

**МИНОБРНАУКИ РОССИИ**

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования

**«Ухтинский государственный технический университет»  
(УГТУ)**

Н. С. ВИШНЕВСКАЯ, Д. И. КОЗЛОВ, М. М. БЕРДНИК



# **ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ**

**РЕШЕНИЕ ТИПОВЫХ ЗАДАЧ**

Методические указания

Ухта, УГТУ, 2013

УДК 620.97:622.2761/.2791075.8

ББК 20.1.73

В 55

**Вишневская, Н. С.**

В 55 Энергосберегающие технологии транспорта углеводородов [Текст] : метод. указания / Н. С. Вишневская, Д. И. Козлов, М. М. Бердник. – Ухта : УГТУ, 2013. – 72 с.

Методические указания к практическим занятиям по дисциплинам «Энергосберегающие технологии транспорта углеводородов» и «Энергосберегающие технологии транспорта нефти и газа» для студентов, обучающихся в бакалавриате по направлению 131000 «Нефтегазовое дело».

Содержание методических указаний соответствует учебному плану и рабочим учебным программам дисциплин, а также требованиям государственного образовательного стандарта данной специальности.

**УДК 620.97:622.2761/.2791075.8**

**ББК 20.1.73**

Методические указания рассмотрены, одобрены и рекомендованы для издания выпускающей кафедрой ПЭМГ (протокол №13 от 16 октября 2013 г.).

Рецензент: Е. Л. Полубоярцев.

Редактор: Н. А. Чикова.

Корректор: К. В. Коптяева.

Технический редактор: Л. П. Коровкина.

В методических указаниях учтены замечания рецензента и редактора.

План 2013 г., позиция 147.

Подписано в печать 29.11.2013. Компьютерный набор.

Объем 72 с. Тираж 100 экз. Заказ №280.

© Ухтинский государственный технический университет, 2013

169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13.

Типография УГТУ.

169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Октябрьская, д. 13.

## Оглавление

Глоссарий .....	4
Введение .....	12
Практическое занятие №1. Истечение жидкости из трубопровода при его повреждении .....	4
Практическое занятие №2. Расчёт платы предприятия за загрязнение окружающей среды.....	22
Практическое занятие №3. Переходные процессы в газопроводах. Опорожнение участка газопровода .....	32
Практическое занятие №4. Расчёт потерь газа из трубопровода при его повреждении .....	35
Практическое занятие №5. Определение эффективности очистки осевого компрессора ГТУ в процессе эксплуатации.....	38
Практическое занятие №6. Определение оптимальных параметров катодной защиты .....	45
Практическое занятие №7. Контроль знаний по теоретическому курсу дисциплины .....	56
Приложение 1. Нормативные коэффициенты загрязнения окружающей среды.....	62
Библиографический список.....	72

## Глоссарий

**Авария** – опасное техногенное происшествие, создающее на предприятии, территории или акватории водного объекта угрозу жизни и здоровью людей и приводящее к разрушению зданий, сооружений, оборудования и транспортных средств, нарушению производственного или транспортного процесса, а также к нанесению ущерба окружающей среде ГОСТ Р 22.0.05–94 [8].

**Авария на магистральном трубопроводе** – авария трубопровода с выбросом под давлением химических и пожаровзрывоопасных веществ, приводящая к техногенной ЧС ГОСТ Р 22.0.05–94 [9].

**Анализ риска, или риск-анализ** – процесс идентификации опасностей и оценки риска для отдельных лиц или групп населения, имущества или окружающей среды.

**Антропогенный объект** – объект, созданный человеком для обеспечения его социальных потребностей и не обладающий свойствами природных объектов.

**Безопасность** – состояние защищённости важных интересов личности, общества и государства от внешних и внутренних угроз.

**Безотходная технология** – направленная на рациональное использование природных ресурсов технология отдельного производства или промышленного комплекса, обеспечивающая получение продукции без отходов. Включает комплекс мероприятий, обеспечивающих минимальные потери природных ресурсов при производстве сырья, топлива и энергии, а также максимальную эффективность и экономичность их применения.

**Виды воздействий на окружающую среду** – загрязнение, засорение, заражение, истощение, порча, уничтожение природных (природно-антропогенных) объектов, деградация и разрушение естественных экологических систем и природных комплексов.

**Воздействие на окружающую среду** – любое отрицательное или положительное изменение в окружающей среде, являющееся результатом деятельности организации, её продукции или услуг.

**Вред окружающей среде** – негативное изменение окружающей среды в результате загрязнения, повлекшее за собой деградацию экологических систем и истощение природных ресурсов.

**Газоснабжение** – форма газоснабжения, представляющая деятельность по обеспечению потребителей газом, по формированию фонда разведанных месторождений газа, добычи, транспортировки, хранению и поставкам газа.

**Естественная экосистема** – объективно существующая часть природной среды, которая имеет пространственно-территориальные границы, в которой живые и неживые её элементы взаимодействуют в функциональное целое и связаны между собой обменом веществ, энергией и информацией.

**Загрязнение окружающей среды** – поступление в окружающую среду вещества или энергии, свойства, местоположения или количество которых оказывают воздействие на окружающую среду.

**Загрязняющее вещество** – вещество или смесь веществ, количества и (или) концентрация которых превышают установленные для химических веществ, в том числе и радиоактивных, иных веществ и микроорганизмов, нормативы и оказывают негативное воздействие на окружающую среду.

**Защита от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера** – деятельность предприятия, состоящая в осуществлении комплекса мер правового, организационного, эколого-экономического, инженерно-технического, воспитательного и иного характера, направленных на предупреждение или ликвидацию внезапных воздействий техногенного или экологического характера.

**Идентификация опасности** – процесс выявления, что опасность существует, и определение её характеристик.

**Информационное обеспечение в экологической сфере деятельности** – сбор, систематизация, обработка, анализ, хранение и выдача потребителю экологически значимой информации об экологической сфере органом власти, организацией, информационно-технической системой.

**Инцидент на магистральном нефтепроводе** – отказ, повреждение технических устройств, сопровождаемый утечкой нефти на трубопроводе менее 10 м<sup>3</sup> без воспламенения нефти, без загрязнения водотоков.

**Использование природных ресурсов** – эксплуатация природных ресурсов, вовлечение их в хозяйственный оборот, в том числе все виды воздействия на них в процессе любой деятельности.

**Источники опасности** – технические средства, устройства, сооружения, объекты и т. д., при использовании которых в технологических процессах возникают экологические факторы физического, биологического и др. характера.

**Качество окружающей среды** – состояние, которое характеризуется физическими и иными показателями и их совокупностью.

**Компоненты окружающей среды** – земля, недра, почвы, поверхностные, подземные воды, атмосферный воздух, растительный, животный мир и иные организмы, а также озоновый слой атмосферы и околоземное космическое пространство, обеспечивающие в совокупности благоприятные условия для существования жизни на земле.

**Критерии экологической эффективности** – целевой или плановый экологический показатель или другой предусмотренный уровень экологической эффективности, заданный и используемый для целей оценивания экологической эффективности.

**Ликвидация чрезвычайных ситуаций** – аварийно-спасательные и другие неотложные работы, проводимые при возникновении ЧС и направленные на спасение жизни и сохранение здоровья людей, снижение размеров ущерба окружающей среде, потерь, а также на локализацию зон ЧС и прекращение действий, характерных для них опасных факторов.

**Лимиты на выбросы и сбросы загрязняющих веществ и микроорганизмов (далее также, лимиты и сбросы)** – ограничения выбросов, загрязняющих веществ и микроорганизмов в окружающую среду, установленные на период проведения мероприятий по охране окружающей среды, в том числе внедрения наилучших существующих технологий в целях достижения нормативов в области охраны окружающей среды.

**Мониторинг окружающей среды, ее загрязнения** – долгосрочные наблюдения за состоянием окружающей среды, ее загрязнением и происходящими в ней природными явлениями, а также оценка и прогноз состояния окружающей среды, ее загрязнения.

**Нормативы допустимого воздействия на окружающую среду** – нормативы, которые установлены в соответствии с показателями воздействия хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду и при которых соблюдаются нормативы качества окружающей среды.

**Нормативы допустимой антропогенной нагрузки на окружающую среду** – нормативы, которые установлены в соответствии с величиной допустимого воздействия всех источников на окружающую среду и отдельные компоненты природной среды, в которых обеспечивается устойчивое функционирование естественных экологических систем и сохраняется биологическое разнообразие.

**Нормативы предельно допустимых концентраций химических веществ, в том числе радиоактивных, иных веществ и микроорганизмов,** – нормативы,

которые установлены в соответствии с показателями предельно допустимого содержания химических веществ, в том числе радиоактивных, иных веществ и микроорганизмов, в окружающей среде и несоблюдение которых может привести к загрязнению окружающей среды, деградации естественных экологических систем.

**Нормативы допустимых физических воздействий** – нормативы, которые установлены в соответствии с уровнями допустимого воздействия факторов на окружающую среду и при соблюдении которых обеспечиваются нормативы качества окружающей среды.

**Нормативы допустимых выбросов и сбросов химических веществ, в том числе радиоактивных, иных веществ и микроорганизмов,** – нормативы, установленные для субъектов деятельности в соответствии с показателями массы веществ, в том числе радиоактивных веществ и микроорганизмов, допустимых для поступления в окружающую среду от источников в установленном режиме и с учетом технологических нормативов, и при соблюдении которых обеспечиваются нормативы качества окружающей среды.

**Обеспечение экологической безопасности** – деятельность органов государственной власти РФ, органов государственной власти субъектов РФ, органов МСУ, общественных некоммерческих объединений, юридических и физических лиц, состоящая в применении комплекса мер правового, организационного, эколого-экономического, инженерно-технического, воспитательного характера, направленных на нейтрализацию угроз со стороны природно-антропогенных объектов, а также нехваткой природных ресурсов.

**Окружающая среда** – совокупность компонентов природной среды, природных и природно-антропогенных объектов, а также антропогенных объектов.

**Опасность** – объективно существующая возможность негативного воздействия на объект или процесс, в результате которого может быть причинен ущерб, вред, ухудшающий состояние, придающее развитию нежелательную динамику.

**Опасные производственные объекты** – предприятия, их цехи, площадки и иные объекты.

**Охрана окружающей среды** – деятельность органов государственной власти РФ, органов государственной власти субъектов РФ, органов местного самоуправления, общественных и иных некоммерческих объединений, юридических и физических лиц, направленная на сохранение и восстановление природной среды, использование и воспроизводство природных ресурсов, предотвращение негатив-

ного воздействия хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду и ликвидацию ее последствий.

**Оценивание экологической эффективности** – процесс, способствующий принятию управленческих решений, относящихся к экологической эффективности, методам выбора показателей, сбора и анализа данных, оценки информации по критериям экологической эффективности, составления отчетности и распространение информации, периодического пересмотра и улучшения этого процесса.

**Оценка риска** – процесс определения степени риска опасности для здоровья человека, имущества, окружающей среды.

**План ситуационный экологический** – специальная крупномасштабная карта промышленной площадки и санитарно-защитной зоны, сельхозугодий, иных территорий, где осуществляется природопользование конкретным субъектом.

**Показатель экологической эффективности** – конкретная форма представления информации об экологической эффективности организации.

**Показатель энергоэффективности** – абсолютная величина потребления или потери энергетических ресурсов для продукции любого назначения, установленная государственными стандартами.

**Потенциально опасный объект** – объект, на котором используют, производят, перерабатывают, хранят и транспортируют пожаровзрывоопасные, опасные вещества, создающие реальную угрозу возникновения источника аварийных ситуаций.

**Предотвращение загрязнения** – использование процессов, практических методов, материалов или продукции, которые позволяют избегать загрязнения, уменьшать его или бороться с ним, а также могут включать рециклинг, очистку, изменения процесса, механизмы управления, эффективное использование ресурсов и замену материала.

**Предупреждающее действие** – действие, предпринятое для устранения причины потенциального несоответствия или другой потенциально нежелательной ситуации (отклонения).

**Приемлемый риск** – риск, уровень которого допустим и обоснован, исходя из экономических и социальных соображений.

**Природная среда** – совокупность компонентов природной среды и природно-антропогенных объектов.

**Природно-антропогенный объект** – природный объект, измененный в результате хозяйственной деятельности, и объект, созданный человеком, обладающий свойствами природного объекта и имеющий рекреационное и защитное значение.

**Природные ресурсы** – компоненты природной среды, природные объекты и природно-антропогенные объекты, которые используются при осуществлении хозяйственной и иной деятельности в качестве источников энергии, продуктов производства и предметов потребления и имеют потребительскую ценность.

**Природный комплекс** – комплекс функционально и естественно связанных природных объектов, объединенных географическими и иными соответствующими признаками.

**Природоохранные требования** – условия, ограничения, предъявляемые к хозяйственной деятельности в целях предотвращения и снижения ее негативного воздействия на окружающую среду и обеспечения экологической безопасности.

**Природопользование** – деятельность, состоящая в извлечении полезных свойств природных объектов и использовании их для достижения экономических и иных целей.

**Производственный экологический контроль** – комплекс работ, осуществляемых экологической службой предприятия - природопользователя в целях обеспечения выполнения в процессе хозяйственной и иной деятельности мероприятий по охране окружающей среды, рациональному использованию и восстановлению природных ресурсов, а также в целях соблюдения требований законодательства в области охраны окружающей среды.

**Промышленная безопасность опасных производственных объектов** – состояние защищенности жизненно важных интересов личности и общества от аварий на опасных производственных объектах и последствий указанных аварий.

**Природопользование безотходное** – условное понятие для хозяйственной деятельности (включая промышленную и с/х индустрию), в ходе которой практически не образуется вредных для природы отходов. Фактически любое П.б. всегда имеет отходы хотя бы в виде использованной энергии (в противном случае нарушались бы принципы термодинамики), поэтому более точным термином для П.б. служит «производство малоотходное».

**Производство малоотходное** – промышленное производство, образующее минимальное количество отходов.

**Ресурсы** – людские ресурсы, специальные знания и опыт, организационная структура, технология, финансовые и материальные ресурсы, наличие которых должно обеспечить руководство организации для разработки, внедрения, поддержания и улучшения СЭМ.

**Стандарт** – документ, в котором в целях добровольного многократного использования устанавливаются характеристики продукции, правила осуществления

и характеристики процессов производства, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, выполнения работ или оказания услуг.

**Технология малоотходная** – технология, позволяющая получить минимум твердых, жидких, газообразных и тепловых отходов и выбросов.

**Технология ресурсосберегающая** - это производство и реализация конечных продуктов с минимальным расходом вещества и энергии на всех этапах производственного цикла и с наименьшим воздействием на человека и природные системы. При этом должны учитываться все расходы на промежуточные этапы производства. Ресурсосберегающая технология включает требование минимизации используемых природных ресурсов и минимального нарушения природных (естественных) условий. Нижний предел такой минимизации зависит как от способов получения традиционной продукции, так и от возможностей перехода к выпуску сопутствующей на основе миниатюризации и технической дополненности.

**Технологическая катастрофа** – опасное происшествие, возникающее вследствие нарушения технологического процесса, повлекшее за собой гибель людей и ущерб, а также нанесшее значительный прямой или косвенный ущерб материальным ценностям и окружающей среде.

**Технологический норматив** – норматив выбросов и сбросов, который устанавливается для всех источников, технологических процессов, оборудования и отражает допустимую массу выбросов и сбросов веществ и микроорганизмов в окружающую среду в расчете на единицу выпускаемой продукции.

**Угроза экологического происхождения** – реальная возможность негативного воздействия природно-антропогенного объекта на предприятие либо нехватка природных ресурсов для обеспечения жизнедеятельности предприятия.

**Угроза техногенного происхождения** – реальная возможность негативного проявления факторов в процессе взаимодействия источника угроз (техногенного объекта), осуществляющего производственную деятельность, и природного объекта.

**Управление охраной окружающей среды** – обеспечение выполнения норм и требований, ограничивающих вредное воздействие антропогенной деятельности на окружающую природную среду, а также рациональное использование природных ресурсов, обеспечивающее их воспроизводство.

**Управление экологическое** – деятельность, направленная на реализацию экологических целей в области изменения воздействия на окружающую среду; деятельность, направленная на реализацию экологической стратегии развития общества.

**Экологическая политика** – общие намерения организации и ее направления, связанные с ее экологической эффективностью, в официальном изложении высшего руководства.

**Экологическая эффективность** – результаты управления экологическими аспектами организации.

**Экологическая безопасность** – состояние защищенности природной среды и жизненно-важных интересов человека от возможного негативного воздействия хозяйственной деятельности, чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера и их последствий.

**Экологические факторы** – причины, следствием которых является изменение естественного состояния окружающей среды. Выделяются экологические факторы: физического характера (шумы, тепловые, электромагнитные, световые, радиоактивные излучения, вибрации и т. д.); химического характера (химические вещества); биологического характера (биологические вещества) – абиотические, биотические, антропогенные.

**Экологический мониторинг (мониторинг окружающей среды)** – комплексная система наблюдений за состоянием окружающей среды, оценки и прогноза изменений состояния окружающей среды под воздействием природных и антропогенных факторов.

**Экологический риск** – вероятность наступления события, вызванного негативным воздействием хозяйственной и иной деятельности, чрезвычайными ситуациями природного и техногенного характера, вследствие которого причиняется вред окружающей среде, жизни или здоровью животных или растений с учетом тяжести этого вреда.

**Экологический ущерб** – нарушение взаимоотношений живых микроорганизмов между собой и окружающей средой.

**Энергосбережение** – реализация правовых, организационных, научных, производственных, технических и экономических мер, направленных на эффективное использование энергетических ресурсов и на вовлечение в хозяйственный оборот возобновляемых источников энергии.

