

безопасности, который является достаточным для эффективной работы технической системы. Поэтому, актуальность этой проблемы на сегодня остается острой, хотя ей в последнее время уделяется достаточно внимания.

Особое место при решении проблем безопасности опасного производственного объекта занимает технологический комплекс, который характеризуется наличием не только опасных веществ в применяемой технологии, но и опасностью самой технологии, т.е. объекты такого комплекса работают при повышенных/пониженных температурах, давлениях, концентрациях и т.д., что уже само является опасным производственным фактором.

Именно таким системам целесообразно уделять наибольшее внимание при решении вопросов обеспечения безопасности. Результаты, полученные при решении задач для таких комплексов, могут быть применены и для более простых систем, что является несомненным достоинством решения проблемы именно по этому пути.

Обеспечение требуемого уровня безопасности опасного производственного объекта предполагает создание подходов, позволяющих эффективно управлять безопасностью. Таким подходом является анализ технологического риска аварий.

Основу этого подхода составляет получение наибольшей экономической выгоды от использования технологического комплекса. Это обеспечивается за счет систематизации всех имеющихся знаний, полученных при решении вопросов безопасности.

1.2 Анализ технологического риска и тенденции его появления

За последние годы на производственных площадях химических предприятий необоснованно сосредоточены огромные массы взрывоопасных и токсичных продуктов, значительно возросло число потенциально опасных объектов, аварии на которых начали иметь все более угрожающий характер,

ограничения их поражающей способности необходима систематизация крупномасштабных аварий по источникам энергии и условиям аварийного высвобождения. Подробный анализ возникновения и развития событий позволяет выделить систему общих и частных факторов опасностей, которые следует учитывать при проектировании новых производств, усовершенствовании действующих и разработке нормативно-технической документации.

1.3 Постановка проблемы и задачи исследования

Развитие науки и техники в любое время сопровождалось повышением уровня опасности, как для самого человека, так и для окружающей его природы. Особенно остро эта проблема стала в период развития нефтехимической и металлургической промышленности в связи с внедрением в производство пожаро-, взрывоопасных веществ.

В последнее время эта проблема стала особенно остро. Это связано со множеством факторов: старением фондов; отсутствием общепринятых систем оценки анализа технологического риска аварий и организаций контроля производственной безопасности; снижением капитальных вложений в производство; отсутствием необходимых знаний у руководящего и обслуживающего персонала; проектных ошибок; отсутствия необходимых систем диагностирования и защиты и т.д. Этот список можно продолжать еще довольно долго.

В настоящее время все более актуальными становится анализ технологического риска аварий на производстве (объекте). Серьезным препятствием в этом направлении является отсутствие необходимой литературы и знаний для ее проведения, а ведь это одно из основных мероприятий при проектировании любого производственного объекта. Существующие системы оценки опасности производства не могут в полной мере отразить настоящего положения в отношении обеспечения техногенной

дисциплины производственного персонала; строгое соблюдение положений о ремонтах; повышение квалификации технологического персонала; учет факторов инженерной психологии в системе человек-машина; усовершенствование системы поощрений и наказаний.

Важнейшей задачей анализа риска является техническое обслуживание и ремонт. Задача технического обслуживания и ремонта состоит в обеспечении высокой эксплуатационной надежности оборудования. Необходимым условием достижения высокой эксплуатационной надежности является соответствующий уровень базовой надежности, определяемый качеством изготовления оборудования. Требуемое качество может быть достигнуто только с учетом опыта эксплуатации аналогичного оборудования, накапливаемого и анализируемого. Поэтому одним из принципов технического обслуживания и ремонта является создание постоянного потока информации об особенностях эксплуатации.

В условиях проведения анализа технологического риска изменяется структура технического обслуживания и ремонта. Это изменение характеризуется тенденцией сдвига объемов основных составляющих технического обслуживания и ремонта, в область модернизации оборудования. Модернизация и обновление оборудования - важнейшие факторы поддержания высокого уровня эффективности его функционирования в условиях постоянной интенсификации производства, возрастающих требований к качеству. Модернизация оборудования превращается в основную составляющую технического обслуживания и ремонта, поскольку она определяет решение проблем, как поддержания стабильного уровня производства, так и необходимого уровня техногенной безопасности.

Все более насущными становятся вопросы обеспечения быстрой диагностики отказов. Одним из путей решения проблемы может быть повышение квалификации ремонтного и обслуживающего персонала. Однако этот путь требует больших затрат. Гораздо эффективнее метод диагностики отказов с использованием диагностических систем, разработанных для всех

безопасности могут возникать пожары и взрывы, которые приводят к авариям, термическим ожогам и травмированию работников.

Взрывные воздействия в общем случае - переменные во времени и в пространстве. Объект, расположенный на некотором расстоянии от места наземного аварийного или промышленного взрыва, подвергается воздействию продуктов детонации или воздушной ударной волны. В процессе взаимодействия волны с объектом его внешние элементы деформируются или разрушаются. Максимальную опасность представляют аварийные ситуации на наружных установках, которые выходят за пределы одной установки. Иницируя неблагоприятное развитие ситуации на соседних технологических объектах.

Причины аварий на открытых технологических установках, определенные в результате статистических данных за 2006 год в НГДУ «Лянторнефть», приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1- Причины аварий на открытых технологических установках

Причины возникновения аварий	Количество
Выход продукта через сальники, прокладки и т.п.	30,2
Нарушение режима эксплуатации технологической линии	16,9
Некачественный монтаж оборудования	14,1
Коррозия оборудования	12,1
Прогар труб	8,5
Переполнение промканализации	10,6
Прочие причины	7,6

Анализ особенностей возникновения и развития аварий на объектах по хранению нефтепродуктов позволяет констатировать следующее:

Авария на объектах по хранению нефти и нефтепродуктов начинается,

больших масс нефтепродуктов на ограниченной площадке, близости различных производств пожар, распространяясь за территорию предприятия, создает реальную угрозу и для других объектов.

Основными источниками зажигания, на нормально работающих объектах, являются проявление атмосферного электричества, технологические искры или разряды статического электричества, искры электроустановок, открытое пламя при проведении огневых работ и др., в том числе - в результате накопления статического электричества. Электрическая искра может возникать вообще без всяких проводников и сетей. Она опасна тем, что возникает в самых неожиданных местах: на стенках цистерн, на шинах автомобиля, на одежде, при ударе, при трении и т.п. Другой причиной взрыва являются халатность и недисциплинированность работников предприятий.

Аварии, связанные с взрывами, часто сопровождаются пожарами. Взрыв иногда может привести к незначительным разрушениям, но связанный с ним пожар может вызвать катастрофические последствия и последующие, более мощные взрывы и более сильные разрушения. Причины пожаров, как правило, те же, что и взрывов. При этом взрыв может быть причиной или следствием пожара, и наоборот, пожар может быть причиной или следствием взрыва.

Групповые пожары на резервуарах связаны с загазованностью территории или вызваны распространением пожара на группу резервуаров в результате аварийного растекания нефти или нефтепродукта из разрушенного (взорвавшегося) резервуара или при его вскипании и выбросе.

Анализ аварий на объектах сбора, подготовки, хранения и транспорта нефти, сопровождающихся пожарами, указывает на необходимость предъявления повышенных требований к надежности технологических систем и эффективности методов и средств обеспечения пожаровзрывобезопасности таких объектов.

Госстандарт СССР, 1992г.

Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей (РД 03-409-01) позволяет наиболее точно определять зоны поражения паровоздушных взрывов вне помещений.

Методика оценки последствий аварий на пожаровзрывоопасных объектах. - М.: МЧС России, 1994 позволяет оценить количество погибших и пострадавших в зданиях и вне зданий.

НПБ 105-03 позволяет рассчитать избыточное давление во фронте ударной волны при взрывах газовоздушных смесей внутри помещений.

ОНД-86 и методика расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при свободном горении нефти и нефтепродуктов. - Самара, 1996 позволяют оценить отравляющее действие продуктов сгорания нефти, нефтепродуктов, попутных газов.

Указания по тушению пожаров нефти и нефтепродуктов в резервуарах. - М.: ГУПО - ВНИИПО, 1973 позволяют оценить поражающее действие пожаров.

