготовки активного ила. Подготовку ила можно осуществлять несколькими способами. Один из способов заключается в следующем. Через аэротенк пропускают часть проектного количества стоков с концентрацией по БПК примерно 100—150 мг/л. Выпадающий во вторичном отстойнике активный ил должен непрерывно откачиваться в аэротенк. В период накопления активного ила в работе должна находиться только часть очистной станции (например, один аэротенк и

один вторичный отстойник). По мере накопления активного ила и получения незагнивающей очищенной воды или появления в ней нитратов и нитритов количество очищаемой воды нужно увеличить, уменьшив ее разбавление, и постепенно ввести в эксплуатацию новые аэротенки.

Активный ил может быть получен из речного или прудового ила, не загрязненного нефтью или маслами.

Одновременно с накоплением активного ила происходит его адаптация к сточной воде.

3.140. Концентрацию активного ила в аэротенке для очистки большинства видов промышленных сточных вод следует поддерживать около 3 г/л, считая по сухому веществу. В тех случаях, когда вторичные отстойники позволяют получить высокий эффект осветления очищенной воды при большой концентрации в ней активного ила, доза его в аэротенке может быть повышена. Однако при этом потребуется увеличить количество подаваемого воздуха. Окислительная мощность аэротенка в этом случае повышается.

3.141. Для поддержания оптимального режима работы аэротенка и своевременного принятия мер к устранению возможных его нарушений необходимо осуществлять постоянный биологический контроль за составом и количеством микроорганизмов, находящихся в активном иле.

3.142. Воздух по длине аэротенков следует распределять с учетом способа подачи в них сточной воды:

а) при сосредоточенном ее впуске в начале аэротенка создается зона повышенной концентрации загрязняющих веществ. В эту зону необходимо подавать большее количество воздуха, чем на последующие участки. Оптимальное соотношение воздуха, подаваемого в разные точки по длине аэротенка, устанавливают опытным путем;

б) при рассредоточенном впуске очищаемой сточной воды распределение воздуха по длине аэротенка должно быть равномерным.

3.143. Воздух должен подаваться в аэротенки непрерывно, без перебоев.

В каждой точке аэротенка должен быть растворенный кислород. В сточной воде, выходящей из аэротенка, его должно быть не менее 2 мг/л. При отсутствии

кислорода необходимо увеличить количество подаваемого воздуха.

3.144. При засорении фильтросных пластин, через которые подается воздух, их следует прочистить металлическими щетками, промывая 20—30%-ным раствором соляной кислоты. Положительные результаты дает чистка металлическими щетками под небольшим (до 5 см) слоем воды с одновременным продуванием через пластины воздуха.

3.145. Если в поступающей в аэротенк сточной воде БПК полное более 150 мг/л и имеются вредные производственные примеси, необходимо осуществлять регенерацию активного ила.

3.146. Дозу (по сухому веществу) активного ила в аэротенке и количество возвратного ила необходимо поддерживать в установленных опытом пределах и в соответствии с указаниями проекта. Объем возвратного ила следует определять по формуле

$$q = \frac{C_1 Q}{C_2 - C_1},$$

где Q — объем очищаемой сточной воды в м³/ч; C_1 — доза активного ила в аэротенке в г/м³; C_2 — концентрация возвратного ила (по сухому веществу) в г/м³.

3.147. Избыток активного ила должен регулярно удаляться на иловые площадки. Количество избыточного активного ила следует принимать 0,5 кг/кг $БПК_5$.

3.148. Показатели, которые должны определяться в процессе эксплуатации аэротенков, и форма журнала учета их работы приведены в табл. 9.

3.149. Наиболее часто встречающиеся нарушения режима работы аэротенков и пути их устранения указаны в табл. 10.

3.150. Удалять из сточной воды отработанную биопленку (после биофильтров) или активный ил (после аэротенков) следует во вторичных отстойниках.

3.151. При эксплуатации вторичных отстойников после биофильтров необходимо:

не реже одного раза в сутки зимой и не менее 3 раз летом удалять осадок;

периодически очищать стенки отстойников и их днища, чтобы уменьшить всплывание осадка;

Ведомость учета

Отчетный период	Поступило сточных вод, м³/сут	Поступающая вода				Очищенная вода			
		Концентрация загрязнений в воде, мг/л		ХПК, мг/л	БПК, мг/л	Концентрация загрязнений в воде, мг/л		ХПК, мг/л	БПК, мг/л
		взвешенных веществ	прочих			взвешенных веществ	прочих		

задерживаемую полупогруженными досками корку, состоящую в основном из всплывшей биопленки, осаждать легкими ударами сетки или другого приспособления.

3.152. Персонал, обслуживающий вторичные отстойники после аэротенков, обязан:

следить за тем, чтобы поступление в отстойники смеси сточных вод и активного ила, а также удаление из них уплотненного возвратного ила происходило равномерно;

удалять активный ил непрерывно и возможно полнее, не допуская его загнивания или всплытия на поверхность;

замерять уровень осадка в отстойнике соответствующими стационарными приспособлениями (датчиками с фотоэлементами, контрольными эрлифтами и т. д.), а при их отсутствии — путем отбора проб с разных глубин;

не допускать выноса активного ила с отстоявшейся сточной водой.

3.153. Отклонение от нормального режима работы вторичных отстойников и меры их предупреждения указаны в табл. 11.

3.154. Показатели работы вторичных отстойников необходимо вносить в журнал (ведомость) по форме, приведенной в табл. 12. Ведомость учета их работы составляют раз в месяц.

Таблица 9

работы аэротенков

Продолжительность аэрации, т	Концентрация активного ила, г/л	Удельный расход воздуха, $м^3/м^3$	Температура сточных вод, °С	Прирост активного ила, мг/л	Интенсивность аэрации, $м^3/м^2$	Иловый индекс	Объем возвратного ила, $м^3/м^3$	Израсходовано электроэнергии, кВт·ч/$м^3$	Содержание растворенного кислорода в очищенной воде, мг/л

3.155. Смесь сточных вод, поступающих на сооружения биохимической очистки, в любое время суток не должна иметь:

а) концентрацию вредных веществ выше норм, приведенных в СНиП II-32—74 (табл. 13):

б) содержание биогенных элементов на каждые 100 мг/л сточных вод: азота менее 5 мг/л, фосфора менее 1 мг/м;

в) активную реакцию среды (pH) менее 6,5 и более 8,5;

г) температуру ниже 6° С и выше 30° С;

д) концентрацию всех растворенных солей более 10 г/л;

е) концентрацию всех органических загрязнений по БПК полное, более 500 мг/л при поступлении на биофильтры и аэротенки вытеснители и более 1000 мг/л — на аэротенки с рассредоточенным впуском сточной воды;

ж) нерастворенные масла, смолы, мазут и биологически жесткие поверхностно-активные вещества (ПАВ).

3.156. Высококонцентрированные производственные сточные воды (по БПК полное) рекомендуется разбавлять незагрязненной производственной водой с учетом ее температуры, биохимически очищенной водой в количестве не более 25% или хозяйственно-фекальной жидкостью.

Кратность разбавления (отношение количества раз-

бавляющих вод к производственным) следует рассчитывать по формуле

$$m = \frac{L_{\text{п}} - L_{\text{см}}}{L_{\text{см}} - L_{\text{р}}},$$

где $L_{\text{п}}$ — БПК полное производственных сточных вод в мг/л; $L_{\text{см}}$ — БПК полное стока, поступающего на биологическую очистку после разбавления, предельно допустимая концентрация не должна быть больше 500—1000 мг/л; $L_{\text{р}}$ — БПК полное разбавляющей воды в мг/л.

3.157. Во избежание нарушения нормальной работы сооружений биохимической очистки нельзя допускать:

внезапного изменения состава сточных вод по сравнению с тем, на который были рассчитаны сооружения;

залпового поступления по количеству или концентрации сточных вод;

перерыва электроснабжения;

затопления во время весенних и осенних паводков;

несоблюдения сроков текущего и капитального ремонтов сооружений и оборудования;

нарушения обслуживающим персоналом правил эксплуатации.

3.158. Пуск в эксплуатацию установок биохимической очистки, для которых требуется предварительное образование микрофлоры (активного ила, биологической пленки), должен осуществляться в теплое время года, когда температура сточных вод не снижается ниже 17—18° С. Длительность пускового периода составляет 2—3 месяца.

3.159. Нагрузки и режимы эксплуатации отдельных сооружений не должны отклоняться от принятых проектом или установленных в процессе пуско-наладочных работ.

3.160. Число установок, выключаемых на профилактический осмотр, текущий и капитальный ремонты, должно определяться с учетом перегрузки остающихся в эксплуатации установок, которые должны работать без нарушения технологического процесса, не снижая качества очистки.

3.161. При совместной очистке бытовых и производственных сточных вод, а также при разбавлении очи-

Таблица 10

Основные нарушения режима работы аэротенков и пути их устранения

Вид нарушения	Причины	Меры по устранению
1. Вспухание активного ила	Наличие большого количества углеводородов в очищаемой воде	Уменьшить концентрацию загрязнений в сточной воде; если это невозможно, то:
	Недостаточное количество воздуха	а) увеличить подачу воздуха;
	Низкое pH сточной воды в аэротенке	б) повысить реакцию сточной воды, поступающей в аэротенк, до pH=8,5—9,5 и увеличить время пребывания активного ила в регенераторе
2. Нарушение окислительного процесса: активный ил оседает на дно аэротенка и загнивает	Перебой в подаче воздуха вследствие засорения фильтросов	Очистить пористые пластины (фильтросов) по п. 3.135
3. Уменьшение количества ила в аэротенке и его окислительной мощности	Уменьшение в течение длительного времени количества поступающих стоков и концентрации загрязнений	Исключить из работы одну или несколько секций аэротенка
4. Ухудшение качества очищенной воды	Увеличение расхода сточных вод	Увеличить количество подаваемого в аэротенк воздуха или объем регенератора для активного ила

щаемых стоков необходимо вести отдельный учет их количества и состава.

3.162. В процессе эксплуатации установок биохимической очистки должны определяться следующие основные показатели качества сточных вод: температура, плотность, прозрачность, активная реакция (pH), кислотность и щелочность, осадок по объему и по весу, зольность осадка, взвешенные вещества, их зольность, окисляемость (бихроматная), БПК полное, азот общий,

Таблица 11

Возможные отклонения от нормального режима работы вторичных отстойников и меры по их устранению

Характер отклонений	Причины	Меры по устранению
1. Появление на поверхности воды пузырьков газа и сгустков активного ила, ухудшение качества очищенной воды	Долгое пребывание активного ила в отстойниках	Увеличить объем удаляемого ила
2. Вынос активного ила с очищенной водой	Поступление в аэротенки не растворенных в воде нефти и нефтепродуктов	Улучшить предварительную очистку сточных вод от нефтепродуктов. Если это невозможно, прекратить прием нефтесодержащих сточных вод на очистную станцию

Таблица 12

Ведомость учета работы вторичных отстойников после биологической очистки

Отчетный период	Поступило сточных вод, м³/сут	Поступающая вода				Очищенная вода				Продолжительность отстаивания, ч	Содержание растворенного кислорода в выходящей воде, мг/л	Содержание нитратов в выходящей воде, мг/л	Зольность осадка, %
		Концентрация загрязнений в воде, мг/л		ХПК, мг/л	БПК, мг/л	Концентрация загрязнений в воде, мг/л		ХПК, мг/л	БПК, мг/л				
		взвешенных веществ	прочих			взвешенных веществ	прочих						

азот аммонийный, нитриты, нитраты, растворенный кислород, хлориды.

В зависимости от характера очищаемых производственных сточных вод появляется необходимость опре-

Таблица 13

Предельно допустимые концентрации некоторых вредных веществ в сточных водах, поступающих на биологическую очистку

Вредные вещества	Допустимая концентрация вредных веществ в сточных водах, поступающих на очистку, мг/л	Степень очистки сточных вод, %
Нефть и нефтепродукты	25,0	85,0—90,0
Синтетические поверхностно-активные вещества:		
биологически мягкие (окисляющиеся на сооружениях биологической очистки):		
анионные	20,0	80,0
неионогенные	50,0	90,0
промежуточные:		
анионные	20,0	60,0
неионогенные	20,0	75,0
Сульфиды	1,0	99,5
Медь	0,5	80,0
Цинк	1,0	70,0
Свинец	0,1	50,0
Кобальт	1,0	50,0

Примечание. Нефтепродуктами являются малополярные или неполярные вещества, растворимые в гексане. При наличии в стоках смеси анионных и неионогенных поверхностно-активных веществ общая их концентрация не должна превышать 20 мг/л.

делять содержание специфических загрязнений: нефтепродуктов, свинца и др.

Для характеристики осадков необходимо определять влажность или содержание сухого вещества (в %) и зольность осадка.

3.163. Перед пуском очистной станции следует провести несколько раз полный анализ стоков, поступающих от разных источников, и общего стока для выявления постоянства режима, состава стоков и их соответствия проектным данным. При установившейся работе станций биохимической очистки полный анализ стоков, поступающих в первичные отстойники, аэротенки или биофильтры и выходящих из вторичных отстойников, должен проводиться раз в десять дней. В случае

нарушения работы станции необходимо выяснить причины нарушения путем контроля работы отдельных сооружений.

3.164. Не реже одного раза в сутки должны определяться основные параметры сточных вод, поступающих в первичные отстойники (очищаемой воды, поступающей на станцию биохимической очистки), на аэротенк или фильтр, и сточной воды, выходящей из вторичных отстойников (очищенной воды, прошедшей весь комплекс сооружений).

Необходимо определять: содержание нефтепродуктов, взвешенных веществ, осадок по объему, бихроматную окисляемость, нитраты и активную реакцию pH. Кроме того, в аэротенках нужно определять концентрацию активного ила (в мг/л), объем ила через 30 и 60 мин отстаивания и вычислять иловый индекс; во вторичных отстойниках — количество растворенного кислорода в сточной воде.

3.165. В случае отклонений в составе сточной воды, поступающей на сооружения биохимической очистки, от допускаемых технологией очистки норм по pH, БПК, взвешенным веществам, биогенным элементам, температуре, растворенным газам, нерастворенным жирам, нефтепродуктам и смолам, токсическим веществам, необходимо срочно принять меры к ликвидации причин, вызывающих нарушение нормативного состава сточных вод.

3.166. Временные отклонения устраняют:

а) по pH — добавлением перед отстойниками к сточным водам 10%-ного раствора щелочи или кислоты в количествах, устанавливаемых расчетом, с обеспечением полного перемешивания реагента со сточной водой;

б) по биогенным элементам — добавлением перед биохимической очисткой 10%-ного раствора азотных или фосфорных солей в количествах, устанавливаемых расчетом;

в) по температуре — разбавлением условно-чистыми водами.

3.167. Кроме химического контроля, на сооружениях биохимической очистки должен осуществляться биологический контроль, состоящий в наблюдении за развитием микроорганизмов: бактерий, грибов, бесцветных

жгутиковых, корненожек, инфузорий, коловраток, червей, насекомых и их личинок и т. д.

Видовой состав микроорганизмов является одним из показателей работы биологической станции. Например, быстрое развитие ветвистой зооглеи и грибов ведет к нарушению работы аэротенка, вспуханию активного ила и выносу его с очищенной водой; наличие в биофильтре щетинконогого червя Aclosoma с жировыми включениями свидетельствует о хорошей работе сооружений.

Установка для озонирования сточных вод

3.168. Для более глубокой очистки сточных вод, прошедших механическую, физико-химическую или биологическую очистку, от растворенных в них нефтепродуктов следует использовать озонирование. Метод основан на высокой окислительной способности озона, под действием которого происходит одновременно окисление органических примесей (в том числе нефти и нефтепродуктов), обесцвечивание, дезодорация (исчезает специфический запах нефтепродуктов) и обеззараживание воды.

3.169. Промышленное получение озона основано на расщеплении молекул кислорода с последующим присоединением атома кислорода к нерасщепленной молекуле под действием тихого полукоронного или коронного электрического разряда.

Для получения озона необходимо применять очищенный и осушенный воздух или кислород.

3.170. Одна из конструкций промышленного озонатора представляет собой горизонтальный металлический трубчатый сосуд типа теплообменника. Внутри каждой трубы на центрирующих прокладках из фторопласта вставлены стеклянные цилиндры, закрытые с одного конца и имеющие на внутренней поверхности графитомедное токопроводящее покрытие. К покрытию подводится переменный ток напряжением 7000—10000 В. Корпус озонатора заземлен. Высоковольтный газовый разряд возникает между металлической трубкой и стеклянным цилиндром.

3.171. Установка для очистки сточных вод озонированием включает в себя (рис. 26):

блок компримирования и подготовки воздуха;

блок электропитания;

генератор озона;

устройство для контакта озоно-воздушной смеси с очищаемой водой.

3.172. Для создания наилучших условий озонирования сточной воды необходимо обеспечить максимальную площадь контакта очищаемой воды с озоно-воздушной смесью и скорость растворения озона в воде.

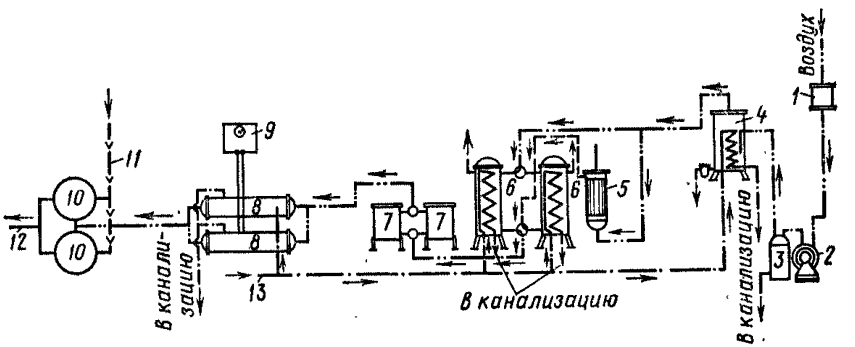


Рис. 26. Технологическая схема очистки сточных вод при помощи озона:

1 — фильтр для очистки воздуха; *2* — воздуходувка; *3* — ресивер; *4* — влагоотделитель; *5* — воздухоподогреватель для регенерации адсорберов; *6* — адсорберы для удаления из воздуха влаги; *7* — фильтры для очистки воздуха после адсорберов; *8* — озонаторы; *9* — электрооборудование для получения тока высокого напряжения; *10* — резервуары для контакта сточной воды с озонированным воздухом; *11* — трубопровод сточной воды; *12* — трубопровод очищенной воды; *13* — трубопровод системы охлаждения

Коэффициент полезного действия контактного устройства увеличивается с уменьшением размера пузырьков озоно-воздушной смеси, понижением температуры очищаемой воды, повышением давления озоно-воздушной смеси и воды, увеличением времени их контактирования.

3.173. Смешение очищаемой воды с озонированным воздухом может осуществляться различными способами: барботированием воды через фильтры, дырчатые (пористые) трубы, смешением с помощью эжекторов, мешалок и т. д.

На рис. 27 показана схема контактно-смесительного устройства, представляющего собой эжектор с напорным контактным резервуаром. Это устройство позволяет использовать озон на 98—100%.

3.174. Чтобы увеличить время контактирования озона с очищаемой сточной водой и облегчить условия его растворения, озонирование следует проводить в две ступени.

3.175. Доза озона, необходимого для окисления 1 мг нефтепродуктов, зависит от вида нефтепродуктов, содержащихся в сточных водах, их начальной концентрации, времени контактирования с озоно-воздушной смесью и других факторов.

Оптимальную дозу озона (примерно 0,9—6,2 мг/мг) подбирают в процессе пуска и наладки установки.

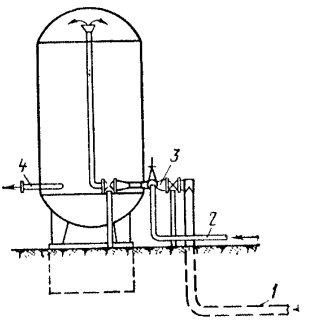


Рис. 27. Схема устройства для смешения озона с очищаемой водой:

1 — трубопровод сточной воды; *2* — трубопровод озоно-воздушной смеси; *3* — эжектор; *4* — отвод очищенной воды

3.176. Для обеспечения режима работы озонаторной установки, соответствующего ее технической характеристике, необходимо:

подавать воздух в количестве и под давлением, соответствующим паспортным данным генератора озона. Избыток или недостаток воздуха ведет к снижению его производительности по озону;

осуществлять тщательную очистку и осушку воздуха, подаваемого на установку;

во избежание перегрева охлаждать межтрубное пространство озонатора водопроводной водой, так как при температуре выше 24° С озон начинает разлагаться;

эксплуатацию блоков компримирования и осушки воздуха, генератора озона и блока электропитания производить в соответствии с заводскими инструкциями.

3.177. На линии выхода сухого воздуха из блока осушки должен быть установлен отборник проб сухого воздуха с целью периодического измерения его точки росы, которая не должна превышать минус 40° С.

Наличие влаги в озонируемом воздухе резко снижает производительность озонаторов и может привести к аварии установки.

3.178. Перед пуском озонаторной установки в эксплуатацию необходимо убедиться в исправности электрической схемы и технологических линий.

3.179. Питание блока осушки воздуха должно включаться одновременно с подачей воздуха, расход и давление которого контролируют по показаниям расходомера и манометра.

3.180. Высокое напряжение на озонатор следует подавать после пропускания через него в течение 10—15 мин сухого воздуха (кислорода) с параметрами, соответствующими паспортным данным озонатора.

3.181. Через 3—5 мин после подачи высокого напряжения необходимо подать охлаждающую воду.

3.182. Все фланцевые и резьбовые соединения необходимо проверять на герметичность путем обертывания их бинтами, смоченными 3—5%-ным раствором иодистого калия. В случае появления коричневых (бурых) пятен на бинте, что указывает на утечку озона, следует подтянуть болты фланцевых соединений и накидные гайки в местах пропуска (работы необходимо выполнять в фильтрующем противогазе).

3.183. Ввиду высокой окислительной способности озона корпуса озонатора, контактно-смесительные устройства и озонопроводы должны изготовляться из нержавеющих сталей и других озоностойких материалов.

3.184. Эксплуатировать озонаторную установку разрешается лицам, имеющим допуск к обслуживанию электроустановок, работающих под напряжением до 10 кВ, согласно правилам ПУЭ.

3.185. Учитывая высокую токсичность озона, при работе на озонирующей установке следует соблюдать правила по охране труда и технике безопасности, не допуская превышения предельно допустимой концентрации озона в воздухе 0,0001 мг/л (см. пп. 8.25—8.29).

3.186. В процессе эксплуатации установки для озонирования сточных вод обслуживающий персонал обязан постоянно контролировать:

а) температуру и влажность наружного воздуха, используемого для получения озона;

б) температуру, давление, расход и точку росы воздуха, поступающего в озонатор;

в) температуру, давление и расход воды, охлаждающей электроды озонатора;

г) содержание озона в озоно-воздушной смеси, выходящей из озонатора, и ее давление;

д) расход, давление и качество сточной воды, поступающей на очистку в контактные резервуары;

е) качество очищенной воды;

один-два раза в год очищать электроды и диэлектрические трубки;

периодически в соответствии с заводской инструкцией осуществлять регенерацию осушителя воздуха;

обеспечивать бесперебойную работу вспомогательного оборудования установки.

Пруды-испарители

3.187. Если сброс сточных вод в водоемы запрещен, а повторное их использование невозможно, в местностях с высокой испаряемостью (годовой слой испарения превышает годовой слой осадков не менее чем на 200 мм) сточные воды после предварительной очистки следует направлять в испарительные пруды.

3.188. Пруды-испарители должны устраиваться вдали от населенных пунктов (2—3 км) и состоять из двух-трех секций, огражденных дамбами. Для предохранения грунтовых вод от загрязнения дно пруда необходимо покрывать защитным слоем — глиной, полиэтиленовой пленкой, асфальтобетоном или бетонными плитами с полной заделкой стыков. Каждая секция пруда-испарителя оборудуется впускной трубой. Глубина секции не должна превышать 1—2 м (в зависимости от расхода сточных вод и местных условий). Схема устройства пруда-испарителя приведена на рис. 28.

3.189. Наполнять секции пруда-испарителя следует параллельно.

3.190. Содержание нефтепродуктов в стоках, направляемых в пруд-испаритель, не должно превышать 15—30 мг/л, чтобы на поверхности не образовывалась сплошная пленка нефтепродуктов, препятствующая испарению воды.

3.191. Обслуживающий персонал обязан:

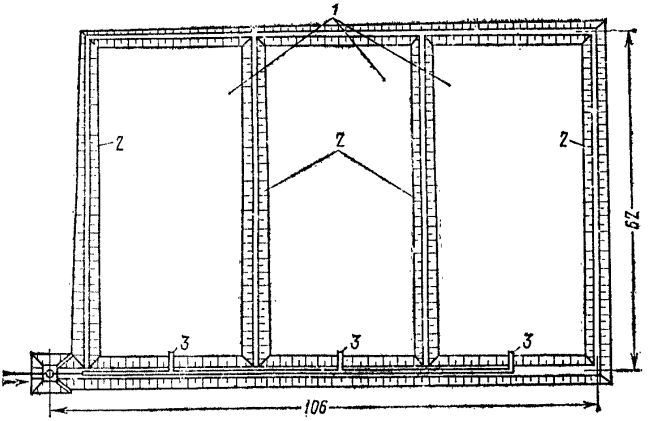


Рис. 28. Схема устройства пруда-испарителя:

1 — секции пруда-испарителя; *2* — обвалование; *3* — впускные трубы с шиберами

постоянно контролировать качество сточных вод, поступающих на испарение, не допуская образования нефтепродуктов;

следить за исправным состоянием шиберов и производить их регулярную смазку.

Распыливающие установки

3.192. Для увеличения скорости испарения сточных вод, направляемых в пруды-испарители, и сокращения земельных площадей, занимаемых прудами, следует применять распыливающие установки.

Ускорение процесса распыливания сточных вод на капли достигается за счет увеличения суммарной поверхности, с которой происходит испарение.

3.193. Во избежание уноса капель за его пределы распыливающую установку необходимо устраивать над прудом-испарителем таким образом, чтобы расстояние от крайних распыливающих устройств до откоса обвалования пруда было не менее 100—120 м. Схема установки показана на рис. 29.

3.194. Принципиальная схема работы установки заключается в следующем.

Сточные воды с содержанием нефтепродуктов 15—30 мг/л из пруда-испарителя насосом подаются в основной коллектор, а из него по подводящим трубопроводам и стоякам поступают к распыливающим устройствам. При распыливании часть воды испаряется, а неиспарившаяся поступает обратно в пруд.

3.195. Чтобы испарить в среднем 56% распыливае-

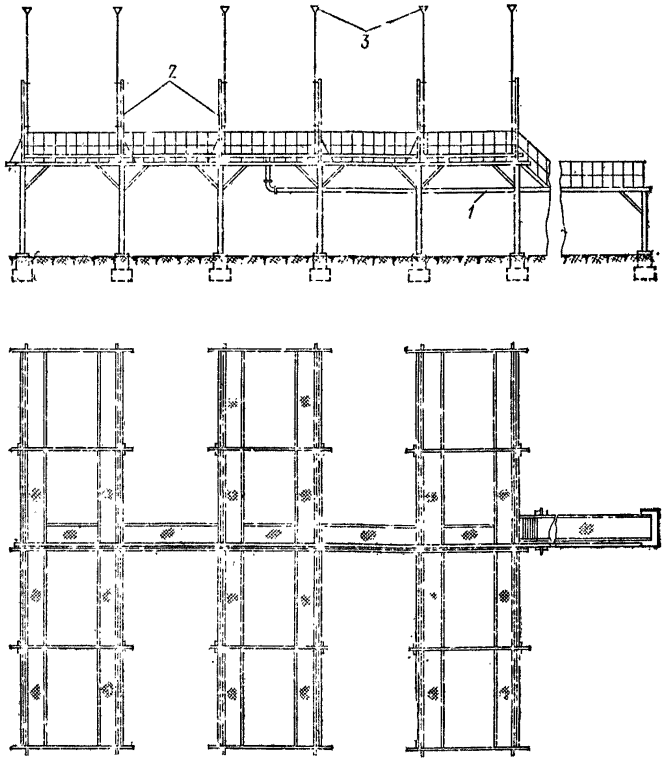


Рис. 29. Схема распыливающей установки:

1 — коллектор для сточной воды; *2* — подводящие стояки; *3* — форсунки

мой воды, имеющей температуру 20—30° С, необходимы следующие оптимальные условия:

давление распыливания (напор распыливаемой воды) — 16 кгс/см^2;

высота расположения форсунок — 9—10 м от поверхности воды в пруду;

производительность форсунки — 0,5—0,8 м^3 распыливаемой воды в час.

3.196. Испарение сточных вод с помощью распыливающих установок следует осуществлять в периоды года, когда минимальная температура воздуха выше 0° С.

На зимний период требуется консервация установки с освобождением от воды всего оборудования и трубопроводов.

3.197. Во избежание частого засорения сопла распыливающих устройств на всасывающем трубопроводе насоса следует устанавливать фильтр грубой очистки (для задержания крупных механических примесей).

3.198. Расход воды, поступающей на установку, должен замеряться счетчиком-водомером, а давление — техническим манометром, устанавливаемыми на нагнетательном трубопроводе насоса.

3.199. При эксплуатации установки необходимо:

соблюдать оптимальные условия распыливания (давление и расход сточной воды);

ежедневно контролировать качество распыливаемой воды (отбирать пробы и определять содержание нефтепродуктов и механических примесей);

постоянно следить за техническим состоянием распыливающих устройств и всего оборудования установки, выявлять и устранять возможные неполадки;

своевременно готовить установку к зиме.

Установки термического обезвреживания сточных вод

3.200. В районах, где запрещен сброс сточных вод, содержащих более 0,05 мг/л нефтепродуктов, а испарение невозможно по климатическим условиям (низкая годовая испаряемость при большом годовом слое осадков), ликвидация стоков может осуществляться путем их термического обезвреживания (сжигания) в циклонной печи при температуре 1000° С.

3.201. Схема установки термического обезвреживания сточных вод приведена на рис. 30. Производственные стоки, загрязненные нефтепродуктами, поступают в приемный резервуар канализационной насосной станции, а из него насосом через фильтры подаются к рас-

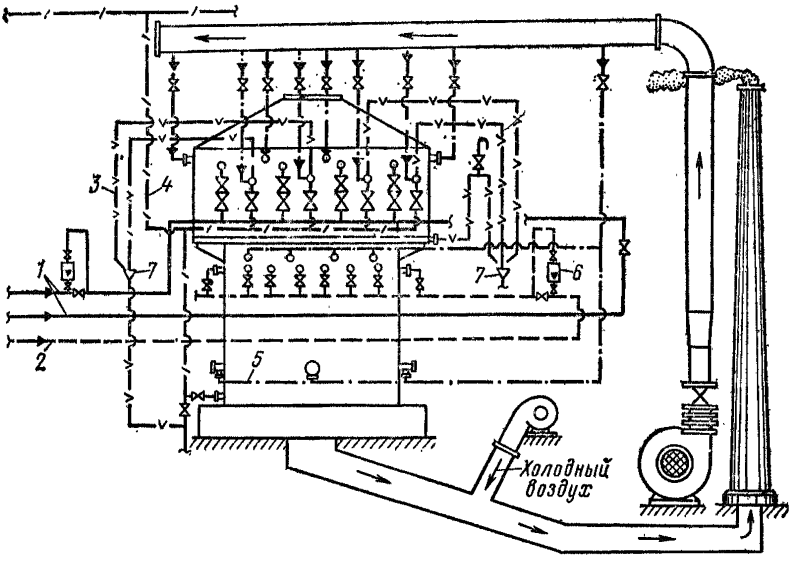


Рис. 30. Схема установки термического обезвреживания сточных вод:

1 — мазутопровод; *2* — трубопровод сточных вод; *3* — трубопровод условно чистых вод; *4* — водопровод; *5* — воздухопровод; *6* — ротаметр; *7* — воронка

пыливающим механическим форсункам циклонной печи. В качестве топлива в печь подается мазут, подогретый до 100—120° С.

Воздух, необходимый для сгорания мазута и органических составляющих сточных вод, подается от воздуходувки к топливным горелкам и соплам вторичного дутья.

Продукты сгорания (дымовые газы), имеющие температуру 900—1000° С, охлаждаются до 500° С воздухом, подаваемым в газоход вентилятором, и выбрасываются через дымовую трубу в атмосферу.

3.202. Перед розжигом циклонной печи следует

убедиться в исправности оборудования, арматуры и КИП, иметь при себе необходимые средства защиты. Присутствие посторонних лиц на установке запрещается.

3.203. Розжиг циклонной печи должен производиться в присутствии и под руководством инженерно-технического работника, ответственного за эксплуатацию установки.

3.204. Для удаления влаги из кладки печи перед вводом ее в эксплуатацию необходимо осушить футеровку согласно инструкции завода-изготовителя.

3.205. Перед началом работы установка должна быть выведена на проектный режим: температура в циклонной печи — 900—1000° С; давление на напорных трубопроводах насосов, подающих сточную воду, —10—12 кгс/см^2; самотяга трубы — не менее 29 кгс/см^2;

3.206. Для подачи сточных вод в циклонную печь нужно открыть вентиль на форсунке, контролируя по приборам ход температурного режима. Вентили форсунок следует открывать плавно, без рывков до достижения полной производительности установки. По мере увеличения числа работающих форсунок необходимо регулировать подачу мазута и воздуха на горелки, чтобы сохранить постоянный температурный режим.

3.207. Температура дымовых газов, поступающих в трубу, должна поддерживаться не выше 500° С путем регулирования расхода охлаждающего воздуха, подаваемого в газоход вентилятором.

3.208. Режим охлаждения циклонной печи следует устанавливать, регулируя количество воды, подаваемой на охлаждение.

3.209. В процессе эксплуатации установки термического обезвреживания сточных вод обслуживающий персонал обязан:

постоянно контролировать по показаниям приборов, установленных на местах или в щитовой:

а) уровни, температуру мазута и сточной воды в емкостях, а также давление их в напорных линиях насосов;

б) количество и давление мазута, сточной воды и воздуха, подаваемых в топку печи, а также давление и количество охлаждающей воды;

в) температуру сточной воды и мазута на входе в печь, охлаждающей воды на выходе из печи, дымовых

Таблица 14

Возможные неполадки в работе печи и способы их устранения

Вид неполадок	Причины	Способы устранения
Прекращение поступления сточных вод через одну или несколько форсунок	Сопло форсунки забито механическими примесями	Снять и прочистить форсунку Перейти на работу с резервным фильтром, а отключенный прочистить В случае повышения температуры в печи уменьшить подачу мазута
Падение давления в линии подачи сточных вод; слабое их распыление	Подсасывается воздух через сальники насоса	Включить резервный насос, отключить и проверить работающий
	Фильтр забит механическими примесями	Перейти на работу с резервным фильтром, а отключенный прочистить В случае понижения температуры в печи закрыть вентилем две-три форсунки сточных вод
Повышение температуры охлаждающей воды	Недостаточно охлаждающей воды	Проверить расход воды на охлаждение и в случае необходимости увеличить его
Повышение содержания угарного газа (CO) в дымовых газах	Недостаточно воздуха для сжигания	Увеличить подачу воздуха на горелки
	Плохое распыление стоков, низкое давление сточных вод на форсунках	Отключить и прочистить плохо работающие форсунки Включить резервный насос, отключив для проверки работающий

газов после топки в газоходе и после подмешивания охлаждающего воздуха;

проверять полноту сгорания органической части сточных вод путем отбора и анализа проб отходящих дымовых газов;

следить за состоянием оборудования, контрольно-измерительных приборов, ходом технологического про-

цесса, состоянием средств пожаротушения и аварийной защиты;

своевременно проводить ремонт печи и всего оборудования установки.

Показания всех приборов, отклонения от нормального режима работы установки, меры, принятые по их устранению, должны фиксироваться в вахтенном рабочем журнале.

3.210. Возможные неполадки в работе циклонной печи и способы их устранения приведены в табл. 14.

3.211. В случае прекращения подачи топлива, технологического воздуха или охлаждающей воды в рубашку циклона, сжатого воздуха на КИП, отключения электроэнергии или в случае пожара на установке последнюю необходимо немедленно остановить, выяснить причину аварийной ситуации и принять меры к ее устранению.

3.212. При повреждениях и неисправностях печи, арматуры и вспомогательного оборудования, не требующих немедленной остановки печи, обслуживающий персонал обязан срочно доложить об этом руководству нефтебазы (цеха).

Нефтесборные и разделочные резервуары

3.213. Кроме основных очистных сооружений, в узлах нефтеулавливания должны быть установлены сборные резервуары вместимостью не менее 15—30-минутной подачи откачивающего насоса. При улавливании темных или высоковязких нефтепродуктов сборные резервуары оборудуют устройством для подогрева.

3.214. Обезвоживание уловленной нефти следует осуществлять в разделочных резервуарах, представляющих собой наземные стальные или железобетонные резервуары цилиндрической формы. Они должны быть оборудованы змеевиковыми подогревателями и иметь соответствующую теплоизоляцию корпуса. На резервуарах устанавливают предохранительные и дыхательные клапаны, сифонный кран, огневой предохранитель, приборы для замера уровня, температуры, отбора проб и другое оборудование в соответствии с проектом.

3.215. Продолжительность обезвоживания в каждом резервуаре, включая операции по закачке обводненной

нефти, отстаиванию, спуску воды и откачке нефти, должна быть не менее трех суток, в том числе продолжительность отстаивания при нагревании от 10—20° С до 60—70° С — 24—36 ч и отстаивания при 60—70° — 12—24 ч. Число резервуаров при трехсуточном процессе должно быть не менее трех, учитывая наполнение, опорожнение резервуаров и отстаивание нефтепродуктов.

3.216. Обслуживающий персонал обязан ежедневно контролировать процесс обезвоживания путем анализа проб нефтепродуктов, отбираемых из резервуара (определяют содержание воды, удельный вес и температуру). Обезвоживание считается законченным, когда содержание воды в пробе будет не выше 3—4%.

3.217. Отстойная вода должна ежедневно спускаться из резервуаров в канализацию для очистки.

Шламонакопители

3.218. Сбор и хранение осадков, образующихся при эксплуатации песколовок, нефтеловушек, прудов дополнительного отстаивания и других объектов очистных сооружений, осуществляется в шламонакопителях, представляющих собой открытые земляные емкости, естественные или искусственные.

При фильтрующих грунтах, во избежание загрязнения подземных вод, дно и боковые откосы шламонакопителя покрывают противофильтрационным слоем из мятой глины, торфобетона или других материалов.

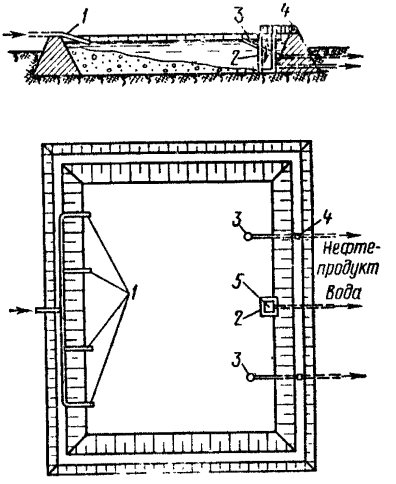


Рис. 31. Схема шламонакопителя:

1 — распределительные лотки; *2* — шандоры из досок; *3* — нефтесборная шарнирная труба; *4* — лебедка для подъема нефтесборной трубы; *5* — колодец для выпуска воды из шламонакопителя

3.219. Шламонакопители должны быть оборудованы:

распределительными лотками для равномерного распределения осадка по поверхности шламонакопителя;

нефтесборными шарнирными трубами для сбора выделившихся нефти и нефтепродуктов;

отводом отстоявшейся воды в нефтеловушку.

Схема шламонакопителя приведена на рис. 31.

3.220. Обслуживающий персонал обязан:

следить за работой распределительных лотков, не допуская их засорения в период подачи шлама;

по окончании подачи шлама лотки промывать водой;

собирать выделившийся нефтепродукт (через 10—15 суток после прекращения подачи шлама) и откачивать его в разделочные резервуары;

после сбора выделившихся нефти и нефтепродуктов отстоявшуюся воду сбрасывать в нефтеловушку;

осуществлять регулярную смазку и ремонт оборудования шарнирных труб, задвижек и т. д.) и следить за техническим состоянием ограждающих дамб.

Иловые площадки

3.221. Осадки, получаемые в процессе эксплуатации сооружений биохимической очистки сточных вод, следует подсушивать на иловых площадках, которые представляют собой огражденные земляными валиками и разделенные на секции-карты участки для равномерного распределения осадка. Схема иловой площадки показана на рис. 32.

3.222. Иловые площадки должны устраиваться на естественном или искусственном основании. Естественное основание следует использовать, когда почва обладает хорошей фильтрующей способностью, уровень грунтовых вод находится на глубине не менее 1,5 м от поверхности карты, и просачивающиеся дренажные воды по санитарным условиям разрешается выпускать в грунт. Если грунт плотный, слабопроницаемый, площадки устраивают на искусственном основании или оборудуют их дренажем.

3.223. Отдельные карты иловых площадок должны заполняться поочередно. Слой одновременно наливаемого на карту осадка принимается для летнего периода 20—30 см, а для зимнего — на 0,1 м ниже ограждающих валиков.

Влажность подсушенного осадка колеблется в пределах 70—80%.

Для намораживания осадка в зимний период допускается использование 80% площади иловых площадок, а остальные 20% предназначаются для налива на них осадка во время весеннего таяния намороженного осадка. Периодичность налива осадка на иловые площадки должна устанавливаться опытным путем.

3.224. Разгружать иловые площадки от подсушенного осадка рекомендуется летом в сухую погоду, а зимой — после промерзания осадка.

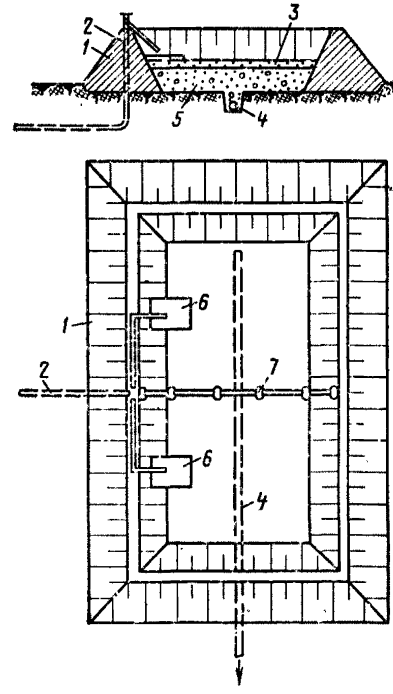


Рис. 32. Схема иловой площадки:

1 — обвалование иловой площадки; *2* — илопровод; *3* — крупнозернистый песок; *4* — собирательная дрена; *5* — гравий со щебнем; *6* — щитки из досок; *7* — разделительная перегородка

При вывозе осадка с иловых площадок с естественным основанием летом въезд на карты транспорта без специальных устройств, исключающих уплотнение фильтрующего слоя и нарушения дренажа, не допускается.

После удаления осадка поверхность иловых площадок следует выровнять и в случае необходимости засыпать песком.

3.225. При перекачке осадка на большое расстояние напорные трубопроводы следует периодически промывать водой, особенно при длительных перерывах в их работе.

3.226. Дренажные воды с иловых площадок необходимо перекачивать на очистные сооружения для последующей их очистки совместно со сточными водами.

3.227. Обслуживающий персонал обязан:

следить за равномерностью разлива осадка по всей карте;

своевременно переключать разводящие лотки;

своевремено удалять подсушенный осадок и готовить площадки для приема влажного осадка;

периодически (раз в 5 дней) осматривать и в случае засорения прочищать лотки, трубы и задвижки (шиберы);

после прекращения поступления осадка промывать разводящие устройства сточной водой;

регулярно осматривать и промывать от отложений дренажные трубы;

содержать в исправности ограждающие валики на иловых площадках.

3.228. Данные об эксплуатации иловых площадок необходимо заносить в ведомость учета (табл. 15).

Таблица 15

Ведомость месячного учета работы иловых площадок

№ п/п	Размер карты	Дата	Время налива осадка	Время вызова осадка	Продолжительность сушки, ч	Влажность осадка, %		Количество осадка, м³	
						поступающего	высушенного	поступающего	высушенного

Очистка сточных вод, загрязненных тетраэтилсвинцом

3.229. Образующиеся на предприятиях транспорта нефти и нефтепродуктов этилсодержащие сточные воды в основном представляют собой дождевые воды с обвалованных территорий резервуарных парков, наливных эстакад и площадок. Лишь на некоторых предприятиях имеет место сброс в канализацию подтоварных вод из резервуаров с этилированными бензинами.

3. 230. Сточные воды, содержащие тетраэтилсвинец, необходимо направлять по отдельной системе канализации (спецканализации) в бензиноловушку, где они освобождаются от этилированного бензина, а затем производить их обезвреживание.

Содержание тетраэтилсвинца в поступающих на обезвреживание сточных водах не должно превышать 0,5—2,0 мг/л.

3.231. Обезвреживание сточных вод, загрязненных тетраэтилсвинцом, может осуществляться хлорированием, экстракцией или озонированием.

Хлорирование

3.232. Метод заключается в разрушении тетраэтилсвинца атомарным кислородом, образующимся при реакции хлорной извести со сточными водами:

$$CaOCl + H_2O \rightleftarrows Ca(OH)Cl + HOCl \rightarrow Ca(OH)Cl +$$

$$+ HCl + O \rightarrow CaCl_2 \downarrow + H_2O + O.$$

Установка по обезвреживанию сточных вод хлорированием состоит из растворного бака (для приготовления раствора хлорной извести) и двух контактных емкостей, обеспечивающих необходимое время контакта сточных вод с раствором хлорной извести.

3.233. При эксплуатации установки обслуживающий персонал обязан:

следить за наполнением контактных емкостей. По достижении рабочего уровня производить их переключение;

своевременно готовить раствор хлорной извести (на одну часть хлорной извести три части воды);

в заполненный контактный резервуар подавать раствор хлорной извести и производить перемешивание с помощью мешалки или циркуляционного насоса. Процесс перемешивания должен продолжаться не менее 1 ч (уточняется в период пуско-наладочных работ). Расход хлорной извести — 1—1,3 кг на 1 м³ стоков;

после хлорирования отбирать пробу обезвреженных сточных вод и определять содержание в них тетраэтилсвинца. При его обнаружении хлорирование повторяют до полного отсутствия ТЭС (в пределах чувствительности применяемого метода анализа).

3.234. Обезвреженные сточные воды (не содержащие тетраэтилсвинца) следует сбрасывать в производственно-дождевую канализацию.

Экстракция бензином

3.235. Метод экстракции заключается в последовательном трехступенчатом экстрагировании неэтилированным бензином тетраэтилсвинца, содержащегося в сточной воде. Рекомендуемое соотношение объемов бензина и сточной воды 1 : 25. Схема экстракционной установки приведена на рис. 33.

3.236. Установка состоит из сборных емкостей, смесителей (муфтовых вентилей) и отстойников.

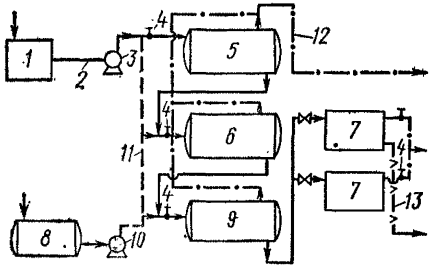


Рис. 33. Схема экстракционной установки для обезвреживания сточных вод, содержащих тетраэтилсвинец: *1* — приемный резервуар; *2* — трубопровод этилсодержащих стоков; *3, 10* — насосы; *4* — муфтовые вентили; *5, 6, 9* — напорные отстойники; *7* — безнапорный отстойник; *8* — резервуар для свежего экстрагента; *11* — трубопровод свежего экстрагента; *12* — трубопровод отработанного экстрагента; *13* — трубопровод очищенных стоков

Сточные воды, загрязненные тетраэтилсвинцом, поступают в приемный резервуар *1*, откуда насосом *3* подаются на смешение с неэтилированным бензином (экстрагентом) в муфтовый вентиль *4*. Смесь сточной воды и бензина направляется в отстойник *5*. Сточные воды выходят из отстойника *5* и подаются на вторую экстракцию. В муфтовом вентиле они вновь смешиваются со свежим экстрагентом и поступают в отстойник *6*. Затем сточные воды проходят аналогичный цикл смешения со свежим экстрагентом и разделения в отстойнике *9*. Из него сточные воды поступают на дополнительное 10-часовое отстаивание в статических условиях в безнапорные отстойники *7*. Удаление всплывшего экстрагента из отстойников *5*, *6*, *9* должно осуществляться без выключения насосов, подающих сточные воды в отстойники *7*. Следить за удалением экстрагента нужно через водомерное стекло.

Отработанный экстрагент из отстойников *5*, *6*, *9* поступает в емкость для этилированного бензина, а всплывший остаточный экстрагент из отстойника *7* сбрасывается в приемный резервуар сточных вод, загрязненных тетраэтилсвинцом. Наблюдение за сбросом

экстрагента осуществляется через смотровой фонарь на отводящей линии и через водомерное стекло на отстойнике *7*. После сброса всплывшего экстрагента из отстойника *7* необходим контрольный анализ обезвреженных сточных вод. При отсутствии в них тетраэтилсвинца их выпускают в сеть производственно-дождевой канализации.

Свежий экстрагент, используемый для смешения со сточными водами подается из емкости *8* дозировочным насосом *10*, обеспечивающим постоянное соотношение экстрагента с водой, загрязненной ТЭС, и отрегулированным на постоянную производительность. Использование экстрагента однократное.

3.237. Контроль за равномерным распределением экстрагента на три равные части должен осуществляться с помощью ротаметров или диафрагмовых расходомеров, установленных на напорных линиях экстрагента перед муфтовыми вентилями.

3.238. Для контроля давления должны быть установлены манометры на выкидных линиях насосов, в отстойниках, работающих под давлением, на линиях подачи загрязненной воды и экстрагента, до и после регулирующих вентилей.