## Введение

Проблемы защиты окружающей среды особенно остро проявляются в отраслях, связанных с недропользованием. Экологизацию технологических процессов на нефтегазовых объектах могут осуществлять те специалисты, которые умеют рационально подходить к использованию природных ресурсов.

Среди проблем защиты окружающей среды наиболее актуальной является охрана водного и воздушного бассейнов, так как загрязненные воздух и вода обуславливают загрязнение всей биосферы Земли, включая почву и геологическую среду. Экология является синтетической наукой, поэтому проблемы защиты биосферы от негативного воздействия предприятий нефтегазового комплекса требуют привлечения обширных знаний в области физики, химии, математики, машиностроения, медицины и других наук.

Наиболее эффективным методом защиты природы от загрязнения вредными веществами является использование безотходных ресурсо- и энергосберегающих технологических процессов с замкнутыми производственными циклами. Однако на современном этапе очистка выбросов и сбросов остается основным мероприятием по защите водного и воздушного бассейнов от загрязнения.

Основной задачей государственной экологической политики и экологической политики предприятий нефтегазового комплекса является преодоление негативных воздействий на окружающую среду со стороны действующих предприятий и улучшение ситуации в экологически неблагополучных регионах. Во избежание многих экологических проблем специалисты-нефтяники должны знать о тех сложных превращениях, которые происходят в процессе добычи, переработки, хранения и транспортировки углеводородов.

Для более полного понимания этих проблем студентам предлагается к рассмотрению ряд типовых задач, решение которых поможет уяснить основные аспекты ресурсосбережения.

## Практическое занятие №1

### Истечение жидкости из трубопровода при его повреждении

Истечение жидкости через отверстие в трубопроводе. При нарушении герметичности резервуаров и трубопроводов истечение жидкости из отверстий в их стенках происходит, как правило, при переменном напоре.

Для преодоления жидкостью отверстия требуется некоторая разность давлений ( $p_{внут} - p_{внеш}$ ) внутри трубопровода и вне него или в терминах напоров – разность напоров  $\Delta H = (p_{внут} - p_{внеш})/(\rho \cdot g)$ . Если при этом размеры отверстия много меньше  $\Delta H$ , то говорят о «малом» отверстии. Расход  $q$  жидкости через отверстие выражается формулой:

$$q = \mu S \sqrt{2g\Delta H}, \quad (1.1)$$

где  $S$  – площадь отверстия,  $m^2$ ;

$\mu$  – коэффициент расхода. Для отверстий в тонких стенках обычно принимают  $\mu = 0,62$ . Таким образом, для малых отверстий особенности его формы не играют существенной роли, а важна лишь площадь отверстия.

Если в трубопроводе ведут перекачку, то давление  $p_{внут}$  есть давление в том сечении трубопровода, в котором находится отверстие, а если истечение происходит в остановленном трубопроводе (самотеком), то возможны три случая [1].

*Первый случай.* Площадь  $S$  отверстия настолько мала, что вытекающая жидкость не создает в трубе сколько-нибудь заметного движения, и жидкость в трубе можно считать покоящейся. Тогда для распределения давления в трубопроводе справедлива гидростатическая формула:

$$p_{внут} = p_y + \rho g \cdot (z - z_*),$$

где  $z$  – высотная отметка зеркала жидкости в трубопроводе;

$z_*$  – высотная отметка сечения, в котором расположено сквозное отверстие.

Если при этом внешнее давление считать равным атмосферному, то

$$p_{внут} - p_{внеш} = \rho g (z - z_*) - p_v.$$

Здесь  $p_v = p_{атм} - p_y$  – вакуумметрическое давление в полости, насыщенной парами перекачиваемой жидкости. В терминах напоров последнее уравнение имеет вид:

$$\Delta H = z - z_* - \frac{p_v}{\rho g}, \quad (1.2)$$

то есть разность  $\Delta H$  напоров, заставляющая вытекать жидкость через отверстие в стенке трубопровода, равна высоте «давящего» столба жидкости над отверстием за вычетом вакуумметрической высоты, создаваемой разряжением, образующимся в парогазовой полости трубы над зеркалом опускающейся жидкости.

С учетом (1.2) формула (1.1) приобретает вид:

$$q = \mu S \sqrt{2g \left[ z - z_* - \frac{p_e}{\rho g} \right]}. \quad (1.3)$$

По мере вытекания жидкости высота  $z$  зеркала жидкости изменяется, так что  $z$  есть функция  $z = z(t)$  времени  $t$ . Помимо этого, нужно учитывать, что длина столба опускающейся жидкости может уменьшаться как непрерывно, так и скачками – из нее могут исключаться целые участки трубопровода, имеющие U-образную форму. Это случается всякий раз, когда зеркало жидкости сравнивается по высоте с лежащей по ходу движения местной вершиной профиля.

Если жидкость вытекает через малое отверстие из сосуда, площадь  $S(z)$  зеркала в котором известна в виде функции от его вертикальной отметки  $z$ , то время  $t_{1-2}$  снижения уровня жидкости от отметки  $z_1$  до отметки  $z_2$  ( $z_* < z_2 < z_1$ ) представляется формулой:

$$t_{1-2} = - \int_{z_1}^{z_2} \frac{S(\xi)}{\mu S \sqrt{2g (\xi - p_e / \rho g)}} d\xi. \quad (1.4)$$

В частном случае, если сосуд, о котором идет речь, есть прямолинейный участок трубопровода:  $S(z) = S_0 = \text{const}$ , то

$$t_{1-2} = \frac{2S_0}{\mu S \sqrt{2g}} \left( \sqrt{z_1 - p_e / \rho g} - \sqrt{z_2 - p_e / \rho g} \right). \quad (1.5)$$

*Второй случай.* Площадь  $S$  отверстия в стенке трубы настолько велика, что можно пренебречь разностью напоров  $\Delta H$  внутри и вне трубы в этом сечении. В этом случае предположение о гидростатическом распределении давления в трубопроводе неверно; в нем возникает интенсивное течение жидкости к месту аварии, так что значительная часть движущего напора теряется на преодоление сил внутреннего трения (гидравлические потери напора на трение). Поэтому для отверстий больших размеров разность  $\Delta H$  напоров, входящая в формулу (1.1), не выражается формулой (1.2) через высотные отметки сечений трубопровода.

Для расчетов используют систему уравнений:

$$\begin{cases} \left( \frac{p_y}{\rho g} + z_1(t) \right) - \left( \frac{p_{амм}}{\rho g} + z_* \right) = \lambda(V_1) \cdot \frac{(x_* - x_1)}{d} \cdot \frac{V_1^2}{2g}, \\ \left( \frac{p_y}{\rho g} + z_2(t) \right) - \left( \frac{p_{амм}}{\rho g} + z_* \right) = \lambda(V_2) \cdot \frac{(x_2 - x_*)}{d} \cdot \frac{V_2^2}{2g}, \\ \frac{dx_1}{dt} = V_1, \frac{dx_2}{dt} = V_2, q = (V_1 - V_2)S_0. \end{cases} \quad (1.6)$$

Здесь  $x_1(t)$  – координата зеркала опускающейся жидкости в левой ветви трубопровода;  $x_2(t)$  – в его правой ветви;  $S_0 = \pi d^2/4$  – площадь сечения трубопровода.

Для каждого момента времени  $t$  из первого уравнения находят скорость  $V_1$  движения жидкости в левой ветви трубопровода, из второго – скорость  $V_2$  движения жидкости в правой ветви трубопровода, а затем на основании третьего и четвертого уравнений сначала вычисляют изменения координат  $x_1$  и  $x_2$ :

$$dx_1 = V_1 dt \text{ и } dx_2 = -V_2 dt,$$

и затем новые координаты  $x_1(t + dt)$  и  $x_2(t + dt)$ :

$$x_1(t + dt) = x_1(t) + V_1 \cdot dt, \quad x_2(t + dt) = x_2(t) - V_2 \cdot dt.$$

Новые координаты зеркала жидкости в трубе позволяют найти соответствующие им высотные отметки  $z_1$  и  $z_2$  и с помощью уравнений (1.6) повторить весь расчет заново. При этом нужно учитывать также и скачкообразные изменения координат  $x_1$  и  $x_2$  при отключении U-образных участков трубопровода, о которых говорилось в предыдущем случае.

*Третий (общий) случай.* Отверстие в стенке трубопровода таково, что необходимо учитывать потери напора при течении жидкости слева и справа к аварийному сечению, однако разностью напоров  $\Delta H$  внутри и вне трубы в этом сечении пренебрегать также нельзя.

Течение слева от отверстия описывается уравнением:

$$\left( \frac{p_y}{\rho g} + z_1(t) \right) - \left( \frac{p_{амм}}{\rho g} + z_* \right) = \lambda(V_1) \cdot \frac{(x_* - x_1)}{d} \cdot \frac{V_1^2}{2g},$$

справа – уравнением:

$$\left( \frac{p_y}{\rho g} + z_1(t) \right) - \left( \frac{p_{амм}}{\rho g} + z_* \right) = \lambda(V_2) \cdot \frac{(x_2 - x_*)}{d} \cdot \frac{V_2^2}{2g},$$

а расход  $q$  истечения жидкости через отверстие связан с разностью  $\Delta H$  напоров формулой (1.1):

$$q = \mu S \sqrt{2g\Delta H}.$$

В этом случае процесс истечения из отверстия описывается следующей системой уравнений:

$$\begin{cases} \left( \frac{p_y}{\rho g} + z_1(t) \right) - \left( \frac{p_*}{\rho g} + z_* \right) = \lambda(V_1) \cdot \frac{(x_* - x_1)}{d} \cdot \frac{V_1^2}{2g}, \\ \left( \frac{p_y}{\rho g} + z_2(t) \right) - \left( \frac{p_*}{\rho g} + z_* \right) = \lambda(V_2) \cdot \frac{(x_2 - x_*)}{d} \cdot \frac{V_2^2}{2g}, \\ \frac{dx_1}{dt} = V_1, \frac{dx_2}{dt} = -V_2, q = (V_1 - V_2)S_0 = \mu S \sqrt{2 \frac{p_* - p_{атм}}{\rho}}. \end{cases} \quad (1.7)$$

При известных значениях  $x_1, x_2, x_*$  и  $z_1, z_2, z_*$  первые три уравнения системы (1.7) позволяют рассчитать три неизвестные величины:  $V_1, V_2$  и  $p_*$ . Два последних уравнения дают возможность найти смещение границ  $x_1$  и  $x_2$  жидкости в трубопроводе, после чего процесс расчета повторяется [2].

### Задание №1:

Определить объем нефти ( $\rho = 870 \text{ кг/м}^3, \nu = 15 \text{ сСт}$ ), вытекшей за 6 ч из работающего участка трубопровода ( $D = 720 \times 10 \text{ мм}, L = 120 \text{ км}, z_n = 150 \text{ м}, z_k = 100 \text{ м}$ ) через отверстие ( $x_* = 80 \text{ км}, z_* = 50 \text{ м}$ ) площадью  $1 \text{ см}^2$  в его стенке, если известно, что избыточные давления  $p_n$  в начале и  $p_k$  в конце участка оставались постоянными и составляли 4,5 и 0,3 МПа соответственно.

*Решение:*

Поскольку отверстие в стенке трубопровода невелико, то образовавшаяся течь не изменяет режим перекачки, и для расчета потерь нефти можно воспользоваться следующей формулой (1.1), в которой  $\Delta H = (p_* - p_a) / \rho g$ , а избыточное давление  $p_* - p_a$  в сечении утечки рассчитывается так, как если бы ее не было.

Имеем:

$$H_n = 150 + \frac{4,5 \cdot 10^6}{870 \cdot 9,81} \cong 677,26 \text{ м},$$

$$H_k = 100 + \frac{0,3 \cdot 10^6}{870 \cdot 9,81} \cong 135,15 \text{ м},$$

$$i = \frac{H_n - H_k}{L} = \frac{677,26 - 135,15}{120000} \cong 4,5176 \cdot 10^{-3},$$

$$H_* = H_n - i \cdot L_* = 677,26 - 4,5176 \cdot 10^{-3} \cdot 8000 \cong 315,85 \text{ м},$$

$$\Delta H = H_* - z_* = 315,85 - 50 = 265,85 \text{ м},$$

$$q = \mu S \sqrt{2g\Delta H} = 0,62 \cdot 0,0001 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 265,85} \cong 4,478 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

Объём  $V$  вытекшей за 6 часов нефти составляет:  $4,478 \cdot 10^{-3} \cdot 6 \cdot 3600 \cong 96,7 \text{ м}^3$ .

### Задание №2:

Определить объём нефти ( $\rho = 870 \text{ кг/м}^3$ ,  $\nu = 15 \text{ сСт}$ ), вытекшей за 6 ч из работающего участка трубопровода ( $D = 720 \times 10 \text{ мм}$ ,  $L = 120 \text{ км}$ ,  $150 z_n = 150 \text{ м}$ ,  $z_k = 100 \text{ м}$ ) через отверстие ( $x_* = 80 \text{ км}$ ,  $z_* = 50 \text{ м}$ ) с площадью  $25 \text{ см}^2$  в его стенке, если известно, что давления  $p_n$  в начале и  $p_k$  в конце участка оставались постоянными и составляли 4,5 и 0,3 МПа соответственно.

*Решение:*

В данной задаче разность  $\Delta H$  напоров, входящую в формулу  $q = \mu S \sqrt{2g\Delta H}$ , нельзя вычислять, предполагая, что появившаяся утечка не изменяет режима перекачки, ведь площадь отверстия в стенках трубопровода ( $s = 25 \text{ см}^2$ ) достаточно велика, и истечение жидкости через отверстие делает скорости  $V_1$  течения нефти до сечения утечки и  $V_2$  – после нее не равными друг другу. Для решения задачи необходимо составить и решить полную систему уравнений, получающуюся на основе уравнения Бернулли, примененного к двум сегментам участка – до и после сечения утечки:

$$\begin{cases} 150 + \frac{4,5 \cdot 10^6}{870 \cdot 9,81} - (50 + \Delta H) = \lambda_1 \cdot \frac{80000}{0,7} \cdot \frac{V_1^2}{2 \cdot 9,81}, \\ (50 + \Delta H) - \left( 100 + \frac{0,3 \cdot 10^6}{870 \cdot 9,81} \right) = \lambda_2 \cdot \frac{40000}{0,7} \cdot \frac{V_2^2}{2 \cdot 9,81}, \\ (V_1 - V_2) \cdot \frac{3,14 \cdot 0,7^2}{4} = 0,62 \cdot 0,0025 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot \Delta H}. \end{cases}$$

Таким образом, имеется система трех нелинейных алгебраических уравнений для определения трех неизвестных:  $V_1$ ,  $V_2$ , и  $\Delta H$ .

Полученные уравнения решаем методом последовательных приближений. Сложив друг с другом первые два уравнения системы, получим:

$$5285 \cdot \lambda_1 \cdot V_1^2 + 2912,5 \cdot \lambda_2 \cdot V_2^2 = 542,1,$$

а из третьего уравнения:

$$V_1 - V_2 = 0,01785\sqrt{\Delta H}.$$

*Первое приближение*

Сначала разность напоров  $\Delta H$  в сечении утечки находим так, как если бы возникшая утечка не изменила режим течения в трубопроводе:  $\Delta H = 265,85$  м.

Тогда:

$$V_1 - V_2 = 0,291 \rightarrow V_2 = V_1 - 0,291 \text{ м/с.}$$

$$5285 \cdot \lambda_1 \cdot V_1^2 + 2912,5 \cdot \lambda_2 \cdot (V_1 - 0,291)^2 = 542,1.$$

1) Положим,  $\lambda_1^{(1)} = \lambda_2^{(1)} = 0,02$ . Тогда из квадратного уравнения

$$5285 \cdot \lambda_1 \cdot V_1^2 + 2912,5 \cdot \lambda_2 \cdot (V_1 - 0,291)^2 = 542,1.$$

$$3 \cdot V_1^2 + 0,582 \cdot V_1 - 9,22 = 0.$$

$$V_1 \cong 1,853 \text{ м/с.}$$

И далее:  $V_2 \cong 1,562$  м/с. Проверяем, правильно ли выбраны  $\lambda_1$  и  $\lambda_2$ :

$$V_1 \cong 1,853 \text{ м/с; } Re_1 = 1,853 \cdot \frac{0,7}{15 \cdot 10^{-6}} \cong 86473; \lambda_1 \cong 0,0185;$$

$$V_2 \cong 1,562 \text{ м/с; } Re_2 = 1,562 \cdot \frac{0,7}{15 \cdot 10^{-6}} \cong 72893; \lambda_2 \cong 0,0193.$$

Полученные результаты говорят о том, что необходима коррекция.

2) Положим теперь,  $\lambda_1^{(2)} = 0,0185$ ,  $\lambda_2^{(2)} = 0,0193$ . Тогда из квадратного уравнения

$$5285 \cdot 0,0185 \cdot V_1^2 + 2912,5 \cdot 0,0193 \cdot (V_1 - 0,291)^2 = 542,1.$$

$$3,043 \cdot V_1^2 + 0,607 \cdot V_1 - 9,973 = 0.$$

$$V_1 \cong 1,913 \text{ м/с.}$$

И далее:  $V_2 \cong 1,622$  м/с. Проверяем, правильно ли выбраны  $\lambda_1$  и  $\lambda_2$ :

$$V_1 \cong 1,913 \text{ м/с; } Re_1 = 1,913 \cdot \frac{0,7}{15 \cdot 10^{-6}} \cong 89273; \lambda_1 \cong 0,0183;$$

$$V_2 \cong 1,622 \text{ м/с; } Re_2 = 1,622 \cdot \frac{0,7}{15 \cdot 10^{-6}} \cong 75693; \lambda_2 \cong 0,0191.$$

Видим, что достигнута достаточная точность.

Итак,  $V_1 \cong 1,913$  м/с,  $V_2 \cong 1,622$  м/с.

