

Х.Ф.Азизов

Г.Н.Гребенюк

Г.К.Ходжаева

**ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ
ПО ОЦЕНКЕ ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИХ
РИСКОВ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙНЫХ
СИТУАЦИЙ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ
НЕФТЕПРОДУКТОВ**

Монография

РЕГИОНАЛЬНАЯ ГЕОГРАФИЯ

Серия научных трудов и монографий

Выпуск 4



Издательство

Нижевартовского государственного
гуманитарного университета

2012

ББК 20.1
А 35

Печатается по постановлению Редакционно-издательского совета
Нижевартовского государственного гуманитарного университета

Рецензенты:

канд. тех. н., начальник отдела ПБПКиОТ
ОАО МПК «АНГГ», ОАО НК «РуссНефть» *Р.Б.Бакеев*;
д-р геогр. н., профессор, зав. кафедрой ФГиГ Волгоградского
государственного социально-педагогического университета *В.А.Брылев*;
канд. геогр. н., доцент кафедры ФГиГ Волгоградского
государственного социально-педагогического университета *Т.Н.Буруль*;
д-р геогр. н., доцент кафедры КиГ факультета ГиП Казахского
национального университета им. Аль-Фараби *А.Г.Кошим*;
канд. геогр.н., доцент СПбГУ *Д.В.Лопатин*

Азизов Х.Ф., Гребенюк Г.Н., Ходжаева Г.К.

А 35 **Практические рекомендации по оценке геоэкологических
рисков возникновения аварийных ситуаций при транспорти-
ровке нефтепродуктов:** Монография. — Нижневартовск: Изд-во
Нижеварт. гуманит. ун-та, 2012. — 80 с. — (Региональная гео-
графия. Серия научных трудов и монографий. Вып. 4).

ISBN 978–5–89988–962–2

Научный материал содержит результаты исследований геоэкологической оценки в нефтепроводной системе Нижневартовского района. Результаты расчетов создали научную основу для прогнозирования аварийности, рисков и отказов на нефтепроводах района.

Материал может быть использован муниципальными службами, природоохранными органами и органами управления производства в ходе проведения восстановительных мероприятий территорий, мониторинга и прогнозирования, а также при принятии решений по обеспечению экологической и промышленной безопасности функционирования рассматриваемой системы трубопроводов и в научных целях.

ББК 20.1

ISBN 978–5–89988–962–2

© Азизов Х.Ф., Гребенюк Г.Н.,
Ходжаева Г.К., 2012
© Издательство НГГУ, 2012

ВВЕДЕНИЕ

Особенностью территории Нижневартовского района является техногенная нагрузка нефтегазового комплекса на окружающую природную среду и обострения экологической ситуации, связанная с разведкой, промышленной разработкой нефтяных, газовых месторождений, транспортировкой, переработкой, хранением нефти и нефтепродуктов.

Положение усугубляется критическим физическим износом и моральным старением оборудования. Отставание с капитальным строительством и ремонтом эксплуатационных сооружений в нефтегазовой промышленности привело промышленные объекты месторождений Нижневартовского района к низкой эксплуатационной надежности. Все это усиливает действие факторов неопределенности и риска.

Негативное влияние трубопроводного транспорта на окружающую природную среду достаточно велико и многообразно. Природная окружающая среда это система, состоящей из основных компонентов, таких как, земли, водные объекты, атмосферный воздух.

На территории нефтегазового комплекса разрушительному воздействию подвержены практически все компоненты ландшафтов. Разливы нефти наиболее опасны для окружающей природной среды. Загрязнение территории разливами нефти по причине порывов нефтепроводов, распространение буровых растворов из шламовых амбаров с поверхностными и грунтовыми водами, а также других видов загрязнений, сопровождающих промышленное освоение нефти, приводит к угнетению и деградацию или полной гибели растительности, упрощению структуры и обеднению видового состава, неблагоприятной перестройке генофонда популяций [8].

Сотни тысяч скважин, десятки тысяч километров трубопроводов, подверженных коррозии, компрессорные станции и др. являются потенциальными источниками загрязнения земельных ресурсов нефтепродуктами при аварийных ситуациях.

В целях поддержания экологической и промышленной безопасности территории Нижневартовского района необходимы ве-

роятностные прогнозы о количестве рисков, аварий на трубопроводах и перспективы развития транспортировки углеводородного сырья в системе внутрипромысловых нефтепроводов Нижневартовского района.

В основу работы положены результаты изучения многолетних статистических данных аварий и разливов нефти на магистральных нефтепроводах и на месторождениях, их качественное и количественное влияние на окружающую природную среду; материалы полевых исследований проводимые совместно со студентами и аспирантами естественно-географического факультета НГГУ; отчеты и доклады о состоянии окружающей среды и природных ресурсов Нижневартовского района и Ханты-Мансийского автономного округа — Югра; метеоданные, предоставленные авиаметеостанцией Нижневартовского аэропорта за 2003—2010 годы.

Данная работа позволила оценить современную геоэкологическую ситуацию на месторождениях, в нефтепроводной системе Нижневартовского района.

Результаты расчетов создали научную основу для прогнозирования аварийности, рисков и отказов на нефтепроводах, оценки воздействия нефтегазовых выбросов от аварий на окружающую природную среду.

Материал может быть использован муниципальными службами, природоохранными органами и органами управления производства в ходе проведения восстановительных мероприятий территорий, мониторинга и прогнозирования, а также при принятии решений по обеспечению экологической и промышленной безопасности функционирования рассматриваемой системы трубопроводов на предприятиях и в научных целях.

Раздел 1

НЕФТЕПРОВОДНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ НИЖНЕВАРТОВСКОГО РАЙОНА

1.1. Состояние и развитие нефтегазового комплекса в районе исследования

Нефтегазовый комплекс является одним из локомотивов экономического роста в стране и обладает одним из максимальных инвестиционных мультипликаторов, которую обеспечивает значительную часть поступлений в бюджетную систему Российской Федерации.

В начале и середине XX века территория Западной Сибири мало привлекала ученых. Восточная часть Ханты-Мансийского округа, сильно заболоченная территория с густой тайгой, была практически непроходима. Несмотря на это, многие первооткрыватели, один из них И.И.Рынковский, преодолели путь в 30 км по замерзшему болоту, чтобы пробурить скважину. 22 июня 1965 г. из разведочной скважины «Самотлорское месторождение» ударил фонтан небывалой мощности — более тысячи тонн нефти в сутки. В марте 1961 года было открыто Мегионское нефтяное месторождение.

Изучением воздействия трубопроводов на окружающую среду занимались П.П.Бородавкин, С.М.Говорушко, В.И.Зоненко, У.С.Карабалин, Г.С.Кесельман, Б.И.Ким, Э.А.Махмутбеков, Л.Г.Телегин и др.

Некоторые аспекты взаимосвязи нефтегазодобывающего комплекса и окружающей природной среды Нижневартовского района рассмотрены в работах Х.Ф.Азизова, В.И.Булатова, С.В.Васильева, Г.Н.Гребенюк, В.В.Завьялова, В.В.Козина, Н.Я.Крупинина, К.И.Лопатина, Ф.Н.Рянского, Б.П.Ткачева, А.Г.Хуршудова и др.

Основными источниками воздействия являются сами трубопроводы и перекачиваемые, транспортируемые по этим трубопроводам нефтепродукты.

Особую опасность загрязнения окружающей природной среды представляют места пересечения трубопроводов с водными и

другими объектами. При прокладке и реконструкции трубопроводов изменяются инженерно-геологические условия, усиливаются термокарстовые процессы, образуются просадки и провалы, активизируются процессы заболачивания.

В зоне распространения многолетнемерзлых грунтов трубопроводы способствуют заболачиванию (вследствие препятствия поверхностному стоку и дополнительного увлажнения из-за накопления снега), активизации эрозионных процессов (в связи с нарушением растительного покрова и слабой устойчивостью насыпных грунтов) [11].

Наиболее сильным источником воздействия на природную среду являются перекачиваемые продукты. Воздействие транспортируемых продуктов в основном осуществляется на поверхностные воды, ихтиофауну, почвы, растительность и атмосферный воздух.

Трубопровод — это магистраль из стальных труб диаметром до 1500 мм. Укладывают на глубину до 2,5 метров. Нефтепроводы оснащены оборудованием для обезвоживания и дегазации нефти, оборудованием для подогрева вязких сортов нефти. Для поддержания необходимого давления устанавливают специальные перекачивающие станции. В начале магистрали — головные, затем через каждые 100—150 км — промежуточные. Протяженность магистральных трубопроводов России составляет 217 тыс. км., в т.ч. 151 тыс. км газопроводных магистралей, 46,7 тыс. км нефтепроводных, 19,3 тыс. км нефтепродуктопроводных. В состав сооружений трубопроводного транспорта входят 487 перекачивающих станций на нефте- и нефтепродуктопроводах, резервуарные парки вместимостью 17,4 млн. куб. м., а также 247 компрессорных станций, 4053 газоперекачивающих агрегата и 3300 газораспределительных станций [20].

В отрасли действуют 28 крупных нефтеперерабатывающих заводов (мощность от 1 млн. т/год), мини-НПЗ и заводы по производству масел.

Нефтяной комплекс России включает в себя 11 крупных нефтяных компаний, на долю которых приходится 90,8% от общего объема нефтедобычи в стране, и 113 мелких компаний, объем добычи которых составляет 9,2% [9]. Крупные нефтяные компании России осуществляют полный комплекс нефтяных работ —

от разведки, добычи и переработки нефти до ее транспортировки и сбыта нефтепродуктов.

Из субъектов Российской Федерации доминирующее положение занимает Ханты-Мансийский автономный округ, в котором сконцентрировано более 50% запасов нефти России. Нефть ХМАО отличается более высоким качеством, чем нефть Поволжья. Но дальнейшему увеличению нефтедобычи препятствует выработанность месторождений, 70% запасов нефти относятся к трудноизвлекаемым [38].