ГОСТ 12.1.010-76 содержит нормы вероятности возникновения взрыва.

ГОСТ 12.1.004-91 содержит нормы допустимого уровня пожарной опасности для людей.

РД 03-418-01. Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов позволяют оценить степень достоверности информации об авариях, выбрать методики, дающие достаточную точность расчетов, в зависимости от частоты аварий и тяжести их последствий, а также сделать выводы о достаточности принятых мер по обеспечению промышленной безопасности на объекте.

Основные требования к разработке планов по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов, утвержденные постановлением правительства РФ от 21 августа 2000 г. №613 позволяют классифицировать чрезвычайные ситуации, связанные с разливом нефти.

Перечисленные методики имеют точность определения поражающих

2 СВЕДЕНИЯ ОБ АНАЛИЗИРУЕМОМ ОБЪЕКТЕ

2.1 Общие сведения об анализируемом объекте

Дожимная насосная станция -8 Лянторского месторождения НГДУ «Лянторнефть» ОАО «Сургутнефтегаз» представлена на рисунке 2.1.

Имеющийся в настоящее время набор технологического оборудования позволяет осуществлять сепарацию, обезвоживание продукции скважин ЦДНГ-1 и транспорт ее с остаточным содержанием газа 4-5 м³/т и воды до 5% на ЦППН «Лянтор».

На ДНС-8 осуществляется предварительный сброс пластовой воды из жидкости, подготовка пластовой воды и подача ее с очистных сооружений в систему низконапорных водоводов НГДУ «Лянторнефть».

Производительность ДНС-8 по жидкости, млн. тонн/год (м /сутки) - 6,75 (20065).

Производительность ДНС-8 по нефти, млн.тонн/год (м /сутки) - 2,28 (4770).

Производительность ДНС-8 по газу, млн. м /год (м /сутки) - 26,215 (71820).

Газ после сепарации частично используется на собственные нужды, излишки газа по газопроводу с ДНС подаются в систему газозброса.



Рисунок 2.1 - Дожимная насосная станция - 8 Лянторского месторождения

и поступает в нефтяной резервуар РВС-1, объемом 2000 м .

Из резервуара нефть с содержанием воды до 5% откачивается на ЦППН насосами внешней перекачки Н-1,2,3,4.

Пластовая вода, отделившаяся в сепараторах С-5, С-6, отстойниках О-1.2 поступает в резервуары подтоварной воды РВС-400 № 2,3, где отстаивается от нефти, а затем перекачивается насосами Н-1,2 на КНС-8.

Отделившийся в сепараторах С-5, С-6, отстойниках О-1,2 газ поступает в газосепаратор Г-1, где отделяется от капельной жидкости и далее поступает в газопровод. Газ, используемый для внутренних нужд в качестве топливного газа дополнительно отделяется от конденсата в сепараторе топливного газа Г-2.

Излишний газ подается на факел Ф-1.

При авариях и ремонтах из сепараторов и отстойников жидкость сливается в дренажно-канализационные емкости Е-1,2.

Уловленная жидкость в резервуарах РВС-400 № 2,3 сливается в емкость уловленной нефти Е-3, из которой по уровню перекачивается в резервуар нефти РВС-2000№1.

Для улучшения отделения эмульгированной воды от нефти в поток водо-нефтяной эмульсии после С-9 вводят реагент - деэмульгатор (Сепарол WF-41, Сепарол флек WF-41, LML-4312). Расход реагента составляет 80 грамм на тонну нефти. Ввод реагента - деэмульгатора производится с помощью блока реагентно-го хозяйства №1.

Для уменьшения коррозии напорного нефтепровода от ДНС до ЦППН в нефтепровод вводится ингибитор коррозии с помощью реагентного хозяйства №2.

Данные о распределении опасных веществ по оборудованию, используемых на объекте, приведены в таблицах 2.1 ...2.2 (приведены сведения о технологических блоках и элементах оборудования, значимых с точки зрения анализа риска и опасностей).

Таблица 2.1 - Технологические данные о распространении опасного вещества нефть на особо опасном производстве

Технологический блок, оборудование		Количество опасного вещества (тонн)			Физические условия содержания	
Наименование оборудования, № на схеме	Количество единиц оборудования (шт.)	В единице оборудования	В блоке	Агрегатное состояние	Давление, МПа	Температура, °С
Сепаратор, С-5	1	119,0	119,0	Жидк.	0,4	40
Сепаратор, С-6	1	11,9	11,9	Жидк.	0,12	40
Сепаратор, С-9	1	29,75	29,75	Жидк.	0,12	40
Отстойники, 0-1,2	2	144,5	289,0	Жидк.	0,25	40
РВС-1	1	1445,0	1445,0	Жидк.	0,01	40
РВС - 2,3	2	17,0	34,0	Жидк.	0.01	40

Всего опасного вещества на объекте – 2121,52 тонны, из них:

- в сосудах – 1928,65 тонн;
- в трубопроводах – 192,87 тонн.

Вредными примесями нефти являются сернистые соединения до 8% (сероводород, сульфиды, меркаптаны, элементарная сера и пирофорные производные). Кислород (до 2%) присутствует в виде нафтеновых и жирных кислот, фенолов и асфальтенов. Кроме этого в нефти содержатся углекислый газ, хлор, йод, фосфор, мышьяк, калий, натрий, азот и многие другие элементы таблицы Д.И. Менделеева, а также пластовая вода. Азот в виде аминов и пиридиновых оснований.

Плотность нефтей 750 - 950 кг/м . Нефти плотностью до 900 кг/м называют легкими, а более 900 кг/м - тяжелыми. Плотность нефти на Лянторском месторождении равна 887 кг/м³.

Процесс горения нефти и нефтепродуктов может возникать при авариях, а также при сжигании некондиционных продуктов или аварийных разливов.

Процесс горения нефти сопровождается образованием различных продуктов горения. Состав продуктов сгорания зависит от состава нефти и коэффициента избытка воздуха.

Основным продуктом сгорания углеводородов является диоксид углерода (CO₂), но так как горение диффузионное и воздуха недостаточно, то образуются оксид углерода (CO), продукты неполного сгорания - углеводороды различного строения (формальдегид, органические кислоты, бенз(а)пирен и др.), сажа.

В процессе горения участвует азот, входящий в состав воздуха. При высоких температурах он способен окисляться с образованием оксидов азота (NO, NO₂ и др.).

Если в состав нефти входят соединения серы (сероводород, меркаптаны, сульфиды и др.) то в процессе горения образуются оксиды серы (SO₂ и SO₃).

Коррозийное воздействие оказывают сернистые соединения, содержащиеся в нефти, эффект воздействия зависит от их концентрации.

Углеводороды, входящие в состав нефтяных газов (метан и его ближайшие гомологи) оказывают слабое наркотическое действие. Значительно сильнее действуют пары менее летучих (жидких) составных частей нефти.

метана в воздухе, в случае повышения концентрации - немедленное удаление работающих, и проветривание. Обладает слабым наркотическим действием. Первые признаки асфиксии (учащение пульса, увеличение объема дыхания, ослабление внимания, координации, и т.д.) начинают обнаруживаться при концентрации метана в воздухе 15-20%, при повышении концентрации до 60% снижается частота пульса, понижается кровяное давление и светочувствительность глаз. При работе пользоваться изолирующими респираторами типа «Урал-1М», РКК-2м, Р-12м, РКК-1, КИП-5, СК-4; защитное действие респираторов 3-4,5 часа.

2.3.3 Характеристика этана

Количества этана в газе - 1,99%. Молекулярный вес равен 30,07, температура кипения, °С (при давлении 101 кПа) - Минус 88,63°С, плотность при 20° - $\rho_{ж}=548 \text{ кг/м}^3$, $\rho_{г}=1,356 \text{ кг/м}^3$. Температура самовоспламенения равна 515°С, пределы взрываемости: объемные - от 2,9 до 15%, весовые от 65 до 284 г/м

Этан бесцветный газ без цвета и запаха, горит слабосветящимся пламенем, при обычной температуре химически инертен, при высоких температурах сгорает нацело образуя CO_2 и H_2O , при 600 °С (без кислорода) расщепляется на этилен и водород. Химически устойчив по отношению к кислороду и к сильным кислотам, щелочам и их растворам. Вступает в реакции замещения с галогенами. Не оказывает коррозионного воздействия, химически инертен по отношению к металлам.