Подставив полученный результат в исходную систему уравнений, получим:

$$150 + \frac{4,5 \cdot 10^6}{870 \cdot 9,81} - (50 + \Delta H) = 0,0183 \cdot \frac{80000}{0,7} \cdot \frac{1,913^2}{2 \cdot 9,81},$$

откуда найдем:  $\Delta H = 237,2$  м. Этот результат меньше принятого  $\Delta H = 265,85$  м. Найдем второе приближение.

*Второе приближение*

Полагаем,  $\Delta H = 237,2$  м. Тогда:

$$V_1 - V_2 = 0,01785 \cdot \sqrt{237,2} \rightarrow V_2 = V_1 - 0,275 \text{ м/с.}$$

$$5285 \cdot \lambda_1 \cdot V_1^2 + 2912,5 \cdot \lambda_2 \cdot (V_1 - 0,275)^2 = 542,1.$$

Положим  $\lambda_1^{(1)} = 0,0183$ ,  $\lambda_2^{(2)} = 0,0191$ . Тогда из квадратного уравнения

$$5285 \cdot 0,0183 \cdot V_1^2 + 2912,5 \cdot 0,0191 \cdot (V_1 - 0,275)^2 = 542,1.$$

$$3,043 \cdot V_1^2 - 0,574 \cdot V_1 - 9,982 = 0.$$

$$V_1 \cong 1,908 \text{ м/с.}$$

И далее:  $V_2 \cong 1,633$  м/с. Проверяем, правильно ли выбраны  $\lambda_1$  и  $\lambda_2$ :

$$V_1 \cong 1,908 \text{ м/с; } Re_1 = 1,908 \cdot \frac{0,7}{15 \cdot 10^{-6}} \cong 89040; \lambda_1 \cong 0,0183;$$

$$V_2 \cong 1,633 \text{ м/с; } Re_2 = 1,633 \cdot \frac{0,7}{15 \cdot 10^{-6}} \cong 76207; \lambda_2 \cong 0,0190.$$

Полученные результаты говорят о том, что имеется достаточная точность.

Итак,  $V_1 - V_2 = 0,275$  м/с. Это означает, что расход  $q$  утечки равен:

$$S_0 \cdot (V_1 - V_2) = \frac{3,14 \cdot 0,7^2}{4} \cdot 0,275 \cong 0,1058 \text{ м}^3/\text{с.}$$

За 6 часов из трубопровода вытечет:  $0,1058 \cdot 6 \cdot 3600 \cong 2285 \text{ м}^3$ .

Предлагается выполнить решение данной задачи в пакете Microsoft Excel.

Порядок действий следующий:

– осуществляется ввод исходных данных:

	А	В
1	зн, м	150
2	зк, м	100
3	L, км	120
4	d, м	0,7
5	$\rho$	870
6	$\nu$ , сСт	15
7	$x^*$ , км	80
8	$z^*$ , м	50
9	S, см <sup>2</sup>	25
10	$p_n$ , МПа	4,5
11	$p_k$ , МПа	0,3
12		

– осуществляется ввод трех неизвестных величин ( $V_1$ ,  $V_2$ ,  $\Delta H$ ):

B	C	D	E
150		V1, м/с	3
100		V2, м/с	2
120		$\Delta H$ , м	250
0,7			

– вычисляем числа Рейнольдса ( $Re_1$ ,  $Re_2$ ) и коэффициенты гидравлического сопротивления ( $\lambda_1$ ,  $\lambda_2$ ), предполагая, что режим течения происходит в зоне гидравлически гладких труб ( $\lambda = 0,3164 / \sqrt[4]{Re}$ ).

0	$\Delta H$ , м	250
7		
0	Re1	140000
5	Re2	93333,33
0	$\lambda_1$	0,016357
0	$\lambda_2$	0,018102
5		

Преобразуем имеющуюся систему уравнений  $\begin{cases} f_1(x) = g_1(x) \\ f_2(x) = g_2(x) \\ f_3(x) = g_3(x) \end{cases}$  в следующий

вид:  $\begin{cases} f_1(x) - g_1(x) \\ f_2(x) - g_2(x) \\ f_3(x) - g_3(x) \end{cases}$  и произведем данные вычисления:

15	Re2	93333,33	
80	$\lambda_1$	0,016357	
50	$\lambda_2$	0,018102	
25			
4,5	Ур-е1	-480,2521	$f_1(x)-g_1(x)$
0,3	Ур-е2	17,22834	$f_2(x)-g_2(x)$
	Ур-е3	0,276095	$f_3(x)-g_3(x)$

Очевидно, что каждая разность  $f_i(x) - g_i(x)$  должна равняться нулю. Поэтому и сумма квадратов этих разностей тоже должна равняться 0. Таким образом, необходимо подобрать такие значения параметров  $V_1$ ,  $V_2$ ,  $\Delta H$ , чтобы выполнялось последнее условие. Решать поставленную задачу будем через команду «Поиск решения» (вкладка меню «Сервис» для Microsoft Excel-2003 или вкладка меню «Данные» для Microsoft Excel-2007):

C	D	E	F	G	H	I	J	K
	V1, м/с	3						
	V2, м/с	2						
	ΔH, м	250						
	Re1	140000						
	Re2	93333,33						
	λ1	0,016357						
	λ2	0,018102						
	Ур-е1	-480,2521						
	Ур-е2	17,22834						
	Ур-е3	0,276095						
	$\sum_{i=1}^3 (f_i(x) - g_i(x))^2$	230939						

**Поиск решения**

Установить целевую ячейку:

Равной:  максимальному значению  значению:   минимальному значению

Изменяя ячейки:

Ограничения:

- \$E\$1 >= \$E\$2+0.2
- \$E\$1 >= 0
- \$E\$2 >= 0
- \$E\$3 >= 0

Добав Измен Удаля

Целевая ячейка должна равняться 0. При этом необходимо выполнение следующих условий:  $V_1 > V_2$ ,  $V_1 > 0$ ,  $V_2 > 0$ ,  $\Delta H > 0$ ;

– нажимаем «Выполнить». В результате получаем следующие значения параметров:  $V_1 = 2,01$  м/с,  $V_2 = 1,75$  м/с,  $\Delta H = 202,36$  м.

## Практическое занятие №2

### Расчет платы предприятия за загрязнение окружающей среды

*Цель работы:* закрепление и углубление знаний по вопросам платности природных ресурсов, приобретение практических навыков расчета сумм платы за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую природную среду.

*Теоретические понятия,* которые необходимо знать по теме лабораторной работы:

- окружающая природная среда предприятия;
- выбросы/сбросы загрязняющих веществ;
- твердые отходы;
- норматив допустимого выброса;
- базовый норматив платы за выбросы/сбросы;
- сверхлимитные выбросы/сбросы;
- коэффициент экологической ситуации и экологической значимости состояния атмосферы/водных объектов;
- экономический смысл платы за превышение допустимых выбросов загрязняющих веществ.

#### *Расчетная часть*

### I. РАСЧЕТ СУММ ПЛАТЫ ПРЕДПРИЯТИЯ ЗА ЗАГРЯЗНЕНИЕ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА

1 Расчет сумм платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу стационарными источниками загрязнения

1.1 Плата за выбросы в размерах, не превышающих ПДВ (предельно-допустимые нормативом выбросы) ( $P_n^{атм}$ ), рассчитывается по формуле:

$$P_n^{атм} = \sum_{i=1}^n K_{инд} \cdot K_{э}^{атм} \cdot H_{бнi}^{атм} \cdot M_i^{атм} \text{ при } M_i^{атм} \leq M_{ни}^{атм}, \quad (2.1)$$

где  $K_{инд}$  – коэффициент индексации платы за загрязнения. Устанавливается ежегодно законом о бюджете. На 01.01.2012 составляет 1,39 по отношению к действующим нормативам платы;

$k_{э}^{атм}$  – коэффициент экологической ситуации и экологической значимости состояния атмосферы в рассматриваемом районе (см. таблицу 1, Приложение 1);

$H_{бнi}^{атм}$  – базовый норматив платы за выброс одной тонны  $i$ -го загрязняющего вещества в пределах, не превышающих ПДВ, руб./т (см. таблицу 3, Приложение 1);

$M_i^{атм}$  – фактическое значение выброса  $i$ -го загрязняющего вещества, т/г.;

$M_{ни}^{атм}$  – предельно допустимое значение выброса (ПДВ)  $i$ -го загрязняющего вещества, т/г.

1.2 Плата за выбросы в пределах установленных лимитов или ВСВ (временно согласованных выбросов) ( $\Pi_{л}^{атм}$ ) рассчитывается по формуле:

$$\Pi_{л}^{атм} = \sum_{i=1}^n K_{инд} \cdot K_{э}^{атм} \cdot H_{бли}^{атм} \cdot (M_i^{атм} - M_{ни}^{атм}) \text{ при } M_{ни}^{атм} < M_i^{атм} \leq M_{ли}^{атм}, \quad (2.2)$$

где  $H_{бли}^{атм}$  – базовый норматив платы за выброс одной тонны  $i$ -го загрязняющего вещества в пределах установленного лимита, руб./т (см. таблицу 3, Приложение 1);

$M_{ли}^{атм}$  – временно согласованное (лимитное) значение выброса  $i$ -го загрязняющего вещества, т/г.;

1.3 Плата за сверхлимитные (неустановленные, несогласованные) выбросы ( $\Pi_{сл}^{атм}$ ) рассчитывается по формуле:

$$\Pi_{сл}^{атм} = \sum_{i=1}^n 5 \cdot K_{инд} \cdot K_{э}^{атм} \cdot H_{бли}^{атм} \cdot (M_i^{атм} - M_{ли}^{атм}) \text{ при } M_i^{атм} > M_{ли}^{атм}, \quad (2.3)$$

где 5 – коэффициент, учитывающий сверхлимитность загрязнения.

1.4 Общая сумма платы за загрязнение атмосферного воздуха стационарными источниками загрязнения ( $\Pi^{атм}$ ) рассчитывается по формуле:

$$\Pi^{атм} = \Pi_{н}^{атм} + \Pi_{л}^{атм} + \Pi_{сл}^{атм}. \quad (2.4)$$

Для расчета платы за загрязнение атмосферы отдельно по каждому загрязняющему веществу можно использовать одну из формул таблицы 2.1.

Таблица 2.1 – Условия выбора формулы для расчета общей суммы платы за загрязнение атмосферы по ингредиентам

Условие	Математическая запись	Расчетная формула
Фактическая масса ингредиента загрязнения ( $M_i$ ) меньше установленного норматива ( $M_{ни}$ )	$M_i < M_{ни}$	$\Pi^{атм} = K_{инд} * K_{э}^{атм} * H_{бли} * M_i$
Фактическая масса ингредиента загрязнения ( $M_i$ ) больше установленного норматива ( $M_{ни}$ ), но меньше лимита ( $M_{ли}$ )	$M_i < M_{ни} < M_{ли}$	$\Pi^{атм} = K_{инд} * K_{э}^{атм} * (H_{бли} * M_{ни} + H_{бли} * (M_{фи} - M_{ни}))$
Фактическая масса ингредиента загрязнения ( $M_i$ ) больше установленного лимита ( $M_{ли}$ )	$M_i > M_{ли}$	$\Pi^{атм} = K_{инд} * K_{э}^{атм} * (H_{бли} * M_{ни} + H_{ли} * (M_{ли} - M_{ни}) + 5 * H_{бли} * (M_i - M_{ли}))$

2. Расчет сумм платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу передвижными источниками

2.1 Плата за допустимые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от технически исправного транспорта при наличии данных о количестве израсходованного топлива ( $\Pi_{mp}$ ) рассчитывается по формуле:

$$\Pi_{mp} = k_{\text{инд}} \cdot k_3^{\text{амм}} \cdot \sum_{i=1}^n Y_i \cdot T_i, \quad (2.5)$$

где  $Y_i$  – удельная плата за допустимые выбросы загрязняющих веществ, образующихся при использовании 1 тонны  $i$ -го вида топлива, руб./т (см. таблицу 4, Приложение 1);

$T_i$  – количество  $i$ -го вида топлива, израсходованного передвижными источниками загрязнения за отчетный период.

2.2 Плата за допустимые выбросы загрязняющих веществ технически исправными средствами при отсутствии данных о количестве израсходованного топлива ( $\Pi_{нmp}$ ) рассчитывается по формуле:

$$\Pi_{нmp} = k_{\text{инд}} \cdot k_3^{\text{амм}} \cdot \sum_{j=1}^n (B/12) N_j \cdot \Gamma_j, \quad (2.6)$$

где  $B$  – продолжительность периода, за который исчисляется плата за выброс, мес.;

$N_j$  – количество технических средств  $j$ -го вида, ед.;

$\Gamma_j$  – значение годовой платы за единицу технических средств  $j$ -го вида, руб./г. (см. таблицу 5, Приложение 1).

2.3 Плата за превышение допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу передвижными источниками ( $\Pi_{снmp}$ ) определяется по формуле:

$$\Pi_{снmp} = 5 * \Pi_{нmp} * d_i, \quad (2.7)$$

где  $d_i$  – доля передвижных технических средств  $i$ -го вида на предприятии, не соответствующих требованиям стандартов (или техническим условиям завода-изготовителя) по ПДВ, доли ед.

2.4. Общая сумма платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу передвижными техническими средствами ( $\Pi_{mpo}$ ) определяется по формуле:

$$\Pi_{mpo} = \Pi_{mp} + \Pi_{нmp} + \Pi_{снmp} \quad (2.8)$$

## II. РАСЧЕТ СУММ ПЛАТЫ ПРЕДПРИЯТИЯ ЗА ЗАГРЯЗНЕНИЕ ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ

1. Плата за сброс ЗВ в размерах, не превышающих установленные нормативом ПДС (предельно допустимые сбросы),  $\Pi_n^{600}$ , рассчитывается по формуле:

$$\Pi_n^{600} = \sum_{i=1}^n K_{\text{инд}} * K_{\text{э}}^{600} * H_{\text{бни}}^{600} * M_i^{600} \text{ при } M_i^{600} \leq M_{\text{ни}}^{600}, \quad (2.9)$$

где  $K_{\text{э}}^{600}$  – коэффициент экологической ситуации и экологической значимости состояния водного объекта в рассматриваемом районе (см. таблицу 2, Приложение 1);

$H_{\text{бни}}^{600}$  – базовый норматив платы за сброс одной тонны  $i$ -го загрязняющего вещества в пределах, не превышающих ПДС, руб./т (см. таблицу 7, Приложение 1);

$M_i^{600}$  – фактическое значение сброса  $i$ -го загрязняющего вещества, т/г. (см. таблицу 6, Приложение 1);

$M_{\text{ни}}^{600}$  – предельно допустимый норматив сброса (ПДС)  $i$ -го загрязняющего вещества, т/г. (см. таблицу 6, Приложение 1).

2. Плата за сброс ЗВ в размерах, не превышающих установленные природопользователю лимиты (сброс в пределах лимита) ( $\Pi_l^{600}$ ), рассчитывается по формуле:

$$\Pi_l^{600} = \sum_{i=1}^n K_{\text{инд}} * K_{\text{э}}^{600} * H_{\text{бли}}^{600} * (M_i^{600} - M_{\text{ни}}^{600}) \text{ при } M_{\text{ни}}^{600} < M_i^{600} \leq M_{\text{ли}}^{600}, \quad (2.10)$$

где  $H_{\text{бли}}^{600}$  – базовый норматив платы за сброс одной тонны  $i$ -го загрязняющего вещества в пределах установленного лимита, руб./т (см. таблицу 7, Приложение 1);

$M_{\text{ли}}^{600}$  – значение временно согласованного (лимитного) сброса  $i$ -го загрязняющего вещества, т/г. (см. таблицу 6, Приложение 1).

3. Плата за сверхлимитный сброс ЗВ ( $\Pi_{\text{сл}}^{600}$ ) определяется по формуле:

$$\Pi_{\text{сл}}^{600} = \sum_{i=1}^n 5 * K_{\text{инд}} * K_{\text{э}}^{600} * H_{\text{бли}}^{600} * (M_i^{600} - M_{\text{ли}}^{600}) \text{ при } M_i^{600} > M_{\text{ли}}^{600}. \quad (2.11)$$

4. Общая сумма платы за загрязнение водных объектов ( $\Pi^{600}$ ):

$$\Pi^{600} = \Pi_n^{600} + \Pi_l^{600} + \Pi_{\text{сл}}^{600}. \quad (2.12)$$

Для расчета платы за загрязнение водных объектов отдельно по каждому загрязняющему веществу можно использовать одну из формул таблицы 2.2.

Таблица 2.2 – Условия выбора формулы для расчета общей суммы платы за загрязнение водных объектов

Условие	Математическая запись	Расчетная формула
Фактическая масса ингредиента загрязнения ( $M_i$ ) меньше установленного норматива ( $M_{ни}$ )	$M_i < M_{ни}$	$П_{общ} = K_э^{вод} * K_{инд} * H_{бли} * M_i$
Фактическая масса ингредиента загрязнения ( $M_i$ ) больше установленного норматива ( $M_{ни}$ ), но меньше лимита ( $M_{ли}$ )	$M_i < M_{ни} < M_{ли}$	$П_{общ} = K_э^{вод} * K_{инд} * (H_{бли} * M_{ни} + H_{бли} * (M_{фи} - M_{ни}))$
Фактическая масса ингредиента загрязнения ( $M_i$ ) больше установленного лимита ( $M_{ли}$ )	$M_i > M_{ли}$	$П_{общ} = K_э^{вод} * K_{инд} * (H_{бли} * M_{ни} + H_{ли} * (M_{ли} - M_{ни}) + 5 * H_{бли} * (M_i - M_{ли}))$

### III. РАСЧЕТ СУММ ПЛАТЫ ПРЕДПРИЯТИЯ ЗА РАЗМЕЩЕНИЕ ОТХОДОВ

1. Плата за размещение отходов в пределах установленных лимитов ( $П_{л}^{омх}$ ):

$$П_{л}^{омх} = \sum_{i=1}^n K_{инд} * K_э^{омх} * H_{бли}^{омх} * M_i^{омх} \text{ при } M_i^{омх} \leq M_{ни}^{омх}, \quad (2.13)$$

где  $K_э^{омх}$  – коэффициент экологической ситуации и экологической значимости состояния почв в рассматриваемом районе (см. таблицу 2, Приложение 1);

$H_{бли}^{омх}$  – базовый норматив платы за размещение 1 тонны отходов  $i$ -го вида в пределах установленных лимитов, руб./т (см. таблицу 9 с учетом таблиц 8 и 6, Приложение 1);

$M_i^{омх}$  – фактическое количество размещенных отходов  $i$ -го вида, тонн ( $м^3$ )/год (см. таблицу 6, Приложение 1);

$M_{ли}^{омх}$  – годовой лимит на размещение отходов, тонн ( $м^3$ ) (см. таблицу 6, Приложение 1).