На территории округа открыто более 400 месторождений углеводородного сырья с запасами около 20 млрд тонн. Прогнозные запасы нефти Югры оцениваются в 35 млрд тонн. По своим потенциальным ресурсам, степени разведанности запасов, возможностям добычи, развитости производственной инфраструктуры и рентабельности освоения недр ХМАО способен еще не менее 30 лет оставаться важнейшей ресурсной базой страны, обеспечивая ее потребности в нефти на уровне 200 млн тонн в год [51].

В ближайшей перспективе Западная Сибирь (Ханты-Мансийский автономный округ, Ямало-Ненецкий автономный округ, Томская область) и Сахалин (включая шельф) будут оставаться основными регионами формирования поставок нефти в Азиатско-Тихоокеанском регионе (АТР). Экспорт нефти из Восточной Сибири и Республики Саха составляет около 100 тыс. т. [27].

Наиболее крупные месторождения сосредоточены в Средне-Обской нефтегазоносной области. Нефть ХМАО отличается более высоким качеством, чем нефть Поволжья. Но дальнейшему увеличению нефтедобычи препятствует выработанность месторождений, 70% запасов нефти относятся к трудноизвлекаемым [38].

Топливо-энергетический комплекс (ТЭК) региона основан на ресурсах ряда нефтегазовых месторождений. Среди разведанных полезных ископаемых можно выделить эксплуатируемые нефтегазоносные месторождения Верхне-Коликьеганское, на севере бассейна реки Вах и Нижневахское — новое месторождение в районе п.г.т.Излучинск. Разработкой существующих, а также разведкой будущих месторождений нефти и газа в бассейне реки Вах занимается транснациональная корпорация «ТНК-ВР». Разведанные запасы нефти в северной и восточной части бассейна

Ваха формируют основу диверсификации экономики Нижневартовского района, так как данная территория была введена в нефтяную эксплуатацию только в начале 90-х гг. прошлого столетия.

На территории только Нижневартовского района, общей площадью 118, 52 кв. км (около 2 млн. 370 тыс. 400 га), эксплуатируется 68 месторождений нефти, площадь которых занимает 20% всей территории района.

Сеть магистральных нефтепроводов, обеспечивающая транспортировку товарной нефти от пунктов подготовки нефти недропользователей к нефтеперерабатывающим предприятиям, расположена в основном в Среднем Приобье на Западной части Нижневартовского, в Сургутском, Нефтеюганском и Кондинском районах.

Идею использования трубопроводов для перекачки нефти и нефтепродуктов предложил великий русский ученый Д.И.Менделеев. Он объяснил основные принципы строительства и привел аргументы в пользу этого вида транспорта.

Любое нефтяное месторождение обустроено разветвленной сетью трубопроводов, предназначенных для совместной или раздельной транспортировки нефти, газа и минерализованной (пластовой) воды [21]. В зависимости от состава перекачиваемой среды промышленные трубопроводы подразделяются на нефте-, газо-, нефтегазопроводы и водоводы.

Различают три вида нефтепроводов. *Промысловые*, как понятно из названия, соединяют скважины с различными объектами на промыслах. *Межпромысловые* ведут от одного месторождения к другому, магистральному нефтепроводу или просто относительно удаленному промышленному объекту, находящемуся за пределами исходного нефтедобывающего комплекса. *Магистральные* нефтепроводы прокладывают для доставки нефти от месторождений до мест перевалки и потребления, к которым, в том числе, относятся нефтебазы, нефтеналивные терминалы, нефтеперерабатывающие заводы.

В состав магистральных трубопроводов входят:

— трубопровод (от места выхода с промысла подготовленной к дальнему транспорту товарной продукции) с ответвлениями и лупингами, запорной арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, узлами подключения нефтеперека-

чивающих станций, компрессорных станций, узлами замера расхода газа, пунктами редуцирования газа, узлами пуска и приема очистных устройств, конденсатосборниками и устройствами для ввода метанола;

— установки электрохимической защиты трубопроводов от коррозии, линии и сооружения технологической связи, средства телемеханики трубопроводов;

— линии электропередачи, предназначенные для обслуживания трубопроводов и устройства электроснабжения и дистанционного управления запорной арматурой и установками электрохимической защиты трубопроводов;

— противопожарные средства, противоэрозионные и защитные сооружения трубопроводов;

— здания и сооружения линейной службы эксплуатации трубопроводов;

— постоянные дороги и вертолетные площадки, расположенные вдоль трассы трубопровода, и подъезды к ним, опознавательные и сигнальные знаки местонахождения трубопроводов;

— головные и промежуточные перекачивающие и наливные насосные станции, резервуарные парки, компрессорные станции и газораспределительные станции;

— станции подземного хранения газа;

— пункты подогрева нефти и нефтепродуктов, указатели и предупредительные знаки [14].

Магистральные трубопроводы прокладываются подземно. Прокладка трубопроводов по поверхности земли, грунтовой насыпи, или на опорах допускается в пустынных и горных районах, болотистых местностях, районах горных выработок, оползней и районах распространения вечномерзлых грунтов, на неустойчивых грунтах, а также на переходах через естественные и искусственные препятствия. При этом должны предусматриваться специальные мероприятия, обеспечивающие надежную и безопасную эксплуатацию трубопроводов [18].

Общая протяженность сети трубопроводов на территории Ханты-Мансийского автономного округа — Югры по состоянию 01.01.2010 года, по данным эксплуатирующих предприятий, составляет 99,2 тыс. км (в том числе магистральные трубопроводы — 15,7 тыс. км) [19].

Первые трубопроводы на территории округа были построены в 1965—1973 годы [33].

К середине 1970-х гг. на территории округа сложился каркас сети магистральных трубопроводов из трех основных коридоров:

1) газопроводов с северо-запада (Игрим — Пунга — Советский) на Урал;

2) нефтепроводов с юго-запада на юг (Шаим — Урай — Тюмень);

3) нефтепроводов из Среднего Приобья на юго-запад (Сургут — Усть-Балык — Пыть-Ях — Тобольск) в Тюмень и Омск.

В 1970—1980 годы по территории округа были проложены новые магистральные трубопроводы. Они соединили месторождения природного газа (Медвежье, Уренгой, Ямбург) и нефти (Холмогоры, Тарасовское, Муравленское, Красноленинское) с потребителями на юге Западной Сибири, Урале, в Поволжье и Центре России.

В перспективе предполагается достроить нефтепровод от Иркутска до одного из портов Дальнего Востока и в КНР, что позволит отправлять западносибирскую нефть на два мировых рынка — в Европу и в Юго-Восточную Азию. Есть проект строительства следующих коридоров: Ноябрьск — Сургут — Тобольск; Красноленинск — Шаим — Конда — Тюмень; Надым — Верхнеказымский — Октябрьское — Нягань — Югорск — Серов; Надым — Белоярский — Пунга — Вуктыл; Нижневартовск — Томск — Кузбас [35].

Таким образом, для дальнейшего развития нефтяной и газовой промышленности необходима современная транспортная инфраструктура с разветвленной сетью трубопроводов для перекачки нефти и нефтепродуктов и при этом составляющую безопасную экологическую обстановку для окружающей природной среды.

Раздел 2

ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОЦЕНКЕ ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ

2.1. Аварии на нефтепроводах, их причины и методы анализа

Нижневартовский экономический район — один из важнейших индустриальных центров страны. Основу его промышленности составляют предприятия топливно-энергетического комплекса. Всего на территории района разрабатываются 98 лицензионных участков углеводородного сырья, освоением которых занимаются предприятия крупнейших нефтяных компаний: ОАО «ТНК-ВР», ОАО «НГК «Славнефть», ООО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь», ОАО НК «Роснефть», ОАО НК «РуссНефть», ОАО АНК «Башнефть», НК «Газпромнефть».

В структуре промышленного производства деятельность, связанная с добычей нефти и попутного нефтяного газа, занимает доминирующее положение и составляет более 93%. Каждая пятая тонна российской нефти ежегодно добывается в Нижневартовском районе.

В разрезе административных районов лидерство принадлежит Сургутскому району (40% от общего объема добычи). Далее идут Нижневартовский район (30%), Ханты-Мансийский район (14%), Нефтеюганский район (11%).

По нефтедобывающим предприятиям, ведущим добычу нефти в Нижневартовском районе, текущие геологические запасы составляют примерно 6,0 млрд. т, из них на долю крупнейшего в Западной Сибири Самотлорского месторождения приходится около 3 млрд.т. Кратность запасов при существующих темпах отбора составляет 50—60 лет [43].

В настоящее время добычу нефти и газа осуществляют 14 предприятий района, владеющие долгосрочными лицензиями на право пользования недрами с целью разведки и добычи углеводородного сырья.

В целом на территории района основной объем добычи нефти обеспечивают 7 вертикально-интегрированных нефтяных компаний, добыча по которым составила около 99% от общей добычи нефти на территории района. Чуть более 1% от общего объема добывается прочими независимыми производителями, не входящими в состав компаний.

Распределение позиций между компаниями по объему добычи нефти сложилось следующим образом:

ОАО «ТНК-ВР» — более 53% от общего объема на территории района; ОАО НГК «Славнефть» — более 18%; НК «ЛУКОЙЛ» — около 15%; НК «РуссНефть» — около 6%; НК РосНефть — около 4%; ОАО «Газпромнефть» — более 2%; ООО АНК Башнефть — около 1% [42].

Развитие нефтегазодобывающей промышленности сопровождается строительством большого количества техногенных объектов линейного характера. Параллельно с добычей нефти ускоренными темпами развивается транспортная инфраструктура. Строительство трубопроводов (нефтепроводы, продуктопроводы, газопроводы, водоводы) сопровождается полной или частичной трансформацией и основой формирования механического воздействия на окружающую среду.

Транспортировка и экспорт нефти являются основой экономической стабильности нашей страны. Современная цивилизация характеризуется чрезвычайно развитой системой подземных коммуникаций. Трубопроводы являются неотъемлемой частью этой системы.

