

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Безопасности труда и окружающей среды

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой БТ и ОС
Алексеенко Н.Т. Ф.И.О. профессор
(Ф.И.О., ученая степень, звание)

« » 20 г.
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Определение категории опасности
промышленного предприятия

Специальность Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей
среды

Выполнил (а) Авдальдынова А.М. БМД-10-1
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Самимжанов М.Е. Ф.И.О. профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Авдальдынова А.М. Ф.И.О.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
Авдальдынова А.М. « 06 » 06 2014 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Самимжанов М.Е. Ф.И.О. профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
Самимжанов М.Е. « 06 » 06 2014 г.
(подпись)

по применению вычислительной техники:

Самимжанов М.Е. Ф.И.О. профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
Самимжанов М.Е. « 06 » 06 2014 г.
(подпись)

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« » 20 г.
(подпись)

Нормоконтролер: Самимжанов М.Е. Ф.И.О. профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
Самимжанов М.Е. « 06 » 06 2014 г.
(подпись)

Рецензент:

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« » 20 г.
(подпись)

Алматы 2014 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электротехнический
Специальность Эксплуатация инженерных объектов и защита окружающей среды
Кафедра Страны труда и окружающей среды

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Кочискина Ирина Манасовна
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Определение кинематических параметров
материала вращающегося предприятия

утверждена приказом ректора № 115 от «24» сентября 2013 г.

Срок сдачи законченной работы « » 06 2014 г.

Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

Масса выроста загрязняющего вещества, т/год
q - коэффициент расхода вредных веществ

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:

1. Анализ характеристик вредных веществ Западной
области Казахстана
2. Анализ аварийных ситуаций вредных веществ предприятия
и оценка последствий отхода предприятия к окружающей
среде
3. Разработка мероприятий
4. Расчетная часть
5. Заключение

АННОТАЦИЯ

В дипломном проекте рассмотрены основные классификации аварий на нефтепроводах. В проекте произведен анализ аварийных ситуаций совместного предприятия «Тенгизшевройл». Также была произведена оценка воздействия отходов предприятия на атмосферный воздух, то есть была определена категория опасности предприятия, после чего был предложен комплекс мероприятий по уменьшению выбросов в атмосферу. .

АҢДАТПА

Дипломдық жобада мұнай құбырларындағы авариялардың негізгі классификациялары қарастырылды. Жобада «Тенгизшевройл» біріккен кәсіпорнының авариялық жағдайларының сараптамасы өңделді. Сонымен қатар кәсіпорын шығаратын қалдықтардың атмосфералық ауаға әсер етуі, яғни кәсіпорынның қауіптілік дәрежесі анықталды. Нәтижесінде атмосфераға қалдықтардың шығарылуын азайту бойынша әс-шаралар кешені ұсынылды.

Содержание

Введение	4
1. Краткая характеристика нефтяных месторождений Западного региона Казахстана	5
1.1. Добыча нефти региона	5
1.2. Экспорт нефти региона	6
1.3. Физико-химические свойства нефти и нефтепродуктов	8
1.4. Воздействие нефти на живые организмы	12
2. Анализ аварийных ситуаций нефтедобывающего предприятия	14
2.1. Краткая характеристика аварийным ситуациям нефтедобывающего предприятия	14
2.2. Аварий при добыче нефти	16
2.3. Состояние безопасности при ремонте скважин	21
2.4. Безопасность при бурения скважин	23
2.5. Состояние безопасности на нефтепроводах	26
2.6. Исследование отказа линейной части магистральных нефтепроводов и причины их возникновения	31
2.6.1. Классификация аварий на нефтепроводах	32
2.6.2. Методы обнаружения утечек нефти и нефтепродуктов	35
2.6.3. Определение потерь нефтепродуктов при аварий	34
3. Оценка воздействия выбросов предприятий на атмосферный воздух	35
3.1. Основные вещества загрязняющие атмосферного воздуха	36
3.2. Определение категории опасности предприятий по загрязнению атмосферного воздуха	44
3.3. Комплекс мероприятий по уменьшению выбросов в атмосферу	50
4. Безопасность жизнедеятельности	51
4.1. Определение пожарной безопасности и оценка класса конструктивной пожарной опасности здания	51
4.2. Обеспечение пожарной безопасности предприятия	57
5. Экономическая часть	58
5.1. Определение показателей финансово-экономической эффективности инвестиций в установлению газоравнительной системы	58
Заключение	65
Перечень сокращений	66
Список литературы	67

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная отрасль Казахстана – одна из основных отраслей Казахстана. Годом добычи первой Казахстанской нефти считается ноябрь 1899 года на месторождении Карашангул.

В сегодняшние дни на территории Республики Казахстан расположено 202 нефтяных и газовых месторождения. Из них на 55 месторождениях ведется добыча нефти. К самым крупным месторождениям относятся Тенгизское, Узеньское, Карачаганское, Жанажол и Каламкас.

Негативным последствием интенсификации нефтедобычи является загрязнение природной среды нефтью и нефтепродуктами, что негативно отражается на здоровье людей. Анализ заболеваний населения показывает, что 80 % заболеваний прямо или косвенно связаны с факторами внешней среды. Проводя анализ особенностей труда людей, занятых на предприятиях нефтегазового комплекса по вахтово-экспедиционному методу, Международное объединение профсоюзных организаций АО «Лукойл» разработало «Программу работ по сохранению здоровья и трудоспособности работников-вахтовиков». Установлено, что среди работающих людей в системах нефтепромышленности в странах СНГ 5 млн. являются инвалидами труда, около 250 тыс. человек получили профессиональные заболевания и увечья. Три четверти аварий случаются по вине человека.

А при добыче, переработке и хранении нефти и нефтепродуктов в резервуарах, в складах выделяются выбросы, которые воздействуют на атмосферный воздух.

1. Краткая характеристика нефтяных месторождений Западного региона Казахстана

1.1. Добыча нефти региона

На территории Республики Казахстан расположено 202 нефтяных и газовых месторождения. Прогнозные извлекаемые ресурсы нефти оцениваются в размере 7,8 млрд. тонн, а природного газа - в 7,1 трлн.м³. Около 70% этих ресурсов сосредоточено в западных областях Казахстана. Подавляющая их часть связана с подсолевыми месторождениями и залегает на глубинах около пяти и более тысяч метров.

Добыча нефти ведется на 55 месторождениях. К самым крупным месторождениям относятся Тенгизское (нефтяное), Узеньское (нефтегазовое), Карачаганакское(нефтегазоконденсатное), Жанажол (нефтегазоконденсатное), Каламкас (нефтегазовое).

В отношении прогнозов добычи необходимо отметить, что к 2015 г. по нефти они ожидаются в размере 88,3 млн. т, а по газу – 17,4 млрд. м³. Соответственно, к 2020 г. эти показатели составят более 120 млн. т нефти и 25,2 млрд. м³ газа. А после 2020 года по прогнозам добыча нефти может упадут (рисунок 1.1)



Рисунок 1.1 –прогнозная добыча нефти и газоконденсата в РК

Основная добыча углеводородов осуществляется на крупных, хорошо известных месторождениях, а ее объемы год от года увеличиваются. Так, в 2013 г. в регионе было произведено 81,7 млн. т нефти, 11 млн. т. конденсата, 12,4 млрд. м³ газа. При этом 43,2 млн. т. нефти было добыто предприятиями Атырауской области, лидером среди которых, как и прежде, является СП "Тенгизшевройл" (79% добычи по области и более трети по всему региону).

Основные объемы нефтедобычи Мангистауской области, составившие 38,8 млн. т, пришлись на долю ОАО "Узеньмунайгаз" (39%), АООТ "Мангистаумунайгаз" (36%) и АО "Каражанбасмунай" (14%). Из 12,3 млн. т нефти, добытой в Актюбинской области, 84% принадлежит ОАО "СНПС-Актобемунайгаз". 95% нефтедобычи Западно-Казахстанской области, которая в прошлом году составила 5,8 млн. т, осуществлено "Карачаганак Петролеум Оперейтинг Б.В." Кроме того, на долю этой компании приходится 89% объема добычи газа и 84% объема добычи конденсата всего западного региона.

1.2. Экспорт Казахстанской нефти

По данным официальной статистики, в январе-декабре 2013 года по сравнению с аналогичным периодом 2012 года увеличилась добыча сырой нефти, природного газа и руд цветных металлов. Всего за 2013 год было произведено 81,7 млн. тонн нефти (включая газовый конденсат), что на 3,2% больше показателя предыдущего года.

Сырая нефть –наше все: в структуре отечественного экспорта эта категория товара занимает рекордные 72,8% (от общего объема экспорта РК за январь-ноябрь 2013 года), поэтому посмотреть на основных импортеров казахстанского «черного золота» достаточно интересно.

Первое место в списке крупнейших импортеров казахстанской нефти –у Италии. За период с января по ноябрь 2013 года в эту страну было экспортировано порядка 16,6 млн.тонн сырой нефти и газового конденсата общей стоимостью \$13,6 млрд. Надо отметить, что объемы экспорта отечественного «черного золота» в эту страну остаются стабильными – значение показателя на 1,3% превысило объемы за январь-ноябрь 2012 года. За месяц (ноябрь 2013 год) объемы поставок составили 1,6 млн. тонн на сумму \$1,4 млрд.

Как ни удивительно, но существенно отстает от лидера рейтинга давний торговый партнер Казахстана –Китай. За 11 месяцев прошедшего года наша страна экспортировала в КНР порядка 10,4 млн. тонн сырой нефти и газового конденсата на общую сумму \$8,1 млрд. Тем не менее, по сравнению с аналогичным периодом предыдущего года значение показателя показало рост, на 13,2%. За ноябрь в Китай ушло 1,2 млн. тонн казахстанской нефти общей стоимостью \$947,1 млн.

Замыкают тройку лидеров Нидерланды, экспорт нефти из Казахстана в указанную страну за отчетный период составил 8,8 млн. тонн стоимостью \$7,3 млрд. Экспортные поставки «черного золота» в Нидерланды растут существенно, по сравнению с январем-ноябрем 2012 года показатель вырос на 19,6%. За месяц туда было направлено порядка 711,6 тыс. тонн отечественной нефти и газового конденсата.

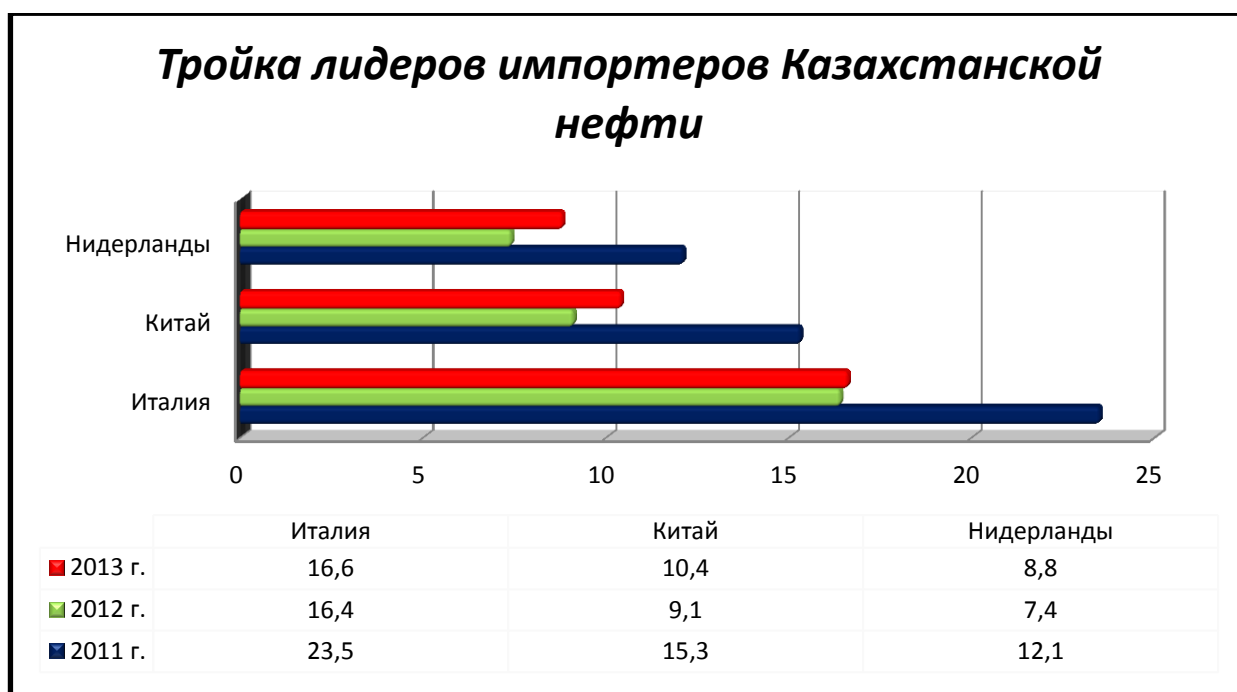


Рисунок 1.2 –Тройка лидеров Казахстанской нефти

Новичком в рейтинге выступает Индонезия –за январь-ноябрь 2012 года мы не экспортировали свою нефть в эту страну, тем примечательнее тот факт, что объемы закупок казахстанской нефти Индонезией настолько значителен, что позволил стране попасть в топ -10 крупнейших импортеров (по данной категории экспортного товара). Всего в Индонезию за отчетный период было экспортировано порядка 158,5 тыс. тонн сырой нефти стоимостью \$127,9 млн.

Наибольший рост экспорта данной категории товара показали поставки в Индию –за 11 месяцев 2013 года объемы экспорта в эту страну выросли в 11 раз по сравнению с показателем годом ранее и составили 269,3 тыс. тонн нефти стоимостью \$215,1 млн.

Экспорт сырой нефти в страны СНГ занимает малую долю –всего 1,1%, тогда как на остальные страны приходится доля в 98,9%. Среди стран СНГ наибольшая доля приходится на поставки в Узбекистан (18 позиция рейтинга) с показателем в 299,1 тыс. тонн за январь-ноябрь 2013 года общую сумму в \$250,2 млн. Необходимо отметить небольшое снижение экспорта нефти в Узбекистан в 2013 году, на 1,5% по сравнению с январем-ноябрем 2012 года

Таблица 1.1 –крупнейшие импортеры казахстанской нефти

Позиция	Страна	Янв-нояб	Янв-нояб	Изм., в %
1	2	3	4	5
1	Италия	16 592,0	16 378,9	+1,3
2	Китай	10 394,2	9 181,4	+13,2
3	Нидерланды	8 828,6	7 379,8	+19,6
4	Франция	5 782,5	5 964,2	-3,0
5	Австрия	4 427,7	5 901,9	-25,0

Продолжения таблицы 1.1

1	2	3	4	5
6	Швейцария	3 557,1	2 385,4	+49,1
7	Канада	2 763,1	3 233,6	-14,6
8	Румыния	2 458,1	3 484,5	-29,5
9	Испания	1 962,2	610,4	3,2 раза
10	Турция	1 271,0	926,0	+37,3
11	Португалия	1 137,8	1 175,5	-3,2
12	Израиль	957,3	1 748,9	-45,3
13	Соединенное Королевство	642,1	474,2	+35,4
14	Греция	628,0	615,9	+2,0
15	Украина	383,9	574,2	-33,1
16	Хорватия	369,9	182,0	2,0 раза
17	Финляндия	307,9	261,9	+17,5
18	Узбекистан	299,1	303,7	-1,5
19	Индия	269,3	25,0	10,8 раза
20	Индонезия	158,5	-	-

1.3. Физико-химические свойства нефти и нефтепродуктов

Нефть – ценное химическое сырье для производства разнообразных продуктов и один из основных источников жидкого топлива для двигателей внутреннего сгорания и масел. Нефть находится в залежах, в различной степени насыщенности углеводородами. Именно соотношение углерод и водорода является отличительным признаком нефти от других видов горючих ископаемых. По плотности нефть делится на 3 группы: на долю легкой нефти (плотность до 0,8 г/см. куб.) приходится около 60%, на долю средней нефти (0,871-0,910 г/см. куб.) около 30%, на долю тяжелой нефти (больше 0,910 г/см. куб.) соответственно около 10% (рисунок 1.3). В составе казахстанской нефти, в том числе атырауской, отмечается высокое содержание масляных дистиллятов (27-28%). В масляных фракциях содержится около 60% ароматических углеводородов. Основные направления в области переработки нефти в Атырауском НПЗ: выходы светлых продуктов, с целью максимального увеличения переработки бензина и реактивного топлива [1,2,3]

Соотношение компонентов, входящих в состав нефти, определяет ее тип и физические свойства. В одном и том же районе можно встретить разные типы нефти. Часто наблюдается определенная зональность по площади и толще нефтеносных пород, изменений состава нефти.

Нефти разных месторождений имеют неодинаковое строение. Очевидно, что оценивать последствия загрязнения экосистем нефтью необходимо с учетом ее физико-химических характеристик. Так, например, сернистая нефть, в составе которой значительная доля высокотоксичных и коррозионно-активных меркаптанов сосредоточена в западной части

Казахстана в Жылыойском нефтегазоносном районе Атырауской области в 15-20 км от восточного побережья Каспия. Тенгизкое месторождение, открытое в 1979 г., является одним из десяти крупнейших месторождений в мире с запасом свыше 3 млрд. тонн нефти и 1,8 млрд. м³ попутного газа.