2. Плата за сверхлимитное размещение отходов ( $П_{сл}^{омх}$ ) рассчитывается по формуле:

$$П_{сл}^{омх} = 5 * \sum_{i=1}^n K_{инд} * K_э^{омх} * H_{бли}^{омх} * M_i^{омх} \text{ при } M_i^{омх} > M_{ли}^{омх}. \quad (2.14)$$

3. Общая сумма платы за размещение отходов ( $П^{омх}$ ) рассчитывается по формуле:

$$П^{омх} = П_{л}^{омх} + П_{сл}^{омх}. \quad (2.15)$$

Для расчета платы за размещение отходов отдельно по каждому виду отходов можно использовать одну из формул таблицы 2.3.

Таблица 2.3 – Расчет общей суммы платы за размещение отходов по видам

Условие	Математическая запись	Расчетная формула
Фактический объем размещенных отходов ( $M_i$ ) меньше установленного лимита ( $M_{ли}$ )	$M_i < M_{ли}$	$P_{общ} = K_9^{омх} * K_{инд} * H_{бли} * M_i$
Фактический объем размещенных отходов ( $M_i$ ) больше установленного лимита ( $M_{ли}$ )	$M_i > M_{ли}$	$P_{общ} =$ $= K_9^{омх} * K_{инд} * 5 * (H_{бли} * M_{ли} +$ $+ H_{бли} * (M_i - M_{ли}))$

### Задание №1

Выполнить расчет сумм платы предприятия за загрязнение окружающей среды.

Местоположение предприятия – г. Дубровка.

I. Расчет сумм платы предприятия за загрязнение атмосферного воздуха

1. Расчет сумм платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу стационарными источниками загрязнения

Таблица 2.4 – Исходные данные и результаты расчета сумм платы за выбросы загрязняющих веществ стационарными источниками

№ п/п	Наименование загрязнителя <sup>1</sup>	Значения выбросов, т/г.			Базовые значения платы, руб./г в пределах		Сумма платежа ( $P^{атм}$ ), руб.
		ПД ( $M_{ни}^{атм}$ )	ВС ( $M_{ли}^{атм}$ )	Фактическое ( $M_i^{атм}$ )	ПДВ ( $H_{би}^{атм}$ )	ВСВ ( $H_{ли}^{атм}$ )	
1	Пыль гипса	7	9	6	110	550	1743,06
2	Мышьяк	0,2	0,25	0,15	5500	27500	2178,82
3	Кислота серная	1,1	1,3	1,4	165	825	2004,52
	Итого	-	-	-	-	-	5926,4

1.1 Плата за выбросы в размерах, не превышающих ПДВ (предельно-допустимые нормативом выбросы) ( $P_n^{атм}$ ), соответственно составит:

Пыль гипса:  $П_n^{атм} = 1,39 \cdot 1,9 \cdot 110 \cdot 6 = 1743,06$  руб.

Мышьяк:  $П_n^{атм} = 1,39 \cdot 1,9 \cdot 5500 \cdot 0,15 = 2178,82$  руб.

1.2 Плата за сверхлимитные (неустановленные, несогласованные) выбросы ( $П_{сл}^{атм}$ ) соответственно составит:

Серная кислота:

$$П_n^{атм} = 1,39 \cdot 1,9 \cdot (165 \cdot 1,1 + 825 \cdot (1,3 - 1,1) + 5 \cdot 825 \cdot (1,4 - 1,3)) = 2004,52 \text{ руб.}$$

1.3 Общая сумма платы за загрязнение атмосферного воздуха стационарными источниками загрязнения ( $П^{атм}$ ) соответственно составит:

$$П^{атм} = 1743,06 + 2178,82 + 2004,52 = 5926,4 \text{ руб.}$$

Вывод: Таким образом, в отчетном периоде за выбросы загрязняющих веществ стационарными источниками предприятие заплатило 5926,4 руб., из них за выбросы в пределах нормативов – 3921,88 руб., в пределах лимита (ВСВ) – 0 руб., за сверхлимитные выбросы – 2004,52 руб.

2. Расчет сумм платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу передвижными источниками

Таблица 2.5 – Исходные данные и результаты расчета сумм платы за выбросы загрязняющих веществ передвижными техническими средствами

№	Виды передвижных средств и топлива	Количество передвижных средств ( $N_i$ ), ед.		Значение доли ( $d_i$ ), доли ед.	Количество израсходованного топлива ( $T_{e,i}$ ), т	Значение удельной платы ( $Y_{e,i}$ ), руб./т	Значение годовой платы ( $\Gamma_j$ ), руб./г.	Общая сумма платы ( $П^{вод}$ ), руб.
		общее	в т. ч. не соответствующие ГОСТу					
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	АИ-93Нэт				46	11,5		1397,09
2	Керосин				78	21		4325,96
3	Строительно-дорожные машины	8	5	0,625			4	142,26
4	Грузовой автомобиль, работающий на газовом топливе	4					13	68,67
	Итого							5933,98

2.1 Плата за допустимые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от технически исправного транспорта при наличии данных о количестве израсходованного топлива ( $P_{mp}$ ) соответственно составит:

$$P_{mp} = 1,39 \cdot 1,9 \cdot (11,5 \cdot 46 + 21 \cdot 78) = 5723,05 \text{ руб.}$$

2.2 Плата за допустимые выбросы загрязняющих веществ технически исправными средствами при отсутствии данных о количестве израсходованного топлива ( $P_{н mp}$ ) соответственно составит:

$$P_{н mp} = 1,39 \cdot 1,9 \cdot (6/12) \cdot 4 \cdot 13 = 68,67 \text{ руб.}$$

2.3 Плата за превышение допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу передвижными источниками ( $P_{сн mp}$ ) соответственно составит:

$$P_{сн mp} = 1,39 \cdot 1,9 \cdot (6/12) \cdot 8 \cdot 4 + 5 \cdot 8 \cdot 4 \cdot 0,625 = 142,26 \text{ руб.}$$

2.4. Общая сумма платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу передвижными техническими средствами ( $P_{mp o}$ ) соответственно составит:

$$P_{mp o} = 5723,05 + 68,67 + 142,26 = 5933,98 \text{ руб.}$$

Вывод: Таким образом, в отчетном периоде за выбросы загрязняющих веществ передвижными техническими средствами предприятие заплатило 5933,98 руб., из них от транспорта с имеющимися данными о количестве израсходованного топлива – 5723,05 руб., от транспорта, не имеющего данных о расходе топлива, – 68,67 руб., от технически неисправного транспорта, превысившего нормативы выбросов, – 142,26 руб.

## II. Расчет сумм платы предприятия за загрязнение водных объектов

Таблица 2.6 – Исходные данные и результаты расчета суммы платы предприятия за сброс загрязняющих веществ в водоемы

№ п/п	Наименование загрязнителя	Значения сбросов, т/г.			Базовые значения платы, руб./т в пределах		Сумма платежа ( $P^{сод}$ ), руб.
		ПДС ( $M_{ни}^{сод}$ )	ВСС ( $M_{ли}^{сод}$ )	Фактическое ( $M_i^{сод}$ )	ПДВ ( $H_{oi}^{сод}$ )	ВСВ ( $H_{ли}^{сод}$ )	
1	Свинец в растворе	0,2	0,3	0,1	22175	110875	4623,49
2	Мочевина	2,7	3	3,9	30	150	1670,09
3	Краситель черный	1,2	1,6	1,4	11090	55450	50869,83
	Итого	-	-	-	-	-	57163,41

1. Плата за сброс ЗВ в размерах, не превышающих установленные нормативом ПДС (предельно допустимые сбросы),  $P_n^{60d}$ , соответственно составит:

Свинец в растворе:  $P_n^{60d} = 1,39 \cdot 1,5 \cdot 0,1 \cdot 22175 = 4623,49$  руб.

2. Плата за сброс ЗВ в размерах, не превышающих установленные природопользователю лимиты (сброс в пределах лимита) ( $P_l^{60d}$ ), соответственно составит:

Краситель черный:  $P_l^{60d} = 1,5 \cdot 1,39 \cdot (11090 \cdot 1,2 + 55450 \cdot (1,4 - 1,2)) = 50869,83$  руб.

3. Плата за сверхлимитный сброс ЗВ ( $P_{cl}^{60d}$ ) соответственно составит:

Мочевина:  $P_{cl}^{60d} = 1,5 \cdot 1,39 \cdot (30 \cdot 2,7 + 150 \cdot (3 - 2,7) + 5 \cdot 150 \cdot (3,9 - 3)) = 1670,09$  руб.

4. Общая сумма платы за загрязнение водных объектов ( $P^{60d}$ ):

$$P^{60d} = 4623,49 + 50869,83 + 1670,09 = 57163,41 \text{ руб.}$$

Вывод: Таким образом, в отчетном периоде за сбросы загрязняющих веществ в водные объекты предприятие заплатило 57163,41 руб., из них за сбросы в пределах нормативов ПДС – 4623,49 руб., в пределах лимита (ВСС) – 50869,83 руб., за сверхлимитные сбросы – 1670,09 руб.

### III. Расчет сумм платы предприятия за размещение отходов

Таблица 2.7 – Исходные данные и результаты расчета сумм платы за хранение ОТХОДОВ

№ п/п	Вид отходов	Ед. измер.	Количество отходов, т		Значение базового норматива платы ( $H_{бнi}^{omx}$ ), руб./ед. изм.	Общая сумма платы ( $P^{omx}$ ), руб.
			общее ( $M_i^{omx}$ )	лимитное ( $M_{ли}^{omx}$ )		
1	Отходы текстиля	т	10,7	9,3	2000	78729,6
2	Отходы хлорбария	т	0,4	0,6	6000	5337,6
	Итого	-	-	-	-	84067,2

1. Плата за размещение отходов в пределах установленных лимитов соответственно составит:

Отходы хлорбария:  $P_l^{omx} = 1,39 \cdot 1,6 \cdot 6000 \cdot 0,4 = 5337,6$  руб.

2. Плата за сверхлимитное размещение отходов ( $P_{cl}^{omx}$ ) соответственно составит:

Отходы текстиля:  $P_{cl}^{omx} = 1,6 \cdot 1,39 \cdot (10,7 \cdot 2000 + 5 \cdot (10,7 - 9,3) \cdot 2000) = 78729,6$  руб.

3. Общая сумма платы за размещение отходов ( $P^{omx}$ ) соответственно составит:

$$P^{отх} = 5337,6 + 78729,6 = 84067,2 \text{ руб.}$$

Вывод: Таким образом, в отчетном периоде за размещение и хранение отходов предприятие заплатило 84067,2 руб., из них за размещение отходов в пределах лимита – 5337,6 руб., за сверхлимитное размещение отходов – 78729,6 руб.

## Практическое занятие №3

### Переходные процессы в газопроводах. Опорожнение участка газопровода

При продувке участка газопровода один газ (воздух) вытесняет другой газ (природный газ), поэтому в зоне их контакта образуется метановоздушная смесь. Длина  $l_c$  зоны смеси (измеряется в м) в пределах концентраций 0,01-99,99% определяется формулой:

$$l_c = 6,22 \cdot d^{0,45} \cdot L, \quad (3.1)$$

где  $d$  – внутренний диаметр, мм;

$L$  – протяженность участка вытеснения, км.

При опорожнении сосудов высокого давления, в том числе участков газопровода, путем сброса газа через короткие насадки (свечи) различают два режима истечения:

– критический, когда скорость газа на выходе насадка равна местной скорости звука (такой режим называют звуковым);

– докритический, когда эта скорость меньше скорости звука (дозвуковой).

Критический режим истечения возникает, если давление  $p_*$  в сосуде больше давления  $p_a$  в среде, куда выпускается газ (например атмосферного; тогда  $p_a = p_{атм}$ ), в определенное число раз, зависящее от показателя  $\gamma$  адиабаты; в противном случае режим истечения – докритический [2].

Для определения параметров истечения совершенного газа существуют следующие формулы:

1. Если  $\frac{p_*}{p_a} > \left(\frac{\gamma+1}{2}\right)^{\frac{\gamma}{\gamma-1}}$ , имеет место критический режим истечения газа

( $V_c = c_c$ ). В этом случае:

$$p_c = p_* \cdot \left(\frac{\gamma+1}{2}\right)^{\frac{\gamma}{1-\gamma}}; T_c = T_* \cdot \frac{2}{\gamma+1}; v_c = \sqrt{\frac{2 \cdot \gamma \cdot R \cdot T_*}{\gamma+1}}, \quad (3.2)$$

где  $T_*$  – температура газа в сосуде (или в том сечении газопровода, в котором имеется выпускное отверстие);

$p_c, V_c, T_c$  – давление, скорость и температура газа, соответственно, на срезе выходного отверстия.

Время  $t_1$  уменьшения давления в сосуде с объемом  $V$  от значения  $p_0$  до значения  $p_t$  при критическом режиме истечения находится по формуле:

$$t_1 = \frac{V}{S_c} \cdot \frac{\ln(p_0 / p_t)}{\left(\frac{2}{\gamma+1}\right)^{\frac{1}{\gamma-1}} \sqrt{\frac{2 \cdot \gamma \cdot R \cdot T_*}{\gamma+1}}}, \quad (3.3)$$

где  $S_c$  – площадь отверстия, через которое происходит истечение газа.

Кроме того:

$$p_a \cdot \left(\frac{\gamma+1}{2}\right)^{\frac{\gamma}{\gamma-1}} \leq p_t \leq p_0.$$

2. Если  $\frac{p_*}{p_a} < \left(\frac{\gamma+1}{2}\right)^{\frac{\gamma}{\gamma-1}}$ , имеет место докритический режим истечения газа

( $V_c < c_c$ ). В этом случае:

$$p_c = p_a; T_c = T_* \left(\frac{p_*}{p_a}\right)^{\frac{1-\gamma}{\gamma}}; v_c = \sqrt{\frac{2 \cdot \gamma \cdot R \cdot T_*}{\gamma-1} \cdot \left[1 - \left(\frac{p_*}{p_a}\right)^{\frac{1-\gamma}{\gamma}}\right]}. \quad (3.4)$$

Время  $t_2$  уменьшения давления в сосуде с объемом  $V$  от значения  $p_0$  до значения  $p_t$  при докритическом режиме истечения находится по формуле:

$$t_2 = \frac{V}{S_c} \cdot \frac{F(\gamma, p_0 / p_a, p_t / p_a)}{\sqrt{\frac{2 \cdot \gamma \cdot R \cdot T_*}{\gamma+1}}}, \quad (3.5)$$

где  $F(\gamma, p_0/p_a, p_t/p_a)$  – функция, определяемая интегралом:

$$F\left(\gamma, p_0 / p_a, p_t / p_a\right) = \int_{p_t/p_a}^{p_0/p_a} \frac{d\xi}{\sqrt{\xi^{2(\gamma-1)/\gamma} - \xi^{(\gamma-1)/\gamma}}}.$$

В частном случае для метана ( $\gamma = 1,31$ ) и полного опорожнения сосуда ( $p_0/p_a = 1,839$ ;  $p_t/p_a = 1$ ):  $F(1,31; 1,839; 1) = 3,87$  и

$$t_2 \cong 1,33 \cdot \frac{V}{S_c} \cdot \frac{1}{\sqrt{R \cdot T_*}}. \quad (3.6)$$

### Задание №1:

Участок газопровода ( $D = 820 \times 10$  мм,  $L = 5$  км) выведен из эксплуатации для ремонта. После того как его изолировали от остальной части газопровода кранами, давление газа ( $\Delta = 0,59$ ,  $T_0 = 10^\circ\text{C}$ ,  $\gamma = 1,31$ ) в нем составило 2,0 МПа. Через свечу с внутренним диаметром 150 мм газ начали выпускать в атмосферу. Сколько времени необходимо для того, чтобы давление газа в изолированном участке газопровода опустилось до атмосферного (0,1013 МПа)?