На территории округа берут свое начало и проходят по ней 29 нефтепроводов. Каждый включает в себя сам трубопровод, перекачивающие насосные станции, резервуарные парки, линии электропередачи, вдольтрассовые дороги и проезды, линии связи, средства автоматики и телемеханики. Уникальные нефтепроводы Усть-Балык — Курган — Уфа — Альметьевск, Нижневартовск — Курган — Куйбышев, Сургут — Полоцк и другие представляют собой крупнейшие энергетические системы.

Выходы магистральных нефтепроводов из Ханты-Мансийского автономного округа ориентированы на восток, запад и юг (рис. 1).

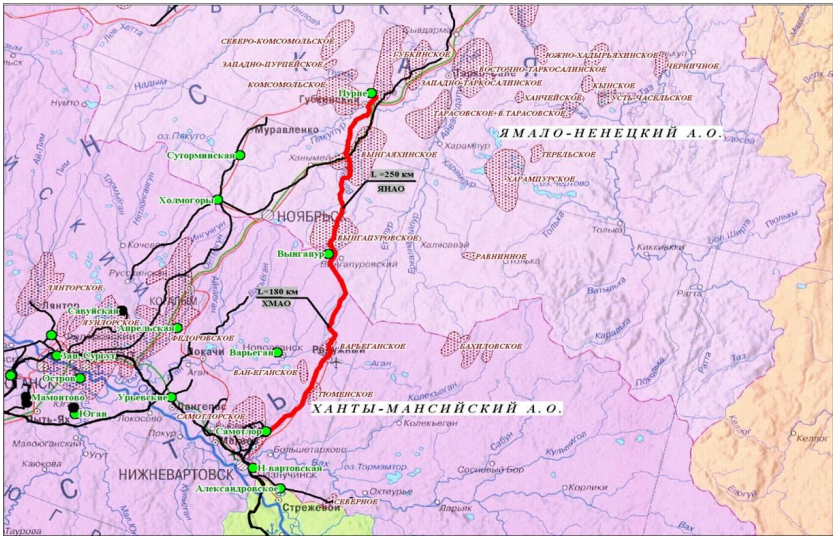


Рис. 1. Карта-схема магистральных нефтепроводов Ханты-Мансийского автономного округа — Югры

Одна трасса трубопровода диаметром 1220 мм идет на восток (Нижневартовск — Александровское — Анжеро-Судженск); две трассы диаметром 1220 мм идут на запад (Сургут — Кондинское — Пермь, Краснолениск — Шаим — Кондинское и Сургут — Уват — Исетское — Ново — Уфимск); одна трасса трубопроводов 1020 мм идет на юг (Сургут — Уват — Омск) [51].

Нефтепроводная система округа способна перекачивать более 400 млн тонн нефти в год [27] на внутренние и внешние рынки (табл. 1).

Таблица 1

Протяженность нефтепроводной системы ХМАО — Югры

Наименование	Диаметр (мм)	Протяженность (км)	Год ввода
Шаим — Тюмень	580	410	1965
Усть-Балык — Омск	1020	964	1967
Нижневартовск — Усть-Балык	720	279	1969
Александровское — Нижневартовск	720	48	1969

Александровское — Анджеро-Судженск	1220	818	1972
Усть-Балык — Нижневартовск	1020	278	1973
Усть-Балык — Курган — Уфа — Альметьевск	1220	1836	1973
Самотлор — Александровское	1020	64	1975
Самотлор — Нижневартовск	1220	65	1976
Холмогоры — Сургут	820	265	1976
Нижневартовск — Курган — Куйбышев	1220	2246	1976
Сургут — Полоцк	1220	3252	1978
Урьевские — Южный Балык	1220	196	1980
Шаим — Конда	530	108	1984
Повх — Покачи — Урьевские	720	155	1985
Хохряковское месторождение — Тюменское месторождение	530	92	1985
Холмогоры — Клин	1220	2431	1986
Лянторовское месторождение — Федоровский	720	73	1986
Тарасовское месторождение — Муравленское месторождение	720	164	1986
Орехово-Ермаковское месторождение — НПС Юган	530	78	1986
Красноленинск — Шаим — Конда	820	345	1987
Приразломное месторождение — НПС Каркатеевы	426	36	1987
Петелинское месторождение — НПС Южный Балык	219	22	1987
Вэнгапуровское месторождение — Белозерный ЦТП	820	85	1987
Бахиловское месторождение — Хохряковское месторождение	720	124	1987
Вынгайхинское месторождение — НПС Ханьмей	377,426	43	1987
Ватьеганское месторождение — НПС Апрельская	530	37	1986
Уренгой — Холмогоры	1020	228	1988
Приразломное месторождение — НПС Каркатеевы	720	67	1992
ЦПС Харампурское месторождение — ЦПС Тарасовское месторождение	530	120	1993

Общая протяженность сети трубопроводов на территории Ханты-Мансийского автономного округа — Югры по состоянию 01.01.2010 года, по данным эксплуатирующих предприятий, составляет 99,2 тыс. км (в том числе магистральные трубопроводы — 15,7 тыс. км) [19].

Протяженность нефтепроводов с каждым годом увеличивается. Развитие сети магистральных нефтепроводов сопровождается непрерывным повышением уровня технической оснащенности трубопроводов. Так, например, освоен технологический процесс перекачки «из насоса в насос», уменьшающий потребность в резервуарной емкости, широкое внедрение получила периодическая очистка нефтепроводов и безрезервуарный метод приема и сдачи нефти. Большие работы выполнены по освоению новой техники и эксплуатации нефтепроводов больших диаметров. Широкое развитие получили автоматизация и телемеханизация магистральных нефтепроводов [25].

На рисунке 2 показана карта-схема МН ОАО «Сибнефтепровод», основными видами деятельности которого являются:

- перекачка, координация и управление транспортировкой нефти по магистральным нефтепроводам;
- профилактические, диагностические и аварийно-восстановительные работы на нефтепроводах;
- организация работы по обеспечению охраны окружающей среды в районах объектов нефтепроводного транспорта.

На территориях Ханты Мансийского автономного округа — Югры и Нижневартовского района расположено множество внутрипромысловых нефтепроводов и газопроводов, которые принадлежат различным нефтяным компаниям (рис. 3, рис. 4).

Схема проектируемой до 2017 г. трассы магистральных нефте- и газопроводов на территории Нижневартовского района показана на рис. 5.

Приоритетными направлениями научно-технического развития в области трубопроводного транспорта являются [60]:

- создание высоконадежных ресурсосберегающих экологически чистых технологий, оборудования и приборов для обеспечения высокого качества работ при строительстве, эксплуатации и реконструкции систем трубопроводного транспорта;
- разработка новых технических средств обнаружения, локализации и ликвидации аварий на трубопроводном транспорте.

Магистральные нефтепроводы — сооружения большой протяженности, трассы которых пересекают леса, тундры, реки, озера, болота, овраги, железные и шоссейные дороги, подземные коммуникации и другие естественные препятствия.

В состав магистральных нефтепроводов входят: линейные сооружения, головные и промежуточные перекачивающие и наливные насосные станции, резервуарные парки.

На линейной части магистральных нефтепроводов источниками загрязнения могут служить микротрещины, коррозионные свищи как в самой трубе, так и в сварных соединениях, а также сальники линейной запорной арматуры. Повреждения трубопровода обычно возникают в результате коррозии или развития дефектов в недоброкачественных трубах, поставляемых с завода и не выявленных в процессе испытания нефтепровода перед вводом его в эксплуатацию. Ухудшение изоляционного покрытия трубопроводов также способствует коррозии труб, особенно быстро этот процесс протекает в агрессивных грунтах [25].

По уровню аварийности нефтепромысловые трубопроводы можно разделить на две группы [21]. В первую из них включены трубопроводы, по которым перекачиваются пластовые воды совместно с нефтью и газом или отдельно от них. Вторую группу составляют трубопроводы для перекачки безводных рабочих сред (нефть, газ), а также пресных вод.

В отсутствие пластовой воды в составе рабочей среды агрессивность последней резко снижается, соответственно уменьшается вероятность возникновения локальных коррозионных повреждений трубопроводов.

Уровень аварийности площадочных трубопроводов примерно в три раза ниже, чем выкидных линий от скважин, и сравним с аналогичным показателем линейной части нефтегазопроводов [21]. Такой уровень аварийности объясняется преимущественным использованием для обустройства площадочных трубопроводов стальных труб, не защищенных от коррозии изнутри, и отсутствием приемлемых технико-экономических решений по прокладке трубопроводов с внутренним покрытием или из стеклопластика в условиях ограниченного пространства при большом числе криволинейных участков.