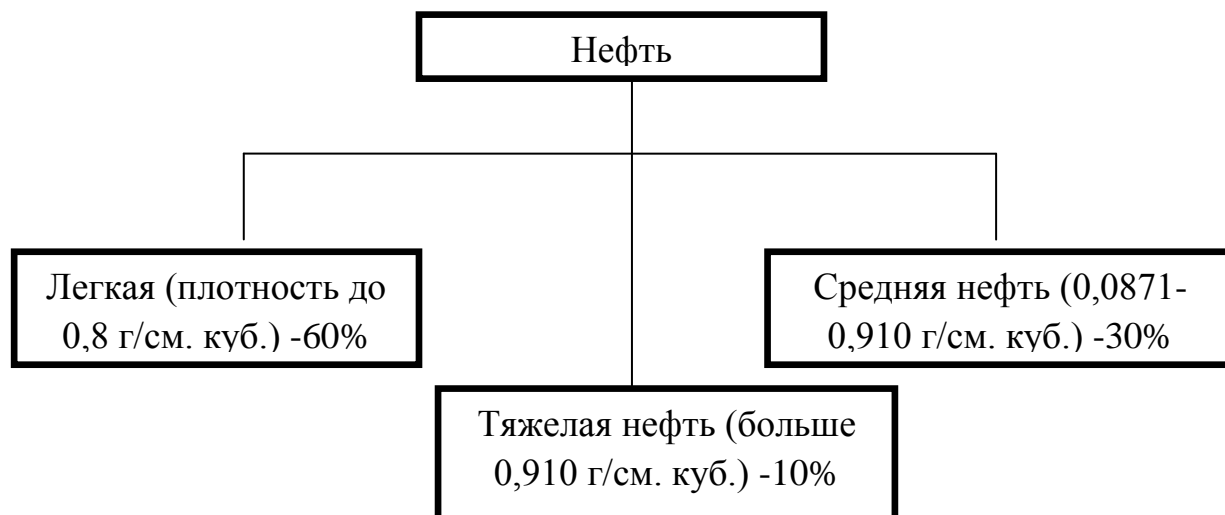


Рисунок 1.3 – группа нефти по плотности

Нефть Тенгизского месторождения отличается аномально высоким давлением (850-900 атм.), плотностью (0,785-0,802 г/см³), газовым фактором (300-600 м³ /т), содержанием твердых битумов (от 1-2 до 18-20 %). Температура застывания нефти - 40°С, вязкость при 20° С – 21 мПа, начало кипения - 44° С, выход легких фракций до 200° С [4].

Состав и свойства нефти и газа Тенгиза сложные: сернистая часть (0,45-1,0 %), парафинистая (2,58-3,69 %), с небольшим содержанием смолисто-асфальтеновых (0,5-1,5 %) веществ, содержатся в ней горючие высокотоксичные газы (H₂S(19,9-20 %), CO₂(2,16 %)), меркаптаны и широкие фракции легких углеводородов (ШФЛУ) (рисунок 1.4) [5,1].

Известно, что под действием физико-химических факторов выбросы претерпевают различные химические превращения. Кроме того, с выбросами в воздух и почву попадают новые химические вещества, способные вступать в реакцию между собой. В результате в больших количествах образуются вредные дочерние вещества. Изменения состояния воздушной среды в локальной и региональной зоне, вторичные процессы трансформации являются решающим фактором, влияющим на условия труда людей, а также среду обитания животных и растений [6].

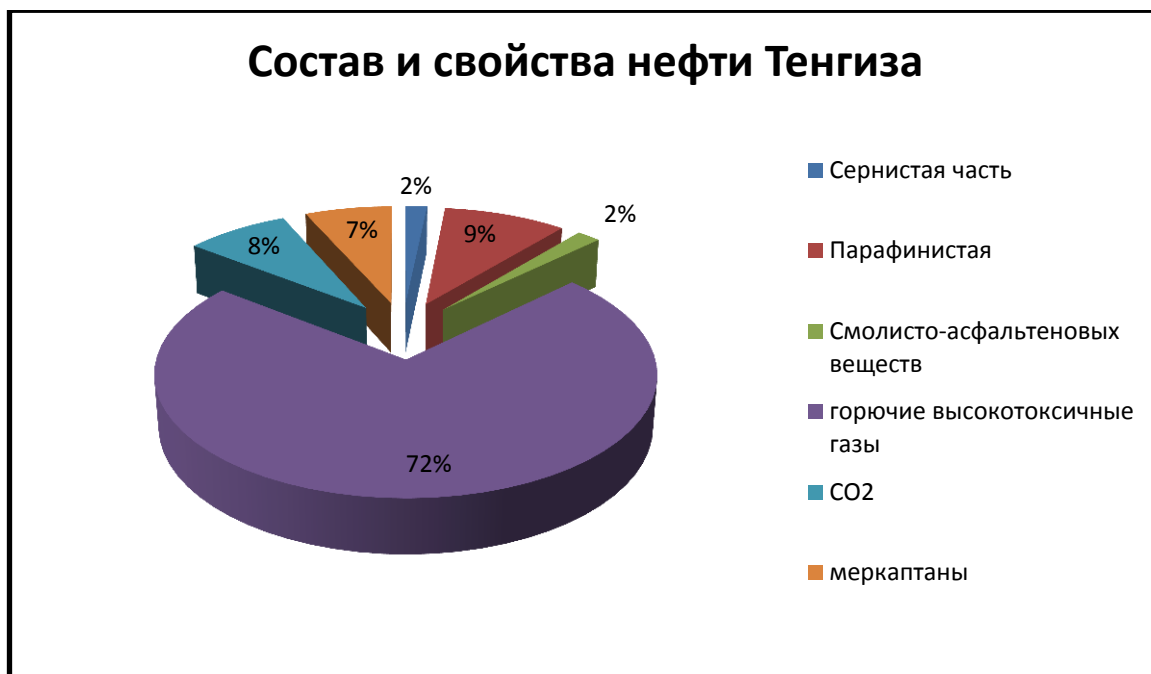


Рисунок 1.4 –состав и свойства нефти Тенгиза

Таким образом, компоненты нефти и газа в зоне нефтегазодобывающей отрасли отмечаются специфическим набором органических и неорганических поллютантов и характерными особенностями воздействия на живые организмы и человека.

Растворимость нефти в воде составляет сотые доли процента. Но уже этого достаточно, чтобы резко ухудшить качество воды. Обычно нефтяные компоненты образуют с водой эмульсию, которую трудно разрушить. Чаще всего нефть плавает на поверхности воды в виде пленки, обволакивает взвешенные частицы и оседает на дно. Из отдельных классов углеводородов лучше в воде растворяются ароматические, хуже – метановые. Растворимость углеводородов в воде снижается от низкомолекулярных к высокомолекулярным соединениям [7,8].

Нефть и нефтепродукты хорошо растворяются в маломолекулярных органических растворителях. Практически все нефтяные компоненты полностью растворимы в бензоле, хлороформе, диэтиловом эфире, сероуглероде, четыреххлористом углероде. Все эти вещества весьма токсичны, несколько менее других опасен хлороформ. Петролейный эфир и гексан растворяют всю углеводородную часть нефти, но не растворяют входящие в ее состав асфальтены и высокомолекулярные смолы. Главным «инструментом» анализа нефти является разделение сложной смеси на составляющие. Среди физических методов разделения нефти на составные части особое место занимает хроматография. В настоящее время наиболее универсальными и точными методами являются спектральные методы идентификации компонентов нефти. Наряду с органическими соединениями в состав нефти входят соли различных неорганических соединений.

Извлеченные соединения являются микроэлементами. В состав нефти входят и тяжелые металлы (ТМ) Ca, Cu, Zn, Mg, Pb, Fe, Si, Ni, и другие (рисунок 1.5) [5].

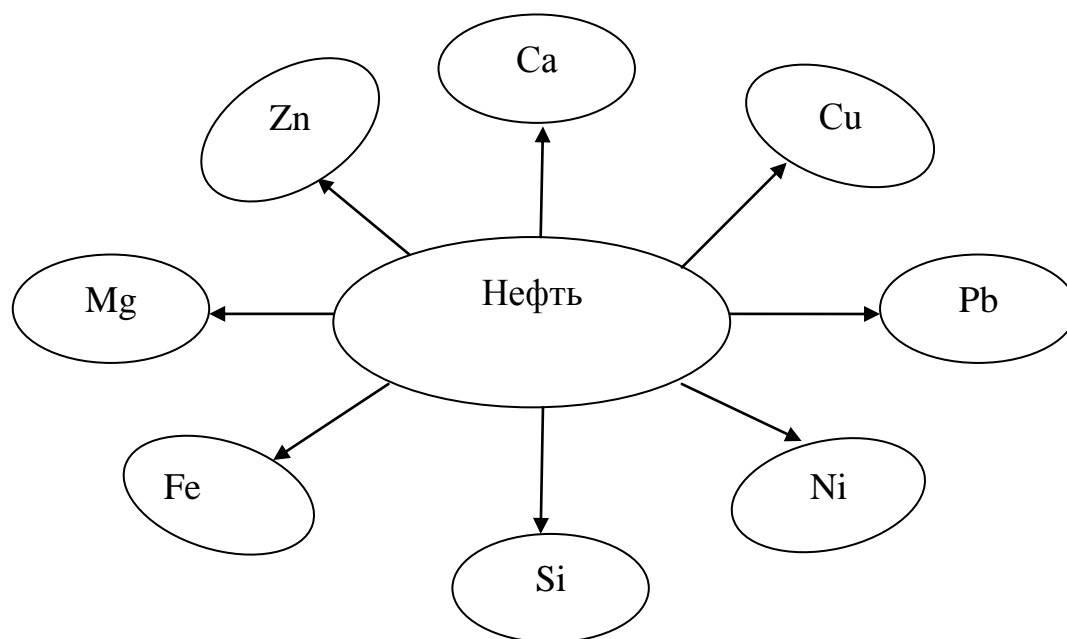


Рисунок 1.5 –тяжелые металлы входящий в состав нефти

Из сырой нефти получают несколько тысяч различных нефтепродуктов, которые делятся на следующие основные группы (рисунок 1.6) [6]:

- топливо (бензины, керосины, реактивные, дизельные, мазут);
- нефтяные масла;
- парафины;
- нефтяные битумы;
- осветительные керосины;
- растворители;
- прочие нефтепродукты (кокс, сажа, смазки и др.);
- прочие нефтепродукты (кокс, сажа, смазки и др.).

Природную среду загрязняют в широких масштабах главным образом сырая нефть, топливо, масло, нефтяные битумы, сажа. Наиболее распространены первые две группы веществ, самые подвижные из всех. Через атмосферу широко распространяется сажа [13]. Токсичность разных типов нефти неодинакова. Легкие фракции нефти и легкие нефтепродукты (бензины, керосин) обладают наиболее сильным токсическим действием на живые организмы. Но влияние этих продуктов происходит непродолжительное время вследствие быстрого испарения, биodeградации и рассеяния.

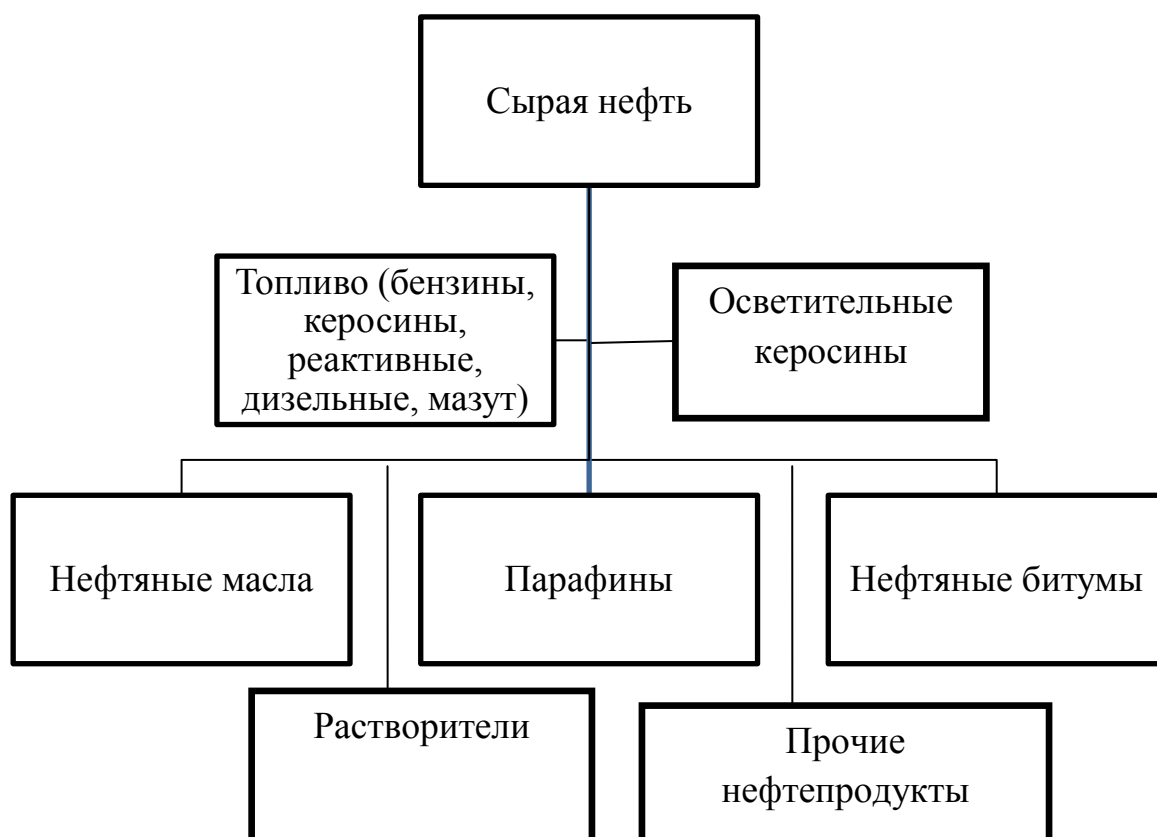


Рисунок 1.6 – основные нефтепродукты получающие из сырой нефти

Тяжелые фракции нефти и тяжелые нефтепродукты сильного токсического действия на организм не оказывают, но они значительно ухудшают свойства почв, затрудняют газо- и водообмен в почвах, дыхание и питание растений. На территории Атырауской области скопления битумов представлены нирами, все разведанные скопления ниров имеют битумонасыщенность. Природные битумы представлены асфальтами и асфальтитами. Ниры могут служить сырьем для извлечения ванадия (содержание 0,28-0,8%), никеля и других ценных металлов [10].

1.4. Воздействие нефти на живые организмы

Негативным последствием интенсификации нефтедобычи является загрязнение природной среды нефтью и нефтепродуктами, что негативно отражается на здоровье людей. Анализ заболеваний населения показывает, что 80 % заболеваний прямо или косвенно связаны с факторами внешней среды.

Проводя анализ особенностей труда людей, занятых на предприятиях нефтегазового комплекса по вахтово-экспедиционному методу, Международное объединение профсоюзных организаций АО «Лукойл» разработало «Программу работ по сохранению здоровья и трудоспособности работников-вахтовиков». Установлено, что среди работающих людей в системах нефтепромышленности в странах СНГ 5 млн. являются инвалидами

труда, около 250 тыс. человек получили профессиональные заболевания и увечья. Три четверти аварий случаются по вине человека.

По данным ряда авторов, нефть, нефтепродукты оказывают сильное ингибирующее и токсическое действие на живые организмы. Воздействие некоторых компонентов углеводородов сопровождается тератогенными и мутагенными эффектами, приводящими к нарушению генетической структуры популяций.

При введении в организм больших доз сырой нефти (от 13 до 20 мкг/кг) погибали животные, смерть наступала через 18-48 часов, увеличивались в объеме такие органы, как сердце, легкие, печень и другие.

Обнаружено, что после глотания с кормом нефти у подопытных животных наблюдались пневмония, ожирение печени, увеличение надпочечной железы. Токсичное, канцерогенное и мутагенное действие отдельных компонентов сырой нефти нарушает нормальный ход эмбриогенеза животных и человека. При соприкосновении кожи человека с жидкой нефтью возникают дерматозы и экземы. Отмечается раздражение глаз и слизистых оболочек при попадании в них нефти.

Класс опасности сырой нефти – 2, предельно допустимая концентрация сырой нефти – 10 мг/м^3 , концентрация нефти в сточных пластовых водах колеблется в пределах $15-1000 \text{ мг/м}^3$ и значительно превышает предельно допустимую концентрацию ($14-16 \text{ мг/м}^3$) [26].

При сжигании твердого и жидкого топлива выделяется полициклический углеводород бенз(а)пирен, 3-4 бенз(о)пирены, которые обладают ярко выраженными канцерогенными и мутагенными свойствами. ПДК углеводородов в рабочей зоне составляет 300 мг/м^3 . Токсичность углеводородов обратно пропорциональна их растворимости в воде или температуре кипения, независимо от того к какому классу относятся. Установлено, что токсичные углеводороды с температурой кипения $150-275^\circ\text{C}$ – это нефтяные и керосиновые фракции. Меньшая токсичность углеводородов с более низкой температурой кипения объясняется большим содержанием летучих фракций, которые испаряются, не успевая проникнуть через растительную и животную ткань.

Легкая фракция, наиболее простая по строению, представлена низкомолекулярными углеводородами, парафиновыми и ароматическими углеводородами. Это наиболее подвижная часть нефти. Метановые углеводороды легкой фракции, находясь в почвах, водной и воздушной средах оказывают наркотическое и токсическое действие на животный организм. Эти углеводороды лучше растворимы в воде, легко проникают в клетки организмов, дезорганизуют цитоплазматические мембраны [27].

Основную массу ароматических структур составляют мооядерные углеводороды – гомологи бензола. Мооядерные углеводороды оказывают более быстрое токсическое воздействие на органы, чем ПАУ. ПАУ медленнее проникают через мембраны и действуют более длительное время, являясь хроническими токсикантами. Ароматические углеводороды наиболее

токсичные компоненты нефти. В концентрации всего 1 % они убивают все водные растения. Нефть, содержащая 20-38 % ароматических углеводородов, значительно угнетает рост высших растений. Установлено, что бензин разных марок, различные смазочно-охлаждающие жидкости вызывают отклонения в организме человека, выражающиеся изменениями нервной, сердечно-сосудистой систем, органов пищеварения и кроветворения, эндокринного аппарата.

Метан является основным представителем всего гомогенного ряда легких углеводородов. Метан избирательно поражает центральную нервную систему, воздействуя на нейрон.

Меркаптаны – органические серосодержащие газы с высокой токсичностью. Образуются при термическом воздействии на нефтесодержащую серу. Меркаптаны обнаруживаются в воздухе нефтепромыслов и НПЗ в сотни и в тысячи меньших концентрациях, чем сероводород.

Диоксид азота – бурый газ с удушливым запахом. При температуре 140° С распадается на NO и O. Он влияет на легкие человека, в течении 3-5 лет в условиях содержания в воздухе $\text{NO}_2=0,8-5 \text{ мг/м}^3$ развивается хронический бронхит, астма и при высоких концентрациях поражает центральную нервную систему.