*Решение:*

При истечении газа из отключенного участка трубопровода в данном случае реализуются оба режима истечения – критический и докритический – в зависимости от того больше, или меньше давление в сечении установки свечи величины:

$$\left(\frac{\gamma+1}{2}\right)^{\frac{\gamma}{\gamma-1}} \cdot p_{атм} = \left(\frac{1,31+1}{2}\right)^{\frac{1,31}{1,31-1}} \cdot 0,1013 \cong 0,186 \text{ МПа.}$$

Рассмотрим сначала первую стадию процесса – критический режим истечения газа  $0,186 \leq p < 2,0$  МПа. Время  $t_1$  такого истечения определяется формулой (3.3):

$$t_1 = \frac{V}{S_c} \cdot \frac{\ln(p_0 / p_t)}{\left(\frac{2}{\gamma+1}\right)^{\frac{1}{\gamma-1}} \sqrt{\frac{2 \cdot \gamma \cdot R \cdot T_*}{\gamma+1}}}.$$

Сначала вычисляем:

$$V = 3,14 \cdot 0,8^2 / 4 \cdot 5000 = 2512 \text{ м}^3 \text{ – объем участка;}$$

$$S_c = 3,14 \cdot 0,15^2 / 4 = 0,0177 \text{ м}^2 \text{ – площадь выходного отверстия;}$$

$$R = R_{возд} / \Delta = 287,1 / 0,59 = 487 \text{ Дж/(кг} \times \text{K)}. \text{ Затем вычисляем время } t_1 :$$

$$t_1 = \frac{2512}{0,0177} \cdot \frac{\ln(2,0 / 0,186)}{\left(\frac{2}{1,31+1}\right)^{\frac{1}{1,31-1}} \sqrt{\frac{2 \cdot 1,31 \cdot 487 \cdot 283}{1,31+1}}} \cong 1357 \text{ с.}$$

Для второй, дозвуковой, стадии истечения, в которой давление уменьшается от 0,186 до 0,1013 МПа, справедлива формула (3.6):

$$t_2 \cong 1,33 \cdot \frac{V}{S_c} \cdot \frac{1}{\sqrt{R \cdot T_*}} = 1,33 \cdot \frac{2512}{0,0177} \cdot \frac{1}{\sqrt{487 \cdot 283}} \cong 508 \text{ с.}$$

Общее время ( $t_1+t_2$ ) опорожнения участка газопровода составляет  $1357 + 508 = 1865$  с, или  $\approx 31$  мин.

## Практическое занятие №4

### Расчет потерь газа из трубопровода при его повреждении

Все расчетные выражения, которые в дальнейшем будут использованы при решении задач в рамках данного практического занятия, представлены в Практическом занятии №3.

#### Задание №1:

На 30-м километре участка газопровода протяженностью 150 км образовался свищ (сквозное коррозионное отверстие) площадью 20 мм<sup>2</sup>. Какой объем газа ( $\Delta = 0,62$ ,  $\gamma = C_p/C_v = 1,37$ ) будет потерян за сутки в результате утечки через свищ, если известно, что давление вначале участка газопровода составляет 5,5 МПа, а в конце – 3,5 МПа? Температуру газа в сечении утечки принять равной 12°C, а коэффициент сжимаемости  $Z_c = 0,9$ .

*Решение:*

Найдем сначала давление  $p_*$  газа в сечении утечки. Для этого воспользуемся формулой

$$p^2(x) = p_n^2 - (p_n^2 - p_k^2) \cdot x / L.$$

Подставив в нее исходные данные из условия, получим:

$$p_*^2 = 5,5^2 - (5,5^2 - 3,5^2) \cdot 30 / 150, p_* = 5,162 \text{ МПа.}$$

Далее воспользуемся формулами (3.2):

$$p_c = p_* \cdot \left( \frac{\gamma + 1}{2} \right)^{\frac{\gamma}{1-\gamma}}; T_c = T_* \cdot \frac{2}{\gamma + 1}; v_c = \sqrt{\frac{2 \cdot \gamma \cdot R \cdot T_*}{\gamma + 1}}.$$

Имеем:

$$R = R_{\text{возд}} / \Delta = 287,1 / 0,62 = 463,1 \text{ Дж/(кг} \times \text{К)},$$

$$p_c = 5,162 \cdot \left( \frac{1,37 + 1}{2} \right)^{\frac{1,37}{1-1,37}} \cong 2,753 \text{ МПа,}$$

$$T_c = (273 + 12) \cdot \frac{2}{1,37 + 1} \cong 240,5 \text{ К;}$$

$$v_c = \sqrt{\frac{2 \cdot 1,37 \cdot 463,1 \cdot 285}{1,37 + 1}} \cong 390,6 \text{ м/с.}$$

Отсюда находим массовый расход  $M_y$  утечки:

$$M_y = \rho_c v_c S_c = \frac{2,753 \cdot 10^6}{0,9 \cdot 463,1 \cdot 240,5} \cdot 390,6 \cdot (20 \cdot 10^{-6}) \cong 0,215 \text{ кг/с.}$$

За сутки будет потеряно:  $24 \cdot 3600 \cdot 0,215 \cdot 18,5 = 103$  кг газа или, учитывая, что плотность газа при стандартных условиях равна  $1,204 \cdot 0,62 = 0,746$  кг/м<sup>3</sup>, объем потерянного в утечке газа составит  $\approx 24,85$  тыс. м<sup>3</sup>.

### Задание №2:

На 80-м километре газопровода с протяженностью 120 км возникло сквозное отверстие площадью 4 см<sup>2</sup>. Какой объем газа ( $R = 500$  Дж/(кг×К),  $\gamma = C_p/C_v = 1,31$ ) будет потерян за сутки, если известно, что давление в начале участка газопровода составляет 5,8 МПа, а в его конце – 3,5 МПа, а средняя температура газа +10°C? Газ считать совершенным.

*Решение:*

Поскольку отверстие в газопроводе мало, допустимо считать, что утечка газа не влияет на распределение давления по длине газопровода, которое имеет вид:

$$p^2(x) = p_n^2 - (p_n^2 - p_k^2) \cdot x / L,$$

следовательно, давление  $p_*$  в месте повреждения трубопровода можно рассчитать по этой формуле:

$$p_*^2 = 5,8^2 - (5,8^2 - 3,5^2) \cdot 80 / 120 \approx 4,4 \text{ МПа.}$$

Отношение  $p_*/p_{атм}$  равно  $4,4/0,1013 = 43,4$ . Поскольку эта величина значительно больше критического отношения

$$\left(\frac{\gamma + 1}{2}\right)^{\frac{\gamma}{\gamma-1}} = \left(\frac{1,31 + 1}{2}\right)^{\frac{1,31}{1,31-1}} \cong 1,84,$$

отделяющего звуковой режим истечения газа от дозвукового, то в данном случае истечение газа через отверстие будет звуковым, и скорость  $V_c$  истечения равна местной скорости звука:

$$v_c = \sqrt{\frac{2 \cdot 1,31 \cdot 500 \cdot 283}{1,31 + 1}} \cong 400,6 \text{ м/с.}$$

Давление  $p_c$ , температура  $T_c$  и плотность  $\rho_c$  газа на срезе выходного отверстия определяются формулами (3.2):

$$p_c = 4,4 \cdot \left(\frac{1,31 + 1}{2}\right)^{\frac{1,31}{1-1,31}} \cong 2,393 \text{ МПа,}$$

$$T_c = (273 + 10) \cdot \frac{2}{1,31 + 1} \cong 245 \text{ К};$$

$$\rho_c = \frac{p_c}{R \cdot T_c} = \frac{2,393 \cdot 10^6}{500 \cdot 245} \cong 19,53 \text{ кг/м}^3.$$

Следовательно, массовый расход  $M_y$  утечки будет равен:

$$M_y = \rho_c \cdot v_c \cdot S_c = 19,53 \cdot 400,6 \cdot (4 \cdot 10^{-4}) \cong 3,129 \text{ кг/с}.$$

За сутки будет потеряно:  $24 \cdot 3600 \cdot 3,129 = 270,35 \cdot 10^3$  кг газа или, учитывая, что плотность газа при стандартных условиях равна  $1,204 \cdot (287,1/500) = 0,691$  кг/м<sup>3</sup>, объем потерянного газа составит  $\approx 391,24$  тыс. м<sup>3</sup>.

## **Практическое занятие №5**

### **Определение эффективности очистки осевого компрессора ГТУ в процессе эксплуатации**

В процессе эксплуатации ГТУ происходит загрязнение циклового воздуха. Воздухозаборная камера ГТУ не может обеспечить полностью очистку циклового воздуха, и это приводит к тому, что на лопатках осевого компрессора образуются отложения. Эти отложения ухудшают характеристики компрессора: уменьшается давление за осевым компрессором, увеличивается потребляемая мощность, падает КПД, граница помпажа компрессора смещается в сторону его рабочей зоны.

Процесс загрязнения не характеризуется линейной зависимостью от времени, и при определенной наработке, в интервале 2-3 тыс. часов, наблюдается стабилизация характеристик осевого компрессора. Отложения на лопатках осевого компрессора вдоль его оси постепенно уменьшаются, то есть последние ступени компрессора загрязняются меньше. Отложения загрязнений больше наблюдаются на выпуклой стороне лопатки. Повышение влажности воздуха на всасе также способствует увеличению образований отложений на лопатках.

Загрязнение проточной части осевого компрессора может привести к уменьшению расхода воздуха до 6% и КПД осевого компрессора на 2-3%, что вызывает снижение полезной мощности ГТУ до 10% и КПД – до 2-5%.

Загрязнение лопаточного аппарата в процессе работы ГТУ эксплуатационный персонал определяет по снижению давления за компрессором, что вызывает необходимость для поддержания мощности повышать температуру перед ТВД, а при невозможности поднять температуру – снижать обороты ТВД и ТНД.

Для поддержания параметров ГПА в соответствии с ТУ необходимо периодически проводить очистку проточной части осевого компрессора.

Периодичность очистки зависит от многих факторов, основными среди них являются:

- степень загрязнения и запыленности окружающей среды, где эксплуатируется агрегат;
- эффективность очистки воздуха в воздухозаборной камере;
- индивидуальные особенности ГПА (диаметр осевого компрессора, углы атаки осевого компрессора, частота вращения);
- качество работы масляных уплотнений переднего подшипника;

– наличие неплотностей в воздухозаборной камере и в том числе работа ГТУ с открытым байпасным клапаном.

Наилучшие результаты очистки достигаются при разборке проточной части ГПА и промывке каждой лопатки. Однако такой способ очистки является дорогостоящим и применяется только при проведении планово-производственного ремонта ГТУ. На практике применяется очистка осевого компрессора на режиме «прокрутки» от пусковой турбины. Эффективная очистка – это регулярная очистка осевого компрессора через каждые 300-400 часов в летнее время и около 1000 часов – в зимнее.

В эксплуатации применяют в основном два способа очистки компрессоров:

- очистка с помощью твердых очистителей;
- промывка с помощью твердых моющих средств.

В качестве твердых очистителей применяются органические материалы: молотая скорлупа орехов с диаметром частиц 0,8-1,7 мм или обычный рис.

В качестве моющих средств используются специальные растворы «Синвал», «М1», «М2», «Прогресс» и т. д.

Очистка осевого компрессора твердыми частицами осуществляется на работающих агрегатах, как правило, стационарного типа вводом очищающего средства на вход осевого компрессора через специальный бункер, который обеспечивает скорость его подачи примерно 0,8-1 кг/мин. Недостатком способа является то, что возможно засорение каналов и отверстий системы охлаждения лопаток газовой турбины.

Очистка осевого компрессора моющими растворами (как правило, для ГТУ авиационного типа) проводится на режиме прокрутки от пусковой турбины в следующей последовательности:

– моющий раствор подается на вход в осевой компрессор через специальные форсунки с давлением 5-6 кг/см<sup>2</sup> с производительностью 10-20 л/мин. в течение 10-15 мин.;

– затем подают чистую воду с температурой 50-60°С со скоростью 70 л/мин. для промывки;

– производят слив жидкостей с газоздушного тракта ГТУ (открывается запорная арматура дренажа).

Некоторые фирмы для поддержания параметров проточной части осевого компрессора применяют специальное покрытие лопаток, что обеспечивает:

- слабую прилипаемость к лопаткам продуктов загрязнения;

- максимальную наработку между ремонтами;
- противоэрозионную и противокоррозионную защиту [3, 4].

### **Задание №1:**

Определить изменение состояния агрегата ГПА-Ц-6,3Б в результате проведения очистки осевого компрессора «на ходу».

Исходные данные агрегата до очистки компрессора:

- температура газа на входе нагнетателя  $t_1 = 10^\circ\text{C}$ ;
- температура газа на выходе нагнетателя  $t_2 = 30^\circ\text{C}$ ;
- давление газа на входе нагнетателя  $p_1 = 4,0$  МПа;
- давление газа на выходе нагнетателя  $p_2 = 5,12$  МПа;
- частота вращения вала нагнетателя  $n = 7000$  об./мин.;
- содержание метана в газе  $r_{мет} = 0,975$ ;
- газовая постоянная  $R = 498$  Дж/кг·К;
- относительная плотность по воздуху  $\Delta = 0,575$ ;
- температура газов перед ТВД  $t_z = 646^\circ\text{C}$  определена при помощи зависимостей по температуре перед СТ;
- температура и давление воздуха на входе осевого компрессора совпадают с номинальными.

Исходные данные агрегата после очистки компрессора:

- температура газа на входе нагнетателя  $t_1 = 18^\circ\text{C}$ ;
- температура газа на выходе нагнетателя  $t_2 = 40^\circ\text{C}$ ;
- давление газа на входе нагнетателя  $p_1 = 4,2$  МПа;
- давление газа на выходе нагнетателя  $p_2 = 5,4$  МПа;
- частота вращения вала нагнетателя  $n = 7500$  об./мин.;
- содержание метана в газе  $r_{мет} = 0,975$ ;
- газовая постоянная  $R = 498$  Дж/кг·К;
- относительная плотность по воздуху  $\Delta = 0,575$ ;
- температура газов перед ТВД  $t_z = 680^\circ\text{C}$  определена при помощи зависимостей по температуре перед СТ.

*Решение:*

Параметр технического состояния ГТУ по мощности до чистки осевого компрессора может быть определен с использованием нижеприведенных соотношений.

Разность температур газа по нагнетателю:

$$\Delta t = t_2 - t_1 = 30 - 10 = 20^\circ\text{C}.$$

Разность давлений по нагнетателю:

$$\Delta p = p_2 - p_1 = 5,12 - 4 = 1,12 \text{ МПа}.$$

Средняя температура газа в нагнетателе:

$$t_m = \frac{t_1 + t_2}{2} = \frac{10 + 30}{2} = 20^\circ\text{C}.$$

Среднее давление газа в нагнетателе:

$$p_m = \frac{p_1 + p_2}{2} = \frac{4 + 5,12}{2} = 4,56 \text{ МПа}.$$

Средняя изобарная теплоемкость газа (кДж/кг·К) определяется по уравнению [3, С. 250]:

$$C_{pm1} = (0,37 + 0,63 \cdot r_{CH_4}) \left[ (0,003 - 0,0009 \cdot P_1) \cdot t_m + 0,11 \cdot P_1 + 2,08 \right],$$
$$C_{pm1} = (0,37 + 0,63 \cdot 0,975) \left[ (0,003 - 0,0009 \cdot 4) \cdot 20 + 0,11 \cdot 4 + 2,08 \right] = 2,47 \text{ кДж/кг} \times \text{К}.$$

Среднее значение комплекса  $(C_p \cdot D_h)_m$  определяется по уравнению [3, С. 250]:

$$(C_p \cdot D_h)_m = (1,37 - 0,37 \cdot r_{CH_4}) \cdot \left[ (0,00012 \cdot t_2^2 - 0,0135 \cdot t_2 + 0,31) \cdot p_m - 0,0463 \cdot t_2 + 11,19 \right],$$
$$(C_p \cdot D_h)_m = (1,37 - 0,37 \cdot 0,975) \cdot \left[ (0,00012 \cdot 30^2 - 0,0135 \cdot 30 + 0,31) \cdot 4,56 - 0,0463 \cdot 30 + 11,19 \right] = 9,95 \text{ кДж/кг} \times \text{МПа}.$$

Удельная разность энтальпий определяется по уравнению [3, С. 250]:

$$\Delta h = C_{pm} \cdot \Delta t - (C_p \cdot D_h)_m \cdot \Delta p,$$
$$\Delta h = 2,47 \cdot 20 - 9,95 \cdot 1,12 = 38,26 \text{ кДж/кг}.$$

Удельная приведенная разность энтальпий газа:

$$\Delta h_{cp} = \frac{\Delta h}{60} \cdot \left( \frac{n_0}{n} \right)^2,$$
$$\Delta h_{cp} = \frac{38,26}{60} \cdot \left( \frac{8200}{7000} \right)^2 = 0,875 \text{ кВт/(кг/мин.)}.$$

Приведенная внутренняя мощность нагнетателя по его характеристике

$$\left( \frac{N_i}{\rho_n} \right)_{np} = f(\Delta h_{np}) \text{ составляет } \left( \frac{N_i}{\rho_n} \right)_{np} = 208 \text{ кВт/кг} \times \text{м}^3.$$

Плотность газа на входе нагнетателя:

$$\rho_n = \frac{p_1}{z_1 R T_1},$$

$$\rho_n = \frac{4 \cdot 10^6}{0,915 \cdot 498 \cdot 283} = 31,02 \text{ кг/м}^3.$$

Внутренняя мощность нагнетателя:

$$N_i = \left( \frac{N_i}{\rho_n} \right)_{np} \cdot \rho_n \cdot \left( \frac{n}{n_0} \right)^3,$$

$$N_i = 208 \cdot 31,02 \cdot \left( \frac{7000}{8200} \right)^3 = 4014 \text{ кВт}.$$

Эффективная мощность ГПА:

$$N_e = N_i + N_{мех},$$

$$N_e = 4017 + 80 = 4094 \text{ кВт}.$$

Относительная приведенная мощность агрегата:

$$(N_e)_{np} = \frac{N_e}{N_{eo}},$$

$$(N_e)_{np} = \frac{4094}{6300} = 0,65.$$

Относительная температура газов перед ГВД:

$$(T_z)_{np} = \frac{T_z}{T_{zo}},$$

$$(T_z)_{np} = \frac{919,2}{983,2} = 0,935.$$

Сопоставление полученной зависимости  $(T_z)_{np} = f(N_e)_{np}$  с паспортной [4], приводит к выводу о смещении расчетной точки влево по горизонтали от ее паспортного значения, равного  $N_{enp} = 0,78$ . Следовательно, параметр технического состояния ГТУ по мощности до промывки осевого компрессора составлял  $K_N = (N_e)_{np} / N_{enp} = 0,65 / 0,78 = 0,84$ .