Рис. 2. Карта-схема МН ОАО «Сибнефтепровод»

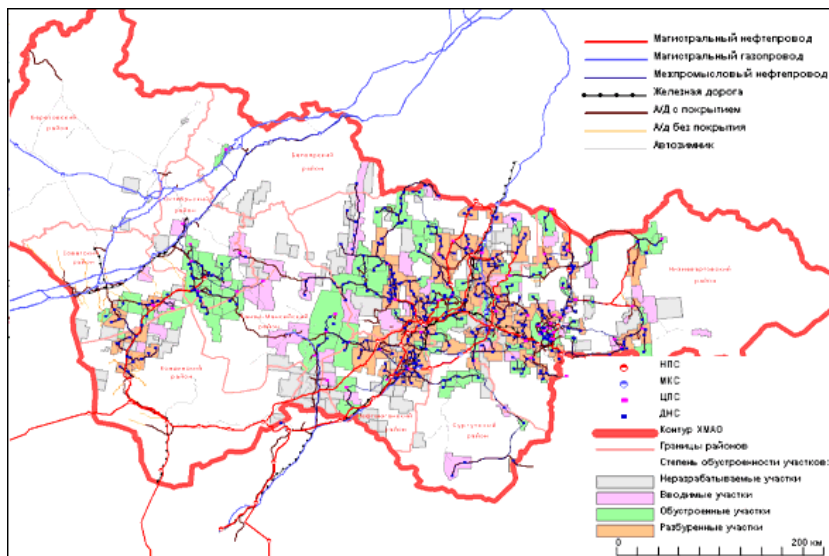
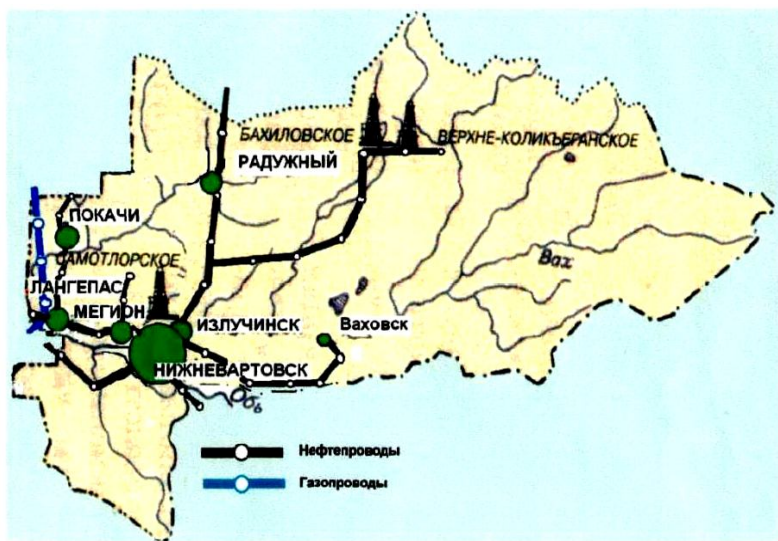
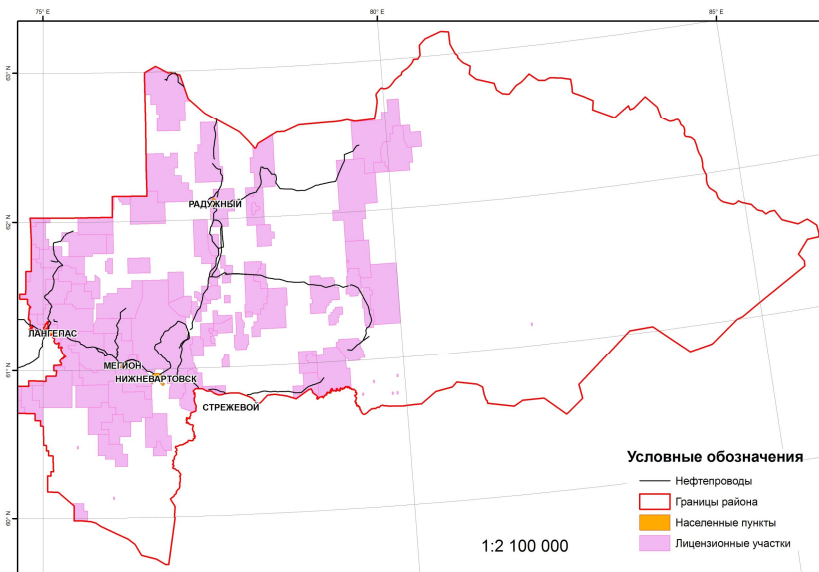


Рис. 3. Карта-схема магистральных и промысловых нефтепроводов Ханты-Мансийского автономного округа — Югра (по данным ГП «НФЦ РН им. В.И.Шпильмана»)



При работе нефтепровода в обычном режиме воздействие на окружающую среду минимально. Основное негативное воздействие на окружающую среду происходит при авариях на нефтепроводе: происходит выброс под давлением опасных химических и пожаровзрывоопасных веществ, приводящих к возникновению чрезвычайной техногенной ситуации — загрязнению воздуха, вод, почвы, повреждению или гибели представителей растительного и животного мира, людей в месте нанесения вреда и его проявлении [59].

Нарушение работы линейной части магистральных трубопроводов происходит в результате различного вида повреждений и отказов. Под повреждением следует понимать нарушение исправности линейной части, вызывающее снижение одного или нескольких технологических параметров по сравнению с проектными: уменьшение пропускной способности, рабочего давления в результате отложения парафинов, засорения трубопровода, коррозионных процессов и т.д. Повреждение можно классифицировать как незначительные и значительные. Некоторые незначительные повреждения со временем переходят в категорию значительных и приводят к аварии. Например, царапина на наружной поверхности трубы не нарушает работоспособности линейной части, но через некоторое время коррозия трубы в этом месте может явиться причиной отказа. Отложения парафинов также могут привести к полной закупорке трубопровода и, соответственно, к отказу. Анализ эксплуатационной надежности показывает, что как правило, повреждения предшествует отказам линейной части [45].

Существует следующие виды отказов: внезапный отказ, постепенный отказ, независимый отказ элемента, зависимый отказ элемента, частичный отказ, конструкционный отказ, сбой, перемежающийся отказ, производственный отказ, эксплуатационный отказ, полный отказ.

Полный отказ системы, осложненный выбросом перекачиваемого продукта, можно квалифицировать как аварию.

Используя положения Всемирной организации здравоохранения, аварийные ситуации имеет следующую классификацию:

1. По степени воздействия на окружающую среду:

— *незначительные*, с небольшим уровнем загрязнения окружающей среды, но требующих оздоровительных мер;

- *значительные*, включающие уровни загрязнения окружающей среды, пагубно влияющие на жизнь населения и требующие активных оздоровительных мер;
 - *чрезвычайно сильные*, приводящие к катастрофическому загрязнению окружающей среды, при котором никакая жизнедеятельность человека невозможна;
2. По сроку действия вредных последствий:
 - *кратковременно* (в течение часов или нескольких дней) влияющие на окружающую среду;
 - *вызывающие длительное* (от нескольких недель до нескольких месяцев) *загрязнение* окружающей среды;
 - *вызывающие постоянное* (в течение нескольких лет и более) *загрязнение* окружающей среды;
 3. По уровню требуемых ремонтно-восстановительных мер:
 - *требующие незначительных ремонтных работ* на уровне оператора;
 - *связанные с длительным сроком выполнения ремонтно-восстановительных работ* с привлечением сил сторонних организаций;
 - *требующие восстановления* как производственного объекта, так и прилегающей территории [45].

Геоэкологическая обстановка на территории Нижневартовского района во многом зависит от функционирования и развития нефтегазодобывающей (НГД) промышленности. Нефтегазовый комплекс оказывает воздействие на все элементы экосистем: атмосферный воздух, почвы, растительность, рельеф, поверхностные и подземные воды.

Особенностью нефти как загрязнителя является постоянное наличие спутников, без которых нефть в природе не существует. Попадание их в окружающую среду нередко оказывает более сильное негативное воздействие, чем сами углеводороды. Неотъемлемым компонентом сырой нефти являются минерализованные пластовые воды. Состав пластовых вод, которые извлекаются вместе с нефтью, концентрации в них солей и соотношения ионов, а соответственно и степень их экологической опасности может значительно варьировать. Преобладающей группой вод является хлоридно-натриевая.

При попадании нефти и нефтепродуктов изменяется весь комплекс свойств почвы, характеризующих ее плодородие: ухудшаются физические свойства, изменяется почвенный поглощательный комплекс, резко снижается содержание подвижных соединений азота и фосфора, развивается солонцовый процесс. В загрязненных почвенных горизонтах уменьшается кислотность почвенного раствора, происходит увеличение содержания органического вещества за счет компонентов нефти. Резко изменяется интенсивность окислительно-восстановительных ферментативных процессов [53].

По данным М.А.Глазовской, Н.П.Солнцевой для районов таежной зоны характерна относительно медленная минерализация нефтепродуктов в почвах и в водоемах, осаждение и накопление их на седиментационных барьерах. Избыточное атмосферное увлажнение, промывной режим почв, создают условия для вымывания вводно-растворимых органических и минеральных загрязняющих веществ, их дальнейшей миграции с грунтовыми и поверхностными водами, разбавления и рассеивания. В болотах происходит аккумуляция нефтепродуктов на геохимических барьерах.

Самые масштабные проявления геохимической трансформации почв обусловлены аварийными разливами нефти и ее спутника — пластовых вод. Велика роль в загрязнении почв шламовых амбаров, в которых находятся высокотоксичные реагенты буровых растворов и рассолы. Современные технологии устройства амбаров не исключают поступления токсичных веществ в почвы и грунтовые воды.

Тяжесть возникающих экологических следствий обусловлена не только уровнями первичного сброса загрязнителей но и особенностями почвенно-растительного покрова территории области: повышенным гидроморфизмом почв, господством на внепойменных территориях верховых болот при одновременном распространении мезотрофных транзитных болот в долинах рек и ложбинах стока, различной степени проявления альфегумусового процесса в почвах на высоких и низких террасах при одновременном изменении структуры фитоценозов сосновых лесов (состава травяно-кустарничкового и мохово-лишайникового ярусов) [37].

По характеру и времени воздействия выделяют два типа загрязнений — постоянные и случайные.

Постоянные — штатные сбросы и выбросы (которые, однако, не всегда соответствуют объемам, предусмотренным проектной документацией), приводящие к хроническому загрязнению окружающей среды углеводородными веществами и сточными водами. Эти загрязнения имеют предсказуемые характеристики и при необходимом комплексе природоохранных мер могут находиться в допустимых пределах. Тем не менее, суммарное воздействие штатных выбросов может достигать значительных масштабов.

Случайные — это аварийные ситуации, сопровождающиеся резким, залповым сбросом в окружающую среду зачастую очень значительных количеств углеводородного сырья или продукта. При этом за короткий промежуток времени наносится большой вред не только экосистемам — рецепторам пролитой нефти, но и другим отраслям экономики (лесному, рыбному хозяйству и т.д.).