3.239. Перед пуском установки необходимо подготовить линию к приему и подаче воды и экстрагента, открыв необходимые вентили и задвижки, убедиться в исправности дозировочных насосов.

3.240. В процессе эксплуатации установки обслуживающий персонал обязан:

следить за наполнением приемного резервуара (путем замера уровня воды) и правильностью подачи экстрагента в загрязненную воду, обеспечив соотношение объемов экстрагента и очищаемой воды 1:25;

по наполнении отстойников своевременно сбрасывать отработанный экстрагент, для чего следить за его уровнем в отстойниках по смотровому фонарю;

своевременно переключать емкости для отстаивания смеси воды и экстрагента в статических условиях;

следить за давлением в отстойниках и на линиях подачи сточной воды и свежего экстрагента;

осуществлять химический контроль качества очистки сточных вод от тетраэтилсвинца.

Озонирование

3.241. Очистку сточных вод от тетраэтилсвинца озонированием следует осуществлять на такой же установке, как и очистку нефтесодержащих стоков (см. пп. 3.168—186), эффективность очистки с помощью озона составляет 80—90%.

3.242. Для получения более полной очистки сточных вод от тетраэтилсвинца (до 100%) рекомендуется озонирование проводить с использованием катализатора-силикагеля.

Его рекомендуется загружать в контактную колонку равномерно по площади поперечного сечения в три слоя. Первый слой загружается на высоте 30—40 см от места ввода озоно-воздушной смеси, второй — в середине колонны, третий — на расстоянии, равном расстоянию от первого до второго слоя. Промежуток между слоями силикагеля заполняется фарфоровыми кольцами Рашига 15×15 см.

3.243. Распределять озоно-воздушную смесь по поперечному сечению колонны следует равномерно. Концентрация озона в озоно-воздушной смеси должна быть не менее 15 мг/л. Оптимальная доза озона и необходимое время контакта устанавливаются в процессе пуско-наладочных работ и вывода установки на режим. Ориентировочно продолжительность контакта очищаемой воды с озоно-воздушной смесью составляет 60 мин.

3.244. Сточная вода перед подачей на обезвреживание озоном должна быть освобождена от механических примесей и эмульгированных масел и нефтепродуктов.

Озонированную воду следует пропускать через фильтр из бельтинга. Площадь фильтра — 15—20 $см^2/л$ воды.

Насосные станции

3.245 В составе очистных сооружений должны быть насосные станции, предназначенные для перекачки:

сточных вод (производственных и хозяйственно-бытовых);

уловленной нефти;

ила (осадка);

иловой воды.

В зависимости от местных условий допускается размещение насосных станций в общем здании.

3.246. Производственные сточные воды должны перекачиваться специальными насосами, соответствующими особенностям состава сточных вод. При величине pH сточной воды ниже 6 следует применять кислотоустойчивые насосы (марок Х и ДХ); при повышенном содержании твердых примесей, а также для перекачки шламов-грязевые (марок ГР, НП и др.).

3.247. Насосы для перекачки сточных вод, содержащих нефтепродукты или другие горючие примеси, должны размещаться в отдельно стоящих, преимущественно не заглубленных зданиях. Производственные стоки должны поступать в отдельный приемный резервуар, располагаемый не ближе 10 м от здания насосной.

3.248. В отдельных случаях одна насосная может быть использована для перекачки нефти, осадка и активного ила. Приемный резервуар в этом случае устраивается с несколькими отделениями.

Обвязка всасывающих и напорных трубопроводов в совмещенных насосных станциях должна обеспечивать возможность взаимозамены насосов.

3.249. В насосной для перекачки уловленной нефти и осадка должны быть установлены:

насосы, перекачивающие обводненную нефть в разделочные резервуары и из них — в товарные емкости;

насосы, перекачивающие осадок из песколовок или нефтеловушек (при использовании насосов вместо эжекторов).

3.250. Если вода из шламонакопителя не может отводиться самотеком, в насосной станции необходимо иметь насосы, перекачивающие иловую воду в нефтеловушку.

3.251. Всасывающие и напорные трубопроводы иловых насосов должны иметь устройства для промывки их водой. Промывку целесообразно осуществлять водой из технического водопровода, создающего давление, в 2 раза превышающее напор иловых насосов.

3.252. Насосное оборудование станций должно быть однотипным для каждого вида производственных сточных вод.

3.253. Электродвигатели всех групп насосов должны соответствовать классификации взрывоопасности помещений.

Электрооборудование станций, перекачивающих стоки, содержащие газы, на которых могут образоваться взрывоопасные смеси, должно быть взрывозащищенного типа с обязательным соблюдением правил устройства вентиляции.

3.254. Насос и двигатель, включая редуктор, считываются одним агрегатом. Каждый агрегат насосной станции должен иметь порядковый номер.

На двигателе, насосе и редукторе должны быть нанесены стрелки, показывающие направление вращения, а на пусковом устройстве — надписи «пуск» и «стоп».

3.255. Эксплуатация насосных агрегатов должна быть поручена квалифицированным рабочим, знания которых проверяются и оформляются соответствующими документами.

3.256. Каждый насосный агрегат перед пуском должен быть тщательно осмотрен и подготовлен дежурным машинистом; обнаруженные неполадки устранены.

3.257. Необходимо проверить наличие достаточного количества масла в подшипниках. Масло не должно содержать примесей грязи и песка.

3.258. Все движущиеся части агрегата должны быть защищены ограждениями, которые надежно закрепляют.

3.259. Во время работы насосного агрегата необходимо:

систематически наблюдать за показаниями манометров;

контролировать температуру нагрева подшипников, сальников, не допуская нагрева их выше 60° С;

проверять масляные фильтры;

отключать агрегат при появлении посторонних шумов или стуков.

3.260. В случае прекращения подачи электроэнергии или пара двигатели насосов следует немедленно отключить от питания, а задвижки на приеме и выходе насосов закрыть.

3.261. Для смазки насосных агрегатов должны применяться масла, указанные в заводских инструкциях по их эксплуатации. Заправка системы смазки должна производиться из специальной чистой посуды через сетчатый фильтр.

3.262. В случае обнаружения неисправностей, нарушающих нормальный режим работы агрегата, последний должен быть остановлен и исправлен.

При остановке работающего насоса и пуске вместо него другого необходимо проверить правильность открытия задвижек. По окончании перекачки задвижки на приеме и выкиде насоса должны быть закрыты.

3.263. Контрольно-измерительные приборы, установленные в насосных, должны подвергаться государственной проверке в установленные сроки.

3.264. Эксплуатация каждого насосного агрегата должна осуществляться в строгом соответствии с заводскими инструкциями и настоящей инструкцией.

3.265. С учетом специфических условий работы каждой насосной станции на основании настоящей инструкции должна быть составлена местная инструкция, включающая следующие разделы:

нормальная работа насосной станции;

работа насосной станции в аварийных условиях;

профилактика и ремонт оборудования;

эксплуатация контрольно-измерительных приборов;

эксплуатация отопления и вентиляции;

эксплуатация подъемно-транспортного оборудования.

4. МЕТОДЫ УЧЕТА И КОНТРОЛЯ СТОЧНЫХ ВОД

4.1. Работа очистных сооружений должна оцениваться на основании результатов систематического учета, контроля, наблюдения за работой каждого сооружения и качеством очистки сточных вод.

4.2. Порядок контроля (частота, объем анализа и т. п.) должен согласовываться с органами по регулированию использования и охране вод, организациями и учреждениями санитарно-эпидемиологической службы с учетом местных условий.

4.3. По всему комплексу сооружений и каждому объекту в отдельности необходимо систематически определять:

количество сточных вод, поступающих на очистку и сбрасываемых в водоем;

расход реагентов, воздуха, электроэнергии, воды, тепла и других ресурсов;

количество и качество выделенной из сточных вод нефти;

эффективность очистки — по данным физико-химических анализов поступающей и очищенной сточной воды.

4.4 В зависимости от условий канализования и местной обстановки определение количества сточных вод следует производить одним из указанных ниже способов:

расходомерами (самопищущими и показывающими) и измерительными устройствами (лотки Паршаля, незатопленные водосливы, тарированная рейка и т. п.);

по времени наполнения калиброванного сосуда;

на основании данных о работе насосов, перекачивающих сточную воду.

4.5. Для контроля расхода воды, движущейся по напорным трубопроводам, нужно применять расходомеры, действие которых основано на измерении перепада давления, создаваемого диафрагмой, соплом или трубой Вентури.

4.6. Расход сточной воды, протекающей по самотечным лоткам и каналам, следует определять с помощью измерительных лотков (лотков Паршаля) или незатопленных водосливов. Водосливы устанавливаются в смотровых канализационных колодцах.

Перед их установкой необходимо очистить дно колодца от осадка. Работы должны выполняться с соблюдением правил техники бзопасности (см. пп. 8.12—8.15).

Колодец должен быть без боковых приспособлений и иметь правильно оформленный прямой лоток. В нем не должно быть подпора, создаваемого засорением нижнего участка коллектора.

Протекание воды помимо водосливного отверстия нужно полностью исключить.

4.7. Определение расхода воды с помощью тарированной рейки сводится к измерению уровня и последующему определению расхода сточных вод по графику (приложение 3).

4.8 При небольших расходах сточных вод (не более 3,5 л/с) и при возможности направить поток струи в мерный сосуд может быть применен объемный метод определения их количества. Время наполнения сосуда

следует отмечать по секундомеру. Результаты измерения тем достовернее, чем больше вместимость мерного сосуда и число замеров.

4.9. Замеры на очистных сооружениях и уход за измерительными приборами должны выполнять специально выделенные для этой цели лица, отвечающие за правильность полученных данных и исправную работу приборов.

4.10. Правильность показаний устройств для замера расхода сточных вод подлежит периодической проверке различными способами: объемным, вертушкой, заранее выверенными приборами и т. д. Погрешность показаний допускается не более 5%. Проверка оформляется актом, который должен храниться до следующей проверки.

4.11. Во избежание получения неверных результатов замера измерительные устройства необходимо своевременно очищать от осадков и плавающих веществ. Уход за измерительными устройствами должен осуществляться по специальной инструкции.

4.12. Нефтепродукты, собранные на объектах очистных сооружений, после обработки, лабораторного анализа и определения их сорта необходимо оприходовать. Количество их следует определять по уровню в разделочных резервуарах после окончания процесса обезвоживания и спуска подтоварной воды.

4.13. Контроль за ходом процесса разделки должен осуществляться путем ежедневного отбора проб нефтепродуктов из разделочных резервуаров (ГОСТ 2517—69) и определения содержания воды (ГОСТ 2477—65), удельного веса (ГОСТ 3900—47) и температуры.

4.14 Учет расхода электроэнергии на очистку сточных вод следует вести на основании показаний счетчиков расхода электроэнергии, а при их отсутствии — по данным учета работы электродвигателей и другого электрооборудования.

4.15. Расход реагентов необходимо контролировать с помощью дозирующих устройств или по показаниям ротаметров, установленных на подающих трубопроводах.

4.16. Показания всех приборов, по которым осуществляется контроль режима работы сооружений, результаты произведенных замеров, сведения о неисправ-

ностях и отклонения в работе отдельных механизмов и сооружений следует заносить в рабочий журнал.

4.17. Оценка работы очистных сооружений производится по результатам определения следующих показателей качества очищаемой и очищенной сточной воды: на сооружениях механической и физико-химической очистки — содержания нефти и нефтепродуктов, механических примесей, активной реакции (pH), кислотности или щелочности; на сооружениях биохимической очистки — температуры, цветности, прозрачности, активной реакции (pH), кислотности или щелочности, осадка по объему и по весу, зольности осадка, взвешенных веществ и их зольности, окисляемости бихроматной, БПК, азота общего, азота аммонийного, нитритов, нитратов, растворенного кислорода, хлоридов, содержания нефти и нефтепродуктов; на установках озонирования сточных вод — температуры, активной реакции (pH), содержания нефти и нефтепродуктов, механических примесей и растворенного озона (в очищенной воде); на установках обезвреживания этилированных стоков — содержания тетраэтилсвинца, нефти и нефтепродуктов, а также механических примесей.

4.18. Вышеперечисленные показатели необходимо определять по методикам, описанным в разделе 10 настоящей Инструкции и в литературных источниках [8, 9, 17, 25].

4.19. Текущий химический контроль за работой очистных сооружений должен вестись ежедневно путем отбора в течение суток не менее трех разовых проб сточных вод с учетом времени прохождения сточной воды между отдельными местами отбора. Например, при проектном режиме работы нефтеловушки согласованная проба сточной воды на выходе из нее должна отбираться спустя 2 ч (расчетное время пребывания воды в нефтеловушке) после отбора пробы на ее входе.

Продолжительность прохождения сточной воды через сооружения принимается по проекту, либо рассчитывается, исходя из расхода стоков и объема сооружения, либо замеряется путем введения в воду индикаторных веществ (краски, растворов солей и т. д.). При этом должно быть обеспечено быстрое и эффективное смешение вводимого вещества со сточной водой. Определение с индикаторными веществами необходимо про-

водить заранее (перед отбором проб), чтобы влияние вводимого вещества прекратилось до взятия пробы на анализ.

4.20. Пробы сточных вод следует отбирать в местах, где достигается хорошее перемешивание и исключено попадание в отбираемую пробу ранее отложившихся осадков. При взятии пробы из сооружения необходимо учитывать возможность неравномерного распределения примесей по слоям. Если вода вытекает через отверстия или водослив, пробу можно брать по всему сечению потока, избегая попадания осадка со дна.

4.21. Для определения количества загрязнений, попадающих в водоем со сбрасываемыми сточными водами, одновременно с отбором проб этих вод должен замеряться их расход.

4.22. Отбирать пробы сточной воды следует в стеклянные бутыли. Пробы, содержащие крупные взвешенные твердые частицы, нужно отбирать в широкогорлые банки или жестяные бидоны. Пробы для проведения некоторых определений, требующих специальной обработки, должны отбираться в меньшие по объему бутыли, снабженные притертыми или резиновыми пробками, или в кислодорные склянки.

4.23. Используемую для проб посуду необходимо тщательно мыть. Для мытья стеклянных и полиэтиленовых бутылей применяется концентрированная соляная кислота (техническая), для обезжиривания используются синтетические моющие средства. Сильно загрязненные стеклянные бутыли моют и обезжиривают хромовой смесью (к 35 мл насыщенного водного раствора бихромата калия осторожно подливают, перемешивая, 1 л концентрированной серной кислоты; реактивы применяют технические). Полное обезжиривание достигается путем пропаривания посуды водяным паром. Остатки использованного для мытья посуды реактива должны быть полностью удалены тщательной промывкой бутылей водопроводной водой. Вымытая посуда ополаскивается дистиллированной водой и, если надо, высушивается.

4.24 Прежде чем взять пробу, посуду следует ополоснуть несколько раз водой, подлежащей отбору. Бутыли, наполненные водой, нужно надписать или пронумеровать.

4.25. Кроме бутылей, для отбора проб сточной воды можно использовать различные пробоотборные приспособления и устройства, а также автоматические пробоотборники. Технические подробности конструкций различных приборов для отбора проб приведены в соответствующих руководствах.

4.26. На каждом предприятии с учетом местных условий, (характеристики образующихся сточных вод, типа сооружений для их очистки, места выпуска очищенных вод и т. п.) необходимо составлять график отбора проб сточных вод, который должен быть согласован с контролирующими органами. Согласованию подлежат точки и периодичность отбора, перечень анализируемых показателей.

4.27. Результаты всех анализов должны записываться в рабочий журнал с указанием наименования проб, места и времени ее отбора, определяемого показателя качества и фамилии лаборанта, выполнившего анализ.

4.28. В случае аварийного сброса в водоем сточных вод, содержащих нефтепродукты в количествах, значительно превышающих проектную степень очистки, администрация предприятия обязана сообщить об этом контролирующим органам.

4.29. Персонал, обслуживающий объекты канализации и очистных сооружений, должен проводить систематические наблюдения за их работой путем наружного и внутреннего осмотра трасс и сооружений.

4.30 При приеме смены необходимо осмотреть работающее и резервное оборудование, состояние контрольно-измерительных приборов и автоматики, средств пожаротушения, проверить наличие мелких запчастей и вспомогательных материалов, ознакомиться с изменениями в схемах, записями и распоряжениями по работе с момента последнего дежурства.

4.31. До окончания смены должен быть проведен осмотр оборудования и подготовка его и рабочих мест к сдаче очередной смене. О приеме и сдаче смены старшие по объекту должны расписываться в журнале и отмечать в нем замечания о работе оборудования и сооружений.

4.32. Численность персонала, обслуживающего канализационную сеть и очистные сооружения, должна ус-

танавливаться с учетом сложности комплекса очистных сооружений, их территориального размещения, оснащения рабочих мест необходимым инвентарем и оборудованием, применительно к характеру выполняемой работы, уровня механизации и автоматизации работ (табл. 16).

Таблица 16

Примерные нормативы численности персонала очистных сооружений

Состав очистных сооружений	Состав обслуживающего персонала и его численность				
			в смену		
	начальник	механик	оператор	машинист	слесарь-сантехник
Песколовка, нефтеловушка[1]	—	—	—	—	1
Песколовка, нефтеловушка, пруд дополнительного отстоя — для неэтилированных стоков, бензомаслоуловитель, контактные емкости (хлорирование) или пруды длительного отстаивания для этилированных стоков[1]	—	—	—	1	1
Песколовка, нефтеловушка, флотационная установка с реагентным хозяйством, разделочные резервуары, шламонакопитель	1	1	1	1	1

[1] В этих случаях руководство эксплуатационным персоналом очистных сооружений осуществляется главным инженером предприятия.

4.33. Численность персонала для обслуживания биологических станций и установок для озонирования сточных вод, которые кроме узла очистки воды включают сложный узел получения озона, состоящий из блока компримирования и осушки воздуха, блока котлов-озонаторов и блока электропитания, должна устанавливаться по специальному штатному расписанию с учетом требований техники безопасности.

4.34. Численность персонала, обслуживающего береговые станции приема и очистки балластных, подсланевых и льяльных вод, также устанавливается в зависимости от сложности состава очистных сооружений, объ-

ема очищаемых сточных вод, уровня механизации и автоматизации работ по их очистке.

4.35. Сооружения, включающие флотационную установку и более сложные по составу, целесообразно выделять в цех.

4.36. На предприятиях транспорта нефти и нефтепродуктов, не имеющих собственных очистных сооружений и перекачивающих сточные воды в городские канализационные коллекторы или на очистные сооружения других предприятий, для этих целей в штатном расписании должен быть предусмотрен один машинист насосных установок в смену.

4.37. Химический контроль за работой сооружений, состоящих из песколовки, нефтеловушки и пруда дополнительного отстоя, может осуществляться специальной группой в нефтяной лаборатории.

Если же сооружения выделены в цех (например, включает флотационную установку или биологическую станцию и т. п.), то химический контроль должен осуществляться специальной лабораторией цеха очистных сооружений.

4.38. Численность персонала лаборатории должна устанавливаться в зависимости от количества химических показателей, необходимых для оценки эффективности работы отдельных объектов очистных сооружений, и трудоемкости их определения.

5. КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ

Автоматизация и дистанционное управление работой очистных сооружений

5.1. Для эффективной эксплуатации очистных сооружений их целесообразно оснащать контрольно-измерительными приборами, предназначенными для измерения расхода, уровней, давления, температуры, плотности и вязкости жидкости, концентрации водородных ионов, содержания растворенного кислорода и т. п.

5.2. Контрольно-измерительные приборы могут быть снабжены устройствами для дистанционной передачи показаний на центральный диспетчерский пункт или подачи сигнала для включения того или иного устройства на очистных сооружениях.

5.3. В отдельных сооружениях, работающих круглосуточно, могут быть автоматизированы следующие процессы:

а) в песколовках при большой их производительности — управление выгрузкой осадка в зависимости от уровня песка или по заданному графику;

б) в нефтеловушках — включение нефтесборных поворотных щелевых труб в зависимости от уровня нефти или по заданному графику; открытие донного клапана в зависимости от уровня осадка в приямке или по заданному графику; пуск и остановка скребкового транспортера по установленному графику;

в) в прудах дополнительного отстаивания — погружение и подъем шарнирной трубы для сбора нефтепродуктов в зависимости от уровня накопившейся нефти;

г) в песчаных фильтрах — отключение фильтра при достижении установленной потери напора, включение воздуходувки при снижении уровня воды в фильтре; включение промывного насоса горячей воды с одновременным изменением режима работы воздуходувок; отключение промывного насоса и включение фильтра в работу; регулирование скорости фильтрования; пуск и остановка насоса для перекачки осветленной воды (в зависимости от уровня в приемном резервуаре); аварийное отключение насосов при нарушении параметров нормальной работы и включение резервных насосов;

д) во флотационных установках с реагентным хозяйством — пуск и остановка насосов, подающих очищаемую воду и коагулянт, дозирование коагулянта, регулирование количества воздуха, подаваемого в очищаемую воду, и уровня воды в растворных баках;

е) в сооружениях биологической очистки — регулирование количества воздуха, подаваемого в сооружение, количества рециркуляционной воды (для биофильтров) или циркулирующего активного ила (для аэротенков). Во вторичных отстойниках — поддержание уровня активного ила или биопленки;

ж) в установках для озонирования сточных вод — управление последовательностью операций по пуску и остановке агрегатов блока компримирования воздуха, переключение адсорберов по заданному графику, контроль за степенью осушки воздуха, подаваемого в озонатор, его количеством, температурой и циркуляцией ох-

лаждающей воды, расходом озонируемой воды и др.;

з) на насосных станциях по перекачке воды и нефтепродуктов — пуск и остановка насосов в зависимости от уровня воды или нефтепродукта в резервуаре: аварийное отключение рабочего насоса при нарушении параметров нормальной работы и включение резервного насоса; контроль залива насоса.

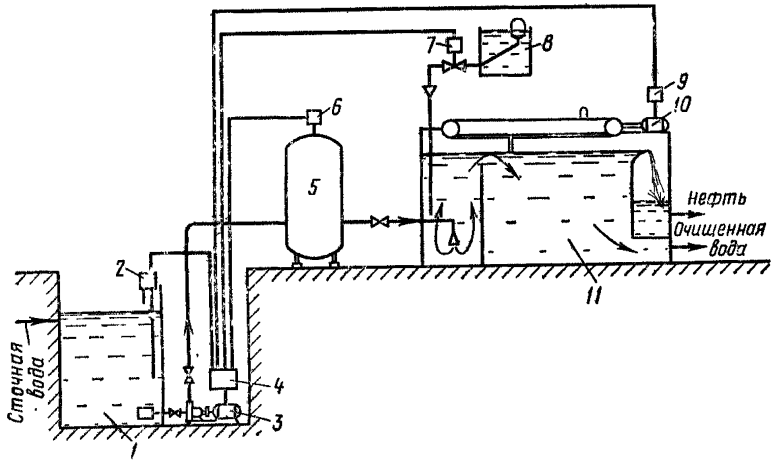


Рис. 34. Схема автоматизированной флотационной установки:

1 — сборный резервуар; *2* — датчик уровня; *3* — электропривод насоса; *4* — ячейка управления; *5* — напорный бак; *6* — реле давления; *7* — электромагнитный клапан; *8* — дозатор коагулянта; *9* — магнитный пускатель; *10* — электропривод скребков; *11* — флотатор

5.4. На рис. 34 в качестве примера показана принципиальная схема автоматизированной флотационной установки.

Датчик уровня в сборном резервуаре при крайних уровнях воды подает импульсы в ячейку управления на пуск и остановку электропривода насоса. После пуска насоса ячейка дает импульсы на открытие электромагнитного вентиля на линии подачи коагулянта и на включение электропривода скребков через магнитный пускатель. Реле давления, установленное на напорном баке, служит для контроля работы насоса. Если давление в напорном баке не повышается до заданного, то реле выключает электродвигатель и подает сигнал о неис-

правности. При нижнем положении уровня воды в резервуаре датчик через ячейку управления останавливает электродвигатель и закрывает вентиль. Электропривод скребков выключается через реле времени.

5.5. Эксплуатация всех контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации должна осуществляться в соответствии со специальными заводскими инструкциями.

5.6. Объем автоматизации и контроля работы очистных сооружений должен определяться в зависимости от производительности, состава сооружений и обосновываться технико-экономическим расчетом.

6. ВЫПУСК ОЧИЩЕННЫХ СТОЧНЫХ ВОД В ВОДОЕМЫ

Условия выпуска

6.1. Требования и условия, при которых возможно отведение производственных и хозяйственно-бытовых сточных вод в водоемы, порядок контроля и ответственность за выполнение этих требований определены в «Правилах охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами», утвержденных Министерством здравоохранения СССР, Министерством рыбного хозяйства СССР, Министерством мелиорации и водного хозяйства СССР.

Общие требования к составу воды водоемов питьевого, культурно-бытового водопользования и рыбохозяйственного значения, а также предельно допустимые концентрации в них некоторых вредных веществ приведены в указанных правилах.

6.2. Условия отведения сточных вод в водоемы подлежат согласованию с органами по регулированию использования и охране вод, органами и учреждениями санитарно-эпидемиологической службы и рыбоохраны.

6.3. Согласование должно проводиться:

а) при выборе и отводе площадки для нового объекта или решении вопроса о реконструкции предприятия;

б) при рассмотрении технического или техно-рабочего проекта на сооружения для транспортирования и очистки сточных вод строящегося или реконструируемого объекта;

в) при решении вопроса о соответствии условий вы-

пуска сточных вод любого действующего объекта существующим нормам.

6.4. Выпуск сточных вод в водоем может осуществляться только с разрешения органов по регулированию использования и охране вод, которое выдается на три года. В нем должно быть указано, кому, в какой водоем, в каком месте и в каком количестве разрешено сбрасывать сточные воды, вид сточных вод, их состав, температура, степень очистки, возможные колебания количества сброса во времени и другие условия.

6.5. При определении условий выпуска сточных вод в водоем необходимо учитывать:

а) степень возможного смешения и разбавления сточных вод с водой водоема на пути от места выпуска сточных вод до расчетного (контрольного) створа ближайших пунктов хозяйственно-питьевого, культурно-бытового и рыбохозяйственного водопользования.

б) качество воды водоема выше места сброса сточных вод.

6.6. Если водоем или его участок используются одновременно для различных видов водопользования (питьевого, культурно-бытового, рыбохозяйственного и т. п.), условия спуска сточных вод должны соответствовать более жестким требованиям к качеству воды поверхностных водоемов.

6.7. При сбросе сточных вод в водоем, не служащий санитарно-бытовым или рыбохозяйственным целям, необходимо учитывать концентрацию загрязняющих веществ у его устья, так как это может послужить причиной загрязнения более крупного водоема, куда первый впадает в качестве притока.

6.8. Выпуск сточных вод в проточные водоемы, расход которых падает до нуля (пересыхающие), не допускается. Если же доказана необходимость такого выпуска, он должен осуществляться через накопитель равномерно или пропорционально расходу в реке. Вместимость накопителя определяется продолжительностью бессточного периода, а количество сбрасываемых сточных вод исходя из нормативных требований к свойствам и составу воды у ближайшего пункта водопользования.

6.9. Запрещается использовать для сброса сточных вод сухие овраги, ведущие к водоему. Отвод стоков

следует производить по трубам или лоткам, уложенным по дну оврага, исключая возможность просачивания сточных вод в почву, заболачивание ее и загрязнение грунтовых вод.

6.10. В случаях когда производственные сточные воды могут изменяться по своему составу и количеству во времени, во избежание залповых сбросов сильно концентрированных сточных вод необходимо устраивать перед выпуском специальные регулирующие емкости.

6.11. Система, отводящая сточные воды в водоем, должна быть оборудована приспособлениями для отбора проб и учета количества сбрасываемых сточных вод. При необходимости ее следует оснащать соответствующими автоматизированными устройствами для постоянного контроля за расходом, составом и свойствами сточных вод.

Устройства для выпуска сточных вод

6.12. Выпуск сточных вод следует осуществлять таким образом, чтобы была обеспечена возможность наиболее полного смешения сточных вод с водой водоема в месте выпуска для получения наибольшего разбавления сточных вод. Он может быть береговой или на некотором расстоянии от берега.

6.13. Береговой выпуск следует применять для небольших водоемов с быстрым течением. Он представляет собой подпорную стенку, установленную непосредственно у берега, в которую врезан отводящий трубопровод или канал для пропуска очищенной воды.

6.14. Выпуск на некотором расстоянии от берега устраивается в виде подводного трубопровода от берегового колодца до точки сброса. Оголовок выпуска может быть сосредоточенный (рис. 35, *а*), когда сточную воду сбрасывают в одну точку, или рассеивающий, когда сброс осуществляется в нескольких точках (рис. 35, *б*).

6.15. Увеличение эффективности смешения можно достичь применением эжектирующих выпусков. Конструкция оголовка такого выпуска позволяет за счет создания повышенных скоростей на выпуске сточной воды вовлечь в поток некоторое количество воды, окружающей оголовок, и тем самым снизить в 1,5—2,5 раза концентрацию загрязнений непосредственно у выпуска.

6.16. При выпуске сточных вод в море место выпуска должно быть расположено за границами селитебной (занятой постройками) части и с учетом направления течений, волнообразований, направлений господствующих ветров, наличия прибоя морской волны так, чтобы был обеспечен унос от населенного места выпускаемых сточных вод морским течением. Длина выпуска до установленной глубины заложения его устьевой части должна

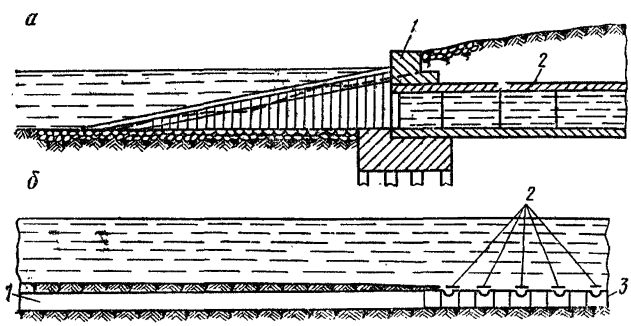


Рис. 35. Схема оголовков выпуска очищенных сточных вод в водоемы:

а — сосредоточенный выпуск; *1* — подпорная стенка; *2* — отводящий трубопровод; *б* — рассеивающий выпуск; *1* — канализационный коллектор; *2* — вертикальные патрубки; *3* — стальная заглушка

быть наименьшей, выпускные отверстия необходимо располагать на глубине не менее 1 м от уровня воды при отливе и от дна моря.

6.17. Одним из основных условий бесперебойной работы выпуска в море является его сопротивляемость воздействию морского прибоя, который обладает большой разрушительной силой. Выпуск необходимо прокладывать перпендикулярно штормовой равнодействующей; глубина его заложения от отметки дна моря должна обеспечивать устойчивость трубопровода при колебании уровня воды во время штормов.

6.18. При выпуске сточных вод в заливы и бухты, в которых нет постоянных и направленных от берега течений, длину выпусков необходимо увеличить до 3,0—3,5 км, чтобы гарантировать береговую полосу от загрязнения.

7. ПОДГОТОВКА КАНАЛИЗАЦИОННОЙ СЕТИ И ОЧИСТНЫХ СООРУЖЕНИЙ К ЗИМЕ

7.1. При подготовке канализационной сети и очистных сооружений к зиме обслуживающий персонал обязан:

проверить состояние колодцев с гидравлическими затворами; в случае необходимости очистить их от шлама и отремонтировать;

провести ревизию сбросовых коллекторов, запорной арматуры, контрольно-измерительных приборов, насосного оборудования, применяемого для перекачки сточных вод, шлама и нефтепродуктов, выделенных из сточных вод, оборудования, используемого при авариях (штанг, тросов, передвижных насосов), пожарных водоводов и оборудования (задвижек, гидрантов, колодцев); устранить обнаруженные неисправности;

очистить сооружения от шлама и накопившихся нефтепродуктов;

отремонтировать нефтесборные устройства (поворотные и шарнирные трубы, лотки и т. д.) и другое механическое оборудование очистных сооружений;

проверить пароподогревательные устройства на сооружениях, опрессовать их и при необходимости отремонтировать;

на нефтебазах, не осуществляющих операций в зимний период, освободить очистные сооружения от нефтепродуктов, воды, шлама и произвести консервацию механического оборудования;

очистить резервуары, применяемые для хранения извлеченных из сточных вод нефтепродуктов, от накопившегося шлама, а также произвести ревизию оборудования, установленного на этих резервуарах.

7.2. Предприятия транспорта нефти и нефтепродуктов, не имеющие котельных, но эксплуатирующие очистные сооружения в зимнее время, должны обеспечить их источниками подогрева (паром от соседних предприятий, электроподогревом и т. п.).

8. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ И ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ОХРАНЕ НА КАНАЛИЗАЦИОННЫХ СООРУЖЕНИЯХ

8.1. Устройство канализации должно обеспечивать отвод и очистку производственных стоков от резервуарных парков, сливо-наливных эстакад, насосных, котельных и других производственных объектов в соответствии с действующими санитарными нормами.

8.2. Эксплуатация канализационной сети с неисправными или неправильно выполненными гидравлическими затворами, а также без них не допускается.

8.3. Канализационные колодцы должны иметь диаметр не менее 1 м и быть оборудованы лестницами-стремянками или скобами.

8.4. Запрещается:

располагать общие канализационные магистрали по территории резервуарных парков и под зданиями нефтебазы;

присоединять фекальную канализацию к производственной.

8.5. Все ловушечные устройства (песколовки, нефтеловушки и другие сооружения) должны быть выполнены из несгораемых материалов.

8.6. Расстояние от открытой нефтеловушки до производственных зданий, сооружений и резервуаров должно быть не менее 30 м, а до обслуживающих нефтеловушку насосных и резервуаров — не менее 10 м.

Резервуары-сборники и ручные насосы можно располагать непосредственно у нефтеловушки.

Для ловушек закрытого типа вместимостью до 150 м^3 эти расстояния могут быть уменьшены на 50%, а до 50 м^3 — на 75%.

8.7. Закрытые нефтеловушки должны быть оборудованы люками и скобами; открытие — ограждены перилами высотой не менее 1 м.

8.8. Во всех случаях, когда перекачиваемые стоки содержат вредные газы, запрещается размещать над машинным отделением насосной станции мастерские, электроподстанции, щитовые и другие помещения.

Перекрытия над приемными резервуарами в этих случаях должны устраиваться с учетом возможности образования взрывной волны. Вокруг приемного резер-

вуара должно быть ограждение высотой 1,2 м; расстояние от резервуара до цехов — не менее 20 м.

8.9. Помещения насосных станций для перекачки производственных сточных вод, содержащих вредные газы или образующих взрывоопасные смеси, должны иметь механическую приточно-вытяжную вентиляцию.

8.10. Крышки смотровых колодцев производственно-дождевой канализации должны быть постоянно закрыты и засыпаны слоем песка толщиной не менее 10 см. Канализационные колодцы оборудовать вентиляционными системами не разрешается.

8.11. Запрещается проводить огневые работы на расстоянии менее 20 м от колодцев производственно-дождевой канализации и менее 50 м от открытых нефтеловушек.

8.12. Перед спуском в канализационный колодец для выполнения ремонтных работ необходимо убедиться в том, что концентрация вредных и взрывоопасных газов в нем по результатам анализа не превышает допустимую (приложения 5,6).

8.13. При работах в колодцах, где возможно скопление вредных газов, необходимо пользоваться кислородным прибором или шланговым противогазом в присутствии двух наблюдающих. Через каждые 15 мин работающим в противогазе предоставляется отдых 15 мин на поверхности.

8.14. Запрещается пользоваться фонарями, имеющими открытое пламя, зажигать огонь и курить. Аккумуляторные взрывобезопасные фонари следует применять напряжением не выше 12 В.

8.15. Применяемый инструмент должен быть изготовлен из материалов, не дающих искр; режущий инструмент перед использованием необходимо смазывать консистентными смазками.

8.16. В местах производства работ должны устанавливаться переносные треноги: днем — со знаками, окрашенными в белый и красный цвета, а ночью — с аккумуляторным сигнальным фонарем или автоматической сигнализацией.

8.17. К работе на объектах производственно-дождевой канализации допускаются лица, достигшие 18-летнего возраста. При приеме рабочих администрация должна проинструктировать их, разъяснить устройство и

назначение обслуживаемых очистных сооружений, а также научить их правильным и безопасным приемам работы.

8.18. Все рабочие должны быть обеспечены спецодеждой, спецобувью и индивидуальными средствами защиты, согласно существующим нормативам, и проходить ежегодно медицинский осмотр.

8.19. Рабочие места должны быть обеспечены слесарным инструментом, асбестовым шнуром, сальниковой набивкой, набором прокладок, мелкими запасными деталями, обтирочным материалом, лопатами, ломиками и крючками для открытия и закрытия колодцев и задвижек.

8.20. В рабочих помещениях должны быть установлены умывальники и бак с питьевой водой. Для рабочих, занятых на работах по очистке сооружений от осадка, промывке загрузочного материала на биофильтрах, сбору корки в двухъярусных отстойниках, необходимо устраивать горячий душ.

8.21. Категорически запрещается производить протирку, смазку, ремонт механизмов и агрегатов во время их работы.

8.22. Необходимо следить и поддерживать в нормальном санитарном и противопожарном состоянии помещения, оборудование, аппаратуру и территорию очистных сооружений; производить очистку площадок и лестниц от грязи, снега и обледенения, посыпать их песком; содержать в исправном состоянии противопожарный инвентарь и уметь им пользоваться.

8.23. На площадке очистных сооружений должна быть телефонная связь или сигнализация, связывающая с пожарной охраной предприятия.

8.24. Все работы, связанные с применением жидкого хлора и хлорной извести, должны регламентироваться особыми правилами и инструкциями. Помещения хлораторных установок, а также склады для хранения хлорной извести и баллонов с хлором должны быть оборудованы искусственной вытяжной вентиляцией с шести- и двенадцатикратным (при авариях) объемом воздуха. Предельно допустимое содержание хлора в воздухе — 0,001 г/м^3.

8.25. Эксплуатация озонаторной установки должна осуществляться в соответствии с правилами эксплуата-

ции электроустановок, работающих под напряжением до 10 кВ.

8.26. Помещение озонаторной, где размещены генераторы озона, должно иметь постоянно действующую приточно-вытяжную вентиляцию с кратностью воздухообмена, равной 12. Работа в помещении с концентрацией озона выше 0,0001 г/м³ запрещается. В помещении котлов-озонаторов необходимо устанавливать газоанализатор (фотометр универсальный, ленточный, типа ФЛ 5501М, серийно выпускаемый Смоленским заводом приборов и средств автоматизации, со шкалой 0÷0,0001 г/м³).

8.27. Обслуживающий персонал должен постоянно следить за показаниями прибора. При малейшем признаке появления озона в воздухе помещения (своеобразный запах и першение в горле) следует отключить котлы-озонаторы, найти место утечки (см. п. 3.182) и устранить ее. Установленный в помещении озонаторной газоанализатор должен подавать на щит управления сигнал о наличии предаварийной ситуации.

8.28. Устранение утечек озона следует проводить в фильтрующем противогазе, после чего помещение необходимо проветрить в течение 15—20 мин.

8.29. При остром отравлении озоном пострадавшего необходимо вынести на свежий воздух, обеспечить ему покой и тепло (согревание грелками), полезна ингаляция увлажненного 75—80%-ного кислорода.

В случае раздражения дыхательных путей необходима ингаляция 2%-ного раствора соды.

Если состояние пострадавшего не улучшится, вызвать скорую помощь.

8.30. Эксплуатация установок по обезвреживанию сточных вод, загрязненных тетраэтилсвинцом, должна осуществляться с соблюдением правил техники безопасности и промышленной санитарии при работах с этилированными бензинами.

8.31. Для обеспечения безопасной работы на установке термического обезвреживания (сжигания) сточных вод необходимо:

работать только с исправным оборудованием, оснащенным контрольно-измерительными приборами и предохранительными устройствами, иметь при себе индивидуальные средства защиты (очки, противогаз, рукавицы);

следить за исправностью контрольно-измерительных приборов, герметичностью коммуникаций, аппаратов, наличием заземления на двигателях, пускателях, коммуникациях;

во избежание ожогов продуктами сжигания при наблюдении через смотровые окна надевать защитные очки; пользоваться защитными очками при работах, связанных с разборкой фланцев, заменой и ремонтом арматуры и т. д.

8.32. В промышленных сточных водах содержатся различные вредные химические вещества: бензол, нефтепродукты, тетраэтилсвинец и др. Хозяйственно-бытовые воды и активный ил могут быть источниками различных инфекционных заболеваний. Поэтому при отборе проб нужно соблюдать меры предосторожности.

8.33. Перед отбором пробы необходимо:

надеть халат, волосы убрать под косынку. Халат должен быть застегнут на все пуговицы, рукава опущены и застегнуты;

проверить состояние пробоотборников и посуды для отбора проб.

8.34. Отбирать пробу следует, не допуская попадания брызг на одежду, кожу и в глаза. При отборе пробы необходимо встать с наветренной стороны, т. е. так, чтобы ветер дул в спину.

8.35. Места отбора проб должны содержаться в чистоте. В зимнее время, в случае обледенения или заноса снегом, необходимо места отбора проб очищать от снега и льда и посыпать песком. При недостаточном освещении места отбора пробы следует пользоваться аккумуляторным фонарем во взрывозащищенном исполнении.

8.36. Для доставки проб в лабораторию надо пользоваться специальной тарой, предназначенной для переноски проб.

8.37. При переходе через лотки, колодцы, траншеи и т. п. следует пользоваться только специально оборудованными для этого мостиками с перильным ограждением.

8.38. При отборе проб запрещается:

заходить за границы ограждений открытых емкостей;

пользоваться неисправными переходными мостиками, лестницами, ступенями, перилами;

переносить посуду для проб в руках без тары.

8.39. После отбора проб необходимо привести в надлежащее санитарное состояние рабочее место, инвентарь, индивидуальные средства защиты и тщательно вымыть с мылом руки.

8.40. Химические анализы сточных вод должны выполняться в лаборатории, оборудованной согласно основным требованиям в части размещения помещения, его освещенности, устройства вытяжных шкафов и приточно-вытяжной вентиляции.

8.41. Знания правил техники безопасности сотрудниками лаборатории должны проверяться не реже чем через 2 года. Ежегодно на рабочих местах должен проводиться инструктаж по технике безопасности.

8.42. На рабочих местах должны быть вывешены краткие инструкции, содержащие перечень безопасных приемов по основным видам работ и меры пожарной безопасности.

8.43. Сотрудники лаборатории должны работать в халатах, а при разведении кислот, щелочей и переноске их в больших количествах обязательно надевать защитные очки, резиновые перчатки, прорезиненный фартук и резиновые сапоги.

8.44. Концентрированные кислоты, щелочи и другие реактивы, выделяющие вредные пары и газы, необходимо хранить только в вытяжных шкафах, в склянках с притертыми пробками и защитными колпачками.

8.45. Количество реактивов, легковоспламеняющихся растворителей и других горючих жидкостей в рабочих помещениях лаборатории не должно превышать суточной потребности.

8.46. Работать с легкоиспаряющимися и ядовитыми веществами необходимо только в вытяжном шкафу.

8.47. При отмеривании сточной воды и химических реактивов пипетками надо пользоваться резиновыми баллончиками. Категорически запрещается делать это ртом.

8.48. Запрещается принимать пищу на рабочих местах и пользоваться для этой цели лабораторной посудой.

8.49. В лаборатории должен всегда быть сухой песок, листовой асбест, огнетушители и пожарный рукав.

8.50. Лица, нарушающие правила по технике безопасности и охране труда, привлекаются к ответственности согласно действующему законодательству.

9. ПУТИ УМЕНЬШЕНИЯ ЗАГРЯЗНЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА СТОЧНЫХ ВОД

9.1. Количество и качество сточных вод, поступающих на очистные сооружения и сбрасываемых в водоемы, зависят от объема водопотребления и принятой схемы водоснабжения. Оно должно определяться по производительности предприятия (объему реализации продукции) и Укрупненным нормам водоотведения, утвержденным Главнефтеснабом РСФСР (приложение 1).

9.2. Эффективной мерой сокращения количества сточных вод является рациональное использование водных ресурсов на производственные и хозяйственно-бытовые нужды, внедрение системы оборотного водоснабжения. Для этого необходимо использовать повторно максимальное количество условно-чистых вод: конденсат из пароподогревательных устройств резервуаров, воду от охлаждения закрытых систем смазки и т. д.

В каждом конкретном случае этот вопрос должен решаться с учетом качества условно-чистых вод и требований, предъявляемых к воде, расходуемой на те или иные нужды предприятия.

9.3. Чтобы правильно организовать управление водным хозяйством, необходимо вести строгий учет количества потребляемой и сбрасываемой воды. Показателем рационального использования воды является коэффициент K, который должен приближаться к единице,

$$K = \frac{Q_{\text{п}} - Q_{\text{сбр}}}{Q_{\text{п}}},$$

где $Q_{\text{п}}$ — количество потребляемой воды; $Q_{\text{сбр}}$ — количество воды, сбрасываемой в водоем.

9.4. При эксплуатации существующих и проектировании новых очистных сооружений вопросы объединения или раздельного сброса сточных вод следует решать с учетом технической целесообразности и в зависимости от содержания в них нефтепродуктов.

9.5. Сокращение количества сточных вод должно сопровождаться уменьшением концентрации в них нефтепродуктов. Для этого необходимо:

повысить технический уровень эксплуатации всего оборудования;

герметизировать резервуары и оборудование;

организовать действенный лабораторный контроль за качеством стоков;

не допускать сброс в систему производственной канализации отходов производства, не являющихся сточными водами (продуктов аварии и зачистки резервуаров и т. д.).

9.6. Уменьшение количества сточных вод и снижение концентрации в них загрязнений будет способствовать сокращению объема строительных работ и стоимости канализационных сооружений, а также эксплуатационных затрат по очистке стоков.

10. МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО ПО ХИМИЧЕСКИМ АНАЛИЗАМ НА ОЧИСТНЫХ СООРУЖЕНИЯХ

При текущем контроле за качеством сточных вод нефтебаз, наливных пунктов, перекачивающих и автозаправочных станций наиболее часто определяют следующие показатели:

содержание нефти и нефтепродуктов;

содержание механических примесей (взвешенных веществ);

активную реакцию среды (pH);

щелочность;

оптимальную дозу коагулянта;

содержание тетраэтилсвинца.

На станциях биологической очистки сточных вод, кроме того, определяют:

оседающие вещества по объему;

химическое потребление кислорода (ХПК—бихроматная окисляемость);

нитраты и нитриты;

растворенный кислород;

биохимическое потребление кислорода (БПК);

концентрацию активного ила;

динамику оседания активного ила, иловый индекс.

При хранении проб в химическом составе воды могут происходить значительные изменения, зависящие от ряда причин и, в частности, от процессов химического и биохимического окисления, которые вызывают изменения и распад органических соединений. Это отражается на окисляемости, pH, содержании нитратов и т. д. Разложение бикарбонатов приводит к изменению щелочности, сухого остатка, pH и физических свойств.

Длительное стояние может привести к выпадению в осадок гидроокиси железа и взвешенных веществ.

Чтобы затормозить окислительные процессы и получить достоверные данные по химическому составу сточной воды, применяют различные способы ее консервирования. Например, при определении аммиака, нитратов и окисляемости к 1 л пробы сточной воды добавляют 1 мл концентрированной серной кислоты плотностью 1,84 г/см^3 или 2—4 мл хлороформа.

Определение содержания нефтепродуктов

Согласно определению, данному комиссией по унификации методов анализа природных и сточных вод при Государственном комитете по науке и технике Совета Министров СССР, «нефтепродуктами» при анализе вод следует считать неполярные и малополярные соединения, растворимые в гексане, т. е. углеводороды (алифатические, алициклические и ароматические). Это определение, в основном, совпадает с определениями, данными аналогичной Комиссией стран СЭВ (Новочеркасск, 1968 г.) и Международным симпозиумом в Гааге (1968 г.).

В настоящем руководстве приводится арбитражный гравиметрический метод, которым следует пользоваться в случае возникновения споров из-за расхождения между результатами анализов в разных лабораториях. Кроме того, описан метод ИК-спектроскопии, также принятый в качестве арбитражного, по точности не уступающий гравиметрическому, который рекомендуется для анализа вод, содержащих большое количество углеводородов с низкими температурами кипения.

Выбор метода определения содержания нефтепродуктов должен основываться на условиях работы лаборатории (оборудование, требования к точности,

чувствительности, скорости выполнения анализа и т. д.) и согласовываться с контролирующими органами.

Для оперативного текущего контроля за работой отдельных объектов очистных сооружений в ряде случаев может быть использован экспресс-анализатор «Волна» (опытный), разработанный Казанским СПКБ «Нефтехимпромавтоматика». В основу его работы положена зависимость между количественным содержанием в анализируемой пробе веществ, экстрагируемых четыреххлористым углеродом, и интенсивностью инфракрасного излучения, проходящего через экстракт. Методика определения на анализаторе «Волна» изложена в руководстве по эксплуатации прибора.

Гравиметрическое определение

Метод состоит в экстрагировании органических веществ из сточной воды хлороформом или четыреххлористым углеродом, отделении от них нефтепродуктов путем растворения последних в гексане, освобождении от примесей полярных соединений пропусканием раствора через колонку с окисью алюминия, удалении гексана и взвешивании извлеченных нефтепродуктов.

Нафтеновые кислоты, для которых имеются свои нормы предельно допустимых концентраций в воде водоемов, в результат определения нефтепродуктов не входят.

При анализе сточных вод, содержащих нефтепродукты, имеющие низкую температуру кипения (летучие нефтепродукты), предварительно определяют их количество.

Если предполагаемое содержание нефтепродуктов в анализируемой сточной воде менее 10 мг/л, можно принять, что содержание летучих в них ничтожно, и сразу приступить к определению нелетучих нефтепродуктов.

Предварительное извлечение и определение летучих нефтепродуктов

Для определения используют метод, рекомендованный Американским обществом испытания материалов, достаточно точный, хотя и малочувствительный (при очень малом содержании летучих нефтепродуктов для анализа требуется большой объем анализируемой воды).

Летучие нефтепродукты собирают в ловушке и определяют их количество непосредственно по объему.