Параметр технического состояния ГТУ по мощности после чистки осевого компрессора определяется аналогично.

Разность температур газа по нагнетателю:

$$\Delta t = t_2 - t_1 = 40 - 18 = 22^\circ\text{C}.$$

Разность давлений по нагнетателю:

$$\Delta p = p_2 - p_1 = 5,4 - 4,2 = 1,2 \text{ МПа}.$$

Средняя температура газа в нагнетателе:

$$t_m = \frac{t_2 + t_1}{2} = \frac{18 + 40}{2} = 29^\circ\text{C}.$$

Среднее давление газа в нагнетателе:

$$p_m = \frac{p_2 + p_1}{2} = \frac{4,2 + 5,4}{2} = 4,8 \text{ МПа}.$$

Средняя изобарная теплоемкость газа составит:

$$C_{pm1} = (0,37 + 0,63 \cdot 0,975) [(0,003 - 0,0009 \cdot 4,2) \cdot 29 + 0,11 \cdot 4,2 + 2,08] = 2,48 \text{ кДж/кг} \times \text{К}.$$

Среднее значение комплекса  $(C_p \cdot D_h)_m$  составит:

$$(C_p \cdot D_h)_m = (1,37 - 0,37 \cdot 0,975) \cdot [(0,00012 \cdot 40^2 - 0,0135 \cdot 40 + 0,31) \cdot 4,8 - 0,0463 \cdot 40 + 11,19] = 9,24 \text{ кДж/кг} \times \text{МПа}.$$

Удельная разность энтальпий составит:

$$\Delta h = 2,48 \cdot 22 - 9,24 \cdot 1,2 = 43,47 \text{ кДж/кг}.$$

Удельная приведенная разность энтальпий газа составит:

$$\Delta h_{cp} = \frac{43,47}{60} \cdot \left( \frac{8200}{7500} \right)^2 = 0,866 \text{ к Вт/(кг/мин.)}.$$

Приведенная внутренняя мощность нагнетателя по его характеристике составляет  $\left( \frac{N_i}{\rho_n} \right)_{np} = 209 \text{ кВт/кг} \times \text{м}^3$ .

Плотность газа на входе нагнетателя составит:

$$\rho_n = \frac{4,2 \cdot 10^6}{0,915 \cdot 498 \cdot 291} = 31,67 \text{ кг/м}^3.$$

Внутренняя мощность нагнетателя составит:

$$N_i = 209 \cdot 31,67 \cdot \left( \frac{7500}{8200} \right)^3 = 5065 \text{ кВт}.$$

Эффективная мощность ГПА составит:

$$N_e = 5065 + 80 = 5145 \text{ кВт}.$$

Относительная приведенная мощность агрегата составит:

$$(N_e)_{np} = \frac{5145}{6300} = 0,817.$$

Относительная температура газов перед ТВД составит:

$$(T_z)_{np} = \frac{953,15}{983,2} = 0,97.$$

Сопоставление полученной зависимости  $(T_z)_{np} = f(N_e)_{np}$  с паспортной [3] приводит к выводу о смещении расчетной точки влево по горизонтали от ее паспортного значения, равного  $N_{e,np} = 0,9$ . Следовательно, параметр технического состояния ГТУ по мощности до промывки осевого компрессора составлял  $K_N = (N_e)_{np}/N_{e,np} = 0,817/0,9 = 0,9$ . Следовательно, в результате «промывки» осевого компрессора коэффициент технического состояния агрегата по мощности возрос с 0,84 до 0,9.

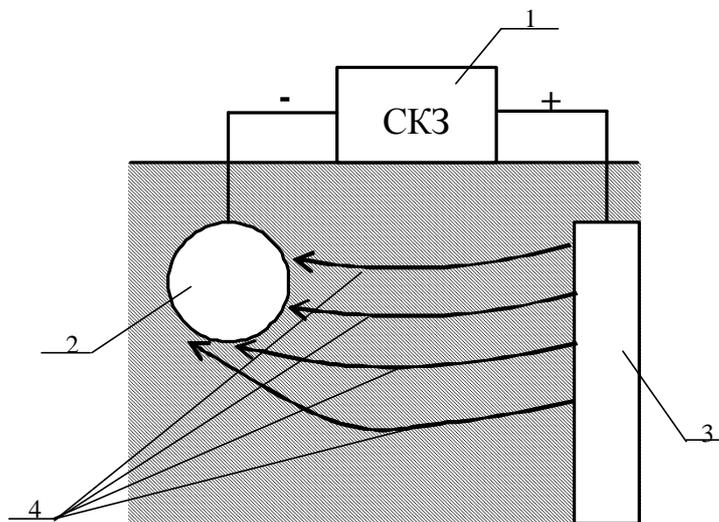
## Практическое занятие №6

### Определение оптимальных параметров катодной защиты

Методы электрохимической защиты, связанные с катодной поляризацией трубопровода с помощью внешнего источника постоянного тока, являются самыми распространенными в практике защиты от коррозии нефтегазопроводов. Линейная часть магистральных трубопроводов и трубопроводы промышленных площадок компрессорных и насосных станций защищаются внешним источником тока – станциями катодной защиты.

Катодная электрохимическая защита металлических конструкций от электрохимической коррозии состоит в том, что к защищаемой конструкции присоединяют источник поляризующего тока (катодную станцию).

Поляризацию трубопровода при катодной защите осуществляют постоянным током, протекающим из грунта в трубопровод под действием приложенной от внешнего источника разности потенциалов «сооружение-земля» (рисунок 6.1). Трубопровод при этом имеет отрицательный потенциал по отношению к окружающему грунту.



- 1 – станция катодной защиты (СКЗ); 2 – защищаемый трубопровод;  
3 – глубинное анодное заземление (ГАЗ); 4 – растекание тока

Рисунок 6.1 – Схема катодной защиты

Механизм катодной защиты трубопроводов от коррозии с помощью катодной станции состоит в том, что при протекании электрического тока через границу защищаемого металла трубы с коррозионной средой поверхность защищаемого

металла поляризуется катодно, ее потенциал уменьшается, что приводит к почти полному прекращению коррозионного разрушения.

При правильном применении этого способа защиты коррозия металлической конструкции в электролите либо полностью прекращается, либо значительно уменьшается. Полная защита возможна, если при присоединении к поляризующей цепи потенциал металла достигает значения его обратимого потенциала.

Катодную защиту внешним током широко применяют для защиты подземных и гидротехнических сооружений. Практически катодную защиту можно применять всегда, когда это экономически обосновано и имеются источники электроэнергии. Применимость катодной защиты зависит от характера катодной реакции коррозионного процесса [5].

### Задание №1

Определить оптимальные параметры катодной защиты магистрального трубопровода диаметром 820 мм, длиной 1200 км, имеющего толщину стенки, равную 9 мм. Трубопровод прокладывается по местности, участки которой имеют следующие значения удельного электросопротивления грунта:

Распределение грунтов различного электросопротивления на трассе трубопровода:

Доля длины трубопровода, $l/L$	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,3
Удельное электросопротивление, Ом·м	170	180	70	40	20	10

Дренажная линия – воздушная с подвеской алюминиевого провода на деревянных столбах с железобетонными приставками. Начальное переходное сопротивление «трубопровод-грунт» равно 9000 Ом·м<sup>2</sup>. Средняя стоимость электроэнергии – 4,2 руб./кВт·ч, показатель скорости старения покрытия – 0,125 1/год. Анодное заземление выполнить из электродов длиной 1,4 м, диаметром 0,03 м, массой 10 кг, устанавливаемых непосредственно в грунт. Стоимость одного электрода – 4200 руб., электрохимический эквивалент материала электродов – 0,2 кг/(А·год).

*Решение:*

1. Среднее значение удельного электросопротивления грунта вдоль трассы трубопровода определяется по формуле:

$$\rho_{z.c.p} = \frac{1}{L} \cdot \sum_{i=1}^n \rho_{zi} \cdot l_i,$$

где  $\rho_{zi}$  – удельное электросопротивление  $i$ -го типа грунта на трассе трубопровода, Ом·м.

$$\rho_{z.cp} = 170 \cdot 0,1 + 180 \cdot 0,1 + 70 \cdot 0,2 + 40 \cdot 0,1 + 20 \cdot 0,2 + 10 \cdot 0,3 = 60 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

2. Продольное сопротивление единицы длины трубопровода определяется по формуле:

$$R_m = \frac{\rho_m}{\pi \cdot \delta \cdot (D_n - \delta)},$$

где  $\rho_m$  – удельное электросопротивление трубной стали, в среднем  $\rho_m = 0,245 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ ;

$D_n, \delta$  – наружный диаметр и толщина стенки трубопровода, мм,  $D_n = 820 \text{ мм}$ ,  $\delta = 9 \text{ мм}$ .

$$R_m = \frac{0,245 \cdot 10^{-6}}{3,14 \cdot 0,009 \cdot (0,82 - 0,009)} = 10,68 \cdot 10^{-6} \text{ Ом/м}.$$

3. Сопротивление единицы длины изоляции к концу нормативного срока службы СКЗ определяется по формуле:

$$R_{из}(\tau_{нс}) = \frac{R_{нн}}{\pi \cdot D_n} \cdot e^{-\beta \cdot \tau_{нс}},$$

где  $R_{нн}$  – переходное сопротивление «трубопровод–грунт» в начале эксплуатации, Ом·м<sup>2</sup>,  $R_{нн} = 9000 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$ ;

$\beta$  – показатель скорости старения, 1/год;

$\tau_{нс}$  – нормативный срок службы СКЗ,  $\tau = 9,5 \text{ лет}$ .

$$R_{из}(\tau_{нс}) = \frac{9000}{3,14 \cdot 0,82} \cdot e^{-0,125 \cdot 9,5} = 1066,0 \text{ Ом/м}.$$

4. То же в среднем за нормативный срок службы СКЗ определяется по формуле:

$$R_{из.ср} = \frac{R_{нн}}{\pi \cdot D_n \cdot \beta \cdot \tau_{нс}} \cdot (1 - e^{-\beta \cdot \tau_{нс}}),$$

$$R_{из.ср} = \frac{9000}{3,14 \cdot 0,82 \cdot 0,125 \cdot 9,5} \cdot (1 - e^{-0,125 \cdot 9,5}) = 2045,8 \text{ Ом/м}.$$

5. Среднее значение входного сопротивления трубопровода за нормативный срок эксплуатации катодных установок определяется по формуле:

$$Z_{ср} = 0,5 \cdot \sqrt{R_m \cdot R_{из.ср}},$$

$$Z_{cp} = 0,5 \cdot \sqrt{10,68 \cdot 10^{-6} \cdot 2045,8} = 73,9 \cdot 10^{-3} \text{ Ом.}$$

6. То же к концу нормативного срока эксплуатации определяется по формуле:

$$Z_k = 0,5 \cdot \sqrt{R_m \cdot R_{uz}(\tau_{nc})},$$

$$Z_k = 0,5 \cdot \sqrt{10,68 \cdot 10^{-6} \cdot 1066,0} = 53,3 \cdot 10^{-3} \text{ Ом.}$$

7. Постоянная распределения токов и потенциалов вдоль трубопровода к концу нормативного срока эксплуатации катодных установок определяется по формуле:

$$\alpha = \sqrt{\frac{R_m}{R_{uz}(\tau_{nc})}},$$

$$\alpha = \sqrt{\frac{10,68 \cdot 10^{-6}}{1066}} = 1 \cdot 10^{-4} \frac{1}{\text{м}}.$$

8. Задаем удаление анодного заземления от трубопровода  $Y = 350$  м и определяем параметр  $\theta$  по формуле:

$$\theta = \frac{\rho_{z.cp}}{2 \cdot \pi \cdot Z_k \cdot Y};$$

$$\theta = \frac{60}{2 \cdot 3,14 \cdot 53,3 \cdot 10^{-3} \cdot 350} = 0,512.$$

9. Коэффициент взаимного влияния СКЗ определяется по формуле:

$$K_g = \frac{1}{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{E_{\min}}{E_{\max}}\right)^2 \cdot (1 + \theta)}},$$

$$l_{скз} = \frac{2}{\alpha} \ln \left( \frac{E_{\max}}{K_g \cdot E_{\min} \cdot (1 + \theta)} \right),$$

10. Протяженность зоны защиты трубопровода одной СКЗ к концу нормативного срока эксплуатации определяется по формуле:

$$l_{скз} = \frac{2}{\alpha} \ln \left( \frac{E_{\max}}{K_g \cdot E_{\min} \cdot (1 + \theta)} \right),$$

где  $k_g$  – коэффициент, учитывающий влияние смежной СКЗ.

$$l_{скз} = \frac{2}{1 \cdot 10^{-4}} \ln \left( \frac{0,55}{0,574 \cdot 0,3 \cdot (1 + 0,512)} \right) = 14957 \text{ м.}$$

11. Среднее значение силы тока нагрузки СКЗ определяется по формуле:

$$I_{op} = \frac{|E_{max}|}{Z_{cp} \cdot (1 + 2 \cdot e^{-\alpha \cdot l_{скз}} + \theta)},$$

$$I_{op} = \frac{0,55}{73,9 \cdot 10^{-3} \cdot (1 + 2 \cdot \exp(1 \cdot 10^{-4} \cdot 14957) + 0,512)} = 3,8 \text{ А}$$

12. Примем, что глубина заложения середины электродов анодного заземления  $h$  равна 2,2 м, а расстояние между ними равно 7 м.

Тогда сопротивление растеканию с одиночного вертикального электрода определяется по формуле:

$$R_{1\epsilon} = \frac{0,16 \cdot \rho_{z.ср.}}{L_3} \cdot \left( \ln \frac{2 \cdot L_3}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4h + L_3}{4h - L_3} \right),$$

где  $L_3$  – длина электрода.

$$R_{1\epsilon} = \frac{0,16 \cdot 60}{1,4} \cdot \left( \ln \frac{2 \cdot 1,4}{0,03} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 2,2 + 1,4}{4 \cdot 2,2 - 1,4} \right) = 32,2 \text{ Ом.}$$

13. Примем число электродов анодного заземления  $n = 5$  и вычислим коэффициенты  $A_i$  и  $B_i$  по следующим формулам:

$$A_i = \frac{2 \cdot h}{i \cdot a},$$

$$B_i = \frac{L_3}{2 \cdot i \cdot a},$$

где  $a$  – расстояние между серединами электродов;

$n$  – число элементов в анодном заземлении (назначается нечетным).

Расчет коэффициентов представим таблицей:

$i$	1	2	3	4
$A_i$	0,63	0,31	0,21	0,16
$B_i$	0,1	0,06	0,033	0,025

14. Сопротивление растеканию с центрального электрода заземления определяется по формуле:

$$R_{ц} = R_1 + \frac{\rho_{z.ср.}}{\pi \cdot L_3} + \sum_{i=1}^{n=1..2} F_i,$$

где  $F_i$  – функция, равная

$$F_i = \ln \left[ \left( B_i + \sqrt{1 + B_i^2} \right) \sqrt{\frac{A_i + B_i + \sqrt{1 + (A_i + B_i)^2}}{A_i - B_i + \sqrt{1 + (A_i - B_i)^2}}} \right];$$

$$R_u = 32,2 + \frac{60}{3,14 \cdot 1,4} \cdot \ln \left[ \left( 0,1 + \sqrt{1 + 0,1^2} \right) \sqrt{\frac{0,63 + 0,1 + \sqrt{1 + (0,31 + 0,05)^2}}{0,63 - 0,1 + \sqrt{1 + (0,31 - 0,05)^2}}} \right] +$$

$$+ \ln \left[ \left( 0,05 + \sqrt{1 + 0,05^2} \right) \sqrt{\frac{0,31 + 0,05 + \sqrt{1 + (0,63 + 0,1)^2}}{0,31 - 0,05 + \sqrt{1 + (0,63 - 0,1)^2}}} \right] = 36 \text{ Ом.}$$

15. Сопротивление растеканию с крайнего электрода анодного заземления определяется по формуле:

$$R_x = R_1 + \frac{\rho_{\text{ср.}}}{2 \cdot \pi \cdot L_3} + \sum_{i=1}^{n-1} F_i,$$

$$R_x = 32,2 + \frac{60}{2 \cdot 3,14 \cdot 1,4} \cdot \ln \left[ \left( 0,1 + \sqrt{1 + 0,1^2} \right) \sqrt{\frac{0,63 + 0,1 + \sqrt{1 + (0,31 + 0,05)^2}}{0,63 - 0,1 + \sqrt{1 + (0,31 - 0,05)^2}}} \right] +$$

$$+ \ln \left[ \left( 0,033 + \sqrt{1 + 0,033^2} \right) \sqrt{\frac{0,21 + 0,033 + \sqrt{1 + (0,21 + 0,033)^2}}{0,21 - 0,033 + \sqrt{1 + (0,63 - 0,033)^2}}} \right] +$$

$$+ \ln \left[ \left( 0,025 + \sqrt{1 + 0,025^2} \right) \sqrt{\frac{0,16 + 0,025 + \sqrt{1 + (0,16 + 0,025)^2}}{0,16 - 0,025 + \sqrt{1 + (0,16 - 0,025)^2}}} \right] = 34,9 \text{ Ом.}$$

16. Коэффициент экранирования электродов анодного заземления определяется по формуле:

$$\eta_{\text{Э}} = \frac{2R}{R_u + R_K},$$

$$\eta_{\text{Э}} = \frac{2 \cdot 32,2}{36 + 34,9} = 0,91.$$

17. Оптимальное число электродов анодного заземления определяется по формуле:

$$n_{\text{опт}} = I_{\text{др}} \sqrt{\frac{8,76 \cdot R_{16} \cdot \sigma_3}{\sigma_a \cdot \eta \cdot \eta_u \cdot \eta_{\text{Э}} \cdot (\varepsilon + \xi)}},$$

где  $\sigma_э$  – средняя стоимость электроэнергии, руб./кВт·ч,  $\sigma_э = 4,2$  руб./кВт·ч;  
 $\sigma_э$  – стоимость одного электрода, руб.,  $\sigma_э = 4200$  руб.;  
 $\eta$  – КПД катодной установки,  $\eta = 0,7$ ;  
 $\varepsilon$  – нормативный коэффициент окупаемости капитальных вложений,  
 $\varepsilon = 0,12$  1/год;  
 $\xi$  – норматив амортизационных отчислений для установок электрохимической защиты,  $\xi = 0,148$  1/год.

$$n_{opt} = 4,13 \cdot \sqrt{\frac{8,76 \cdot 32,2 \cdot 0,02}{20 \cdot 0,95 \cdot 0,7 \cdot 0,91 \cdot (0,15 + 0,148)}} = 5,16.$$

То есть принятое и расчетное число электродов совпадают.