По характеру последствий все многообразие техногенного воздействия нефтегазодобывающей (НГД) отрасли на экосистемы можно объединить в две группы: химическое и физико-механическое. Химическое воздействие проявляется в загрязнении территории нефтью и нефтепродуктами, минерализованными водами, буровыми отходами, продуктами неполного сгорания нефти на факелах. В частности нефть разливаясь на поверхности почвы, поражает растительность, как за счет непосредственного контакта с надземными частями растений, так и с их корневыми системами, поскольку последние расположены неглубоко. Просачиваясь в почву, нефть заполняет поры. Это вызывает снижение скважности почвы, ухудшение воздухо- и водообмена, сдвигает химический состав, уничтожает мезо- и микрофауну и микрофлору. Кроме того, нефть цементирует почвенные горизонты, вызывая увеличение их плотности. В результате поражаются не только травы и кустарнички, но и деревья, вплоть до полной гибели. Воздействие нефти на почвенные экосистемы усугубляются засолением почв за счет минерализованных вод.

Физико-механическое воздействие обусловлено различными работами по созданию инфраструктуры НГД.

Строительство трубопроводов в северных районах оказывает влияние на микроклимат тундры и лесотундры. Проходка тран-

шей локально изменяет режим питания растительного покрова влагой, нарушает теплофизическое равновесие, растекает многолетнемерзлые грунты, приводит к гибели чувствительный к механическому и другому воздействиям растительный покров мало-земельной тундры [31].

Утечки нефти, газа, конденсата, сточной воды, ментола и других загрязнителей на участках трубопроводов, расположенных под судоходными трассами морей, рек и каналов, наиболее подверженных механическим повреждениям из-за размывов, оползней, волочения якоря, дноуглубительных работ и т.п. нередко обнаруживают через продолжительное время после их проявления. Этими утечками наносится значительный ущерб окружающему природному ландшафту.

Основные нарушения окружающей среды при производстве земляных работ в районах распространения вечномерзлых грунтов состоят в:

- нарушении элементов первоначального рельефа;
- изменении каналов местного поверхностного стока;
- нарушении мохово-растительного покрова и изменении температурного режима вечномерзлых грунтов;
- активизации необратимых мерзлотных процессов, главным образом термокарста и эрозии.

Экологическое загрязнение в рамках понятия, определенного ЮНЕСКО, включает не только прямое, непосредственное введение сторонних веществ или энергии в окружающую среду, но и косвенное нарушение экологической целостности природного ландшафта, которое приводит к быстро или медленно проявляющемуся отрицательному последствию в отношении человека, и различных популяций флоры и фауны [31].

Изменение природной среды в результате антропогенных воздействий, ведущие к нарушению структуры и функционирования природных систем (ландшафтов) и приводящее к негативным социальным, экономическим и иным последствиям рассматривается как экологическая проблема [28, 29].

Экологическая проблема по исследованиям Б.И.Кочурова определяется по изменению свойств ландшафтов и степень ее проявления характеризуемая через интенсивность и площадь распространения этих изменений, и характер последствий. Б.И.Ко-

чуров условно выделяет три степени изменения природных свойств — признаков отдельных проблем: 1 — слабая, 2 — средняя, 3 — сильная.

Оценка степени деградации компонентов ландшафта по величине загрязнения можно провести по следующей схеме (табл. 2) [29].

Таблица 2

Оценка степени деградации природных компонентов ландшафта по величине загрязнения (Кочуров, 1999)

Степень деградации (ранг)	Степень деградации компонентов ландшафта	Острога экологической ситуации	Возможные количественные показатели
1	Ненарушенная	Удовлетворительная	Отсутствие или крайне малое загрязнение
2	Слабонарушенная	Конфликтная, напряженная	Загрязнение не превышает ПДК
3	Нарушенная	Критическая	Загрязнение превышает ПДК в 01 n — n раз
4	Сильно нарушенная	Кризисная	Загрязнение в n раз выше ПДК
5	Очень сильно нарушенная	Катастрофическая	Загрязнение в n — и 10 n раз превышает ПДК

Основные изменяющиеся компоненты природы при воздействии трубопроводного транспорта на окружающую среду Нижневартковского района являются водные, почвенные объекты, растительный и животный мир.

Проведенный анализ и результаты исследований на кустовых участках по определению содержания нефтепродуктов до и после рекультивации земель месторождений предприятия ЗАО «Варта-Грин» и ОАО «Самолторнефтегаз» летом и осенью показали, что основные причины порывов являлись внутренняя коррозия нефтепроводных труб. Местность разливов нефти в основном было болото покрытое растительностью. Для локализации места порыва проведены частичная откачка нефтепродуктов и частичная обваловка. Проникновение нефтепродуктов в почву составляли от 5 см до 35 см в зависимости от местности разливов нефти, рельефа

и от почвенного состава. Исследования проводили с использованием методики измерений массой доли нефтепродуктов в пробах почв на анализаторе жидкости «Флюорат-02» [32]. Процентное содержание нефтепродуктов до рекультивации были от 18,3% до 55,0%, а после рекультивации от 0,62% до 21,5%.

В районах двух кустовых площадок — район куста 1 № 1 и район куста 3 № 3, после рекультивации процентное содержание нефтепродуктов в пробе превышали норму (8% для органических почв) [55]. В остальных кустовых площадках процентное содержание нефтепродуктов в пробах после рекультивации были в пределах нормы (таблица 3).

Таблица 3

**Среднее содержание нефтепродуктов до и после
рекультивации земель на территориях месторождений
ЗАО «Варта-Грин и ОАО «Самотлорнефтегаз»**

Наименование предприятия: № района куста	Результаты исследования до рекультивации земель		Результаты исследования после рекультивации земель	
	нефтепродукты (мг/кг)	процентное содержание нефтепродуктов (%)	нефтепродукты (мг/кг)	процентное содержание нефтепродуктов (%)
ЗАО «Варта-Грин 1	459630,0	46,0	21522,1	21,5
ЗАО «Варта-Грин 2	540911,0	54,1	9233,4	0,92
ЗАО «Варта-Грин 2	453777,0	45,4	127312,05	12,7
ЗАО «Варта-Грин 3	424133,0	42,4	9909,9	1,0
ЗАО «Варта-Грин 4	410351,0	41,0	8959,6	0,90
ЗАО «Варта-Грин 5	401911,0	40,2	9377,1	0,94
ЗАО «Варта-Грин 5	410351,0	41,0	8151,6	0,82
ОАО «Самотлорнефтегаз» НП-1	404090,0	40,4	10518,1	1,1
ОАО «Самотлорнефтегаз» НП-1	318643,0	31,9	—	—
ОАО «Самотлорнефтегаз» НП-3	183143,0	18,3	8938,7	0,89
ОАО «Самотлорнефтегаз» НП-3	223256,0	22,3	6210,3	0,62
ОАО «Самотлорнефтегаз» НП-6	550347,0	55,0	7354,3	0,73
ОАО «Самотлорнефтегаз» НП-6	408449,7	40,8	7354,3	0,73

Концентрация нефтепродуктов в речных, озерных водах Само-тлорского лицензионного участка (Актив ТНК ВР), превышает ПДК для водохозяйственных водоемов до 44 раза. Только в одной пробе из 103, взятых на трех месторождениях этого лицензионного участка, значения ниже ПДК. Много нефтепродуктов в снеговой воде; воды загрязнены железом, соединениями азота, фосфора, гуминовыми веществами. Практически все озера Само-тлорского месторождения Нижневартовского района Ханты-Мансийского округа — Югры загублены и уничтожены как для животного мира, так и в целом для окружающей природной среды [52].

Для определения экологически опасных участков по Нижне-вартовскому району в ходе исследования были также проанализированы результаты аварий и разливов нефти, проведено зонирование территорий таких предприятий нефтяных компаний, как ОАО «Варьеганнефтегаз», «Славнефть», «Самотлорнефтегаз», СНГДУ-2, «ТНК-Нижневартовск», «Томскнефть»; НГДУ «Стрежевой», ТПП «Покачевнефть» и др.

Наибольшее количество локальных аварий на трубопроводном транспорте произошло на территории лицензионных участков предприятий ОАО «Томскнефть» и «Варьеганнефтегаз».

Значительная часть нефтяных разливов (до 80%) сосредоточена на болотных переувлажненных почвах и водной поверхности озер, канав, понижений рельефа.

Карта-схема загрязненных площадей на лицензионных участках месторождений Нижневартовского района приводится на рис. 6.

Полученные результаты исследований по авариям и разливам нефти на трубопроводном транспорте месторождений Нижневартовского района позволили выделить следующие зоны (рис. 7):

1) *слабо загрязненные участки*: с объемом разлитой нефти до 20 т и с площадью до 20000 м² — Ватинский, Аганский, Мегионский, Ермаковский, Хохряковский, Пермьяковский, Бахилковский;

2) *средне загрязненные участки*: с объемом разлитой нефти от 20 т до 40 т и с площадью от 20000 м² до 240000 м² — Советский, Стрежевской и Варьеганский, Вахский, Тюменский, Северо-Варьеганский и Нижневартовский;

3) *сильно загрязненные участки*: с объемом разлитой нефти от 40 т и более, с площадью 240000 м² и более — Самотлорский [16, 56].