Аппаратура. Перегонный аппарат (рис. 36) — калиброванная ловушка объемом 2 мл, с ценой деления 0,02 мл.

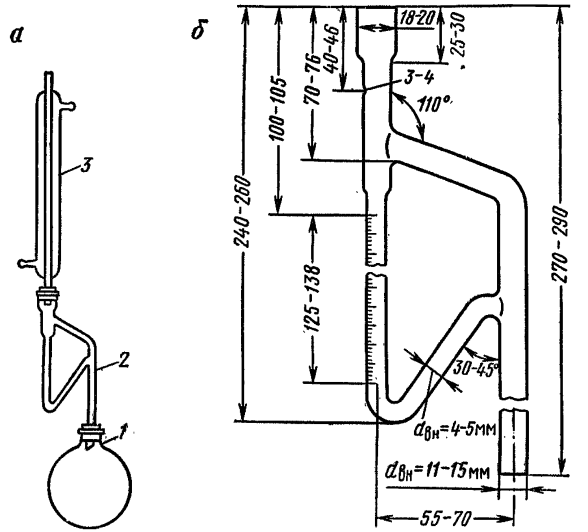


Рис. 36. Прибор для определения летучих нефтепродуктов:
а — общий вид; *б* — ловушка; *1* — колба объемом 5 *л*; *2* — ловушка; *3* — обратный холодильник

Ход определения. В колбу *1* помещают 3000—3500 мл анализируемой сточной воды, собирают прибор, как показано на рисунке, и пускают в холодильник воду. Для получения наиболее точных результатов необходимо, чтобы температура проходящей через холодильник воды была не выше 5° С. Нагревают колбу, пока содержащаяся в ней вода не закипит, и продолжают нагревание до тех пор, пока объем сконденсированных в ловушке нефтепродуктов не будет оставаться постоянным в течение, по крайней мере, 15 мин. Затем охлаждают колбу до комнатной температуры, отделяют ловушку, закрывают

пробками оба ее конца и погружают в водяную баню, вода которой имеет температуру 15° С. Когда содержимое ловушки примет температуру водяной бани, измеряют объем, занимаемый нефтепродуктами, с точностью до 0,02 мл.

Минимальное количество летучих нефтепродуктов, которое можно определить таким способом из объема воды 3 л, отвечает концентрации 5 мг/л. При необходимости определять меньшие концентрации надо по окончании отгонки отключить колбу, заменить оставшуюся в ней воду новой порцией анализируемой воды (3—3,5 л) и повторить отгонку летучих нефтепродуктов.

Расчет. Содержание летучих нефтепродуктов (X) в мг/л вычисляется по формуле

$$X = \frac{Vd10^6}{V_1},$$

где V — объем, занимаемый летучими нефтепродуктами, в мл; d — плотность нефтепродуктов (если она неизвестна, принимают ее равной 0,8), в г/мл; V_1 — объем взятой для анализа воды в мл.

Определение нефтепродуктов при их концентрации 0,3—3 мг/л

Для анализа берут остаток в колбе после отгонки летучих нефтепродуктов или отобранную порцию анализируемой воды.

Анализируемую воду (3—3,5 л) в круглодонной колбе, из которой проводилась отгонка летучих, или в широкогорлой склянке подкисляют хлористоводородной кислотой (плотность 1,19 г/см^3) так, чтобы pH воды стал меньше 5. Затем приливают 150 мл хлороформа (или четыреххлористого углерода), погружают мешалку на глубину около 50 мм выше пограничного слоя и перемешивают несколько минут. Затем переносят бóльшую часть водного слоя в другой сосуд такого же объема, а остальное (оставшийся водный слой и слой хлороформа) переливают в делительную воронку объемом 500—700 мл. Оставляют на 15 мин, сливают нижний хлороформный слой в коническую колбу объемом 500 мл, стараясь не захватить при этом ни воды, ни промежуточного слоя эмульсии. Переливают водный раствор из второго сосуда снова в первый, туда же наливают оставшийся в де-

лительной воронке водный слой (с эмульсией), добавляют вторую порцию хлороформа 150 мл и снова перемешивают в течение нескольких минут мешалкой. Слив, как и в первый раз, бóльшую часть водного слоя, остаток переносят в ту же делительную воронку и дают постоять 15 мин. Полученный второй экстракт присоединяют к первому, стараясь, как и раньше, не захватить водного слоя. Затем небольшим количеством хлороформа (около 50 мл) обмывают стенки сосуда, в котором находилась проба до экстракции, переносят в ту же делительную воронку, взбалтывают, оставляют на некоторое время, выливают слой хлороформа в колбу и отгоняют хлороформ.

Экстракцию хлороформом можно проводить и следующим образом. В большую делительную воронку помещают 3 раза по 1 л анализируемой воды и последовательно взбалтывают с двумя порциями хлороформа по 20 мл. Таким образом, на экстракцию из 3 л воды будет израсходовано около 120 мл хлороформа. Экстракты соединяют, прибавляют к ним 50 мл хлороформного раствора от ополаскивания сосуда, где хранилась проба.

Присоединив колбу к холодильнику, помещают ее в кипящую водяную баню или ставят на горячую закрытую плитку. Когда в колбе останется 10—20 мл хлороформного раствора, нагревание прекращают, дают колбе остыть и разбирают прибор.

Остатки хлороформа удаляют при комнатной температуре. Небольшой предварительно взвешенный бюкс помещают в вытяжном шкафу на расстоянии 25—35 см от комнатного вентилятора. Бюкс наполняют на $^3/_4$ его объема полученным экстрактом и включают вентилятор. По мере испарения хлороформа в бюкс подливают экстракт до тех пор, пока он не будет перенесен полностью. Колбу, где был экстракт, обмывают несколькими малыми порциями хлороформа, перенося их в тот же бюкс. Когда в бюксе останется менее 0,3 мл хлороформа, на что обычно требуется 30—40 мин, выключают вентилятор и продолжают испарение на воздухе, взвешивая бюкс, закрытый крышкой, каждые 1—2 мин. Результаты взвешивания наносят на график, соединяют полученные точки и за конечный результат принимают тот, который соответствует точке перелома на образовавшейся кривой.

Разность между массой бюкса с остатком после удаления хлороформа и массой пустого бюкса показывает общее содержание экстрагируемых хлороформом веществ.

Приготавливают колонку с активированной окисью алюминия. Для этого в небольшую трубку длиной около 10 см и диаметром 1 см с нижним концом, оттянутым до диаметра 1 мм, помещают слой 1 см стеклянной ваты, затем 6 г окиси алюминия марки «для хроматографии» (для каждого анализа порция окиси алюминия применяется свежая) и снова тонкий слой стеклянной ваты.

Остаток после отгонки хлороформа обрабатывают 1—2 мл сухого и чистого гексана (или петролейного эфира, кипящего при 40—70° С) и переносят раствор или суспензию в колонку с окисью алюминия, под которую подставляют маленькую колбу. Бюкс, в котором был остаток после отгонки хлороформа, несколько раз промывают маленькими порциями гексана, перенося каждую порцию в колонку с окисью алюминия. После этого промывают колонку еще несколькими порциями гексана, собирая их в ту же колбу. Не следует при этом допускать, чтобы уровень гексана в колонке опускался ниже верхней границы слоя окиси алюминия.

Непосредственное экстрагирование гексаном, без предварительной экстракции хлороформом, приводит к заниженным результатам (ошибка может доходить до 30%), если анализируемая вода содержит взвешенные частицы. На поверхности частиц с нефтепродуктами собираются вещества, растворимые в хлороформе, но нерастворимые в гексане (асфальтены, смолы, нафтеновые кислоты и т. п.), препятствующие экстрагированию гексаном нефтепродуктов. Если же анализируется прозрачная, лишенная взвешенных частиц вода или если заведомо известно об отсутствии указанных мешающих веществ, то экстракцию можно сразу проводить гексаном (тем же способом, что и хлороформом), затем отогнать бóльшую часть гексана и профильтровать через колонку с окисью алюминия, как описано выше.

Получив таким образом раствор нефтепродуктов в гексане, освобожденный от примеси полярных соединений, удаляют гексан, испаряя его в бюксе при комнатной температуре с помощью вентилятора так же, как раньше удаляли хлороформ.

Разность между массой бюкса с остатком после удаления растворителя и массой пустого бюкса показывает содержание нефтепродуктов во взятом для анализа объеме пробы.

Разность между общим количеством экстрагируемых хлороформом веществ и количеством нефтепродуктов равна содержанию других экстрагируемых этим растворителем веществ, нерастворимых в гексане и полярных, включая нефтяные кислоты и фенолы.

Примечание. При желании получить еще более точные результаты анализа можно выделить и взвесить кислотные вещества (нефтяные кислоты, фенолы и т. п.). Для этого гексановый раствор перед пропусканием его через окись алюминия переносят в делительную воронку, фильтруя через очень маленький фильтр, если он получился мутным, и промывая фильтр гексаном. Раствор в делительной воронке обрабатывают 1 н. раствором едкой щелочи, разделяют водный и гексановый слои и промывают гексановый слой водой до исчезновения щелочной реакции, присоединяя промывные воды к водному раствору. Гексановый раствор пропускают через окись алюминия и заканчивают определение нефтепродуктов, как описано выше. А водный раствор подкисляют, извлекают из него кислотные соединения диэтиловым эфиром, отгоняют эфир и взвешивают.

При работе таким способом результат анализа будет представлен тремя значениями:

1) содержанием нефтепродуктов;

2) содержанием нафтеновых кислот и других кислотных соединений;

3) содержанием других веществ, экстрагируемых хлороформом.

Определение нефтепродуктов при их концентрации выше 3 мг/л

Определение проводят так же, как описано выше, но только с меньшим объемом анализируемой воды. Берут для анализа 100—1000 мл анализируемой воды или такую же аликвотную часть остатка в колбе после отгонки летучих нефтепродуктов. Соответственно взятому объему анализируемой воды уменьшают и количество применяемого для экстракции растворителя.

Определение нефтепродуктов при их концентрации ниже 0,3 мг/л

В этом случае 3—3,5 л анализируемой воды недостаточно для получения надежных результатов, а экстрагировать нефтепродукты из еще бóльших объемов воды, применяя обычную экстракционную аппаратуру, нецеле-

сообразно. Выделить нефтепродукты можно одним из следующих способов.

1. Экстрагировать нефтепродукты из 10—20 л анализируемой воды, применяя один из приборов для непрерывной (в потоке) жидко-жидкостной экстракции. Высокий коэффициент распределения нефтепродуктов между органическим растворителем и водой позволяет пропускать через прибор воду с довольно большой скоростью.

2. Пропустить такой же объем анализируемой воды через адсорбент, извлекающий из нее нефтепродукты (активированный уголь, специальный сорбент типа «эконерль», «перлит» и т. п.), провести десорбцию хлороформом или четыреххлористым углеродом и обработать, как описывалось на стр. 328. Ход проведения адсорбции — десорбции при использовании в качестве адсорбента активированного угля следующий. Уголь предварительно освобождают от веществ, извлекаемых хлороформом. Для этого его обрабатывают в течение некоторого времени хлороформом в приборе Сокслета, завернув в фильтровальную бумагу, затем извлекают из прибора, высушивают на воздухе и прокаливают при температуре темно-красного каления. В бюретку высотой 25 см и диаметром около 1 см насыпают примерно 1,5 г активированного угля (слоем 12—13 см) и пропускают через эту колонку 10—20 л анализируемой воды со скоростью 0,4 л/ч (около 7 мл/мин). Затем извлекают уголь из бюретки, помещают его на часовое стекло, размещая тонким слоем, и дают ему высохнуть на воздухе до постоянной массы (веса), после чего переносят в гильзу прибора Сокслета (или заворачивают в фильтровальную бумагу) и экстрагируют в этом приборе в течение 24 ч. Хлороформный экстракт обрабатывают, как описано на стр. 328.

Определение методом ИК-спектрометрии

Метод не требует отгонки растворителя, служащего для извлечения нефтепродуктов из воды, и поэтому не приводит к потере летучих нефтепродуктов. Нет необходимости и в приготовлении специального стандартного раствора для каждого вида вод.

Для построения калибровочного графика используют смесь, состав которой соответствует составу наиболее

распространенных в СССР нефтей. Поскольку содержание метиловых и метиленовых групп в разных нефтепродуктах различно, имеются соответствующие отклонения и в их ИК-спектрах, но они невелики, и при использовании указанной смеси для построения калибровочного графика ошибки определения незначительны.

Реактивы. 1. Окись алюминия II степени активности, т. е. с содержанием 3% влаги. Ее следует предварительно нагреть в течение 6—8 ч при 100° С.

2. Четыреххлористый углерод х. ч. Технический реактив следует очистить длительным перемешиванием с окисью алюминия и фильтрованием через стеклянный фильтр. Спектр очищенного четыреххлористого углерода не должен иметь полосы поглощения в области 2700—3000 см.

3. Стандартная смесь для построения калибровочного графика:

а) если сточная вода заведомо не содержит легколетучие углеводороды, смесь готовят (по объему) из декана —59%, изооктана —2% и бензола —39%;

б) если сточная вода может содержать и легколетучие углеводороды, смесь составляют (по объему) из декана —51%, изооктана — 5%, бензола —44%.

Ход определения. Отобрав для анализа три порции сточной воды объемом 1 л каждая, подкисляют до pH=2, проводят экстракцию четыреххлористым углеродом в делительной воронке. При проведении каждой экстракции вводят в раствор 2 г хлорида натрия и экстрагируют 20 мл CCl_4, перемешивая содержимое воронки в течение 10 мин. Соединив экстракты (примерно 60 мл), дают постоять 10 мин, отбирают аликвотную часть 50 мл и пропускают через колонку с окисью алюминия. Вымывают углеводороды пропусканием через колонку 45 мл CCl_4, собирая их в мерную колбу емкостью 100 мл, и доводят до метки четыреххлористым углеродом.

Снимают ИК-спектр полученного раствора, пользуясь кюветой с толщиной слоя 50 мм. Измеряют оптическую плотность при волновом числе 2962 $см^{-1}$.

Результат определения находят по калибровочному графику, для построения которого отбирают различные количества той или иной из указанных выше калибровочных смесей, переносят в мерные колбы емкостью 100 мл, доводят четыреххлористым углеродом до меток

и измеряют оптическую плотность при той же длине волны.

Расчет. Содержание нефтепродуктов X в мг/л находят по уравнению

$$X = \frac{m60 \cdot 2}{V50},$$

где m — масса калибровочной смеси, показывающей ту же оптическую плотность, что и проба, в мг; V — общий объем анализируемой сточной воды, в л; 60 — объем четыреххлористого углерода, взятого для экстракции, в мл; 50 — объем аликвотной части раствора, отобранный для определения, в мл; 2 — коэффициент, учитывающий разбавление, проведенное при пропускании раствора через колонку с окисью алюминия.

Определение содержания механических примесей (взвешенных веществ)

Определение заключается в отделении на фильтре взвешенных веществ, содержащихся в отмеренном объеме тщательно перемешанной пробы, и определении их массы после высушивания при 105° С.

Анализ следует, по возможности, проводить сразу же после отбора пробы, лишь в исключительных случаях применяя консервирование пробы: на 1 л сточной воды добавляют 2 мл хлороформа или 0,1 г окиси ртути. Фильтрование может осуществляться через различные пористые материалы: бумажные и мембранные фильтры, стеклянные фильтрующие пластинки. Поскольку размеры пор в этих материалах различны, в записи результатов анализа необходимо указывать, через какой фильтр производилось фильтрование.

Ниже описывается определение взвешенных веществ фильтрованием через бумажный фильтр.

Реактивы и посуда. 1. Спирто-бензольная смесь (1 : 1). Смешивают равные объемы этилового спирта (96%-ного) и бензола (технического или чистого) и полученную смесь фильтруют.

2. Бумажные фильтры «белая лента». Каждый фильтр помещают предварительно в бюкс и высушивают с открытой крышкой в течение 2 ч при 105° С. Затем охлаждают в эксикаторе и, закрыв крышкой, взвешивают на

аналитических весах. Высушивание проводят до постоянной массы.

3. Стеклянные бюксы с притертыми крышками.

4. Сушильный шкаф (105° С).

5. Химические стаканы, мерные цилиндры и пипетки, химические воронки диаметром 70—80 мм.

Ход определения. Отмеряют такой объем тщательно перемешанной пробы, чтобы в нем было 100—250 мг взвешенных веществ (обычно 1000—100 мл), и фильтруют через высушенный и предварительно взвешенный бумажный фильтр. Оставшийся на стенках стакана или колбы осадок смывают небольшой порцией фильтрата в воронку, через которую проводят фильтрование.

Затем осадок на фильтре несколько раз промывают небольшими порциями спирто-бензольной смеси, подогретой на водяной бане до 50° С, для полного удаления с фильтра следов нефтепродуктов. О полноте их удаления свидетельствуют бесцветный промывной раствор и отсутствие жирных пятен по краям фильтра.

Промытый фильтр помещают в тот же бюкс, в котором его взвешивали до фильтрования, высушивают 2 ч при 105° С, охлаждают в эксикаторе и, закрыв бюкс крышкой, снова взвешивают. Высушивание, охлаждение и взвешивание повторяют до достижения постоянной массы.

Расчет. Содержание взвешенных веществ в сточной воде в мг/л определяют по формуле

$$X = \frac{(a - b)\,1000 \cdot 1000}{V},$$

где a — масса бюкса с фильтром и осадком в г; b — масса бюкса с фильтром без осадка в г; V — объем сточной воды, взятой для анализа, в мл.

Результаты округляются с точностью до 1 мг/л, а если найденная величина больше 1000 мг/л, то до 10 мг/л.

Определение активной реакции pH

Под активной реакцией pH сточной воды подразумеваются активные кислотные и щелочные свойства, обусловленные концентрацией в воде ионов водорода H^+ и гидроксила OH^-. Условная величина pH равна отрица-

тельному десятичному логарифму от концентрации водородных ионов.

Определение величины pH следует проводить немедленно после отбора проб и доставки их в лабораторию, никакие способы консервирования пробы недопустимы.

В сточных водах pH определяют электрометрическим способом, пользуясь стеклянным электродом. Метод основан на том, что при изменении pH на единицу, потенциал стеклянного электрода изменяется при 25°С на 59,1 мВ, при 20°С — на 58,1 мВ.

Стеклянные электроды этих приборов должны быть прокалиброваны по буферным растворам, имеющим определенные значения pH. Поскольку зависимость между потенциалом электрода и значением pH раствора, в который он погружен, линейна, для калибрования достаточно двух буферных растворов. Однако иногда наблюдаются отклонения от линейной зависимости, поэтому желательно сравнение с буферным раствором, pH которого возможно более близок к pH анализируемой сточной воды. Ниже приводятся способы приготовления нескольких буферных растворов, имеющих различные значения pH.

Ацетатный буфер, pH = 4,62

В мерной колбе объемом 1 л смешивают 100 мл 1,0 н. раствора NaOH и 200 мл 1,0 н. раствора CH_3COOH, доводят объем бидистиллированной водой (без CO_2) до метки и тщательно перемешивают.

Фосфатно-цитратная буферная смесь, pH = 2,2—8,0

Готовится из двух растворов: 0,2 М раствора двузамещенного фосфата натрия и 0,1 М раствора лимонной кислоты. Получают 0,2 М раствор двузамещенного фосфата натрия следующим образом: в мерную колбу объемом 1 л помещают 35,65 г $Na_2HPO_4 \cdot 2H_2O$, растворяют в бидистилляте (без CO_2) и хорошо перемешивают. Для получения двухводной соли двенадцативодный гидрат двузамещенного фосфата натрия следует предварительно дважды перекристаллизовать и высушить до постоянной массы в эксикаторе над хлористым кальцием.

Для приготовления 0,1 М раствора лимонной кислоты 21,01 г химически чистой невыветрившейся или перекри-

сталлизованной лимонной кислоты $C_6H_8O_7 \cdot H_2O$ помещают в мерную колбу объемом 1 л, растворяют в бидистилляте, прибавляют кристаллик тисиола для консервации и перемешивают. Перекристаллизованную лимонную кислоту сушат до постоянного веса в эксикаторе над серной кислотой.

Буферные смеси с определенным значением pH получают, отмеривая приготовленные растворы бюретками в количествах, указанных в табл. 17.

Таблица 17

pH	0,2М раствор двузамещенного фосфата натрия, мл	0,1М раствор лимонной кислоты, мл
2,2	0,40	19,60
3,0	4,11	15,89
4,0	7,71	12,29
5,0	10,30	9,70
6,0	12,63	7,37
7,0	16,47	3,53
8,0	19,45	0,55

Фосфатная буферная смесь, pH = 4,94÷9,18

Готовится из двух растворов: 1/15 М раствора двузамещенного фосфата натрия и 1/15 М раствора однозамещенного фосфата калия.

Получают 1/15 М раствор двузамещенного фосфата натрия растворением 11,876 г дважды перекристаллизованного $Na_2HPO_4 \cdot 2H_2O$, помещенного в мерную колбу объемом 1 л, в бидистиллированной воде при хорошем перемешивании.

Для приготовления 1/15 М раствора однозамещен-

Таблица 18

pH	1/15 М раствор KH_2PO_4, мл	1/15 М раствор $Na_2HPO_4 \cdot 2H_2O$, мл
4,94	9,9	0,1
6,24	8,0	2,0
7,17	3,0	7,0
8,04	0,5	9,5
9,18	0,0	10,0

ного фосфата калия 9,078 г KH_2PO_4 помещают в мерную колбу объемом 1 л и растворяют в бидистиллированной воде.

Буферные смеси с определенными значениями pH получают смешением растворов фосфатов калия и натрия соответствующих объемов, приведенных в табл. 18.

Боратно-щелочная буферная смесь, pH = 9,24—12,37

Готовят из 0,1 н. раствора NaOH и 0,1 н. раствора буры. Для приготовления 0,1 н. раствора буры в мерную колбу объемом 1 л помещают 12,072 г перекристаллизованной буры $Na_2B_4O_7 \cdot 10H_2O$ и растворяют в бидистиллированной воде. Смешением этих растворов в указанных ниже количествах получают смеси с определенным pH (табл. 19).

Таблица 19

pH	0,1н. раствор $Na_2B_4O_7 \times 10H_2O$, мл	0,1н. раствор NaOH, мл
9,24	10	0
9,50	8	2
9,97	6	4
11,07	5	5
12,37	4	6

Буферные растворы хранят в сосудах из полиэтилена или стекла типа «пайрекс». Использование pH-метров для определения pH сточных вод требует особого внимания к чистоте обоих электродов, поскольку сточные воды часто содержат масла, нефтепродукты и им подобные вещества, покрывающие электроды пленками. Поэтому электроды после определения следует обтереть кусочком тонкой мягкой ткани, смоченной эфиром или раствором синтетического моющего вещества, затем промыть несколько раз дистиллированной водой, вытирая после каждого промывания таким же куском ткани для удаления моющего вещества. При необходимости электрод регенерируют, погружая его на 2 ч в 2%-ный раствор соляной кислоты, и тщательно промывают дистиллированной водой. В нерабочее время электрод следует

хранить в дистиллированной воде. Ориентировочно pH в пределах 1—12 можно определить с помощью универсальной индикаторной бумаги. При смачивании анализируемой водой полоска бумаги меняет цвет, по которому с помощью прилагаемой шкалы определяется pH. Конкретные указания по пользованию той или иной бумагой обычно даются на ее упаковке.

Определение щелочности (общей, бикарбонатной, карбонатной и гидратной)

Щелочностью называют содержание в воде веществ, реагирующих с сильными кислотами.

К веществам, обусловливающим щелочность воды, относятся:

сильные основания, полностью диссоциирующие в разбавленных растворах с образованием гидроксил-ионов: едкий натрий, едкое кали и др.;

слабые основания, такие как аммиак;

анионы слабых кислот: HCO_3^-, CO_3^{--} HPO_4^{---}, и т. д.;

анионы гуминовых кислот HS^-, S^{--} и т. д., которые гидролизуются с образованием гидроксил-ионов.

Общая щелочность определяется титрованием воды титрованным раствором сильной кислоты в присутствии индикатора метилоранжа (до значений pH$\approx$4) и выражается в мг-экв кислоты, необходимой для нейтрализации воды.

Для раздельного определения гидратов, карбонатов и бикарбонатов в воде применяется последовательное титрование с двумя индикаторами: фенолфталеином, дающим переход окраски при pH=8,2÷10, и метилоранжем, меняющим окраску при pH=3,0÷4,4,

С фенолфталеиновой кислотой титруются гидраты и карбонаты (до бикарбонатов), реакции (1) и (2).

С метилоранжем титруются бикарбонаты, реакция (3), (в сероводородных водах вместе с HCO_3^- титруются гидросульфиды HS^-).

$$NaOH + HCl = NaCl + H_2O; \quad (1)$$

$$Na_2CO_3 + HCl = NaHCO_3 + NaCl; \quad (2)$$

$$NaHCO_3 + HCl = NaCl + H_2O + CO_2. \quad (3)$$

Щелочность следует определять тотчас после взятия пробы. Если это невозможно, то отбирают полную бутыль и определяют щелочность не позже чем через 24 ч.

При визуальном титровании определению может мешать интенсивная окраска пробы. Ее устраняют либо разбавлением пробы дистиллированной водой, либо прибавлением активированного угля и фильтрованием пробы перед анализом. Мутные пробы фильтруют через бумажный или стеклянный фильтр.

Мешает определению также свободный хлор, так как он обесцвечивает индикатор. Хлор удаляют прибавлением эквивалентного количества 0,1 н. раствора тиосульфата натрия (2,5 г $Na_2S_2O_35H_2O$ растворяют в дистиллированной воде и разбавляют до 100 мл).

Перечисленные мешающие влияния не сказываются при электрометрическом титровании.

Высокие концентрации свободной CO_2 мешают правильному определению перехода окраски при титровании так же, как и CO_2, выделяющаяся при высоком содержании карбонатов. Поэтому при более точном определении щелочности предварительно вытесняют CO_2, продувая воздух через воду.

Реактивы. 1. Фенолтфталеин — 0,1%-ный раствор (1 г на 1 л 60%-ного этилового спирта).

2. Метилоранж — 0,1%-ный раствор (1 г в 1 л воды).

3. Соляная кислота — 0,1 н. раствор.

Готовят из фиксаналов или из концентрированной соляной кислоты; для этого 8,2 мл химически чистой соляной кислоты плотностью 1,19 г/см^3 помещают в мерную колбу объемом 1 л и доводят до метки дистиллированной водой.

Соляная кислота может быть заменена серной. Для приготовления 0,1 н. раствора серной кислоты 2,8 мл химически чистой серной кислоты плотностью 1,84 г/см^3 выливают в мерную колбу объемом 1 л с дистиллированной водой и доливают водой до метки. Поправочный коэффициент 0,1 н. растворов кислот устанавливают по буре.

В мерной колбе в небольшом количестве дистиллированной воды растворяют 1,9072 г дважды перекристаллизованной и высушенной буры и доводят объем до 100 мл. Затем берут пипеткой 25 мл раствора буры, добавляют две-три капли метилоранжа и титруют 0,1 н.

раствором соляной (серной) кислоты до перехода окраски из желтой в бледно-розовую.

$$K = \frac{25}{n},$$

где n — число миллилитров 0,1 н. HCl (или H_2SO_4), пошедшей на титрование раствора буры.

Перекристаллизация буры. Кристаллическую буру растворяют в дистиллированной воде при температуре не выше 60°С до получения насыщенного раствора. В 100 мл воды растворяют следующие количества буры: при 0°С — 1,4 г, при 15°С — 6 г, при 50° — 27 г. Следовательно, при охлаждении 100 мл насыщенного раствора буры должно выкристаллизоваться около 20 г $Na_2B_4O_7 \cdot 10H_2O$. Горячий раствор фильтруют через бумажный складчатый фильтр, поместив под воронкой небольшую фарфоровую чашку, охлаждаемую холодной водой или снегом. Во время фильтрации раствор в чашке непрерывно перемешивают стеклянной палочкой. Выкристаллизовавшийся тетраборат натрия отфильтровывают, отжимают между листами чистой фильтровальной бумаги, рассыпают на фильтровальной бумаге и высушивают на воздухе в течение двух-трех дней.

Ход определения. В коническую колбу емкостью 250 мл переносят пипеткой 100 мл исследуемой профильтрованной воды, добавляют 5 капель индикатора фенолфталеина и пробу титруют 0,1 н. раствором соляной кислоты до обесцвечивания малиновой окраски. Затем в ту же пробу добавляют две-три капли индикатора метилоранжа и продолжают титровать 0,1 н. раствором соляной кислоты до перехода окраски из желтой в золотисто-оранжевую. Записывают объем 0,1 н. соляной кислоты, пошедшей на титрование с фенолфталеином, и общий объем 0,1 н. соляной кислоты, пошедшей на титрование с фенолфталеином и метилоранжем.

Примечание. При анализе проб с высокой щелочностью необходимый объем пробы помещают в коническую колбу для титрования и объем доводят до 100 мл дистиллированной водой. Если при титровании исследуемой воды с небольшой щелочностью расход 0,1 н. раствора соляной кислоты окажется менее 0,4 мл, то отбирают новую порцию анализируемой воды и титрование повторяют, используя при этом 0,01 н. раствор соляной кислоты.

Допустимое расхождение между результатами двух параллельных определений составляет 0,1 мг·экв/л.

Расчет. Общую щелочность определяют по формуле

$$X = \frac{\text{ТНК}1000}{V} \text{ мг·экв/л или}$$

$$X = \frac{\text{ТНК}40 \cdot 1000}{V} \text{ мг/л NaOH,}$$

где T — общий объем раствора соляной кислоты, пошедшей на титрование по фенолфталеину и метилоранжу, в мл; H — нормальность раствора; K — поправочный коэффициент для приведения раствора серной или соляной кислоты к данной нормальности; V — объем исследуемой воды, взятой для анализа, в мл; 40 — эквивалентная масса щелочи (NaOH).

Для расчета гидратной, карбонатной и бикарбонатной щелочности воды целесообразно пользоваться табл. 20.

Таблица 20

Показатели[1]	Гидраты	Карбонаты	Бикарбонаты
$P=0$	Нет	Нет	T
$P<\frac{1}{2}T$	Нет	$2P$	$T-2P$
$P=\frac{1}{2}T$	Нет	$2P$	Нет
$P>\frac{1}{2}T$	$2P-T$	$2(T-P)$	Нет
$P=T$	T	Нет	Нет

[1] P — объем 0,1н. соляной кислоты, пошедшей на титрование по фенолфталеину, в мл.
T — объем 0,1 н. соляной кислоты, пошедшей на титрование по фенолфталеину и метилоранжу, в мл.

Пример расчета. При титровании 100 мл пробы израсходовано по фенолфталеину 2,0 мл 0,1 н. HCl, по метилоранжу 3,5 мл 0,1 н. HCl, т. е. $P=2$ мл, $T=5{,}5$ мл или $P<{}^1/_2T$.

Из таблицы находим, что гидратов в анализируемой воде нет, содержание карбонатов

$$\frac{2P \cdot H \cdot K \cdot 1000}{V} = \frac{2 \cdot 2 \cdot 0{,}1 \cdot 1 \cdot 1000}{100} = 4 \text{ мг-экв/л},$$

содержание бикарбонатов

$$\frac{(T - 2P)\, HK1000}{V} = \frac{(5{,}5 - 4)\, 0{,}1 \cdot 1 \cdot 1000}{100} = 1{,}5 \text{ мг} \cdot \text{экв/л}.$$

Общая щелочность

$$\frac{\text{ТНК}1000}{V} = \frac{5{,}5 \cdot 0{,}1 \cdot 1 \cdot 1000}{100} = 5{,}5 \text{ мг.экв/л}.$$

Определение оптимальной дозы коагулянта методом пробной коагуляции воды

Пробная коагуляция производится при установлении режима обработки сточной воды и дает возможность подобрать подходящий вид и потребную дозу товарного коагулянта, а также расход кислоты или щелочи при необходимости регулирования pH воды.

Сущность пробной коагуляции сводится к следующему. Берут 3—4 одинаковых стеклянных цилиндра объемом 0,25—0,5 л. На каждом из цилиндров (если они не градуированы) делают две метки. Верхнюю ставят так, чтобы ниже ее помещалось 0,25—0,5 л. воды, а нижнюю — на 50 мл выше дна цилиндра. Наполнив цилиндры исследуемой водой, добавляют в них различные дозы товарного коагулянта (ориентировочно 50, 100, 150, 200 мг/л). Коагулянт удобно вводить в воду в виде 1%-ного раствора, 1 мл которого содержит 10 мг вещества. Затем содержимое каждого из цилиндров перемешивают путем десятикратного опрокидывания и ставят для отстоя и наблюдения. Получаемые в разных цилиндрах результаты оценивают по быстроте хлопьеобразования и степени осветления воды. Быстроту хлопьеобразования определяют визуально по времени появления в воде хорошо сформированных хлопьев. Для нормального хода флотационной очистки продолжительность образования таких хлопьев не должна превышать 1—2 мин. После 10 мин отстаивания из каждого цилиндра с помощью сифона, опущенного до нижней метки, отбирают пробу воды для определения прозрачности (по шрифту), по которой оценивается степень осветления.

При наличии достаточного опыта прозрачность воды можно оценивать на глаз. Так же приходится поступать и при плохом отделении от воды хлопьев коагулянта. Оптимальной дозой коагулянта считается та, которая дает заметную разницу в прозрачности очищенной воды по сравнению с меньшими дозами и небольшую разницу по сравнению с бóльшими.

Если время хлопьеобразования значительно превышает 1—2 мин или при коагуляции не происходит осветления, следует определить pH исходной воды и в зависимости от полученной величины установить необходимость подщелачивания, подкисления (иногда разбавления) воды или использования другого коагулянта.

Подщелачивание, как правило, требуется, когда естественная щелочность сточной воды недостаточна для полного гидролиза коагулянта, т. е. составляет меньше 1—2 мг·экв/л.

Подкисление или разбавление исходной воды используют при чрезмерной ее щелочности (pH>9) с целью разрушения устойчивых нефтяных эмульсий и создания благоприятных условий для коагуляции.

При использовании в качестве коагулянта глинозема оптимальные пределы pH составляют 7—8,5, при использовании солей железа — 6—9.

Исходя из этих условий, по вышеприведенной методике подбирают необходимую добавку щелочи или кислоты (или степень разбавления воды) и соответствующую этому оптимальную дозу коагулянта.

Определение содержания тетраэтилсвинца

Метод основан на цветной реакции иона свинца с сульфарсазеном, в результате которой образуется окрашенное соединение. Интенсивность окраски пропорциональна содержанию свинца. Мешающее влияние ионов других металлов (Zn^{+2}, Fe^{+3} и др.) устраняют добавлением «маскирующих» реагентов: железистосинеродистого калия и щавелевокислого аммония. Метод включает в себя следующие операции:

извлечение тетраэтилсвинца из сточной воды хлороформом;

разрушение его иодом при нагревании с образованием иодистого свинца;

сжигание или разложение органических примесей;

перевод соли свинца в уксуснокислый свинец;

реакция взаимодействия его в слабощелочной среде (pH=8,0÷9,0) с сульфарсазеном;

определение интенсивности окраски полученного соединения фотоколориметрически или сравнением со шкалой стандартов.

Чувствительность метода — 0,002 мг тетраэтилсвинца в анализируемом объеме.

Аппаратура:

фотоэлектроколориметр с набором кювет;

муфельная печь;

колбы мерные с пришлифованной пробкой на 50, 100, 250, 500, 1000 мл;

пипетки градуированные и с одной меткой на 1, 2, 5, 10, 15, 20, 50 мл;

микробюретки и бюретки на 2,5; 25; 50 мл;

цилиндры измерительные объемом 25, 100, 250, 500, 1000 мл;

пробирки колориметрические с пришлифованной пробкой на 10 и 20 мл;

воронки делительные вместимостью 250, 500, 1000 мл;

чашки выпарительные на 100 мл;

эксикатор;

колба перегонная;

баня водяная на шесть гнезд;

воронки химические диаметром 30 и 60 мм;

фильтры беззольные «синяя лента» диаметром 50 мм и «белая лента» диаметром 70 мм.

Реактивы:

1. Аммоний уксуснокислый х. ч. 3%-ный водный раствор.

2. Аммоний щавелевокислый, х. ч., 5%-ный водный раствор.

3. Дитизон (дифенилтиокарбазон), 0,01%- и 0,001%-ный раствор в хлороформе или четыреххлористом углероде. Навеску 0,01 г дитизона растворяют в 100 мл хлороформа или четыреххлористого углерода. Для приготовления 0,001%-ного раствора 10 мл полученного 0,01%-ного раствора разбавляют растворителем до 100 мл. Растворы хранят в затемненной полиэтиленовой посуде на холоде. Срок хранения 0,01%-ного раствора не более 3 недель.

4. Иод металлический, 5%-ный спиртовой раствор. Навеску 40 г иода растирают в ступе с 7 г иодистого калия и 14 г окиси кальция и возгоняют при медленном нагревании в широкогорлой конической колбе на 250 мл, в которую вставлена на пробке пробирка с холодной водой. Пробирку периодически меняют, снимают с нее кристаллы иода концом стеклянной трубки. При смене пробирки колбу немного охлаждают. Возгонку прекращают, когда в колбе остается небольшое количество паров иода. Перекристаллизацию производят 1—2 раза. Очищенный и перекристаллизованный иод собирают в бюксе, сушат в эксикаторе над едким калием (в течение ночи); 25 г осушенного иода растворяют в 300—400 мл ректификованного или перегнанного гидролизного спирта и доводят объем раствора до 500 мл спиртом.

5. Калий железистосинеродистый, свежеприготовленный 1%-ный раствор.

В дистиллированной воде растворяют 1 г железистосинеродистого калия $K_4Fe(CN)_6 \cdot 3H_2O$ и доводят объем до 100 мл.

6. Калий иодистый.

7. Окись кальция. При отсутствии готовой окиси кальция прокаливают углекислый кальций в муфеле при температуре 650—700°С до появления щелочной среды при растворении полученной окиси кальция в воде;

8. Кислота соляная, х. ч., 0,1 н. и 2,0 н. растворы (фиксаналы).

9. Кислота соляная концентрированная, х. ч.

10. Кислота азотная концентрированная, х. ч.

11. Царская водка. Приготовляют перед применением путем смешения азотной и соляной концентрированных кислот в соотношении 1 : 3.

12. Кислота серная концентрированная, х. ч.

13. Натрий тетраборнокислый (бура), 0,05 молярный водный раствор.

В небольшом количестве свежепрокипяченной и охлажденной дистиллированной воды растворяют 19,07 г тетраборнокислого натрия (х. ч., ч. д. а. или перекристаллизованного) и доводят объем в мерной колбе до 1 л.

14. Сульфарсазен (плюмбон ИРЕА) 0,05%-ный раствор в 0,05 молярном растворе тетраборнокислого натрия. В 100 мл 0,05 молярного раствора тетраборнокислого натрия растворяют 0,05 г сульфарсазена. Рас-

твор должен храниться в затемненном месте не более двух недель;

15) хлороформ х. ч. или ч. д. а.;

16) спирт этиловый ректификованный;

17) вода дистиллированная;

18) основной стандартный раствор азотнокислого свинца.

Навеску 1,0240 г азотнокислого свинца ч. д. а., перекристаллизованного и высушенного до постоянной массы (веса) при температуре 100—105° С, переносят в мерную колбу объемом 1 л, растворяют в небольшом количестве дистиллированной воды, добавляют одну-две капли концентрированной азотной кислоты (до растворения образовавшейся мути), доводят до метки дистиллированной водой и тщательно перемешивают содержимое колбы; 1 мл основного раствора соответствует 1 мг тетраэтилсвинца.

19. Рабочий стандартный раствор № 1 : 5 мл основного стандартного раствора разбавляют в мерной колбе до объема 0,5 л раствором 3%-ного уксуснокислого аммония; 1 мл полученного раствора соответствует 0,01 мг тетраэтилсвинца.

20. Рабочий стандартный раствор № 2: 10 мл основного стандартного раствора разбавляют в мерной колбе до объема 0,5 л раствором 3%-ного уксуснокислого аммония, 1 мл полученного раствора соответствует 0,02 мг тетраэтилсвинца.

Рабочие стандартные растворы № 1 и № 2 готовят непосредственно перед приготовлением шкалы и построением градуировочного графика.

Приготовление шкалы стандартов и построение градуировочного графика

В шесть колориметрических пробирок последовательно вносят из микробюретки 0,2; 0,5; 1,0; 1,5; 2,0; 3,0 мл рабочего стандартного раствора азотнокислого свинца № 1, а в седьмую — 2,0 мл рабочего стандартного раствора № 2. Это соответствует содержанию тетраэтилсвинца 0,002; 0,005; 0,010; 0,015; 0,020; 0,030; 0,040 мг. Объем раствора в пробирках доводят 3%-ным уксуснокислым аммонием до 3 мл, добавляют в них 0,2 мл 0,1 н. раствора соляной кислоты и доводят 0,05 М

раствором тетраборнокислого натрия объем в пробирках примерно до 8,5 мл. Затем добавляют 0,2 мл свежеприготовленного 1%-ного раствора железистосинеродистого калия, 0,3 мл 5%-ного раствора щавелевокислого аммония, 0,5 мл 0,05%-ного раствора сульфарсазена и доводят объем в пробирках до 10 мл раствором буры. После прибавления каждого раствора их содержимое перемешивают.

Одновременно со шкалой готовят контрольный раствор («нулевой»), в котором тетраэтилсвинец отсутствует. Для этого в пробирку вносят 3 мл 3%-ного уксуснокислого аммония и добавляют все остальные растворы, как указано выше. Шкала сохраняется в течение суток.

При фотоколориметрическом определении через 20 мин измеряют оптическую плотность окрашенных растворов по отношению к контрольному, используя зеленый светофильтр (λ=515 ммк) и кюветы с толщиной исследуемого слоя 20 мм.

На основании полученных данных строят градуировочный график, откладывая по оси абсцисс содержание тетраэтилсвинца в стандартных растворах (мг), а по оси ординат — соответствующую им оптическую плотность.

Градуировочный график проверяют раз в два месяца. При смене реактивов, а также в случае ремонта фотоэлектроколориметра шкалу стандартов колориметрируют заново.

Подготовка к испытанию. Анализ проводится с тетраэтилсвинцом концентрации 10^{-3}—10^{-6} г/л, поэтому необходимо тщательно очищать посуду от следов свинца и тетраэтилсвинца.

Чисто вымытую посуду заливают хромовой смесью (выпарительные чашки и колориметрические пробирки выдерживают не менее часа), промывают водой, содой, дистиллированной водой, сушат и проверяют на чистоту дитизоном. Для этого наливают 2—3 мл 0,001%-ного раствора дитизона, ополаскивают им посуду, дают постоять 2 мин и окрашенный раствор сливают.

При изменении окраски посуду очищают дитизоном, пока его цвет не перестанет изменяться. После этого посуду промывают чистым растворителем (хлороформом или четыреххлористым углеродом) и дистиллированной водой.

Пробу сточной воды, отобранную в объеме не менее 1 л, тщательно перемешивают. В зависимости от предполагаемого содержания тетраэтилсвинца (ТЭС) для анализа, в делительную воронку, берут объем воды, руководствуясь табл. 21.

Таблица 21

Содержание ТЭС, мг/л	Объем пробы сточной воды, мл
До 0,04	1000
От 0,04 до 0,1	500
От 0,1 до 1,0	200
От 1,0 до 5,0	100

Если сточная вода сильно загрязнена органическими примесями, в делительную воронку добавляют коагулянт — сернокислый алюминий из расчета 0,2—0,3 г/л.

Если при экстрагировании тетраэтилсвинца получается экстракт темно-желтого цвета, сточную воду перед экстрагированием обрабатывают 1%-ным раствором едкого калия до pH$\leqslant$10 (8—16 мл раствора на 1 л сточной воды перемешивают и выдерживают в течение 10—20 мин).

Ход определения. К сточной воде в делительной воронке добавляют 25 мл хлороформа, энергично перемешивают в течение 3—5 мин и ставят на отстаивание до разделения слоев. После отстоя нижний слой (раствор тетраэтилсвинца в хлороформе) сливают через бумажный фильтр «белая лента» в мерную колбу объемом 100 мл. Экстрагирование повторяют еще 3 раза порциями хлороформа по 25 мл, фильтр промывают хлороформом. Профильтрованный экстракт и хлороформ от промывки фильтра собирают в ту же колбу, доводят объем до метки хлороформом, после чего тщательно перемешивают содержимое колбы.

При содержании тетраэтилсвинца менее 0,04 мг/л профильтрованный экстракт сливают в фарфоровую чашку. В остальных случаях экстракт из мерной колбы отбирают пипеткой с помощью резиновой груши и переносят в фарфоровые выпарительные чашки в следующих количествах: при содержании тетраэтилсвинца 0,04—0,1 мг/л по 50 мл в 2 чашки; 0,1—1,0 мг/л по 30—20 мл в 3 чашки; 1,0—5,0 мг/л по 10 мл в 3 чашки.

Анализируемый объем экстракта должен содержать 0,002—0,04 мг тетраэтилсвинца.

Для разложения тетраэтилсвинца к экстракту в фарфоровых чашках прибавляют по 4 мл 5%-ного спиртового раствора иода; спустя 2—3 мин устанавливают чашки на горячую водяную баню. При закипании экстракта добавляют еще по 2 мл 5%-ного раствора иода и выпаривают содержимое чашек досуха.

Для разложения образовавшейся пленки органических примесей в каждую чашку добавляют по 1 мл свежеприготовленной царской водки, перемешивают, поворачивая чашку, а затем выпаривают содержимое чашек на закрытой электроплитке при температуре не выше 400° С, оставляя на дне чашки одну-две капли жидкости. В процессе анализа нужно следить, чтобы в чашки не попали примеси металлов. Для переноса чашек следует применять щипцы с резиновыми наконечниками.

Обработку царской водкой можно не проводить, если анализируется сточная вода, прошедшая очистные сооружения.

К остатку в каждой чашке приливают по 4 мл горячего 3%-ного раствора уксуснокислого аммония, ставят чашки на керамическую электроплитку и, помешивая для растворения солей свинца, выпаривают их содержимое до 3—2,5 мл. После охлаждения раствор из чашек, не взмучивая осадка, переносят в градуированные колориметрические пробирки. Чашки дважды ополаскивают порциями по 2 мл 0,05 молярного раствора тетраборнокислого натрия, присоединяя промывной раствор к раствору в пробирках. Если раствор в фарфоровой чашке или пробирке мутный и содержит всплывшие частицы осадка, его фильтруют в градуированную пробирку через фильтр «синяя лента», помещенный в химическую воронку $d=30$ мм и предварительно промытый 3%-ным раствором уксуснокислого аммония. После фильтрации фильтр промывают из бюретки раствором тетраборнокислого натрия, сливая раствор в ту же градуированную пробирку.

Если анализируемая сточная вода сильно загрязнена смесью нефтепродуктов, то после выпаривания хлороформного экстракта с раствором иода может образоваться остаток, плохо разрушаемый царской водкой и

препятствующий растворению Pb^{++}. В этом случае остаток обрабатывают 1 мл концентрированной серной кислоты для окисления органических веществ, выпаривают досуха (до прекращения выделения белых паров) на керамической электроплитке, после чего сухой остаток осторожно прокаливают в муфеле при температуре 450—500°С во избежание улетучивания солей свинца до озоления остатка.

Остаток в чашках растворяют в уксуснокислом аммонии, как указывалось выше, промывают раствором тетраборнокислого натрия, собирая раствор в колориметрические пробирки.

В пробирки вносят из микробюретки по 0,2 мл 0,1 н. раствора соляной кислоты, 0,05 молярный раствор тетраборнокислого натрия до объема 8,5 мл, добавляют по 0,2 мл свежеприготовленного 1%-ного раствора железистосинеродистого калия, 0,3 мл 5%-ного раствора щавелевокислого аммония, 0,05%-ного раствора сульфарсазена и доводят объем до 10 мл раствором тетраборнокислого натрия. После добавления каждого раствора содержимое пробирок перемешивают.

Одновременно готовят «нулевой» раствор. Для этого в градуированную пробирку вносят 3 мл 3%-ного раствора уксуснокислого аммония и добавляют все остальные растворы, как указывалось выше.

Через 20 мин определяют оптическую плотность исследуемых растворов на фотоэлектроколориметре в сравнении с «нулевым» раствором. По величине оптической плотности с помощью градуировочного графика определяют содержание тетраэтилсвинца в анализируемом объеме экстракта.

Одновременно с анализом сточной воды определяют «поправку» на реактивы. Для этого ставят «холостой опыт» — производят три контрольных определения с объемом хлороформа, равным объему экстракта, отбираемого на анализ из мерной колбы.

За оптическую плотность в «холостом опыте» принимают среднеарифметическое из результатов трех определений. По градуировочному графику находят «поправку» на реактивы в миллиграммах тетраэтилсвинца.

При визуальном колориметрировании содержание тетраэтилсвинца определяют путем сравнения интенсивности окрашивания растворов исследуемых и «холосто-

го опыта» со шкалой стандартов. Интенсивность окрашивания рассматривается сверху вниз на белом фоне.

Расчет. Содержание тетраэтилсвинца в сточной воде (в мг/л) как при фотометрическом, так и при визуальном колориметрировании вычисляют по формуле

$$X = \frac{(c - a)V_1 \cdot 1000}{V\ V_2},$$

где c — содержание тетраэтилсвинца в анализируемом объеме экстракта в мг; a — поправка на содержание свинца в реактивах в мг; V — объем сточной воды, взятой на анализ, в мл; V_1 — общий объем хлороформного экстракта, в мл; V_2 — объем экстракта, взятый для анализа, в мл; 1000 — коэффициент для пересчета на 1 л сточной воды.

Допустимое расхождение между результатами параллельных определений при содержании тетраэтилсвинца выше 0,01 мг/л — не более 15% от среднеарифметического результата, если анализ проводится с царской водкой или ускоренным способом (без обработки царской водкой или серной кислотой), и не более 20%, если анализ проводится с обработкой серной кислотой и прокаливанием. При содержании тетраэтилсвинца 0,01 мг/л и менее оно не должно превышать 0,0025 мг/л.