18. Сопротивление растеканию тока с анодного заземления определяется по формуле:

$$R_a = R_э = \frac{R_{1э}}{n_э \cdot \eta_э},$$

$$R_a = \frac{32,2}{5 \cdot 0,91} = 7,08 \text{ Ом.}$$

19. Оптимальное сечение дренажного провода определяется по формуле:

$$S_{opt} = 2,95 \cdot I_{op} \sqrt{\frac{\sigma_э \cdot \rho_{np}}{C_1 \cdot \eta \cdot (\varepsilon + \xi)}},$$

где  $C_1$  – коэффициент зависимости стоимости устройства 1 п. м дренажной линии  $\sigma_{np}$  от сечения проводов, руб./м·мм<sup>2</sup>.

$$S_{opt} = 2,95 \cdot 3,8 \sqrt{\frac{4,2 \cdot 0,02}{2,1 \cdot 0,7 \cdot (0,15 + 0,148)}} = 5,91 \text{ мм}^2.$$

По таблице 6.1 выбираем ближайшее большее сечение серийно выпускаемых проводов, которое равно  $S_{np} = 16 \text{ мм}^2$  (провод А-16).

Таблица 6.1 – Характеристика проводов линии электропередачи

Марка проводов	Число и диаметр проводов, мм	Фактическое сечение, мм <sup>2</sup>
Медные провода		
М-4	1×2,2	3,8
М-6	1×2,7	5,72
М-10	1×3,5	9,6
М-16	1×1,7	15,09
М-25	7×2,1	24,25

Марка проводов	Число и диаметр проводов, мм	Фактическое сечение, мм <sup>2</sup>
М-35	7×2,5	34,36
М-50	7×3,0	49,48
М-60	12×2,5	59,0
М-70	19×2,12	67,0
Алюминиевые провода		
А-16	7×1,70	15,89
А-25	7×2,10	24,25
А-35	7×2,50	34,36
А-50	7×3,00	49,48
А-70	7×3,54	68,90
А-95	7×4,15	94,90
А-120	19×2,80	117,0
Стальные одножильные провода		
Ж-4	1×4	12,5
Ж-5	1×5	19,6
Ж-6	1×6	28,3
Стальные многожильные провода		
ПС-25	5×2,5	24,6
ПС-35	7×2,6	37,2
ПС-50	12×2,3	49,5
ПС-70	19×2,3	78,8
ПС-95	37×1,8	94,0

20. Сопротивление дренажной линии  $R_{np}$  определяется по формуле:

$$R_{np} = \frac{\rho_{np} \cdot l_{np}}{S_{np}},$$

где  $\rho_{np}$  – удельное электросопротивление материала провода, Ом·м,  $\rho_{np} = 0,029$  Ом·м;

$$R_{np} = \frac{0,029 \cdot 350}{9,6} = 1,06 \text{ Ом}.$$

21. Среднее значение напряжения на выходных контактах СКЗ определяется по формуле:

$$\Delta E = |E_{\max} - E_{\min}| + I_{\partial p} \cdot (R_{np} + R_a),$$

$$\Delta E_{cp} = |0,55 - 0,3| + 3,8 \cdot (1,06 + 7,08) = 31,2 \text{ В}.$$

22. Средняя величина мощности, потребляемой СКЗ, определяется по формуле:

$$P_{скз} = I_{др} \cdot \Delta E$$

$$P_{скз} = 3,8 \cdot 31,2 = 118,6 \text{ Вт.}$$

23. В соответствии с найденными значениями  $I_{др. ср}$ ,  $\Delta E_{ср}$  и  $P_{скз}$  выбираем по таблице 6.2 тип катодной станции – КСТ (КСК)-500 с параметрами: мощность – 0,5 кВт; напряжение на контактах – 10,5 В; ток – 10 А; стоимость – 25620 руб.

Таблица 6.2 – Технические характеристики катодных станций

Тип катодной станции	Номинальные выходные параметры		
	Мощность, кВт	Напряжение, В	Ток, А
КСГ (КСК)-500	0,5	10–50	10
КСГ (КСК)-1200	1,2	10–60	20
КСС-600	0,6	24/12	25/50
КСС-1200	1,2	24/12	50/100
ТСКЗ-1500	1,5	60/30	25/50
ТСКЗ-3000	3	60/30	50/100
ТСКЗ-6000	6	120/60	50/100
ПСК-1,2	1200	48/24	25/50
ПСК-5,0	5000	96/48	52/104

24. Выполняем расчет экономических показателей катодной защиты при принятом удалении анодного заземления от трубопровода:

– стоимость анодного заземления определяется по формуле:

$$K_a = \sigma_a \cdot n,$$

$$K_a = 4200 \cdot 5 = 21000 \text{ руб.};$$

– стоимость опор воздушной линии определяется по формуле:

$$K_{он} = 2\sigma_{ко} + \sigma_{по} \cdot \left( \frac{Y}{50} - 1 \right);$$

где  $\sigma_{ко}$ ,  $\sigma_{пр}$  – стоимость конечной и промежуточной опор воздушной линии, руб.;

$$K_{он} = 2 \cdot 17850 + 5250 \cdot \left( \frac{350}{50} - 1 \right) = 67200 \text{ руб.};$$

– стоимость провода воздушной линии определяется по формуле:

$$K_{пр} = (C_1 \cdot S_{пр} + C_2) \cdot Y;$$

$$K_{пр} = (2,1 \cdot 9,6 + 273) \cdot 350 = 102606 \text{ руб.};$$

– капитальные затраты на одну СКЗ определяются по формуле:

$$K_3 = K_a + K_{on} + K_{np} + K_{cm};$$

$$K_3 = 21000 + 67200 + 102606 + 25620 = 216426 \text{ руб.};$$

– стоимость электроэнергии, потребляемой одной СКЗ определяются по формуле:

$$\mathcal{E}_3 = \sigma_3 \cdot P_{cp} \cdot \tau_{скз};$$

$$\mathcal{E}_3 = 4,2 \cdot \frac{118,6}{1000} \cdot 8760 = 4363,53 \frac{\text{руб.}}{\text{год}};$$

– удельные приведенные затраты на катодную защиту определяются по формуле:

$$\frac{\Pi}{l_{скз}} = \frac{\mathcal{E}_3 + K_3 \cdot (\varepsilon + \xi)}{l_{скз}};$$

$$\frac{\Pi}{l_{скз}} = \frac{4363,53 + 216426 \cdot (0,15 + 0,148)}{14,957} = 4603,76 \frac{\text{руб.}}{\text{км} \times \text{год}};$$

25. Задавая другие значения удаления анодного заземления от трубопровода, аналогично вычисляем удельные приведенные затраты на катодную защиту и для них. Результаты расчетов представим таблицей (таблица 6.3).

Таблица 6.3 – Результаты расчетов по определению оптимального удаления анодного заземления от трубопровода

Показатели	Их размерность	Величина показателей при удалении, м					
		200	250	300	350	400	450
$K_в$	-	0,592	0,587	0,580	0,574	0,568	0,566
$l_{скз}$	м	9150	11050	13106	14957	17201	19806
$I_{ор}$	Л	3,05	3,43	3,71	3,80	4,39	4,85
$\Delta E_{cp}$	В	26,8	28,6	29,5	31,2	33,4	37,5
$P_{скз}$	Вт	85,3	89,7	104,3	118,6	126,3	154,9
$K_{on}$	руб.	51450	56700	62160	67200	72450	77700
$K_{np}$	руб.	58590	73290	87948	102606	12264	132741
$K_3$	руб.	208782	226800	254898	216426	296814	384741
$\mathcal{E}_л$	руб./г.	3150	3717	3843	4368	4641	5691
$\Pi/l_{скз}$	руб./г.·км)	7140	6405	6090	4599	5418	6069

26. По результатам расчета видно, что оптимальным удалением анодного заземления является  $U = 350$  м.

27. Для варианта, когда удельные приведенные затраты на катодную защиту минимальны, т. е.  $U = 350$  м, определяем необходимое число СКЗ для защиты всего трубопровода:

$$N = \frac{L}{l_{\text{СКЗ}}};$$
$$N = \frac{1200 \cdot 10^3}{14957} \approx 80.$$

28. Срок службы анодного заземления, установленного в грунт, определяем по формуле:

$$\tau = \frac{G \cdot \eta_u \cdot n}{I_{\text{оп}} \cdot q};$$
$$\tau = \frac{10 \cdot 0,95 \cdot 5}{3,8 \cdot 0,2} = 62,5 \text{ лет.}$$

Поскольку срок службы анодного заземления превышает 10 лет, то, следовательно, катодная защита трубопровода обеспечена. В противном случае необходимо было бы увеличить число электродов анодного заземления.

## Практическое занятие №7

### Контроль знаний по теоретическому курсу дисциплины

Данное занятие предназначено для самоконтроля студентов и может проводиться как в рамках СРС, так и в рамках аудиторных практических занятий в игровой форме (викторина).

Изучив основные термины и понятия дисциплины, представленные в части «Глоссарий» настоящих методических указаний, требуется установить соответствия между термином и его определением.

#### Вариант 1

а) Технологическая катастрофа	а) реальная возможность негативного проявления факторов в процессе взаимодействия источника угроз (техногенного объекта), осуществляющего производственную деятельность, и природного объекта
б) Угроза техногенного происхождения	б) опасное техногенное происшествие, создающее на предприятии, территории или акватории водного объекта угрозу жизни и здоровью людей и приводящее к разрушению зданий, сооружений, оборудования и транспортных средств, нарушению производственного или транспортного процесса, а также к нанесению ущерба окружающей среде
в) Инцидент на магистральном нефтепроводе	в) опасное происшествие, возникающее вследствие нарушения технологического процесса, повлекшее за собой гибель людей и ущерб, а также нанесшее значительный прямой или косвенный ущерб материальным ценностям и окружающей среде
г) Авария	г) отказ, повреждение технических устройств, сопровождаемый утечкой нефти на трубопроводе менее 10 м <sup>3</sup> без воспламенения нефти, без загрязнения водотоков

### Вариант 2

а) Природный комплекс	а) компоненты природной среды, природные объекты и природно-антропогенные объекты, которые используются при осуществлении хозяйственной и иной деятельности в качестве источников энергии, продуктов производства и предметов потребления и имеют потребительскую ценность
б) Природные ресурсы	б) деятельность, состоящая в извлечении полезных свойств природных объектов и использовании их для достижения экономических и иных целей
в) Природопользование	в) комплекс функционально и естественно связанных природных объектов, объединенных географическими и иными соответствующими признаками
г) Природная среда	г) совокупность компонентов природной среды и природно-антропогенных объектов

### Вариант 3

а) Предотвращение загрязнения	а) вещество или смесь веществ, количества и (или) концентрация которых превышают установленные для химических веществ, в том числе и радиоактивных, иных веществ и микроорганизмов, нормативы и оказывают негативное воздействие на окружающую среду
б) Производственный экологический контроль	б) использование процессов, практических методов, материалов или продукции, которые позволяют избежать загрязнения, уменьшать его или бороться с ним, а также могут включать рециклинг, очистку, изменения процесса, механизмы управления, эффективное использование ресурсов и замену материала
в) Загрязняющее вещество	в) поступление в окружающую среду вещества или энергии, свойства, местоположения или количество которых оказывают воздействие на окружающую среду
г) Загрязнение окружающей среды	г) комплекс работ, осуществляемых экологической службой предприятия-природопользователя в целях обеспечения выполнения в процессе хозяйственной и иной деятельности мероприятий по охране окружающей среды, рациональному использованию и восстановлению природных ресурсов, а также в целях соблюдения требований законодательства в области охраны окружающей среды

#### Вариант 4

а) Воздействие на окружающую среду	а) загрязнение, засорение, заражение, истощение, порча, уничтожение природных (природно-антропогенных) объектов, деградация и разрушение естественных экологических систем и природных комплексов
б) Вред окружающей среде	б) любое отрицательное или положительное изменение в окружающей среде, являющееся результатом деятельности организации, ее продукции или услуг
в) Виды воздействий на окружающую среду	в) негативное изменение окружающей среды в результате загрязнения, повлекшее за собой деградацию экологических систем и истощение природных ресурсов
г) Загрязнение окружающей среды	г) поступление в окружающую среду вещества или энергии, свойства, местоположения или количество которых оказывают воздействие на окружающую среду

#### Вариант 5

а) Ликвидация чрезвычайных ситуаций	а) аварийно-спасательные и другие неотложные работы, проводимые при возникновении ЧС и направленные на спасение жизни и сохранение здоровья людей, снижение размеров ущерба окружающей среде, потерь, а также на локализацию зон ЧС и прекращение действий, характерных для них опасных факторов
б) Идентификация опасности	б) процесс выявления, что опасность существует, и определение ее характеристик
в) Защита от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера	в) деятельность предприятия, состоящая в осуществлении комплекса мер правового, организационного, эколого-экономического, инженерно-технического, воспитательного и иного характера, направленных на предупреждение или ликвидацию внезапных воздействий техногенного или экологического характера
г) Безопасность	г) состояние защищенности важных интересов личности, общества и государства от внешних и внутренних угроз

### Вариант 6

а) Воздействие на окружающую среду	а) поступление в окружающую среду вещества или энергии, свойства, местоположения или количество которых оказывают воздействие на окружающую среду
б) Вред окружающей среде	б) объективно существующая возможность негативного воздействия на объект или процесс, в результате которого может быть причинен ущерб, вред, ухудшающий состояние, придающее развитию нежелательную динамику
в) Загрязнение окружающей среды	в) негативное изменение окружающей среды в результате загрязнения, повлекшее за собой деградацию экологических систем и истощение природных ресурсов
г) Опасность	г) любое отрицательное или положительное изменение в окружающей среде, являющееся результатом деятельности организации, ее продукции или услуг

### Вариант 7

а) Обеспечение экологической безопасности	а) долгосрочные наблюдения за состоянием окружающей среды, ее загрязнением и происходящими в ней природными явлениями, а также оценка и прогноз состояния окружающей среды, ее загрязнения
б) Охрана окружающей среды	б) деятельность органов государственной власти РФ, органов государственной власти субъектов РФ, органов МСУ, общественных некоммерческих объединений, юридических и физических лиц, состоящая в применении комплекса мер правового, организационного, эколого-экономического, инженерно-технического, воспитательного характера, направленных на нейтрализацию угроз со стороны природно-антропогенных объектов, а также нехваткой природных ресурсов
в) Качество окружающей среды	в) состояние, которое характеризуется физическими и иными показателями и их совокупностью

г) Мониторинг окружающей среды, ее загрязнения	г) деятельность органов государственной власти РФ, органов государственной власти субъектов РФ, органов местного самоуправления, общественных и иных некоммерческих объединений, юридических и физических лиц, направленная на сохранение и восстановление природной среды, использование и воспроизводство природных ресурсов, предотвращение негативного воздействия хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду и ликвидацию ее последствий
---	--

#### Вариант 8

а) Оценивание экологической эффективности	а) процесс определения степени риска опасности для здоровья человека, имущества, окружающей среды
б) Оценка риска	б) риск, уровень которого допустим и обоснован, исходя из экономических и социальных соображений
в) Показатель экологической эффективности	в) процесс, способствующий принятию управленческих решений, относящихся к экологической эффективности, методам выбора показателей, сбора и анализа данных, оценки информации по критериям экологической эффективности, составления отчетности и распространения информации, периодического пересмотра и улучшения этого процесса
г) Приемлемый риск	г) конкретная форма представления информации об экологической эффективности организации

#### Вариант 9

а) Безопасность	а) процесс определения степени риска опасности для здоровья человека, имущества, окружающей среды
б) Идентификация опасности	б) состояние защищенности важных интересов личности, общества и государства от внешних и внутренних угроз
в) Опасность	в) процесс выявления, что опасность существует, и определение ее характеристик

г)  Оценка риска	г) объективно существующая возможность негативного воздействия на объект или процесс, в результате которого может быть причинен ущерб, вред, ухудшающий состояние, придающее развитию нежелательную динамику
------------------------	--

#### Вариант 10

а)  Природно-антропогенный объект	а) природный объект, измененный в результате хозяйственной деятельности, и объект, созданный человеком, обладающий свойствами природного объекта и имеющий рекреационное и защитное значение
б)  Природная среда	б) комплекс функционально и естественно связанных природных объектов, объединенных географически и иными соответствующими признаками
в)  Природные ресурсы	в) совокупность компонентов природной среды и природно-антропогенных объектов
г)  Природный комплекс	г) компоненты природной среды, природные объекты и природно-антропогенные объекты, которые используются при осуществлении хозяйственной и иной деятельности в качестве источников энергии, продуктов производства и предметов потребления и имеют потребительскую ценность