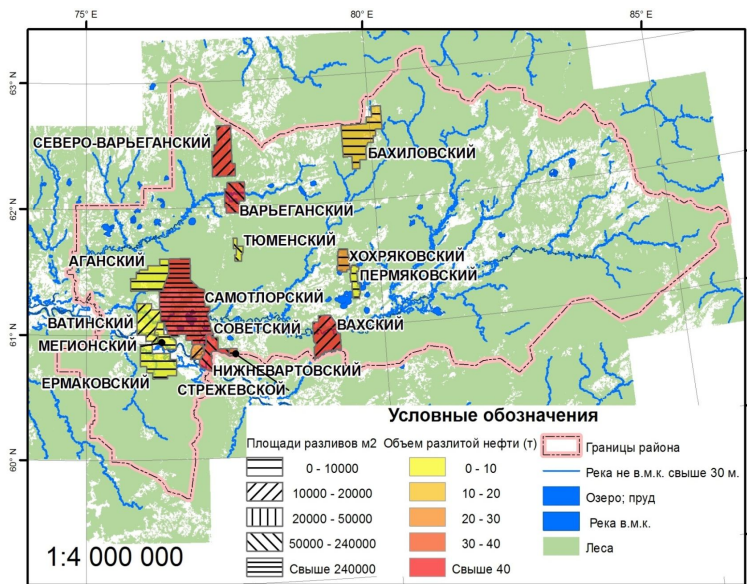


Рис. 6. Карта-схема загрязненных площадей на месторождениях Нижневартовского района

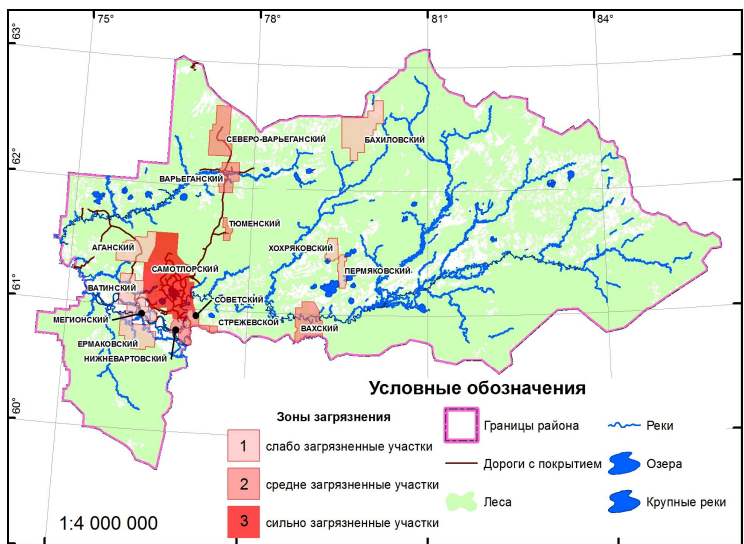


Рис. 7. Карта-схема зоны загрязненных лицензионных участков на месторождениях Нижневартовского района

Зонирование территорий производилось исходя из учета средних загрязненных площадей и объема разлитой нефти на месторождениях Нижневартовского района за 2003—2010 годы, т.е. основой зонирования явились — и пространственные, и количественные показатели (табл. 4).

Таблица 4

Средние площади и объемы разлитой нефти на месторождениях в Нижневартовском районе за 2003—2010 годы

№	Месторождение	Среднее за 2003—2010 годы	
		разлито, т	площадь, м ²
1	Аганское	3,3	3698,6
2	Ермаковское	4,5	7426
3	Нижневартовское	23,2	13009,5
4	Советское	70,5	51217,5
5	Варьганское	66,7	50645
6	Северо-Варьганское	4813,2	18160,1
7	Пермяковское	1,1	6600
8	Мегионское	0,5	600
9	Вахское	120,1	12726
10	Бахиловское	10,4	101
11	Стрежевское	33,5	6110
12	Западно-Полуденное	6,7	2130
13	Самотлорское	298,8	6064479
14	Хохряковское	27,6	4104
15	Ватинское	7,4	11466
16	НГДУ «ТНК Нижневартовск» Тюменское	1,2	235839
Всего		5488,7	6488312

Возможное вредное воздействие на окружающую среду при эксплуатации месторождений, если даже сведено к минимуму (формально), однако практика показывает, что негативные изменения в окружающей среде продолжают накапливаться и прояв-

ляться. При этом избежать аварийных ситуаций полностью не удается.

Для очистки нефтесодержащих земель (грунтов) с повышенным содержанием нефтепродуктов (до 20%), количество которых составляет 8—10% к общему объему накопленных на месторождении, следует применять технологии переработки, позволяющие извлекать остаточное содержание нефти из продуктов, в которых она содержится, и использовать ее для производства таких нефтепродуктов, как битум, мазут.

При малых разливах на поверхности почвы, на болотах и лесных угодьях локализацию рекомендуется осуществлять оконтуриванием площади загрязнения плугом с глубиной погружения лемеха в почву на 20—25 см [40]. При средних аварийных разливах локализация нефти осуществляется путем установления барьеров из земли с устройством защитных экранов, предотвращающих интенсивную пропитку барьера нефтью. Локализация больших объемов разлива нефти производится с помощью отрываемых траншей. Из мест скапливания нефть откачивается передвижными установками в специальные передвижные емкости.

Количество разлитой нефти, площадь загрязнения, попадание нефтепродуктов на рельеф и в водоисточники зависят от ряда факторов:

- места аварии, диаметра трубопровода, рельефа местности, расположения запорной арматуры;
- расстояния от места размещения обслуживающего персонала до места аварии, состояния дорог;
- времени обнаружения аварии, отсечения аварийного участка и локализации.

Помимо количества вылитой нефти, размеры загрязненных участков зависят от ландшафтных особенностей территории, на которой произошел разлив. Общая выравненность рельефа и высокий уровень грунтовых вод, характерные для болотных ландшафтов, способствуют широкому распространению загрязнителя в разные стороны от места попадания его в окружающую среду [23].

К увеличению времени ликвидации аварии и, соответственно, потерь нефти часто приводят увеличение диаметра и протяженности нефтепроводов, проложенных в труднодоступных районах.

Вынужденная остановка промыслов может обойтись нефтегазодобывающему предприятию в десятки раз дороже, чем прямые потери от аварийных ситуаций в системе транспорта.

Число порывов зависит и от диаметра трубопровода, в частности, доля порывов (91%), приходящая на трубу большого диаметра (325—530 мм) более чем на порядок превышала аналогичный показатель (9%) для труб малого и среднего диаметров (114—273 мм) [21]. Этот факт можно объяснить большей загрузкой трубопроводов большого диаметра, приводящей к росту скорости потока.

Аварии на трубопроводе происходят не только по техническим причинам: существует и ряд других, основным из которых является так называемый человеческий фактор. Огромное число катастроф происходит в результате халатности, как работников, так и начальства.

В течение всего срока эксплуатации трубопроводы испытывают динамические нагрузки (пульсации давления и связанные с ними вибрации, гидроудары и т.д.). Они возникают при работе нагнетательных установок, срабатывании запорной трубопроводной арматуры, случайно возникают при ошибочных действиях обслуживающего персонала, аварийных отключениях электропитания, ложных срабатываниях технологических защит и т.п. [20].

Наиболее распространены повреждения, возникающие в результате проведения ремонтных и строительных работ в непосредственной близости от действующего трубопровода: они относятся к числу потенциально наиболее опасных. Необходимо своевременно оценивать опасность таких повреждений и возможность дальнейшей эксплуатации поврежденного участка трубопровода. Из-за внешних воздействий на отечественных нефтепроводах происходит более 5% аварий от общего их числа, а по наносимому ущербу они занимают первое место.

Обезопасить их от внешних воздействий, могущих привести к повреждениям и авариям, задача огромной важности. Для обеспечения сохранности, безопасности и создания нормальных условий эксплуатации введены «Правила охраны магистральных трубопроводов». Согласно этим Правилам устанавливается так называемая охранная зона в виде полосы земли, ограниченной линиями, проходящими в 25 м от оси нефтепровода с каждой стороны.

Она предназначена для проезда и обхода обслуживающего персонала по трассе нефтепровода, а также для проведения работ, связанных с поддержанием магистрального нефтепровода в исправном состоянии.

Причинами, вызывающими попадание нефти в окружающую среду, являются: неуправляемое фонтанирование разведочных скважин, нарушение герметичности колонн в эксплуатационных скважинах, ослабление мест фланцевых соединений запорной арматуры, износ технологического оборудования, разрушение обваловки нефтешламовых амбаров, сброс неочищенных промышленных сточных вод.

Аварии могут быть вызваны различными причинами, однако все они лежат за пределами расчетного уровня нагрузок, нормативных условий технического обслуживания и т.д. Аварии могут быть связаны как с исключительными воздействиями (ударные нагрузки, ураганы, пожары), так и с неблагоприятным сочетанием обычных нагрузок с весьма малой вероятностью появления. Исходной причиной аварий могут служить крупные ошибки, допущенные при проектировании, расчете, изготовлении, монтаже, эксплуатации и техническом обслуживании, а также сочетания этих ошибок с неблагоприятными внешними условиями, не зависящими от технического персонала [6].

Основными причинами высокого количества аварий на трубопроводах, эксплуатируемых на территории округа и района, являются эксплуатация оборудования, включая трубопроводы, сверх нормативного срока, недостаточное вложение нефтяными компаниями средств, направляемых на реконструкцию и капитальный ремонт трубопроводов, а также прогрессирующее старение действующих сетей. Только на месторождениях Западной Сибири эксплуатируется свыше 100 тыс. км промышленных трубопроводов, из которых 30% имеют 30-летний срок службы, однако в год заменяется не более 2% трубопроводов. Для безаварийной работы трубопроводов округа в 2010 году необходимо было реконструировать 4323,02 км трубопроводов, что на 3008,05 км больше того объема работ, который производится [19].

Важными причинами аварий трубопроводов наравне с известными (коррозия и производственный брак) служат неоднородность физико-механических свойств торфяного основания вдоль

трубопровода, а также изменение характера и величины нагрузки, передаваемой на него [10].

Часто подземные нефтепроводы подвергаются внешнему воздействию от наездов на них тяжелой техники, при этом дефектами на теле трубы являются трещины, вмятины или порывы. Заполнение пространства между трубопроводом и стенками траншеи, а так же под трубопроводом мягким грунтом с последующим его уплотнением значительно повышает сопротивление трубопровода таким внешним нагрузкам [1, 17].