Серная кислота, образованная из диоксида серы и паров воды, дезаминирует цитозин. Бисульфит натрия – канцероген, взаимодействует с пиримидинами в одноцепочечных полинуклеотидах ДНК.

Сероводород – бесцветный газ с неприятным запахом. Ощутимый запах сероводорода отмечается при содержании в воздухе $1,4-2,3 \text{ мг/м}^3$, значительный при 4 мг/м^3 , при $7-11 \text{ мг/м}^3$ – тягостный. Снижает способность крови насыщаться кислородом. При хроническом отравлении сероводородом способность гемоглобина к поглощению кислорода снижается до 80-85 %, при остром до 15 %. При концентрации 1000 мг/м^3 смерть может наступить мгновенно. Предельно допустимая концентрация сероводорода в рабочей зоне – 10 мг/м^3 , в смеси с углеводородами – 3 мг/м^3 . отмечено, что 90 % тяжелых металлов поступает в организм человека с пищей, а 10 % с водой.

2. Анализ аварийных ситуаций и определение опасности нефтедобывающего предприятия

2.1. Анализ аварийных ситуаций нефтедобывающего предприятия

Аварии в нефтяных скважинах — это прекращение технологических процессов (добычи нефти, бурения, ремонта и др.), вызванное прихватом или поломками бурового скважинного инструмента, колонны бурильных, обсадных, насосно-компрессорных труб, оставлением на забое насосных

штанг, кабеля-каната, скважинных двигателей, приборов, замков, пакеров и другого технологического оборудования.

Анализ промысловых материалов показывает, что значительная часть аварий в добывающих и бурящихся скважинах обусловлена технологическими нарушениями и техническими упущениями.

Для осуществления эффективных мер по совершенствованию техники и технологии ремонта скважин важно иметь единую, обоснованную и четкую классификацию видов аварий при эксплуатации и бурении скважин.

Рассмотрим наиболее характерные виды аварий (таблица 2.1). Сопоставление видов аварий в добывающих и бурящихся скважинах показывает, что они в большинстве случаев идентичны по характеру. Методы ликвидации этих аварий, а также подбор инструмента принципиального различия также не имеют. Применяемые виды инструмента зачастую составляют единый типоразмерный ряд в соответствующих стандартах.

Исходя из вышеизложенного единая классификация аварий, возникающих в эксплуатационных и бурящихся скважинах, представлена в следующем виде [15]:

1. аварии со скважинными трубами;
2. аварии со скважинными двигателями, приборами (устройствами), пакерами и нижней частью бурильной колонны;
3. аварии с кабелями, канатами, проволокой;
4. прочие.

Указанная группировка позволяет правильно и квалифицированно подобрать технические средства для ремонта, рационально использовать имеющийся парк инструмента, при наименьшем числе его типоразмеров охватить наибольший вид ловильных работ, облегчить задачу комплексного создания скважинной ремонтной техники.

К авариям первого вида относятся прихваты и поломки бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб в обсаженных и необсаженных скважинах диаметрами от 90 до 480 мм. Ко второму - аварии с турбобурами, электробурами, погружными центробежными электронасосами, долотами, нижней частью бурильных колонн, пакерами, приборами и устройствами для исследования эксплуатационных и бурящихся скважин. В третий вид входят аварии с кабелями геофизических приборов, погружных центробежных насосов и других устройств; с канатами и проволоками для спуска приборов. В прочие входят аварии с насосными штангами, оставленными в скважине (колонне) или в аварийных подъемных трубах; падение плашек, сухарей и других металлических предметов.

При составлении плана устранения аварий в скважинах и подборе необходимого инструмента важно проанализировать все данные, в том числе данные обследования скважины, характеризующие аварии.

Характер аварий при добыче нефти и газа чаще всего обусловлен способом эксплуатации, следовательно, последний является одним из определяющих факторов, влияющих на возникновение аварий и осложнений.

При этом отметим, что способ эксплуатации не создает аварии, а процесс добычи нефти и газа, а также используемое технологическое оборудование могут вызывать аварии и осложнения, если они не соответствуют условиям эксплуатации.

Как показывает промысловый опыт, в зависимости от характера технологического процесса добычи нефти и газа, бурения скважин число аварий и осложнений существенно изменяется, поэтому эффективность способа или технологического процесса можно определять наименьшим числом аварий и осложнений. Аварии и осложнения в скважинах характеризуются состоянием (характером) прихватов, расположением оставленных в скважинах аварийных объектов, их конфигурациями и размерами, диаметром и состоянием стенки скважины (в обсаженной скважине), диаметрами эксплуатационной колонны и объекта, физико-механическими свойствами материалов аварийного объекта и степенью его прихваченности, опасностью газонефтепроявления и прочими факторами.

2.2. Аварии при добыче нефти и газа

При фонтанном, газлифтном (эрлифтном) способах добычи нефти аварии часто происходят вследствие прихвата подъемных насосно-компрессорных труб, а также пакеров. Наиболее часто прихваты возникают в скважинах, выносящих песок и при нарушении технологического режима эксплуатации (рисунок 2.1). При эксплуатации парафинистых фонтанных скважин однорядным лифтом осложнения происходят из-за скопления парафина в затрубном пространстве или в лифтовых трубах. Ликвидация прихватов и осложнений требует сложных аварийных работ, поэтому своевременным проведением профилактических мероприятий необходимо предотвращать скопление парафина в трубах. В настоящее время фонтанные скважины оборудуются пакерами. Ликвидация аварий, связанных с прихватами пакеров, сопряжена со сложными ловильными и фрезерными работами. При расхаживании прихваченных пакеров часто происходит обрыв лифтовых труб.

Как правило, скважинные приборы и перфораторы спускают в фильтровую часть колонны для записи соответствующих данных о пласте и перфорации скважины. При невозможности их освобождения расхаживанием, как правило, специально обрывают кабель-канат, растягивая его при максимальной нагрузке. Нередки случаи, когда приборы и перфораторы зацепляются за наконечники лифтовых труб при их неосторожном подъеме, и обрывается кабель-канат. Тогда оставленные в скважине часть кабель-каната и приборы (перфоратор), как аварийные объекты, засоряют ствол скважины и мешают ее дальнейшей эксплуатации.

Таблица 2.1 - Характеристика аварий на газовых и нефтяных скважинах

Аварии на добывающих скважинах.	Аварии в бурящихся скважинах
<p>Прихваты колонны подъемных насосно-компрессорных труб.</p> <p>Прихваты колонны промывочных или заливочных насосно-компрессорных труб.</p> <p>Прихваты колонны бурильных труб, применяемых при капитальном ремонте скважин, в том числе при зарезке и бурении второго ствола.</p> <p>Поломка (падение) подъемника и промывочных (заливочных) насосно-компрессорных труб.</p> <p>Поломка бурильных труб, применяемых при капитальном ремонте скважин.</p> <p>Прихват или оставление в скважине пакеров.</p> <p>Оставление в скважине погружного центробежного электронасоса или его элементов.</p> <p>Оставление в скважине насосных штанг.</p> <p>Оставление в скважине штангового скважинного насоса.</p> <p>Оставление в скважине приборов и устройств для исследования скважин и пластов, в том числе и геофизических приборов.</p> <p>Оставление в скважине проволоки, каната, кабеля, в том числе кабеля погружного центробежного электронасоса.</p> <p>Прочие.</p>	<p>Прихваты колонны бурильных труб.</p> <p>Прихваты колонны обсадных труб.</p> <p>Поломка и оставление в скважине бурильных труб.</p> <p>Поломка и оставление в скважине обсадных труб.</p> <p>Поломка и оставление в скважине долота и его элементов.</p> <p>Поломка и оставление в скважине элементов низа бурильной колонны (калибраторов, расширителей и др).</p> <p>Оставление в скважине турбобуров.</p> <p>Оставление в скважине электробуров.</p> <p>Оставление в скважине приборов и устройств для исследования скважин и пластов, в том числе геофизических приборов.</p> <p>Оставление в скважине кабеля, каната и проволоки.</p> <p>Прочие.</p>

Следует отметить, что аварии с приборами, перфораторами, проволоками, кабель-канатом относятся к сложным. Их ликвидация также требует проведения ловильных работ с применением специальных устройств и инструмента.

Для предупреждения подобных аварий необходимо:

- перед исследовательскими работами изучить данные о скважине по ее технической документации и определить наличие деформации колонны по всему стволу скважины;
- просмотреть документацию скважины и зафиксировать характер аварий с приборами и перфораторами, ранее спущенными в скважины;
- перед спуском перфоратора прошоблонировать скважину: в фильтровой части скорость движения шаблона должна быть минимальной; по стволу скважины шаблон должен двигаться без остановок и рывков; в противном случае перфоратор не спускать;
- при подъеме прибора или перфоратора из скважины в зоне наконечника лифтовых труб (50 м до и после наконечника) скорость подъема прибора снизить до 0,2—0,3 м/с и проследить за показаниями индикатора веса; при рывках и повышении нагрузки немедленно остановить движение лебедки и осуществить подъем с расхаживанием.

Одним из источников аварий является затаскивание скважинного прибора в устьевой лубрикатор при его подъеме. В таких случаях может произойти обрыв проволоки (каната) и падение прибора в скважину.

Для исключения подобных аварий лубрикатор оснащают специальным сигнализатором, предупреждающим о приближении прибора к устью скважины. При этом скорость подъема снижается до минимума и прибор безопасно останавливают под лубрикатором для его извлечения.



Рисунок 2.1 - Авария на нефтегазовом комплексе

В практике исследований высокодебитных газонефтяных и газоконденсатных скважин нередки случаи, когда встречный поток газированной жидкости или газоконденсатной смеси препятствует спуску прибора в скважину и выбрасывает его в лубрикатор. Удар прибора о лубрикатор может вызвать аварию и создать опасность возникновения открытого фонтана. Такие аварии и осложнения могут происходить и при спуске перфоратора под давлением, т. е. без глушения скважины.

Усилие, создаваемое потоком и влияющее на скорость спуска прибора, определяется по формуле

$$N = f_{\pi} \Delta p, \quad (2.1)$$

где, f_{π} — площадь поперечного сечения прибора;

Δp - перепад давления на концах прибора.

В результате вычислений усилий по данным конкретных скважин были получены зависимости между усилием, препятствующим свободному спуску прибора, и скоростью движения потока смеси, состоящей из газа, конденсата и воды. Установлено, что свободный спуск глубинного прибора нарушается при достижении скорости воды в потоке смеси в лифтовых трубах, равной 0,12 м/с, а конденсата — 0,3 м/с. С превышением указанных значений возрастает опасность выброса прибора и удара его о лубрикатор [16].

Исходя из этого рекомендуется для предупреждения аварий и осложнений перед спуском прибора определить скорости потока смеси по данным скважины.

Характер процессов добычи при механизированном способе играет существенную роль в показателях аварийности. Наибольшее число аварий приходится на механизированный способ добычи нефти. Это связано также с численным превосходством фонда скважин, эксплуатирующихся механизированным способом.

Для штангового насосного способа добычи нефти характерны аварии следующих видов.

В процессе эксплуатации лифтовые трубы систематически подвергаются воздействиям коррозии и трению штангами, вследствие чего толщина их стенок со временем уменьшается. Нередки случаи, когда обрыв и падение колонны изношенных лифтовых труб происходят в процессе работы насосной установки.

Встречаются случаи, когда узлы соединения колонны лифтовых труб с планшайбой сильно изнашиваются от истирания штангами. При их подъеме и спуске из-за несоосности талевой системы и скважины износ соединения планшайбы усугубляется. Указанные явления служат причиной падения в скважину колонны лифтовых труб при подъеме планшайбы.

Наиболее сложные аварии происходят с погружными центробежными электронасосами (ЭЦН).

Падение в скважину оборудования ЭЦН и его узлов нередко происходит в процессе эксплуатации скважин.

Анализ данных по авариям с ЭЦН позволяет сгруппировать наиболее часто встречаемые аварии и выделить среди них обрывы: насосно-компрессорных труб; кабеля; соединений компенсатора, насоса и протектора. Одной из основных причин обрыва насосно-компрессорных труб при эксплуатации скважин ЭЦН является вибрация колонны со значительными амплитудами. При этом возможны радиальные перемещения нижней части колонны лифтовых труб. В коррозионно-активной среде, особенно при наличии в продукции скважины сероводорода, условия работы труб осложняются. В результате обрыва колонны НКТ в скважину падают комплект ЭЦН, часть колонны труб и часть кабеля. Этот вид аварий наиболее сложен.

Узлы ЭЦН соединяются между собой фланцами при помощи шпилек. Обрыв этих соединений происходит в основном по следующим причинам. При сборке и спуске ЭЦН в скважину фланцевые соединения крепятся недостаточно. При вибрации установки во время ее работы более слабые шпильки (болты) раскрепляются, вследствие чего нагрузка приходится на их часть. Со временем более напряженные шпильки обрываются и узел ЭЦН падает в скважину.

Шпильки фланцевых соединений подвергаются коррозионным разрушениям, и это также приводит к их обрывам.

Обрывы могут быть обусловлены также вибрацией фланцевых соединений и конструктивными их недостатками.

Характер работ по ликвидации аварий с ЭЦН существенно отличается от других видов ловильных работ. На восстановление аварийных скважин затрачиваются значительные средства и время.

Анализ данных об авариях с ЭЦН показывает, что более 90% всех аварий приходится на долю обрывов насосно-компрессорных труб и кабеля. Аварийные насосно-компрессорные трубы извлекаются известными серийными труболовками. При ловильных работах с кабелем в различных нефтяных районах пользуются десятками приспособлений и инструментами. Для аварийной ловли головки ЭЦН, вала, фланца и др. применяют колокола, фрезеры, пауки, специальные трубы и другие инструменты различных конструкций.

В связи с этим возникла необходимость создания комплекса высокопроизводительного инструмента для ликвидации аварии с погружными центробежными электронасосами. Такой комплекс, охватывающий все виды аварий с ЭЦН, впервые создан Азинмашем [15].

Для предупреждения аварий с обрывом лифтовых труб и элементов ЭЦН необходимо изыскать пути предотвращения их коррозионного и коррозионно-механического износа. Для этого используют известные методы борьбы с коррозией скважинного оборудования, например, подачу в скважину ингибитора, а также изготовление узлов (фланцевых) соединений из коррозионно-стойких материалов.

2.3. Состояние безопасности при ремонте скважин

К основным причинам аварий, происходящих при текущем и капитальном ремонтах скважин, относится нарушение технологии ремонта скважин, использование неисправного оборудования и инструмента, несоответствие применяемого инструмента условиям работы, конструктивные недостатки оборудования и инструмента, неквалифицированный подход персонала при проведении ловильных работ и др.



Рисунок 2.2 –авария на нефтенном скважине

При текущем ремонте скважин наибольшее число аварий происходит при спуско-подъемных операциях. При подъеме лифтовых труб с центробежным электронасосом вследствие отставания электрического кабеля может образоваться сальник, что приводит к прихвату колонны труб. Объясняется это слабым закреплением предохранительных поясов, наклоном ствола скважины, превышением скорости подъема и пр. Следует отметить, что прихват труб с электрическим кабелем является сложной аварией и в ряде случаев ликвидировать ее бывает технически невозможно.

При подъеме колонны труб с ЭЦН вследствие прихвата последнего происходят обрыв в соединениях насоса или труб и падение их в скважину. Часто возникают аварии при подъеме насосных штанг с сильно сработанными муфтами, которые выходят из вкладыша элеватора, и колонна штанг, падая, ударом обрывает колонну лифтовых труб.

Наиболее характерным видом аварий при текущем и капитальном ремонтах скважин являются прихваты. Во время промывки песчаных пробок прихваты происходят в основном при нарушении технологии промывки скважин, прекращении подачи жидкости в процессе промывки, выходе из строя насоса и пр. При заливке скважин цементным раствором прихваты могут быть вызваны нарушением технологии цементирования, дефектами (трещина, дыра) в колонне заливочных труб. При этом цементный раствор, заполняя скважины, циркулирует через дефектные трубы, вследствие чего значительная длина (иногда несколько сот метров) колонны заливочных труб оказывается в затвердевшей цементной пробке. Такие аварии очень трудно ликвидировать, так как приходится очищать зацементированную часть

колонны аварийных труб фрезерованием. В ряде случаев восстановление подобных скважин не оправдывает себя, и их списывают.

При промывке песчаных пробок, а также заливных работах могут происходить аварии, связанные с полетом промывочных труб, которые вызываются тем, что при наращивании очередной промывочной трубы, в процессе свинчивания последней, промывочный вертлюг заедает и ослабляется подвертлюжное резьбовое соединение, воспринимающее вес колонны промывочных труб. При спуске труб ослабленное резьбовое соединение срывается и колонна труб падает в скважину.

Наиболее серьезные и сложные прихваты труб и аварии в процессе ремонта скважин возникают при нефтепроявлении.

Для предупреждения отвинчивания муфты подвертлюжного соединения патрубка или средней муфты наращиваемой подвертлюжной двухтрубки и падения колонны труб в скважину рекомендуется:

1. Перед промывкой тщательно проверять и смазывать вертлюг.
2. При наращивании обязательно контролировать вращение вертлюга.
3. Использовать специальное устройство для наращивания труб при промывке скважин.

При применении специального устройства трубы наращивают без их вращения, что исключает возможность отвинчивания подвертлюжного патрубка и полет труб в скважину. Так как при промывке устройство находится в стволе скважины, предотвращается загрязнение рабочей площади, процесс наращивания облегчается и ускоряется.

Для предупреждения аварий при ремонте скважин необходима периодическая проверка исправности спуско-подъемного оборудования и инструмента.

2.4. Безопасность при бурения скважин

С увеличением объема бурения и глубин бурящихся скважин растет число аварий и осложнений, на ликвидацию которых затрачиваются значительные средства.

Аварийно-восстановительные работы в бурящихся скважинах сопряжены со сложными технологическими процессами и требуют применения скважинных устройств и инструмента различных конструкций. Ликвидация аварий в бурящихся скважинах проведением ловильных и фрезерных работ - наиболее выгодный и дешевый способ продолжения проводки скважин, так как наклонно-направленное бурение обходится дорого и невыгодно для дальнейшей эксплуатации скважин. Иногда при сложных авариях скважины ликвидируют.