Первый сигнал об опасной концентрации этана в помещении должен даваться прибором при концентрации газа в воздухе 20% от нижнего предела взрываемости газовой смеси и второй сигнал - при концентрации 40%. Кроме того, следует проводить анализ воздуха в производственных помещениях при помощи переносных приборов. Пробу воздуха нужно отбирать в нижней зоне помещений и в возможных местах скопления газа. Частота производства анализов воздуха переносными приборами не реже

3 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА АВАРИЙ

3.1 Определение типовых сценариев возможных аварий

Для опасного производственного объекта характерны следующие группы типовых сценариев аварий:

- в зависимости от степени тяжести аварии выделяется наиболее вероятная авария с частичным разрушением аппарата, трубопровода (сценарий С1 и авария с наиболее тяжелыми последствиями, опасная (сценарии С2, С3, С4)

Сценарий С1:

Частичное или полное разрушение или повреждение трубопровода или емкостного оборудования → выброс нефти (газа) на площадку объекта в количестве более 10 (10000) м³ → потеря нефти, газа и загрязнение окружающей среды.

Сценарий С2:

Частичное или полное разрушение или повреждение трубопровода или технологического аппарата, → выброс газа или нефти на площадку объекта → воспламенение газа (жидкости) от источника зажигания → поражение пожаром элементов технического комплекса и персонала объекта.

Сценарий С3:

Частичное или полное повреждение или разрушение трубопровода, аппарата -> выход газа в атмосферу и образование газозвдушного облака → взрыв газозвдушного облака → поражение персонала и разрушение оборудования взрывом -> последующий пожар.

Сценарий С4:

Частичное или полное повреждение или разрушение трубопровода, аппарата в помещении → выход нефти в распыленном виде или газа в помещение и образование аэрозольно-воздушной или газозвдушной смеси → взрыв образовавшегося облака аэрозольно-воздушной или газозвдушной

ρ_0 - плотность газа, кг/м³.

3.3 Определение массы вредных веществ, выделившихся в атмосферу[23]

Предлагаемый метод расчета применяется для определения массы вредных веществ, выделяющихся в атмосферу при горении нефти в резервуаре, аппарате. Основная расчетная формула

$$P = K \cdot m \cdot S_{cp} \quad (3.3)$$

где P - масса загрязняющего вещества, выброшенного в атмосферу в единицу времени, кг/час; (выброс загрязняющего вещества);

K - удельный выброс загрязняющего вещества на единицу массы сгоревшего нефтепродукта (нефти), кг (вещества)/ кг (нефти);

m - скорость выгорания нефтепродукта, кг/(м²час);

S_{cp} - средняя поверхность зеркала жидкости, м².

Величина K определяется при температуре горения меньше либо равной 1300 °С и избытке воздуха $\alpha=0.93$, что соответствует реальным условиям свободному горению нефти (таблица 3.1).

Скорость выгорания m является практически постоянной величиной для нефти определяется как средняя массовая скорость горения с единицы поверхности зеркала в единицу времени. Линейную скорость выгорания нефти и нефтепродуктов, мм/мин определяют согласно [23]

Таблица 3.1- Удельный выброс вредного вещества при горении нефти и нефтепродуктов на поверхности

Загрязняющий атмосферу компонент	Химическая формула	Удельный выброс нефти, кг/кг
1	2	3

$$M=0,6(k \cdot k_n \cdot \rho \cdot b \cdot S)/t, \quad (3.6)$$

где k - удельный выброс, КГ/КГ;

k_n - коэффициент нефтеемкости грунта, согласно [23];

ρ - плотность нефти, КГ/М³;

b - толщина пропитанного нефтепродуктом слоя почвы, м ;

S - площадь нефтяного пятна на почве , м ;

t - время горения нефти от начала до затухания, час;

0,6 - принятый коэффициент полноты сгорания нефтепродукта. При разливе нефти часть впиталась в грунт, а остальная часть осталась на поверхности и образует горизонтальное зеркало раздела фаз жидкость - вода. В этом случае горение протекает в 2 стадии:

- свободное горение с поверхности раздела фаз;

- выгорание остатков нефти из пропитанного грунта вплоть до затухания.

Программа расчета массы разлившейся нефти представлена в приложении А.

3.4 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов

Расчет вероятных зон действия поражающих факторов производится по методике [24].

3.4.1 Оценка взрывов газо-воздушных смесей внутри помещений

Согласно НПБ-105-03 избыточное давление взрыва ΔP_5 , кПа, для газоздушных смесей в закрытых помещениях определяется по формуле

$$\Delta P = (P_{\max} - P_o) \cdot \frac{m \cdot z \cdot 100}{V \cdot \rho \cdot C \cdot k}, \quad (3.7)$$

где P_{\max} - максимальное давление взрыва стехиометрической

(3.10)

где M_r - масса горючего газа, пара в облаке ТВС, кг;

g_r - удельная теплота сгорания газа, МДж/кг.

Удельная теплота сгорания газа, пара оценивается по формуле

$$g=44 \cdot \beta,$$

(3.11)

где β - берется из таблицы [1].

Скорость фронта пламени V_r , м/с,

Безразмерный радиус R_x , определяется по формуле

$$R_x = \frac{R}{\left(\frac{10E}{P_o}\right)^{\frac{1}{3}}},$$

(3.12)

где R - расстояние от центра облака ТВС, м ;

P_o - атмосферное давление, атм.

Безразмерное давление P_{x2} , рассчитывается по формуле для режима детонации

$$\ln(P_{x2}) = -1,124 - 1,66 \ln(R_x) + 0,26 (\ln(R_x))^2$$

(3.13)

Безразмерный импульс I_{x2} , рассчитывается по формуле

$$\ln(I_{x2}) = -3,4217 - 0,898 \ln(R_x) - 0,0096 (\ln(R_x))^2$$

(3.14)

человека

3.4.2.1 Оценка поджигающего действия пожара

Расстояние x , м, на котором будет наблюдаться тепловой поток с заданной величиной q , кВт/м², определяется по выражению

$$x=33 \cdot \ln(1,25 \cdot Q/q)$$

(3.19)

В таблице 3.2 приведены данные по требуемой защите и допустимому времени пребывания людей в зоне тепловой радиации.

Таблица 3.3 - Характеристика выбросов основных загрязнителей атмосферы при нефтяном пожаре

Загрязняющий атмосферу компонент	Предельно допустимая концентрация в рабочей зоне ПДК, мг/м ³	Концентрация пороговой токсодозы, мг/л	Удельный выброс вредного вещества К _в кг/кг
Оксид углерода СО	20	43,2	0,084
Оксид азота (в пересчете на NО ₂)	5	1,5	0,0069
Оксид серы (в пересчете на SO ₂)	10	1,8	0,0278
Пары нефти	300	168	

Расчет выбросов вредных веществ M_i кг/с, в атмосферу при горении нефти на поверхности имеет вид:

$$M_i = K_i \cdot m \cdot S_{cp} \quad (3,20)$$

где K_i - удельный выброс конкретного вредного вещества на единицу массы сгоревшей нефти, кг/кг;

m - скорость выгорания нефти, принимается равной 0,03 кг/(м²*с);

S_{cp} - средняя поверхность зеркала нефти, м².

Определение максимально возможной концентрации каждого вредного вещества производится по формуле

$$C_b = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot \eta \cdot n}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}} \quad (3,21)$$

Значения коэффициентов тип определяются в зависимости от параметров определяется по формуле

Параметр f определяется из соотношения:

$$f = 1000 \cdot \frac{\omega_0^2 D}{H^2 \Delta T} \quad (3.24)$$

где – H – высота источника, м, $H=2$ м;

D определяется по формуле:

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot S_{CP}}{\pi}}, \quad (3.25)$$

Коэффициент m определяется из соотношения:

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{f} + 0,34\sqrt[3]{f}}, \quad (3.26)$$

Значение V'_m определяется из соотношения:

$$V'_m = 1,3 \cdot \frac{\omega_0 \cdot D}{H}, \quad (3.27)$$

Параметр V_m определяется из соотношения:

$$V_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V'_m \cdot \Delta T}{H}}, \quad (3.28)$$

Параметр f_e определяется из соотношения:

$$f_e = 800(V'_m)^3, \quad (3.29)$$

3.4.2.3 Расчет размеров зон, ограничивающих газо- и паровоздушные смеси с концентрацией горючего выше НКПР

t_p - расчетная температура, °С.