В результате неравномерной осадки грунта, возникающей под действием веса трубы, происходит изгиб трубопровода. Создание в трубопроводе дополнительных изгибающих напряжений при наличии других неблагоприятных факторов (например, плохого качества сварки), как правило, приводит к нарушению прочности отдельных стыков [17].

В зарубежной литературе причины аварий предложено разделять следующим образом: 1) вмешательство внешнего фактора; 2) дефект строительства; 3) дефект материала; 4) коррозии; 5) движение почвы; 6) дефект врезок; 7) прочие [45].

Под влиянием разрушительных атмосферных воздействий и агрессивных сред, таких, как деформация, перемещение грунта или размыв подводного перехода, близость залегания грунтовых вод, длительные морозные периоды, металлические конструкции постепенно утрачивают первоначальный внешний вид и теряют свои качества, что приводит к возникновению аварийных ситуаций.

Климатические факторы также влияют на состояние трубопровода. Изменения температуры наружного воздуха вызывают изменение температуры грунта, в котором уложен нефтепровод. При замерзании и оттаивании грунтов эти изменения иногда приводят к разрушению трубопровода. Замороженные влажные грунты при оттаивании дают значительную осадку, как за счет происходящего уплотнения, так и вследствие понижения сопротивления сдвигу, при этом, чем больше глинистых частиц в грунте, тем меньшим сопротивлением сдвигу он обладает [7].

Самые высокие показатели аварийности по Ханты-Мансийскому автономному округу отмечались на месторождениях Нижневартовского района — ОАО «ТНК-ВР Менеджмент» [19, 61].

С 2006 года по Нижневартовскому району наблюдается увеличение количества аварий на нефтепроводах (1678 за этот год) (рис. 8).



Рис. 8. Временной ряд аварий на месторождениях в Нижневартовском районе за 2003—2010 годы

В 2007 году на нефтепромыслах Нижневартовского района зарегистрировано 1399 аварийных разливов и, при этом, площадь загрязнения составила 452,4 га. Кроме этого в 2008 г. было зарегистрировано 1260 случаев, а в 2010 г. — 820 аварий [12].

В 2009 году наибольшая численность аварий по округу зарегистрирована также по Нижневартовскому району — 2206 случаев, или 45,9%. Основная причина аварий — внутренняя и внешняя коррозия трубопроводов.

Результаты анализа отказов показывают, что ежегодно на нефтепромысловых трубопроводах Нижневартовского района происходит от 500 до 1,5 тысяч отказов [44]. Основной причиной аварий на трубопроводах являются коррозия труб — в среднем — 98%, из них 70—75% аварий происходит от внутренней коррозии, 5—10% — от наружной коррозии, 10% — строительный и заводской брак, 10% — наезды техники и другие механические повреждения.

По мнению В.Б.Галеева (1986), аварии, в зависимости от потерь углеводородного сырья и вызываемых ими последствий, можно подразделить на 3 категории:

1) аварии с потерей нефти более 100 тонн или порчей качества более 200 тонн, или аварии. Связанные с простоями перекачивающих станций или отдельных агрегатов продолжительностью более 8 часов;

2) аварии с потерей нефти от 10 до 100 тонн или порчей качества от 100 до 200 тонн, выходом из строя связи, что может привести к остановке перекачки, простоями перекачивающих станций или отдельных агрегатов более 8 часов;

3) аварии из-за коррозионных свищей, трещин сварных швов и стыков нефтепроводов, течи сальников, задвижек и других дефектов, не приводящие к остановке перекачки и сопровождающихся потерями нефти и нефтепродуктов до 10 тонн [45].

Ежегодно происходит до 35—40 тыс. инцидентов, сопровождающихся выбросами нефти, в том числе в водоемы, причем их число ежегодно увеличивается, а значительная часть инцидентов преднамеренно скрывается от учета и расследования.

Исследуя влияния основных природно-климатических факторов Нижневартовского района на транспортировки углеводородного сырья, выявлены, что они также влияют на состояние трубопровода.

Формирование климата нефтегазодобывающих районов Западной Сибири происходит за счет переноса воздушных масс с запада и влияния континента. Воздействие этих двух противоположных факторов придает своеобразие циркуляции атмосферы над рассматриваемой территорией, вызывая быструю смену циклонов и антициклонов, способствующих частым изменениям погоды. Кроме того, на формирование климата существенное влияние оказывает защищенность территории с запада Уральскими горами и открытость ее с севера и юга на большой протяженности в меридиональном и широтном направлениях [13].

На формирование климатических особенностей территории, наряду с общерегиональными факторами климатообразования, существенное влияние оказывают и местные факторы: геоморфологические условия, заболоченность и заозеренность.

Проанализировав зависимость возникновения аварий на нефтепроводах от климатических особенностях района исследования установлено, что в холодные годы и при переходах среднемесячных температур осенью и весной количество аварий возрастает, а

в теплые периоды число аварий на нефтепроводах уменьшается. Учитывая взаимосвязь показателей температуры почвы и воздуха в ходе исследования, также установлено, что изменение температурного режима почвы вызывает изменение масштабов и действия нефтяного загрязнения. Больше количество аварийных ситуаций за 2003—2010 годы наблюдалось, когда минимальные температуры на поверхности почвы опускались до минус 54°С (2006 г.) (рис. 9).

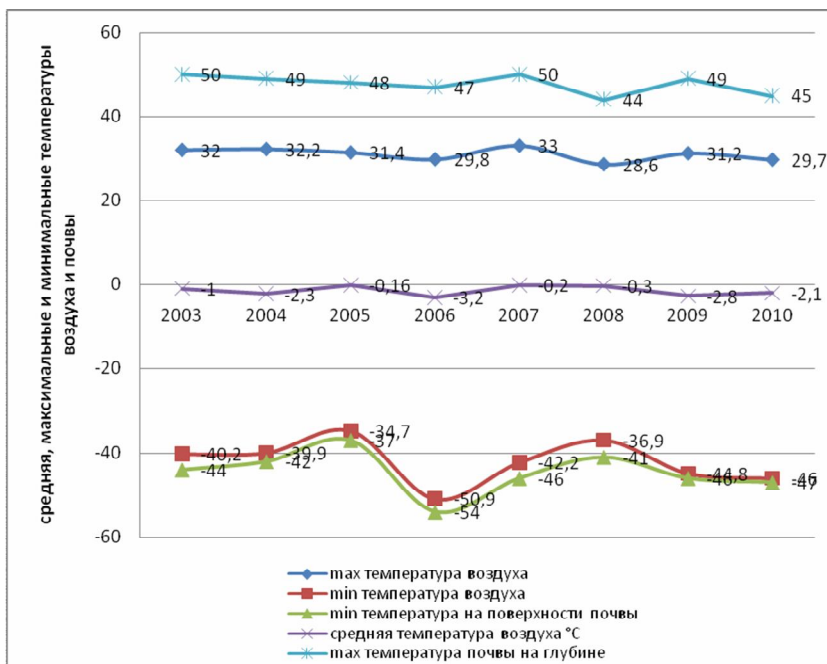


Рис. 9. Зависимость аварий на нефтепроводах от максимальных и минимальных температур воздуха и почвы за 2003—2010 годы

Абсолютный максимум температуры воздуха наблюдается в июле +33°С (8 июля 2007 г.)

Среднегодовое (2003—2010 гг.) минимальная температура на поверхности почвы изменяется от — 34,7°С (2005 г.) до -54°С (2006 г.).

Максимальная температура почвы в районе Нижневартовска (50°С) приходится на 2003 и 2007 гг.

В ходе проведенных исследований установлено, что самым холодным месяцем за период с 2003 по 2010 годы был январь — $34,9^{\circ}\text{C}$ (2006 г.). Среднемесячная температура января $-20,8^{\circ}$, а самый теплый месяц в году — июль, среднемесячная температура которого составляет $+17,9^{\circ}\text{C}$.

Как видно из рисунка 10 при переходах среднемесячных температур, осенью количество аварий увеличивается, например, в октябре среднемесячная температура воздуха составляет $-0,1^{\circ}\text{C}$ (переход среднесуточных температур через $+5^{\circ}\text{C}$, 0°C осенью) и среднее количество аварий за этот период — 109.

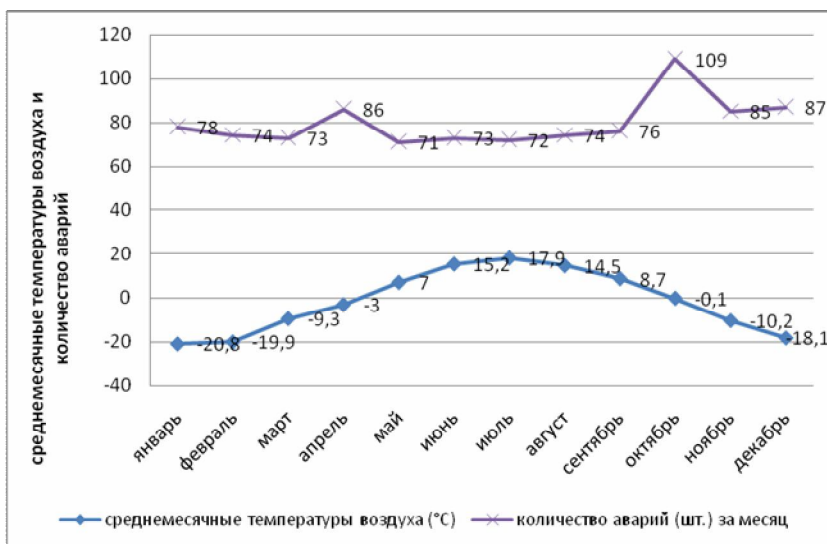


Рис. 10. Изменение количество аварий на нефтепроводах и среднестатистические среднемесячные температуры воздуха за 2003—2010 годы

Территория исследуемого района расположена в условиях влажного климата, в связи, с чем в ходе исследования изучено влияние относительной влажности на состояние трубопроводного транспорта по транспортировке углеводородного сырья

Средняя годовая относительная влажность воздуха в районе г. Нижневартовска за 2003—2010 годы составляет 78,6%. В отдельные годы отмечаются небольшие увеличения данного метеопоказателя до 80—83%. Минимальная относительная влажность изменяется от 19% (2006 г.) до 54% (2007 г.).