Определение объема оседающих веществ

Количество осадка по объему выражается в миллилитрах на литр воды через 2 ч отстаивания.

Аппаратура. Конусы Имгоффа или цилиндры Лысенко объемом 500 или 1000 мл с делениями в нижней части цилиндра, соответствующими 0,1 мл.

Ход определения. Тщательно взбалтывают сточную воду и наполняют ею цилиндр Лысенко до 500 или 1000 мл. Через 1 ч 45 мин осторожным поворачиванием цилиндра вокруг своей оси вызывают сползание осадка, осевшего на стенках сосуда. Через 10 мин повторяют это вращение. Через 5 мин, следовательно, через 2 ч от начала отстаивания, отсчитывают объем осадка и пересчитывают его на 1 л.

В некоторых случаях интересные данные можно получить через сутки отстаивания.

Для того чтобы охарактеризовать не только количество осадка, но и скорость его осаждения (динамику осаждения), определяют объем осевшей части осадка в течение первого часа через 15, 30, 60 мин, затем через 1,5; 2; 3—4 ч от начала. За 5 мин до отсчета цилиндр поворачивают, как было указано выше. Обычно достаточным является наблюдение в продолжение первых двух часов, в дальнейшем объем осадка меняется медленно.

Определение химического потребления кислорода (бихроматной окисляемости)

Химическое потребление кислорода (ХПК) характеризует загрязненность сточных вод органическими соединениями и выражается в миллиграммах кислорода на 1 л испытуемой воды.

Величина ХПК зависит от применяемого окислителя (иодат, бихромат или перманганат калия), структуры органических соединений, подвергаемых окислению, и условий анализа (температура, катализатор, время).

Для нефтесодержащих сточных вод следует применять в качестве окислителя бихромат калия, наиболее полно окисляющий органику, содержащуюся в сточных водах. Количество способного к окислению органического вещества пропорционально потребленному бихромату калия. Окисление органических веществ ускоряется и охватывает почти все из них, если в качестве катализатора применяется сульфат серебра.

Если в анализируемой сточной воде содержатся хлориды, то приходится выбирать один из следующих путей:

а) вводить сульфат серебра в количестве, достаточном для связывания всех хлорид-ионов, и даже с некоторым избытком. При большом содержании хлоридов в пробе сточной воды результаты определения получаются несколько завышенными, так как часть хлорид-ионов из осадка хлорида серебра окисляется с выделением элементарного хлора;

б) совсем не прибавлять катализатор. Тогда хлорид-ионы окислятся количественно и можно будет ввести поправку, исходя из соотношения: на 1 мг хлорид-ионов расходуется 0,23 мг кислорода. Однако в этом случае окислится лишь небольшая часть алифатических соединений с прямой цепью атомов углерода;

в) если фильтрование сточной воды допустимо, то можно профильтровать пробу анализируемой сточной воды через небольшое количество предварительно прокаленного асбеста, помещенного в воронку или тигель Гуча, и промыть осадок водой до удаления хлоридов. В фильтрате осадить хлорид-ионы сульфатом серебра, отфильтровать осадок хлорида серебра через тигель Гуча или стеклянный фильтрующий тигель и промыть его водой. В полученном фильтрате можно определять окисляемость или непосредственно (определяется окисляемость фильтрованной воды), или сначала присоединив к фильтрату волокна асбеста с ранее отделенным осадком грубодисперсных примесей (определяется суммарная окисляемость обеих фаз сточной воды).

Аппаратура и реактивы. 1. Прибор для определения ХПК, состоящий из обратного шарикового холодильника и колбы на 200—250 мл, соединенных на шлифах. Песчаная баня.

2. Серная кислота, ч. д. а. или х. ч. (плотность 1,84 г/см^3).

3. Сернокислое серебро (сульфат серебра), кристаллическое, ч. д. а. При отсутствии сернокислого серебра оно может быть приготовлено из азотнокислого следующим способом: к раствору 34,2 г $AgNO_3$ в 20 мл горячей дистиллированной воды добавляют профильтрованный горячий раствор сернокислого аммония (13,2 г $(NH_4)_2SO_4$ в 20 мл дистиллированной воды). По охлаждении кристаллический осадок сернокислого серебра отфильтровывают через бумажный фильтр на воронке Бюхнера, промывают холодной дистиллированной водой до полного удаления следов азота и сушат сначала на воздухе, а затем в эксикаторе, прикрыв сверху фильтровальной бумагой. Сушить надо в темном месте.

4. Бихромат калия — 0,25 н. раствор. Готовится из фиксаналов или 12,258 г бихромата калия, предварительно высушенного в течение 2 ч при 105°С, растворяют в дистиллированной воде и раствор разбавляют до 1 л.

5. Бихромат калия, 0,025 н. раствор: 100 мл 0,25 н. раствора бихромата калия разбавляют дистиллированной водой до 1 л.

6. Соль Мора — сульфат железа (II) и аммония — 0,25 н. титрованный раствор. Растворяют 98 г

$Fe(NH_4)_2(SO_4)_2 \cdot 6H_2O$ ч. д. а. в дистиллированной воде, прибавляют 20 мл концентрированной серной кислоты и после охлаждения разбавляют дистиллированной водой до 1 л. Титр этого раствора должен устанавливаться после каждой серии определений по титрованному раствору бихромата калия. Разбавляют 25 мл 0,25 н. раствора бихромата калия дистиллированной водой до 250 мл, прибавляют 20 мл концентрированной серной кислоты и после охлаждения титруют раствором соли Мора при добавлении трех-четырех капель раствора ферроина или дифениламина (или 10—15 капель фенилантраниловой кислоты или дифениламинсульфоната).

Поправочный коэффициент

$$K = \frac{a\, N_{K_2Cr_2O_7}}{b\, N_{\text{соль Мора}}},$$

где a — число миллилитров 0,25 н. раствора бихромата калия; b — число миллилитров 0,25 н. раствора соли Мора; $N_{K_2Cr_2O_7}$ — нормальность раствора бихромата калия; $N_{\text{соль Мора}}$ — нормальность раствора соли Мора.

7. Соль Мора — 0,025 н. раствор. Приготовляют соответствующим разбавлением 0,25 н. раствора. Титр устанавливается так же, как и 0,25 н. раствора.

8. Индикаторы:

1) фенилантраниловая кислота. Растворяют 0,25 г в 12 мл 0,1 н. раствора едкого натра и разбавляют водой до 250 мл;

2) дифениламинсульфонат натрия или бария — 0,2%-ный водный раствор;

3) ферроин — индикаторный раствор. Растворяют 1,485 г моногидрата 1,10 — фенантролина и 0,695 г $FeSO_4 \cdot 7H_2O$ ч. д. а. в дистиллированной воде и доводят объем до 100 мл;

4) дифениламин — 1%-ный раствор в концентрированной серной кислоте.

Ход определения. При предполагаемой окисляемости исследумой пробы сточной воды менее 50 мг/л используют для окисления 0,025 н. раствор бихромата калия, в остальных случаях — 0,25 н. раствор. Сильно загрязнен-

ные воды разбавляют перед определением дистиллированной водой так, чтобы расход бихромата калия не превышал 20 мл. Пробы перед разбавлением перемешивают.

Сточной воды 50 мл или меньший ее объем, доведенный до 50 мл дистиллированной водой, переносят в круглодонную колбу объемом 250 мл, прибавляют туда 25 мл титрованного раствора бихромата калия, всыпают сульфат серебра в количестве, достаточном для осаждения хлорид-ионов, и сверх того 0,3—0,4 г и осторожно, малыми порциями вливают 75 мл концентрированной серной кислоты, тщательно перемешивая смесь после добавления каждой порции. Затем вводят в колбу несколько стеклянных бусинок или кусочков пемзы, закрывают пробкой и кипятят на слабом огне в течение 2 ч (время кипячения следует устанавливать опытным путем, в некоторых случаях оно может быть более 2 ч). Затем охлаждают, обмывают стенки холодильника 25 мл дистиллированной воды и переносят содержимое колбы в коническую колбу объемом 500 мл, обмывая несколько раз стенки первой колбы дистиллированной водой. Доливают дистиллированную воду до объема 350 мл, вводят три-четыре капли раствора ферроина или дифениламина (10—15 капель раствора фенилантраниловой кислоты или дифениламинсульфоната) и оттитровывают избыток бихромата калия титрованным раствором соли Мора до изменения окраски.

Проводят холостой опыт. Для этого берут 50 мл дистиллированной воды и проводят ее через все ступени анализа.

Примечание. Необходимо следить, чтобы при кипячении сохранялся золотисто-желтый оттенок жидкости. Если же проба становится желто-зеленой, значит добавленного количества бихромата не хватает на полное окисление. В этом случае надо уменьшить количество анализируемой воды. Во всех случаях должно строго соблюдаться равенство объемов кислоты и суммарного объема: бихромат + исследуемая вода.

Расчет. Бихроматную окисляемость, или химическое потребление кислорода (ХПК), выражаемое числом миллиграммов кислорода на 1 л сточной воды, определяют по формуле

$$ХПК = \frac{(a-b)\,NK8\cdot 1000}{V},$$

где a — объем раствора соли Мора, израсходованной на титрование в холостом опыте, в мл; b — объем того же раствора, израсходованного на титрование пробы, в мл; K — поправочный коэффициент к нормальности титрованного раствора соли Мора; N — нормальность титрованного раствора соли Мора; V — объем анализируемой сточной воды в мл; 8 — грамм-эквивалент кислорода.

Если определение проводилось без добавления катализатора (сульфата серебра) и проба содержала хлорид-ионы, то из найденного значения ХПК вычитают поправку—произведение содержания хлорид-ионов (в мг/л) на 0,23. Результаты округляют до целых миллиграммов.

Допустимое расхождение результатов двух параллельных определений — 10%.

Ускоренный метод определения ХПК

Метод предназначен для ежедневного контроля работы очистных сооружений. Результаты определения, как правило, получаются несколько ниже по сравнению со стандартным методом, описанным выше (определяется 78—82% органических веществ). Рекомендуется периодически проводить определения обоими методами для нахождения приблизительного коэффициента пересчета.

Главная особенность ускоренного метода — повышенная концентрация серной кислоты. Нагревание извне не требуется; температура повышается за счет тепла, выделяющегося при смешении воды с концентрированной серной кислотой.

Ход определения. Если окисляемость анализируемой воды в пределах 500—4000 мгO_2/л, для анализа берут 1 мл пробы; если окисляемость 50—500 мгO_2/л, отбирают 5 мл пробы; если окисляемость выше 4000 мгO_2/л, пробу предварительно разбавляют; если же она ниже 50 мгO_2/л, метод этот применять нельзя.

В пробу вводят 2,5 мл 0,25 н. раствора бихромата калия, затем 0,2 г сульфата ртути (II) и при перемешивании — концентрированную серную кислоту (7,5 мл на 1 мл пробы, 15 мл на 5 мл пробы). При этом температура раствора повышается более 100° С. Через 2 мин охлаждают раствор до комнатной температуры, прилива-

ют 100 мл дистиллированной воды и титруют избыток бихромата, как в стандартном методе.

Примечание. Определение можно вести без сульфата ртути (II). Тогда на хлориды вводится поправка: 1 мг хлора соответствует 0,15 мг кислорода (теоретически 1 мг хлора соответствует 0,23 мг кислорода).

Определение нитритов

Нитриты являются промежуточным продуктом микробиального окисления аммиака или восстановления нитратов.

Определение основано на диазотировании сульфаниловой кислоты присутствующими в пробе нитритами и реакции полученной соли с α-нафтиламином, в результате которой образуется красно-фиолетовый азокраситель.

Интенсивность окраски пропорциональна концентрации нитритов. Протекание реакции зависит от pH среды.

Без разбавления пробы можно определить визуально от 0,002 до 0,025 мг/л NO_2^-, колориметрически — в зависимости от примененного фотометра (фотоэлектроколориметр, спектрофотометр) от 0,001 до 0,6 мг/л. Точность определения $\pm$0,002 мг/л.

Определению мешают взвешенные вещества и мутность воды. Поэтому перед анализом пробу следует профильтровать. Если мутность фильтрованием не устраняется и сточные воды содержат коллоидные вещества, необходимо пробу осветлить коагулированием гидроокисью алюминия: к 100 мл пробы прибавляют около 0,5 г активного угля, 1 мл 12,5%-ного сульфата алюминий — калия, раствор аммиака до получения pH=5,8. После взбалтывания осадку дают осесть до полного осветления пробы. Фильтруют через сухой плотный фильтр «синяя лента». Первые порции фильтрата отбрасывают, для определения берут часть фильтрата. Осветление можно производить также взбалтыванием 100 мл пробы с 2 мл суспензии гидроокиси алюминия.

Слабое окрашивание и незначительная мутность воды учитываются поправкой по «холостой пробе», к которой добавляют раствор сульфаниловой кислоты.

В анализируемой пробе не должны присутствовать сильные окислители или восстановители. Влияние их устраняют соответствующим разбавлением.

Определение нитритов следует проводить немедленно после взятия пробы, потому что превращение их в нитраты или аммиак под действием микроорганизмов происходит непрерывно. Процесс можно задержать не более чем на сутки введением в пробу серной кислоты до pH=2÷3.

Аппаратура. Цилиндры Генера или Несслера, фотоэлектроколориметр или спектрофотометр.

Реактивы. 1. Дистиллированная вода, не содержащая нитритов. Она применяется для приготовления всех реактивов.

К 1 л дистиллированной воды приливают 1 мл концентрированной серной кислоты, 0,2 мл 50%-ного раствора $MnSO_4 \cdot 5H_2O$ и 1—3 мл 0,4%-ного раствора $KMnO_4$. Жидкость должна стать розовой. Через 15 мин ее обесцвечивают, прибавляя по каплям 0,09%-ный раствор оксалата аммония.

Для очистки дистиллированной воды от нитритов можно также прилить к ней щелочной раствор перманганата и провести перегонку, отбрасывая первые 50 мл отгона. При этом следует применять хороший каплеуловитель, чтобы перманганат не попал в отгон.

2. Сульфаниловая кислота. Растворяют 0,6 г сульфаниловой кислоты х. ч. в 70 мл горячей дистиллированной воды, охлаждают, прибавляя 20 мл концентрированной хлористоводородной кислоты, разбавляют до 100 мл дистиллированной водой и тщательно перемешивают.

3. Альфанафтиламин гидрохлорид (или основание α-нафтиламина), раствор. Смешивают 0,6 г гидрохлорида α-нафтиламина с 1 мл концентрированной хлористоводородной кислоты (или 0,48 г основания α-нафтиламина с 1,4 мл концентрированной хлористоводородной кислоты) и разбавляют раствор дистиллированной водой до 100 мл.

4. Ацетат натрия, 2 М раствор. Растворяют 27,2 г $CH_3COONa \cdot 3H_2O$ в дистиллированной воде, раствор фильтруют (если требуется) и разбавляют до 100 мл.

5. Нитрит натрия. Основной раствор. Растворяют 0,1497 г $NaNO_2$ ч. д. а., высушенного при 105° С, в дистиллированной воде (лучше в стерилизованной) и доводят водой до 1 л. Раствор консервируют добавлением 1 мл хлороформа и сохраняют в холодном месте; он ус-

тойчив в течение месяца. В 1 мл раствора содержится 0,1 мг NO_2.

Рабочий раствор I. Разбавляют 100 мл основного раствора дистиллированной водой до 1 л. Раствор должен быть всегда свежеприготовленным; 1 мл этого раствора содержит 0,010 мг NO_2^-.

Рабочий раствор II. Разбавляют 50 мл рабочего раствора I дистиллированной водой до 1 л. Раствор должен быть всегда свежеприготовленным. 1 мл его содержит 0,0005 мг NO_2^-.

6. Гидроокись алюминия, суспензия. Растворяют 125 г алюмо-аммонийных квасцов в 1 л воды, нагревают раствор до 60° С и медленно при непрерывном перемешивании прибавляют 55 мл концентрированного раствора аммиака. Дают смеси постоять около 1 ч, переносят в большую бутыль (около 8 л) и промывают осадок гидроокиси алюминия многократной декантацией дистиллированной водой до удаления хлоридов, нитритов, нитратов и аммиака.

Фотоколориметрическое определение

Построение калибровочной кривой. Готовят серию эталонных растворов, наливая в мерные колбы объемом 50 мл следующие количества рабочего стандартного раствора II: 0,2; 0,5; 1,0; 2,0; 4,0; 6,0; 8,0; 10,0 мл, разбавляют их до 50 мл дистиллированной водой и далее поступают, как указано в ходе определения, измеряют оптическую плотность на фотоколориметре, пользуясь кюветами с расстоянием между гранями 5 см и зеленым светофильтром (λ=520 ммк).

Нулевую точку фотоколориметра устанавливают по контрольной пробе (50 мл дистиллированной воды, к которой добавлены те же реактивы, что и к исследуемым растворам). По полученным данным строят калибровочную кривую, откладывая по оси абсцисс содержание нитритов в эталонных растворах, а по оси ординат — соответствующие им оптические плотности.

Ход определения. В мерную колбу объемом 50 мл отбирают такое количество профильтрованной сточной воды, чтобы в ней содержалось от 0,3 до 15 мкг нитритионов, нейтрализуют титрованным раствором кислоты и щелочи до pH=6,5÷7,5 (необходимое количество кисло-

ты или щелочи находят титрованием другой порции фильтрата по бромтимоловому синему или феноловому красному) и разбавляют водой, не содержащей нитритов, до 50 мл. Затем прибавляют 1 мл раствора сульфаниловой кислоты и тщательно перемешивают. Значение pH полученной смеси должно быть около 1,4. Дают постоять от 3 до 10 мин, затем приливают 1,0 мл раствора α-нафтиламина, 1,0 мл раствора ацетата натрия и хорошо перемешивают. Полученный окрашенный раствор должен иметь pH от 2 до 2,5. Через 10—30 мин определяют его оптическую плотность на фотоколориметре.

Расчет. Содержание нитритов (в мг/л) вычисляют по формуле

$$X = \frac{c \cdot 1000}{V},$$

где c — содержание нитритов, найденное по калибровочной кривой, в мг; V — объем пробы, взятой для анализа, в мл.

Визуальное определение

При визуальном определении одновременно с пробой готовят серию стандартных растворов в цилиндрах Несслера или Генера. В цилиндры объемом 50 мл вносят 0; 0,2; 0,5; 1,0; 1,5; 2,0; 2,5; 3,0 мл и т. д. рабочего стандартного раствора II (в зависимости от предполагаемого содержания нитритов в анализируемой пробе), доводят объемы до 50 мл дистиллированной водой.

Далее так же, как при фотометрическом определении, приливают по 1 мл растворов сульфаниловой кислоты, α-нафтиламина и ацетата натрия. Через 20 мин определяют, какому стандартному раствору соответствует окраска анализируемой пробы.

Определение нитратов

Нитраты встречаются почти во всех видах вод. По содержанию нитратов можно судить о процессе нитрификации в сооружениях биологической очистки.

Существует несколько методов определения нитратов в сточных водах:

1) с применением фенолдисульфоновой кислоты при содержании NO_3^- 0,5—50 мг/л;

2) колориметрический метод с салицилатом натрия при содержании NO_3^- 0,1—20 мг/л;

3) полярографический метод, когда содержание NO_3^- 5—10 мг/л;

4) метод восстановления сплавом Деварда до аммиака с последующей перегонкой можно использовать, когда содержание NO_3^- более 5 мг/л;

5) колориметрический метод с восстановлением нитратов до нитритов гидразином. Он применим для концентраций NO_3^- 0,01—2 мг/л. В этом методе, если в растворе присутствуют нитриты, содержание нитратов находят по разности.

Если проба не была обработана в день отбора, ее хранят в холодильнике или консервируют добавлением 1 мл концентрированной серной кислоты или 2—4 мл хлороформа на 1 л воды.

Для определения нитратов в биологически очищенных сточных водах рекомендуется колориметрический метод с салицилатом натрия.

Определение основано на реакции нитратов с салицилатом натрия в кислой среде, сопровождающейся образованием окрашенной в желтый цвет соли нитросалициловой кислоты.

Коллоидные органические и окрашенные вещества, присутствующие в пробе, мешают определению. Их удаляют следующим образом: к 150 мл пробы прибавляют 3 мл суспензии гидроокиси алюминия (см. определение нитритов), тщательно перемешивают, оставляют несколько минут стоять и затем фильтруют. Первые порции фильтрата отбрасывают.

Если сухой остаток после прибавления серной кислоты окрасится присутствующими растворенными органическими веществами, то этот метод неприменим.

Определению мешают хлориды в количествах, превышающих 200 мг/л.

Удаление хлоридов осуществляют следующим образом. Предварительно определяют содержание хлоридов в пробе. К 100 мл пробы прибавляют эквивалентное количество раствора сульфата серебра (4,4 г Ag_2SO_4 ч. д. а., свободного от нитратов, растворяют в дистиллированной воде и доводят до 1 л; 1 мл раствора соответствует 1 мг Cl^-). Осадок хлорида серебра отфиль-

тровывают или центрифугируют после предварительного нагревания смеси. Целесообразно оставить смесь на ночь в темном месте. Допускается устранение мешающего влияния хлоридов простым разбавлением пробы. Железо мешает определению в количестве более 5 мг/л. Мешающее влияние большой концентрации железа или других катионов можно устранить фильтрованием через катионит. Его также можно предварительно отделить обработкой суспензией гидроокиси алюминия.

Нитриты при содержании их, превышающем 1—2 мг/л, оказывают влияние на результат определения нитратов. Содержание 20 мг/л NO_2^- повышает найденный результат определения нитратов на 1 мг/л. Нитрит-ионы в количестве более 2 мг/л следует удалять выпариванием 20 мл пробы досуха на водяной бане с добавлением 0,05 г сульфата аммония.

Аппаратура и реактивы. 1. Фотометр или фотоэлектроколориметр с фиолетовым светофильтром (λ=410 ммк).

2. Кюветы с толщиной слоя (расстояние между стенками кюветы) 1—5 см или набор цилиндров Несслера объемом 50 мл.

3. Водяная баня.

4. Салицилат натрия, 0,5%-ный водный раствор (всегда свежеприготовленный).

5. Серная кислота ч. д. а. концентрированная, свободная от нитратов.

6. Едкий натр и сегнетова соль, раствор 400 г NaOH ч. д. а. и 60 г сегнетовой соли ч. д. а. растворяют в дистиллированной воде и после охлаждения доводят до 1 л.

7. Нитрат калия. Основной раствор. Растворяют 0,1631 г KNO_3 ч. д. а. высушенного при 105° С, в дистиллированной воде, прибавляют 1 мл хлороформа и разбавляют водой до 1 л; 1 мл этого раствора содержит 0,100 мг NO_3^-.

Рабочий раствор: 10 мл основного раствора разбавляют дистиллированной водой до 100 мл; всегда применяют свежеприготовленный раствор; 1 мл этого раствора содержит 0,01 мг NO_3^-. Отбирают 0; 0,5; 1,0... 20,0 мл рабочего стандартного раствора нитрата калия, доводят дистиллированной водой до 20 мл, затем поступают, как описано в ходе определения, находят оптическую

плотность и строят калибровочный график в координатах: оптическая плотность — концентрация нитрат-ионов.

Ход определения. К 20 мл пробы прибавляют 2 мл раствора салицилата натрия и выпаривают в фарфоровой чашке на водяной бане досуха. После охлаждения сухой остаток увлажняют 2 мл серной кислоты и оставляют стоять 10 мин.

Содержимое чашки разбавляют 15 мл дистиллированной воды, приливают 15 мл раствора едкого натра и сегнетовой соли, переносят в мерную колбу объемом 50 мл, обмывая стенки чашки дистиллированной водой. После охлаждения до комнатной температуры доводят объем до метки дистиллированной водой и окрашенный раствор колориметрируют. В течение 10 мин после прибавления раствора едкого натра окраска не изменяется. Из найденных значений оптической плотности вычитают оптическую плотность холостой пробы, приготовленной тем же способом с дистиллированной водой, и по калибровочному графику находят содержание нитратов.

Расчет. Содержание нитратов (в мг/л) вычисляют по формуле

$$N = \frac{c \cdot 1000}{V},$$

где c — содержание нитратов, найденное по калибровочной кривой, в мг; V — объем пробы, взятой для анализа, в мл.

Визуальное определение

Для визуального определения готовят серию стандартных растворов в цилиндрах Несслера или Генера объемом 50 мл. В них вносят 0; 0,5; 1,0; 1,5 мл и т. д. рабочего стандартного раствора нитрата калия (в зависимости от предполагаемого содержания нитратов в анализируемой пробе), доводят объемы до 50 мл дистиллированной водой и обрабатывают, как указано в ходе определения. Через 20 мин определяют, какому стандартному раствору соответствует окраска анализируемой пробы.

Другие методы определения нитратов описаны в литературных источниках [8, 9, 17, 25].

Определение растворенного кислорода

Содержание растворенного кислорода необходимо знать при оценке и контроле работы станций биологической очистки, оценке качества очищенных сточных вод, а также при исследовании коррозионных свойств воды.

Для определения растворенного кислорода используется иодометрический метод. Он основан на реакции растворенного кислорода с гидратом закиси марганца и на иодометрическом определении образовавшихся высших по степени окисления соединений марганца.

Этим методом пользуются при содержании в воде не выше 0,1 мг/л азота нитритов и не более 10 мг/л окисного железа. Другие окислители или восстановители должны отсутствовать.

Пробу очищенной воды отбирают в склянку объемом 1 л с притертой пробкой и снабженную специальной насадкой.

При удаленности места отбора проб от лаборатории пробы рекомендуется «заряжать» на месте, т. е. добавлять раствор сернокислого марганца и щелочной раствор иодида, слегка погружая концы пипеток в пробу. После этого осторожно закрывают склянку, тщательно перемешивают и отправляют в лабораторию в темном ящике.

Аппаратура. 1. Кислородные склянки объемом 100—300 мл с косо срезанной притертой пробкой, калиброванные с точностью до 0,1 мл. Калибровку производят следующим образом: на технических весах взвешивают пустую склянку с пробкой с точностью до 0,01 г, заполняют ее доверху дистиллированной водой, закрывают, следят за тем, чтобы не оставались пузырьки воздуха, осушают горлышко бумагой или полотенцем и снова взвешивают.

Склянки и вода должны приобрести до начала определения температуру комнаты (20°С).

2. Бутылки для отбора проб объемом 1 л, снабженные притертыми пробками.

3. Насадка для отбора проб.

4. Пипетки для прибавления реактивов — цилиндрические пипетки без оттянутого носика.

5. Сифон.

Реактивы. 1. Сульфат марганца (II), раствор 400 г $MnSO_4 \cdot 2H_2O$ (или 480 г $MnSO_4 \cdot 4H_2O$, или 364 г $MnSO_4 \cdot H_2O$) растворяют в дистиллированной воде и доводят объем до 1 л. Фильтруют через бумажный фильтр. Если имеются сомнения о количестве кристаллизационной воды в препарате, раствор доводят до плотности 1,270 г/см³ при температуре 20°С. Вместо сульфата марганца можно применять хлорид марганца (II) той же концентрации (425 г $MnCl_2 \cdot 4H_2O$ ч. д. а. растворяют в дистиллированной воде и доводят объем до 1 л). Реактив должен быть проверен на чистоту (содержание в нем трехвалентного железа). Для этого к порции реактива прибавляют 1 мл раствора иодида калия, 0,5 мл разбавленной серной кислоты и 1 мл раствора крахмала. Если раствор посинеет, то реактив следует очистить от железа (III), для чего на каждые 100 мл раствора прибавляют по 0,5 г карбоната натрия х. ч., дают постоять в течение суток и отфильтровывают выпавший осадок.

2. Едкое кали с азидом, раствор 700 г KOH (или 500 г NaOH) растворяют в 700 мл дистиллированной воды, отдельно 10 г азида натрия растворяют в 40 мл дистиллированной воды, оба раствора смешивают и доводят до 1 л. Если раствор не прозрачен, ему дают отстояться и затем сливают при помощи сифона.

3. Едкое кали с иодидом и азидом натрия. Растворяют 700 г KOH (или 500 г NaOH) и 150 г KJ в 700 мл дистиллированной воды; 10 г NaN_3 растворяют в 40 мл дистиллированной воды; оба раствора смешивают и доводят до 1 л. Если раствор не прозрачен, ему дают отстояться и сливают при помощи сифона.

Проверку качества реактива (на отсутствие иодита) проводят следующим образом. Помещают в колбу, содержащую 100 мл дистиллированной воды и 10 мл разбавленной (1 : 4) серной кислоты, 2 мл раствора реактива, после прибавления 5 мл раствора крахмала не должна появляться синяя окраска.

4. Серная кислота ч. д. а. разбавленная (1 : 4).

5. Иодид калия, 15%-ный раствор: 15 г KJ ч. д. а. растворяют в дистиллированной воде, прибавляют 1 мл 1 н. раствора NaOH и доводят до 100 мл. Отсутствие иодата проверяют, как описано выше.

6. Тиосульфат натрия, 0,05 н. титрованный раствор. 12,4 г $Na_2S_2O_3 \cdot 5H_2O$ ч. д. а. и 0,2 г Na_2CO_3 ч. д. а.

растворяют в дистиллированной воде и доводят до 1 л. Установка титра: в колбу Эрленмейера, снабженную притертой пробкой, приливают примерно 100 мл дистиллированной воды, прибавляют 10 мл 15%-ного раствора иодида калия, 5 мл разбавленной (1 : 4) серной кислоты и 20 мл 0,05 н. раствора бихромата калия. После перемешивания раствор оставляют на 5 мин в темноте и затем титруют титрованным раствором тиосульфата с 1—2 мл раствора крахмала в качестве индикатора. Титр проверяют при каждом определении. Раствор консервируют прибавлением небольшого количества хлороформа или другого консервирующего вещества.

7. Бихромат калия — 0,05 н. раствор. Растворяют 2,4518 г $K_2Cr_2O_7$, высушенного при 105° С, в дистиллированной воде, и доводят при 20° С объем до 1 л (применяют для установления титра тиосульфата).

8. Крахмал, 0,5%-ный индикаторный раствор: 5 г растворимого крахмала ч. д. а. смешивают с 50 мл дистиллированной воды и доводят раствор до 950 мл кипящей дистиллированной водой. Раствор консервируют прибавлением небольшого количества (1,25 г на 1 л) салициловой кислоты.

Ход определения. В кислородную склянку, заполненную доверху пробой, добавляют 2 мл раствора сульфата марганца. Для этого наполненную пипетку погружают до самого дна кислородной склянки, затем открывают верхний конец и пипетку медленно вынимают. Другой пипеткой прибавляют к пробе 2 мл раствора едкого кали с азидом. Кончик пипетки опускают только под уровень пробы в горлышке кислородной склянки.

Склянку осторожно закрывают так, чтобы под пробкой не образовались пузырьки воздуха. Горлышко ополаскивают водой и содержимое хорошо перемешивают (переворачиванием склянки) до образования хлопьевидного осадка.

Осадку дают собраться на дне склянки. Прозрачный раствор над осадком можно слить сифоном или же присоединить сифон к водоструйному насосу и отсосать. Отсасывание должно продолжаться 15—20 сек (более быстрое отсасывание может увлечь осадок). Сразу после отсасывания или сифонирования прозрачной жидкости над осадком в кислородную склянку по

стенке приливают 5 мл разбавленной (1 : 4) серной кислоты и перемешивают. Затем прибавляют 2 мл раствора иодида калия и содержимое вновь перемешивают.

По истечении 5 мин выделившийся иод титруют непосредственно в кислородной склянке титрованным раствором 0,05 н. тиосульфата до светло-желтой окраски. Затем прибавляют раствор крахмала и продолжают титрование до обесцвечивания. Индикатор обычно прибавляют в количестве 1—2 мл в зависимости от качества применяемого крахмала.

Определение можно вести и следующим приемом.

В кислородную склянку, заполненную доверху пробой, приливают, как указывалось выше, 2 мл раствора сульфата марганца и 2 мл раствора едкого кали с иодидом калия и азидом. После выпадения осадка гидроокисей марганца кислородную склянку открывают и пипеткой с широким концом, опущенным под уровень пробы, добавляют 1 мл серной кислоты (плотностью 1,84 г/см^3) или 5 мл разбавленной (1 : 4) серной кислоты. Кислородную склянку вновь закрывают и переворачиванием перемешивают ее содержимое. Затем содержимое кислородной склянки переливают в колбу для титрования, склянку ополаскивают дистиллированной водой, сливая ее в ту же колбу. Выделившийся иод титруют раствором тиосульфата, как указывалось выше.

Если в анализируемой воде содержатся нитриты более 0,1 мг/л, то используют следующий прием.

В кислородную склянку, заполненную доверху пробой, добавляют 2 мл раствора сульфата марганца и 2 мл KOH, содержащего иодид и азид. Склянку закрывают пробкой и перемешивают до образования хорошо выпадающего осадка. Осадку дают отстояться и затем жидкость над осадком сливают при помощи сифона, а к осадку добавляют 5 мл разбавленной (1 : 4) серной кислоты. Раствор переливают в колбу, склянку ополаскивают три раза небольшими порциями дистиллированной воды и затем в колбу добавляют 0,3 мл раствора (40%-ного) сульфаминовой кислоты или 0,3 мл 40%-ного раствора мочевины и после этого 2 мл 15%-ного раствора KJ. Через 5 мин в присутствии крахмала производится титрование 0,05 н. раствором тиосульфата.

Расчет. Содержание растворенного кислорода (в мг/л) вычисляют по формуле

$$X = \frac{aK1000N8}{V_1 - V_2},$$

где a — объем раствора тиосульфата натрия, израсходованного на титрование, в мл; K — поправочный коэффициент к нормальности титрованного раствора тиосульфата натрия; N — нормальность раствора тиосульфата; V_1 — объем кислородной склянки в мл; V_2 — общий объем реактивов, прибавленных в кислородную склянку при фиксации кислорода, а в некоторых случаях и при предварительной подготовке пробы, в мл; 8 — грамм-эквивалент кислорода.

Насыщение растворенным кислородом (в %) вычисляют по формуле

$$Y = \frac{c_1 100}{c_2},$$

где c_1 — найденная концентрация кислорода (в мг/л), c_2 — равновесная концентрация кислорода (в мг/л), найденная в табл. 22 для температуры воды, измеренной при отборе пробы, с возможной поправкой на атмосферное давление и на содержание растворенных солей.

Результаты округляются до 0,1 мг или до целых процентов.

Приведенные равновесные концентрации кислорода даны для атмосферного давления 760 мм рт. ст. Для других атмосферных давлений равновесные концентрации вычисляются по формуле

$$c_1 = c\frac{p}{760},$$

где c_1 — искомая величина равновесной концентрации кислорода (в мг/л) при давлении p; c — равновесная концентрация кислорода, найденная по табл. 22; p — атмосферное давление в мм рт. ст.

Таблица 22

Равновесные концентрации кислорода

Температура, °С	Растворенный кислород, мг/л									
	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
0	14,65	14,61	14,57	14,53	14,49	14,45	14,41	14,37	14,33	14,29
1	14,25	14,21	14,17	14,13	14,09	14,05	14,02	13,98	13,94	13,90
2	13,86	13,82	13,79	13,75	13,71	13,68	13,64	13,60	13,56	13,53
3	13,49	13,46	13,42	13,38	13,35	13,31	13,28	13,24	13,20	13,17
4	13,13	13,10	13,06	13,03	13,00	12,96	12,93	12,89	12,86	12,82
5	12,79	12,76	12,72	12,69	12,66	12,52	12,59	12,56	12,53	12,49
6	12,46	12,43	12,40	12,36	12,33	12,30	12,27	12,24	12,21	12,18
7	12,14	12,11	12,08	12,05	12,02	11,99	11,96	11,93	11,90	11,87
8	11,84	11,81	11,78	11,75	11,72	11,70	11,67	11,64	11,61	11,58
9	11,55	11,52	11,49	11,47	11,44	11,41	11,38	11,35	11,33	11,30
10	11,27	11,24	11,22	11,19	11,16	11,14	11,11	11,08	11,06	11,03
11	11,00	10,98	10,95	10,93	10,90	10,87	10,85	10,82	10,80	10,77
12	10,75	10,72	10,70	10,67	10,65	10,62	10,60	10,57	10,55	10,52
13	10,50	10,48	10,45	10,43	10,40	10,38	10,36	10,33	10,31	10,28
14	10,26	10,24	10,22	10,19	10,17	10,15	10,12	10,10	10,08	10,06
15	10,03	10,01	9,99	9,97	9,95	9,92	9,90	9,88	9,86	9,84
16	9,82	9,79	9,77	9,75	9,73	9,71	9,69	9,67	9,65	9,63
17	9,61	9,58	9,56	9,54	9,52	9,50	9,48	9,46	9,44	9,42
18	9,40	9,38	9,36	9,34	9,32	9,30	9,29	9,27	9,25	9,23
19	9,21	9,19	9,17	9,15	9,13	9,12	9,10	9,08	9,06	9,04
20	9,02	9,00	8,98	8,97	8,95	8,93	8,91	8,90	8,88	8,86
21	8,84	8,82	8,81	8,79	8,77	8,75	8,74	8,72	8,70	8,68
22	8,67	8,65	8,63	8,62	8,60	8,58	8,56	8,55	8,53	8,52
23	8,50	8,48	8,46	8,45	8,43	8,42	8,40	8,38	8,37	8,35
24	8,33	8,32	8,30	8,29	8,27	8,25	8,24	8,22	8,21	8,19
25	8,18	8,16	8,14	8,13	8,11	8,11	8,08	8,07	8,05	8,04
26	8,02	8,01	7,99	7,98	7,96	7,96	7,93	7,92	7,90	7,89
27	7,87	7,86	7,84	7,83	7,81	7,80	7,78	7,77	7,75	7,74
28	7,72	7,71	7,69	7,68	7,66	7,65	7,64	7,62	7,61	7,59
29	7,58	7,56	7,55	7,54	7,52	7,51	7,49	7,48	7,47	7,45
30	7,44	7,42	7,41	7,40	7,38	7,37	7,35	7,34	7,32	7,31

Влияние солей сказывается в уменьшении растворимости кислорода (на каждые 1000 мг солей) в 1 л воды:

Температура, °С . . .	0	10	20	30
Уменьшение растворимости, мг/л	0,08405	0,06217	0,04777	0,04065

Существуют и другие методы определения содержания растворенного кислорода в сточной воде.

Определение биохимического потребления кислорода (БПК)

Биохимическим потреблением кислорода (БПК) называется количество кислорода, необходимого для окисления в аэробных условиях (в результате биологических процессов) органических веществ, содержащихся в сточной воде. БПК выражается в миллиграммах кислорода на 1 л сточной воды, оно не включает расход кислорода на нитрификацию.

Пробы для определения БПК нельзя консервировать. Перед определением БПК пробы сточных вод, кроме проб биологически очищенной воды после вторичного отстойника, отстаивают 2 ч и, если не достигается прозрачность, фильтруют.

Ниже описывается определение БПК методом разбавления и нитратным методом.

Определение БПК методом разбавления

Анализируют первоначальную или соответственно разбавленную пробу по разности между содержанием кислорода до и после инкубации при температуре 20° С, без доступа воздуха и света.

При анализе производственных сточных вод определяют «полное» БПК: процесс ведут до появления азота нитритов в количестве, не превышающем 0,1 мг/л. Потребление кислорода за 5 суток дает очень большие колебания и не характеризует полной потребности сточной воды в кислороде.

Для получения сравнимых результатов следует строго соблюдать условия, при которых во время определения количество присутствующего кислорода соответствовало бы его потреблению. Это соответствие зависит от степени разбавления проб с большим БПК, от применения одной и той же разбавляющей воды и одного и того же способа обработки воды перед ана-

лизом. В ряде случаев полезно вычерчивать кривую, отражающую ход изменения БПК во времени.

Предварительная обработка сточной воды

Определяемая величина БПК зависит от процессов, которые протекают в сточной воде в период между отбором пробы и ее обработкой. Поэтому взятую пробу необходимо обработать тотчас же. Если невозможно выполнить анализ в день отбора пробы, ее сохраняют при низкой температуре в холодильнике, чтобы биохимические процессы, протекающие в пробе, шли с минимальной скоростью. Всю предварительную подготовку пробы (см. определение растворенного кислорода) проводят на месте отбора пробы.

Сточные воды, имеющие после разбавления pH выше или ниже 6—8, должны быть предварительно нейтрализованы. Кислые воды нейтрализуют 1 н. раствором едкого натра, а щелочные — 1 н. раствором серной кислоты. Требуемое количество их определяют титрованием отдельной порции сточной воды соответствующим раствором до pH-7; визуально — по бромтимоловому синему, потенциометрически — с применением стеклянного электрода.

Сточные воды, содержащие свободный хлор (очищенная сточная вода, подвергавшаяся обработке хлором или хлорной известью), перед определением БПК должны быть обработаны тиосульфатом натрия. Объем раствора тиосульфата натрия, необходимого для восстановления свободного хлора, определяют титрованием. К 100 мл пробы прибавляют 10 мл разбавленной серной кислоты (1 : 50), 10 мл 10%-ного раствора иодида калия и титруют 0,025 н. раствором тиосульфата натрия с применением в качестве индикатора раствора крахмала; 0,025 н. раствор тиосульфата натрия вследствие его неустойчивости готовят непосредственно перед применением путем разбавления 0,05 н. раствора (см. определение растворенного кислорода). К пробе, предназначенной для определения БПК, прибавляют эквивалентное количество 0,025 н. раствора тиосульфата натрия, рассчитанное по результату титрования.

Мешают определению вещества, реагирующие с растворенным кислородом. Влияние таких веществ устраняют увеличением времени между разбавлением пробы

водой (или аэрацией) и определением кислорода в кислородной склянке, предназначенной для определения кислорода в день отбора пробы. Определение начинают через час после разбавления пробы.

Аппаратура. 1. Кислородные склянки, калиброванные с точностью до 0,1 мл, объемом 100—300 мл.

2. Термостат, установленный на 20°С, с допустимым отклонением ±1°С. Целесообразно применять термостат с водяным охлаждением, который обеспечивает указанную температуру и в летнее время. В термостат помещают мелкие фотографические кюветы, которые после наполнения их дистиллированной водой служат водяными затворами для кислородных склянок. Склянки погружают в них пробкой вниз. Воду в кюветах обновляют при каждом определении.

3. Мешалки.

Реактивы. 1. Реактивы те же, что и при определении растворенного кислорода.

2. Дистиллированная вода. Ее получают перегонкой в стеклянном перегонном аппарате. Дистиллированная вода не должна содержать меди и свинца более 0,01 мг/л, цинка более 1 мг/л, едких щелочей, активного хлора и других бактерицидных веществ. Дистиллированная вода выдерживается в бутылях, закрытых марлей, в течение нескольких дней при комнатной температуре.

3. Фосфатный буферный раствор pH=7,2. Растворяют 8,5 г KH_2PO_4, 21,75 г K_2HPO_4, 33,4 г $Na_2HPO_4 \cdot 7H_2O$, 1,7 г NH_4Cl в дистиллированной воде и доводят объем до 1 л (реактивы ч. д. а.).

4. Сульфат магния. Растворяют 22,5 г $MnSO_4 \times 7H_2O$ ч. д. а. в дистиллированной воде и доводят объем до 1 л.

5. Хлорид кальция. В дистиллированной воде растворяют 27,5 г $CaCl_2$ безводного, ч. д. а. и доводят до 1 л.

6. Хлорид железа (III). Растворяют 0,25 г $FeCl_3 \times 6H_2O$ ч. д. а. в дистиллированной воде и доводят до 1 л.

7. Разбавляющая вода. Прибавляют к 1 л дистиллированной воды по 1 мл фосфатного буферного раствора, растворов сульфата магния, хлорида кальция и хлорида железа (III). После прибавления солей воду хорошо перемешивают. Разбавляющую воду приготовляют в день ее применения. При температуре 20° С она должна

содержать приблизительно 8,8 мг/л растворенного кислорода.

8. Разбавляющая вода с добавками. Приготовляется непосредственно перед применением. К 1 л разбавляющей воды прибавляют 1 мл отстоявшейся хозяйственно-бытовой сточной воды (сохранявшейся не более 24 ч) или 10—20 мл речной воды. Взамен этих добавок рекомендуется (особенно при анализе промышленных сточных вод) вводить культуру микроорганизмов, выращенную на анализируемой воде.

Для приготовления культуры микроорганизмов анализируемую сточную воду разбавляют водопроводной водой в 10—100 раз в зависимости от концентрации в ней органических веществ, прибавляют две-три капли раствора реактивов, применяемых для приготовления разбавляющей воды, и оставляют в открытом сосуде на два-три дня. Появление мути или пленки указывает на развитие микрофлоры (проверяют под микроскопом). Микрофлору переносят в пробу анализируемой сточной воды, разбавленную в 5—20 раз; после дальнейшего развития флоры отбирают 1 мл этой жидкости.

При определении БПК в биологически очищенных сточных водах внесение указанных добавок в разбавляющую воду не требуется.

Примечание. Результаты определения БПК в пробах, разбавленных водой с добавками, должны быть скорректированы по количеству кислорода, поглощенного прибавленными веществами. Для этого определяют обычным способом БПК хозяйственно-бытовой сточной воды или речной воды, применявшихся в качестве добавок. По величине БПК определяют поправку, представляющую собой расход кислорода на то количество добавки, которое находится в 1 л смеси анализируемой пробы с разбавляющей водой. Поправку вычитают из величины определенного БПК исследуемой смеси.

Разбавление сточной воды

Необходимое разбавление сточной воды ориентировочно рассчитывают по результатам определения бихроматной окисляемости (ХПК). Условно принимают, что БПК составляет 50% от ХПК, а так как в воде после инкубации при правильно взятом разбавлении должно остаться примерно 4—5 мг O_2/л, то вычисленное значение БПК делят на 4 или 5. Полученный результат показывает, во сколько раз надо разбавить анализируемую воду.

Пример. Биохроматная окисляемость сточной воды 500 мг O_2/л. Принимаем БПК равным 50% от бихроматной окисляемости, т. е. 250 мг/л. Делим эту величину на 5, получаем, что сточную воду надо разбавить в в 50 раз. Можно делать два разбавления, принимая условно БПК за 60 и 40% от величины ХПК.

При разбавлении необходимо следить за тем, чтобы разбавляющая вода и полученная в результате разбавления смесь имели температуру 18—20° С, а pH смеси не выше 8 и не ниже 7.

Правильность разбавления контролируют следующим образом. После всего периода инкубации концентрация кислорода в сточной воде должна быть не менее 3 мг/л и потребление кислорода за весь период инкубации — также не менее 3 мг/л.

Для сточной воды, прошедшей биоокислители, этот способ расчета разбавления неприменим, так как в очищенной жидкости могут оставаться вещества, не поддающиеся дальнейшему распаду под влиянием микроорганизмов, но окисляющиеся бихроматным методом (т. е. дающие высокую ХПК). В этом случае разбавление осуществляют, исходя из наличия нитратов в очищенной воде. Обычно при концентрации нитратов 5—10 мг/л БПК полное будет не выше 15—20 мг/л. Следовательно, очищенную воду нужно разбавить максимально в 5 раз. Лучше разбавлять дважды — в 2 и 5 раз.

В мерную колбу необходимого объема наливают посредством сифона (чтобы в колбу не попали пузырьки воздуха) разбавляющую воду до половины колбы, прибавляют точно отмеренное пипеткой количество исследуемой воды и доливают до метки разбавляющую воду. Закрыв колбу пробкой, тщательно перемешивают содержимое, перевертывая колбу 15—16 раз.

Ход определения. Разбавленную сточную воду разливают с помощью сифона в кислородные склянки для инкубации, наполняя их доверху, и закрывают косо срезанными притертыми пробками так, чтобы не оставалось пузырьков воздуха. Затем эту же воду наливают в колпачки от склянок и, перевернув склянки вверх дном, вставляют их в колпачки, вытесняя из последних воду так, чтобы пузырьки воздуха не попали в колпачки. После этого склянки ставят в нормальное положение.

Одновременно наполняют такое же количество склянок разбавляющей водой. Каждой пробе анализируемой сточной воды должна соответствовать одна склянка с разбавляющей водой.

В одной из склянок с испытуемой водой и в одной из склянок с разбавляющей водой сразу же определяют растворенный кислород. Все остальные склянки помещают в термостат при температуре 18—20° С и держат в нем в течение необходимого времени.

При определении кинетики биохимического потребления кислорода в зависимости от времени длительность инкубационного периода составляет 2; 5; 10; 15; 20; 25 суток. Исходя из этого, устанавливают число заполняемых кислородных склянок.

Через указанные промежутки времени от начала инкубации вынимают из термостата по одной склянке с анализируемой и разбавляющей водой и определяют в них растворенный кислород и содержание нитритов. Нитриты определяют в воде, налитой в колпачок склянки, который снимают так же, как надевали, т. е. перевернув склянку вверх дном. Если в пробе начался процесс нитрификации что обнаруживается по появлению в воде нитритов в концентрации, превышающей 0,1 мг/л, то дальнейшее определение БПК (для более продолжительного времени инкубации) не производят. Если на пятые сутки появляются следы нитритов, то следующее определение проводят через 7—8 суток.

Содержание нитритов может быть определено колориметрически.

Вместо склянок с пришлифованными стеклянными колпачками для контроля процесса нитрификации можно поставить в термостат дополнительно 12 неградуированных склянок любого размера, наполненных той же водой (анализируемой и разбавляющей), и в них определять содержание нитритов после каждого срока инкубации. Склянки помещают в сосуд, наполненный небольшим количеством дистиллированной воды, пробками вниз, так, чтобы горлышко склянок было погружено в воду (водяной затвор). Дистиллированную воду в сосуде обновляют при каждом определении. В этом случае если в конце периода инкубации содержание нитритов будет больше 0,1 мг/л, растворенный кислород опреде-

ляют с добавлением азида натрия, сульфаминовой кислоты или мочевины (см. определение растворенного кислорода).

Определение БПК считается более точным в тех пробах, в которых нитрификация только началась.