Существуют различные мнения о классификации аварий в бурении. Исходя из общей классификации, приведенной выше, можно выделить следующие виды аварий при бурении:

1. Прихваты и поломки бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб (последние применяются при опробовании) в обсаженных и необсаженных скважинах. Сюда же входят аварии с замками, муфтами, УБТ и переводниками.
2. Аварии с турбо- и электробурами, низами бурильной колонны (долотами, клинаторами, расширителями), геофизическими приборами, испытателями и др.
3. Аварии с кабелями, канатами и проволоками геофизических приборов, опробователей и устройств для исследования скважин в процессе бурения.
4. Прочие виды аварий. Падение в скважину плашек, сухарей и других предметов.

Прихват бурильной колонны — наиболее тяжелый и часто встречающийся вид аварий. В связи с ростом глубин скважин, сложностью их проводки число прихватов увеличивается. Значительное их число происходит вследствие заклинивания низа бурильной колонны, из-за недостаточной промывки в связи с пропусками в соединениях манифольда и бурильной колонны.

В продуктивных горизонтах, особенно в газовых скважинах, опасность возникновения прихватов увеличивается. При вскрытии продуктивного горизонта промывочная жидкость легче поглощается пластом и происходит прилипание бурильной колонны.

Анализ промысловых данных показывает, что наибольшее число прихватов наблюдается при проводке геологически осложненных глубоких скважин. Более половины их возникает при остановках бурильного инструмента под действием перепада давления.

Результаты многочисленных исследований установили следующие причины прихватов, происходящих при статическом положении бурильного инструмента: липкость глинистой корки; перепад давлений; гидростатическое давление; осаждение выбуренной породы и утяжелителя, обвал стенок скважины; намагниченность бурильного инструмента и др.

К известным технологическим мерам и техническим средствам для предупреждения прихватов относятся следующие:

- расхаживание прокручивание бурильного инструмента;
- обработка глинистого раствора химическими реагентами и ПАВ;
- компановка низа бурильной колонны необходимым инструментом и приспособлением.

Периодическое расхаживание более эффективно тогда, когда этот процесс проводится одновременно и чередуется с прокручиваниями. При этом в зависимости от глубины скважины и сложности проводки должен быть установлен обоснованный оптимальный интервал между этими процессами.

Для освобождения бурильной колонны от прихвата в промысловых условиях требуется определить его силу. Это позволяет организовать работу по ликвидации прихвата правильно и без осложнений.

Сила прихвата, вызываемая перепадом давлений, зависит в основном от следующих факторов:

$$F = \psi(\Delta p, t_k, t_\phi, D/d, V, T, Y, t, \Pi, Q) \quad (2.2.)$$

где, Δp — перепад давлений;

t_k — продолжительность неподвижного контакта;

t_ϕ — время формирования глинистой корки;

D/d — соотношение диаметров скважины и трубы;

V, Y, T — соответственно водоотдача, удельный вес и вязкость раствора;

t — температура бурового раствора;

Π — проницаемость пород на участке прихвата;

Q — нормальная составляющая веса колонны труб.

При определении нагрузки для освобождения прихваченной колонны труб можно использовать метод АзНИПИнефти, в основу которого положена теория подобия, и полученные экспериментальные данные зависимости силы прихвата от продолжительности контакта при различных перепадах давлений и отношениях диаметров скважины и трубы.

При бурении скважин аварии с бурильной колонной и ее элементами происходят в основном вследствие усталостного разрушения материала труб. Нередко поломка и оставление в скважине бурильной колонны происходят при ликвидации прихватов. Усталостное разрушение возникает в результате действия знакопеременного изгиба, крутильных ударов и колебаний бурильной колонны. При бурении лопастными долотами истирающе-режущего типа с роторами крутильные удары достигают значительной величины. Основные причины, вызывающие усталостные напряжения, конструктивные и технологические (при изготовлении) недостатки элементов бурильной колонны, неправильный выбор длин ступеней колонны и параметров режима бурения, геологические условия и др.

При неправильном выборе длины утяжеленных бурильных труб (УБТ), т. е. при недостаточной осевой нагрузке, создаваемой УБТ, происходит продольный изгиб труб, что способствует возникновению поломки труб.

Резьбовые соединения разрушаются в результате их износа, от краткости свинчивания и развинчивания и размыва в процессе бурения.

В настоящее время бурение забойными двигателями составляет более 80 % общего объема. По сравнению с роторным бурением бурение забойными двигателями способствует снижению аварийности. Однако в практике бурения имеют место аварии с турбобурами и электробурами.

Наиболее типичные виды аварий с турбобурами следующие:

- отсоединение (или поломка) турбобура от бурильной колонны;
- слом вала турбобура;
- поломка корпуса;
- срыв (развинчивание) переводника турбобура с корпусом;

- отвинчивание роторной гайки;
- отвинчивание ниппеля.

Для предупреждения аварий с турбобурами необходимо в первую очередь осуществлять транспорт, хранение и эксплуатацию его в соответствии с инструкцией завода.

При авариях с долотами в скважине остаются шарошки, лапы с шарошками и другие узлы долота, вследствие плохого их закрепления. В ряде случаев слом долот происходит по резьбе в ниппеле.

Поломки долот могут быть обусловлены передержками их на забое, бурением с перегрузками, ударами долота о забой, его заклиниванием и др. Более половины (60 %) аварий с долотами происходит при их работе с заклиненными опорами.

Аварии с кабелем-канатом возникают при геофизических исследованиях со спуском в скважину приборов. При этом в скважине остаются кабели, канаты, различные приборы в том числе перфораторы, торпеды и др. При отсутствии предупреждающего прибора на кабеле может произойти затаскивание поднимаемого прибора на блок-баланс и обрыв кабеля [17].

2.5. Состояние безопасности на нефтепроводах

Характер и тяжести последствий от аварий на объектах трубопроводного транспорта в значительной мере зависят от вида транспортируемого продукта. Крайняя степень опасности возникает в случае аварий на трубопроводах. Образование взрывоопасных облаков, способных перемещаться на значительные расстояния от места утечки, увеличивает масштабы ущерба.

Разрушение магистрального газопровода большого диаметра в момент аварии приводит к мгновенному выбросу огромной энергии сжатого до высокого давления природного газа. В случае воспламенения выброса газа зона смертельного поражения для людей может достигать 400-500 м.

Аварии на трубопроводах, транспортирующих нефть, как правило, приводят к чувствительному ущербу для окружающей среды, особенно на участках пересечения или сближения с водными объектами.

В целом при авариях на магистральных трубопроводах характерен залповый выброс взрыво-пожароопасных веществ, оказывающих локальное загрязняющее, термическое или токсическое действие на окружающую природную среду и людей, оказавшихся в зоне поражения. Наличие в транспортируемых по внутрипромысловым трубопроводам продуктов токсических веществ, таких как сероводород, значительно повышает вероятность тяжелых последствий в аварийных ситуациях.

Для внутрипромысловых трубопроводов источником губительного воздействия являются небольшие (в сравнении с магистральными трубопроводами) по объему аварии и утечка нефти и пластовой воды. Серьезность последствий функционирования внутрипромысловых

трубопроводов, не отвечающих требованиям безопасности, в основном связана с интенсивными утечками нефти и ее смеси с минерализованной водой, последующим накоплением и расширением ареала загрязнения в районах нефтегазодобычи с соответствующим загрязнением поверхностных вод.

В целом экологические аспекты эксплуатации магистральных и внутрипромысловых нефтегазопроводов можно охарактеризовать следующими источниками и видами воздействий на окружающую природную среду (рисунок 2.3).

Источники воздействия:

1. Непосредственно объекты, по которым транспортируются или на которых хранятся нефть и природный газ (трубопроводы, перекачивающие станции, резервуарные парки).
2. Землеройная, грузоподъемная, транспортная техника, автомобили и другое оборудование, применяемое при строительстве, эксплуатации и техническом обслуживании трубопроводов.

Виды возможных воздействий:

1. Химическое загрязнение грунта, поверхностных и грунтовых вод углеводородами и соляными смесями;
2. Термическое воздействие при возгорании нефти и газа;
3. Ударная волна при взрыве газа или паров нефти;
4. Разрушение природных ландшафтов (в результате вырубки лесов, снятия верхнего слоя почвы, рытья траншей, разрушения верхнего слоя почвы гусеничной и колесной техникой, оттаивания вечной мерзлоты).

Для обеспечения безопасности людей и защиты окружающей природной среды владельцы или организации, эксплуатирующие объекты трубопроводного транспорта, должны принимать соответствующие организационные и технические меры. Однако эти меры не всегда достигают ожидаемых результатов. Например, специализированные исследования в районах прокладки магистральных трубопроводов на участке трассы Сургут - Нижневартовск выявили не только загрязнения утечками нефти, но и другие негативные экологические последствия: затопление и подтопление территорий; гибель лесов; образование топей; выветривание песков; ветровалы, пожары и локальные загрязнения отходами строительных материалов, металлоконструкций и брошенными останками строительных машин и механизмов.

В местах расположения нефтепроводов уровни загрязненности поверхностных вод углеводородами составляют 5-30 ПДК, а при попадании утечек нефти в водные объекты загрязненность превышает 50 ПДК.

Иногда концентрации нефтяных углеводородов в почвах выше фоновых значений в сотни раз. При этом в районах аварий до экстремально высокого уровня (50 и более ПДК) увеличивается содержание углеводородов в воздухе. Губительные последствия аварий с разливами нефти также связаны с

практикой сжигания утечек нефти и соответствующим загрязнением воздушного бассейна и вторичным загрязнением грунтов бензопереном.



Рисунок 2.3 - Авария на трубопроводе

Уровень безопасности объектов трубопроводного транспорта закладывается на этапах принятия проектных решений, при их строительстве, изготовлении труб и оборудования, проведении испытаний на прочность и герметичность. Высококвалифицированная эксплуатация, своевременное техническое обслуживание, ремонт, реконструкция и техническое перевооружение трубопроводов и станционного оборудования позволяют обеспечивать требуемый уровень безопасности объектов трубопроводного транспорта. Вместе с тем, многие аспекты безопасности зависят от соблюдения правил охраны магистральных трубопроводов, регламентирующих стороннюю деятельность в охранных зонах трубопроводов.

Актуальность профилактики повреждений объектов трубопроводного транспорта и грубых нарушений охранных зон возрастает из года в год. Массовый характер приобрели случаи преднамеренного разрушения оборудования трубопроводов в охранных зонах магистральных трубопроводов. Низкая результативность действий правоохранительных

органов по фактам аварий и инцидентов на трубопроводах, как правило, во многом связана с несовершенством нормативно-правовой базы.

Органы местной администрации допускают выдачу разрешений на начало землеройных работ и застройку территорий вблизи от магистральных трубопроводов без необходимых согласований, что в ряде случаев приводит к возникновению аварий.

Одной из актуальнейших проблем являются противоправные врезки в трубопроводы с целью хищений нефти и нефтепродуктов. Потери углеводородного сырья исчисляются несколькими десятками тысяч тонн, наносится серьезный ущерб окружающей среде, отвлекаются значительные материальные ресурсы на ликвидацию умышленных разгерметизаций трубопроводов. Хищения на трубопроводном транспорте являются источником криминального дохода как для отдельных граждан, так и для преступных групп. Расхитители действуют организованно, используют современные средства связи, эффективные технические средства для врезок в трубопроводы под давлением, высокопроходимый автотранспорт и огнестрельное оружие. Врезки зачастую организуются с расчетом на долговременное их использование (маскировка пунктов налива, строительство подземных отводов от мест врезок протяженностью до 2 км, оборудование емкостей до 50 м³ на территориях частных и государственных предприятий).

По оценкам отечественных и зарубежных специалистов, критическим (требующим оценки безопасности их функционирования) сроком эксплуатации магистральных трубопроводов является возраст 20 лет. Подтверждение безопасности дальнейшей эксплуатации объектов должно обосновываться результатами комплексной диагностики.

Критическим сроком эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов, после которого требуется проведение комплексной диагностики и оценки безопасности их функционирования, определен срок от 5 до 15 лет - в зависимости от условий эксплуатации. Однако в случаях ошибочного выбора трубных сталей, недостаточности мер по защите трубопроводов от коррозии срок безаварийной службы внутрипромысловых трубопроводов может существенно сокращаться.

С 1992 по 2001 гг. на объектах магистральных трубопроводов произошло 545 аварий. Среднегодовой уровень аварийности составляет 50-60 аварий и в целом не имеет устойчивой тенденций к снижению.

Основные причины аварий на объектах магистральных трубопроводов представлены на рисунок 2.4.



Рисунок 2.4 - Основные причины аварий на объектах магистральных трубопроводов

Объемы аварийных утечек на магистральном трубопроводном транспорте нефти в 1999-2001 гг. составили соответственно 1332, 512 и 1530 м³.

За 2001 г. на внутрипромысловых трубопроводах произошло 42 тыс. аварийных разгерметизаций. На рельеф местности, в том числе в водные объекты, вылилось более 65 тыс. м³ нефти и пластовой воды.

Основные причины аварийности на внутрипромысловых трубопроводах представлены на рисунок 2.5.

Вместе с тем, реальная оценка негативного воздействия загрязнений вследствие утечек из внутрипромысловых трубопроводов затруднена тем, что порядок представления надзорным органам достоверной информации по этим событиям несовершенен.

Неудовлетворительное состояние ряда действующих объектов трубопроводного транспорта в значительной мере определяется недоработками проектных решений, ошибочным выбором трубных сталей и изоляционных покрытий, недостатками трубного производства, массовыми отступлениями от норм строительства и испытаний трубопроводов,

недостаточным контролем качества при изготовлении труб, запорной арматуры, оборудования для запуска и приема внутритрубных средств [18].

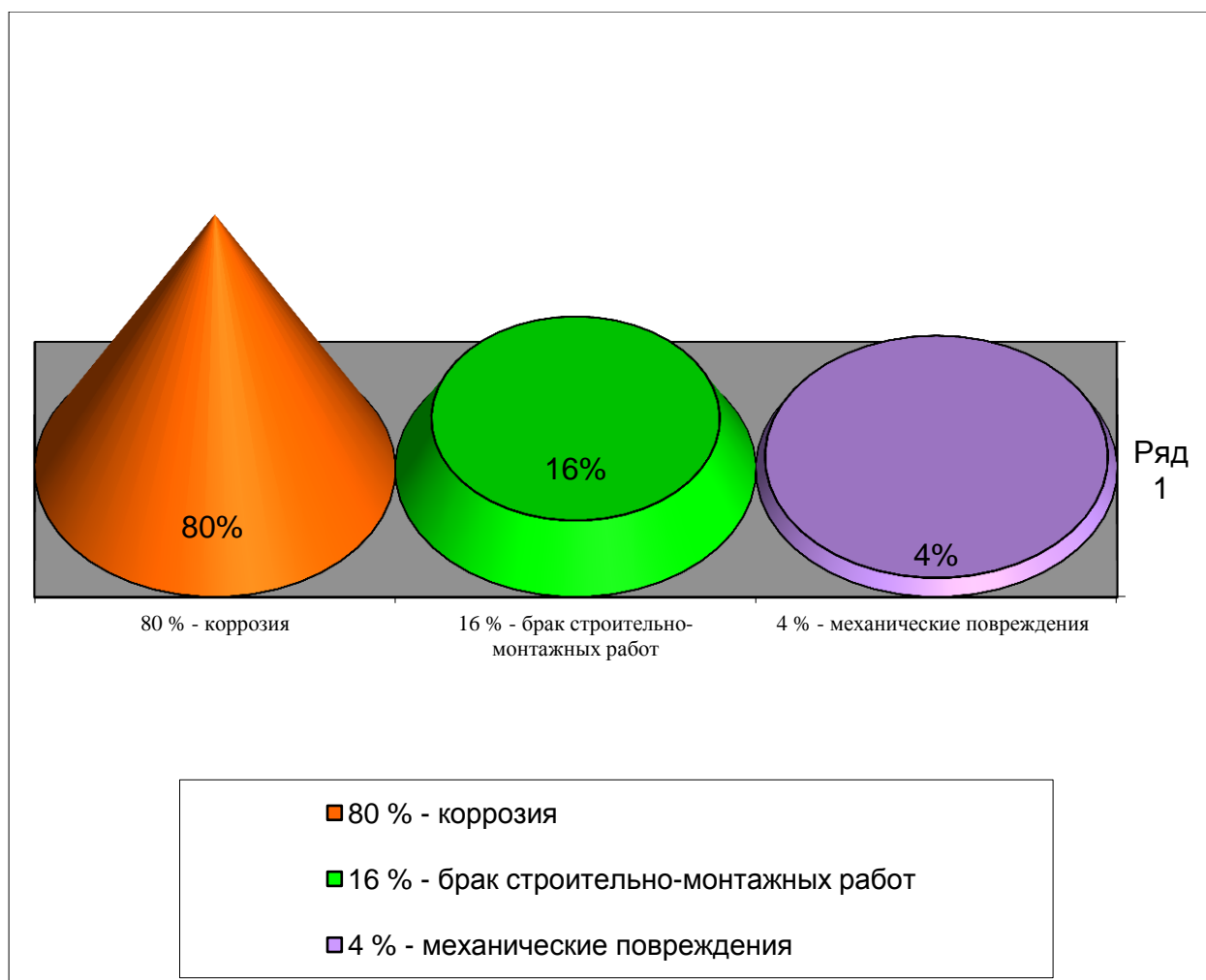


Рисунок 2.5 - Основные причины аварийности на внутривидеальных трубопроводах

2.6. Исследование отказа линейной части магистральных нефтепроводов и причины их возникновения

Под отказом линейной части магистрального нефти и нефтепродуктопровода принято понимать полное или частичное прекращение перекачки продукта, вызванное нарушением герметичности трубопровода или линейной арматуры. При этом из рассмотрения исключаются повреждения при испытании в пусковой период, массовые коррозионные повреждения на электрически незащищенном трубопроводе в зоне действия блуждающих токов или повреждения в процессе капитального ремонта. Такое определение отказа позволяет использовать известные модели теории надежности для расписания функционирования нефте- и нефтепродуктопроводов. Однако, с

точки зрения охраны окружающей среды, повреждения в пусковой и эксплуатационный периоды, во время капитального ремонта, а также массовые коррозионные свищи представляют при прочих равных условиях одинаковую опасность, если они сопровождаются утечками нефти и нефтепродуктов.