Метеоусловиями для наиболее вероятных аварий являются: температура воздуха и почвы 0°С, скорость ветра 3 м/с, изотермия.

Метеоусловиями для рассматриваемых наиболее опасных аварий являются: температура почвы и воздуха +20°С, скорость ветра до 1 м/с, инверсия.

При авариях по сценарию С₁ зона токсического поражения людей совпадает с зоной разлива нефти при худших метеоусловиях в первые 6 часов после аварии, а затем она исчезает.

Устойчивая эмульсия вода-нефть не горит при содержании воды 20% и более.

Неустойчивая эмульсия вода-нефть горит после частичного расслоения эмульсии.

При авариях по сценарию С₂ токсического поражения людей продуктами сгорания не будет.

Основные результаты расчета вероятных зон действия поражающих факторов вероятных аварий даны в таблице 3.4 и показаны в приложении Б.

Таблица 3.5 - Среднее количество пораженных при авариях на анализируемых объектах, человек

№ сценария аварии	Место аварии	Легкой степени	Средней, тяжелой степени	Летальный исход	Всего
с ₂	Сепаратор С-4	-	-	-	-
С ₃		-	-	-	-
с ₂	Сепаратор С-5	1	1	-	2
С ₃		-	-	-	-
с ₂	Сепаратор С-6	-	-	-	-
С ₃		-	-	-	-
с ₂	Сепаратор С-9	-	-	-	-
С ₃		-	-	-	-
с ₂	Отстойник 1,2	1	1	-	2
С ₃		-	-	-	-
с ₂	РВС-2000№1	1	1	-	2
с ₂	РВС-400№ 1,2	-	-	-	-
с ₂	Насосная подтоварной воды	-	-	-	-
с ₂	Насосная внешней перекачки нефти	1	1	-	1
С ₃	Насосная внешней перекачки нефти	0,96	1,2	0,24	2,4

- при взрывах ГПВС на РВС обычно разрушается крыша и верхняя часть сооружений с выходом из строя пеногенераторов.

- за взрывом ГПВС любого РВС, как правило, следует внутреннее горение с последующим возможным пожаром пролива (если своевременно не начать охлаждение его стенок ЛВЖ).

- наиболее опасным является пожар пролива нефти на площадке отстойника 1,2, РВС-2000, насосной внешней перекачки нефти. Пожар пролива РВС приведет к попаданию в зону пламени второго РВС. При этом время горения составит порядка шести часов для пролива полных РВС (если их своевременно не потушить). Зона ожогов при кратковременном облучении составит не более 5 метров, а при длительном нахождении (например, при тушении пожара) ожоговая зона составит менее 25 метров от края пожара. Возможен пожар аварийных РВС без пролива в обвалование. При этом необходимо учитывать следующее: время горения полного аварийного РВС до выгорания составит более двух суток, а менее заполненного РВС время горения уменьшается пропорционально уменьшению объема.

- возможные пожары пролива ЛВЖ не приведут к существенному риску гибели от теплового излучения людей, находящихся в непосредственной близости от стены огня. Гибель людей произойдет только непосредственно в зоне пожара.

- тепловое излучение при пожарах пролива ЛВЖ не играет существенной роли в опасности для близлежащих сооружений ДНС-1. Их разрушение происходит при непосредственном воздействии пламени.

На основании вышеизложенного можно заключить следующее:

- при горении любого РВС без пролива необходимо охлаждать в первую очередь стенки горящего резервуара во избежание потери ими несущей способности.

- при пожаре пролива необходимо переключиться на охлаждение стенок соседнего резервуара во избежание эскалации аварии.

Таблица 3.6 - Средняя вероятность реализации выявленных сценариев аварий и вероятность индивидуального риска гибели людей в год на анализируемый объекте

Наименование анализируемого	1 Вероятность реализации	Номер группы сценариев			
		C ₁	c ₂	C ₃	C ₄
	2 Уровень индивидуального риска, чел. (год ¹)	наиболее вероятная	наиболее опасная	наиболее опасная	наиболее опасная
1	2	3	4	5	6
Сепаратор С-4	1	10 ⁻⁵	10 ⁻⁷	10 ⁻⁷	
	2	Нет	1,3·10 ⁻¹¹	8,3·10 ⁻¹²	
Сепаратор С-5	1	10 ⁻⁵	10 ⁻⁷	10 ⁻⁷	-
	2	Нет	2·10 ⁻⁸	9,2·10 ⁻¹⁰	
Сепаратор С-6	1	10 ⁻⁵	10 ⁻⁷	10 ⁻⁷	
	2	Нет	2,2·10 ⁻¹⁰	1,3·10 ⁻¹⁰	
Сепаратор С-9	1	10 ⁻⁵	10 ⁻⁷	10 ⁻⁷	
	2	Нет	6,6·10 ⁻¹⁰	2,7·10 ⁻¹⁰	
Отстойники 1,2	1	2·10 ⁻⁵	2·10 ⁻⁷	2·10 ⁻⁷	-
	2	Нет	4,0·10 ⁻⁸	2,7·10 ⁻¹⁰	-
РВС-2000	1	10 ⁻⁴	10 ⁻⁶	-	-
№1	2	нет	2,0·10 ⁻⁷	-	-

3.8 Выводы и предложения по анализу риска

Анализ результатов расчетов показал, что эскалация аварии за пределы ДНС-8 Лянторского месторождения НГДУ «Лянторнефть» не происходит.

Установлено, что наиболее опасными технологическими установками являются: отстойники 1,2, РВС-2000 №1, насосная внешней перекачки нефти.

Наиболее значимыми причинами и факторами, способствующими возникновению и развитию аварийных ситуаций, являются:

- наличие больших масс нефти;
- отказы технологического оборудования (локальные утечки через фланцевые соединения сварные швы, запорную арматуру и т.п. при несвоевременной локализации могут привести к развитию аварийной ситуации, полному разрушению оборудования и выбросу больших количеств опасных веществ);
- аварии на соседних объектах;
- неисправность систем предупредительной и аварийной сигнализации, автоблокировок;
- неисправность систем вентиляции помещений;
- прекращение подачи ресурсов (электроэнергии, охлаждающей воды);
- ошибки персонала при ведении технологического процесса (наиболее опасными технологическими операциями с точки зрения возникновения крупной аварии являются операции, связанные с пуском и остановкой технологического оборудования, очисткой оборудования от пиррофорных отложений, профилактическими и ремонтными работами).

Для уменьшения риска аварий, поражения людей предлагаю провести реконструкцию ДНС с заменой насосной внешней перекачки нефти.

новых земель и ее рекультивацию;

- за счет снижения продуктивности леса и затрат на лесовосстановительные работы;

- за счет более быстрого разрушения и старения основных фондов промышленности, производственного оборудования зданий и сооружений жилищно-коммунального хозяйства городов и поселков, связанного с ростом скорости коррозии при загрязнении окружающей среды;

- за счет затрат на ликвидацию последствий аварий и стихийных бедствий, восстановление объектов экономики, переселение и реабилитацию населения.

Различают следующие виды ущербов:

- прямой ущерб, который проявляется непосредственно на объектах, расположенных в зоне негативного воздействия промышленного производства;

- косвенный ущерб, который проявляется в смежных производствах, на объектах непромышленной сферы и в природной среде;

- социально-экономический ущерб - связанный с потерями в связи с увеличением заболеваемости населения и затрат на восстановление здоровья;

- экологический ущерб - связанный с деградацией природной среды и затратами на ее восстановление.