Расчет. Биохимическое потребление кислорода за определенный период инкубации вычисляют по формуле

$$\text{БПК} = \frac{(a_1 - b_1) - (a_2 - b_2)}{V} 1000,$$

где a_1 и a_2 — концентрация кислорода в начале инкубации (в «нулевой день»), соответственно в подготовленной для определения пробе и в разбавляющей воде, в мг/л; b_1 и b_2 — концентрация кислорода в пробе в конце инкубации соответственно в пробе и в разбавляющей воде, в мг/л; V — объем сточной воды, содержащейся в 1 л пробы после всех произведенных разбавлений, мл.

Нитратный метод определения БПК

Нитратный метод основан на использовании для окисления органических веществ, содержащихся в сточной воде, кислорода нитратов, получаемого в процессе денитрификации. Этот метод используется для определения БПК и биологически очищенных сточных водах. Процесс денитрификации начинается при содержании растворенного кислорода менее 1 мг/л. Убыль азота нитратов на 1 мг/л отвечает потреблению кислорода на окисление органических веществ, равному 2,86 мг/л.

Реактивы. 1. Раствор азотнокислого калия. Азотнокислый калий, х. ч., в количестве 0,5058 г растворяют в 1 л дистиллированной воды, насыщенной воздухом (свежеприготовленная дистиллированная вода продолжительное время аэрируется). При полной денитрификации 1 мл этого раствора дает 0,2 мг кислорода. Хранят раствор в термостате при 18—20° С в склянке с притертой пробкой.

2. Остальные реактивы те же, что и при определении растворенного кислорда, нитритов и нитратов.

Ход определения без добавления азота нитратов. Очищенную сточную воду, отобранную после вторичных

отстойников, наливают в хорошо промытые кислородные склянки $V=300\div500$ мл с косо срезанной притертой пробкой (6 шт.).

Закрывают пробкой так, чтобы не оставалось пузырьков воздуха. Одновременно в одной из склянок определяют растворенный кислород и нитриты, а в другой — нитраты. Оставшиеся склянки помещают в термостат при 18—20° С.

Через 10 и 20 суток определяют те же показатели. Если в сточной воде есть органические вещества, то содержание растворенного кислорода и нитратов заметно снижается. Содержание нитритов может снижаться, но может и повышаться.

Примечание. В случае необходимости построения кривой биохимического потребления кислорода определение растворенного кислорода, нитритов и нитратов производят через 2; 5; 10; 15; 20 суток. Соответственно увеличивается число склянок, заполняемых анализируемой водой и помещаемых в термостат.

Расчет. Когда идет восстановление нитратов до свободного азота, используют формулу

$$\text{БПК} = (a_1 - a_2) + 2{,}86\,(b_1 - b_2) + 1{,}71\,(c_1 - c_2);$$

если денитрификация идет только до нитритов, применяют формулу

$$\text{БПК} = (a_1 - a_2) + 1{,}14\,(b_1 - b_2);$$

при наличии окислительных процессов, т. е. окисления аммиака до нитритов и нитратов, пользуются формулой

$$\text{БПК} = (a_1 - a_2) - 4{,}57\,(b_2 - b_1) - 3{,}43\,(c_2 - c_1);$$

когда концентрация органических веществ очень мала, для окисления достаточно растворенного кислорода, содержащегося в самой воде,

$$\text{БПК} = a_1 - a_2,$$

где a_1 и a_2 — содержание растворенного кислорода соответственно до инкубации и после инкубации; b_1 и b_2 — содержание азота нитратов соответственно до инкубации и после инкубации; c_1 и c_2 — содержание азота нитритов соответственно до инкубации и после инкубации.

Ход определения с добавлением азота нитратов.

Если в сточной воде есть нитриты, нитраты и растворенный кислород, но их не хватает для того, чтобы окислять оставшиеся растворенные органические вещества (неочищенные сточные воды), приходится прибавлять раствор азотнокислого калия.

Добавляется азотнокислый калий в таком количестве, чтобы кислорода хватило на окисление органических веществ и остался некоторый избыток. Обычно это количество подсчитывается теоретически, исходя из ХПК.

Например, в анализируемом объеме сточной воды ХПК составляет 50 мг O_2. К этому объему необходимо добавлять не менее 50 : 0,2 = 250 мл азотнокислого калия, так как 1 мл его дает при полной денитрификации 0,2 мг кислорода.

Прибавление надо вести в форме разбавленного раствора нитратов, чтобы выделяющийся при денитрификации азот не выбивал пробку.

В чистую сухую мерную колбу объемом 1 л вносят 200—250 мл анализируемой сточной воды и рассчитанное количество раствора азотнокислого калия, доливают до метки анализируемой водой; тщательно перемешивают и переливают в кислородные склянки, заполняя их доверху, закрывают хорошо притертыми пробками и ставят в термостат при 18—20° С. В дальнейшем поступают так же, как и при определении без добавления азота нитратов.

Расчет. Биологическое потребление кислорода определяют по формуле

$$\text{БПК} = \frac{(a_1 - a_2) + 2{,}86\,(b_1 - b_2) + 1{,}71\,(c_1 - c_2) \cdot 1000}{V},$$

где V — объем исследуемой сточной воды, взятой на анализ в мл.

Определение концентрации активного ила

Аппаратура. 1. Прибор для фильтрования. Имеется большое число различных приборов. Удобен прибор Олихова. Он может быть легко собран в любой лаборатории.

Кроме прибора Олихова, можно применять прибор Зейтца с металлической трубкой вместо стеклянной.

2. Мембранные фильтры № 6 («предварительные»). Для удаления имеющегося в их порах воздуха, а также остатков растворителей, использованных при их приготовлении, фильтры кипятят в дистиллированной воде 5—10 мин.

Кипячение проводят 2—3 раза, сливая после каждого раза воду и заменяя ее свежей, после чего фильтры подсушивают в сушильном шкафу при 105° С в течение 1 ч.

3. Цилиндры на 100 мл, градуированные.

Ход определения. Активный ил из аэротенков тщательно перемешивают и отбирают на анализ определенный объем иловой смеси, зависящий от концентрации активного ила. Рекомендуется отбирать порцию 25 мл, если концентрация активного ила выше 3 г/л; при меньшей концентрации объем анализируемой смеси соответственно увеличивается. Подготовленный мембранный фильтр, высушенный в сушильном шкафу при 105° С, помеченный карандашом, взвешенный на аналитических весах, помещают в прибор для фильтрования надписью вниз. Отмеренное количество иловой смеси пропускают через фильтр. Приставший к стенкам цилиндра ил смывают на мембранный фильтр небольшим количеством дистиллированной воды, приливая ее после того, как жидкость на фильтре хорошо отфильтрована.

Фильтр с отфильтрованным илом переносят на лист фильтровальной бумаги и помещают в сушильный шкаф. Замечают время, когда температура поднимется до 105° С, после чего сушат 30—60 мин до постоянного веса (процесс занимает примерно 3 ч).

Высушенный ил охлаждают в эксикаторе и взвешивают на аналитических весах. Определение концентрации активного ила можно проводить также фильтрованием через беззольный фильтр или фильтр со стеклянной пористой пластинкой № 1.

Расчет. Концентрацию активного ила (в г/л) по сухой массе вычисляют по формуле

$$X = \frac{(a-b)}{V} 1000,$$

где a — масса мембранного фильтра с илом в г; b — масса мембранного фильтра без ила в г; V — объем профильтрованной иловой смеси в мл.

Динамика оседания активного ила

Аппаратура. Цилиндры на 100 мл, градуированные; часы.

Ход определения. Тщательно перемешав анализируемую иловую смесь, переносят ее в цилиндр Лысенко или в градуированные цилиндры на 100 мл (при концентрации ила 2,5—3 г/л), наливая ее до верхней метки, перемешивают и через определенные промежутки времени (15, 30, 60, 120 мин) отмечают объем, занимаемый осевшим илом.

Результаты определения выражают в виде отношения (в %) объема, занимаемого выпавшим илом, к объему взятой для анализа иловой смеси. Результат определяют для каждого времени отстаивания.

Полученные результаты представляют обычно в виде кривых, откладывая по оси абсцисс время от начала опыта, в течение которого происходило отстаивание, а по оси ординат — указанное выше процентное отношение.

Иловый индекс

Иловый индекс характеризует способность активного ила к оседанию. Он равен объему, занимаемому 1 г сухого вещества активного ила после 30-минутного отстаивания.

Иловый индекс рассчитывают по формуле

$$U = \frac{V \cdot 10}{x},$$

где V — объем ила в мерном цилиндре на 100 мл после 30 мин отстаивания в мл (см. динамику оседания активного ила); x — концентрация активного ила, г/л (см. определение концентрации активного ила); 10 — коэффициент пересчета объема активного ила на 1 л.

Укрупненные нормы водопотребления и водоотведения на нефтебазах, перекачивающих станциях и наливных пунктах Главнефтеснаба РСФСР (в м³ на 1000 т реализованного или перекачиваемого нефтепродукта)

Предприятия	Система водоснабжения	Среднегодовой расход воды				Среднегодовое количество выпускаемых в водоем сточных вод			Безвозвратное потребление и потери воды
		последовательно и повторно используемой	свежей из источника		всего	всего	в том числе подлежащих очистке		
			технической для производственных нужд	питьевой для хозяйственно-бытовых нужд			производственных	бытовых	
Перевалочные нефтебазы с грузооборотом, тыс. т:	Прямоточная								
до 100		—	61,5	91,8	153,3	127,2	49,2	78,0	26,1
100—500		—	61,5—89,4	91,8—40,1	153,3—129,5	127,2—96,6	49,2—62,5	78,0—34,1	26,1—32
Перевалочные нефтебазы с грузооборотом, тыс. т:	Прямоточная								
500—1000		—	89,4—185,7	40,1—22,9	129,5—208,6	98,6—217,3	62,5—197,9	34,1—19,4	32,9—8
1000—5000		—	185,7—88,1	22,9—8,16	208,6—96,26	217,3—108,4	197,9—101,9	19,4—6,5	8,7—12

Продолжение

Предприятия	Система водоснабжения	Среднегодовой расход воды				Среднегодовое количество выпускаемых в водоем сточных вод			Безвозвратное потребление и потери воды
		последовательно и повторно используемой	свежей из источника		всего	всего	в том числе подлежащих очистке		
			технической для производственных нужд	питьевой для хозяйственно-бытовых нужд			производственных	бытовых	
5000—10 000		—	88,1—61,7	8,16—5,1	96,26—66,8	108,4—92,4	101,9—88,5	6,5—4,1	12,14—2
Распределительные нефтебазы с грузооборотом, тыс. т:	Прямоточная								
до 30		—	180	34	214	56,0	27,0	29,0	158
30—60		—	180—110	34—42	214—152	56,0—67,7	27,0—52,0	29,0—35,7	158—84,3
60—100		—	110—85	42—51	152—136	67,7—101,3	52,0—68,0	35,7—33,3	84,3—34,7
100—300 и выше		—	85,0—68	51—35	136—103	101,3—84,2	68,0—54,4	33,3—29,8	34,7—18,8
Перекачивающие станции магистральных нефтепродуктопроводов:	Прямоточная и оборотная								
а) головные с объемом перекачки, млн. т:									
до 1		144	5,5	5,1	10,6	11,0	6,8	4,2	0,4
1—5		144—84	5,5—3,9	5,1—1,5	10,6—5,4	11,0—6,48	6,8—4,4	4,2—2,08	0,4—1,08
5—10		84—52	3,9—2,7	1,5—1,0	5,4—3,7	6,48—4,81	4,4—2,8	2,08—2,01	1,08—1,11
б) промежуточные, млн. т:	Прямоточная и оборотная								
до 1		89	4,4	5;1	9,5	8,1	3,8	4,3	1,4
1—5		89—63,2	4,4—3,1	5,1—1,5	9,5—4,6	8,1—4,0	3,8—2,7	4,3—1,3	1,4—0,6
5—10		63,2—43,6	3,1—2,2	1,5—1,0	4,6—3,2	4,0—2,77	2,7—1,9	1,3—0,87	0,6—0,43
в) наливные пункты с объемом налива, млн. т:									
до 3		Не более, 105,7	Не более, 5,4	Не более, 2,5	7,9	8,7	4,7	4,0	0,8
свыше 10		40,3	3,0	1,53	4,53	6,8	3,6	3,2	2,27

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Паспорт

очистных сооружений на _____
(наименование

_____
нефтебаз, насосных и наливных станций магистральных нефтепродуктопро-

_____
водов и АЗС)

_____ управления

Местонахождение объекта _____
(поселок, город, район, область, АССР)

_____

Очистные сооружения

1. Общие сведения:

год постройки _____ 19 _____ г.

год реконструкции _____ 19 _____ г.

Мощность сооружений по очистке сточных вод:

по проекту _____ м³/сут

фактически _____ м³/сут

2. Состав очистных сооружений

Нефтеловушки, отстойники, буферные резервуары, дегидраторы, насосные, нефтесборники, флотаторы, пруды-испарители, шламонакопители, лаборатории и другие сооружения и установки. Вкратце дать их общую характеристику и основные размеры. _____

3. Источники загрязнения промышленно-ливневых и прочих загрязненных стоков (фронты слива-налива, резервуарные парки, насосные станции, рабочие площадки и другие участки нефтебаз, магистральных нефтепродуктопроводов и АЗС) _____

_____

4. Состав промышленных стоков и других загрязненных стоков.

Общий объем очищаемых и выпускаемых промышленных стоков и других загрязненных вод, приравненный к 100% (ориентировочно), м³/год, из них:

1) производственных _____ м³/год _____ %

в том числе:

балластных _____ « _____ »

льяльных, подсланевых _____ « _____ »

промывочных _____ « _____ »

других загрязненных _____ « _____ »

2) ливневых _____ «_____»

3) санитарно-бытовых _____ «_____»

5) нефтесодержание в промышленных стоках и других загрязненных водах, мг/л:

	До очистки	После очистки, перед выпуском
По проекту		
Фактически		

6. Способы учета количества очищенной воды (применение расходомеров, счетчиков, уровнемеров, калибровочных таблиц, резервуаров и прочих средств) _____

7. Методы очистки и обезвреживания загрязненных стоков (механический, химический, физико-механический, биологический и другие методы) _____

Дать характеристику применяемых методов _____

8. Места выпуска очищенных сточных вод (моря, реки, озера, городские или заводские коллекторы, собственные пруды-испарители и т. д.) _____

Расстояние между очистными сооружениями и указанными водоемами и коллекторами _____

9. Даты последних согласований с органами надзора о допустимом нефтесодержании в очищенных сточных водах, выпускаемых в водоемы:

Наименование организации	Дата	Действующая в данном районе норма содержания нефтепродуктов в очищенной воде, мг/л

10. Среднегодовое количество нефтепродуктов, извлекаемых из загрязненных вод при их очистке, _____ т

11. Себестоимость очистки 1 м³ загрязненной воды при условии доведения нефтесодержания в воде до проектной или согласованной нормы _____ коп.

12. Где и как определяется качество сточных вод до и после их очистки по нефтесодержанию и механическим примесям

Каков порядок отбора проб сточных вод и как часто производятся лабораторные анализы сточных вод? _____

13. Промышленно-ливневая канализация:

Год постройки _____ г

Диаметры трубопроводов _____ мм

Общая протяженность _____ м

Какие трубы: _____

_____

(стальные, чугунные, керамические и т. д.)

Глубина заложения труб _____ м

Система перекачки: самотечная, принудительная, смешанная (подчеркнуть)

Имеется ли раздельная канализация для этилированных стоков?

Дать ее характеристику _____

_____

_____

14. Стоимость строительства очистных сооружений и промышленной канализации, тыс. руб. (в новых ценах):

Сметная _____

По фактическим затратам _____

15. Есть ли необходимость и возможность расширения или реконструкции действующих очистных сооружений, чем это вызвано? ___

_____

16. Техническое состояние очистных сооружений и промышленной канализации _____

17. Какие имеются требования местных органов надзора в части дальнейшего улучшения работы очистных сооружений? _____

_____

_____

18. Численность обслуживающего персонала, занятого эксплуатацией очистных сооружений

Всего _____ чел.

в том числе:

инженерно-технических работников _____ чел.

работников разных квалификаций _____ чел.

19. Сменность работы на очистных сооружениях: односменная, двухсменная, трехсменная (подчеркнуть)

20. Приложение к паспорту:

а) генеральный план или выкопировка очистных сооружений с промышленной канализацией;

б) технологическая схема работы очистных сооружений и промышленной канализации.

Директор объекта

(фамилия, имя, отчество) _____ *(подпись)*

Главный инженер управления

(фамилия, имя, отчество) _____ *(подпись)*

Дата заполнения паспорта _____ «_____» 19_____ г.

Место печати

Данные о происшедших изменениях на очистных сооружениях

Номер раздела	Дата изменения	Описание происшедших изменений с характеристикой

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Определение расхода сточных вод с помощью тарированной рейки

Для потоков с устойчивым руслом (канал, лоток) существует постоянная однозначная зависимость между расходом и глубиной потока: чем больше наполнение, тем больше расход.

Тарирование рейки и замеры расхода должны проводиться на прямом участке лотка или канала. На этом участке рядом с лотком устраивают карман размером 0,3×0,3 м в плане и устанавливают в нем рейку. Карман соединяется с лотком или каналом через отверстие в разделяющей их стенке; отверстие нужно располагать ближе ко дну лотка с таким расчетом, чтобы в него не могла поступать всплывшая на поверхность нефть.

В лотке и в кармане установится один и тот же уровень воды и в то же время благодаря отсутствию движения воды в кармане поверхность ее будет находиться в покое, что позволит делать отсчеты с большей точностью.

Перед тарированием рейки весь участок канала должен быть очищен от наносов.

Тарирование рейки производят одновременным измерением расхода воды в лотке (вертушкой, водосливом) и уровня воды по закрепленной в нем рейке. Полученные значения наносят на координатную сетку, на которой по оси абсцисс откладывают расходы (в $м^3/ч$), а по оси ординат — уровни (в см).

Соединенные между собой точки при различных расходах и соответствующих им уровнях образуют кривую, отображающую зависимость расхода воды от наполнения лотка.

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

Таблица 1

Общие требования к составу и свойствам воды водоемов у пунктов питьевого и культурно-бытового водопользования

Показатели состава и свойств воды водоема	Для централизованного или нецентрализованного хозяйственно-питьевого водоснабжения, а также для водоснабжения пищевых предприятий	Для купания, спорта и отдыха населения, а также водоемы в черте населенных пунктов
Взвешенные вещества	Содержание взвешенных веществ не должно увеличиваться более:	
	0,25 мг/л	0,75 мг/л
	Для водоемов, содержащих в межень более 30 мг/л природных минеральных веществ, допускается увеличение содержания взвешенных веществ в воде в пределах 5%. Взвеси со скоростью выпадения более 0,4 мм/с для проточных водоемов и более 0,2 мм/с для водохранилищ спускать запрещается	
Плавающие примеси (вещества)	На поверхности водоема не должны обнаруживаться плавающие пленки, пятна минеральных масел и скопления других примесей	
Запахи и привкусы	Вода не должна приобретать запахи и привкусы интенсивностью более 2 баллов, обнаруживаемых:	
	непосредственно или при последующем хлорировании	непосредственно
	Вода не должна сообщать посторонних запахов и привкусов мясу рыб	
Окраска	Не должна обнаруживаться в столбике:	
	20 см	10 см
Температура	Летняя температура воды в результате спуска сточных вод не должна повышаться более чем на 3° С по сравнению со среднемесячной температурой воды самого жаркого месяца за последние 10 лет	
Реакция	Не должна выходить за пределы 6,5—8,5 pH	
Минеральный состав	Не должен превышать по сухому остатку 1000 мг/л, в том числе хлоридов 350 мг/л и сульфатов 500 мг/л	Нормируется по приведенному выше показателю «Привкусы»

Показатели состава и свойств воды водоема	Для централизованного или нецентрализованного хозяйственно-питьевого водоснабжения, а также для водоснабжения пищевых предприятий	Для купания, спорта и отдыха населения, а также водоемы в черте населенных пунктов
Растворенный кислород	Не должен быть менее 4 мг/л в любой период года в пробе, отобранной до 12 ч дня	—
Биохимическая потребность в кислороде	Полная потребность воды в кислороде при 20° С не должна превышать:	
	3 мг/л	6 мг/л
Возбудители заболеваний	Вода не должна содержать возбудителей заболеваний. Сточные воды, содержащие возбудители заболеваний, должны подвергаться обеззараживанию после предварительной очистки. Обезвреживание воды от возбудителей заболеваний достигается путем обеззараживания биологически очищенных бытовых сточных вод до коли-индекса не более 1000 в 1 л при остаточном хлоре не менее 1,5 мг/л	
Ядовитые вещества	Не должны содержаться в концентрациях, оказывающих прямо или косвенно вредное действие на организм и здоровье населения	

Таблица 2

Предельно допустимые концентрации некоторых вредных веществ в воде водоемов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования

Вещества	Лимитирующий показатель вредности	Предельно допустимая концентрация, мг/л
Бензин	Органолептический	0,1
Керосин	То же	0,1
Нефть многосернистая	»	0,1
Нефть прочая	»	0,3
Нафтеновые кислоты	»	0,3
Сероуглерод	»	0,1
Бензол	Санитарно-токсикологический	0,5
Свинец	То же	0,1
Тетраэтилсвинец	»	Отсутствие

Таблица 3

Общие требования к составу и свойствам воды водоемов, используемых для рыбохозяйственных целей

Показатели состава и свойств воды водоема	Водоемы, используемые для сохранения и воспроизводства ценных видов рыб, обладающих высокой чувствительностью к кислороду	Водоемы, используемые для всех других рыбохозяйственных целей
Взвешенные вещества	Содержание взвешенных веществ, по сравнению с природными, не должно увеличиваться более:	
	0,25 мг/л	0,75 мг/л
	Для водоемов, содержащих в межень более 30 мг/л природных минеральных веществ, допускается увеличение содержания их в воде водоемов в пределах 5% Взвеси со скоростью выпадения более 0,4 мм/с для проточных водоемов и более 0,2 мм/с для водохранилищ спускать запрещается	
Плавающие примеси (вещества)	На поверхности не должны обнаруживаться пленки нефтепродуктов, масел, жиров и других примесей	
Окраска, запахи и привкусы	Вода не должна приобретать посторонних запахов, привкусов, окраски и сообщать их мясу рыб	
Температура	Температура воды не должна повышаться по сравнению с естественной температурой водоема более чем на 5° С с общим повышением температуры не более 20° С летом и 5° С зимой для водоемов, в которых обитают холодноводные рыбы, и более 23° С летом и 8° С зимой — для остальных водоемов. На местах нерестилищ налима запрещается повышать температуру воды зимой более чем до 2° С	
Реакция	Не должна выходить за пределы 6,5—8,5 pH	
Растворенный кислород	В зимний (подледный) период не должен быть ниже:	
	6 мг/л	4 мг/л
	В летний (открытый) период во всех водоемах должен быть не ниже 6 мг/л в пробе, отобранной до 12 ч дня	

Продолжение

Показатели состава и свойств воды водоема	Водоемы, используемые для сохранения и воспроизводства ценных видов рыб, обладающих высокой чувствительностью к кислороду	Водоемы, используемые для всех других рыбохозяйственных целей
Биохимическая потребность в кислороде	Полная потребность воды в кислороде (при 20° С) не должна превышать: 3 мг/л Если в зимний период содержание растворенного кислорода в воде водоема первого вида водопользования снижается до 6 мг/л, а в водоемах второго вида до 4 мг/л, то можно допустить сброс в них только тех сточных вод, которые не изменяют БПК воды	
Ядовитые вещества	Не должны содержаться в концентрациях, способных оказать прямо или косвенно вредное воздействие на рыб, водные организмы, служащие кормовой базой для рыб	

Таблица 4

Предельно допустимые концентрации некоторых вредных веществ в воде рыбохозяйственных водоемов

Вещества	Лимитирующий показатель вредности	Предельно допустимая концентрация, мг/л
Свинец	Токсикологический	0,1
Сероуглерод	То же	1,0
Хлор свободный	»	Отсутствие[1]
Нефть и нефтепродукты в растворенном и эмульгированном состоянии	Рыбохозяйственный	0,05
Фенолы	То же	0,001

[1] В пределах наиболее чувствительного метода исследования.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

Пределы взрывоопасных концентраций паров нефтепродуктов в воздухе

Нефтепродукт	Пределы концентраций, об. %	
	нижний	верхний
Бензин автомобильный и бензин авиационный Б-70	0,76	5,16
То же, Б-95 и Б-100	0,98	5,48
Бензин-растворитель для резиновой промышленности	1,1	5,4
Керосины, осветительный и тракторный	1,4	7,5
Бензин-растворитель для лакокрасочной промышленности	1,4	6,0

ПРИЛОЖЕНИЕ 6

Предельно допустимые концентрации некоторых вредных газов и паров в воздухе

Вещества	Предельно допустимая концентрация, мг/м³
Аммиак	20
Ацетон	200
Бензин-растворитель (в пересчете на С)	300
Бензин топливный (в пересчете на С)	100
Бензол	20
Керосин, лигроин (в пересчете на С)	300
Окись углерода	20
Серная кислота, серный ангидрид	1
Сероводород	10
Сероводород в смеси с углеводородами C_1—C_5	3,0
Сероуглерод	10
Спирт этиловый	1000
Тетраэтилсвинец	0,005
Уайт-спирит	300
Фенол	5
Этиловый, диэтиловый эфир	300
Углеводороды (в пересчете на С)	300

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Зарубин Г. П., Овчинкин И. П. Санитарные вопросы водоснабжения и канализации. М., «Медицина», 1974, 256 с. с ил.

2. Инструкция по эксплуатации очистных сооружений нефтебаз, наливных пунктов и перекачечных станций. М., изд. ВНИИОЭНГ, 1967, 72 с. с ил.

3. Канализация. М., Стройиздат, 1969, 500 с. с ил. Авт.: А. И. Жуков, Я. А. Карелин, С. К. Колобанов, С. В. Яковлев.

4. Канализация промышленных предприятий. М., Стройиздат, 374 с. с ил. Авт.: А. И. Жуков, Л. Г. Демидов, И. Л. Монгайт, И. Д. Родзиллер.

5. Караваев И. И., Резник Н. Ф. Флотационная очистка сточных вод от нефтепродуктов. М., изд. ЦНИИТЭНефтехим, 1966, 84 с. с ил.

6. Кожинов В. Ф., Кожинов И. В. Озонирование воды. М., Стройиздат, 1974, 160 с. с ил.

7. Ленский В. А., Павлов В. И. Водоснабжение и канализация. М., «Высшая школа», 1964, 368 с. с ил.

8. Лурье Ю. Ю., Рыбникова А. И. Химический анализ производственных сточных вод. М., «Химия», 1974, 335 с. с ил.

9. Методика проведения технологического контроля работы очистных сооружений городских канализаций. М., Стройиздат, 1971, 231 с. с ил.

10. Очистка производственных сточных вод. М., Стройиздат, 1970, 152 с. с ил. Авт.: Я. А. Карелин, Д. Д. Жуков, М. А. Денисов, О. Н. Клочков.

11. Очистка промышленных сточных вод. Киев. «Техника», 1974, 257 с. с ил. Авт.: А. М. Когановский, Л. А. Кульский, Е. В. Сотникова, В. Л. Шмарук.

12. Очистка сточных вод на нефтебазах, М., изд. ЦНИИОЭНГ, 1968, 68 с. с ил.

13. Перевалов В. Г. и Алексеева В. А. Очистка сточных вод нефтепромыслов. М., «Недра», 1969, 224 с. с ил.

14. Правила по технике безопасности и промышленной санитарии при эксплуатации нефтебаз и АЗС. М., «Химия», 1970, 96 с.

15. Правила пожарной безопасности при эксплуатации предприятий Главнефтеснаба РСФСР. М., «Недра», 1973, 160 с.

16. Рекомендации по методам производства анализов на сооружениях биологической очистки промышленных сточных вод. М., Стройиздат, 1970, 103 с. с ил.

17. Рекомендации по приемке, пуску и эксплуатации станций биохимической очистки промышленных сточных вод. М., Стройиздат, 1968, 112 с.

18. СНиП II-32—74. Канализация. Наружные сети и сооружения. М., Стройиздат, 1975, 255 с. с ил.

19. СНиП II-П.3—70. Склады нефти и нефтепродуктов. Нормы проектирования. М., Стройиздат, 1971, 17 с.

20. СНиП III-30—74. Правила производства и приемки работ. Водоснабжение, канализация и теплоснабжение. Наружные сети и сооружения. М., Стройиздат, 1974, 94 с.

21. СНиП III-А.10—70. Приемка в эксплуатацию законченных строительством предприятий, зданий и сооружений. Основные положения. М., Стройиздат, 1971, 19 с.

22. СН-433—71. Указания по строительству, проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтяной и газовой промышленности. М., Стройиздат, 1972, 80 с.

23. Справочник проектировщика промышленных, жилых и общественных зданий и сооружений. М., Стройиздат, 1963, 456 с. с ил.

24. Унифицированные методы анализа вод. М., «Химия», 1973, 376 с. с ил.

25. Черкинский С. Н. Санитарные условия спуска сточных вод в водоемы. М., Стройиздат, 1971, 208 с.

26. Яковлев С. В., Лесков Ю. М. Канализация. М., Стройиздат, 1972, 279 с. с ил.

БОРЬБА
С ПОТЕРЯМИ НЕФТИ
И НЕФТЕПРОДУКТОВ

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕПРОДУКТОВ

1. Для успешной борьбы с потерями нефти и нефтепродуктов необходимо знать их физико-химические свойства, влияющие на характер и величину потерь.

2. Испаряемость — способность топлива переходить из жидкого состояния в газообразное — важный показатель качества нефти и светлых нефтепродуктов. С повышением температуры или понижением давления испаряемость увеличивается. Потери нефти и нефтепродуктов прямо пропорциональны испаряемости, которую можно оценить по двум показателям: давлению насыщенных паров и фракционному составу.

3. Давление насыщенных паров — это давление, которое имеют пары, находящиеся в равновесии с жидкой фазой, при данной температуре.

4. Между давлением насыщенных паров нефтепродуктов p_s и их потерями от испарения существует определенная зависимость: с увеличением доли легких фракций повышается p_s и потери возрастают. Потеря легких фракций ухудшает товарное качество нефтепродукта.

5. Давление насыщенных паров (в мм рт. ст.) наиболее распространенных нефтепродуктов, определенное на бомбе Рейда при температуре 38° С, колеблется в следующих пределах:

Автобензины	До 700
Авиабензины	Не выше 360
Керосин тракторный	40—60
Керосин осветительный	20—30
Дизельное топливо	6—10

6. Фракционный состав нефтепродукта характеризует объемное содержание (в %) отдельных фракций, отбираемых в определенных температурных интервалах. Нормируются температуры выкипания определенных количеств промежуточных фракций, начала и конца кипения.

7. Температура начала кипения $t_{н.к}$ — это температура, при которой давление насыщенного пара данной жидкости равно атмосфер-

---

[1] Составлена сотрудниками ЦНИЛ Главнефтеснаба РСФСР (З. А. Попова, Е. Л. Ржавский, Л. П. Романова).

ному; она позволяет оценивать склонность топлива к испарению и, следовательно, к образованию потерь. По ГОСТ 2177—66 температура начала кипения определяется по падению первой капли дистиллята с конца трубки холодильника в измерительный цилиндр.

8. При испарении нефтепродукта в замкнутое пространство пары смешиваются с воздухом. Концентрация паров нефтепродуктов может быть различной и зависит от окружающих условий (температуры, давления и т. д.) и свойств нефтепродукта. Например, в герметичном резервуаре объемная концентрация паров бензина в летнее время может составлять приблизительно 30%; в 1 м³ такой паровоздушной смеси содержится около 0,8 кг бензина.

9. Химическая стабильность характеризует степень устойчивости нефтепродукта к внешним воздействиям (кислороду, воде, нагреву и т. п.), под влиянием которых состав топлива может изменяться вследствие смолообразования, выпадения в осадок антидетонационных добавок и т. д.

10. Повышение содержания смол в бензине ведет к отложению смолистых веществ в топливной системе двигателей, карбюраторах, камерах сгорания, на клапанах двигателей, что значительно ухудшает их работу.

Содержание смол в автомобильных бензинах (ГОСТ 2084—67) должно находиться в пределах 3—15 мг, авиационных (ГОСТ 1012—72) — 2—4 мг на 100 мл бензина. При содержании смол выше допустимой величины бензины считаются некондиционными, и применять их в двигателях запрещается.

Хранение топлив на «водяной подушке» способствует увеличению смолообразования.

11. В герметичной таре топливо окисляется значительно медленнее. Частые перекачки и хранение топлив в неполностью залитых резервуарах обеспечивают более свободный доступ кислорода воздуха к топливу, что также увеличивает смолообразование (табл. 1).

Таблица 1

Содержание смол в топливе, мг/100 мл	Степень заполнения резервуара, %	
	100	20
Исходное содержание	4	4
Содержание при хранении:		
3 месяца	6	12
6 месяцев	8	36
10 месяцев	10	78

12. Наличие в бензине тетраэтилсвинца (ТЭС), добавляемого для повышения октанового числа, способствует смолообразованию. По своей химической природе ТЭС является метастабильным веществом, склонным к разложению, особенно на свету. Длительное хранение этилированных бензинов ведет к выпадению твердых осадков, содержащих соединения свинца, и понижению содержания ТЭС в жидкой фазе.

13. При длительном хранении ухудшение качества нефтепродуктов происходит вследствие химических (окисление, разложение добавок, присадок и т. д.) и физических процессов (обводнение, загрязнение, расслоение смесей и т. д.). Ввиду этого необходим периодический контроль качества хранения нефтепродуктов.

14. Температура вспышки — температура, при которой пары нефтепродукта, нагреваемого с определенной скоростью, образуют с окружающим воздухом смесь, вспыхивающую при поднесении к ней пламени. Эта температура характеризует пожарную опасность нефтепродукта. Понижение температуры вспышки, стандартной для данного нефтепродукта, свидетельствует о попадании в него легко испаряющихся и легко воспламеняющихся нефтепродуктов.

15. Вязкость — свойство жидкости оказывать сопротивление перемещению ее частиц под влиянием действующих на них внешних сил. Она характеризует текучесть жидкости. Вязкость — одна из важных эксплуатационных характеристик многих нефтепродуктов, особенно масел и мазутов. Она оказывает большое влияние на перекачку нефтепродуктов по трубопроводам, слив, налив и другие операции.

Величина вязкости может быть выражена в единицах динамической, кинематической вязкости и в условных единицах. Кинематическая вязкость (в $м^2/с$ или $см^2/с$) — отношение вязкости динамической к плотности при одной и той же температуре. Динамическую и кинематическую вязкость обычно определяют в капиллярных вискозиметрах. Условная вязкость (в °ВУ) — отношение времени истечения 200 мл испытуемого нефтепродукта из вискозиметра типа ВУ при температуре испытания ко времени истечения такого же количества дистиллированной воды при 20° С.

Вязкость темных нефтепродуктов, масел и парафинистых нефтей резко возрастает с понижением температуры, светлых нефтепродуктов — изменяется мало.

Таблица 2

Температура, °С	Вязкость	
	кинематическая, $см^2/с$	условная, °ВУ
50	1,48	18,0
60	0,85	12,0
70	0,53	7,0
80	0,35	5,0
90	0,24	3,5

В табл. 2 приведена зависимость кинематической и условной вязкости нефтяного топлива от температуры.

16. С повышением вязкости увеличивается налипаемость нефтепродуктов, что затрудняет слив и зачистку цистерн и судов. Налипаемость характеризуется коэффициентом налипания (в $г/м^2$), который изменяется в следующих пределах:

Керосин тракторный	7,5—36,5
Нефть обессоленная	7,5—47,5
Дизельное топливо летнее	13—53
Мазут	47—114

17. Вода и механические примеси, попадая в нефтепродукты, портят их качество. При использовании обводненных бензинов возникают перебои в работе двигателя.

Применение в двигателях обводненных смазочных масел вызывает их вспенивание и резкое ухудшение смазывающей способности.

Механические примеси представляют собой частицы ржавчины, пыли, песка и т. д. Присутствие их в нефтепродуктах недопустимо, так как это приводит к быстрому засорению фильтров и повышенному износу двигателей.

18. Сернистые соединения нефтей определяют их коррозионную активность. Содержание серы в нефтях находится в пределах 0,01—6%. Сернистые и высокосернистые нефти, содержащие сероводород, вызывают сильное коррозионное разрушение резервуаров, судов, цистерн и трубопроводов.

19. Плотность нефтепродукта — количество массы, заключающейся в единице объема при данной температуре. Погрешность измерения плотности влияет на точность учета массы нефти и нефтепродуктов и затрудняет определение величины потерь.

КЛАССИФИКАЦИЯ ПОТЕРЬ

20. При транспортировке и хранении нефтепродуктов и нефти возможны потери от испарения; утечек, розливов, разбрызгивания; неполноты слива нефтеналивных судов, железнодорожных и автомобильных цистерн; смешения, обводнения, зачистки; аварий.

21. Для бензинов и нефтей основными являются потери от испарения; для керосинов и дизельных топлив — от утечек; вязких нефтепродуктов — от налипания на стенки емкостей.

22. Потери от испарения происходят при хранении, заполнении, опорожнении резервуаров и транспортных емкостей, а также при транспортировке нефти и нефтепродуктов.

23. Причины потерь от испарения — высокие давления насыщенных паров нефти и нефтепродуктов и, как следствие, переход легких фракций в газовую фазу. Испарение увеличивается при повышении температуры поверхности нефтепродуктов или понижении давления в газовом пространстве резервуаров.

24. В течение суток резервуар поглощает энергию солнечного излучения, в результате чего температура и давление в газовом пространстве повышается до величины, на которую рассчитан клапан. После этого клапан открывается и паровоздушная смесь выходит в атмосферу, т. е. происходит «малое дыхание».

25. Массовые потери от «малых дыханий» $\Delta G_{м.д}$ можно рассчитать по формуле [6]

$$\Delta G_{м.д} = D_{ср}\,\Delta V,$$

где $D_{ср}$ — массовое содержание паров, кг/м³; ΔV — объем вытесненной за одно «дыхание» паровоздушной смеси, м³.

Массовое содержание паров определяется по формуле

$$D_{ср} = \frac{p_{min} + p_{max}}{R_п (T_{г\,min} + T_{г\,max})},$$

где p_{min}, p_{max} — минимальное и максимальное парциальное давление паров нефтепродукта в газовом пространстве за 1 сут, кгс/м²; $T_{г\,min}$, $T_{г\,max}$ — минимальная и максимальная абсолютная температура газового пространства за 1 сут, К; $R_п$ — газовая постоянная паров нефтепродуктов, кгс·м/(кг·град),

$$R_п = \frac{848}{M},$$

здесь M — относительная молекулярная масса паров.

Объем вытесненной за одно «дыхание» паровоздушной смеси определяется по формуле

$$\Delta V \approx 2{,}303\,\Omega \lg\left(\frac{p_а - p_{вк} - p_{min}}{p_а + p_к - p_{max}} \cdot \frac{T_{г\,max}}{T_{г\,min}}\right).$$

или

$$\Delta V = 2{,}303\Omega \lg\left(\frac{100 - C_{min}}{100 - C_{max}} \cdot \frac{T_{г\,max}}{T_{г\,min}} \cdot \frac{p_а - p_{вк}}{p_а + p_к}\right),$$

где Ω — объем газового пространства, м³; $p_а$ — барометрическое давление, кгс/м²; $p_к$ — избыточное давление в газовом пространстве, соответствующее нагрузке клапана давления, кгс/м²; $p_{вк}$ — вакуум в газовом пространстве, соответствующий нагрузке вакуумного клапана, кгс/м²; C_{min}, C_{max} — минимальная и максимальная концентрация паров в моменты минимума и максимума парциального давления паров нефтепродукта (нефти) в газовом пространстве, %.

26. Ориентировочно годовые потери от «малых дыханий» $G^г_{м.д}$ (т/год) могут быть определены по формуле [21]

$$G^г_{м.д} \approx 1{,}37 p_у D^{1,8} K_H K_0 \rho.$$

где $p_у$ — упругость паров нефтепродукта при средней температуре, кгс/см²; D — диаметр резервуара, м; K_H — коэффициент, учитывающий влияние высоты газового пространства $H_г$, м,

$$K_H = 0{,}175\left(0{,}328 H_г + 5\right)^{0,57} - 0{,}1;$$

K_0 — коэффициент, учитывающий влияние окраски резервуара (алюминиевая краска — $K_0 = 1$, белая — $K_0 = 0{,}75$, красная или без окраски — $K_0 = 1{,}25$); ρ — плотность нефтепродукта, кг/м³.

27. «Большое дыхание» — это процесс вытеснения паровоздушной смеси в атмосферу при наполнении резервуаров и транспортных емкостей нефтью или нефтепродуктами.

Потери от «больших дыханий» определяются количеством паров в вытесненной паровоздушной смеси.

28. Потери (по массе) от «больших дыханий» $\Delta G_{б.д}$ определяются по формуле [6]

$$\Delta G_{б.д} = \frac{\Omega_0}{R_п T}\left(p_г z x S_\omega + p_0 - \frac{\Omega_2}{\Omega_0} p_к\right),$$

где Ω_0, Ω_2 — объем газового пространства в начале и конце вытеснения паровоздушной смеси, м³; T — абсолютная температура, К; $p_г$ — абсолютное давление в газовом пространстве, кгс/м²; z — безразмерный параметр; x — безразмерный параметр, определяющий ход процесса насыщения газового пространства при наполнении емкости; S_ω — сумма бесконечно сходящегося ряда; p_0, p_2 — парциальное давление паров в начале и конце наполнения, кгс/м².

29. Для ориентировочного расчета потерь от испарения при наливе транспортных емкостей бензином $G_б$ (в кг) можно пользоваться следующей формулой [18]:

$$G_б = KV_н \frac{p_s}{p_г} \rho,$$

где K — коэффициент, учитывающий степень насыщения газового пространства и увеличение объема вытесняемой паровоздушной смеси вследствие донасыщения во время наполнения емкости; $V_н$ — объем налитого бензина, м³; p_s — давление насыщенных паров бензина при температуре, равной температуре окружающего воздуха, определяемое по графику $p_s = f(t)$, $p_г$ — давление в газовом пространстве при наливе транспортных емкостей, принимаемое равным атмосферному; ρ — плотность паров нефтепродукта, кг/м³, определяемая по номограмме (рис. 1).

Усредненные экспериментальные значения коэффициента K, приведенные в табл. 3, справедливы для существующих производительностей налива железнодорожных и автомобильных цистерн и нефтеналивных судов.

Таблица 3

Вид емкости	Климатическая зона	Значения K для различных периодов года	
		Весна—лето	Зима—осень
Нефтеналивное судно	Южная	0,66	0,36
	Средняя	0,41	0,20
	Северная	0,33	0,16
Железнодорожная цистерна	Южная	0,70	0,36
	Средняя	0,42	0,20
	Северная	0,38	0,16
Автомобильная цистерна и тара	Южная	0,65	0,47
	Средняя	0,48	0,34
	Северная	0,37	0,23

30. При выкачке нефтепродукта из емкости происходит всасывание воздуха. Концентрация паров уменьшается, начинается испарение нефтепродукта. Давление в газовом пространстве увеличивается до величины, на которую рассчитан дыхательный клапан, после чего последний открывается и паровоздушная смесь вытесняется в атмосферу, т. е. происходит «обратный выдох».

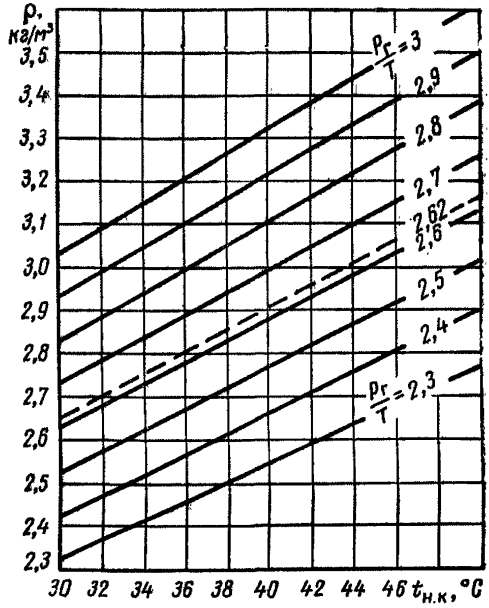


Рис. 1. Номограмма для определения плотности паров нефтепродуктов

31. Величина потерь $\Delta G_{о.в}$ от «обратного выдоха» из емкости определяется по формуле [6]

$$\Delta G_{о.в} = \frac{\Omega}{R_п T}\left(p_г \ln \frac{p_г - p_0}{p_г - p_s} + p_0 - p_s\right),$$

где p_0 — парциальное давление паров в газовом пространстве в начале «обратного выдоха», кгс/м².

32. Величина потерь от испарения при сливе транспортных емкостей $\Delta G_с$ (в кг) определяется по формуле [6]

$$\Delta G_с = \frac{p''}{R_п T} V,$$

где V — объем емкости, из которой сливается нефтепродукт, м³; p'' — парциальное давление паров в емкости после слива, кгс/м²,

$$p'' = p_s \frac{y}{y+1},$$

y — безразмерный параметр, определяющий ход процесса насыщения газового пространства при рассматриваемых условиях,

$$y = \frac{nF_{\text{п}} R_{\text{п}} T}{q},$$

где n — коэффициент испарения, 1/ч (для железнодорожных цистерн $n \approx 2{,}2 \cdot 10^{-4}$ 1/ч, для наливных судов $n \approx 2{,}4 \cdot 10^{-4}$ 1/ч); $F_{\text{п}}$ — площадь поверхности нефтепродукта, м^2; q — производительность выкачки, м^3/ч.

33. Неправильно установленные дыхательные клапаны, неплотности кровли, незакрытые люки резервуаров и цистерн, отверстия, находящиеся в зоне газового пространства корпуса и палубы нефтеналивных судов, приводят к потерям от вентиляции газового пространства, величина которых может превышать потери от «малых» и «больших дыханий».

Потери от вентиляции газового пространства емкости $\Delta G_{\text{в}}$ (в кг/сут) могут быть определены по формуле [21]

$$\Delta G_{\text{в}} = V_{\text{в}} C \gamma_{\text{б}},$$

где $V_{\text{в}}$ — объем паров, теряемых при вентиляции газового пространства, м^3/сут,

$$V_{\text{в}} = 86\,400 \mu F \sqrt{2g \frac{p}{\gamma_{\text{с}}}},$$

μ — коэффициент расхода отверстия; F — площадь отверстия, м^2; g — ускорение силы тяжести, м/с^2; p — давление, под которым происходит истечение паровоздушной смеси, равное разности веса столбов высотой H паровоздушной смеси $\gamma_{\text{с}}$ и воздуха $\gamma_{\text{в}}$,

$$p = H(\gamma_{\text{с}} - \gamma_{\text{в}});$$

$\gamma_{\text{б}}$ — плотность паров бензина, кг/м^3; C — концентрация паров.

34. При несвоевременном проведении профилактического ремонта и нарушении правил технической эксплуатации происходят потери от утечек, розливов, разбрызгивания, аварий.

35. Причины возникновения утечек различны.

При хранении в резервуарах:

неплотности швов стенок и днища;

возникновение трещин в облицовке железобетонных резервуаров;

повреждение запорной арматуры;

спуск подтоварной воды через сифонный кран без наблюдения.

При наливе и сливе:

перелив резервуаров и транспортных емкостей;
выброс через колпак цистерны при разогреве;
стекание с наливного рукава при подъеме его из цистерны;
переполнение сливного желоба;
негерметичность шлангующих устройств, соединяющих береговые трубопроводы с судовыми;
разрыв рукавов.

При перекачке по трубопроводам:

неплотности соединений труб, повреждение запорной арматуры;
коррозионные сквозные повреждения;
аварии.

При железнодорожных перевозках:

выплескивание через негерметично закрытые крышки люков на колпаках;
перелив при повышенном уровне налива;
негерметичность сливных приборов.

При перевозке в нефтеналивных судах:

грузотечность судна;
аварии.

При отпуске нефтепродуктов:

разбрызгивание и перелив топливных баков автомобилей;
неплотности в соединениях топливораздаточных колонок;
перелив и неправильная укупорка бочек;
неисправности раздаточных кранов;
неисправности тары.

36. Неполный слив нефтеналивных судов может происходить из-за технической неисправности перекачивающих средств нефтебазы, плавучей нефтеперекачивающей станции и нефтеналивного судна, а также налипания вязких нефтепродуктов на борта и днища.

37. Потери от неполного слива железнодорожных цистерн возникают из-за недостаточного уклона котла к сливному прибору и наличия выступающего внутрь цистерны бурта сливного прибора.

38. Неполный слив автоцистерн происходит из-за возвышения среза сливного патрубка над днищем котла или неправильной установки цистерны на автозаправочной станции (АЗС) при сливе.

39. Смешение нефтепродуктов, как правило, значительно ухудшает их качество, что приводит к необходимости перечисления нефтепродуктов из одного сорта в другой, более низкий по свойствам и стоимости.

Смешение происходит на границе контакта различных нефтепродуктов при последовательной перекачке их по трубопроводу, а также при приеме в резервуары и транспортные емкости, имею-

щие остатки, которые по качеству отличаются от принимаемого нефтепродукта.

40. Обводнение нефти и нефтепродуктов происходит при перевозках в технически неисправных судах или при попадании влаги в негерметичные емкости.

41. При зачистке резервуаров, трубопроводов и транспортных емкостей после вязких нефтепродуктов, парафинистых и высокосмолистых нефтей образуется большое количество остатков, которые сбрасываются в ямные емкости и в дальнейшем не используются.

42. Нарушение правил технической эксплуатации резервуаров, трубопроводов и транспортных емкостей — причина аварийных потерь.

43. При современном техническом уровне и эффективных методах и средствах большинство потерь может быть полностью ликвидировано.

ПОТЕРИ В РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКАХ

44. Основная доля потерь (от 60 до 80%) при транспортировке и хранении приходится на резервуары.

В резервуарных парках происходят потери от испарения (до 75% всех потерь), утечек, смешения и аварий.

45. Величина потерь нефтепродуктов от «малых дыханий» из типовых резервуаров, рассчитанных на избыточное внутреннее давление 200 мм вод. ст. и вакуум 25 мм вод. ст., зависит в основном от объема газового пространства, а из резервуаров повышенного давления — от величины избыточного давления.