Основные причины отказов магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов - дефекты труб арматуры, некачественное выполнение строительно-монтажных и ремонтных работ, нарушение эксплуатационного режима, а также коррозия, случайные повреждения и стихийные бедствия.

2.6.1. Классификация аварий на нефтепродуктопроводах

По своему характеру аварии на трубопроводах делятся на категории (за основу берут величину аварийных потерь нефтепродукта).

К авариям 1 категории относятся:

- аварии, вызванные непредвиденным простоем перекачивающих станции, как в целом, так и отдельными агрегатами, продолжительностью более 8 часов, а также аварии, повлекшие за собой потерю более 100 тонн нефти и нефтепродуктов или порчу их качества в количестве 200 тонн;
- аварии, не повлекшие остановки перекачки, но явившиеся причиной выхода из строя основного или вспомогательного оборудования с последующей необходимостью ремонта всего агрегата или отдельных его узлов с заменой крупных деталей, общей трудоемкостью свыше 100 часов;
- аварии, сопровождающиеся тяжелым травматизмом.

К авариям 2 категории относятся:

- аварии, вызвавшие простой перекачивающих станции, как в целом, так и отдельных агрегатов продолжительностью менее 8 часов, а также аварии, повлекшие за собой одновременную потерю нефти или нефтепродуктов от 10 - 100 тонн или же порчу качества нефтепродуктов в количестве 100 - 200 тонн;
- выход из строя телефонной связи из-за обрывов телефонных проводов и другие обстоятельства, вызвавшие остановку перекачки по трубопроводу.

К авариям 3 категории относятся:

- коррозионные свищи, трещины сварных стыков трубопровода и резервуаров, течи сальников задвижек и фланцевых соединений, переливы резервуаров, не приводящие к остановке перекачки, но сопровождающиеся потерями нефти и нефтепродуктов до 10 тонн;
- мелкие поломки двигателей, насосов, резервуаров, трубопроводов, трансформаторов, и другого электрооборудования, не вызывающие необходимость остановки агрегатов для внепланового ремонта и замены деталей.

2.6.2. Методы обнаружения утечек нефти и нефтепродуктов

Снижение загрязнения окружающей среды при отказах магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов достигается своевременной регистрацией и локализацией утечек. Применяют различные методы обнаружения утечек, основанные на использовании явлений, возникающих при повреждении трубопроводов.

Совокупность наиболее известных методов обнаружения утечек можно классифицировать следующим образом: визуальные, зондовые и гидравлические.

Визуальные методы обнаружения утечки заключается в регистрации места повреждения нефтепровода при его патрулировании (обходе, объезде, облете). Признаками, свидетельствующими об утечке, являются выход нефти и нефтепродуктов на земную поверхность в виде пятен или паров перекачиваемого продукта, шумы, возникающие при истечении жидкости через малые отверстия, а также запахи специальных веществ или изучение радиоактивных изотопов, добавляемых в транспортируемую среду.

Зондовые методы обнаружения утечек заключаются в пропуске через нефтепровод вместе с потоком перекачиваемого продукта специальных устройств - зондов, фиксирующих расположение места повреждения по длине трубопровода, по изменению давления или шуму.

Зонды снабжаются записывающими устройствами и спидометром, показания которых и используются для обнаружения утечки.

Гидравлические методы обнаружения утечек при возникновении основаны на изменении гидравлических показателей перекачиваемой нефти и нефтепродуктов - давления и расхода. Контроль за давлением и расходом может осуществляется, как при эксплуатации трубопровода (методами отрицательной ударной волны и дифференциального расхода), так и при его остановке (методом дифференциального давления).

Утечка нефти и нефтепродуктов сопровождаются падением давления в трубопроводе, увеличением подачи в начале и уменьшением ее в конце трубопровода, разность между которыми характеризует объем утечки.

Метод отрицательной ударной волны основан на регистрации волны понижения давления, распространяющейся со скоростью звука по трубопроводу в обе стороны от места утечки в момент ее возникновения.

Время прохождения волны понижения давления фиксируется специальными датчиками, установленными на линейных задвижках. Место утечки определяется во времени поступления сигналов от датчиков при известной схеме их размещения вдоль трассы и скорости распространения волны понижения давления.

Метод дифференциального расхода основан на сравнении расхода нефти и нефтепродуктов в различных точках трубопровода. В случае возникновения утечки условие равенства расхода в различных точках

трубопровода не соблюдается. Нижний порог чувствительности при использовании турбинных расходомеров составляет 20 м³/ч, однако место утечки при этом не локализуется.

Метод дифференциального давления заключается в сравнении значений давлений в остановленном нефтепроводе в двух смежных секциях, разделенных перекрытыми задвижками. В случае утечки значения давлений, измеряемых дифференциальными манометрами по обе стороны задвижки, будут отличаться. При этом учитывается различие температур грунтов, окружающих рассматриваемые секции нефтепровода.

2.6.3. Определение потерь нефтепродуктов при аварии

Для сохранности нефтепродуктов при авариях и повреждениях необходимо организовать их учет.

Одновременно с закрытием линейных задвижек замеряют уровень нефтепродуктов в подключенных резервуарах на перекачивающих станциях по обе стороны повреждения. Для получения более точных данных следует фиксировать время закрытия линейных задвижек и замера уровня нефтепродуктов в резервуарах с точностью до 1 мин.

После прекращения самотечного стока нефтепродуктов из трубопровода в резервуары обеих нефтеперекачивающих станции в них замеряют новый уровень и определяют количество нефтепродуктов, поступившего самотеком. Во время самотечного стока нефтепродуктов необходимо принять все меры, чтобы в резервуары не поступал продукт из других участков трубопровода.

Ликвидировав повреждение, предыдущая станция возобновляет перекачку и ведет ее в том же режиме, что был принят до повреждения. Момент начала поступления нефтепродуктов в резервуары последующей перекачивающей станции следует определить с большой точностью. Время начала поступления нефтепродуктов тотчас передают на предыдущую перекачивающую станцию, где вновь замеряют уровень нефтепродуктов в опорожняемом резервуаре. Этими замерами определяют количество откаченного предыдущей станцией нефтепродуктов, которое заполнило опорожненные участки.

Количество потерянного нефтепродукта можно посчитать по формуле:

$$П = А + Б - В - Г; \quad (2.1)$$

где, П – фактические потери;

А - количество нефтепродуктов, закачанного после ликвидации повреждения на заполнение опорожненных участков трубопровода;

Б - количество нефтепродукта, потерянного во время перекачки от момента разрыва стыка до момента прекращения перекачки;

В – количество нефтепродукта поступившего самотеком в резервуары обеих перекачивающих станции с момента остановки перекачки до полного прекращения стока;

Г – количество нефтепродукта, собранного на месте повреждения отпущенного здесь же близлежащим потребителям или закачанного обратно в трубопровод.

Определение количества потерь следует проверить на месте повреждения по объему грунта, насыщенного нефтепродуктом.

Для выявления объема этого грунта выполняют следующие работы:

- составляют эскиз площади, залитой нефтепродуктом, уточняют ее размеры;
- определяют глубину проникновения нефтепродуктов в грунт на всей ее площади (для этого роют шурфы);
- определяют коэффициент насыщенности грунта нефтепродуктами, необходимо удалить их в воду экстрагированием образцов растворителями в аппарате Сосклета. По разности веса пробы до и после определяют суммарное содержание массы в грунте воды и нефтепродуктов в процентах:

$$m = (q^i - q^c) / (q^c - q^n); \quad (2.2)$$

где, q^i - вес насыщенного грунта до экстрагирования, г;

q^c - вес экстрагированного грунта после высушивания, г;

q^n - вес патрона из фильтровальной бумаги, г.

Вычитая естественную влажность грунта, определяют коэффициент K_n насыщенности его нефтепродуктами:

$$K_n = m - W \quad (2.3)$$

где W - влажность.

Зная объем насыщенного нефтепродуктом грунта и коэффициент насыщенности K_n можно определить количество нефтепродуктов, проникшего в грунт.

Потери составят:

$$П = K_n * V. \quad (2.4)$$

3. Оценка воздействия отходов предприятия на атмосферный воздух

3.1. Основные вещества загрязняющие атмосферного воздуха воздух

Источниками воздействия действующего предприятия СП «Тенгизшевройл» на атмосферный воздух, является технологическое оборудование, установки, системы и сооружения основного и вспомогательного производства, необходимые для добычи, сбора, переработки и транспорта продукции и углеводородного сырья [34].

По материалам инвентаризации (1996 г.) при выполнении производственной программы по подготовке 5 млн. тонн товарной нефти, получению сухого газа, пропановой фракции, широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) и технической серы на объектах компании, размещаемых на пяти площадках, определено 182 стационарных источника выбросов загрязняющих веществ, из которых 79 – неорганизованные источники. С вводом в эксплуатацию нефтеналивной эстакады № 2, установки по производству бетона для строительства, изменением планов проведения работ на промысле, общее количество действующих источников выбросов к 01.05.1998 г. составило 193, из которых 81 источник или 42 % от общего количества – неорганизованные (таблица 3.1). Организованными источниками выбросов являются дымовые трубы установок и печей, факельные системы групповых замерных установок, КТЛ-1, КТЛ-2, товарного парка, вентиляционные трубы промышленных помещений.

Таблица 3.1- Распределение источников выбросов по объектам и типам.

№ п/п	Название объекта	Вид источника		Всего
		Организованный	Неорганизованный	
1	Площадка 1 промысла	40	52	92
2	Площадка 2 ЦПС	51	26	78
3	Площадка на Венгерской промбазе	19	2	21
4	Площадки 4 и 5 п. Венгерского и Тенгиз	2	10	2
	Всего	112	81	193

К неорганизованным относятся источники выброса загрязняющих веществ, которые происходят через неплотности сальников, фланцевых соединений, контрольной и запорно-регулирующей арматуры, неплотности в оборудовании и установках.

Неорганизованные источники промысла ЦПС, Венгерской промбазы низкие и имеют высоту 2-12 м. Организованные источники предприятия имеют высоту 2,5-10 м, 11-12 м, 35 м, 70 м, 100-250 м.

В процентном отношении низкие источники высотой 2-10 м составляют около 71 % от общего количества высоких источников на предприятии высотой свыше 50 м – около 4 %.

Основное загрязнение атмосферного воздуха осуществляется

продуктами сгорания органического топлива оксидами углерода, влагой, сажей, а также токсическими веществами, содержащимися в исходном топливе, либо образующимися в топочном процессе, и являются мощным источником антропогенных выбросов.

В системе нормирования вредных выбросов в атмосферу рассматриваются вещества, образующиеся в результате производственной деятельности ТШО. От стационарных источников выбросов в атмосферу выбрасывается 39 наименований и 8 групп суммации, основными загрязняющими веществами являются: оксиды азота, оксид углерода, серы диоксид, углеводороды, сероводород и меркаптаны, доля которых составляет 0,996 от общего количества валовых выбросов.

Выбросы окислов азота при сжигании нефтяных газов связаны с окислением азота воздуха в высокотемпературном газовом факеле. Количество выделяющихся окислов азота зависит от организации топочного процесса и может в определенном диапазоне регулироваться технологическими методами. В состав окислов входят: монооксид азота (до 95%), диоксид азота (4-5%) и другие оксиды. При рассеивании дымовых газов в атмосфере в результате фотохимических реакций взаимодействия с атмосферным озоном происходит доокисление NO до NO₂, в результате чего возрастает токсичность выбросов.

Выделение диоксида серы определяется целиком содержанием ее в исходных продуктах сгорания, поэтому достаточно точно определяется расчетным путем, исходя из количества и качества используемого продукта сгорания.

Образование оксида углерода, углеводородов, сажи, сероводорода связано с организацией процесса сгорания.

Наибольшее количество выбрасываемых в атмосферу загрязняющих веществ приходится на горячие источники факельного хозяйства и дымовые трубы КТЛ, котельных, ГТЭС.

Выбросы от факельного хозяйства КТЛ-1, КТЛ-2 (установки 1000) составляют 38844,01 т (47,2%), выбросы дымовых труб (установки 500) КТЛ-1, КТЛ-2 определены в количестве 32 159,12 т (39%), на остальные источники загрязнения приходится 11333,20 т или 13,8% загрязняющих веществ.

Основными загрязняющими веществами, выделяющимися при сгорании углеводородного топлива (бензин, дизтопливо) являются оксиды азота, оксид углерода, углеводороды.

На основании анализа массы валовых годовых выбросов предприятий в 1996-1999 гг. отмечается их рост, который происходит с увеличением уровня добычи нефти.

Опыт эксплуатации и анализ причин технологических неполадок, вызывают рост работ по выявлению этих причин. В результате исследований выявлен повышенный газовый фактор добываемого сырья, недоработка первоначального проекта «Лурги» и связанная с этим вибрация и неустойчивое химическое равновесие процесса в установке 500, отсутствие

развития сети сбыта и транспорта ШФЛУ и пропана, ввод новых объектов в эксплуатацию, нехватка мощностей ряда установок, возникающие нерегламентированные ситуации. Перечисленные причины приводят к увеличению количества загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу. Загрязнение атмосферного воздуха представляет собой серьезную угрозу здоровью, безопасности и экономическому благополучию человека, в связи с чем, забота об окружающей среде, в частности, об атмосферном воздухе – это обязанность предприятий, которые осуществляют разработку и внедрение различных мероприятий, необходимых для создания и охраны здоровых условий труда и жизни [5].

Учитывая специфические особенности нефтегазоносных месторождений северо-востока прикаспия и наличие в пластовой продукции большого количества сероводорода и других соединений, отличающихся высокой коррозионной агрессивностью и относящихся к высоко опасным веществам по степени воздействия на организм человека и окружающую среду, на месторождении выбраны непрерывные технологические процессы, протекающие в закрытом оборудовании [6,7].

При переработке нефтяного высокосернистого тенгизского газа имеются три зоны, в которых характер загрязнения атмосферы и степень вклада каждого источника загрязнения в общее загрязнение существенно отличается – это промышленная площадка, охранные зоны и прилегающая территория. Физическое загрязнение атмосферы. Источники акустического воздействия на атмосферу являются насосно-компрессорные агрегаты, вентиляторные установки, подъемно-транспортное оборудование, авто и железнодорожный транспорт, ремонтно-механические станки. Шум возникает при перемещении жидких и твердых материалов. Движущиеся потоки жидкости или газа под большим давлением в системах трубопроводов, на факелах являются источниками возникновения шума.

Уровень звукового давления регламентируется санитарными строительными нормами и правилами с учетом выполняемого вида работы или жизнедеятельности. Для человека шум в 10-20 дБ – практически безвреден, 80 дБ – допустимая граница, 130 дБ – вызывает болевые ощущения и непереносимость [5].

На объектах СП «Тенгизшевройл» регулярно проводятся замеры по определению уровня шума аттестованной группой специалистов из отдела промышленной гигиены, данные которой, приведены в таблице 3.2, 3.3.

Измерение шума на рабочих местах выполняется в соответствии с утвержденными Минздравом РК «Методическими указаниями по проведению измерений и гигиенической оценки шумов на рабочих местах».

В соответствии с требованиями, изложенными в Санитарных правилах и нормах по гигиене труда в промышленности № 1.02.-007-94, допустимый уровень шума на рабочих местах в производственных помещениях составляет 80-85 дБ. По результатам замеров уровень шума в части производственных цехов превышает допустимый. Снижение уровня шума предусматривается

индивидуальными средствами защиты – наушниками, позволяющими снизить давление на 25-30 дБ.

Таблица 3.2 –состояния уровня шума на рабочих местах:

Расстояние км	Средние подфакельные концентрации С, мг/м								
	H ₂ S			SO ₂			NO ₂		
	С	ПДК _с с	ПДК _р	С	ПДК _{сс}	ПД К _р	С	ПДК _{сс}	ПДК _р
1	0,0035	-	0,008	0,036	0,05	0,5	0,0314	0,04	0,085
2	0,0034	-	0,008	0,034	0,05	0,5	0,0313	0,04	0,085
4	0,0031	-	0,008	0,032	0,05	0,5	0,0289	0,04	0,085
8	0,0029	-	0,008	0,029	0,05	0,5	0,0271	0,04	0,085

Таблица 3.3 –состояния уровня шума в поселке ТШО

№ п/п	Название рабочего места	Уровень шума, в дБ
1	Котельной	92,4-89,5
2	Возле корпуса А/20	55,6
3	Столовой	70,5-79,4
4	Мастерской	85,7
5	Возле корпуса А/9	51,1
6	Возле корпуса А/10	62,2

На расстоянии 50 м от административного корпуса ГПЗ общий уровень звукового давления составляет 82,7-85 дБ.

В резервуарном парке в помещении насосной №1 уровень шума определен в 92,5 дБ, в насосной №2 –85,7-89,8 дБ. Пребывание персонала предусматривается только для периодического осмотра или ремонта.

Суммарная повторяемость всех метеофакторов, показывающих возможность самоочищения атмосферы, определяется метеорологическим потенциалом загрязнения атмосферы. Факторы, способствующие или не способствующие рассеиванию и вымыванию вредных примесей из атмосферы – это инверсии температуры, туманы, пыльные бури, штили, ветры, осадки. Территория Западного Казахстана отнесена, несмотря на высокую ветровую активность, к району с повышенным потенциалом загрязнения атмосферы (ПЗА). Это определяется высокой естественной запыленностью, низкой вымывающей способностью осадков, частыми туманами и инверсиями. Наибольший вклад в расчетное значение ПЗА вносит ветровой режим. Вероятность ветренных дней 97%, из них лишь 16% составляют слабые ветры - 1 м/с. Повторяемость слабых ветров невелика, среднемесячные скорости ветра колеблются на территории от 3,5 до 8 м/с. В дневные часы ветер усиливается до 10,5 м/с. На высотах свыше 100 м среднемесячные скорости ветра равны 6

м/с и более. Активная ветровая деятельность, как на высоте, так и в приземном слое способствует рассеиванию вредных примесей в атмосфере. Ветры более 6 м/с являются опасными, так как факелы источников промышленных выбросов прижимаются к земле [8].