4.2 Методика определения ущерба

Структура ущерба от аварий на производственных объектах, как правило, включает:

- полные финансовые потери организации, эксплуатирующей опасный производственный объект, на котором произошла авария;

- расходы на ликвидацию аварии;

- социально-экономические потери, связанные с травмированием и

Затраты на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии, Пла, можно определить по формуле:

$$\text{Пла} = \text{Пл} + \text{Пр}, \quad (4.3)$$

где Пл - расходы, связанные с локализацией и ликвидацией последствий аварии, руб.;

Пр - расходы на расследование аварии, руб. Социально-экономические потери, Псэ, можно определить как сумму затрат на компенсации и мероприятия вследствие гибели персонала, Пгп, и третьих лиц, Пгтл, и (или) травмирования персонала, Птп, и третьих лиц, Пттл:

$$\text{Псэ} = \text{Пгп} + \text{Пгтл} + \text{Птп} + \text{Пттл}. \quad (4.4)$$

Косвенный ущерб, Пнв, вследствие аварий рекомендуется определять как часть доходов, недополученных предприятием в результате простоя, Пнп, зарплату и условно - постоянные расходы предприятия за время простоя, Пзп, и убытки, вызванные уплатой различных неустоек, штрафов, пени и пр., Пш, а также убытки третьих лиц из-за недополученной ими прибыли, Пнптл:

$$\text{Пнв} = \text{Пзп} + \text{Пнп} + \text{Пш} + \text{Пнптл}. \quad (4.5)$$

Экологический ущерб, Пэкол, рекомендуется определять как сумму ущербов от различных видов вредного воздействия на объекты окружающей природной среды:

$$\text{Пэкол} = \text{Эа} + \text{Эв} + \text{Эп} + \text{Эб} + \text{Эо}, \quad (4.6)$$

где Эа - ущерб от загрязнения атмосферы, руб.,

Эв - ущерб от загрязнения водных ресурсов, руб.,

изводственных фондов (резервуар):

$$\text{Пофу} = 2080000 - 240000 = 1840000 = 1840 \text{ тыс. р.}$$

Потери предприятия в результате повреждения при аварии основных производственных фондов, Пофп:

- стоимость ремонта и восстановления оборудования, машин - 600 тыс. р.;
- стоимость ремонта незначительно пострадавших соседних зданий (замена остекления, штукатурка) - 60 тыс. р.;
- стоимость услуг сторонних организаций, привлеченных к ремонту, - 45 тыс. р.;
- транспортные расходы, надбавки к заработной плате и затраты на дополнительную электроэнергию составили 30 тыс. р.

Таким образом:

$$\text{Пофп} = 600000 + 60000 + 45000 + 30000 = 735000 = 735 \text{ тыс. р.}$$

Потери предприятия в результате уничтожения (повреждения) аварией товарно-материальных ценностей, Птмц, можно определить по сумме потерь каждого вида ценностей:

$$\text{Птмц} = \sum_{i=1}^N \text{Пти} + \sum_{j=1}^m \text{Псj},$$

(4.9)

где N - число видов товара, которым причинен ущерб в результате аварии;

Пти- ущерб, причиненный i-му виду продукции, изготавливаемой предприятием (как незавершенной производством, так и готовой), руб.;

m - число видов сырья, которым причинен ущерб в результате аварии;

Псj- ущерб, причиненный j-му виду продукции, приобретенной предприятием, а также сырью и полуфабрикатам, руб.

Средняя оптовая отпускная цена нефти - 2000 р./т.

4.3.3 Социально-экономические потери

В социально-экономические потери, $Псэ$, как правило, включаются затраты на компенсацию и проведение мероприятий вследствие гибели персонала и третьих лиц ($Пгп$ и $Пгтл$) и (или) травмирования персонала и третьих лиц ($Птп$ и $Пттл$):

$$Псэ = Пгп + Пгтл + Птп + Пттл. \quad (4.10)$$

При этом затраты, связанные с гибелью персонала рассчитывают по формуле:

$$Пгп = S_{пог} + S_{пк}, \quad (4.11)$$

где $S_{пог}$ - расходы по выплате пособий на погребение погибших, руб.,

$S_{пк}$ - расходы на выплату пособий в случае смерти кормильца, руб.

Затраты на компенсацию и проведение мероприятий вследствие гибели персонала и третьих лиц, а также травмирования третьих лиц отсутствуют, так как в результате аварии нет погибших и присутствие на территории ДНС посторонних не возможно (объект охраняется).

Затраты, связанные с травмированием персонала, можно вычислять по формуле:

$$Птп = S_{в} + S_{ип} + S_{м}, \quad (4.12)$$

где $S_{в}$ - расходы на выплату пособий по временной нетрудоспособности, руб.;

$S_{ип}$ - расходы на выплату пенсий лицам, ставшим инвалидами, руб.;

$S_{м}$ - расходы, связанные с повреждением здоровья пострадавшего, на его медицинскую, социальную и профессиональную реабилитацию, р.

тыс. р.

4.3.4 Косвенный ущерб

Косвенный ущерб (Пнв) вследствие аварии определяют как сумму недополученной организацией прибыли, сумму израсходованной заработной платы и части условно-постоянных расходов за период аварии и восстановительных работ, убытков, вызванных уплатой различных неустоек, штрафов, пени и пр., а также убытки третьих лиц из-за недополученной прибыли:

$$\text{Пнв} = \text{Пзп} + \text{Пнп} + \text{Пш} + \text{Пнптл}, \quad (4.13)$$

где Пзп- заработная плата и условно-постоянные расходы за время простоя объекта, руб.;

Пнп - прибыль, недополученная за период простоя объекта, руб.;

Пш - убытки, вызванные уплатой различных неустоек, штрафов, пени, руб; Пнптл- убытки третьих лиц из-за недополученной прибыли, руб. Величину Пзп определяют по формуле:

$$\text{Пзп} = (\text{Узп} \cdot \text{А} + \text{Рул}) \cdot \text{Тпр}, \quad (4.14)$$

где Узп- заработная плата сотрудников предприятия, руб./день;

А - доля сотрудников, не использованных на работе (отношение числа сотрудников, не использованных на работе по причине простоя, к общей численности сотрудников);

Руп - условно-постоянные расходы, руб./день;

Тпр - продолжительность простоя объекта, дни.

Пзп можно также определять по формуле

$$Пзп = (100 * 100 + 2000) * 10 = 120\ 000 = 120 \text{ тыс. р.}$$

На предприятии производится три вида продукции. Разница между отпускной ценой продукции и средней себестоимостью единицы недопроизведенного продукта на дату аварии составила 100 р., 700 р., 800 р. для каждого вида недопроизведенного продукта соответственно. Время, необходимое для ликвидации повреждений и разрушений, восстановления объемов выпуска продукции на доаварийном уровне составит 3, 5, 10 дней. Разница между объемами среднего дневного выпуска каждого вида продукции до аварии и среднего дневного выпуска продукции после аварии составляет 200, 200, 1000 тонн.

Таким образом, недополученная в результате аварии прибыль составит:

$$Пнп = 100 \cdot 3 \cdot 200 + 700 \cdot 5 \cdot 200 + 800 \cdot 10 \cdot 1000 = 8760000 = 8760000 \text{ тыс. р.}$$

Убытки, вызванные уплатой различных штрафов, пени и пр., Пш, не учитываются, так как никаких штрафов, пени и пр. на предприятие не накладывалось.

Так как соседние организации не пострадали от аварии, недополученная прибыль третьих лиц не рассчитывается.

Таким образом, косвенный ущерб будет равен:

$$Пнв = 120000 + 8760000 = 8880000 = 8880 \text{ тыс. р.}$$

4.3.5 Экологический ущерб

Экологический ущерб, Пэкол, можно определить как сумму ущербов от различных видов вредного воздействия на объекты окружающей природной среды в соответствии с формулой (4.6).

В силу того, что разлитие нефтепродукта при аварии было ограничено размерами производственной площадки, то экологический ущерб, Пэкол, будет определяться главным образом размером взысканий за вред, причиненный продуктами горения нефти.

Потери от выбытия трудовых ресурсов, $P_{втрг}$, из производственной деятельности в результате гибели одного человека рекомендуется определять по формуле:

$$P_{втрг} = N_t \cdot T_{рд}, \quad (4.20)$$

где N_t - доля прибыли, недоданная одним работающим, руб./день;

$T_{рд}$ - потеря рабочих дней в результате гибели одного работающего, принимаемая равной 6000 дней

Показатель N_t рекомендуется определять исходя из удельных показателей национального (регионального) дохода по данной отрасли промышленности с учетом средней заработной платы на предприятии.