Таблица 4

Степень заполнения резервуара, %	Зона	
	средняя	южная
90	0,3	0,4
80	0,6	0,9
70	1,0	1,5
60	1,6	2,3
40	3,6	5,2
20	9,6	13,6

В табл. 4 приведены годовые потери бензина (в %) в зависимости от степени заполнения резервуара и климатической зоны.

Потери бензина (в %) в зависимости от избыточного давления в резервуаре РВС-5000 при коэффициенте оборачиваемости 24 составят:

p, мм вод. ст	%
200	100
1000	66
2500	52
4000	46
7000	36

46. Потери автобензина из РВС-5000 от «больших дыханий» составляют в летнее время в среднем 0,56 кг на 1 м³ закачанного продукта, в зимнее — 0,35 кг; от «обратного выдоха» — 0,1 кг на 1 м³ выкачанного продукта.

47. Потери могут быть уменьшены при правильном выборе режима и порядка технологических операций. Например, если резервуары после опорожнения будут сразу же заполнены, то последующую выкачку следует вести с максимально допустимой производительностью.

48. Годовые потери бензина от испарения (в т) из типовых резервуаров в зависимости от коэффициента оборачиваемости приведены в табл. 5, нефти с p^s_8=500 мм рт. ст. — в табл. 6.

Таблица 5

Объем резервуара, м³	Южная зона			Северная зона		
	Оборачиваемость резервуаров в год					
	12	48	96	12	48	96
400	4,8	12,4	22,6	2,9	9,4	15,9
1000	11,5	29,4	58,4	6,7	19,4	36,4
2000	22,2	55,6	100,3	12,6	35,5	66,0
3000	34,8	88,3	159,7	20,5	57,9	107,0
5000	50,4	126,2	227,2	28,4	80,8	150,6

Таблица 6

Объем резервуара, м³	Южная зона			Северная зона		
	Оборачиваемость резервуаров в год					
	50	100	200	50	100	200
2000	1,36	1,10	1,04	0,83	0,69	0,66
3000	2,12	1,72	1,63	1,36	1,08	1,03
5000	3,12	2,48	2,35	1,87	1,56	1,49
10 000	6,90	5,59	5,29	4,22	3,52	3,35
20 000	12,29	9,95	9,42	7,52	8,27	5,97
30 000	19,87	16,09	15,23	12,20	10,14	9,67

49. Резервуары для нефти и нефтепродуктов эксплуатируются в различных климатических зонах при разных температурах нефтепродуктов. Температурный режим резервуаров зависит от коэффициента оборачиваемости, температуры воздуха, объема и температуры хранимого продукта.

50. Особый контроль должен быть установлен за резервуарами из кипящей стали и клепаными, которые подлежат индивидуальной дефектоскопии (механической, химической, физической) для определения возможностей и условий дальнейшей эксплуатации.

51. Нарушение правил технической эксплуатации приводит к уменьшению надежности резервуаров и может явиться причиной аварии со значительной потерей нефти и нефтепродуктов.

Уменьшение надежности резервуаров может произойти по следующим причинам:

превышение избыточного давления или вакуума внутри резервуара;

увеличение внутреннего напряжения металла;

ухудшение механических свойств металла;

увеличение неравномерной осадки, влияющей на изменение геометрической формы резервуаров;

появление «хлопунов» и вмятин;

усиление вибрации корпуса резервуара при больших скоростях наполнения, особенно горячими нефтепродуктами или нефтью;

превышение установленного уровня наполнения;

перекос и нарушение герметичности коробов понтона, затопление их с образованием деформации направляющих труб, стоек, кронштейнов;

коррозия металла, возникающая при хранении в резервуаре сернистой нефти или нефтепродуктов с повышенным содержанием сернистых соединений;

уменьшение толщины металла;

дефект сварных швов и др.

52. Избыточное давление или вакуум в газовом пространстве резервуара создает в стыках соединения крыши с корпусом дополнительные напряжения, которые могут достигать разрушающих величин, приводящих к образованию выпучин, разрывов в верхних поясах и кровле резервуаров.

Отсутствие избыточного давления или вакуума свидетельствует о негерметичности резервуара. Давление в нем проверяется жидкостным манометром, соединенным с газовым пространством резервуара при помощи резиновой трубки и крышки, устанавливаемой на замерном люке.

53. Наиболее значительная осадка резервуаров наблюдается на периферии корпуса и участках с неукрепленной отмосткой. При неравномерной осадке, превышающей 100 мм, с образованием под днищем пустот площадью свыше 1—1,5 м^2 в корпусе и днище резервуар развиваются значительные напряжения, которые могут привести к образованию выпучин и вмятин, а в отдельных случаях трещин. За осадкой основания каждого резервуара должно быть установлено систематическое наблюдение.

54. Вибрация корпуса резервуара наблюдается при закачке нефти с высокой температурой, например, поступающей с установок обезвоживания, обессоливания и др. Выделившиеся растворенные газы вместе с нефтью выталкиваются из трубопровода в резервуар, быстро поднимаются вверх, вызывая колебания поверхности нефти, что приводит к гидравлическим ударам.

55. Статистические данные (в %) показывают, что трещины в эксплуатирующихся резервуарах появляются в основном в зимние месяцы: январь — 32,3; февраль — 26,3; март — 0; октябрь — 3,7; ноябрь — 13,7; декабрь — 24 и распределяются следующим образом (в %): по полотну днища — 8, в узле сопряжения корпуса с днищем — 56, на корпусе — 36.

Анализ данных частичного разрушения резервуаров из стали МСт3кп с образованием трещин показал, что из 262 случаев 91% приходится на сварные швы, 7,65% — на уторные уголки и 1,35% — на основной металл; в 17 случаях полного разрушения резервуаров 82% очагов приходится на сварной шов, 11,8% — на уторный уголок и 6,2% — на зону термического влияния.

56. Сероводородная коррозия сокращает срок службы верхних поясов и кровли. Коррозия приводит к потере несущей способности перекрытий и ферм, в результате чего возможен обвал крыши резервуара. За резервуарами, в которых хранятся сернистые нефти и нефтепродукты, должен быть установлен строгий надзор и утвержден график очистки от отложений пирофорного железа.

57. Максимальная надежность резервуаров возможна только при полном устранении дефектов, для чего должны проводиться планово-предупредительные ремонты, подразделяющиеся по объему работ на текущий, средний и капитальный.

Текущий ремонт — минимальный по объему ремонт, позволяющий поддерживать конструкции и оборудование в работоспособном состоянии путем устранения дефектов, не требующих разборки сложных узлов.

Средний ремонт — ремонт, при котором производится частичная разборка конструкции и оборудования.

Капитальный ремонт — наиболее сложный и трудоемкий ремонт, при котором производится полная разборка оборудования с заменой изношенных деталей и узлов. При этом должны быть выполнены все работы по текущему и среднему ремонту.

58. Мелкий ремонт сквозных повреждений корпуса и крыш резервуаров может производиться с помощью эпоксидного клея. В эпоксидную смолу, взятую в нужном количестве, вводится 15 массовых частей отвердителя. Смесь тщательно перемешивается до равномерного цвета. Затем в нее небольшими порциями (до 10 массовых частей от массы смолы) добавляется алюминиевая пудра, и состав вновь перемешивается. Смесь пригодна в течение 1 ч.

Клеевая смесь наносится на отпескоструенную и обезжиренную поверхность резервуара при помощи шпателя ровным слоем (0,3—0,5 мм) в одном направлении и тщательно втирается в шероховатости поверхности металла. Клеевой слой должен выходить за пределы свища или трещины на ширину 1—2 см.

59. Эпоксидным клеем можно ремонтировать крупные свищи и трещины. Для этого на поверхность резервуара наносится слой клея и накладывается первая заплата из стеклоткани, которая должна перекрывать место дефекта на 2—3 см. На этот слой стеклоткани наносится клеевой состав и накладывается вторая заплата из того же материала, перекрывающая первую на 1—2 см. После этого вновь наносится слой клея, перекрывающий края второй заплаты на 0,5—1 см.

Более плотное и ровное прилегание заплат из стеклоткани к поверхности резервуара обеспечивается при помощи накатных роликов, рабочая поверхность которых должна быть изготовлена из фторопласта или покрыта фторопластовой пленкой.

60. Для ремонта днищ стальных резервуаров эпоксидный состав готовится из эпоксидной шпатлевки ЭП-0010 (ГОСТ 10277—62) — 100 г и отвердителя (гексаметилендиамин) — 8,5 г.

Перед нанесением эпоксидных покрытий с поверхности металла

пескоструйным аппаратом или другими способами удаляется ржавчина. Очищенный металл протирается бензином и после его испарения покрывается эпоксидной грунтовкой.

При повреждении днищ резервуаров на больших площадях производится замена их.

61. Для предохранения от атмосферной коррозии стальные наземные резервуары должны быть защищены антикоррозионными лучеотражающими красками.

62. Теплоизоляция резервуаров для хранения и отпуска вязких нефтепродуктов может производиться пенополиуретаном, например, марки ППУ МРТУ 6—5—1150—68. Для этого на поверхность резервуара с помощью передвижной установки «Пена-1» в полевом исполнении методом напыления наносятся жидкие компоненты, которые, вспениваясь, образуют теплоизоляционный слой, прочно сцепленный со стенками резервуара. Толщина изоляционного слоя на нижних поясах 60—70 мм, на верхних — 40—50 мм. Средняя плотность пенополиуретана — 50—60 кг/м³. Низкий коэффициент теплопроводности (0,03 ккал/м·ч·град) обеспечивает высокие теплотехнические качества изоляции из пенополиуретана, а удовлетворительная величина адгезии (до 2 кг/см²) и незначительная плотность позволяют наносить ее на вертикальные стенки резервуаров без устройства дополнительных креплений.

Достаточный предел прочности при сжатии и статическом изгибе обеспечивает нормальную работу теплоизоляции без образования продольных и поперечных трещин.

63. В резервуарах специальных конструкций с понтонами, плавающими крышами, повышенного давления, обвязанных газоуравнительной системой с газосборниками, следует хранить легкоиспаряющиеся нефти и нефтепродукты.

Конструкции резервуаров

64. Наземные стальные вертикальные цилиндрические резервуары делятся на резервуары:

без давления (с плавающей крышей, понтоном и др.) объемом до 50 000 м³;

низкого давления (до 200 мм вод. ст.) объемом до 30 000 м³;

повышенноого давления объемом до 5000 м³.

65. Применение резервуаров специальных конструкций (с газовым пространством переменного объема, без газового пространства, повышенного давления) — эффективное средство сокращения потерь.

66. Плавающие покрытия (металлические и неметаллические понтоны, плавающие крыши) могут сокращать потери до 80—90% по сравнению с резервуарами без покрытий.

67. Нарушение герметичности закрытых коробов понтонов в резервуарах, построенных по типовым проектам 702—95/62, 702—96/62 и т. д., приводило к затоплению понтона и выводу резервуара из эксплуатации.

Резервуары с понтонами, построенные по типовым проектам 704-1-51—704-1-54, имеют открытые герметичные отсеки, что позволяет вести систематический контроль за техническим состоянием понтона (рис. 2).

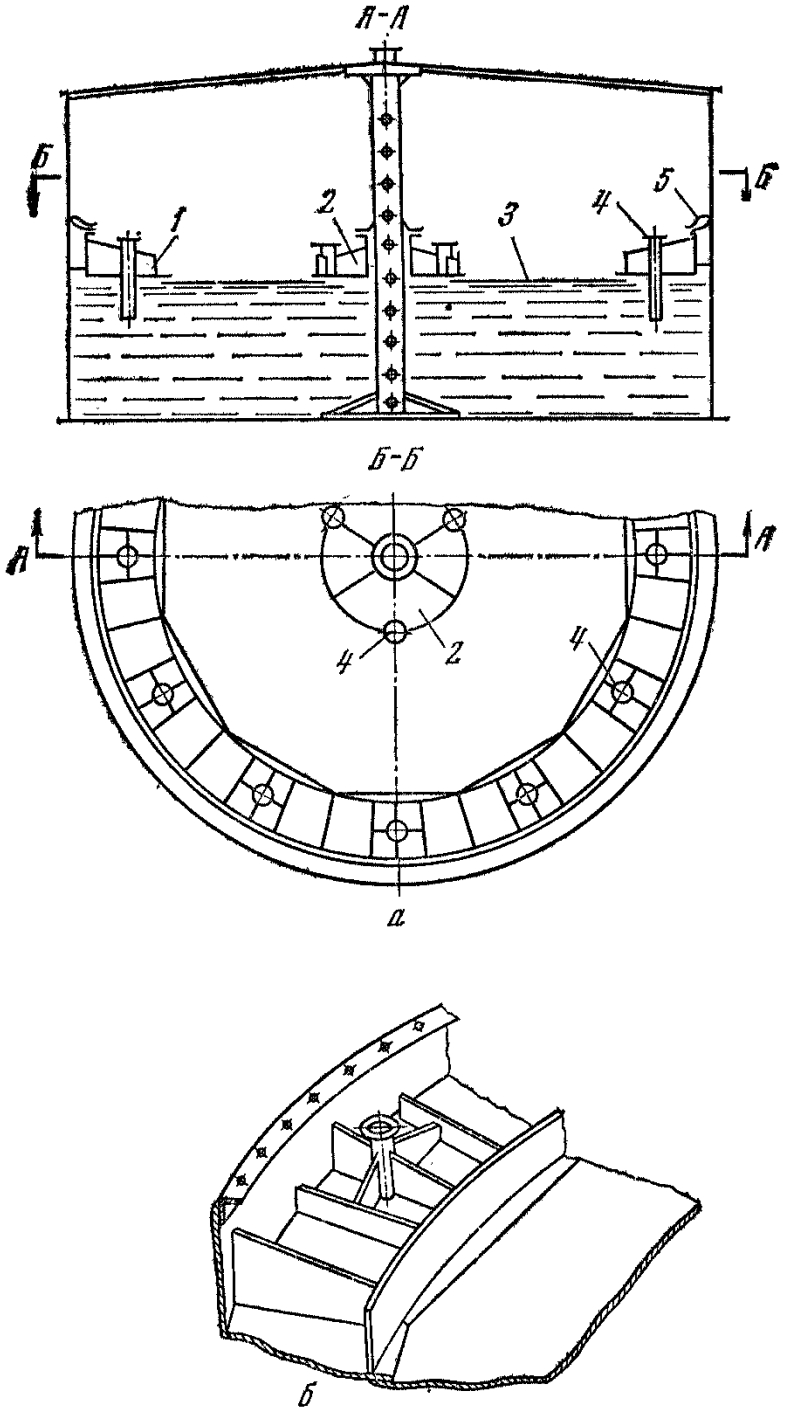


Рис. 2. Открытый металлический понтон:

а — общий вид; *б* — открытый короб; *1* — наружное кольцо жесткости; *2* — центральное кольцо; *3* — днище понтона; *4* — опорная стойка; *5* — петлевой затвор

68. В резервуарах с металлическими понтонами необходимо не реже одного раза в квартал проводить проверку герметичности понтона в соответствии с «Временной инструкцией по определению герметичности понтона в металлическом резервуаре при хранении бензина».

Не допускается эксплуатация резервуаров с понтонами при наличии на его ковре нефтепродукта.

69. Разработаны конструкции понтонов из синтетических материалов для вертикальных стальных резервуаров со щитовой кровлей вместимостью 100—400, 700, 1000, 2000, 5000, 10 000 м³. Конструкция понтона сборная из отдельных элементов, что позволяет производить монтаж без огневых работ. Основная часть такого понтона — эластичный ковер из полимерного материала, который крепится по периметру к коробам, собранным на уголке в кольцо жесткости. Понтонами из полимерных материалов целесообразно оборудовать резервуары, находящиеся в эксплуатации.

70. В отличие от резервуара с понтоном в резервуаре с плавающей крышей отсутствует кровля. Построены резервуары с плавающей крышей вместимостью 3, 10, 50 тыс. м³, ведутся работы по созданию проекта резервуаров вместимостью 100 тыс. м³.

71. Один из важнейших узлов конструкции плавающей крыши и понтона — затвор, т. е. система уплотнения кольцевого пространства между стенкой резервуара и покрытием. Наибольшее распространение получили петлевые затворы, отличающиеся низкой стоимостью, простотой изготовления и эксплуатации. Существующие конструкции петлевых затворов позволяют герметично перекрывать зазор между корпусом резервуара и понтоном шириной не более 180 мм.

При нарушении правильной геометрической формы резервуара, смешении оси понтона относительно резервуара, неточностях, допущенных при монтаже, ширина зазора может оказаться более 180 мм; в этом случае эффективность затвора значительно снижается.

Для уменьшения величины зазора между затвором и стенкой резервуара используются специальные накладки на короба, к которым крепится затвор.

72. Затворы мягкого и жесткого типа применяются для улучшения герметичности между стенкой резервуара и плавающим покрытием.

73. Затворы мягкого типа (рис. 3, 4), основными частями которых являются внутренняя тонкая эластичная оболочка с наполнителем (керосин, пенополиуретан) и наружная защитная оболочка из резинотканевого износоустойчивого материала, обладают герметизирующей способностью.

Затвор с наполнителем из пенополиуретана конструктивно более прост и надежен в эксплуатации, чем затвор с жидким наполнителем; повреждение оболочки не приводит к потере его герметизирующей способности.

74. Затвор жесткого типа — это уплотнение из скользящих металлических листов, прижатых к стенке резервуара системой рычагов, связанных между собой шарнирами и пружинами. Герметизация кольцевого пространства обеспечивается мембраной из резинотканевого материала, расположенной непосредственно над нефтепродуктом. Кольцевое пространство и рычажная система защищены от атмосферных осадков стальным щитком.

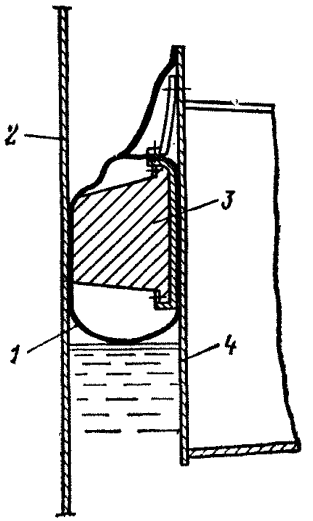


Рис. 3. Затвор мягкого типа с пенополиуретаном:

1 — резинотканевая оболочка; *2* — стенка резервуара; *3* — заполнитель из эластичного пенополиуретана; *4* — плавающая крыша

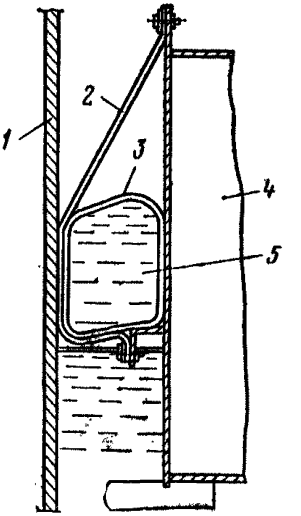


Рис. 4. Затвор мягкого типа с жидким заполнителем:

1 — стенка резервуара; *2* — наружная оболочка (гофрированная); *3* — внутренняя эластичная оболочка; *4* — плавающая крышка; *5* — жидкий наполнитель

75. Источник потерь при применении плавающих защитных покрытий — диффузия паров через затворы и полимерный материал ковра понтона.

Герметичность затвора характеризуется коэффициентом k (количество паров нефтепродукта, проходящих в течение 1 ч через 1 м длины затвора). Для затворов петлевых $k=2{,}8\cdot10^{-5}$ м/ч, мягкого типа — $(0{,}37\div0{,}42)\cdot10^{-5}$ м/ч, жесткого типа — $0{,}25\cdot10^{-5}$ м/ч.

Диффузия паров нефтепродуктов через полимерный материал ковра характеризуется коэффициентом бензопроницаемости (в г/м² в 1 сут):

Полимерная пленка ПК-4	1,8
Резинотканевый материал:	
артикул 625	5,6
артикул 952	30,0
Полиэтилен среднего давления (ориентированный) . .	15,0
Микрошарики (для нефти с $p=380$ мм рт. ст.) . . .	24,5

76. Для повышения эффективности резервуаров с плавающими крышами и понтонами необходимо:

эксплуатировать резервуары с высоким коэффициентом оборачиваемости, не используя их для длительного хранения нефтепродуктов;

окрашивать ежегодно наружную поверхность плавающих крыш светлой краской с высокими лучеотражающими свойствами;

герметизировать кольцевые зазоры вокруг направляющих стоек;

держать постоянно закрытыми вентили (верхний и нижний) дренажной системы, открывая их лишь во время спуска воды с крыши.

При эксплуатации резервуаров в зимнее время необходимо:

тщательно осматривать затворы перед началом закачки или выкачки и в случае примерзания их к корпусу резервуара осторожно отрывать с помощью деревянного клина;

не допускать односторонней снеговой нагрузки (излишки снега следует удалять при нахождении крыши в верхнем крайнем положении).

Для нормальной эксплуатации резервуара с плавающей крышей необходимо:

не реже двух раз в неделю осматривать затвор, не допуская скопления пыли и грязи на мембране и козырьке;

не реже двух раз в месяц определять герметичность коробов, проверяя наличие в них нефтепродуктов через специальные люки диаметром 150 мм, имеющиеся в каждом отсеке короба.

77. Резервуары, рассчитанные на повышенное давление, предназначены для длительного хранения нефтепродуктов с высоким давлением насыщенных паров; они полностью предотвращают потери от «малых дыханий» и сокращают потери от «больших дыханий».

78. Резервуары со сферической крышей и сфероидальные экономичны для хранения под давлением. При одинаковой вместимости отношение поверхности испарения к объему нефтепродукта в этих резервуарах меньше, чем в цилиндрических. Кроме того, равномерное распределение напряжений позволяет уменьшить толщину стенки.

79. К цилиндрическим резервуарам со сферической крышей относятся резервуары типа ДИСИ вместимостью до 2000 м³ и типа «Гибрид» вместимостью до 5000 м³.

Резервуары типа ДИСИ вместимостью 700, 1000 и 2000 м³ рассчитаны на избыточное давление 1500—1800 мм вод. ст. Резервуар вместимостью 700 м³ испытан на давление 2600 мм вод. ст. и вакуум 300 мм вод. ст., а вместимостью 2000 м³ — на давление 2000 мм вод. ст. и вакуум 200 мм вод. ст.

80. Резервуар типа «Гибрид» (рис. 5) рассчитан на избыточное давление 2500 мм вод. ст. и вакуум 100 мм вод. ст., имеет сферическую крышу самонесущей конструкции, днище его крепится к основанию анкерными болтами, заделанными в железобетонные плиты. Для восприятия повышенного вакуума резервуар усиливается горизонтальными кольцами жесткости.

81. Практика строительства резервуаров повышенного давления показывает, что особое внимание необходимо обращать на равномерное расположение анкерных болтов по окружности резервуара, качественное закрепление их в закладных железобетонных плитах и утрамбовку засыпанного грунта. При несоблюдении указанных ус-

ловий возможны случаи отрыва нижнего утора от днища при повышении давления в резервуаре.

82. Оптимальное избыточное давление и вакуум в резервуаре должны определяться в каждом конкретном случае на основании технико-экономических расчетов. Для южной климатической зоны (Средняя Азия) избыточное давление составляет 0,25 кгс/см², средней — 0,15—0,17 кгс/см².

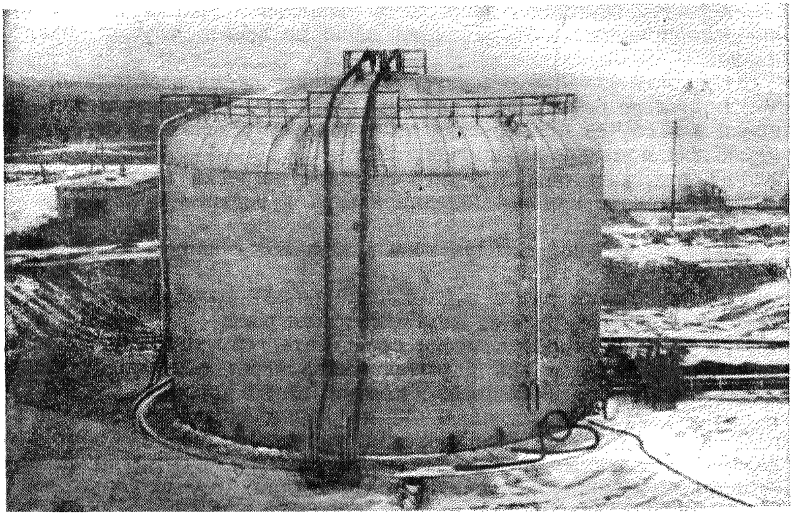


Рис. 5. Резервуар типа «Гибрид»

83. Для хранения нефтей и темных нефтепродуктов широкое распространение получили железобетонные резервуары. В наземных железобетонных резервуарах потери от «малых дыханий» (при одинаковой вместимости) сокращаются в 3—5 раз, а в заглубленных — в 8—10 раз по сравнению со стальными резервуарами, рассчитанными на избыточное давление 200 мм рт. ст., так как суточные колебания температуры грунта практически затухают на глубине 0,5 м.

84. При хранении нефтей и нефтепродуктов используются сборные железобетонные цилиндрические резервуары вместимостью 500, 1000, 2000, 3000, 5000, 10 000, 20 000, 30 000 м³, рассчитанные на давление 200 мм вод. ст. и вакуум 25 мм вод. ст.

Внутренняя поверхность этих резервуаров, предназначенных для хранения светлых нефтепродуктов и масел, облицовывается сталью толщиной 2,5 мм.

85. Для предотвращения выхода легких фракций через перекрытия железобетонных резервуаров предусматривается создание на нем водяного экрана толщиной 100 мм. Как показали исследования, около 40% всех потерь паровоздушной смеси при «больших дыханиях» происходят из-за неплотности перекрытий.

86. Значительное сокращение потерь от испарения из железобетонных резервуаров может быть достигнуто при использовании оболочек-вкладышей из армированных полимерных и резинотканевых материалов.

Верхняя часть оболочки-вкладыша лежит в резервуаре на поверхности нефтепродукта и при опорожнении и наполнении следует за его уровнем. Оболочка закрепляется в средней или верхней части стенки резервуара. При закреплении оболочки в верхней части потери от «малых дыханий» исключаются полностью, а от «больших» частично. При закреплении ее в средней части потери от «больших и малых дыханий» исключены.

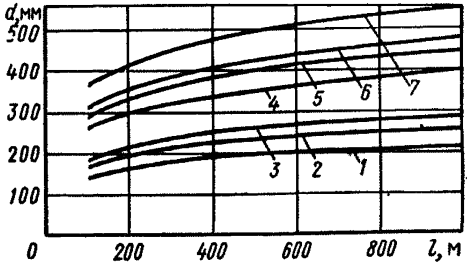


Рис. 6. Зависимость диаметра труб газовой обвязки d от расстояния l и производительности Q (в м³/ч):

1 — 500; *2* — 800; *3* — 1100; *4* — 2500; *5* — 3500; *6* — 4167; *7* — 6250

87. Потери от испарения могут быть значительно снижены при использовании газоуравнительной системы, предусматривающей соединение газовых пространств резервуаров системой трубопроводов, по которым паровоздушная смесь перетекает из резервуара в резервуар при закачках и выкачках.

Газоуравнительной системой должны быть объединены резервуары, залитые нефтепродуктами одинакового химического состава. Недопустимо соединение резервуаров с этилированными и неэтилированными бензинами, так как это приводит к ухудшению качества последних.

88. Газоуравнительные системы могут быть двух типов: с газосборником и без него. Газоуравнительная система без газосборника применяется на однотипных резервуарах при совпадении операций закачки и выкачки нефтепродуктов по времени и соответствии производительностей.

Ориентировочно принимается, что газовая обвязка без газосборника сокращает потери от испарения на величину, равную коэффициенту совпадения операций.

Применение газосборников позволяет достичь большего сокращения потерь при малых коэффициентах совпадения операций.

89. Использование газоуравнительной системы эффективно при следующих условиях:

герметичности резервуаров и работе их под избыточным давлением 200 мм вод. ст.;

совпадении производительностей закачки и выкачки;

соответствии пропускной способности газопроводов производительности закачки (выкачки).

Диаметр труб газовой обвязки выбирается в зависимости от расстояния между двумя самыми отдаленными резервуарами и про-

изводительности закачки или выкачки (рис. 6). При укладке газопроводов необходимо строго соблюдать уклоны для свободного стекания в конденсатосборные резервуары образующегося в трубах конденсата.

Затраты (в руб.) на сооружение газовой обвязки (на 1 резервуар) для первого территориального строительного района приведены в табл. 7.

Таблица 7

Объем резервуара, м³	Диаметр трубопровода газовой обвязки (в мм)					
	152	219	273	325	426	530
2 000	510	750	890	1210	1800	2500
3 000	540	790	1040	1280	1925	2680
5 000	570	840	1100	1340	2060	2865
10 000	610	900	1180	1435	2204	3060
20 000	653	963	1265	1535	2400	3270
30 000	700	1030	1355	1640	2570	3500

Для других территориальных строительных районов затраты на сооружение газовой обвязки должны быть изменены пропорционально корректирующему коэффициенту.

90. Наряду с металлическими газосборниками разработана конструкция пневматического газосборника из эластичного материала вместимостью 220 и 1000 м³. Внутреннее пространство газосборника разделено подвижной мембраной на два отсека: нижний (для паровоздушной смеси) и верхний (для воздуха). Нижний отсек газопроводом соединен с газовым пространством резервуара, верхний — с вентилятором. Автоматический режим включения и выключения вентилятора газосборника исключает необходимость постоянного наблюдения. Сокращение потерь при использовании такого газосборника составляет 90—93%.

91. При необходимости вывода из эксплуатации или заполнения другим сортом нефтепродукта резервуара, входящего в газоуравнительную систему, его следует своевременно отключить от газовой обвязки путем закрытия задвижки на газопроводе.

92. Давление в газоуравнительной системе необходимо ежемесячно проверять с помощью манометра, подсоединяемого к специальным штуцерам на крышах резервуаров или трубах газовой обвязки. Замеренное давление должно соответствовать проектному.

93. При потере герметичности какого-либо резервуара, входящего в газоуравнительную систему (появление трещин на кровле, неплотное прилегание тарелок дыхательных клапанов и т. п.), его необходимо немедленно отключить от газовой обвязки и устранить дефект.

Оборудование резервуаров

94. Для снижения потерь нефти и нефтепродуктов при хранении большое значение имеют использование исправного резервуарного оборудования и правильная эксплуатация его.

Все резервуары и оборудование должны содержаться в исправном состоянии и отвечать требованиям «Правил эксплуатации металлических резервуаров для нефти и нефтепродуктов и руководства по их ремонту».

95. Особенность работы стальных герметичных резервуаров — повышение давления в газовом пространстве от испарения и наполнения, а также увеличение вакуума при охлаждении или опорожнении. Увеличение избыточного давления (вакуума) в резервуаре ведет к уменьшению потерь.

Значительное избыточное давление в газовом пространстве резервуаров возникает при больших производительностях закачки нефтепродуктов с высокой упругостью паров или нефти с большим содержанием газов и высокой температурой.

Превышение допустимой величины вакуума может произойти из-за неисправностей вакуумных клапанов, возникающих при отрицательных температурах воздуха, когда возможно примерзание тарелок клапанов.

96. В вертикальных цилиндрических резервуарах с конической кровлей рекомендуется производить замену старых конических крыш с фермами на щитовые, рассчитанные на давление 200 мм вод. ст.

97. Дыхательные клапаны резервуаров, работающих с внутренним давлением в газовом пространстве от 20 до 200 мм вод. ст., имеют различную массу тарелок, предохранительные — различную высоту уровня жидкости в гидрозатворе. Замена дыхательных клапанов, предназначенных для резервуаров на давление 200 мм вод. ст., клапанами на меньшее давление приводит к увеличению потерь. Установка на резервуарах с допускаемым давлением в газовом пространстве до 20 мм вод. ст. клапанов с давлением срабатывания до 200 мм вод. ст. может привести к аварии. Аварии могут произойти и тогда, когда клапаны не отрегулированы на необходимый вакуум.

98. Дыхательный клапан, установленный на резервуаре, может быть источником потерь вследствие нарушения герметичности прилегания крышки и корпуса клапана, затвора клапана, соединения седла с корпусом, вентиляции газового пространства и выдувания паров нефтепродуктов. Величина потерь (в т) за осенне-зимний период может быть оценена по данным, приведенным в табл. 8.

99. Дыхательные и предохранительные клапаны, установленные строго вертикально, создают условия герметичной эксплуатации резервуаров с избыточным давлением в газовом пространстве. При наклонной установке и недостаточном уровне залитой жидкости предохранительный (гидравлический) клапан начинает работать при меньшем, чем расчетное, давлении, что увеличивает потери от «малых дыханий» и выдувания.

100. Для обеспечения нормальной эксплуатации резервуаров необходимо производить осмотр дыхательных клапанов согласно инструкциям заводов-изготовителей, но не реже двух раз в месяц в теплое время года и не реже одного раза в 10 дней при отрицательных температурах окружающего воздуха.

101. Механический дыхательный клапан КД-2 тарельчатого типа был установлен на вертикальных цилиндрических резервуарах, рассчитанных на давление 200 мм вод. ст. и вакуум 25 мм вод. ст. Обтекаемое очертание внутренних поверхностей корпуса позволило сократить гидравлические потери и повысить пропускную способ-

Таблица 8

Объем резервуара, м³	Продукт	Открыто					
		два световых люка		один световой люк		один клапан	
		НПЗ	Нефтебазы и перекачивающие станции	НПЗ	Нефтебазы и перекачивающие станции	НПЗ	Нефтебазы и перекачивающие станции
5000	Бензин	314	200	39	25	11	7
	Нефть:						
	обессоленная	543	—	68	—	18	—
	сырая	186	186	17	17	6	6
3000	Бензин	220	140	27	18	8	5
	Нефть:						
	обессоленная	380	—	48	—	12	—
	сырая	130	130	12	12	4	4
2000	Бензин	140	80	18	11	5	3
	Нефть:						
	обессоленная	244	—	31	—	8	—
	сырая	84	84	8	8	3	3

ность его по сравнению с дыхательными клапанами типа ДК и КД.

Характеристика дыхательных клапанов КД-2 приведена в табл. 9.

102. В конструкции непримерзающего дыхательного клапана типа КДН максимально облегчен доступ к затворам и внутренним полостям для проведения осмотров и очистки от льда и инея. На бо-

Таблица 9

Параметры	Марка клапана					
	КД-2-50	КД-2-100	КД-2-150	КД-2-200	КД-2-250	КД-2-300
Диаметр условного прохода, мм	50	100	150	200	250	300
Пропускная способность, м³/ч	18	35	130	250	400	900
Масса клапана, кг . .	1,2	12,5	19	27	35	57

ковой крышке по вертикальной оси смонтированы непримерзающие бесштоковые затворы. Кассета огневого предохранителя встроена в корпус.

Техническая характеристика непримерзающего дыхательного клапана типа КДН

	КДН-250	КДН-350
Диаметр условного прохода, мм	250	350
Давление срабатывания (регулируется массой грузов), мм вод. ст.	20—160	20—160
Вакуум срабатывания (регулируется массой грузов), мм вод. ст.	20—100	20—100
Пропускная способность (по воздуху), $м^3/ч$ . .	500	900
Масса клапана, кг	65	80

103. Типовые проекты (704-1—66, 704-1—67 и т. д.) предусматривают оборудование резервуаров без понтонов для хранения нефти и бензина непримерзающими мембранными дыхательными клапанами типа НДКМ (рис. 7) и предохранительными (гидравлическими) клапанами типа КПГ с высокой пропускной способностью.

104. В клапанах типа НДКМ для разобщения пространства над тарелкой от пространства под тарелкой использованы мембраны. Конструкция клапана предусматривает регулирование пределов срабатывания: вакуум регулируется изменением массы тарельчатого затвора при помощи сменных грузов, а давление — изменением числа сменных дисков.

Небольшое гидравлическое сопротивление клапана и высокий подъем тарелки над седлом обусловливают его большую пропускную способность.

Техническая характеристика непримерзающих мембранных дыхательных клапанов типа НДКМ приведена в табл. 10.

105. Применение мембранных клапанов повышенной пропускной способности типа НДКМ на железобетонных резервуарах позволяет сократить число дыхательных клапанов, что уменьшает число люков на перекрытии, сопряжение которых с железобетоном плохо поддается герметизации, что приводит к потерям от выдувания.

106. Предохранительные гидравлические клапаны типа КПГ предназначены для работы в комплекте с непримерзающими мембранными дыхательными клапана-

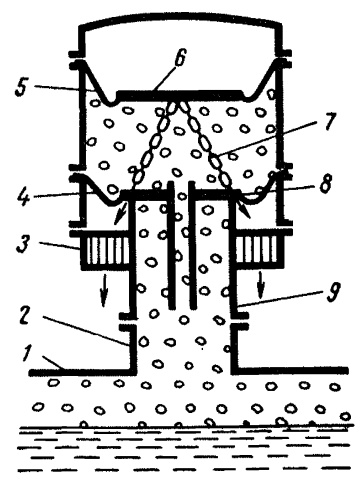


Рис. 7. Непримерзающий мембранный дыхательный клапан типа НДКМ:

1 — кровля резервуара; *2* — патрубок для присоединения дыхательного клапана; *3* — огневой предохранитель; *4, 5* — соответственно нижняя и верхняя мембраны; *6* — груз для избыточного давления; *7* — цепочки; *8* — груз для вакуума; *9* — приемный патрубок с седлом

Таблица 10

Параметры	Марка клапана			
	НДКМ-150	НДКМ-200	НДКМ-250	НДКМ-350
Диаметр условного прохода, мм	150	200	250	350
Давление срабатывания, мм вод. ст.	150—160	150—160	150—160	150—160
Вакуум срабатывания, мм вод. ст.:				
для РВС	18—20	18—20	18—20	18—20
для ЖБР	65—70	65—70	65—70	65—70
Пропускная способность, $м^3/ч$:				
для РВС	500	900	1500	3000
для ЖБР	900	1300	2500	5000
Масса, кг	43	52	77	105

ми типа НДКМ и при равном с ними диаметре имеют одинаковую пропускную способность. Клапан работает по принципу вытеснения жидкости гидрозатвора при повышении давления или вакуума сверх допустимых для резервуаров значений. Выброшенная жидкость используется для повторной заливки. Клапаны типа КПГ работоспособны в зимнее время.

Техническая характеристика предохранительных гидравлических клапанов типа КПГ приведена в табл. 11.

107. Гидравлические предохранительные клапаны типа КПС предназначены для резервуаров, рассчитанных на давление до 200 мм вод. ст. Клапаны работают по принципу вытеснения жидкости гидрозатвора из внутреннего кольцевого пространства во внешнее пространство при повышении давления внутри резервуара. После понижения уровня до нижнего обреза колпака газовоздушная смесь барботирует через жидкость и выходит в атмосферу.

Техническая характеристика гидравлических клапанов типа КПС приведена в табл. 12.

108. В качестве предохранительных (гидравлических) клапанов используются клапаны типа КПР. Их работа основана на принципе принудительного разрушения мембраны исполнительным механизмом, срабатывающим при предельных значениях давления и вакуума в резервуаре.

Техническая характеристика предохранительных клапанов типа КПР приведена в табл. 13.

Преимущество клапанов типа КПР перед клапанами типа КПС и КПГ — высокая точность и надежность срабатывания механизма, меньшие объем жидкости, масса и габаритные размеры.

Таблица 11

Параметры	Марка клапана			
	КПГ-150	КПГ-200	КПГ-250	КПГ-350
Диаметр условного прохода, мм	150	200	250	350
Давление срабатывания (зависит от сменной чашки), мм вод. ст.	200 120	200 120	200 120	200 120
Вакуум срабатывания (зависит от сменной чашки), мм вод. ст.	25—30 35—40 90—100	25—30 35—40 90—100	25—30 35—40 90—100	25—30 35—40 90—100
Пропускная способность (по воздуху), м³/ч, при вакууме (в мм вод. ст.):				
25—40	500	900	1500	2700
100	900	1300	2700	5000
Масса сухого клапана с кассетой огневого предохранителя, кг	90	125	170	190
Объем жидкости гидрозатвора, л	16	16	23	35

Таблица 12

Параметры	Марка клапана				
	КПС-100	КПС-150	КПС-200	КПС-250	КПС-350
Диаметр условного прохода, мм	100	150	200	250	350
Пропускная способность (по воздуху), м³/ч	50	100	200	300	600
Масса клапана, кг	28,5	50	97,6	183	370
Масса масла в клапане, кг	8	19	42	66	190

Сравнительная характеристика клапанов типа КПГ, КПР и КПС с диаметром условного прохода 350 мм приведена в табл. 14.

109. При эксплуатации резервуаров с высоким избыточным дав-

Таблица 13

Параметры	Марка клапана						
	КПР-100	КПР-150	КПР-200	КПР-250	КПР-350	КПР-400	КПР-500
Диаметр условного прохода, мм . . .	100	150	200	250	350	400	500
Давление срабатывания (зависит от блок-манометра), мм вод. ст. . .	200±3	200±3	200±3	200±3	200±3	200±3	200±3
Вакуум срабатывания (зависит от блок-манометра), мм вод. ст. . .	30±3 110±3	30±3 110±3	30±3 110±3	30±3 110±3	30±3 110±3	30±3 110±3	30±3 110±3
Пропускная способность (по воздуху), м³/ч	600	1000	1500	2000	3000	4000	6000
Масса сухого клапана без кассеты огневого предохранителя, (в кг), не более	35	37	40	45	52	55	58

Таблица 14

Параметры	Марка клапана		
	КПГ-350	КПР-350	КПЄ-350
Масса одного клапана с кассетой огневого предохранителя, кг	190	104	370
Объем заливаемой жидкости, л	35	0,25	190
Габаритные размеры, мм:			
диаметр	900	690	1600
высота	1300	930	1166

лением применяют мембранные дыхательные клапаны ДКМ-150 и гидравлические КПГ-150, совмещенные с огневыми предохранителями.

Мембранный дыхательный клапан ДКМ-150 (рис. 8) представляет собой устройство с клапаном, открывающимся при давлении или вакууме, допускаемом в газовом пространстве резервуара. На корпусе клапана, отлитом в форме чаши с двумя патрубками (присоединительным и выходным), предусмотрена площадка для установки пружинного двухседельного командоаппарата, полости которого сообщаются с над- и подмембранной полостями клапана, поддерживающими заданные давление и вакуум. Давление срабатывания клапана определяется предварительным натяжением пружины командоаппарата, вакуум — массой тарелки клапана.

110. Для работы в комплекте с клапаном ДКМ-150 разработана конструкция предохранительного гидравлического клапана КПГ-150 (рис. 9), состоящего из нижнего и верхнего баков и соединительной трубы и рассчитанного на вакуум 50 или 100 мм вод. ст. Давление срабатывания зависит от длины выбросной трубы. Клапан можно устанавливать как на кровле резервуара, так и рядом с ним.

Техническая характеристика клапанов ДКМ-150 и КПГ-150

	ДКМ-150	КПГ-150
Диаметр условного прохода, мм . .	150	150
Давление срабатывания, мм вод. ст.	1000—6300	1000—7000
Вакуум срабатывания, мм вод. ст. .	20—70	50—100
Пропускная способность (по воздуху), $м^3/ч$, при вакууме (в мм вод. ст.):		
до 50	350	350
» 100	600	600
Масса «сухого» клапана с кассетой огневого предохранителя, кг . . .	40	150—200

111. Заменять один дыхательный клапан большого диаметра несколькими клапанами меньших размеров не рекомендуется, так как это приводит к циркуляции воздушной смеси и увеличению потерь нефтепродуктов от испарения.

112. Потери паровоздушной смеси могут происходить через отверстия для тросов управления хлопушками и гидравлические затворы замерных устройств. Необходимо периодически проверять уровень жидкости в гидрозатворе и ее состояние (загустевшую жидкость заменяют). Сальники периодически подтягивают, а высохшую и изношенную сальниковую набивку заменяют свежей.

113. Находящиеся до настоящего времени в эксплуатации стационарные пеносливные камеры могут служить источником больших потерь из-за нарушения герметичности. Повреждение диафрагм приводит к образованию газового сифона, при котором потери могут составлять более 10% всех потерь в резервуаре.

114. Для сокращения потерь от испарения типовые проекты предусматривают установку на резервуарах стационарных пеногенераторов высокократной пены ГВПС-600 и ГВПС-2000 с пенокамерами.

Для полного использования полезного объема резервуара вместимостью 5000 м³ и более рекомендуется пеногенераторы ГВПС-2000 устанавливать на верхнем уторном уголке резервуара при полном сохранении конструкции пеногенератора.

115. Резервуары с понтонами оборудовались кронштейнами, на которые опускался понтон в нижнем положении. Расположение кронштейнов на высоте 180 см от днища обусловлено высотой боко-

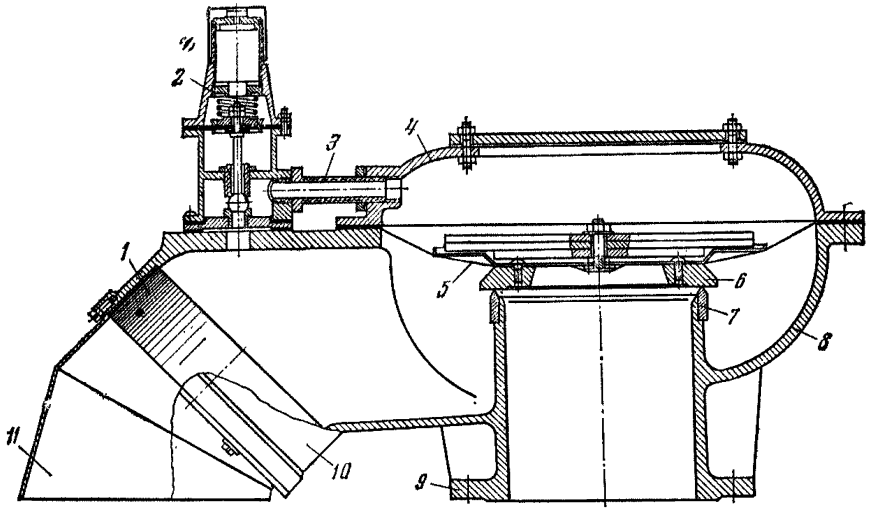


Рис. 8. Мембранный дыхательный клапан для резервуаров с повышенным избыточным давлением:

1 — защитный кожух; *2* — командоаппарат; *3* — импульсная трубка; *4* — крышка клапана; *5* — мембрана; *6* — тарелка клапана; *7* — бронзовое седло; *8* — корпус клапана; *9* — присоединительный патрубок; *10* — кассета огневого предохранителя; *11* — выходной патрубок

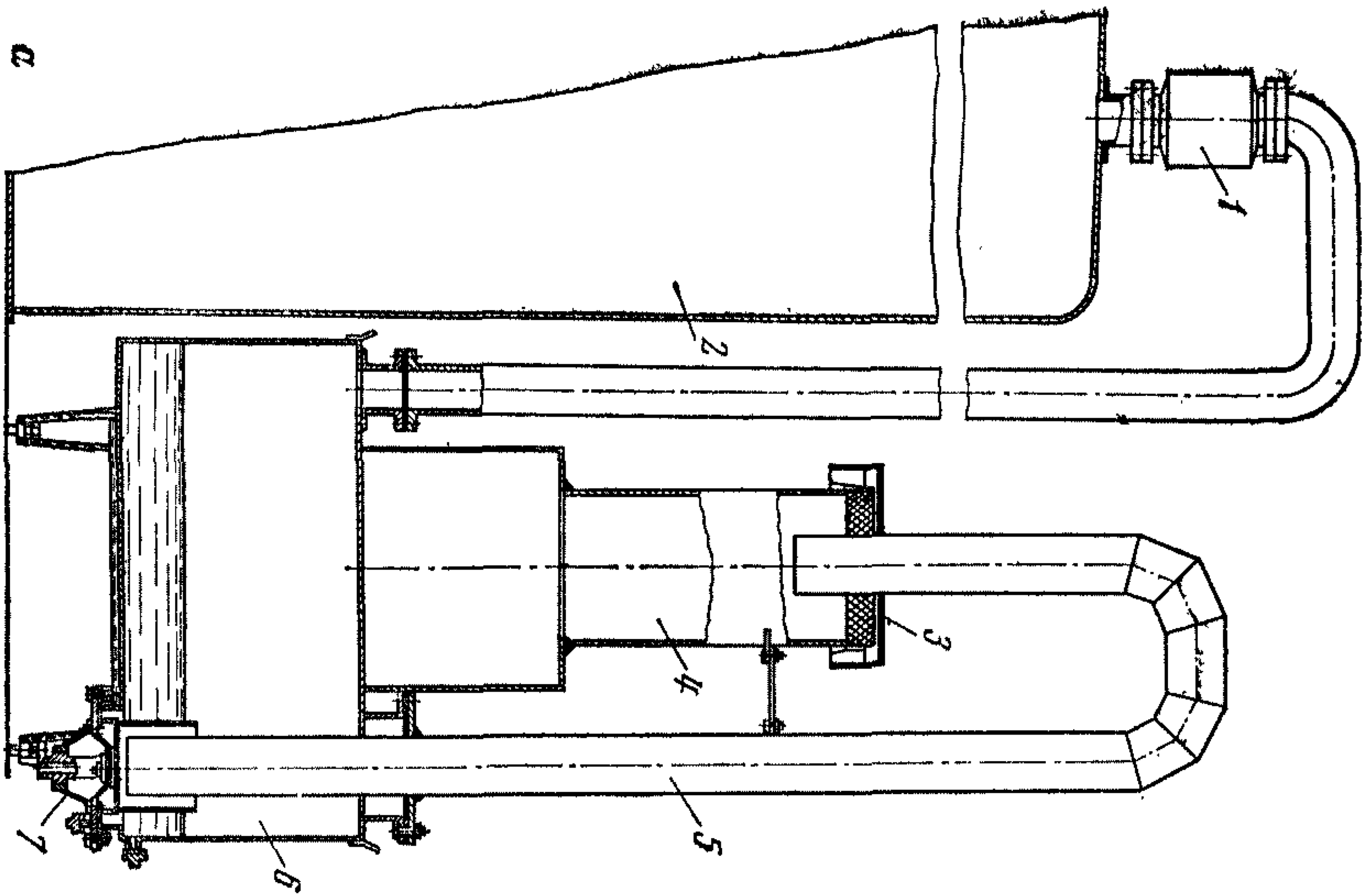
вого управления хлопушкой. При выкачке нефтепродукта под понтоном образовывалось газовое пространство, что приводило к потерям и снижало эффективность понтона на 7—10%.