Повторяемость приземных и приподнятых температурных инверсий, способствующих концентраций загрязнения в приземном слое, составляет 40-45 % за год. Наибольшая повторяемость инверсий отмечается в декабре-феврале (до 50-70 % ежемесячно). Мощность инверсий в зимний период достигает до 600-800 м. Летом инверсии температуры быстро разрушаются, повторяемость их 30-50 %.

На территории района современное состояние качества воздушного бассейна связано с деятельностью объектов, осуществляющих добычу, переработку и транспортировку углеводородного сырья. На территории партнерства находятся и другие разрабатываемые месторождения – Досмухамбет, Кара-Арна, Теренузек и прочие.

Анализы проб показали отсутствие сероводорода в атмосфере до начала производства работ по бурению скважин. В 1985 году проведено глубокое обследование экологической обстановки в районе факела скважины №37. В результате проведения подфакельных наблюдений было обнаружено высокое содержание оксида углерода, диоксида серы и невысокое содержание окислов азота, сероводорода, углеводородов. На расстоянии 0,3 км, 2-3 км, 10-30 км от устья скважины наблюдалось 3 максимума распределения приземных концентраций. Вблизи факела они составили 10,1 мг/м³, на расстоянии 2-3 км – 1,09 мг/м³, на расстоянии 10-30 км – 1,81 мг/м³ [1].

В феврале 1988 года, обследование показало превышение серы диоксида в отдельных пунктах сбора:

- п. Сарыкамыс: при ВЮВ ветре скоростью до 12 м/с концентрации составили по SO₂ – 0,15 мг/м³, сероводород – 0,021 мг/м³;
- п. Венгерский: при ВЮВ ветре скоростью до 12 м/с концентрации составили по SO₂ – 0,159 мг/м³, следы по сероводороду;
- п. Каратон: при ВЮВ ветре скоростью до 12 м/с концентрации составили по SO₂ – 0,52 мг/м³, следы по сероводороду;
- п. Тенгиз: при ВЮВ ветре скоростью до 12 м/с концентрации составили по SO₂ – 0,098 мг/м³, следы по сероводороду.

С 1989 года отделениями Казгидромета проводится мониторинг природной среды Тенгизского комплекса, а с 1994 года Западно-Казахстанским отделением Казгидромета, данные наблюдений, которых легли в основу данного исследования.

В настоящее время наблюдение за уровнем загрязнения атмосферы осуществляется:

- на стационарных постах наблюдения п. Кенарал, п. Сарыкамыс, на промысле;
- передвижным маршрутным наблюдением в п. Тенгиз, под факелами источников загрязнения.

Под факельные наблюдения проводятся с подветренной стороны на

расстоянии 1, 2, 4, 8, км от источника загрязнения ежедневно с помощью двух передвижных лабораторий.

Прежде чем оценивать влияние нефтепромысла на атмосферу, нами был выполнен расчет фоновых концентраций основных вредных веществ. Без таких данных оценка влияния была бы затруднительной.

В соответствии с определением, данным во «Временных указаниях по определению фоновых концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе для нормирования выбросов и установления ПДВ», предусмотренных ГОСТом 17.2.3.02-78, в качестве фоновой концентрации должно приниматься статистически достоверное значение концентрации, превышение которой отмечается не более чем в 5 % случаев от общего числа наблюдений. Отсюда следует, что фоновая концентрация должна характеризовать уровень загрязнения воздуха, достигаемого в 95 % случаев от числа наблюдений в районе.

Для оценки фоновых концентраций в зоне влияния выбросов «Тенгизшевройл» были использованы материалы стационарных и подфакельных наблюдений, выполненные в период с 1996 по 1997 гг.

В таблице 3.4 представлены данные, характеризующие количество проб воздуха на содержание основных вредных веществ и пункты их отбора. Из таблицы видно, что по каждому ингредиенту было взято и проанализировано 3842 пробы.

Учитывая отсутствие в зоне влияния выбросов «Тенгизшевройл» крупных населенных пунктов, а также несуществующие колебания концентраций вредных веществ в условиях постоянства скоростей ветра и независимых от направления, определение фоновых концентраций проводилось без детализации по градациям скорости и направлений ветра в целом для территории, охваченной влиянием выбросов месторождения (таблицы 3.4, 3.5).

Результаты статистической обработки материалов оказывают, что количество проб со значениями концентраций, превышающих значение фоновой концентрации сероводорода, составляет не более 4,8 % от общего числа проб, для диоксида серы этот показатель оценивается в 3,8 %, для диоксида азота – всего 1,1 %.

Представленные значения фоновых концентраций H_2S , SO_2 и NO_2 учитывают влияние выбросов не только «Тенгизшевройл», но и других месторождений, в особенности выбросов «Прорванефть» в виду относительной близости последнего.

Выведенные значения фона не являются постоянными и требуют пересмотра и корректировки по мере ввода, закрытия или реконструкции крупных источников загрязнения атмосферы.

Сравнение полученных фоновых концентраций с ПДК показывает, что все они удовлетворяют условию $C_{\phi} < ПДК$, обнаруживая при этом определенный резерв возможностей для дополнительного развития нефтедобычи в районе без нарушения санитарно-гигиенических нормативов.

Количество проанализированных проб:

- п. Сарыкамыс: 32
- п. Кенарал: 1336
- п. Тенгиз: 11439
- подфакельные наблюдения 3242.

По данным наблюдений проведена комплексная статистическая обработка, включающая в себя определение средней концентрации, ее дисперсии, среднеквадратичного отклонения, 95%-го доверительного интервала от среднего значения, аппроксимации ее с коэффициентом достоверности и все возможные варианты экстраполяции, из которых на графики выведены и проанализированы результаты линейного аппроксимационного сглаживания.

На основании выполненной работы сделаны выводы о достоверности результатов мониторинга, проведенного в рамках применяемого метода анализа, уточнены среднегодовые концентрации анализируемых веществ с учетом направлений и скорости ветра.

Расчетные концентрации подфакельных наблюдений проанализированы на расстояниях 1, 2, 4, 8 км от источника загрязнения с учетом статистических флуктуаций. Результаты приведены в таблице 2.2.

По данным наблюдений отмечается незначительная тенденция уменьшения концентрации сероводорода и диоксида серы, и увеличение концентрации диоксида азота в растениях.

Выполним теперь анализ загрязнения атмосферного воздуха на стационарных постах наблюдения (СНП). Анализ результатов мониторинга загрязнения приземного слоя атмосферы на СНП в п. Сарыкамыс, п. Кенарал, п. Тенгиз указывает на достоверность или надежность результатов мониторинга, проведенного в рамках применяемого фотометрического метода анализа.

Таблица 3.4 - средние концентрации загрязняющих веществ по результатам подфакельных наблюдений

Расстояние км	Средние подфакельные концентрации С, мг/м								
	H ₂ S			SO ₂			NO ₂		
	С	ПДК _{СС}	ПДК _р	С	ПДК _{СС}	ПДК _р	С	ПДК _{СС}	ПДК _р
1	0,0035	-	0,008	0,036	0,05	0,5	0,0314	0,04	0,085
2	0,0034	-	0,008	0,034	0,05	0,5	0,0313	0,04	0,085
4	0,0031	-	0,008	0,032	0,05	0,5	0,0289	0,04	0,085
8	0,0029	-	0,008	0,029	0,05	0,5	0,0271	0,04	0,085

Средние концентрации по диоксиду азота, сероводороду и диоксиду серы, определенные по данным измерений, приводятся в таблице 2.3.

Таблица 3.5 - Средние приземные концентрации загрязняющих веществ по результатам мониторинга

Населенный пункт	Средние концентрации С, мг/м ³		
	H ₂ S	SO ₂	NO ₂
п. Сарыкамыс	0,0025	0,027	0,032
п. Тенгиз	0,0026	0,025	0,026
п. Кенарал	0,0026	0,027	0,030

На основании результатов выполненной работы, возможно, подтвердить вывод, о том, что приземные концентрации по диоксиду азота, сероводороду, диоксиду серы в районе Тенгизского нефтедобывающего комплекса ежегодно незначительно растут, но их количество не превышает утвержденных санитарных норм.

Таким образом, уровень загрязнения атмосферного воздуха заметно ниже среднесуточной нормы ПДК. Существующие выбросы благодаря аэроклиматическим условиям района, рассеиваются в атмосфере.

Оценка воздействия и определение зон влияния нефтепромысла на атмосферу выполняема в соответствии с ОНД-86 и другими нормативными документами. Зона влияния источников выбросов ТШО на окружающую среду, определяется с учетом характерных для региона природно-климатических условий, определяющих распределение в ней вредных выбросов. При этом учитываются все влияния в природно-климатических районах с повышенной чувствительностью к техногенному воздействию.

Учитывая миграцию загрязнителей из одной природной среды в другую, основным потоком является переход загрязняющих веществ из атмосферного воздуха, в качестве границы влияния ТШО на биосферу принимается граница влияния предприятия на атмосферный воздух [9].

Граница зоны влияния на состояние воздушного бассейна определяется по каждому вредному веществу и группе веществ с суммирующим токсичным действием, исходя из данных расчетов рассеивания выбросов ТШО в атмосферу. В соответствии с ОНД-86 зона влияния ограничивается территорией, на которой максимальная приземная концентрация выбросов ТШО превышает 0,05 ПДК (без учета фона). Размер зоны влияния определен для расчетного режима эксплуатации предприятия в 1998 г. Площадь зоны, определяемая изолинией 0,5 ПДК по группе суммации серы и азота диоксидов по результатам расчета рассеивания, составляет около 450 км².

Основная масса загрязняющих веществ выбрасываемых ТШО в 1998 г. от стационарных источников, представлена в таблице 3.6.

Таблица 3.6 -масса загрязняющих веществ, выбрасываемых ТШО

Ингредиенты	Масса т/год	Доля от общей массы выбросов, %
Серы диоксид	34380,7	41,8
Углерода оксид	33914,6	41,2
Азота оксиды	7173,7	8,7

Углеводороды	6555,5	8,2
Остальные	313,6	0,1

Распределение годовых выбросов загрязняющих веществ, подлежащих нормированию в зоне влияния, с учетом среднегодовой розы ветров приводится в таблице 3.6. В таблице рассматриваются основные загрязняющие вещества: серы диоксид, углерода оксид, азота оксиды, углеводороды, сажа, меркаптаны, выбрасываемые стационарными источниками загрязнения. По данным таблицы, основная масса выбросов переносится: в западном –21 %, в северо-западном –17 %, в восточном и юго-восточном – по 13 %. Основная масса выбросов приходится на зону активного загрязнения (ЗАЗ) выбросами ТШО определяемая, как площадь ограниченная окружностями радиусом 19,5 км и 1,95 км. Площадь ЗАЗ – около 1180 км² в зоне активного загрязнения и вне ее. Из данной таблицы видно, что основная нагрузка приходится на ЗАЗ. Удельные выбросы основных загрязняющих веществ из атмосферы на площадь в 1180 км² расчетной поверхности представлены в таблице 3.6 [7].

В связи с отсутствием полного комплекта методик в Республике Казахстан по расчету среднегодовых концентраций вредных веществ, анализ результатов распределения годовых выбросов выполнен с привлечением нормативных документов России.

Распределение приземных концентраций в зоне влияния по группам суммации: SO₂+ NO₂ и SO₂+H₂S в направлениях ветра на г. Атырау. Наибольшее значение концентраций находится на расстоянии 5, 10-15, 2-3 км от источника по группе суммации SO₂+ NO₂ в направлении г. Атырау, п. Кульсары, п. Сарыкамыс; и на расстояниях 3, 1,5, 3-4 км от источника по группе суммации SO₂+H₂S соответственно. Аналогичные расчеты выполнены также и для других населенных пунктов.

3.2. Определение категории опасности предприятий по загрязнению атмосферного воздуха.

По мере дальнейшей разработки Тенгизского месторождения и увеличения объемов добычи нефти, будет, соответственно увеличиваться и объем образования отходов. Во многом случаи источники загрязнения атмосферный воздух выполняется при аварийных ситуациях, при трубопроводном транспортировке нефти, при хранения нефти и нефтепродуктов в резервуарах и при выполнении программы буровых работ.

Загрязнение атмосферного воздуха оказывает существенное отрицательное влияние на человека и растительность вследствие общетоксичного действия. Особую опасность представляет загрязнение воздуха вблизи населенных пунктов. В этих случаях возможность наложения

и аккумуляции различных загрязнений значительно усугубляет характер последствий.

В данной предприятия есть резервуарный парк с нефтепродуктами, насосная продуктовая и склад с топливом.

От резервуарных парков в атмосферный воздух выделяются из нефтепродуктов керосин, бензин, Уайт-спирт.

Количество загрязняющего вещества (Т/год), отходящего от резервуаров в атмосферному воздуху определяется по формуле:

$$M = 10^{-6} \cdot q \cdot T \cdot F \cdot K_3 \cdot K_y \quad (3.1)$$

где, q – удельный показатель вредных веществ; применяется по таблицу 3.7 (см. таблица 3.7)

F – объем резервуара, $F=4460\text{м}^2$;

K_3 – коэффициент загрузки резервуары, $K_3=1$;

K_y – коэффициент укрытия резервуаров, $K_y=0,5$

Таблица 3.7 – удельное количество вредных веществ выделяющихся в атмосферному воздуху

№ п/п	Вещество	Удельное количество г/(ч*кв.м)
1	Бензин	4530
2	Керосин	1560
3	Уайт-спирт	5800

Расчет количество выделяющих бензина в атмосферному воздуху:

$$M = 10^{-6} \cdot 4530 \cdot 4460 \cdot 115 \cdot 0,5 = 1161,71$$

Расчет керосина:

$$M = 10^{-6} \cdot 1560 \cdot 4460 \cdot 115 \cdot 0,5 = 400,06$$

Расчет Уайт-спирита:

$$M = 10^{-6} \cdot 5800 \cdot 4460 \cdot 115 \cdot 0,5 = 1487,41$$

Общая количества выбросов вредных веществ:

$$M = 1161,71 + 400,06 + 1487,41 = 3049,18$$

Расчет вентиляционных выбросов из насосной продуктовой

Вентиляционный выброс из насосной рассчитывается по производительности вентилятора и концентрации паров вредных веществ в выбросе по формуле:

$$M = Q \cdot n / 3600 \quad (3.2)$$

где, М- вентиляционный выброс из насосной, т/год;
 n- концентрация выбросов вещества в атмосферному воздуху, т/м³,
 применяются по таблице 3.8 (см. таблица 3.8)
 Q-производительность вентиляционной установки, м³ /ч;
 Q=3240 м³ /час

Таблица 3.8 –концентрация вредных веществ в атмосферному воздуху за год

№ п/п	Вещество	Удельное количество г/(ч*кв.м)
1	Оксиды серы	34380
2	Оксиды азота	1226,87
3	Сажи	234,8
4	Оксиды углерода	6553,9

При вентиляционных выбросов из насосной выделяются оксиды серы, оксиды азота, сажи и оксида углерода.

Расчет окис углерода:

$$M=3240 \cdot 6553,9/3600 = 5898,51 \text{ т/с}$$

Расчет сажи:

$$M=3240 \cdot 234,8/3600 = 211,32 \text{ т/с}$$

Расчет оксиды серы:

$$M=3240 \cdot 34380,2/3600 = 30942,18 \text{ т/с}$$

Расчет оксиды азота:

$$M=3240 \cdot 1226,87/3600 = 1104,18 \text{ г/с}$$

Общая количество массы выбросов вредных веществ:

$$M=5898,51+211,32+30942,18+1104,18=38156,19$$

Расчет выбросов из склада топлива

При сгорании дизельного топлива в атмосферу выделяются оксиды азота, акролеин, зола, диоксид серы, оксид углерода, углеводороды. Расчет выбросов золы в атмосферу определяется по формуле:

$$P_{ТВ} = B \cdot A^r \cdot X(1 - \eta) \quad (3.3)$$

где, B –расход натурального топлива, т/год. $B=41$

A^r –сгорания зольность топлива на рабочую массу, %. $A^r=40,4$

η –доля твердых частиц, удавливаемых в золоуловителях;

$X = a_{\text{ун}} / (100 - \Gamma_{\text{ун}})$; $a_{\text{ун}}$ -доля золы топлива;

$\Gamma_{\text{ун}}$ -содержание горючих в уносе, %.

$$P_{ТВ} = 41 \cdot 40,4 \cdot 0,0019 \cdot (1 - 0) = 3,147$$

Расчет выбросов оксидов серы:

$$P_{SO_2} = 0,02BS^r(1 - \eta_{SO_2})(1 - \eta'_{SO_2}) \quad (3.4)$$

где, S^r -содержание серы в топливе, мг/куб.м

η'_{SO_2} -доля оксидов серы, %

$$P_{SO_2} = 0,002 \cdot 43 \cdot 0,56 \cdot (1 - 0,1) \cdot (1 - 0) = 0,043$$

Расчет выбросов оксида углерода:

$$P_{CO} = 0,01 \cdot B \cdot Q_i^r \cdot K_{CO} \cdot (1 - q_4/100) \quad (3.5)$$

где, K_{CO} –количество оксида углерода на единицу теплоты, выделяющейся при горении топлива, кг/ГДж.

$$P_{CO} = 0,001 \cdot 41 \cdot 16,12 \cdot 10^6 \cdot 2 \cdot 10^{-9} \cdot (1 - 2/100) = 0,013$$

Общая количество выбросов:

$$P = 3,147 + 0,043 + 0,013 = 3,203$$

По загрязнению атмосферного воздуха определяется категория опасности производства. Категорию опасности предприятия определяют по формуле:

$$КОП = \sum_{i=1}^n \left(\frac{M_i}{\text{ПДК}_i} \right) \alpha_i \quad (3.6)$$

где, M_i –масса выброса i –того вещества, тонн/год;

ПДК_i –среднесуточная ПДК в воздухе населенных мест, мг/м³;
 α_i - безразмерный коэффициент, позволяющий соотнести вредность i-того загрязняющего вещества с вредностью сернистого газа (зависит от класса опасности вещества). Применяется по таблицу 3.9.