Из расчета регионального дохода (в среднем по промышленности) для данной области $9,50 \cdot 10^{10}$ р. и числа населения, занятого в промышленности, 1582,7тыс. человек, потери при выбытии трудовых ресурсов, $P_{втрг}$, в результате гибели одного работающего составят:

$$P_{втрг} = 6000 \cdot (9,50 \cdot 10^{10} / 1582,7 \cdot 10^3) / (100 \cdot 5) = 720288 = 720,288 \text{ тыс. р.}$$

В результате проведенного расчета суммарный ущерб от аварии по составит:

$$P_a = P_{пп} + P_{ла} + P_{сэ} + P_{к} + P_{экол} + P_{втр} = 5465000 + 546500 + 6100586 + 8880000 + 420000 + 720288 = 15539888 = 15539,888 \text{ тыс.р.}$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 - Результаты расчетов

Вид ущерба	Величина ущерба, тыс.руб.	Структура ущерба, %
Прямой ущерб	5465,000	34,16
Расходы на ликвидацию (локализацию)	546,500	3,4

целью выполнения требований вышеперечисленных нормативных документов.

После реконструкции индивидуальный риск на анализируемом объекте составляет $8 \cdot 10^{-7}$ год⁻¹, что менее требуемому нормативными документами 10^{-6} год⁻¹.

Выбор и оценка рекомендуемого технологического и экономического варианта реконструкции производственного объекта осуществляется на основании анализа коммерческой эффективности. Этот анализ исходит из необходимости оценки целесообразности проекта, эффективности использования ресурсов и стимулов для его исполнителей и проводится с позиций его организатора.

В основу оценки эффективности реконструкции объекта ложится сравнение расчетных финансовых показателей проектных вариантов при реализации инвестиционного проекта.

Вариант 1 имеет в своей основе показатели варианта, базирующегося на сохранении количественного и качественного состава основных фондов рассматриваемого объекта.

Вариант предполагает дальнейшую эксплуатацию ДНС без проведения каких-либо дополнительных мероприятий по ее реконструкции и техническому перевооружению.

Затраты предприятия сводятся к осуществлению текущих расходов связанных с производственным процессом на ДНС и к проведению текущих и капитальных ремонтов необходимых для поддержания объекта в рабочем состоянии.

В соответствии с вариантом 2 предполагается осуществить комплекс мероприятий по реконструкции и техническому перевооружению дожимной насосной станции.

Технико-технологические решения по реконструкции и перевооружению рассматриваемого объекта описаны в соответствующих частях данной работы.

Базовым вариантом выбирается вариант 1, сохраняющий количественный и качественный состав основных фондов на объекте. Капитальные вложения по

4.7.2 Капитальные вложения

Капитальные вложения по варианту 2 определены на основе детальных сметных расчетов, представленных в Сметной документации. Сметная документация составлена согласно Своду Правил по определению стоимости строительства в составе предпроектной и проектно-сметной документации СП81-01-94 и методических указаний по определению стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации МДС 81 - 1,99.

Локальные и объектные сметные расчеты составлены по сборникам на монтаж оборудования, издания 1983 года с дополнениями к ним; прейскурантам оптовых цен на оборудование, введенным с 1 января 1982 года. Используются показатели стоимости объектов - аналогов с применением поправочных коэффициентов. При отсутствии объектов-аналогов стоимость определена по локальным сметным расчетам. (Таблица 4.3).

Пересчет в цены 1991 года произведен по индексам к стоимости строительно-монтажных работ, прочих работ и затрат. Строительно-монтажные работы - 1,68.

Оборудование - 1,32. Прочие работы и затраты - 1,0.

Стоимость строительства, определенная в ценах 1991 года, пересчитана в текущие цены по состоянию на 01.01.2007 г. по индексам, рассчитанным Региональным центром ценообразования в строительстве, установленным на II квартал 2005 г. для объектов промышленного назначения [40]. При этом, при расчетах стоимости строительно-монтажных работ (без учета НДС) применен индекс 31,26 по Ханты-Мансийскому автономному округу (Югра).

Результаты расчета капитальных вложений в текущих ценах представлены в таблице 4.4.

Продолжение таблицы 4.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Аналог 117.00-Б1-6 Реконструк- ция ДНС-1 Мыхпайской Площади Самотлор- ского место- рождения локальная смета 1-5-3	Приобретение и монтаж техноло- гического оборудования (насосы ЦНСнА 180-212 с электродвига- телем - 3 шт) Строительные работы Монтажные работы Оборудование	0,66	4,1	6,61	0,25	16,83	0,68	-

Результаты расчета капитальных вложений в текущих ценах представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Капитальные вложения по вариантам расчета, тыс. руб.

Годы	Капитальные вложения	
	Всего	СМР
2006	2274,6	1455,3
Итого	2274,6	1455,3

4.7.3 Эксплуатационные затраты

Текущие затраты определены на основании анализа отчетных данных «ОАО Сургутнефтегаз» за второе полугодие 2006 года. В основу расчета затрат на старом технологическом оборудовании положена подробная смета затрат по ДНС за указанный период. К условно - постоянным расходам, то есть затратам, не зависящим напрямую от объемов производства, отнесены: отчисления на резерв 13 зарплаты; единый социальный налог; обязательное пенсионное страхование (страховая часть); обязательное пенсионное страхование (накопительная часть); расходы на оплату труда (тарифы и т.д.); расходы на оплату учебных отпусков; пенсионное страхование и негосударственное пенсионное обеспечение (наступление пенсионного возраста); личное страхование, предусматривающее оплату страховщиками медицинских расходов (срок не менее 1 года), не превышающее 3% от сумм расходов на оплату труда; личное страхование на случай наступления смерти или утраты трудоспособности; амортизация основных средств; расходы по антикоррозийной обработке трубопроводов; расходы на услуги по проведению лабораторных химических анализов; расходы на техническое обслуживание зданий и сооружений (с 01.03.03); расходы на диагностику объектов ГШН,

(теплоэнергии); расходы на услуги по химизации процессов добычи и подготовки нефти; расходы по контролю за соблюдением технологических процессов (технологические исследования). Условно-переменные затраты составляют 23,13 р./тонн нефти. Прямые текущие затраты по действующему оборудованию рассчитаны исходя из указанных величин и объема подготовки нефти условно принятой на уровне проектной мощностью объекта на весь период расчета.

Поэтому переменные затраты остаются каждый год неизменными.

При расчете затрат по базовому варианту учтены тенденции роста эксплуатационных расходов, обусловленные старением основного технологического оборудования и аварийным состоянием отдельных его элементов (таблица 4.5). При определении динамики роста затрат, связанных с эксплуатацией устаревающего оборудования проанализированы фактические данные по количеству и стоимости капитальных и планово-предупредительных ремонтов, а также мероприятий по ликвидации аварий. Сложившиеся по объекту тенденции нарастания затрат экстраполированы на будущий период с использованием стандартных статистических методов прогнозирования

Таблица 4.5- Эксплуатационные расходы по базовому варианту, тыс. руб.

Годы	Условно-постоянн	Условно-переменные	Ремонты и ликвидация	Амортизация	Итого
1	2	3	4	5	6
2007	9732	10944	15366	1933	37975
2008	9732	10944	17591	1933	40200
2009	9732	10944	20137	1933	42746
2010	9732	10944	23052	1933	45661
2011	9732	10944	26390	1933	48999
2012	9732	10944	30210	1933	52819
2013	9732	10944	34583	1933	57192
2014	9732	10944	39590	1933	62199
2015	9732	10944	45321	1933	67930

Приведенные выше финансовые затраты позволяют произвести расчет суммарных потерь предприятия при осуществлении рассматриваемых вариантов. Разницей между расчетными доходами от реализации рассматриваемого варианта строительства и альтернативной стоимостью существующих объектов определяется абсолютный эффект от инвестиций. Поскольку специфической особенностью основных фондов в нефтяной промышленности являются низкие мобильность и ликвидность, альтернативной стоимостью (максимальной дисконтированной упущенной выгодой от использования) целесообразно считать возможные доходы при реализации базового варианта. Этот вариант должен предусматривать продолжение эксплуатации фондов и осуществление текущих работ по их ремонту и обслуживанию при отсутствии новых капитальных вложений. В случае наличия капитальных вложений во всех рассматриваемых вариантах, является обоснованным на первом этапе выбирать в качестве базового вариант с минимумом капитальных вложений, необходимых для его запуска в работу. В рассматриваемом случае, как уже указывалось, таковым является вариант 1.