116. Действующие типовые проекты предусматривают установку внутри резервуара хлопушки, открытие и закрытие которой осуществляется посредством рычага, соединенного тягой с крышкой хлопушки (рис. 10). Конструкция хлопушки позволяет понтону опускаться на укороченные кронштейны до «мертвого» остатка, исключая тем самым газовое пространство под понтоном и сокращая потери.

Хлопушки указанной конструкции используются и в резервуарах без понтонов

117. Хлопушки с затворами для уплотнения, покрытыми полимерными материалами, предназначены для обеспечения герметичного перекрытия выхода продукта из резервуара при аварии трубопровода или резервуарной задвижки.

Преимущества полимерных затворов (по сравнению с металлическими) заключаются в том, что они более стойки против коррозии


a
1
2
3
4
5
6
7

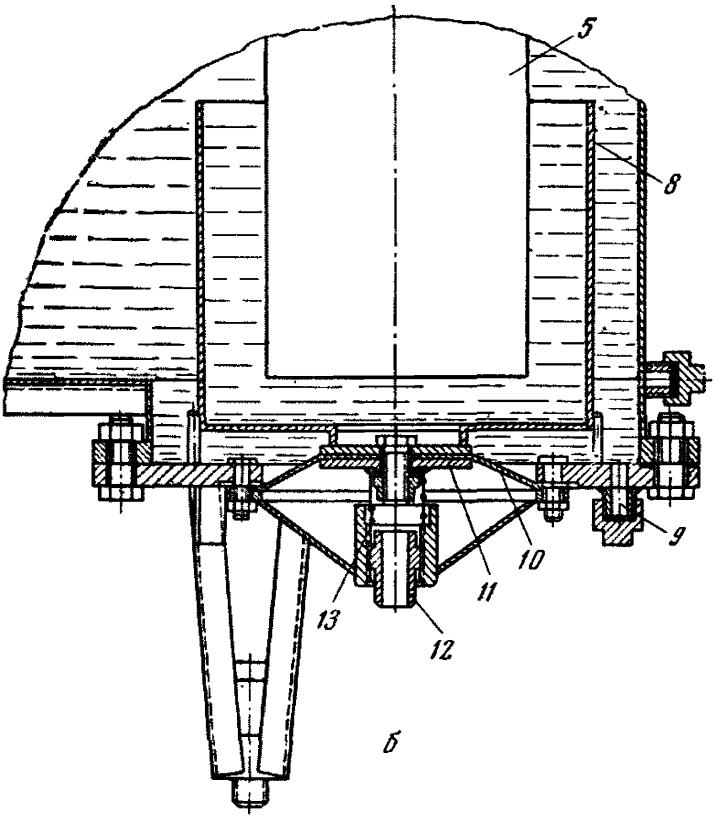


Рис. 9. Предохранительный гидравлический клапан КПГ-150 для резервуаров с повышенным избыточным давлением:

а — общий вид; *б* — чашка клапана с мембраной; *1* — огневой предохранитель; *2* — резервуар; *3* — защитная крышка; *4* — верхний бак; *5* — труба; *6* — нижний бак; *7* — чашка с мембраной; *8* — чашка клапана; *9* — спускная трубка; *10* — мембрана; *11* — диск; *12* — нажимная гайка; *13* — пружина

и для обеспечения герметичности требуют меньшего давления. Значительно упрощается технологический процесс изготовления затвора, так как отпадает необходимость в притирке и ручной подгонке уплотнительных поверхностей хлопушки. По сравнению с известными кон-

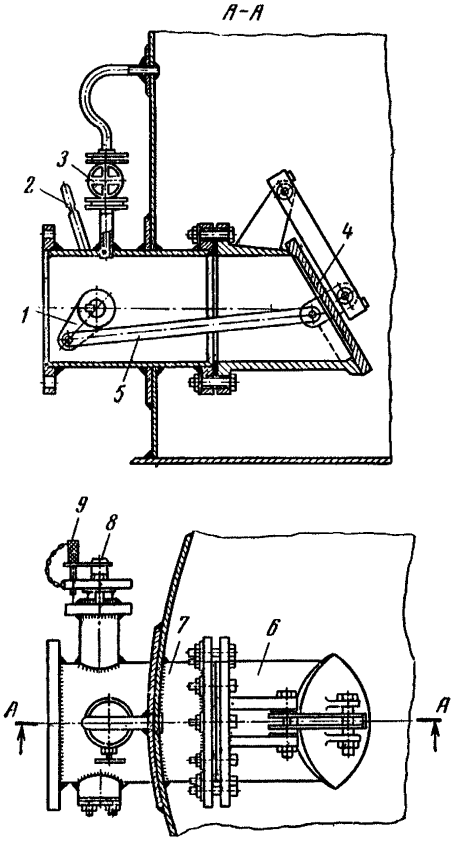


Рис. 10. Управление хлопушкой в приемно-раздаточном патрубке:

1 — эксцентрик; *2* — рычаг; *3* — вентиль; *4* — крышка хлопушки; *5* — тяга; *6* — чугунный корпус; *7* — приемно-раздаточный патрубок; *8* — валик; *9* — фиксатор

струкциями уплотнений с применением прокладок затворы из полимерных материалов имеют значительно меньшую величину снижения напряжений при создаваемых нагрузках и допускают приложение бо́льших усилий.

118. Эффективным средством сокращения потерь от «больших дыханий» являются диски-отражатели. Они подвешиваются под мон-

тажными патрубками дыхательных клапанов (рис. 11) и меняют направление струи воздуха, входящего в резервуар, с вертикального на почти горизонтальное. В результате этого перемешивание паровоздушной смеси значительно уменьшается, так как наиболее насыщен-

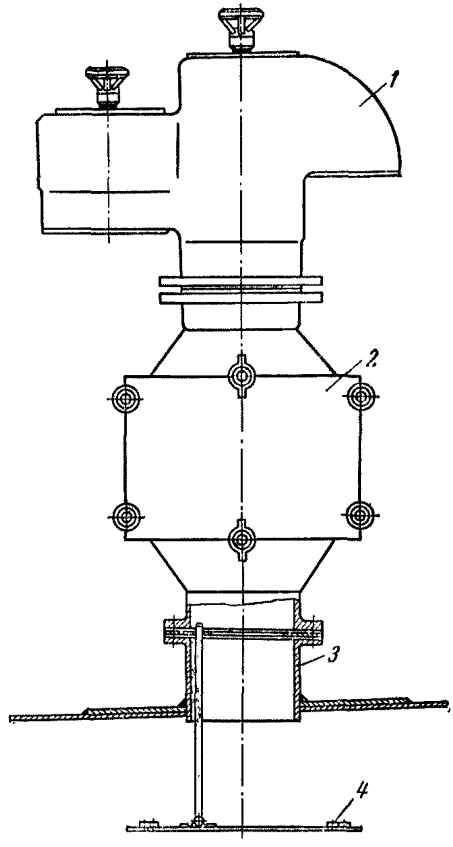


Рис. 11. Дыхательный клапан с диском-отражателем:

1 — дыхательный клапан; *2* — огневой предохранитель; *3* — монтажный патрубок; *4* — диск-отражатель

ные слои газового пространства, расположенные у поверхности продукта, в этом процессе почти не участвуют. Это уменьшает концентрацию паров в паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара при последующей закачке, и снижает потери нефтепродукта из резервуара.

Применение дисков-отражателей наиболее эффективно в резервуарах с большими коэффициентами оборачиваемости, когда время

между полным опорожнением и заполнением резервуара составляет менее 3 сут. Сокращение потерь достигает 20—30%, если простои резервуара не превышают 2 сут. Капиталовложения на внедрение дисков-отражателей окупаются за 2—3 оборота резервуара.

119. При эксплуатации резервуаров с парафинистыми нефтями наблюдается интенсивное накопление осадков на днищах, что затруд-

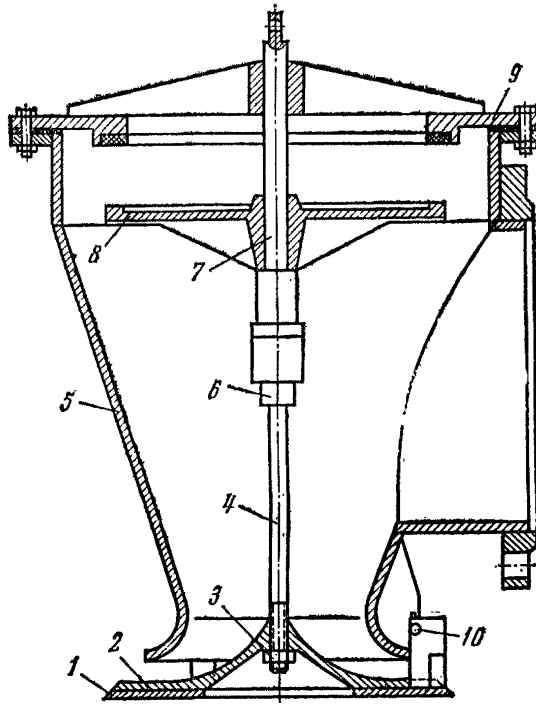


Рис. 12. Размывающая головка:

1 — опорное кольцо; *2* — нижний клапан; *3* — гайка; *4* — нижний шток; *5* — корпус; *6* — регулировочная гайка; *7* — верхний шток; *8* — верхний клапан; *9* — верхний фланец; *10* — болт регулировки ширины щели

няет определение количества нефти, уменьшает полезную вместимость резервуара и усложняет его эксплуатацию.

120. Для предотвращения накопления осадков на днищах вертикальных нефтяных резервуаров применяют размывающую головку (рис. 12), которую присоединяют к приемно-раздаточной трубе, продолженной до центра резервуара

При закачке резервуаров за счет перепада давлений верхний клапан закрывает верхнее отверстие головки и вся нефть идет через

кольцевое сопло, распространяясь по днищу резервуара в виде веерной струи, которая размывает осевший на дне парафин и распределяет его по всей массе нефти. При откачке нефть со взвешенным парафином поступает в кольцевое сопло и верхнее отверстие головки и уходит из резервуара.

121. Выпадение осадка и отложение его в резервуаре предотвращает также перемешивающая погружная установка УП-1, основными элементами которой являются электродвигатель во взрывобезопасном исполнении и редуктор с длинным выходным валом. На конце вала крепится гребной винт. Электродвигатель и редуктор помещают вблизи люка-лаза, а гребной винт пропускают внутрь резервуара.

При включении установки во вращение приводится вал гребного винта, который образует направленное движение потока продукта в резервуаре, в результате чего предотвращается выпадение осадков и размываются ранее образовавшиеся отложения.

Для резервуара вместимостью 5000 м³ достаточно иметь два комплекта УП-1 с периодическим включением их каждые сутки.

122. Для предотвращения потерь от утечек при хранении нефти и нефтепродуктов необходимо следить за технической исправностью и герметичностью резервуаров и запорной арматуры.

123. Контроль за верхним, аварийным и нижним уровнями нефтепродуктов в резервуарах типа РВС может осуществляться с помощью сигнализаторов уровня типа СУУЗ, являющихся бесконтактными устройствами и относящихся к приборам ультразвукового типа, акустические преобразователи которых построены по схеме «излучатель — приемник». В сигнализаторе типа СУУЗ такие преобразователи выполняют роль чувствительных элементов, передающих в прибор данные об изменении уровня жидкости в виде электрических сигналов.

124. Для резервуаров большой вместимости разработаны сигнализаторы СУУЗ-1 и СУУЗ-2. Сигнализатор СУУЗ-1 контролирует заполнение резервуара до максимально допустимого уровня, предусмотренного технологической картой. Сигнализатор СУУЗ-2 оснащен двумя датчиками, сигнализирующими о достижении нефтепродуктом максимально допустимого и аварийного уровней. В сигнализаторе СУУЗ-2 предусмотрено устройство, позволяющее в процессе налива контролировать с диспетчерского пункта исправность сигнализации аварийного уровня.

125. Сигнализатор уровня СУУЗ-3 предназначен для оснащения РВС вместимостью 100—400 м³ и отличается от СУУЗ-2 наличием третьего датчика, устанавливаемого на 25 мм выше нижнего обреза приемно-раздаточного патрубка.

126. Сигнализатор уровня раздела двух сред СУРС-16 предназначен для контроля уровня раздела светлых нефтепродуктов и подтоварной воды в стальных вертикальных резервуарах. Применяется в системе сброса подтоварной воды в качестве локального регулятора или датчика системы автоматического управления сбросом. Принцип действия прибора основан на возникновении э.д.с. между датчиком и корпусом резервуара в присутствии подтоварной воды с последующим преобразованием э. д. с. в пневматический сигнал.

127. Ультразвуковой бесконтактный сигнализатор уровня «Волна-1» предназначен для фиксации положения уровня жидкостей в резервуарах и передачи информации на исполнительное устройство.

Действие прибора основано на фиксировании степени затухания

ультразвуковых колебаний, распространяющихся по стенке резервуара при заполнении его жидкостью до заданного уровня. Предусмотрена звуковая и световая сигнализация.

128. При осмотре резервуарного оборудования необходимо обращать внимание на герметичность фланцевых соединений люка-лаза с крышкой. Неравномерно затянутые болты или плохо поставленная прокладка могут явиться причиной появления течи.

129. Сифонный кран при плохо набитом сальнике или непритертых поверхностях пробок может служить источником потерь нефтепродуктов.

130. При спуске подтоварной воды из резервуаров нельзя допускать утечек вместе с ней нефтепродукта. Спуск воды следует производить медленно. Периодичность спуска определяется количеством воды, скопившейся на дне резервуара.

Контроль за сбросом подтоварной воды из резервуаров может осуществляться устройством СГРУЗ, основанным на приеме сигнализатором ультразвуковых сигналов, отраженных от поверхности раздела двух несмешивающихся между собой жидкостей. Излучатель ультразвуковых колебаний и приемный пьезокристалл в акустическом преобразователе симметричны и расположены под углом 70° к контролируемой поверхности. Отраженный сигнал, попадая в приемный пьезокристалл, вызывает срабатывание реле, которое сигнализирует о моменте достижения поверхностью раздела контрольного положения.

При подъеме контролируемой поверхности и уходе ее от акустического преобразователя ультразвуковые сигналы, посылаемые пьезоизлучателем, не попадают в пьезокристалл. С исчезновением сигнала ключевое устройство запирается и обесточивает реле, которое сигнализирует о подъеме контролируемой поверхности относительно положения акустического преобразователя.

131. При эксплуатации трубопроводных коммуникаций нефтебаз особое внимание необходимо обращать на их герметичность. Неплотности фланцевых соединений труб и запорной арматуры устраняют подтягиванием болтов или заменой прокладок.

132. Защита трубопроводов нефтебаз от коррозии производится противокоррозионными лакокрасочными покрытиями при наземной и канальной прокладке, нормальной или усиленной противокоррозионной изоляцией при прокладке в грунте. При весьма высокой, высокой и повышенной коррозионной активности грунта следует помимо изоляционных покрытий осуществлять катодную поляризацию сооружений. Выбор способов защиты производится согласно ГОСТ 9.015—74 «Подземные сооружения. Общие технические требования».

133. Для правильного проведения технологических операций на нефтебазе арматура и наземные трубопроводы должны иметь маркировку.

Рекомендуется производить окраску трубопроводов и арматуры в разные цвета с указанием направления пропускаемого продукта.

134. Все нефтепродукты должны перекачиваться по трубопроводам, освобожденным от остатков других нефтепродуктов. Первая порция нефтепродукта, последовательно перекачиваемого после другого, должна поступать в емкость с таким продуктом, качество которого от добавления смеси не ухудшается.

Этилированные бензины, топливо марок Т-1, ТС-1, Т-2, Т-5, Т-6, Т-7 должны перекачиваться по отдельным трубопроводам, предназначенным только для одного из перечисленных продуктов.

135. Для предупреждения смешения нефтепродуктов, которое может привести к резкому ухудшению качества, при малейшем сомнении в исправности задвижек и невозможности немедленного ремонта их необходимо устанавливать отключающие заглушки, размеры которых должны быть рассчитаны на максимальное давление в трубопроводе при перекачке.

136. Для предотвращения потерь от розливов при авариях трубопроводов необходимо следить за правильностью показаний манометров на насосах При значительной утечке нефтепродукта из нагнетательного трубопровода или его разрыве манометр покажет давление меньше нормального.

137. Потери от утечек при эксплуатации насосов можно значительно снизить, заменив сальниковые уплотнения на торцовые и организовав сбор нефтепродуктов по сортам и возврат их в трубопровод.

138. Трещины в сварных швах и небольшие отверстия на трубопроводе ликвидируются установкой хомутов, бандажей или применением эпоксидных составов (см. пп. 58—60) с последующим обязательным ремонтом.

139. Запорная арматура после ремонта должна быть опрессована керосином.

Специальные средства сокращения потерь из резервуаров

140. Эффективным средством сокращения потерь являются микрошарики, которые можно применять для нефтей в обычных атмосферных резервуарах без их переоборудования. Микрошарики размером 5—500 мкм, заполненные азотом, изготавливают из фенолформальдегидных смол. Насыпная масса микрошариков 80—250 кг/м^3.

Оптимальный слой микрошариков толщиной 25 мм сокращает потери нефти от испарения на 80—90%.

Количество микрошариков из фенолформальдегидных смол с плотностью 139 кг/м^3, необходимых для создания в резервуарах слоя в 25 мм, приведено в табл. 15.

Таблица 15

Вместимость резервуара, м^3	Диаметр резервуара, м	Масса микрошариков, кг
100	5,53	85,6
200	6,67	122,0
400	8,00	174,5
700	10,67	310,0
1000	12,00	392,0
2000	15,25	627,0
3000	19,06	1080,0
5000	22,88	1430,0

141. При нагревании кровли и стенок стальных резервуаров солнечными лучами значительная часть тепла передается от внутренней поверхности крыши в нефтепродукт, повышая его температуру, а следовательно, и потери от испарения.

142. Для уменьшения количества тепловой энергии, поступающей в нефтепродукт, наружную поверхность резервуаров, особенно без понтонов, необходимо покрывать теплоотражающими красками и эмалями Потери от испарения бензинов при хранении в резервуарах, окрашенных теплоотражающей эмалью ПФ-5135, сокращаются на 32%, эмалью ЭФ-5144 — на 16% по сравнению с резервуарами, окрашенными «алюминиевой» краской.

143. При нанесении противокоррозионных красок с низким коэффициентом излучения (например ХС-717, ХС-720) на внутреннюю поверхность крыши резервуаров лучистый поток от нее к нефтепродукту уменьшается приблизительно вдвое. Такие покрытия защищают металл от коррозии и сокращают потери до 27%.

Лакокрасочные покрытия ХС-717, ЭП-755, ХС-720, ФЛ-723, ФЛ-724 I, ФЛ-724 II могут применяться для защиты от коррозии внутренних поверхностей резервуаров с нефтями, содержащими сероводород. Лакокрасочные покрытия ЭП-755, ХС-717 стойки в бензинах в течение длительного времени.

144. Лакокрасочные материалы надежно защищают металл от коррозии только в том случае, если они нанесены на тщательно очищенную поверхность. Подготовку поверхности резервуаров под окраску можно вести без удаления продуктов коррозии с помощью модификаторов ржавчины П-1Т, ПРЛ-2, ВА-01ГИСИ, ВА-0112.

145. Одновременная окраска внутренней и внешней поверхности резервуара может уменьшить потери нефтепродуктов от испарения на 30—65% по сравнению с неокрашенными.

ПОТЕРИ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ

146. Рост добычи нефти и потребления нефтепродуктов ведет к развитию широкой сети магистральных трубопроводов, протяженность и число которых с каждым годом увеличиваются. В связи с этим серьезное внимание следует уделять сокращению потерь.

147 С внедрением автоматики и телемеханики появилась возможность во многих случаях полностью перейти на режим перекачки нефти и нефтепродуктов «из насоса в насос» без использования буферных резервуарных парков, что позволит полностью ликвидировать потери от «больших дыханий».

148. Потери через сальники насосов обычно составляют 0,06%, а через неплотности запорной арматуры — 0,02% от общего количества перекачанных нефтей и нефтепродуктов и могут быть сокращены в два раза при замене сальниковых уплотнений на торцовые, оборудовании продувочных кранов трубками, устройстве герметичных емкостей для сбора щелевых утечек у насосов и откачке их непосредственно в трубопровод.

149. Насосные агрегаты, трубопроводы, арматура должны быть герметичны. Течи в сальниках насосов, задвижках и соединениях

трубопроводов необходимо немедленно устранять. Это позволяет сократить потери от утечек при перекачках на 50—60%.

150. Потери на линейной части, составляющие 1/4 всех потерь на магистральных трубопроводах, происходят из-за утечек через свищи, сквозные коррозионные повреждения и т. д.

151. Значительные по величине потери имеют место при авариях трубопроводов, так как установить начало аварии и обнаружить место повреждения, как правило, затруднительно.

152. Аварии оборудования на линейной части могут быть случайными и систематическими. К случайным относятся повреждения трубопроводов из-за наездов на них тяжелого транспорта, разрыва труб, плохой сварки. Систематические аварии возникают в результате внутренней и внешней коррозии. Внутренняя коррозия трубопроводов происходит из-за наличия в нефтях сернистых соединений, солей, воды и др.; внешняя — связана с коррозионной активностью почв.

153. Потери от аварий, происходящих из-за коррозионных повреждений, могут достигать 40—50% общих потерь в линейной части.

154. На магистральных стальных подземных нефтепродуктопроводах и ответвлениях от них применяют два типа защитных покрытий: нормативные и усиленные (полимерные, битумно-резиновые, битумно-полимерные и др.).

Магистральные стальные трубопроводы и отводы от них защищаются от почвенной коррозии изоляционными покрытиями и катодной поляризацией независимо от коррозионной активности грунта.

Защита магистральных трубопроводов от коррозии производится согласно ГОСТ 9.015—74 «Подземные сооружения. Общие технические требования».

155. Аварийные потери могут быть определены по величине падения давления на трубопроводе и балансу нефтепродуктов между станциями. Для обнаружения утечек могут применяться опрессовка участков трассы, проверка балансов расходов, систематический контроль за состоянием трубопроводов, специальные детекторы утечек. При аварии должны быть немедленно отключены насосы и перекрыты задвижки. Оборудование задвижек электроприводами позволяет значительно сократить время их перекрытия и, следовательно, аварийные потери.

Места выхода нефти и нефтепродуктов на поверхность необходимо ограждать. После ликвидации аварии нефть (нефтепродукты) собирается в специальные емкости.

156. Величина потерь от аварий зависит от эффективности контроля за линейными сооружениями, оснащения и оперативности ремонтно-восстановительных бригад.

Потери от аварий и утечек составляют 5—6% от общих потерь нефти и нефтепродуктов на магистральных трубопроводах.

157. Определение ущерба от аварий затруднено, так как не всегда можно установить точное количество безвозвратно утерянных (испарившихся или впитавшихся в грунт) нефти или нефтепродуктов.

Ориентировочный ущерб $П$ (в руб.) от аварии можно определить по формуле

$$П = Q_{п} (Ц_{п} + \Delta C),$$

где $Q_{п}$ — количество безвозвратно потерянных нефтепродуктов и нефти, т; $Ц_{п}$ — покупная цена 1 т нефти или нефтепродукта, руб.;

ΔC — себестоимость перекачки 1 т нефти или нефтепродукта по магистральному трубопроводу до места аварии, руб.

Пример. Безвозвратные потери нефти от аварии $Q_п = 70$ т, покупная цена 1 т нефти $Ц_п = 9$ руб., себестоимость перекачки до места аварии $\Delta C = 0{,}8$ руб. Ущерб от аварии составил

$$П = 70\,(9 + 0{,}8) = 686 \text{ руб.}$$

158. Применение специального устройства контроля утечек и мест повреждения магистрального трубопровода позволяет значительно сократить потери от аварий. В приборе использован датчик перетока жидкости, вмонтированный в разделитель и движущийся по трубопроводу вместе с перекачиваемым нефтепродуктом.

При прохождении устройством поврежденного участка давление жидкости в полости между жестко соединенными разделителями понижается. Это приводит к перетоку, который регистрируется термисторами, и возникновению перепада давления в трубопроводе и между разделителями. В электрической схеме возникает сигнал, величина которого пропорциональна скорости перетока и фиксируется регистратором. В качестве регистратора применяется механизм, осуществляющий магнитную запись на проволоке.

Устройство обнаружения утечек, пройдя трубопровод, принимается в камере приема шаров на насосной станции. Из него извлекается регистратор записи параметров, которые дешифруются с помощью устройства воспроизведения. Кроме величины утечки устройство регистрирует место повреждения, что значительно сокращает время и затраты по локализации аварийного участка.

159. Важным мероприятием по борьбе с потерями нефти и нефтепродуктов является внедрение автоматизации и телемеханизации на трубопроводе, позволяющее вести перекачку в оптимальном режиме, а при неисправностях принимать оперативные меры для быстрой ликвидации их.

160. Большое значение при последовательной перекачке нефтепродуктов имеет хорошо организованный контроль за прохождением и приемом смеси на конечном пункте.

Уменьшение потерь от смешения достигается автоматизацией процесса последовательной перекачки путем регистрации смеси на конечных пунктах и раскладки ее по резервуарам с сохранением товарных качеств нефтепродуктов. Электронный контроль перекачки включает определение концентрации последовательно перекачиваемых нефтепродуктов в смеси и автоматическую раскладку смеси по резервуарам в соответствии с запасом качества находящихся в них нефтепродуктов. На подходе к станции специальные датчики сигнализируют об изменении плотности нефтепродукта, подготавливают схему переключения и закрывают секущие задвижки.

161. Снижение потерь при контактном методе перекачки достигается при применении установки УПСР-2 для программной раскладки смеси. Установка автоматически распределяет смесь по резервуарам и позволяет одновременно подсчитывать объемы нефтепродуктов в смеси, по заданной программе и результатам вычислений автоматически управлять открытием и закрытием электроприводных задвижек резервуаров при распределении смеси.

162. Особенностью работы резервуаров на перекачивающих станциях магистральных трубопроводов является повышенная ско-

рость наполнения и опорожнения их. Система автоматики обеспечивает:

автоматическое переключение потока нефти после заполнения резервуара на прием следующего (последовательность резервуаров программируется оператором на щите управления; аналогично с заданной последовательностью производится переключение резервуаров в процессе их опорожнения);

защиту от переливов в любом из резервуаров путем автоматического перекрытия секущих задвижек на коллекторе и переключения подачи нефти в резервуар через задвижку аварийного сброса;

централизованный контроль уровня во всех резервуарах и дистанционное управление задвижки и зачистными насосами с соответствующей сигнализацией.

163. Объем смеси на границе двух нефтепродуктов при последовательной перекачке уменьшается при использовании жидких и твердых разделителей. В качестве жидких разделителей применяется нефтепродукт, по физико-химическим показателям наиболее близкий к перекачиваемым нефтепродуктам.

164 Твердые разделители различных конструкций позволяют сократить объем смеси в 30—40 раз (по сравнению с последовательной перекачкой прямым контактированием нефтепродуктов).

165. В настоящее время наиболее эффективны шаровые резиновые разделители, представляющие собой пустотелые шары (заполняемые перекачиваемым нефтепродуктом под избыточным давлением), в стенки которых вмонтированы клапаны. Благодаря внутреннему избыточному давлению и несколько большему, чем у трубопровода, диаметру шара между разделителем и трубопроводом создается контактное кольцо, препятствующее перетоку и смешению нефтепродуктов.

Шаровые разделители широко используются для очистки трубопроводов от парафинистых отложений и механических смесей. Применение их отличается простотой и дает значительный экономический эффект.

166. Потери от смешения значительно уменьшаются во время перекачки по режиму «из насоса в насос» при максимальной скорости перекачки за счет снижения интенсивности перемешивания.

167 Для автоматического регулирования давления насосных перекачивающих станций магистральных нефтепродуктопроводов диаметром 500 мм, работающих по режиму «из насоса в насос», разработана система СР-2. Она включает в себя блок управления с электронными регулирующими блоками давления нагнетания и всасывания и электронным селективным блоком, регулятор давления с поршневым гидроприводом, насосную установку, гидроаккумулятор, датчики давления нагнетания и всасывания.

Предусмотрена возможность передачи системой задания по давлению нагнетания с центрального диспетчерского пункта с помощью телемеханической системы ТМ-100.

168. Внедрение прогрессивных технологических процессов, нового оборудования и средств по сокращению потерь позволит значительно снизить потери нефти и нефтепродуктов на магистральных трубопроводах.

ПОТЕРИ ПРИ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ ПЕРЕВОЗКАХ

169. Объем нефтепродуктов, перевозимых железнодорожным транспортом, с каждым годом увеличивается. Налив в железнодорожные цистерны, перевозка и слив нефти и нефтепродуктов связаны со значительными потерями от испарения, утечек, неполного слива.

170. На величину потерь нефти и нефтепродуктов от испарения влияют давление насыщенных паров, температура нефтепродукта, время и способ налива, слива, а также конструкция сливно-наливных устройств.

171. При выборе того или иного способа налива и слива железнодорожных цистерн для каждого наливного и сливного пункта необходимо учитывать характер и объем технологических операций, уменьшение времени простоя железнодорожных цистерн, максимальное использование механизированных средств, наименьшие затраты и максимальный эффект от сокращения потерь нефти и нефтепродуктов.

172. Тщательная подготовка железнодорожных цистерн, правильный налив и слив — одно из важнейших требований эксплуатации, выполнение которого позволяет снизить потери нефтепродуктов.

173. Перед наливом железнодорожных цистерн необходимо убедиться в исправности котла, сливных приборов, крышек, прокладок и т. д., а также проверить их чистоту. При обнаружении неисправностей или недостаточной зачистки цистерны должны браковаться.

174. При осмотре колпака необходимо обращать внимание на исправность бурта крышки или спецпаза люка, наличие прокладок и барашков, служащих для герметичного закрытия крышки люка.

175. Запрещается налив железнодорожных цистерн при неисправности сливного прибора, прижимного винта, скобы крышки и предохранительного клапана.

176. Слив и налив цистерн должен производиться в соответствии с «Правилами перевозок жидких грузов наливом в вагонах-цистернах и бункерных полувагонах».

177. В случае вспенивания нефтегруза при наливе производится долив цистерн до заданного уровня после осаждения пены.

178. При наливе в цистерны нефтепродукта с температурой более низкой, чем температура окружающего воздуха (особенно в теплое время года), необходимо учитывать возможность увеличения объема нефтепродукта в пути и перелив его через горловину.

179. Эстакады, на которых производится налив цистерн, должны быть оборудованы ограничителями уровня, позволяющими контролировать налив и выдерживать требуемый уровень наполнения.

180. Необходимо учитывать, что при наливе нефтепродукта под уровень потери от испарения составляют 0,1% от объема наливаемого продукта, «открытой струей» — в 5,5 раза больше (в среднем 40—45 кг на 1 цистерну).

181. На наливных эстакадах для сокращения потерь от испарения используются системы герметизированного налива типа АСН.

182. Система АСН-14 (производительность 200 м³/ч) — модернизированный вариант установки типа АСН-2 — предназначена для поочередного налива светлыми нефтепродуктами двух цистерн на параллельных путях.

183. По окончании налива необходимо проверить герметичность цистерны, тщательно закрыть крышку и в случае необходимости опломбировать ее.

184. Не допускается розлив нефтепродуктов из наливных рукавов, извлеченных после налива из цистерн. Рукав должен вставляться в стакан, служащий для сбора стоков, после того, как нефтепродукт стечет с его стенок в цистерну.

185. Повышенный уровень налива цистерн при недостаточной герметизации резко увеличивает путевые потери. Результаты экспериментальных перевозок показали, что потери из цистерны, налитой на 5 см выше уровня, предусмотренного «Правилами перевозки грузов», составляют 130 кг.

186. Суммарные потери из-за негерметичности цистерн в пути следования (выдувание, выплескивание) могут достигать 200—260 кг на 1 цистерну

187. Слив нефти и нефтепродуктов из железнодорожных цистерн должен производиться полностью. По ГОСТ 1510—70 цистерны, не имеющие нижнего сливного прибора, считаются слитыми полностью при остатке 1 см (по замеру под колпаком), бункерные полувагоны — при остатке не более 3 см (по замеру в средней части ковша).

Для соблюдения ГОСТ 1510—70 необходимо:

обеспечить действенный контроль за полнотой слива;

применять нижний способ слива;

подвергать цистерны без нижних сливных приборов обязательной зачистке после слива основного груза.

188. Сливно-наливные устройства и трубопроводы на железнодорожных эстакадах должны содержаться в исправном и герметичном состоянии. Необходимо всегда иметь запасные детали к устройствам и арматуре, переходники и другие приспособления, запас крепежных, прокладочных и набивочных материалов.

189. Объем нефти и нефтепродуктов поступивших в железнодорожных цистернах, определяется по градуировочной таблице цистерны в зависимости от высоты наполнения, которая измеряется метршштоком в двух противоположных точках горловины по осевой линии. На участках, расположенных под электросиловой линией, высоту наполнения измеряют только рулеткой с лотом после обесточивания линии.

190. Для определения массы нефти и нефтепродукта в цистерне отбирают пробу по ГОСТ 2517—69 с уровня, расположенного на высоте, равной $^1/_3$ диаметра от ее дна. Пробоотборник выдерживают на этом уровне не менее 5 мин, затем извлекают, выливают из него содержимое обратно в цистерну и снова опускают на тот же уровень. После заполнения пробоотборник извлекают и определяют плотность и температуру нефтепродукта.

191. Ошибка при определении температуры на 1° С может привести к погрешности в определении плотности и, как следствие, массы бензина на 45—55 кг на 1 цистерну, нефти — на 35—43 кг на 1 цистерну в зависимости от типа цистерны.

192. Среднюю пробу составляют из равных частей проб, отобранных из каждой четвертой цистерны маршрута, но не менее чем из двух, не считая цистерны, в которую слит нефтепродукт в начале налива. При отправке нефтепродуктов спецпотребителям среднюю пробу составляют из каждой цистерны маршрута.

193. Для ликвидации потерь от неполного слива нефтепродуктов из железнодорожных цистерн необходимо:

фронты слива оборудовать установками для нижнего слива вакуум-насосами, эжекторами и средствами зачистки;

увеличить число специализированных цистерн, оборудованных паровой рубашкой, для перевозки вязких и застывающих нефтепродуктов;

требовать от персонала, отвечающего за слив, полного слива цистерн.

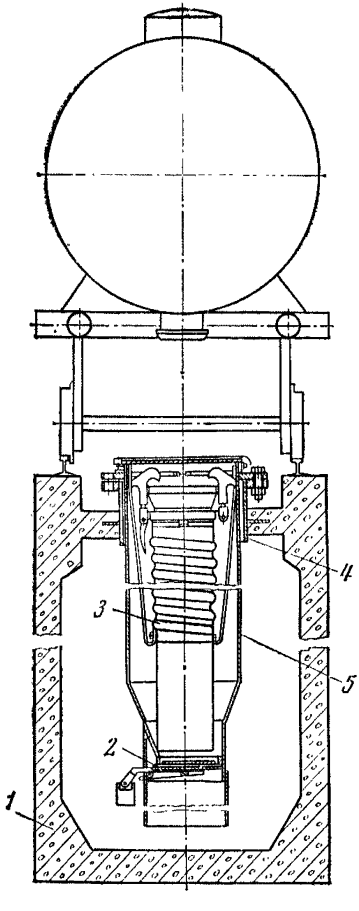


Рис. 13. Сливной прибор СПГ-200:

1 — герметизированный сливной желоб; *2* — механический клапан; *3* — гофрированный рукав с присоединительной головкой; *4* — закладная гильза; *5* — обойма

194. При неполном сливе средний остаток светлых нефтепродуктов в цистерне может составлять 47 л, темных — 249 л. Наличие остатка высотой в несколько миллиметров может привести к потерям, равным 200—300 кг на маршрут.

195. Специальные установки и системы позволяют сливать нефть и вязкие нефтепродукты с минимальными остатками.

196. Установка СЛ-9-1М для нижнего слива светлых и маловязких нефтепродуктов имеет три шарнирно-соединительные трубы диаметром 160 мм и присоединительную головку. Шарниры обеспечивают легкость горизонтального перемещения установки. Подключение головки этого устройства к универсальным сливным приборам осуществляется двусторонним резьбовым захватом. Установка допускает смещение сливного патрубка цистерны вдоль оси железной дороги в ту или иную сторону на 1750 мм.

197. Сливной прибор СПГ-200 (рис. 13), предназначенный для межрельсового слива, представляет собой сливной рукав с механизмом присоединения, обоймой и клапанным устройством.

Для обеспечения слива нефти под слой к обойме на хомуте подвешивается гибкий сливной рукав, длина которого выбирается по месту установки прибора так, чтобы рукав не доходил до дна желоба на 200 мм.

Клапанное устройство с противовесом обеспечивает нормальный

слив нефти и предотвращает выход паровоздушной смеси из желоба после слива цистерны.

198. Установка АСН-8Б (рис. 14) с паровой рубашкой применяется для слива вязких нефтепродуктов из железнодорожных цистерн через нижний сливной прибор. Она позволяет использовать все сечение сливного прибора цистерны, что обеспечивает максимальную производительность даже при работе с вязкими нефтепродуктами.

199. Установка АСН-7Б для слива светлых нефтепродуктов легко подключается к цистерне, обеспечивает полную герметичность и максимальную производительность слива.

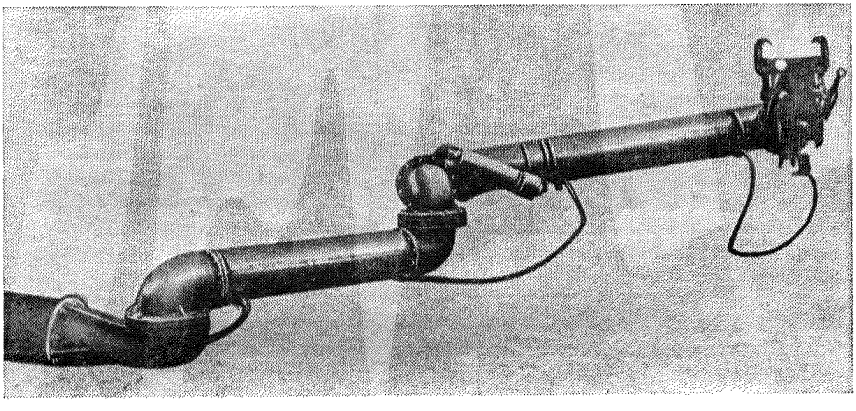


Рис. 14. Установка АСН-8Б

200. Система АНС-15 предназначена для автоматического нижнего слива-налива железнодорожных цистерн с различными нефтепродуктами без их смешения, позволяет производить автоматическую зачистку цистерн и контролировать плотность закрытия сливного прибора.

201. Система АСН-15, установки АСН-7Б и АСН-8Б существенно упрощают конструкцию железнодорожных эстакад, так как для пользования ими не требуется сооружение громоздких устройств.

202. Полный слив железнодорожных цистерн может быть обеспечен при использовании ряда эффективных устройств. Одним из средств, применяемых при сливе железнодорожных цистерн, является гидроразмывающее механизированное устройство ГМЗ-2 (рис. 15), в котором используется принцип воздействия струи нефти на осадок в сочетании с механическим введением инструмента в слой осадка.

Устройство представляет собой стойку с двумя шарнирно-звеньевыми петлями гусеничного типа, внутри которых по шлангам подается нефть к размывающим головкам. При достижении донной части котла размывающие головки раскладываются в противоположные стороны вдоль цистерны и совершают возвратно-поступательное движение от сливного клапана к торцам цистерны.

Конструкция размывающих головок предусматривает попеременное подключение сопел в зависимости от направления движения:

при ходе вперед струи направлены в сторону торцов цистерны, при обратном ходе — сгоняют осадок в сторону сливного клапана. После завершения цикла рабочих ходов гусеничные плети с головками вновь переходят в вертикальное положение и извлекаются из цистерны.

203. Для облегчения процессов удаления парафинистых осадков из железнодорожных цистерн разработано зачистное устройство типа ЗУЦ и гидроразмывающее устройство ГР-1.

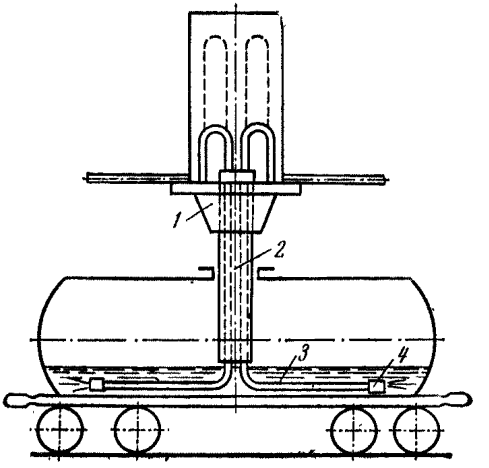


Рис. 15. Гидроразмывающее механизированное устройство ГМЗ-2:

1 — механический привод; *2* — стойка; *3* — плети; *4* — размывающая головка

Зачистное устройство типа ЗУЦ состоит из шарнирно-соединенных изогнутой штанги и скребка.

Гидроразмывающее устройство ГР-1 предназначено для удаления плотных осадков с нижней поверхности котла цистерны струей нефти, подогретой до 35—40° С.

ПОТЕРИ ПРИ ВОДНЫХ ПЕРЕВОЗКАХ

204. При водных перевозках имеют место потери от испарения, утечек, аварий, а также потери качества при пересортице, зачистке, обводнении.

205. Для уменьшения потерь от испарения налив и слив нефтеналивных судов необходимо вести с максимальной скоростью, при этом сокращается промежуток времени, в течение которого происходит насыщение газового пространства и вытеснение паров в атмосферу.

206. Потери от испарения могут быть уменьшены при перекачке из одного судна в другое, минуя береговую емкость.

207. Путевые потери от испарения зависят от степени герметичности палубы, верхней части корпуса и установленной дыхательной арматуры. Наличие отверстий и неплотностей создает вентиляцию газового пространства и увеличивает потери.

208. Суда, подаваемые под налив нефтепродуктов, должны подготавливаться в соответствии с ГОСТ 1510—70 (таблица работ по подготовке судов под налив нефтепродуктов).

209. При подаче под налив судно должно быть тщательно осмотрено. Если судно не отвечает требованиям государственного стандарта или окажется неисправным, замеченные недостатки должны устраняться немедленно. При невозможности быстрого устранения их судно должно заменяться.

При наливе или сливе двух сортов груза одновременно на береговых шлангах должны быть сделаны соответствующие надписи.

210. Значительное сокращение путевых потерь достигается при перевозке нефтегрузов танкерами.

Речной танкер по сравнению с баржей имеет более совершенную конструкцию, которая в значительной степени предотвращает возможные потери нефтегруза, особенно при аварии днища.

Благодаря расположению набора судна в междудонном пространстве в грузовых танках нет выступающих частей, препятствующих перетоку нефтегруза, поэтому создаются нормальные условия для выгрузки полностью или с минимальными остатками.

211. Различные неплотности сварных швов, трещины и т. п. приводят к потерям нефтепродуктов из-за утечек, которые могут достигать 100—400 кг в 1 сут. Такой вид потерь в пути следования и в период стоянки судна называется грузотечностью.

212. Грузотечность наблюдается при сквозных повреждениях борта ниже высоты взлива нефтепродукта на глубине от A до C (рис. 16). В точке C внешнее гидростатическое давление (воды) и внутреннее (нефтепродукта) равны между собой. Зона грузотечности судна (в м) по борту ниже ватерлинии от точки K до точки C приближенно определяется по формуле

$$t = \frac{\rho_н - (H_н - T)}{1 - \rho_н},$$

где $\rho_н$ — плотность нефтепродукта, т/м^3; $H_н$ — уровень нефтепродукта до места аварии, м; T — осадка судна в месте аварийных отсеков до аварии, м.

213. При сквозных повреждениях судно может быть водотечно.

При водотечности судна происходит порча груза от обводнения, особенно при образовании труднорасслаивающихся эмульсий (например мазуты, моторные топлива и т. д.).

214. При более крупных повреждениях происходят потери от аварий. Наиболее характерные места повреждений судов — борт в месте привального бруса, днище и палуба.

215. Значительное сокращение потерь при наливе достигается при автоматизации и механизации процессов погрузки, увеличении скорости и сокращении времени налива, внедрении комплекса меха-

низмов для швартовки, погрузки, бункеровки и обслуживания танкеров.

216. Для соединения береговых трубопроводов нефтебазы и магистралей морских крупнотоннажных танкеров при наливе нефтепродуктов, бункеровочных топлив, масел, воды, выкачке балластных вод в резервуары очистных сооружений применяются специальные шлангующие устройства — стендеры, которые облегчают труд обслуживающего персонала, позволяют быстро производить шланговку и значительно сокращают потери от утечек.

Стационарные шлангующие устройства, состоящие из набора отдельных стендеров двухпроводного типа, обеспечивают высокую интенсивность налива-слива танкеров различных типов и размеров.

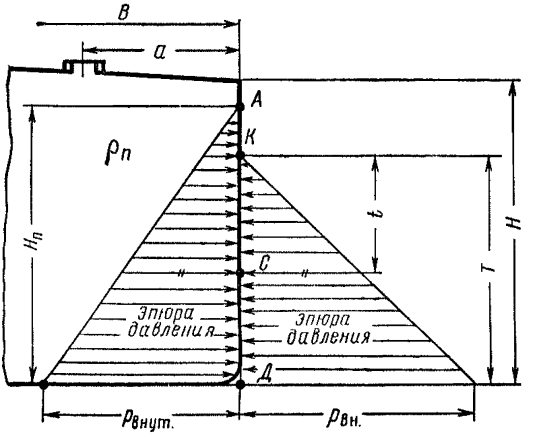


Рис. 16. Схема грузотечности судна

Каждый стендер состоит из металлоконструкции, погрузочной стрелы, механизма уравновешивания, привода погрузочной стрелы верхнего блока с ловителями механизма поворота погрузочной стрелы и концевых патрубков с гидравлическими присоединительными устройствами.

Шарниры обеспечивают вертикальное положение шлангов во время подсоединения к судовым патрубкам, гидрозахваты герметично и надежно уплотняют стыки шлангов и патрубков танкера.

Конструкция шлангующих устройств предусматривает автоматическое непрерывное следование стрелы стендера за танкером при изменении его положения в процессе грузовых операций.

217. Шлангующее устройство (рис. 17) с ручным управлением цельнометаллической конструкции с приводом отдельных звеньев шарнирно-сочлененных труб-нефтепродуктопроводов предназначено для выполнения сливно-наливных операций на малых грузовых и бункерных причалах морских нефтебаз. Шлангующее устройство данной конструкции позволяет быстро соединять береговые трубопроводы и магистрали танкеров диаметром 250 мм.

Шарнирно-сочлененная конструкция стендера обеспечивает герметичность соединения трубопроводов при изменении осадки танкера во время погрузки.

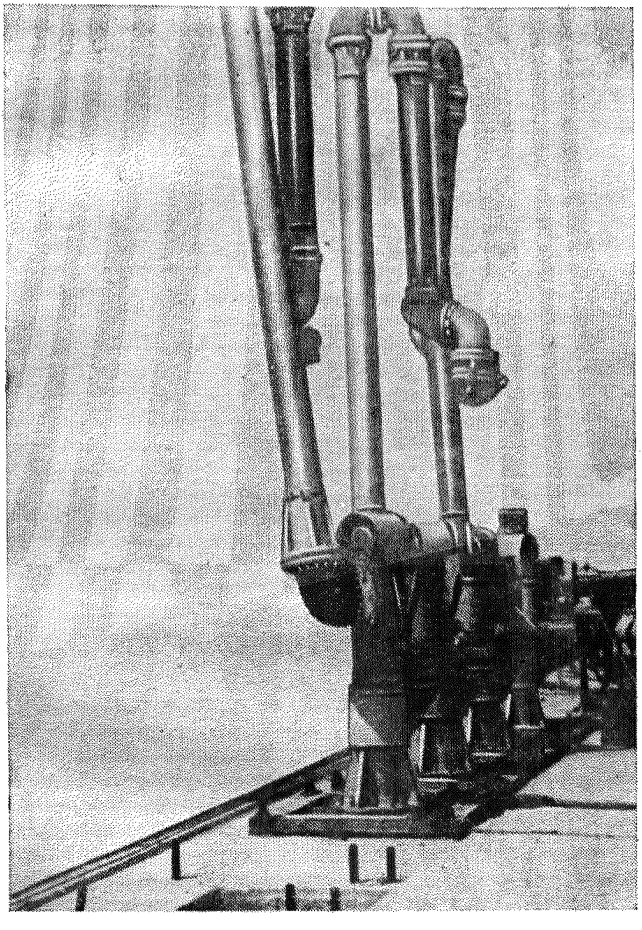


Рис. 17. Шлангующее устройство для налива малых танкеров

218. Установка АСН-6А с D_y, равным 400 мм (рис. 18), обеспечивает дистанционное присоединение (отсоединение) гидроуправляемого стендера к приемным патрубкам танкеров без участия в этих операциях рабочих, выдачу сигналов на включение и отключение продуктового насосного агрегата, открытие, закрытие или остановку в промежуточном положении отсекающего устройства; зачистку стендера от нефтепродукта после окончания налива (слива).

Имеются следующие блокирующие устройства, обеспечивающие безопасность и надежность эксплуатации установки АСН-6А:

автоматическое аварийное отсоединение стендера от приемного патрубка танкера при непредвиденных отходах за зону действия установки;

клапанное устройство, обеспечивающее герметичность присоединения стендера к приемному патрубку танкера при повреждении (обрыве) рукавов высокого давления.