Таблица 3.9. –безразмерный коэффициент

№ п/п	Класс опасности	α_i
1	I	1,7
2	II	1,3
3	III	1
4	IV	0,9

Расчет категория опасности резервуарный парков:
 Керосин:

$$\text{КОП} = \left(\frac{400,06}{0,12} \right) \cdot 0,9 = 3000,45$$

Бензин:

$$\text{КОП} = \left(\frac{1161,71}{1,5} \right) \cdot 0,9 = 697,026$$

Уайт-спирт:

$$\text{КОП} = \left(\frac{1487,41}{0,1} \right) \cdot 0,9 = 13386,69$$

Общая количество:

$$\text{КОП} = 3000,45 + 697,026 + 13386,69 = 17084,166$$

Насосная продуктовая:

Окис углерода:

$$\text{КОП} = \left(\frac{5898,51}{3} \right) \cdot 0,9 = 1769,55$$

Сажи:

$$\text{КОП} = \left(\frac{211,32}{0,12} \right) \cdot 1 = 1761$$

Оксид серы:

$$\text{КОП} = \left(\frac{30942}{0,05} \right) \cdot 1,3 = 804492$$

Оксид азота:

$$\text{КОП} = \left(\frac{1104,18}{0,04} \right) \cdot 1,3 = 35885,85$$

Общая количество:

$$\text{КОП} = 1769,55 + 1761 + 13408,2 + 35885,85 = 52824,6$$

Склад топлива:

Зола:

$$\text{КОП} = \left(\frac{3,147}{0,5} \right) \cdot 1 = 6,294$$

Оксид серы:

$$\text{КОП} = \left(\frac{0,043}{0,05} \right) \cdot 1,3 = 1,118$$

Оксид углерод:

$$\text{КОП} = \left(\frac{0,013}{3} \right) \cdot 1,3 = 0,0056$$

Общая количество:

$$\text{КОП} = 1,118 + 6,294 + 0,0056 = 7,4176$$

По данным результатов определяем общую категорию опасности предприятия:

$$\text{КОП} = 17084,166 + 52824,6 + 7,4176 = 69916,1836$$

По результатам расчета выбранный производства относится ко 2-му категорию опасности по загрязнению атмосферного воздуха (таблица 3.10).

Таблица 3.10 – категория опасности предприятия

№ п/п	КОП	Категория опасности
1	$>10^6$	I
2	$10^4 - 10^6$	II
3	$10^3 - 10^4$	III
4	$<10^3$	IV

3.3. Комплекс мероприятий по уменьшению выбросов в атмосферу

Выбор технологических процессов при подготовке нефти, газа, воды на центральных пунктах сбора (ЦПС) обусловлен необходимостью достижения максимального сокращения выбросов в атмосферу вредных веществ. Все технологические решения по уменьшению выбросов в атмосферу принимались на основе мониторинга окружающей среды.

1. В области основной технологии предусмотрены процессы повышения надежности с учетом результатов, опыта их эксплуатации, как в зарубежной, так и отечественной практике. Эти мероприятия следующие:

- объекты подготовки нефти, газа, воды выполнены технологическими линиями (в 2 потока);

- технология подготовки нефти и газа на КТЛ-1 обеспечивает извлечение серы 99,6%, на КТЛ-2 99,9%, при этом содержание сероводорода в газе не более 2 г на 100 м³ и 3,6 г меркаптанов на 100 м³ газа;

- безрезервуарная сдача товарной нефти нефтеперерабатывающему управлению;

- очистка меркаптанов на цеолитах основного газового потока позволяют получать чистые от меркаптанов сжиженные газы (пропан), и следовательно, предотвратить появление неорганизованных утечек меркаптанов в товарных парках, технология последующей каталитической очистки, регенерацию газа окислением меркаптанов до сероводорода и последующая аминовая очистка увеличивает извлечение серы, исключает появление щелочных стоков, а высокая степень каталитического превращения (85-86%) меркаптанов в сероводород уменьшает их содержание в товарном газе;

2. Технологические процессы добычи, внутри промыслового транспорта и переработки сероводородсодержащего сырья.

В случае, когда возможно превышение рабочего давления в результате перегрева, предусмотрены блокировки на подаче теплоносителя и установлении регулятора давления, а также предохранительные клапаны со сбором в закрытую систему.

3. Предусмотрено применение специальных и модифицированных конструкционных сталей, стойких к сероводородной коррозии, для всего оборудования и трубопроводов.

4. Предусмотрена антикоррозийная конструкция защиты оборудования, подверженного сероводородной коррозионной агрессии.

5. Предусмотрен автоматический и экспрессный контроль коррозионного состояния оборудования и трубопроводов.

6. Предусмотрены специальные организационные мероприятия, например, на повышение эффективности технического надзора в области безопасности строительства, монтажа, эксплуатации производственных

объектов.

7. Предусмотрен высокий уровень автоматизации производственных процессов. Любое отклонение от нормы фиксируются в памяти и на печатающем устройстве компьютера. История всех действий, процесс возникновения ситуации отображается с указанием хронологии, и может быть прочитана и проанализирована в любое время

4. Безопасность жизнедеятельности

4.1. Определение категория пожарной безопасности и оценка класса конструктивной пожарной опасности здания

Большое значение при осуществлении мер пожаро- и взрывобезопасности имеет оценка пожарной опасности производств.

Пожарная опасность – это совокупность условий, способствующих возникновению пожара и определяющих масштабы возможного ущерба. Эта совокупность условий включает:

- наличие горючего вещества в количествах, достаточных для нанесения ущерба;
- наличие окислителя;
- наличие источника зажигания достаточной мощности.

Условия, возникновения пожара в производственных помещениях зависят от того, какие вещества используются, перерабатываются или хранятся в здании или сооружении. Для рационального проектирования зданий и сооружений необходимо прежде всего установить категорию и уровень пожарной опасности производства.

Уровень пожарной опасности зданий определяется:

- пожароопасными свойствами, количеством и особенностями использования веществ и материалов, находящихся и используемых в помещениях зданий;
- пожарной опасностью строительных материалов;
- пожарной опасностью строительных конструкций;
- пожарной опасностью здания в целом (функциональная пожарная опасность объекта).

Уровень пожарной опасности здания в целом теперь классифицирован по функциональной и конструктивной пожарной опасности [1].

По функциональной пожарной опасности здания, помещения, группы помещений подразделяются на 5 классов, в зависимости от их использования. Класс Ф1 – для постоянного и временного проживания в зданиях. Класс Ф2 – здания культурно-просветительского назначения. Класс Ф3 – здания с предприятиями для обслуживания населения. Класс Ф4 – учебные, научные объекты, офисы. Класс Ф5 – производственные и складские объекты, которые в свою очередь, в зависимости от количества и пожаровзрыво-опасных свойств находящихся (обращающихся) в них веществ и материалов.

В соответствии со строительными нормами и правилами (СНиП 11-90-81) производственные здания и склады по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности подразделяются на шесть категорий: А, Б, В, Г, Д, Е. Категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности принимаются в соответствии с таблицей 4.1.

Определение категорий помещений осуществляется путем последовательной проверки принадлежности помещений к категориям, приведенным в таблице 4.1, от высшей (А) к низшей (Д). Определение пожароопасных свойств веществ и материалов производится на основе справочных данных, утвержденных в установленном порядке [3].

Таблица 4.1 – Категорирование помещений по взрывопожарной и пожарной опасности

Категория помещения	Характеристика веществ и материалов, находящихся (обращающихся) в помещении
1	2
А Взрывопожаро- опасная	Горючие газы с нижним концентрационным пределом воспламенения в воздухе 10% (объемных) и менее, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки до 28°C в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазо-воздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа.
Б Взрывопожаро- опасная	Горючие пыли или волокна, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более 28°C в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные пылевоздушные или паровоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа.
В1...В4 Пожароопасная	Горючие и трудногорючие жидкости с температурой вспышки свыше 61°C, горючие пыли или волокна с нижним пределом воспламенения более 65 г/м ³ и меньше, если из указанных газов, жидкостей и пылей могут образоваться взрывоопасные смеси в объеме, превышающем 5% объема воздуха в помещении.
Г	Несгораемые вещества и материалы в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистой теплоты, искр и пламени; твердые вещества, жидкости и газы, которые сжигаются или утилизируются в качестве топлива.

Д	Непожароопасные технологические процессы, где имеются негорючие вещества и материалы в холодном состоянии.
Е	Горючие газы без жидкой фазы и взрывоопасные пыли в таком количестве, при котором из них могут образоваться взрывоопасные смеси в объеме, превышающем 5% объема воздуха в помещении, в котором по условиям технологического процесса возможен только взрыв (без последующего горения), вещества, способные врываться (без последующего горения) при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом.

Таблица 4.2 – К определению категорий В1...В4

Категории	Удельная пожарная нагрузка g на участке, МДж/м ²	Способ размещения
В1	Более 2200	Не нормируется
В2	1401-2200	См. Примечание 2 [2]
В3	181-1400	См. Примечание 2 [2]
В4	1-180	На любом участке пола помещения площадью 10м ² . Способ размещения участков пожарной нагрузки определяется согласно [2].

Количество пожароопасных веществ и материалов в помещении, при определении его категории опасности, учитывается путем определения избыточного давления взрыва ΔP при расчетной аварии, связанной с утечкой максимального количества веществ и материалов в помещении (для помещений категорий А и Б).

Определение категорий В2...В4 помещений производится путем сравнения максимального значения пожарной нагрузки с пожарной нагрузкой, приведенной в таблице 4.2.

Удельная пожарная нагрузка g (МДж/м²) определяется из соотношения:

$$g = Q/S, \quad (4.1)$$

где, S - площадь размещения пожарной нагрузки, м² (но не менее 10 м²);
 Q - пожарная нагрузка (МДж), определяемая из соотношения:

$$Q = \sum_{i=1}^n G_i Q_{Hi}^p \quad (4.2)$$

где, G_i - количество i -го материала пожарной нагрузки, кг;
 Q_{Hi} - низшая теплота сгорания i -го материала пожарной нагрузки, МДж/кг.

Расчет:

Исходные данные:

Существующее предприятия применяется для хранения нефтепродуктов.

Число этажей – 1

Размер зданий в плане: 24x100 м

Высота помещений – 4,2 м

Материалы конструкций здания: стены – кирпичные; колонны и конструкции покрытия выполнены из металла.

Состав помещений (см. рисунок):

1 – склад фасованной продукции, площадью $S=720 \text{ м}^2$;

2 – резервуарный парк, площадью $S=1536 \text{ м}^2$;

3 – насосная продуктовая $S=54 \text{ м}^2$;

4 – административно-бытовой корпус, площадью $S=90 \text{ м}^2$.

Хранимая вещество в резервуарах – бензин.

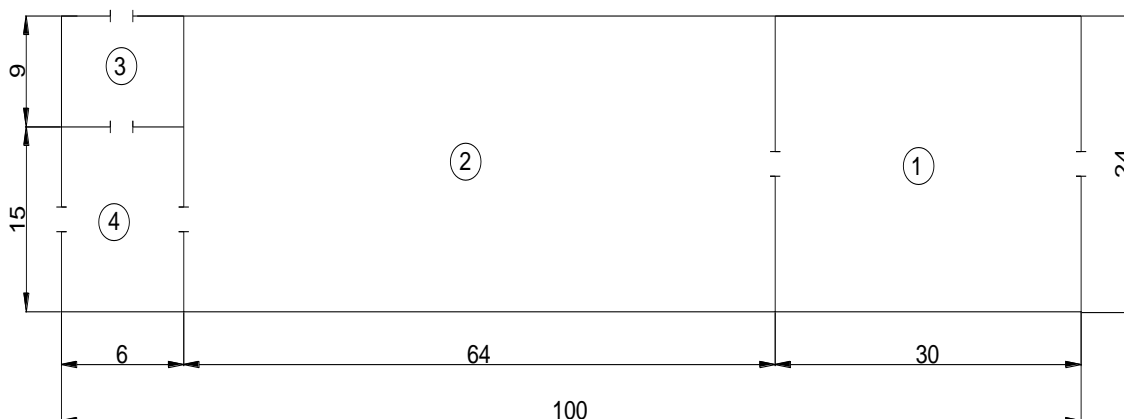


Рисунок 4.1– План и основные помещения предприятий, хранимого нефтепродукты.

По исходным данным определяем класс функциональной пожарной опасности рассматриваемого здания. В соответствии с п. 5.21 СНиП 21-01-87 [1] рассматриваемое здание, как здание производственного назначения, относится к классу функциональной пожарной опасности Ф 5. Для зданий этого класса требуется определять категорию отдельных помещений и зданий в целом по взрывопожарной и пожарной опасности.

Определение категории помещений здания по взрывопожарной и пожарной опасности производится в зависимости от пожароопасных свойств веществ и материалов, которые находятся или используются в помещениях, а также их количества и особенностей использования.

Материал конструкций здания и заготовок для изготовления продукции негорючий, т.е. является пожаровзрывобезопасным.

Хранимая нефтепродукт «бензин» - в соответствии со справочными данными [3], относится к легковоспламеняющимся жидкостям (ЛВЖ) с температурой вспышки 38°C, т.е. обладает взрывоопасными свойствами. Это означает, что для помещений, где он используется, необходимо определить «расчетное избыточное давление (ΔP)».

Расчет ΔP для помещений приготовления лакокрасочных материалов выполняем по формуле [4.3]:

$$\Delta P = \frac{m \cdot H_T \cdot P_0 \cdot z}{V_{св} \cdot \rho_B \cdot C_p \cdot T_0} \cdot \frac{1}{K_n}, \quad (4.3)$$

где, H_T – теплота сгорания, Дж/кг;

ρ_B – плотность воздуха до взрыва при начальной температуре T_0 , кг/м³;

C_p – теплоемкость воздуха, Дж/кг·К (допускается принимать равной $1,01 \cdot 10^3$ Дж/кг·К);

m – масса паров ЛВЖ, вышедших в результате расчетной аварии в помещение, кг;

P_0 – начальное давление, кПа (допускается принимать равным 101кПа);

T_0 – начальная температура, К;

z – коэффициент участия горючего во взрыве;

$V_{св}$ – свободный объем помещения, м³;

K_n – коэффициент, учитывающий не герметичность помещения и неадиабатичность процесса горения (допускается принимать равным 3)

$H_T = 43624$ Дж/кг, (справочник) [3];

$P_0 = 101$ кПа;

$V_{св} = K_{св} \cdot V_{пом} = 0,8 \cdot 54 \cdot 4,2 = 181,4$ м³;

$z = 0,3$ (табл. 2. НПБ);

$\rho_B = 1,2$ кг/м³;

$C_p = 1,01 \cdot 10^3$ Дж/кг·К;

$T_0 = 293$ К;

$K_n = 3$;

$m = 1,77$ кг (опред. по спец. расчету [2]).

$$\Delta P = \frac{1,77 \cdot 43624 \cdot 10^3 \cdot 101 \cdot 0,3}{181,4 \cdot 1,2 \cdot 1010 \cdot 293} \cdot \frac{1}{3} = 12,1 \text{ кПа}$$

Определение категории взрывопожароопасности здания в целом, согласно СНиП 11-90-81 [2], производится путем последовательного отнесения здания от высшей категории опасности (А) к низшей (Д) и проверки соответствующих условий:

- предприятие не может относиться к категории А, т.к. в нём отсутствуют помещения категории А;

- проверяем условия отнесения предприятия к категории Б. Согласно СНиП 11-90-81, здание относится к категории Б, если одновременно выполнены два условия:

а) предприятия не относится к категории А;

б) суммарная площадь помещений категорий А и Б превышает 5% суммарной площади всех помещений или 200 м².

Первое условие выполняется – здание не относится к категории А.

Проверяем второе условие:

$$S_{ном}^{A+B} > 5\% S_{ном}^{общ} \quad \text{или} \quad S_{ном}^{A+B} > 200 м^2$$

$$S_{ном}^{A+B} = 54 + 90 = 144 м^2 < 200 м^2$$

$$S_{общ} = 720 + 1536 + 54 + 90 = 2400 м^2$$

$$5\% S_{ном}^{общ} = 0,05 \times 2400 = 120 м^2$$

Таким образом, суммарная площадь помещений здания категории Б ($S_{ном}^B = 144 м^2$) превышает 5% общей площади всех помещений здания ($5\% S_{ном}^{общ} = 120 м^2$). Два условия выполняются – здание в целом относится к категории Б (взрывопожароопасное).

В соответствии с п. 5.19 СНиП 2 1-01-97* [1] здания и пожарные отсеки по конструктивной пожарной опасности подразделяются на 4 класса: С0, С1, С2, С3.

Класс конструктивной пожарной опасности здания зависит от класса пожарной опасности конструкций. Для конструкций класс их пожарной опасности определяется в соответствии с [4], где они делятся на 4 класса: К0, К1, К2, К3, в зависимости от размера повреждения образца (обугливание, оплавление, выгорание), наличия тепловых эффектов и пожарной опасности материалов конструкций (горючесть, воспламеняемость, дымообразующая способность).

Так как материалы конструкций рассматриваемого здания (металл, кирпич) относятся к классу К0, то, в соответствии с данными таблицами 4.3 СНиП 21-01-97 [1] все здание относится к классу конструктивной пожарной опасности С0

Таблица 4.3 –класс пожарной опасности строительных конструкций

Класс конструктивной пожарной опасности здания	Класс пожарной опасности строительных конструкций, не ниже				
	Несущие стержневые элементы (колонны,	Стены наружные с внешней	Стены, перегородки, перекрытия и	Стены лестничных клеток и противопожарные преграды	Марши и площадки лестниц в лестничных

	ригели, фермы и др.)	стороны	бесчердачн ые покрытия		клетках
С0	К0	К0	К0	К0	К0
С1	К1	К2	К1	К0	К0
С2	К3	К3	К2	К1	К1
С 3	Не нормируется			К1	К3

Условия развития пожара в зданиях и сооружениях во многом определяются степенью их огнестойкости. Степенью их огнестойкости называется способность здания в целом сопротивляться разрушению при пожаре. Производства по степени огнестойкости подразделяются на пять степеней: I, II, III, IV, V. По нашим данным производства относится II степени, т.к. материал конструкций сделан из кирпича и металла. А предел огнестойкости предприятия -2,5 час.