При рассмотрении затратных проектов складывается ситуация, когда как таковой отсутствует источник формирования финансового эффекта, роль которого выполняла выручка. Следовательно, показатель «чистая выручка» по любому из вариантов становится равным нулю. Тогда поток наличности приобретает значение, по модулю равное затратной части и имеющее противоположный знак. Экономический смысл критерия в рассмотренном случае можно представить следующим образом: показатель характеризует вмененный доход предприятия, связанный с экономией денежных средств, в результате внедрения проектных мероприятий.

После расчета значений годовых показателей без учета фактора времени, с полученными результатами могут выполняться любые действия, за исключением расчета индекса доходности. Данный показатель не может быть рассчитан по причине отсутствия поступления финансов, роль которого в традиционных расчетах выполняет сумма прибыли от реализации и

Таблица 4.7 - Основные показатели коммерческой эффективности инвестиций в реконструкцию ДНС-8

Показатель	Значение
Капитальные вложения, тыс. руб.	2274,6
Эксплуатационные затраты по базовому варианту за 10 лет, тыс. руб.	530212
Эксплуатационные расходы по рекомендуемому варианту за 10 лет, тыс. руб.	515161
Эффект за 10 лет, тыс. руб.	15051
Срок окупаемости, лет	6,5

4.8 Выводы об экономичности проекта

Проект является весьма экономичным. Экономический эффект от реконструкции ДНС с заменой насосной внешней перекачки нефти составляет 15051 тыс. р. за 10 лет.

Окупаемость проекта составляет 6,5 лет.

Таким образом, при проведении работ по реконструкции и техническому перевооружению ДНС-8 рекомендуется реализация варианта 2, предусматривающего строительство насосной внешней перекачки нефти

что токсичность ядов в определенном температурном диапазоне является наименьшей, усиливаясь как при повышении, так и понижении температуры воздуха. Повышенная влажность воздуха увеличивает опасность отравления раздражающими газами. Причиной этого служит усиление процессов гидролиза, повышение задержки ядов на поверхности слизистых оболочек, изменение агрегатного состояния ядов. Изменение атмосферного давления также влияет на токсический эффект.

Согласно статистики несчастных случаев выявляется, что основными причинами несчастных случаев на объектах ДНС являются неисправность применяемого оборудования и инструмента, применение неправильных и опасных приемов работы, недостаточная подготовка рабочего места или неудовлетворительное содержание его в процессе работы, недостаточное освещение, неудовлетворительная постановка обучения и инструктажа рабочих, не использование защитных средств и приспособлений по технике безопасности.

К основным экологическим проблемам предприятия относятся следующие: разлив нефти, следствием которого является загрязнение водоносных горизонтов; сброс сточных вод в водоёмы - вследствие гибель растений и животных; выбросы газа на устье скважин и из дыхательных клапанов резервуаров; неполное сгорание газа на факелах с образованием угарного газа.

По предотвращению вышеперечисленных опасностей производства, чрезвычайных ситуаций и экологических проблем в НГДУ «Лянторнефть» необходима работа по следующим направлениям:

- разработка и внедрение эффективных мероприятий, обеспечивающих безопасность технических систем и технологических процессов. Внедрять передовые технологии и методики управления производством: автоматизированная система управления Alkatel, локальные система связи и управления и т.д.

- обеспечение надежной защиты работников и инженерно-технического

смеси с воздухом, а также токсических и вредных веществ являются недостаточная герметизация оборудования, несовершенство технологических процессов, отсутствие установок по улавливанию ядовитых и опасных газов, паров и пыли, неэффективная вентиляция и другие. Поэтому проводятся работы по исследованию и ликвидации возможных источников пожара.

На предприятии определен порядок и сроки прохождения противопожарного инструктажа и занятий по пожарно-техническому минимуму, а также назначены ответственные за их проведение.

В НГДУ «Лянторнефть» для защиты людей от воздействия электрического тока и напряжения используются следующие средства защиты по ПУЭ:

- обеспечение недоступности токоведущих частей (используется защитный кожух, корпус, электрический шкаф, использование блочных схем, строительство воздушных линий электропередачи и т.д.);

- применение блокировочных систем безопасности (механические, электрические);

- использование малого напряжения для локальных светильников: 36 В - для особо опасных помещений и вне помещений; 12 В - во взрывоопасных помещениях;

- применение маркировок отдельных частей электрооборудования, надписи, предупредительные знаки, разноцветная изоляция, световая сигнализация.

- заземление оборудования работающего под напряжением, зданий, вагончиков, техники, блок-пантонов;

- защитное отключение оборудования находящегося под повышенным напряжением, снижение напряжения.

Комфортные условия работы в НГДУ «Лянторнефть» создаются обеспечением оптимальных параметров освещения и состава воздуха производственных и бытовых помещений СНиП 23-05-95.

Для обеспечения комфортного освещения разработаны и выполнены сле-

газ) в организм человека через дыхательные пути, применяются такие средства индивидуальной защиты как противогазы типа ГТШ - 1, ПШ - 2, кислородно-изолирующие противогазы ИП - 4, применяющиеся при высоких концентрациях сероводорода, а также применяются респираторы.

Складские помещения для токсических веществ располагают на определённом отдалении от рабочих помещений с учётом "розы ветров", при этом планировочная отметка склада не превышает планировочной отметки рабочих помещений.

Для защиты от кислот и щелочей применяют специальные перчатки, сапоги, спецодежду, глаза защищают предохранительными очками.

Осмотр и испытание установок, механизмов, оборудования - одно из основных мероприятий по технике безопасности, так как даже самое безопасное оборудование может привести к несчастному случаю, если оно неисправно.

При поступлении нового оборудования обслуживающий персонал инструктируют, а затем проверяют готовность рабочих обслуживать данное оборудование. Постоянно проводятся мероприятия по оптимизации работы оборудования с целью обеспечения оптимального режима эксплуатации. Это повышает долговечность деталей и снижает вероятность возникновения аварийного режима работы.

Трущиеся поверхности вовремя смазываются, причём смазкой, соответствующей инструкции данного механизма.

Некоторые машины требуют определённого теплового режима, поэтому предусмотрены системы охлаждения или подогрева.

В НГДУ «Лянторнефть» разработан специальный регламент по эксплуатации сосудов, находящихся под давлением.

Вновь вводимые в эксплуатацию герметизированные системы опрессовываются на давление в 1,25 - 1,5 большее, чем максимально ожидаемое. Оборудование имеет предохранительные клапаны, рассчитанные на превышение на 10 % от допустимого давления. Конструкция и материал

воздухе запрещаются. Благоприятные условия на производстве являются важнейшим фактором высокопроизводительного труда и профилактики заболеваний. Так в помещениях с регистрирующей аппаратурой температура поддерживается в пределах от 20 до 24 °С, относительная влажность воздуха 30 %, освещенность рабочего места не менее 50 лк..

Пересмотрены, согласно срокам действия, все инструкции по охране труда в цехах. Лабораторией промышленной санитарии в рамках программы "Аттестация рабочих мест" проведено более 3000 замеров вредных производственных факторов на рабочих местах с оформлением протоколов и внесением данных замеров в санитарно - технические паспорта объектов. Создана база данных инструментальных замеров воздействия на работников вредных и опасных производственных факторов по рабочим местам, что позволило: определить класс опасности и разработать мероприятия по приведению рабочих мест к допустимым и оптимальным условиям труда и обоснованно подойти к вопросам предоставления компенсаций за вредные и опасные условия труда. Регламентированы порядок проведения временных огневых и других пожароопасных работ, порядок осмотра и закрытия помещений после окончания работы, порядок действия работников при обнаружении пожара.

Специальными комиссиями проводятся плановые осмотры оборудования с целью определения его технического состояния, сроков безопасной эксплуатации, необходимых ремонтных работ.