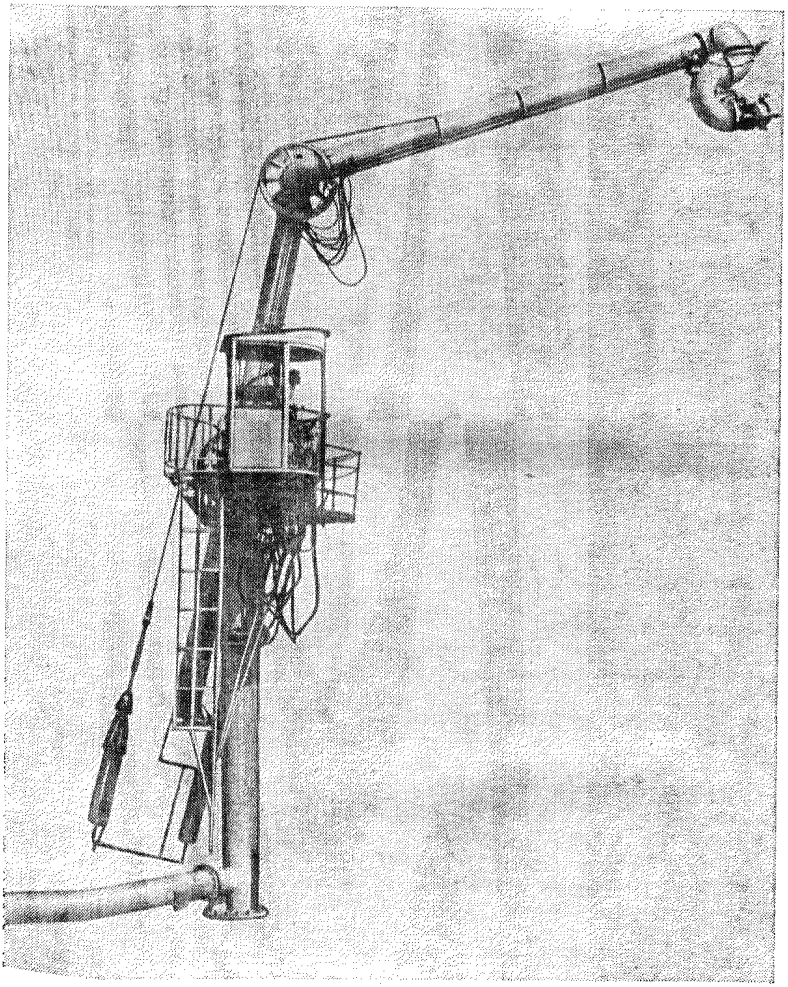


Рис. 18. Установка АСН-6А

Производительность установки — 3000 т/ч.

219. Установка «Лебедь-1» (АСН-16) также предназначена для слива-налива танкеров и отличается от установки АСН-6А диаметром (D_y=250 мм). Производительность одного стендера —1600 м³/ч.

Установками АСН-16 могут оснащаться как морские, так и речные нефтепричалы для налива танкеров средней грузоподъемности.

220. Потери нефтепродуктов от утечек и аварий при сливно-наливных операциях могут быть сведены до минимума при соблюдении технологии и исправном состоянии трубопроводного и насосного хозяйства.

221. При подготовке судов по ГОСТ 1510—70 или к ремонту образуются зачистки нефти и нефтепродуктов, которые, несмотря на значительное обводнение, могут использоваться как топливо после соответствующей подготовки.

222. В промышленных условиях эффективным является термохимический метод обезвоживания зачисток в резервуарах. В зачистки, подогретые в резервуаре, подается раствор деэмульгатора (кальцинированной соды) при температуре 50—60° С; смесь отстаивается в течение 12—24 ч. После этого вода спускается в канализацию, а обезвоженные зачистки используются как топочный мазут.

223. Исследования показали, что наиболее эффективным методом обезвоживания является центрифугирование с применением деэмульгаторов: кальцинированной соды и ОЖК.

224. После выкачки груза из морских танкеров в них остается в среднем от 100 до 300 т сильно обводненных нефтеостатков с большим содержанием механических примесей, которые откачиваются в резервуары для обезвоживания. Обезвоженная нефть может быть возвращена как товарный продукт после соответствующей подготовки.

АВТОМОБИЛЬНЫЙ ТРАНСПОРТ И АВТОЗАПРАВОЧНЫЕ СТАНЦИИ (АЗС)

225. На автозаправочных станциях имеют место потери от испарения, утечек, розливов, смешения.

226. Потери нефтепродуктов на АЗС происходят по следующим причинам: из-за неисправности сливных приборов и раздаточных устройств (колонок); от переливов через горловину и выброса из бака при заправке автомашин; от испарения.

227. Распределение потерь (в %) нефтепродуктов на АЗС по результатам исследований, проведенных в различных зонах страны, следующее:

Перелив при заправке в бак через заливные горловины	48,7
Испарение нефтепродуктов	17,7
Выброс при заправке в бак	14,6
Технические неисправности колонок	11,4
Технические неисправности сливных приборов	7,6
Итого	100,0

228. Потери из сливных приборов происходят при нарушении резьбового соединения или отсутствии быстроразъемной муфты, различии диаметров сливного рукава автоцистерны и приемного резервуара АЗС.

229. Применение быстроразъемных муфт, закрепление бензовозов за АЗС, своевременный профилактический осмотр и ремонт сливных приборов, увеличение диаметра сливного трубопровода сократит потери при сливе нефтепродуктов из автоцистерн.

230. Муфта обеспечивает быстрое и герметичное соединение сливного устройства с рукавом автоцистерны.

Соединение состоит из специального наконечника, монтируемого на конце рукава автоцистерны, и муфты, закрепленной резьбовой частью на конце сливного трубопровода. Герметичность соединения достигается прижатием к прокладке наконечника и фиксацией его в этом положении двумя кулачками муфты, которые заходят в кольцевую выточку.

Для соединения рукава со сливным трубопроводом водитель автоцистерны заправляет наконечник рукава в муфту и закрепляет его, нажимая ногой на педаль. После слива рукав освобождается нажатием ноги на головку штока.

231. Неисправности топливораздаточных колонок могут вызвать течь:

сальниковых уплотнений раздаточного крана;

сальниковых уплотнений вала насоса;

уплотнительных крышек фильтра;

соединений раздаточного рукава с краном и патрубком колонки;

муфтовых и фланцевых соединений колонки.

232. Для длительной и бесперебойной работы колонок необходимы правильная организация и высокое качество планово-предупредительных ремонтов.

233. Устранение потерь от перелива зависит от правильного определения водителями автомобилей дозы горючего, их внимательности и от конструкции раздаточного крана.

234. Раздаточные краны топливораздаточных колонок, не имеющие автоматических отсечных клапанов, не производят своевременного перекрытия потока жидкости. При эксплуатации кранов с ручными отсечными клапанами наблюдаются утечки нефтепродуктов из-за повреждения или нарушения герметичности клапанов.

235. Раздаточный кран 03-1551А имеет ручной клапан, предназначенный для прекращения подачи топлива и открываемый с помощью рычага, а также отсечной клапан, предназначенный для перекрытия канала корпуса крана при выключенном насосе с целью предотвращения вытекания топлива. Клапан открывается автоматически при давлении выше 0,4—0,6 кгс/см^2.

236. Заправочный кран с автоматическим отключением 03-4382-ГОСНИТИ предназначен для раздачи топлива с вязкостью не выше 8 сСт. Подача топлива в топливный бак автоматически прекращается при наполнении его до уровня трубы крана с целью предотвращения потерь нефтепродукта, происходящих при переполнении бака.

237. Снижение потерь достигается при автоматизации процессов приема и отпуска нефтепродуктов на АЗС. Значительное сокращение потерь наблюдается при дистанционном управлении наливом.

238. Дистанционное управление топливораздаточными колонками типа «Нара-2» осуществляется с пульта «Прогресс» ПДУ с литровой дозировкой и автоматическим отключением насоса после отпуска заданного на пульте количества топлива. При этом обеспе-

чивается цифровая индикация количества отпускаемого топлива и номера выбранной колонки. Пульт «Прогресс» одновременно обслуживает пять топливораздаточных колонок.

239. Пульт дистанционного управления Д-03 предназначен для дистанционного управления топливораздаточной колонкой типа «Нара-2» (с одной кнопкой управления) и позволяет механизировать процесс отпуска и учета нефтепродуктов на АЗС.

С помощью СДУК «Дистанция-03» осуществляется дистанционное управление одной колонкой, автоматическое прекращение отпуска нефтепродукта по окончании выдачи установленной дозы.

Отпущенное количество нефтепродукта учитывается с точностью до 1 л по показаниям пульта управления счетчика суммарного оперативного учета, установленного в здании АЗС.

240. Пульт дистанционного управления Д-03М предназначен для работы в системе дистанционного управления маслораздаточной колонкой модели 367 МЗД с двумя кнопками управления. Пульт Д-03М отличается от Д-03 следующим: цена наименьшего деления шкалы — 0,1 л; задаваемые дозы — 1—10 л; шкала — 0—10 л. Учет отпущенного масла производится с точностью до 0,1 л.

241. Для измерения количества нефтепродуктов, отпущенных для заправки автомобилей, тракторов и т. д., применяются объемные жидкостные счетчики бензо- и маслораздаточных колонок, установленных на стационарных и передвижных АЗС.

242. Причиной потерь от испарения на АЗС может быть недостаточная герметичность технологического оборудования резервуаров и средств транспортировки.

243. На величину потерь от испарения влияют срок и вид хранения, степень заполнения резервуаров, наличие и герметичность дыхательной аппаратуры, а также способ и сроки слива нефтепродуктов из автоцистерн на АЗС.

244. Резервуары АЗС могут быть подземными, полузаглубленными и заглубленными. В типовых проектах предусматривается установка резервуаров только в заглубленном исполнении. Такой вид хранения сокращает потери и уменьшает пожарную опасность. При хранении бензина в подземных резервуарах потери в 3, а в полузаглубленных — в 1,7 раза меньше, чем в наземных.

245. Потери от испарения зависят от степени использования объема резервуара: при заполнении их на 95% потери в 7—8 раз меньше, чем при заполнении на 15—20%.

246. Потери от «больших дыханий» на АЗС происходят при сливе нефтепродуктов в резервуары и составляют в среднем 0,06% от количества слитого нефтепродукта.

Сокращению потерь от «больших дыханий» способствует увеличение скорости слива и выкачки нефтепродукта, а также слив его под уровень, установка дыхательного клапана.

Для снижения потерь от «обратного выдоха» необходимо сокращать время простоя резервуара после выкачки.

247. Остатки нефтепродуктов в автоцистернах, оборудованных насосами, могут составлять 30—50 л. Полный слив их обеспечивается при установке автоцистерны с небольшим уклоном в сторону сливного патрубка.

248. Во время перевозок нефтепродуктов автоцистернами потери происходят от испарения из-за негерметичности автоцистерны,

утечек через неисправные сливные приборы и выплескивания через неплотно закрытые люки.

249. Для сокращения потерь от испарения и выплескивания во время движения горловины цистерн должны быть плотно закрыты.

250. При перевозке нефтепродуктов на значительные расстояния в жаркое время следует обращать особое внимание на степень заполнения автоцистерны, так как отсутствие свободного пространства может привести к переливам вследствие расширения нефтепродуктов при повышении температуры.

251. На автоцистернах необходимо постоянно проверять состояние дыхательного клапана. Дыхательный клапан шарикового или тарельчатого типа предназначен для выравнивания давления в цистерне с атмосферным при сливе. Применение его уменьшает потери нефтепродуктов от испарения. При засорении клапана шарики могут зависать, это вызывает вентиляцию газового пространства и увеличивает потери от испарения.

252. Утечки нефтепродуктов из автоцистерн происходят через неисправные задвижки сливных трубопроводов и вентили отстойников. Для предотвращения этих потерь необходимо подтягивать сальники задвижек и вентилей и регулярно проверять их состояние. Сальниковые набивки должны заменяться своевременно.

253. На АЗС смешение может произойти при смене сортов нефтепродуктов в резервуарах без предварительной зачистки и перекачке разных нефтепродуктов по одному трубопроводу.

Для предупреждения смешения нефтепродуктов необходимо правильно подготавливать резервуары (в соответствии с ГОСТ 1510—70), подавать горючее по трубопроводам к заправочным колонкам в соответствии с установленной специализацией трубопроводов и способами их освобождения, следить за чистотой автоцистерн, сливных устройств и раздаточных кранов колонок.

254. Полная герметизация всех устройств, используемых при хранении и выдаче нефтепродуктов, разработка и внедрение более совершенных топливораздаточных колонок, автоматических раздаточных кранов, улучшение конструкции заливных горловин автомобилей сократит потери от утечек и розливов.

255. Для налива светлых нефтепродуктов в автоцистерны используются системы АСН-5 и АСН-12.

Установка АСН-5 выполнена в двух вариантах: АСН-5Н с дистанционным управлением и АСН-5П с местным управлением.

Применение АСН-5 позволяет значительно снизить потери нефтепродуктов при наливе автоцистерн: увеличение скорости налива сокращает потери в 4 раза, опускание наливной трубы до дна автоцистерны — в 3 раза.

В системе АСН-5Н дистанционное управление и учет отпущенного нефтепродукта осуществляются с помощью пульта ПДУ-ТК4, обеспечивающего выполнение необходимых функций автоматизированного налива при применении расходомера «Турбоквант». Пульт ПДУ-ТК4 может применяться в системе с жидкостным счётчиком.

256. Система АСН-12 предусматривает герметичный налив автоцистерн и сбор паровоздушной смеси, выходящей из горловины автоцистерны.

257. При нижнем наливе автоцистерн потери от испарения сокращаются в три раза. Значительное сокращение потерь достигается при автоматизации процесса налива автоцистерн.

Хранение и транспортировка нефтепродуктов в таре

258. Для хранения нефтепродуктов используют контейнеры, бочки, бидоны, мягкую тару.

Тара, подготовленная под налив, должна быть прочной. Резьба на пробках и в отверстиях бочек или контейнерах не должна быть нарушена. Деревянная тара должна иметь обручи.

259. При хранении нефтепродуктов на открытых площадках в бочках или бидонах необходимо укладывать их пробками вверх, регулярно производить осадку обручей на деревянных бочках и защищать тару от солнца под специально устроенными навесами или брезентом.

260. В процессе эксплуатации бочки необходимо периодически осматривать, проверять плотность швов, исправность обечайки днищ, резьбы в наливном отверстии и пробке. Места, где обнаружены пропуски нефтепродуктов, немедленно очищаются, промываются бензином и замазываются бензостойкой аварийной пастой. Если устранить течь не удается, бочку направляют на ремонт.

261. Для сохранения качества нефтепродуктов необходимо следить за чистотой внутренней поверхности тары, которая должна проверяться перед наливом нефтепродуктов.

Особенно тщательно должна очищаться тара, предназначенная под нефтепродукты первого класса и масла. Такая тара должна зачищаться в соответствии с ГОСТ 1510—70.

262. Потери нефтепродуктов при хранении возникают из-за рассыхания деревянной тары и несвоевременной осадки обручей; при отпуске — в результате перелива или неправильной закупорки бочек.

263. Негерметичная пробка служит источником потерь. В этом случае пробка является «фитилем», с поверхности которого постоянно испаряется просачивающийся нефтепродукт.

264. Для предотвращения утечек, вызываемых переполнением нефтетары, необходимо учитывать температурное увеличение объема нефтепродукта. Для ориентировочных расчетов можно принять, что нагревание нефтепродукта на 10° С увеличивает объем его на 1%.

265. Розлив жидких нефтепродуктов наиболее часто происходит в следующих случаях:

при наливе или переливании нефтепродуктов упрощенными способами (например по способу накатывания бочки на ведро);

во время отпуска нефтепродукта;

при несвоевременном перекрытии струи нефтепродукта во время приема или выдачи;

при неумелом отсоединении рукавов.

266. Значительные потери нефтепродуктов наблюдаются при неполном сливе их из тары. Эти потери могут быть снижены, если перед сливом бочки и бидоны опрокинуть и в таком положении немного покачать; масла и другие вязкие нефтепродукты подогреть (например хранить бочку или бидон с маслом перед сливом в отапливаемом помещении).

267. Необходимо следить за исправностью бочек при погрузке, так как удары могут вызвать нарушение сварных швов и привести к потерям от утечек.

ПОТЕРИ СО СТОЧНЫМИ ВОДАМИ

268. Значительное количество нефти и нефтепродуктов теряется со сточными водами. При движении по всему циклу водоочистки нефть и нефтепродукты, содержащиеся в сточных водах, теряются от испарения и уноса их частиц вместе с водой из нефтеловушек в различного рода пруды и бассейны (отстойники, испарители, накопители).

269. Для очистки промышленно-ливневых сточных вод используются механический, физико-химический и биохимический методы. Наиболее распространен, особенно при очистке балластных вод, механический метод, находящий широкое применение в сочетании с физико-химическим (флотацией).

Спецстоки очищаются механическим методом (отстаиванием) в сочетании с физико-химическим (экстракция бензином, хлорирование).

270. На сооружениях механической очистки из сточных вод улавливаются нефтепродукты, находящиеся в плавающем состоянии, и механические примеси.

271. Содержание нефтепродуктов в сточных водах после прохождения всех сооружений механической очистки может быть снижено до 20—30 мг/л. Воду с таким содержанием нефтепродуктов сбрасывать во внутренние водоемы нельзя, поэтому ее подвергают доочистке, например методом флотации.

272. Сточные воды, загрязненные тетраэтилсвинцом, собираются по отдельной системе канализации.

273. Выпуск очищенной сточной воды в водоем согласовывается в каждом отдельном случае с местными органами госсанинспекции, в рыбохозяйственный водоем — с органами рыбоохраны.

Вода, сбрасываемая в водоемы после прохождения очистных сооружений, должна удовлетворять требованиям «Правил охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами».

274. Состав сооружений для очистки сточных вод, основные задачи при их эксплуатации, методические руководства по анализу сточных вод приведены в «Правилах эксплуатации очистных сооружений нефтебаз, наливных пунктов, перекачивающих станций и АЗС», утвержденных Главнефтеснабом РСФСР 17 октября 1975 г.

Очистка водной акватории от нефти и нефтепродуктов

275. Загрязнение водной поверхности нефтью и нефтепродуктами может произойти при аварии нефтеналивных судов, сливоналивного оборудования и различного рода утечек во время грузовых операций танкеров и бункеровки судов.

276. Удалить нефть с поверхности воды можно несколькими способами, применяемыми в комплексе или отдельно:

ограждение участков с плавающей нефтью, улавливание ее механическими средствами и откачивание в плавучие или береговые емкости;

поглощение нефти пористыми веществами и нейтральными песками, осаждающими ее на дно, где осуществляется естественная биологическая очистка;

улавливание нефти различными пористыми телами, например опилками, которые собираются и сжигаются.

Применение того или иного способа зависит от конкретных условий: места загрязнения и проведения аварийных работ (порт, побережье, открытое море, река и т. д.), времени, прошедшего с момента розлива нефти, обстановки на море (сила волнения, ветра, характер течений, приливов, отливов), времени года и др.

277. Наиболее эффективное средство удаления нефти с поверхности воды — сбор ее механическими средствами и откачка в береговые резервуары или плавучие станции. Наиболее распространен этот метод при ликвидации нефтяных загрязнений в портах, на реках и других участках водной поверхности.

278. В морских портах эксплуатируются нефтемусоросборщики, осуществляющие механизированный сбор с поверхности воды нефтепродуктов любой вязкости и предметов длиной до 2 м и массой до 70 кг. Эти механизмы снабжены специальными поворотными щитами, увеличивающими ширину обрабатываемой зоны до 8 м.

Нефтемусоросборщик выполняет следующие операции:

очистку открытой части акватории от нефти и мусора;

очистку углов, «карманов» причалов от скопления крупного и мелкого мусора, смешанного с нефтью;

сбор нефти, локализованной боновыми заграждениями.

279. Собранная нефть попадает в приемно-отстойную ванну и очищается от мусора, который собирается решеткой, двигающейся по конвейеру, и складывается в съемный мусорный ковш. Слой нефти, накопившийся в ванне, перекачивается нефтяным насосом в сборно-отстойные цистерны для отделения от воды.

Толщина слоя воды, попадающей в приемно-отстойную ванну, регулируется с помощью специального шибера.

280. Для предотвращения загрязнения морей, рек, озер, водохранилищ необходимо внедрять эффективные методы очистки сточных вод от нефти и нефтепродуктов, иметь комплекс береговых сооружений по очистке сточных, балластных, подсланевых, льяльных, трюмных вод.

Сохранение питьевых источников и рыбохозяйственных водоемов от загрязнения — важная народнохозяйственная задача.

КОЛИЧЕСТВЕННЫЙ УЧЕТ

281. Количественный учет нефти и нефтепродуктов при хранении, приеме, отпуске и транспортировке осуществляется в резервуарах, железнодорожных и автомобильных цистернах, судах, технологических трубопроводах, мелкой таре.

282. Для количественных измерений используются счетчики, весы, технические (оттарированные) мерники.

283. Для учета количества нефти и нефтепродуктов при хранении, приеме, отпуске и транспортировке применяют следующие методы:

объемный — при отпуске с АЗС и розничной реализации (в л или $м^3$);

массовый — при определении количества на весах (в кг или т);

объемно-массовый — при определении количества по объему и плотности при фактической температуре (в $м^3$ и т).

284. Количество нефти и нефтепродуктов определяется по калибровочным таблицам на резервуары и трубопроводы, объемными счетчиками, устройствами «Радиус», комплексами «Квант», устройствами «Радуга» и взвешиванием на весах.

285. На каждый резервуар, используемый для приема, хранения, отпуска нефти и нефтепродуктов, независимо от его формы и вместимости должна быть составлена калибровочная таблица с интервалом в 1 см, позволяющая определять количество продукта по уровню наполнения.

Калибровочные таблицы составляются предприятием, эксплуатирующим резервуары.

286. Калибровочные таблицы на вертикальные цилиндрические резервуары должны составляться согласно «Инструкции 37—55 по определению вместимости и калибровке стационарных вертикальных резервуаров для нефтепродуктов», утвержденной приказом Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР № 321-к от 24 ноября 1959 г.

К калибровочным таблицам должны прилагаться соответствующие поправки на неровности и уклоны днища, внутреннее оборудование и др.

287. При определении количества нефти и нефтепродуктов измерения уровня наполнения должны производиться с точностью до ±1 мм; плотности и температуры — соответственно 0,0005 г/см^3 и 1° С.

288. Для характеристики нефти или нефтепродукта пользуются относительной плотностью, величину которой при различных температурах определяют по формуле

$$\rho_4^t = \rho_4^{20} - \gamma \left(t_{ср} - 20 \right),$$

где ρ_4^t — относительная плотность при средней фактической температуре; ρ_4^{20} — относительная плотность нефти или нефтепродуктов при температуре +20° С; γ — температурная поправка; $t_{ср}$ — средняя температура, измеренная при отборе проб.

Если средняя проба нефти или нефтепродукта составляется смешением из послойных проб (ГОСТ 2517—69), то фактическая температура средней пробы определяется по формуле

$$t_{ср} = (t_1 + 3t_2 + t_3):5,$$

где t_1, t_2, t_3 — температура пробы, отобранной соответственно из верхнего, среднего и нижнего слоев.

289. Для определения количества нефти и нефтепродуктов в резервуарах, нефтеналивных судах, железнодорожных цистернах, трубопроводах и других емкостях используются только исправные измерительные приборы, допущенные к применению Государственным комитетом стандартов Совета Министров СССР и имеющие непросроченные государственные поверительные клейма или свидетельства.

290. Плотность нефти и нефтепродуктов определяется ареометрами (ГОСТ 18481—73), гидростатическими весами и пикнометрами (ГОСТ 7465—67).

Определение плотности на месте отбора проб производится только на тех пунктах, где нет лабораторий.

291. Фактическая температура нефти и нефтепродуктов на месте отбора проб замеряется термометрами ареометров или лабораторными (техническими), изготовленными по ГОСТ 2045—71.

292. Для отбора проб нефти и нефтепродуктов по всей высоте наполнения резервуара одной порцией применяются сниженные пробоотборники типа ПСР.

Для отбора проб нефти и нефтепродукта с заданного уровня наполнения резервуара, нефтеналивного судна, железнодорожной цистерны применяются переносные погружные пробоотборники, представляющие собой металлические сосуды или стеклянные бутылки в металлическом каркасе с герметично закрывающимися крышками.

293. Для определения плотности и температуры нефти или нефтепродуктов непосредственно на месте отбора пробы применяют цилиндры и ведерки, имеющие внутренний диаметр от 50 до 60 мм и высоту от 450 до 500 мм.

294. Для замера высоты наполнения нефти и нефтепродукта в емкости применяют стальные открытые рулетки с лотом (типа РЛ), имеющие по ГОСТ 7502—69 измерительную ленту шириной 10—12 мм, длиной 10, 20, 30 м с ценой деления 1 мм.

Пользование погнутой, спаянной, склепанной лентой рулетки или лентой с неясными делениями воспрещается.

295. Лот служит для натяжения ленты рулетки при опускании ее в резервуар и крепления водочувствительной ленты. Прикрепление лота к ленте замерной рулетки должно производиться тщательно, без перекоса и смещений ленты на соединительной шпильке. На поверхности лота нанесена шкала с миллиметровыми делениями, являющаяся началом шкалы замерной рулетки. Не должны применяться самодельные лоты.

296. Для измерения уровня наполнения нефти или нефтепродукта в емкостях небольшой высоты (железнодорожные цистерны, нефтеналивные суда, горизонтальные резервуары и др.) применяют метроштоки, состоящие из трех входящих одна в другую труб из неискрящего металла диаметром 20—25 мм длиной 3—3,5 м, на которые нанесены миллиметровые деления.

297. При механизации и автоматизации технологических процессов резервуары оснащаются приборами местного и дистанционного измерения уровня наполнения типа УДУ.

Поплавковые уровнемеры с пружинным уравновешиванием типа УДУ-10 предназначены для измерения уровня нефтепродуктов в резервуарах различных типов. Конструкции уровнемеров позволяют вести оперативный контроль и учетно-расчетные операции нефти и нефтепродуктов. УДУ-10 полностью заменяют УДУ-5.

298. Для измерения уровня подтоварной воды в резервуарах, нефтеналивных судах, железнодорожных цистернах, ямных и других емкостях применяют водочувствительные ленты шириной 6—7 мм длиной 50—70 мм или пасты. Такие ленты должны храниться в плотно закрытых футлярах, пересыпанные тальком или мелом. Качество ленты следует систематически проверять.

299. Для измерения объема нефтепродуктов применяют технические мерники вместимостью от 5 до 50 тыс. л с допустимой погрешностью 0,5% от номинальной емкости.

300. Для измерения количества нефти и нефтепродуктов могут применяться объемные счетчики. Получают распространение датчики расхода турбинного типа.

Применение счетчиков позволяет снизить потери от «малых и больших дыханий» в резервуарах за счет исключения операций по измерению уровня.

301. Все поступления и отгрузки нефти и нефтепродуктов должны приходоваться и списываться по фактической массе нетто, согласно соответствующим документам.

302. Нефтебазы обязаны учитывать складские и путевые излишки, перечисления из сорта в сорт, возврат ранее реализованных нефтей и нефтепродуктов и поступления от прочих операций.

303. Точность определения фактического количества нефти и нефтепродукта при товарных операциях зависит от следующего:

правильности составления калибровочных таблиц на резервуары и цистерны;

учета поправок к измеренным объемам на коррекцию днищ, наклоны корпуса, температуру и др.;

тщательности измерения уровня нефтепродуктов и определения соответствующего ему объема при фактической температуре и плотности;

учета количества балласта;

применения стандартных измерительных приборов;

квалификации работников, занимающихся учетом нефти и нефтепродуктов.

304. В случаях предъявления грузополучателям или транзитным потребителям нефтепродуктов, прибывших в аварийных (водотечных, грузотечных) судах, пауженных после бортовой перевалки, а также разогретых в судне острым паром, прием нефтепродукта из каждого судна производится только по резервуарным замерам независимо от способа определения количества погруженного в судно нефтепродукта в пункте погрузки.

Нефтебазы обязаны производить отпуск нефти и нефтепродуктов при отгрузке в нефтеналивное судно по замеру резервуара.

Отпуск нефти и нефтепродуктов в технически неисправные суда запрещается.

305. Потери при водных перевозках начисляются в размере фактических потерь, если они не превышают нормы, и в пределах норм, если фактические потери превышают норму.

306. Нефтебазы перед наливом железнодорожных цистерн обязаны:

замерить остаток нефтегруза и установить визуально (через колпак) степень загрязнения внутренней поверхности цистерны;

проверить подготовленность цистерн в соответствии с ГОСТ 1510—70.

Налив цистерн при отсутствии отметки технического осмотра не допускается.

307. Определение фактической массы нефти и нефтепродуктов, отгружаемых и поступающих маршрутами и одиночными железнодорожными цистернами, нефтебазы обязаны производить только по замерам каждой цистерны

308. При приеме из железнодорожных цистерн нефтепродукты должны сливаться полностью.

309. Количество нефтепродуктов, принятых и отпущенных на АЗС, учитывается в соответствии с «Инструкцией о порядке приема, хранения, отпуска и учета нефтепродуктов на автозаправочных станциях (АЗС) Главнефтеснаба РСФСР», утвержденной Главнефтеснабом РСФСР 25 октября 1973 г.

310. Хранение нефти и нефтепродуктов нефтебазами должно осуществляться в емкостях, отвечающих требованиям действующих стандартов и технических условий.

На нефтебазах должен производиться постоянный контроль за сохранностью количества нефти и нефтепродуктов.

311. На первое число каждого месяца на нефтебазах должна производиться инвентаризация количества нефтей и нефтепродуктов, находящихся в резервуарах, ямных емкостях, технологических трубопроводах, мелкой таре и др. При инвентаризации определяется фактическое наличие нефтей и нефтепродуктов, которое сличается с книжными остатками и данными бухгалтерского учета.

312. Учет количества нефти и нефтепродуктов на магистральных трубопроводах ведется согласно «Инструкции по учету нефти на магистральных нефтепроводах», утвержденной Главтранснефтью 25 января 1974 г.; учет нефтепродуктов — согласно «Инструкции по учету нефти и нефтепродуктов на магистральных трубопроводах», утвержденной Главнефтеснабом РСФСР 25 августа 1966 г.

313. Повышение точности измерения количества нефти или нефтепродуктов в резервуарах головных перекачивающих станций и пунктов сдачи позволяет выявить и определить размеры потерь и наметить меры борьбы с ними.

314. Качество нефти и нефтепродуктов проверяется анализом проб, количество которых устанавливается стандартами и техническими условиями.

315. При хранении, приеме, отпуске и транспортировке нефти и нефтепродуктов пробы отбираются из емкостей в соответствии с ГОСТ 2517—69.

При речных и морских перевозках пробы нефти и нефтепродуктов отбираются представителями нефтебазы и пароходства из резервуаров и судов. На отбор проб составляется акт, подписываемый представителями обеих сторон.

316. Количество нефти и нефтепродуктов при приеме, хранении и отпуске можно определять автоматическими приборами, использующими пьезометрический метод с классом точности по массе не более ±0,5, допущенные к применению Госстандартом СССР и имеющие непросроченные государственные поверительные клейма или свидетельства.

317. Заводами выпускаются системы, позволяющие вести автоматизированный учет нефти и нефтепродуктов в резервуарах. Устройство «Радиус М» предназначено для определения массы жидкости пьезометрическим методом. В этом случае масса определяется по гидростатическому давлению жидкости на определенном уровне, относительно которого ведется измерение. Относительная погрешность измерения ±0,5%. Устройство «Радиус М» может последовательно обслуживать до десяти резервуаров.

318. Устройство «Радиус-М-1» предназначено для автоматического измерения массы жидкости в вертикальных резервуарах высотой до 12 м при давлении до 1 кгс/см² с выдачей результатов в виде число-импульсного кода.

Устройство «Радиус-М-1К» предназначено для автоматического измерения массы жидкости в вертикальных резервуарах высотой до 12 м при давлении до 1 кгс/см² с выдачей результатов измерения в виде двоично-десятичного кода.

Устройство «Радиус-М-2» предназначено для автоматического измерения массы жидкости в вертикальных резервуарах высотой до 18 м при давлении до 1,6 кгс/см² с выдачей результатов измерения в виде число-импульсного кода.

Устройство «Радиус-М-2К» предназначено для автоматического измерения массы жидкости в вертикальных резервуарах высотой до 18 м при давлении до 1,6 кгс/см² с выдачей результатов измерения в виде двоично-десятичного кода.

319. Измерительно-информационный комплекс «Квант» предназначен для автоматического товарного измерения массы и уровня жидкости в группе из 50 вертикальных резервуаров высотой до 18 м с максимальным давлением в газовом пространстве до 400 мм вод. ст.

Масса и уровень жидкости контролируются с помощью устройства «Радиус-М». Объект контроля выбирается с пульта системы «Квант».

В систему «Квант», кроме пяти устройств «Радиус-М», входят пульт диспетчера ДП, шкаф устройства печати и перфорации УПП, шкаф вычислительного устройства ВУ, электроуправляемая пишущая машинка ЭУМ, перфоратор ленточный ПЛ.

320. Устройство «Радуга-1» предназначено для автоматического измерения массы жидкости в группе из десяти вертикальных резервуаров. Дополнительно к тем функциям, которые выполняются устройством «Радиус-М», устройство «Радуга-1» имеет блок сигнализации, представляющей собой пневматическое устройство релейного типа. К каждому резервуару подводятся две пневматические линии: на уровне нижнего и на линии верхнего максимального уровня жидкости.

321. Комплекс устройств «Утро-2» предназначен для сбора цифровой информации в резервуарном парке нефтебаз и НПС. При этом производится индикация и регистрация собранной информации, передача ее на расстояние для обработки на ЭВМ и сигнализация предельных уровней в резервуарах, замеренных уровнемерами УДУ-8 или УДУ-10. Система обеспечивает одновременную индикацию уровня жидкости в одном или группе резервуаров (до трех).

«Утро-1» и «Утро-2» обеспечивают погрешность измерения массы $\pm 0{,}5\%$ в диапазоне уровней от 0,8 до 18 м (при условии измерения уровня с погрешностью ± 4 мм на длине 12 м).

322. При автоматизированном измерении массы нефтепродукта достигается сокращение потерь за счет повышения степени герметичности газового пространства резервуара и увеличения точности измерения. Так, при каждом измерении уровня и отборе проб вручную, необходимых для определения массы нефтепродукта, испаряется в среднем 13 кг бензина.

Годовая экономия G_c за счет сокращения потерь (в т) при герметизированном замере массы нефтепродукта составит

$$G_c = 0{,}013N365,$$

где N — число открываний замерного люка в день.

323. Правильно поставленный учет обеспечивает сохранность количества и качества нефти и нефтепродуктов и способствует сокращению потерь.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

324. Распределение потерь нефти и нефтепродуктов (в %) на перевалочных нефтебазах в магистральных трубопроводах можно оценить по следующим данным:

	Перевалочные нефтебазы	Магистральные трубопроводы
Резервуары	83,6	64,8
В том числе:		
«большие дыхания» и «обратный выдох»	31,2	54,0
выдувание	35,8	4,6
«газовый сифон»	5,2	0,9
«малые дыхания»	11,4	—
зачистка	—	5,3
Насосные	0,7	2,3
Магистральные трубопроводы	2,5	23,6
В том числе:		
утечки	—	22,3
аварии	—	1,3
Причалы	1,2	—
Эстакады:		
налив цистерн	2,8	1,8
слив цистерн (потери из желобов)	6,8	—
Утечки на железнодорожных эстакадах	2,4	—
Канализационные стоки	—	7,5
Итого	100,0	100

325. Основная доля всех потерь приходится на испарение из резервуаров. Разработка и внедрение средств борьбы с этим видом потерь позволит значительно снизить общие потери.

326. Значительное сокращение потерь достигается в следующих случаях:

оснащение резервуаров металлическими и неметаллическими понтонами, плавающими крышами, газоуравнительными системами с газосборниками или без них;

установка резервуарного оборудования, отвечающего требованиям «Правил эксплуатации металлических резервуаров для нефти и нефтепродуктов и руководства по их ремонту»;

оснащение причалов, фронтов слива-налива автомобильных и железнодорожных цистерн автоматизированными системами типа АСН.

327. Применение в резервуарах понтонов по сравнению с другими средствами имеет ряд технических и технологических преимуществ, поэтому экономически целесообразно оборудовать ими как новые, так и эксплуатирующиеся резервуары.

Перспективно применение резервуаров с неметаллическими понтонами. Использование полимерных материалов снижает до минимума затраты металла при изготовлении плавающих покрытий.

328. Снижение потерь при применении металлических и неметаллических понтонов может составлять 80—90%. Эффективность понтонов при повышении коэффициента оборачиваемости резервуаров увеличивается.

329. Плавающие крыши снижают потери на такую же величину, что и понтоны, но применение их ограничивается климатическими условиями. В районах с большой снеговой нагрузкой эксплуатация таких крыш затруднена.

330. Эффективность газоуравнительной системы без газосборника зависит от совпадения времени закачки и выкачки и их производительности.

331. Газоуравнительная система с газосборником при низких коэффициентах совпадения операций закачки-выкачки требует значительного объема газосборника для приема паровоздушной смеси.

Негерметичность резервуаров резко снижает эффективность применения газоуравнительных систем.

332. Сокращение потерь от «больших дыханий» достигается при оборудовании резервуаров дисками-отражателями, эффективность которых при больших коэффициентах оборачиваемости достигает 20—30%.

333. Хранение нефти и нефтепродуктов в резервуарах, заполненных на 0,95 объема, позволяет снизить потери от «малых дыханий».

334. Герметичность резервуаров и дыхательной арматуры, своевременный профилактический ремонт трубопроводов и запорной арматуры позволяют сократить потери до 50% на перевалочных нефтебазах и до 30% на магистральных трубопроводах.

335. Потери нефти и нефтепродуктов от утечек, выдувания, аварий и т. д. могут быть полностью ликвидированы при строгом соблюдении правил технической эксплуатации и систематическом контроле за техническим состоянием оборудования.

336. Сокращение потерь от испарения на магистральных трубопроводах может быть достигнуто при использовании прогрессивной технологии перекачки «из насоса в насос».

337. При наливе системами АСН, не предусматривающими отвод паровоздушной смеси, сокращение потерь достигается уменьшением времени наполнения емкости и наливом под уровень («закрытой» струей).

338. Правильно поставленный учет при всех операциях транспорта и хранения позволяет выявить величину потерь и эффективность мероприятий, направленных на сокращение потерь нефти и нефтепродуктов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Вохмин В. Ф., Бронштейн И. С., Ривкин П. Р. Потери легкоиспаряющихся нефтепродуктов при наливе их в железнодорожные цистерны.—«Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья», 1969, № 2, с. 4—5.

2. Выбор технических средств для сокращения потерь нефтепродуктов от испарения из резервуаров и транспортных емкостей. М., изд. ЦНИИТЭНЕФТЕХИМ, 1969, 107 с. с ил. Авт.: И. С. Бронштейн, В. Ф. Вохмин, В. Е. Губин, П. Р. Ривкин.

3. Диденко Е. И., Исхаков Р. Г. Регулировка дыхательной арматуры резервуаров для нефти и нефтепродуктов.—«Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья», 1971, № 2, с. 5—8.

4. Дыхательная арматура резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов. М., изд. ЦНИИТЭНЕФТЕХИМ, 1971, 118 с. с ил. Авт.: Л. Г. Колпаков, М. И. Курганский, В. Я. Сафронов, С. Г. Тимофеев.

5. Иванов Н. Д. Эксплуатационные и аварийные потери нефтепродуктов и борьба с ними. Л., «Недра», 1968, 160 с. с ил.

6. Константинов Н. Н. Борьба с потерями от испарения нефти и нефтепродуктов. М., Гостоптехиздат, 1961, 260 с. с ил.

7. Мамонтов Г. В., Сорокин А. И. Новая конструкция предохранительного клапана для резервуаров.—«Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья», 1974, № 9, с. 20—23.

8 Мацкин Л. А., Черняк И. Л., Илембитов М. С. Эксплуатация нефтебаз. М., «Недра», 1975. 392 с. с ил.

9. Методические указания № 139 по поверке устройства «Радиус» для автоматического измерения массы жидкости в резервуарах. М., Госстандарт, 1971, 16 с.

10. Оперативный контроль количества нефтепродуктов в резервуарных парках НПЗ.—«Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья», 1974, № 5, с. 12—15. Авт.: Ф. М. Рагимов, Т. М. Агаларов, Е. Н. Беленький, М. Г. Гринберг.

11. Попова З. А. Применение преобразователей ржавчины при использовании лакокрасочных материалов для защиты стальных резервуаров.—«Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности», 1974, № 10, с. 22—23.

12. Попова З. А. Теплоотражающие покрытия резервуаров для сокращения потерь нефтепродуктов.—«Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья», 1975, № 10, с. 20—21.

13. Результаты испытания эластичного газосборника емкостью 1000 м³.—«Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья», 1974, № 5, с. 15—17. Авт.: В. М. Качалин, Б. Н. Козлов, Г. К. Лебедев, Е. В. Чепига.

14. Ржавский Е. Л. Морские и речные нефтебазы. М., «Недра», 1976, 248 с.

15. Ржавский Е. Л., Глушков Е. И. Испытание уплотняющих затворов в резервуарах с плавающей крышей.—«Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов», 1970, № 9, с. 16—21.

16. Ржавский Е. Л. Методы и средства борьбы с потерями нефти и нефтепродуктов при транспорте и хранении. М., изд. ВНИИОЭНГ, 1969, 65 с. с ил.

17. Ржавский Е. Л. Пути уменьшения потерь нефти и нефтепродуктов при речных перевалках.—«Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов», 1968, № 9, с. 14—17.

18. Ривкин П. Р., Вохмин В. Ф. Расчет величины потерь бензинов от испарения при наливе транспортных емкостей.—«Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов», 1968, № 5, с. 21—23.

19. Тимофеев Б. П. Автоматизированный налив и слив морских, речных и озерных нефтеналивных судов. — «Нефтеснабжение», 1970, № 3, с. 26—39.

20. Чигиринский М. Х., Чуркин Л. А. Оснащение системы АСН-5Н расходомерами «Турбоквант». — «Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья», 1975, № 1, с. 14—15.

21. Черникин В. И. Сооружение и эксплуатация нефтебаз. М., Гостоптехиздат, 1955, 522 с. с ил.

СОДЕРЖАНИЕ

ПРАВИЛА ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ И РУКОВОДСТВО ПО ИХ РЕМОНТУ

Часть I. **Правила эксплуатации металлических резервуаров для нефти и нефтепродуктов** на предприятиях Главнефтеснаба **РСФСР** 5

1. Общая часть 5
Краткие сведения о резервуарах 5
Требования к территории резервуарного парка 8
Правила приемки новых резервуаров в эксплуатацию . . 13
Техническая документация на резервуары 20
Требования при испытании резервуаров на герметичность и прочность 23
Требования, предъявляемые к проведению обмера резервуара и составлению калибровочных таблиц 25
Производственные операции с резервуарами 27
2. Техническое обслуживание 37
Обслуживание резервуаров 37
Обслуживание канализации резервуарного парка . . . 40
3. Указания по технике безопасности 40
Проведение инструктажа по пожарной безопасности, технике безопасности и промышленной санитарии 40
Правила пожарной безопасности 42
Молниезащита резервуаров 45
Защита резервуаров от статического электричества . . . 50
Правила промышленной санитарии и техники безопасности при обслуживании резервуаров и резервуарного оборудования 52

Приложения:

1. Перечень типовых проектов стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов 57
2. Исполнение электрооборудования для предприятий Главнефтеснаба РСФСР 60
3. Применение приборов и аппаратов автоматизации во взрывоопасных установках 62
4. Документация на изготовление и монтаж резервуара 62
5. Технологическая карта резервуара 79
6. Акт готовности резервуара к зачистным работам . . 80
7. Акт на выполненную зачистку резервуара 82
8. Акт подготовки резервуара к ремонтным работам . . 83
9. Журнал текущего обслуживания резервуара 84
10. Указания по текущему обслуживанию резервуаров . 84
11. Указания по дегазации резервуара с понтоном 89
12. Перечень основных проверок технического состояния понтона 89
13. Инструкция по определению герметичности понтона в резервуаре при хранении бензина 90

14. Разрешение на производство огневых работ 93
15. Основные термины, применяемые в подразделе 3.3 «Молниезащита» 95

Часть II. **Руководство по ремонту металлических резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов** 96

1. Обобщение случаев нарушения прочности, герметичности и изменения формы резервуаров и отдельных конструктивных элементов 96
2. Общие указания 98
3. Материалы для ремонта 99
4. Подготовительные работы 104
5. Удаление дефектов 109
6. Устранение дефектов с применением сварочных работ . . 112
7. Устранение дефектов без применения сварочных работ . . 120
8. Ремонт оснований и фундаментов 125
9. Контроль качества ремонтных работ и испытание резервуаров 126
10. Приемка резервуаров после ремонта 134
11. Карты примерных исправлений дефектов в металлических резервуарах, находящихся в эксплуатации 136

Приложения:

1. Рекомендации по ремонту резервуаров в условиях отрицательных температур 195
2. Меры пожарной безопасности при ремонте резервуаров 203
3. Талон по технике пожарной безопасности к квалификационному удостоверению 210
4. Журнал учета разовых огнеопасных работ на объекте 212
5. Техника безопасности при работе с составами на основе эпоксидных смол 212

ИНСТРУКЦИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ОЧИСТНЫХ СООРУЖЕНИЙ НЕФТЕБАЗ, НАЛИВНЫХ ПУНКТОВ, ПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ И АЗС

1. Общая часть 217
2. Канализационные сети 217
Системы канализации. Источники образования сточных вод 217
Производственно-дождевая канализация и ее эксплуатация 220
Ремонт канализационной сети 225
3. Очистные сооружения 227
Методы и схемы очистки производственных сточных вод . 227
Эксплуатация очистных сооружений 230
Песколовки 231
Буферные резервуары 236
Нефтеловушки 237
Пруды дополнительного отстаивания 243
Фильтры 246

Флотационные установки 251
Электрофлотаторы 256
Станция биохимической очистки сточных вод 259
Установка для озонирования сточных вод 279
Пруды-испарители 283
Распыливающие установки 284
Установки термического обезвреживания сточных вод . . 286
Нефтесборные и разделочные резервуары 290
Шламонакопители 291
Иловые площадки 292
Очистка сточных вод, загрязненных тетраэтилсвинцом . . 294
Хлорирование 295
Экстракция бензином 296
Озонирование 298
Насосные станции 298
4. Методы учета и контроля сточных вод 301
5. Контрольно-измерительные приборы 308
Автоматизация и дистанционное управление работой очистных сооружений 308
6. Выпуск очищенных сточных вод в водоемы 311
Условия выпуска 311
Устройства для выпуска сточных вод 313
7. Подготовка канализационной сети и очистных сооружений к зиме 315
8. Мероприятия по технике безопасности и противопожарной охране на канализационных сооружениях 316
9. Пути уменьшения загрязнения и сокращения количества сточных вод 322
10. Методическое руководство по химическим анализам на очистных сооружениях 323
Определение содержания нефтепродуктов 324
Гравиметрическое определение 325
Определение методом ИК-спектрометрии 331
Определение содержания механических примесей (взвешенных веществ) 333
Определение активной реакции pH 334
Определение щелочности (общей, бикарбонатной, карбонатной и гидратной) 338
Определение оптимальной дозы коагулянта методом пробной коагуляции воды 342
Определение содержания тетраэтилсвинца 343
Определение объема оседающих веществ 351
Определение химического потребления кислорода (бихроматной окисляемости) 352
Определение нитритов 357
Определение нитратов 360
Определение растворенного кислорода 364
Определение биохимического потребления кислорода (БПК) 370
Определение концентрации активного ила 378
Динамика оседания активного ила 380
Иловой индекс 380

Приложения:
1. Укрупненные нормы водопотребления и водоотведения на нефтебазах, перекачивающих станциях и наливных пунктах Главнефтеснаба РСФСР 381
2. Паспорт очистных сооружений 384
3. Определение расхода сточных вод с помощью тарированной рейки 387
4. Общие требования к составу и свойствам воды . . . 388
5. Пределы взрывоопасных концентраций паров нефтепродуктов в воздухе 392
6. Предельно допустимые концентрации некоторых вредных газов и паров в воздухе 392
Список литературы 393

БОРЬБА С ПОТЕРЯМИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Физико-химические свойства нефтепродуктов 396
Классификация потерь 399
Потери в резервуарных парках 405
Конструкции резервуаров 409
Оборудование резервуаров 416
Специальные средства сокращения потерь из резервуаров 431
Потери на магистральных трубопроводах 432
Потери при железнодорожных перевозках 436
Потери при водных перевозках 440
Автомобильный транспорт и автозаправочные станции (АЗС) 445
Хранение и транспортировка нефтепродуктов в таре . . . 449
Потери со сточными водами 450
Очистка водной акватории от нефти и нефтепродуктов . 450
Количественный учет 451
Заключение 457
Список литературы 459

ИБ № 1634

ПРАВИЛА И ИНСТРУКЦИИ ПО ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ И ОЧИСТНЫХ СООРУЖЕНИЙ

Обложка художника *В. Д. Петухова*
Редакторы издательства *А. Б. Латай, Г. В. Растова*
Технический редактор *В. Л. Прозоровская*
Корректоры *С. А. Аникина, А. П. Стальнова*

Сдано в набор 14/IX 1976 г. Подписано в печать 20/I 1977 г. Т-02938.
Формат 84×108¹/₃₂. Бумага № 3. Печ. л. 14,5. Усл. п. л. 24,36. Уч.-изд. л. 25,97.
Тираж 60 000 экз. Заказ № 725/6624—8. Цена 1 р 66 к.

Издательство «Недра», 103633, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19
Владимирская типография Союзполиграфпрома
при Государственном комитете Совета Министров СССР
по делам издательств, полиграфии и книжной торговли
600610, гор. Владимир, ул. Победы, д. 18-б.

gost.e-ecolog.ru