4.2. Обеспечение пожарной безопасности предприятия

1. Меры пожарной безопасности при проектировании производства
2. Способы пожаротушения
3. Первичные средства тушения подаров

С точки зрения пожарной безопасности генеральные планы предприятий должны: обеспечивать необходимые безопасные и расстояния от границ предприятия до соседнего предприятия, населенного пункта, полосы магистральных железных дорог и водных путей; предусматривать правильное зонирование зданий и сооружений с учетом их назначения и других признаков; удовлетворять требуемым противопожарным разрывам между зданиями и сооружениями.

Для правильного определения противопожарных разрыва необходимо одновременно учитывать требования пожаробезопасности и производственные условия. В ряде случаев целесообразно применять минимально допустимые разрывы, обеспечивая безопасность надежными техническими средствами предупреждения или подавления пожара в его начальной стадии. При планировке предприятий требуется также обеспечить удобный подъезд пожарных автомобилей к зданиям.

Тушения пожара сводится к активному воздействию на зону горения для нарушения устойчивости реакция одним из принятых средств пожаротушения.

Устойчивость горения в первую очередь зависит от температуры в зоне химической реакции, которая определяется условиями теплообмена с окружающей среды.

Для тушения пожаров широкое применение находят такие вещества, как вода, ее пары, а также другие жидкости, газы и твердые порошки некоторых веществ, обладающих наиболее эффективным пожаротушающим действием.

Хранение и применение этих веществ в условиях пожара должно быть безопасным для человека и не вызывать повреждения технологического оборудования.

Основными огнегасительными веществами являются вода, химическая и воздушно-механическая пены, водные растворы солей, инертные и негорючие газы, водяной пар, галоидоуглеводородные огнегасительные составы и сухие огнетушащие порошки.

К числу средств тушения загораний и пожаров, которые могут быть эффективно использованы в начальной стадии пожара, относятся внутренние пожарные краны, огнетушители, кошмы, песок.

Пенные огнетушители типа ОП -5 предназначены для тушения твердых горючих материалов, легковоспламеняющихся и горючих жидкостей на площади примерно 1 м.кв. основным компонентом заряда является щелочной раствор, кислотный раствор в полиэтиленовом стакане. Масса заряда -9,1 кг, масса заряженного огнетушителя -14,5 кг, количество пены 90 л, время действия -60 с, дальность действия 6-8 м.

В тех случаях, когда водопенный раствор способствует развитию процесса горения или является проводником электрического тока, пенные огнетушители применять нельзя. Огнетушащим веществом в этих огнетушителях служит химическая или воздушно-механическая пена.

5. Экономическая часть

5.1. Определение показателей финансово-экономической эффективности инвестиций в установлению газо-уравнительной системы

Общая часть

В данном разделе дипломного проекта рассматривается вопрос экономической эффективности установлению установку газо-уравнительной системы на резервуарах для снижения выбросов в атмосферному воздуху.

Организационный план

С целью снизить выбросов вредных веществ в атмосферу планируется установка газо-уравнительной системы на резервуарах для приема и хранения нефтепродуктов.

Юридический план

Кредит планируется брать в банке для приобретения новую установку для резервуаров, с дальнейшей выплатой процентов по кредиту. Процентная ставка 10% годовых, срок кредитования 9 лет.

В качестве основных показателей и критериев финансово-экономической эффективности инвестиций в условиях рыночных отношений использованы

- простые показатели:
- простая норма прибыли - простая норма рентабельности инвестиций;

сравнение расчетной величины с минимальным или средним уровнем доходности (процентной ставки по кредитам, облигациям, ценным бумагам, депозитным вкладам) приводит к заключению о целесообразности дальнейшего анализа данного проекта;

- простой срок окупаемости капитальных вложений; представляет собой период времени, в течении которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции, определяет период в течении которого объект будет работать на "себя", т.е. получаемый объем чистого дохода засчитывается как возврат первоначально инвестированного капитала;

- срок предельно-возможного полного возврата банковских кредитов и процентов по ним; определяет период в течении которого полностью возвращаются банковские ссуды за счет дохода от реализации продукции (определяется при наличии заемного капитала).

– интегральные показатели:

- чистый дисконтированный доход; расчет этого показателя производится дисконтированием чистого потока платежей (чистого дохода); критерием финансовой эффективности инвестиций в сооружение объекта является условие: $\Delta_d > 0$, тогда доходность инвестиций превышает величину среднего норматива дисконтирования (или средней стоимости капитала);

- внутренняя норма доходности; определяется значением нормы дисконтирования, при котором чистый дисконтированный доход становится равным нулю; критерием эффективности инвестиций в сооружение проектируемого объекта служит условие превышения внутренней нормы доходности над средней величиной норматива дисконтирования: $E_{Вн} > E_{ср}$;

- срок окупаемости дисконтированных затрат; характеризует период, в течение которого полностью возмещаются дисконтированные капитальные вложения за счет чистого дохода, получаемого при эксплуатации объекта; критерием экономической эффективности инвестиций в сооружение объекта служит выражение $T_{ок} < T_p$.

Для инвестиционных проектов принята система оценочных критериев, которые позволяют определить его эффективность, выбрать из нескольких инвестиционных проектов наиболее приемлемый с точки зрения инвестора, определить отдачу денежных потоков, выбрать наиболее рациональную цену капитала, а так же решить ряд других задач.

Система критериев характеризуется следующими особенностями:

- инвестиции и денежные потоки должны быть сопоставимыми как во времени инвестиционного проекта, так и по месту их реализации. Минимальный период оценки один год.

- в систему входят несколько методов оценки. Каждый проект должен оцениваться по всему набору методов оценки.

- сопоставимость денежных показателей необходима:

- а) при инфляции;

- б) при существовании различных инвесторов;

в) при одновременности инвестиций и созданных в период реализации инвестиционного проекта денежных потоков;

г) при реализации инвестиционного проекта в разные промежутки времени:

В инвестиционной практике денежные потоки могут быть либо в виде чистых оттоков, либо в виде чистых притоков.

Чистый отток - это превышение различных видов расходов над различными видами доходов, имеют знак "-"

Чистый приток - это превышение различных видов доходов над различными видами расходов, имеют знак "+"

Расчеты эффективности обычно базируются на нулевом или первом году реализации инвестиционного проекта. Величины инвестиций и денежных потоков рассматриваются как годовые величины.

Система оценок делится на две группы:

1. Дисконтированные оценки или временные оценки. Они включают в себя:

1) ЧПС (NPV) - чистая приведенная стоимость (чистый приведенный эффект, чистый приведенный доход, чистая приведенная прибыль);

2) ИРИ (PI) - индекс рентабельности инвестиций;

3) ВНП (IRR) - внутренняя норма прибыли (внутренняя норма доходности. Норма окупаемости);

4) МВНП (MIRR) - модифицированная норма прибыли

5) ДСОИ (DPP) - дисконтированный срок окупаемости инвестиций;

1 Простые оценки:

6) СОИ (PP) - срок окупаемости инвестиций;

7) КЭИ (ARR) - коэффициент эффективности инвестиций.

Необходимость использования всех методов оценки вызвана тем, что оценки по различным методам могут иметь противоречивый характер. Сравнивая оценки инвестиций по различным методам аналитик делает выводы о приемлемости того или иного проекта.

ЧПС (NPV) "Чистая приведенная стоимость"

Этот метод основан на сопоставлении дисконтированных денежных потоков с инвестициями. При этом ЧПС (NPV) может использоваться в двух вариантах:

$$1) \quad \text{ЧПС} = \sum_{t=1}^n \frac{FV_t}{(1+rt)^n} - I_c, \quad (5.1)$$

где, FV_t - будущая стоимость (ценность) денег или возвратная стоимость;

r_t - темп прироста - ставка - банковская процентная ставка;

n - количество лет;

I_c - инвестиции.

$FV_t = PV_t (1+rt)^n$, где:

PV_t - сегодняшняя (текущая) стоимость денег (ценностей)

$$2) \quad \text{ЧПС} = \sum_{t=1}^n \text{FV}_t / (1+rt)^n - \sum_{t=1}^n \text{Ic}_t / (1+rt)^n \quad (5.2)$$

Лучшим инвестиционным проектом, по данному методу, будет считаться тот у которого:

ЧПС(NPV) > 0 и по максимальной его величине, следовательно фирма получает дополнительную рыночную стоимость.

ЧПС(NPV) = 0, то аналитик обязан провести дополнительные исследования по рассматриваемым проектам с учетом выплачиваемых налогов.

ЧПС(NPV) < 0, то проект отвергается, т.к. рыночная стоимость имущества уменьшается.

ВНП (IRR) "Внутренняя норма прибыли"

Внутренняя норма прибыли равна показателю цены капитала или ЧПС=0.

Для определения цены капитала:

- 1) аналитически выполняется несколько расчетов с тем чтобы довести ЧПС = 0, изменяя при этом r_t ;
- 2) рассчитывается по формуле:

$$\text{ВНП(IRR)} = r_1 * ([\text{ЧПС}_1^+ + (r_2 - r_1)] / [\text{ЧПС}_1^+] + [\text{ЧПС}_2^-]), \quad (5.3)$$

где ЧПС_1^+ - ЧПС при расчете капитала (процентной ставки) r_1

ЧПС_2^- - ЧПС при расчете капитала (процентной ставки) r_2

r_1 - цена капитала (процентная ставка) при которой ЧПС минимально превышает 0

r_2 - цена капитала (процентная ставка) при которой ЧПС минимально меньше 0

Оценка ВНП(IRR) имеет следующие свойства:

- 1) не зависит от вида денежного потока;
- 2) не линейная форма зависимости;
- 3) представляет собой убывающую функцию;
- 4) не обладает свойством адитивности;
- 5) позволяет предположить ожидать ли максимальную прибыль (норму доходности).

СОИ (PP) "Срок окупаемости инвестиций"

Это простой метод рассчитывается по формуле:

$$\text{PP} = \text{Ic} / \text{CF} \quad (5.4)$$

где, Ic – инвестиции

CF – денежный поток

Недостатки метода СОИ (PP):

- 1) не учитывает влияние денежных притоков последних лет;

2) не делает различия между накопленными денежными потоками и их распределением по годам;

3) не обладает свойством аддитивности.

Преимущества данного метода:

1) прост для расчетов;

2) способствует расчетам ликвидности предприятия, т.е. окупаемости инвестиций;

3) показывает степень рискованности того или иного инвестиционного проекта, чем меньше срок окупаемости тем меньше риск и наоборот.

Индекс рентабельности (PI)

Индекс рентабельности – это отношение суммарного дисконтированного дохода к суммарным дисконтированным затратам. Если инвестиции осуществлены разовым вложением, то данный показатель рассчитывается по формуле:

$$PI = \sum_{i=1}^n \frac{P_i}{(1+r)^i} \div K_0 \quad (5.5)$$

Если инвестиции представляют собой некоторый поток, распределенный во времени, то индекс рентабельности рассчитывается по следующей формуле:

$$PI = \sum_{i=1}^n \frac{P_i}{(1+r)^i} \div \frac{K_i}{(1+r)^i} \quad (5.6)$$

Очевидно, что если:

$PI > 1$, то проект следует принять;

$PI < 1$, то проект следует отвергнуть;

$PI = 1$, проект ни прибыльный, ни убыточный.

В отличие от чистого дисконтированного дохода индекс рентабельности является относительным показателем. Благодаря этому он очень удобен при выборе одного проекта из ряда альтернативных, имеющих примерно одинаковые значения NPV, либо при комплектовании портфеля инвестиций с максимальным суммарным значением NPV.

Таблица 5.1 –определение NPV , IRR и PI

Годы	CF	R, 10%	PV	годы
1	2	3	4	5
		0,1		
0	-1200000	1	-1200000	
1	200000	0,909091	181818,2	-1018182

2	200000	0,826446	165289,3	-852893
3	200000	0,751315	150263	-702630
4	200000	0,683013	136602,7	-566027
5	200000	0,620921	124184,3	-441843
6	200000	0,564474	112894,8	-328948
7	200000	0,513158	102631,6	-226316
8	200000	0,466507	93301,48	-133015
9	200000	0,424098	84819,52	-48195,2
10	200000	0,385543	77108,66	28913,42
11	200000	0,350494	70098,78	99012,2
12	200000	0,318631	63726,16	162738,4
13	200000	0,289664	57932,88	220671,2
14	200000	0,263331	52666,25	273337,5
15	200000	0,239392	47878,41	321215,9
16	200000	0,217629	43525,83	364741,7
17	200000	0,197845	39568,93	404310,7
18	200000	0,179859	35971,76	440282,4
19	200000	0,163508	32701,6	472984
20	200000	0,148544	29728,73	502712,7
NPV			502712,7	
PI			1,418927	
IRR			0,157766	

Метод расчёта внутренней нормы прибыли.

Внутренняя норма прибыли определяется как ставка процента, при которой величина инвестиций равна величине текущей ценности будущих денежных поступлений.

$$IRR=r1+(NPVr1/(NPVr1-NPVr2))*(r2-r1) \quad (5.7)$$

$$IRR=r1+f(r1)/(f(r1)-f(r2)) \times (r2-r1) \quad (5.8)$$

Вывод: IRR служит индикатором уровня риска по проекту, чем в большей степени IRR превышает принятый фирмой барьерный коэффициент, тем менее страшны ошибки денежных поступлений.

Из приведенных расчетов видно, что срок окупаемости инвестиций составит около 10 лет.

$$PV = -1200000 + 200000 \cdot 0,9 + 200000 \cdot 0,82 + 200000 \cdot 0,75 + 200000 \cdot 0,68 + 200000 \cdot 0,62 + 200000 \cdot 0,56 + 200000 \cdot 0,51 + 200000 \cdot 0,46 + 200000 \cdot 0,42 + 200000 \cdot 0,38 + 200000 \cdot 0,35 + 200000 \cdot 0,31 + 200000 \cdot 0,28 + 200000 \cdot 0,26 + 200000 \cdot 0,23 + 200000 \cdot 0,21 + 200000 \cdot 0,19 + 200000 \cdot 0,17 + 200000 \cdot 0,16 + 200000 \cdot 0,14 = 502712,7 \text{ млн.тенге}$$

Индекс рентабельности, PI, представляет собой отношение суммы приведенных эффектов к величине инвестиционных затрат и рассчитывается по формуле:

$$PI = \left(\sum_{t=1}^n \frac{PV_t}{(1+r)^t} \right) / K_0 \quad (5.8)$$

Если: $PI > 1$, то проект следует принять, $PI < 1$, то проект следует отклонить, $PI = 1$, то проект ни прибыльный, ни убыточный. Индекс рентабельности в отличие от чистого приведенного эффекта является относительным показателем. PI следует считать уже по времени расчета t, когда NPV положительный.

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{PV / (1+r)^t}{K_0} = 1,41.$$

Приобретение новую установку для хранения нефтепродуктов в резервуарах можно считать экономически целесообразным, так как $PI > 1$, технико – экономическое обоснование приобретение установку, показывает что необходимые суммарные капиталовложения, составляют 1,2 млн. тенге, дисконтированная стоимость составляет 502712,7 млн. тенге окупятся за 9 лет.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном дипломном проекте было исследовано оценка атмосферного воздуха выбранного региона, воздействие нефти на организм человека, дана характеристика аварийных ситуаций на нефтедобывающих предприятиях и причины их возникновения. Изучены правила безопасности при ремонте и бурении скважин. Дана характеристика состоянию безопасности на нефтепроводах.

Рассчитана количество выбросов вредных веществ при добыче нефти и хранения их в резервуарах, при трубопроводном транспортировке нефти и нефтепродуктов, при аварийных ситуациях в скважинах и при выполнении программы буровых работ. По рассчитанным данным было определено категория опасности предприятия. По результату расчета выбранный производства относится ко 2-ому категорию опасности по загрязнению атмосферного воздуха. Для снижения выбросов вредных веществ в атмосферу рекомендована установка газо-уравнительной системы на резервуарах для приема и хранения бензина, эффект снижения выбросов которой составляет 98%.

. Разработаны природоохранные мероприятия и подходы к обеспечению экологической безопасности - комплекс мероприятий по уменьшению выбросов в атмосферу. Выявлена экономическая эффективность от внедрения природоохранных мероприятий, проведен анализ мероприятий по снижению выбросов вредных веществ при транспортировке.

Перечень сокращений

СП –совместное предприятие

ПАУ –полициклические ароматические углеводороды

ПДК –предельно допустимая концентрация

КОП –категория опасности предприятия

КТЛ –комплексная технологическая линия

ГПЗ –газоперерабатывающие заводы

НПЗ –нефтеперерабатывающие заводы

ЦПС –центральный пункт сбора нефти

ВЮВ –восточный юго-восточный

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Айдосов Г.А., Айдосова Ж.А. Исследования развития нефтяного сектора Республики Казахстан// Алматы-2005
2. Заурбеков Н.С. Современные экологические проблемы в нефтегазовой отрасли Республики Казахстан // Бишкек: Илим-2007
3. Айдосов А.А., Айдосов Г.А., Н.С.Заурбеков Концептуальные основы решения проблем экологии// Бишкек: Илим-2007
4. Кожаметов Н.С., Заурбеков Н.С. Современные основные техники технологии удаления взвешенных веществ из атмосферный выбросов – часть 1. Алматы-2007
5. Ажиева Г.И., Айдосов А.А. Исследование влияния микроорганизмов вызывающих биологические повреждения материалов в бурения и ухудшающие состояние природной среды// Алматы -2007
6. Надиров Н.К. Высоковязкие нефти и природные битумы В5, Т1. История. Бассейны. Свойства –Алматы, 2001
7. Информационный портал www.kio.kz
8. Информационный портал www.kap.kz
9. Информационный портал [http// aksoi.ok.kz](http://aksoi.ok.kz)
- 10.Айдосов А.А., Айдосов Г.А. Оценка загрязнения атмосферного воздуха при испарении нефти в местах аварий// Нефть и Газ. Алматы-2006
- 11.Хакимжанов Т.Е. Охрана труда// Учебное пособие для вузов. Алматы-2006
- 12.Омарбекулы Т., Тилегенов И.С. Воздействия магистрального трубопровода на атмосферу// Промышленность Казахстана. Алматы-2005.
- 13.А.А. Жакупов, Р.С. Хижняк. Методические указания к выполнению экономической части выпускных работ (для бакалавров, обучаю-щихся по направлению «Электроэнергетика»). – Алматы: АИЭС, 2011. – 28 с.