Исключение причин распространения пожара осуществляется правильной планировкой объектов; проектированием конструкций зданий и сооружений с учётом требований противопожарной техники, выбора материалов, соответствующих противопожарным нормам; применение огнепреграждающих устройств и т.д. Вся территория ДНС находится на искусственно созданной платформе из щебня и пескогравийной смеси, что соответствует противопожарным нормам. Вокруг территории в летний период постоянно скашивается трава. Регламентированы порядок проведения

- выбор, обоснование и реализация комплекса организационных и инженерно-технических мероприятий по предотвращению и снижению ущерба от ЧС.

В НГДУ «Лянторнефть» возможно возникновение техногенных ЧС (крупномасштабные пожары, на месторождении, инфекционные болезни людей, крупномасштабное поражение людей взрывами), природных ЧС (сильные дожди, сильные морозы, сильный ветер, возгорание торфяников в тундре из-за высокой температуры), военно-политические ЧС. Последствия ЧС прогнозируются и предприняты все меры для их ликвидации.

Основными направлениями работы отдела являются: проведение комплекса профилактических мероприятий; разработка способов защиты работников и служащих НГДУ «Лянторнефть» в ЧС; обеспечение защиты инженерно-технического комплекса; подготовка к проведению аварийно-спасательных и других неотложных работ при ликвидации последствий ЧС.

Профилактические мероприятия ведутся по следующим направлениям:

- контроль над территорией деятельности НГДУ «Лянторнефть» и прилегающими к промыслам районами с целью своевременного обнаружения пожаров и других стихийных бедствий и принятия соответствующих действий по их ликвидации;

- обучение работников действиям в различных чрезвычайных ситуациях и периодическая проверка знаний;

постоянная проверка готовности техники для борьбы с ЧС и ликвидации последствий ЧС;

- в резервуарных парках всегда в необходимом количестве имеется вода для тушения крупномасштабных пожаров, пожарные насосы, гидранты периодически (1 раз в год) проверяются на работоспособность;

- поддерживаются в рабочем состоянии системы контроля за технологическими процессами, за загазованностью воздушной среды.

Для защиты рабочих и служащих в ЧС проводятся следующие

и поверхностных вод, создана наблюдательная сеть водопунктов. Основными загрязнителями окружающей среды является разлив в водоемы и горение большого количества ДЭГ, конденсата и химических реагентов.

В 2005 году из 94 водопунктов отобраны пробы воды и проведены 356 анализов. В паводковый период проведено 320 анализов по определению хлор иона и на содержание нефтепродуктов.

Мероприятия по охране недр предусматривают: максимальное извлечение из недр и предотвращение потерь в проницаемые горизонты разреза через скважины; улучшение герметизации эксплуатационных колонн путём повышения качества работ и применение специальных герметизирующих резьбовых соединений; контроль геофизическими методами качества цементирования кондуктора; оборудование одной из водозаборной скважин для замеров динамического уровня, дебита и отбора проб на химические анализы подземных вод. Производить замеры дебита 1 раз в месяц, уровня - 2 раза в год, отбор проб на химический анализ 2 раза в год. Наблюдения за уровнем, дебитом и химическим составом производить 1 раз в месяц.

Ущерб, причиняемый природной среде при эксплуатации объектов, определяется в виде нормативных платежей. В целях компенсации ущерба, наносимого природным комплексам, по согласованию с районной охотинспекцией, инспекцией рыбоохраны, лесохозяйственными организациями и местными органами государственной власти и управления, будут определены виды работ, направленные на восстановление разрушенных земель путем рекультивации.

Самым распространенными случаями причинения ущерба окружающей среде являются: разлив горюче-смазочных материалов, хим. реагентов.

Мероприятия по охране земель - все материалы и оборудование располагают в пределах отведённой и обвалованной площадки; передвижение транспорта и самоходных установок происходит строго по дорогам, т.к. тундра является заповедной зоной, где растительность восстанавливается долгий период времени (например ягель до 50 лет).

обводнения и других вредных влияний на месторождении; сохранение чистоты почвы, атмосферы, водоемов; очистка и утилизация сточных вод; использование захоронения, уничтожение отходов; комплексное рациональное использование природных углеводородов.

5.5 Выводы по безопасности и экологичности проекта

В результате осуществления комплекса мер на ДНС -8 в 2007 году не отмечалось серьезных аварий, повлекших заметный ущерб здоровью обслуживающего персонала и окружающей природной среде. После замены устаревшего оборудования выбросы в атмосферу загрязняющих веществ снизятся по сравнению с предыдущим годом. За довольно большой промежуток времени не было негативного воздействия производственной деятельности на природную среду, что говорит о высоком достигнутом уровне охраны природной среды в НГДУ «Лянторнефть».

В заключение раздела можно сделать ряд выводов. В НГДУ «Лянторнефть» достигнут достаточно высокий уровень обеспечения производственной безопасности, защиты в чрезвычайных ситуациях и экологичности эксплуатации ДНС. Предлагаемые в дипломном проекте инженерно-технические решения не снижают достигнутый уровень производственной безопасности и повышают уровень экологичности.

обеспечению безопасности труда, технических систем и производственных процессов, обеспечение безопасности в чрезвычайных ситуациях. А также влияние аварий на окружающую среду.

- 11 Оборудование производственное. Общие требования безопасности. Утверждено Госстандартом СССР 28.06.1990 г.
- 12 ГОСТ Р 50587 - 93. «Паспорт безопасности вещества (материала). Основные требования».
- 13 Вредные вещества в промышленности. - М.: Химия, 1976. - т. 1.
- 14 Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте. Постановление Правительства Российской Федерации от 10.03.1999 г. №263.
- 15 Правила проведения экспертизы промышленной безопасности. Постановление Госгортехнадзора России от 06.11.1998 г. № 64.
- 16 О государственной экспертизе градостроительной и проектно-сметной документации и утверждении проектов строительства. Постановление Правительства от 20.06.1993 г. №585.
- 17 Положение об оценке воздействия на окружающую среду в Российской Федерации. Министерство охраны окружающей среды и природных ресурсов РФ от 18.07.1997 г.
- 18 Изменения № 1 к правилам экспертизы декларации промышленной безопасности (ПБ 03-314-99). Постановление ГГТН №61 от 27.10.2000 г.
- 19 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624-03). Постановление Госгортехнадзора России от 05.06.2003 г. №54.
- 20 Правила безопасности при эксплуатации установок подготовки нефти на предприятиях нефтяной промышленности. Госгортехнадзор СССР, 16.07.1979 г., Миннефтепром 07.07.1976 г.
- 21 Методические рекомендации по составлению декларации промышленной безопасности опасного производственного объекта (РД 03-357-00). Постановление ГГТН №23 от 26.04.2000 г.

предприятиях транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов. М.: Недра, 1981
Указания по тушению пожаров нефти и нефтепродуктов в резервуарах. М.:ГУПОВНИИПО, 1973 стр. 53-62

36 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации (ППБ 01-03). Приказ МЧС РФ от 18.06.03 №313.

37 Письмо Федерального агентства по строительству и жилищно - коммунальному хозяйству от 21 апреля 2006 г. №СК -1523/ 02.

38 Косов ВВ., Лившиц В.Н., Захиязаров А.Г. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. - М.: Экономика, 2000. стр. 245-247

39 ГОСТ 12.3.002-75. «ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности».

40 ГОСТ 12.4.011-89. «ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация».

41 Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21 июля 1997 года №116 - ФЗ.

42 Закон РСФСР «Об охране окружающей природной среды» от 19.12.1991 г. №2061.

43 Федеральный Закон «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 21.12.1994 г.

44 «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте». Постановление Правительства Российской Федерации от 19.06.2003 г. №138.

45 ГОСТ 12.0.003-83. «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».


```
for i:= 1 to 9 do
    begin
        writeln (a[i], ' | ',Mas[i]:4:2);
    end;
readln;
end.
```

2. Результаты программы

```
Vvedite ishodnye dannye
Obyem nefteprodukta | 2000
Vremya goreniya     | 401
veschestvo|      massa veschestva, kg
CO2             | 126250.84
CO              | 10605.07
C               | 21462.64
NO2             | 871.13
H2S             | 126.25
SO2            | 3509.77
HCN            | 126.25
HCHO           | 126.25
CH3COOH       | 1893.76
```