## Приложение 1

### Нормативные коэффициенты загрязнения окружающей среды

Таблица 1 – Коэффициенты экологической ситуации и экологической значимости состояния природной среды по регионам (см. постановление Правительства РФ от 12 июня 2003 г. №344)

№ п/п	Регионы (районы)	Значение коэффициентов экологических ситуаций в значимости состояния ( $K_{э\text{ атм}}$ )	
		атмосферного воздуха	почвы (при размещении отходов)
1	Северный	1,4	1,4
2	Центральный	1,9	1,6
3	Поволжский	1,9	1,9
4	Северо-Кавказский	1,6	1,9
5	Уральский	2,0	1,7
6	Восточно-сибирский	1,4	1,1
7	Дальневосточный	1,0	1,1
8	Брянская область (за исключением г. Брянск, Дятьково, Клинцы, Фокино)	1,9	1,6
9	г. Брянск и др. города, указанные в п. 8	2,3	1,6

Таблица 2 – Коэффициенты экологической ситуации и экологической значимости состояния водных объектов по бассейнам (основных) рек

№ п/п	Речные бассейны	Значение коэффициента экологических ситуаций и значимости
1	Каспийское море, р. Волга	1,13-1,14
2	Черное море, р. Днепр	1,10-1,50
3	Брянская область (за исключением районов: Брянского, Выгонического, Дубровского, Дятьковского, Карачевского, Климовского, Рогнединского, Трубчевского)	1,3
4	Брянский и др. указанные в п. 3 районы	1,5

Таблица 3 – Базовые нормативы платы за выброс в атмосферу загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников

Наименование загрязняющих веществ	Норматив платы за выброс 1 т загрязняющих веществ, руб.	
	в пределах допустимых нормативов	в пределах установленных лимитов (ВСВ)
Азота диоксид	415	2075
Азота оксид	275	1375
Алюминия оксид	415	2075
Аммиак	415	2075
Аммиачная селитра	55	275
Ангидрид малениновый (пары, аэрозоль)	330	1650
Аницилин	550	2750
Ацетон	50	250
Бария карбонат (в пересчете на барий)	4125	20625
Бензо(а)пирен (3,4-бензпирен)	16500000	82500000
Бензин (нефтяной малосернистый в пересчете на углерод)	10	50
Водород хлористый (соляная кислота)	85	425
Водород цианистый (водорода цианид, синильная кислота)	1650	8250
Железо (железа III) оксид в пересчете на железо)	415	2075
Железа хлорид (хлорное железо в пересчете на железо)	4125	20675
Железа сульфат	2355	11775
Золы углей: березовых, назаровских, ангрениских, карагандинских, глины	825	4125
Зола сланцевая	165	825
Изобутилен (2-метилпропилен)	165	825
Кальция оксид	55	275
Керосин	15	75
Кислота азотная	110	550
Кислота ортофосфорная	825	4125
Кислота серная	165	825
Кислота уксусная	275	1375

Кремния оксид	330	1650
Ксилол	85	425
Натрия оксид	1650	8250
Пиридин	205	1025
Пыль древесная	110	550
Пыль извести и гипса	110	550
Пыль каменноугольная	110	550
Пыль коксовая и агломерационная	330	1650
Пыль шерстяная, пуховая, меховая	550	2750
Метан (газ)	0,7	3,5
Пыль пресспорошков	165	825
Пыль цементных производств	825	4125
Соединения ртути в пересчете на ртуть	55000	275000
Сажа	330	1650
Свинец сернистый (сульфид свинца)	9705	48525
Свинец и его соединения (в пересчете на свинец), кроме тетраэтилсвинца	55000	275000
Сероводород	2065	10325
Серы диоксид	330	1650
Скипидар	17	85
Спирт бутиловый (бутанол)	165	825
Спирт изопропиловый (пропанол-2)	30	150
Спирт этиловый (этанол)	3	15
Стирол	8250	41250
Титана диоксид	35	175
Толуол	30	150
Триметиламид	110	550
Уайт-спирит	15	75
Углерода оксид	5	25
Фенол	5500	27500
Формальдегид	5500	27500
Фтора газообразные соединения	3300	16500

Фтористые соединения, плохо растворимые	550	2750
Хлор	550	2750
Этилена оксид	550	2750
Эфир диэтиловый	30	150
Натрия карбонат (сода кальцинированная)	415	2075
Никеля оксид (в пересчете на никель)	16500	82500
Никель; растворимые соли	82500	412500
Оксид хрома (III), оксид хрома (VI) в пересчете на оксид хрома (III)	11000	55000
Озон	550	2750

Таблица 4 – Значения различных видов топлива исправными техническими средствами

№ п/п	Вид топлива	Значение удельной платы, руб./т (или руб./тыс. м <sup>3</sup> газа)
1	Бензин этилированный (Эт): АИ-92,93,95 АИ-72,76	14
2	Бензин неэтилированный (Нэт): АИ-93 АИ-72,76	11,5
3	Дизельное топливо	21
4	Керосин	21
5	Сжатый природный газ (тыс. м <sup>3</sup> )	10
6	Сжиженный газ	10

Таблица 5 – Значения годовой платы за одно техническое средство

№ п/п	Вид топлива	Значение удельной платы, руб./г.
1	Легковой автомобиль (ЛА)	25
2	Грузовой автомобиль или автобус с бензиновым двигателем (ГАБ)	37
3	Грузовой автомобиль или автобус с дизельным двигателем (ГАД)	22
4	Грузовой автомобиль или автобус, работающие на газовом топливе (ГАГ)	13
5	Строительно-дорожные машины (СДМ)	4

Таблица 6 – Данные по размещению отходов и сбросам

Наименование отходов, подлежащих хранению	Количество отходов, т		Наименование загрязнителя воды	Значения сбросов, т/г.		
	лимит $M_{ли}$	фактическое $M_i^{вод}$		предельно допустимое $M_{ни}^{вод}$	времено-согласованное $M_{ли}^{вод}$	фактическое $M_i^{вод}$
Формовочная смесь	4,0	5,0	Азот нитратный	3,2	3,9	2,7
Пленка лаков	1,0	0,5	Свинец в растворе	0,4	0,6	0,5
			Отходы нефти	1,3	1,6	2,0
			Масло соляное	1,9	2,3	2,0
Горелая земля Шлифматериалы	10,0 0,7	13,0 0,5	Мочевина	0,4	0,6	0,9
			Взвешенные илистые вещества	10,0	16,0	9,0
			Симазин	0,4	0,6	0,5
Шлак котельных	11,0	7,0	Краситель черный	2,4	2,9	3,1
			Ацетон	0,3	0,5	0,1
Нефтешламовые отходы	3,0	2,0				
Зола ТЭЦ	15,0	21,0	Аммиак	2,1	2,5	1,9
Грунт со свинцом	1,0	0,7	Латекс БС	0,7	0,9	0,8
			Мышьяк	0,1	0,2	0,3
Промасленные опилки	13,0	10,0	Взвешенные илистые вещества	10,7	12,1	9,0

Твердые бытовые отходы	12,0	7,0	Симазин	0,2	0,4	0,3
			Латекс БС	0,3	0,4	0,5
Ил с очистных сооружений Ртутьсодержащий песок	14,0 2,0	18,0 0,5	Азот нитратный	6,2	6,6	6,4
			Нефте-эмульсия	3,0	3,2	2,5
			Ацетон	0,1	0,2	0,3
Огнеупорный лом Свинецсодержащий песок	7,0 1,0	4,5 1,3	Азот нитратный	0,5	0,7	0,4
			Масло соляное	1,6	2,0	1,9
			Симазин	0,1	0,3	0,5
Отходы текстиля Отходы хлорбария	9,3 0,6	10,7 0,4	Свинец в растворе	0,2	0,3	0,1
			Мочевина	2,7	3,0	3,9
			Краситель черный	1,2	1,6	1,4
Ветошь Стеклобой	5,0 9,0	8,0 4,0	Нефте-эмульсия	2,3	2,9	2,0
			Взвешенный ил	6,4	6,9	7,6
			Ацетон	0,2	0,4	0,3
Паста цирконовая Изношенные покрышки	1,2 16,0	0,4 24,0	Аммиак	0,8	1,3	1,0
			Взвешенный ил	10,4	16,0	8,0
			Азот нитратный	2,4	2,8	3,4
Макулатура Песок, пропитанный гальваническими растворами	6,0 1,0	2,0 1,6	Латекс БС	0,20	0,30	0,1
			Симазин	0,3	0,5	0,4
			Нефте-отходы	2,4	2,9	3,2
Опилки Нефтешлаковые отходы	19,0 7,3	24,0 5,4	Мышьяк	0,1	0,3	0,2
			Латекс БС	0,8	1,0	1,2
			Ацетон	0,3	0,4	0,2
Полимер-отходы (отработанная пленка) Шлам гальванический	8,0 0,6	10,3 0,2	Мышьяк	0,2	0,3	0,1
			Нефте-отходы	3,7	4,2	6,0
			Краситель черный	2,5	3,0	2,9

Замазученный грунт	6,0	2,0	Масло соляровое	2,3	2,6	2,1
Грунт, пропитанный ядохимикатами Асбестит Отходы смазочно-охлаждающих жидкостей	1,9	2,3	Ацетон	0,2	0,4	0,3
			Взвешенный ил	16,3	25,0	30,0
			Азот	0,1	0,3	0,2
			нитратный			
			Мышьяк	0,1	0,2	0,05
			Латекс БС	1,4	1,7	2,2
Шлам известковый Ртутьсодержащий грунт	13,0	15,6	Симазин	0,3	0,5	0,2
	2,0	0,6	Латекс БС	0,9	1,1	1,2
			Взвешенный ил	18,4	25,6	22,1
Глауконитовый песок Грунт, пропитанный пестицидами	8,9	10,2	Взвешенный ил	22,0	30,0	39,0
	0,8	0,3	Ацетон	0,4	0,5	0,2
			Мышьяк	0,1	0,2	0,15
Шлам стекольный Древесная стружка	8,7	11,4	Взвешенный ил	23,0	25,0	21,0
	16,8	10,5	Латекс БС	0,2	0,3	0,25
			Ацетон	0,15	0,20	0,30
Песок, пропитанный трихлордифенилом Формовочный песок	1,4	0,8	Взвешенный ил	26,0	30,0	28,0
	24,0	30,0	Симазин	0,3	0,4	0,2
			Латекс БС	0,7	0,8	0,9
Кости животных Шлифматериалы	9,4	7,3	Взвешенный ил	13,5	18,6	20,4
	5,1	6,4	Аммиак	0,2	0,3	0,1
			Ацетон	0,1	0,2	0,15
Кожобрезь Промасленные опилки	7,0	5,2	Краситель черный	4,2	4,5	3,7
	3,9	2,7	Нефте-эмульсия	1,2	1,6	1,3
			Аммиак	0,3	0,3	0,4
Зола ТЭЦ Ветошь	28,0	36,0	Краситель черный	1,2	1,6	2,0
	1,3	0,6	Нефте-эмульсия	2,0	2,3	1,5
			Симазин	0,1	0,4	0,2

Таблица 7 – Базовые нормативы платы за сброс загрязняющих веществ в поверхностные и подземные воды

Наименование загрязняющих веществ	Норматив платы за выброс 1 т загрязняющих веществ, руб.	
	в пределах допустимых нормативов	в пределах установленных лимитов (ВСС)
Азот аммонийный	5545	27725
Азот нитратный	245	1225
Азот нитритный	110875	554375
Алкил - сульфаты - ПАВ	4435	22175
Алюминий (III)	55440	277200
Аммиак	44350	221750
Анилин	221750000	1108750000
Ацетон	44350	221750
Бензол	4435	22175
Бор (III)	130440	652200
Бор (аморфный)	220	1100
БПК <sub>соли</sub>	730	3650
Висмут	22175	110875
Ванадий	2217500	11087500
Взвешенные вещества (к фону)	2950	14750
Вольфрам (VI)	2771875	13859375
Гидразин-гидрат	8870000	44350000
Глицерин	2220	11100
Декстрин	2220	11100
1,2-Дихлорэтан	22175	110875
Железо (II)	443500	2217500
Железо общее	22175	110875
Изопрен	221750	1108750
Кадмий	443500	2217500
Калий	45	225
Кальций	10	50
Капролактам	221750	1108750
Ксилол	44350	221750
Кобальт	221750	110875
Латекс БС-85М	4435	22175
Латекс СКН-40ИХМ	22175	110875
Лимонная кислота	2220	11100

Магний	55	275
Марганец	221750	1108750
Масло соляровое	221750	1108750
Масло легкое таловое	22175	110875
Медь	2217500	11087500
Метанол	22175	110875
Моноэтаноламин	221750	1108750
Молибден	1847915	9239575
Мочевина	30	150
Мышьяк	44350	221750
Натрий	20	100
Нефть и нефтепродукты	44350	221750
Никель	221750	1108750
Нефтяной сульфат натрия	22175	110875
Олово (II)	3360	16800
Олово (IV)	221750	1108750
ОЖК – окислированные жирные кислоты	570	2850
ОП–7 флотореагент	7390	36950
ОП–10 флотореагент	4435	22175
Пигмент железокислый красный (марка КБ)	4435	22175
Пиридин	221750	1108750
Роданит	22175	110875
Ртуть	221750000	1108750000
Свинец	22175	110875
Селен	1385940	6929700
Скипидар	11090	55450
Стирол	22175	110875
Сероуглерод	2220	11100
Сухой остаток	2	10
Сульфат-анион	20	100
Сульфид	221750000	1108750000
Сульфит-анион	1167	5835
Сурьма	44350	221750
Сульфат на керосиновой основе натриевая соль алкил-сульфокислот	4435	22175
Тианиды	220	1100
Тетраэтилсвинец	221750000	1108750000
Фенолы	2217500	22087500
Флотореагент таловый	44350	221750

Фосфаты (поР)	11090	55450
Формальдегид	22175	110875
Фосфора хлорид (III)	22175	110875
Фосфора хлорид (V)	22175	110875
Фторид	2955	14775
Фурфурол	221750	1108750
Хлорид	7	35
Хлор свободный (хлор активный)	221750000	118750000
Хром (III)	4435	22175
Хром (VI)	110875	554375
Цинк	221750	1108750
Цезий	2218	11090
Цианиды	44350	221750
Этиленгликоль	8870	44350

Таблица 8 – Классификация отходов по степени опасности (токсичности)

1 класс (наиболее токсичные, чрезвычайно опасные)	2 класс (высоко опасные)
Ртутьсодержащие Гальванические растворы Медьсодержащие Свинцовсодержащие Пестициды, ядохимикаты Хромоволокнистый калий Бенз(а)пирен Оксид мышьяка Треххлористая сурьма	Отходы хлорбария Отходы лаков, красок в смеси с водой Водные растворы фенола, формальдегида Трихлордифенил Цианосодержащие Взрывоопасные Хлористая медь Хлористый никель Азотнокислый свинец
3 класс (умеренно опасные)	4 класс (мало опасные)
Шлам гальванический Пленки лаков, красок Отходы растворителей Нефтешламные отходы Промасленные опилки, ветошь Шлифовочные материалы Паста цирконовая Отходы смазочно-охлаждающих жидкостей (СОЖ) Серноокислая медь Оксид свинца Щавелевокислая медь Четыреххлористый углерод	Серноокислый марганец Фосфаты Серноокислый цинк Хлористый цинк Отходы, не отнесенные к предшествующим классам

Таблица 9 – Нормативы платы за размещение отходов

№ п/п.	Виды отходов	Норматив платы за размещение 1 т отходов в пределах установленных лимитов, руб./т
1	Отходы, являющиеся вторичными материальными ресурсами (ВМР)	По прейскуранту оптовых цен на ВМР
2	Токсичные отходы (не ВМР):	
	1 класса токсичности	14 000
	2 класса	6 000
	3 класса	4 000
	4 класса	2 000
3	Нетоксичные отходы	2,5

### Библиографический список

1) Трубопроводный транспорт нефтепродуктов / И. Т. Ишмухаметов, С. Л. Исаев, М. В. Лурье, С. П. Макаров. – М. : Нефть и газ, 1999.

2) Лурье, М. В. Задачник по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа : учеб. пособие для вузов / М. В. Лурье. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 349 с.

3) Козаченко, А. Н. Эксплуатация компрессорных станций магистральных газопроводов / А. Н. Козаченко. – М. : Нефть и газ, 1999. – 463 с.

4) Волков, М. М. Справочник работника газовой промышленности / М. М. Волков, А. Л. Михеев, К. А. Конев. – М. : Недра, 1989.

5) Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов : учеб. пособие для вузов / П. И. Тугунов, В. Ф. Новоселов, А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – Уфа : ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. – 658 с.

6) Шищиц, И. Ю. Оценка экологической безопасности объектов подземного пространства: учеб. пособие для вузов / И. Ю. Шищиц. – М. : Издательство Московского государственного горного университета, 2006. – 357 с.

7) Нормативные методы внедрения ресурсосберегающих технологий / С. И. Волощенко [и др.]. – К. : УкрНИИНТИ, 1989. – 16 с. – (Обзор/ Укр НИИ НТИ и ТЭИ. Сер. Экономич. проблемы НТП; Вып. 2).

8) Годин, А. М. Экологический менеджмент : учеб. пособие / А. М. Годин. – М. : Издательство: Дашков и К, 2012. – 88 с.

9) Новоселов, А. Л. Модели и методы принятия решений в природопользовании : учеб. пособие / А. Л. Новоселов, И. Ю. Новоселова. – М. : Издательство: Юнити-Дана, 2010. – 383 с.

10) Майстренко, В. Н. Эколого-аналитический мониторинг стойких органических загрязнителей / В. Н. Майстренко, Н. А. Ключев. – Издательство: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2012. – 325 с.