Увлажнение территории Нижневартовского района почти целиком зависит от влаги, приносимой с запада. Годовой ход осадков относится к континентальному типу. В холодный период выпадает около 20% годовой суммы. В Нижневартовском районе по сравнению с большей частью ХМАО наблюдается увеличение осадков, что связано с тем, что влага сюда поступает как с циклонами с Атлантического океана, так и с южными циклонами [13, 15].

Максимальное, за год, количество осадков выпадает в летние месяцы, с июня по август. В отдельные годы количество атмосферных осадков может значительно отклоняться от нормы. Годовой минимум осадков отмечается в феврале. Так же выявлено, что прямолинейная зависимость количества аварий от сумм осадков и других метеорологических показателей не наблюдается, но неравномерные и обильные осадки могут привести к размыву траншей, повреждению нефтепроводов, коррозии металла и к другим последствиям.

Снежный покров, как составляющая часть подстилающей поверхности, способствует выхолаживанию, сроки образования и схода снежного покрова являются одним из главных индикаторов динамики климатических условий изучаемой местности и характеризуют продолжительность морозного периода.

В Нижневартовском районе снежный покров образуется в октябре — начале ноября, в некоторые годы образование снежного покрова происходило и в конце сентября, а его сход наблюдается — в конце апреля — начале мая. Зимний период длится 6—7 месяцев.

Загрязнение снежного покрова нефтью происходит в основном при растекании по снежной поверхности и просачивании вглубь в результате порывов нефтепроводов, утечки из шламовых амбаров или по другим причинам. В результате образуется сплошное нефтяное пятно с повышенными концентрациями поллютанта в пониженных участках рельефа. При локализации нефтезагрязнения в холодно-снежный период года возникают трудности с оценками масштаба разлива нефти, поскольку истинные площади скрыты под снегом. И только во время весеннего схода снега открываются новые участки старых зимних разливов нефти [30].

По результатам исследований выявлена, что между высотой снежного покрова и количеством аварий на нефтепроводах суще-

ствуется прямолинейная обратная связь, т.е. чем больше высота снежного покрова, тем меньше количество аварий на нефтепроводах. Например, средняя высота снежного покрова за зиму 2003 г. была 72 см, а количество аварий в этом году на нефтепромыслах 543 штук. В 2006 г. средняя высота снежного покрова составляла 25,2 см, а количество аварий 1678.

Рассчитанные коэффициенты корреляции между авариями на нефтепроводах и природно-климатическими характеристиками также показывает эту взаимосвязь (табл. 5).

Таблица 5

Коэффициент корреляции между количеством аварий на нефтепроводах и природно-климатическими факторами Нижневартовского района за 2003—2010 годы

№	Природно-климатические факторы	Коэффициент корреляции, r
1	Среднегодовая температура воздуха	-0,523
2	Среднегодовая минимальная температура воздуха	-0,541
3	Среднегодовая минимальная температура на поверхности почвы	-0,525

Обратные связи отмечены между авариями на нефтепроводах и среднегодовыми температурами воздуха, среднегодовыми минимальными температурами воздуха, а также среднегодовыми минимальными температурами на поверхности почвы, соответственно, $r = -0,5$.

Можно сделать вывод о том, что аварийные ситуации зависят не только от отдельных характеристик погоды или климатических условий, они взаимосвязаны комплексно.

Изучение климатических ресурсов необходимо для эффективного использования благоприятных факторов климата и преодоления его негативного влияния на состояние трубопроводного транспорта.

Под влиянием разрушительных атмосферных воздействий и агрессивных сред, таких как, деформация, перемещение грунта или размыва подводного перехода, близость залегания грунтовых вод, длительные морозные периоды, металлические конструкции постепенно утрачивают первоначальный внешний вид и теряют свои качества, что приводит к возникновению аварийных ситуаций.

Анализируя влияния природно-климатических условий на аварийность нефтепроводов Нижнеуртвского района, выявлен факт «сезонности» аварий при транспортировке углеводородного сырья в зависимости от сезона года [53].

На основе расчета предложенного индекса сезонности разработана и апробирована методика прогноза количества аварий для конкретного месяца и квартала в конкретном году, составлена сезонная компонента, характеризующая изменения, регулярно повторяющиеся в течение года. Сезонная компонента измеряется в виде индекса сезонности [48], определяемые как процентное отношение уровней динамического ряда к среднему уровню:

$$I_{\text{сез}} = \frac{Y_i}{\bar{Y}} 100,$$

где $I_{\text{сез}}$ — индекс сезонности; Y_i — уровни динамического ряда; \bar{Y} — средний уровень.

Средние индексы сезонности каждого месяца определяется по формуле:

$$\bar{I}_{\text{сез}} = \frac{\sum I_{\text{сез}}}{m},$$

где $\bar{I}_{\text{сез}}$ — средний индекс сезонности; m — длительность анализируемого периода, лет.

Например, за 2003—2010 годы средний индекс сезонности каждого месяца рассчитывается по формуле:

$$\bar{I}_{\text{сез}} = \frac{\bar{I}_{2003} + \bar{I}_{2004} + \bar{I}_{2005} + \bar{I}_{2006} + \bar{I}_{2007} + \bar{I}_{2008} + \bar{I}_{2009} + \bar{I}_{2010}}{8}$$

На основании статистических данных об авариях на нефтепроводах Нижнеуртвского района за 2003—2010 годы определены индексы сезонности (табл. 6) и составлен график сезонных изменений временного ряда (рис. 11).

Таблица 6

**Сезонность о количестве аварий в нефтепромыслах
Нижнеуртвского района**

№	Месяцы	Средний индекс сезонности
1	Январь	0,97
2	Февраль	0,83
3	Март	0,96
4	Апрель	1,15

5	Май	0,87
6	Июнь	0,89
7	Июль	0,87
8	Август	0,61
9	Сентябрь	0,97
10	Октябрь	1,46
11	Ноябрь	1,18
12	Декабрь	1,13



Рис. 11. График сезонных изменений временного ряда о количестве аварий

Анализ сезонных изменений количеств аварий на нефтепромыслах района за 2003—2010 гг. показал, что наибольшее количество аварии на нефтепромыслах происходят в основном в осенние сезоны года — больше 46% (октябрь) и в весенние периоды — аварийность в это время больше среднего 15% (апрель); что объясняется резкими переходами среднесуточных температур через +5⁰С, 0⁰С осенью и весной, а так же большой вероятностью влияния криогенных процессов, происходящих в грунтах оснований трубопроводов на их отказы [30, 53].

Аналогичные заключения будут верны и для квартальной сезонности, когда временной ряд содержит квартальные данные. Для примера вычисленная сумма квартальных индексов в данном случае за 2003—2010 годы имеет вид:

$$0,870 + 0,707 + 1,190 + 1,317 = 4,084$$

Найдем корректирующий множитель:

$$4 / 4,084 = 0,9794$$

Скорректируем квартальные индексы:

<i>Квартал</i>	<i>Скорректированный индекс сезонности</i>
1	$0,870 \times 0,9794 = 0,852$
2	$0,707 \times 0,9794 = 0,692$
3	$1,190 \times 0,9794 = 1,166$
4	$1,317 \times 0,9794 = 1,290$

4

Например, индекс первого квартала 0,852—85,2% означает, что среднее количество аварий по первому кварталу на 14,8% меньше $\frac{1}{4}$ среднегодового количества аварий.

Зная индексы сезонности можно спрогнозировать количество аварий для заданного месяца или квартала в конкретном году и предпринять необходимые меры для их предотвращения или для снижения аварийности в трубопроводах.

Безотказность и долговечность промышленных трубопроводов в первую очередь определяется природой материалов, из которых изготовлены трубы [21]. Варианты выбора материала труб учитывают состав, обводненность, условия транспортировки сред, назначение трубопровода и ретроспективные данные по аварийности.

Необходим и пересмотр нормативной базы с учетом новых знаний и накопленного мирового опыта, по проектированию и строительству трубопроводов и с учетом стандартов стран Европы, США и Канады. Принципиально новым является требование проведения внутритрубной диагностики при сдаче трубопровода в эксплуатацию. Применение стеклопластиковых, металлопластиковых и пластмассовых труб для перекачки нефтей и сероводородосодержащих газов позволит практически исключить их коррозии, а следовательно и разрушения [45].

В настоящее время большое внимание уделяется созданию новых технических средств инструментального контроля и диагностики для всех видов строительно-монтажных работ и эксплуатации магистральных трубопроводов, разработкам в области дефектоскопии металла трубопроводов, включающей в себя такие методы неразрушающего контроля, как электромагнитная, гамма-лучевая и ультразвуковая дефектоскопия, а также голография и другие новые методы. Интересны разработки, сделанные за рубежом, в области контроля изоляционного покрытия труб, поиска утечек в трубопроводах и т.п.

Наибольшее распространение получили импульсные рентгеновские аппараты, широко используемые для контроля качества сварных соединений [31]. Преимущества импульсных рентген-аппаратов: их малая масса и габариты, высокая проникающая способность излучения, а следовательно, и малое время экспозиции, простота обслуживания и ремонта. Это позволяет создавать на их базе панорамные самоходные автоматические рентгеновские установки для контроля сварных швов в петлях трубопроводов большой протяженности.

При испытании уложенных и засыпанных трубопроводов, ввиду невозможности доступа к трубе для размещения на ее поверхности рентгенографической пленки, для контроля за состоянием стенок трубы и сварных швов используются магнитные и электромагнитные методы контроля.

Для выявления усталостных трещин, возникающих в основном металле труб и сварных швах трубопроводов, в настоящее время начали применять ультразвуковые дефектоскопические контрольно-измерительные установки, смонтированные на самоходных напорных поршнях и оснащенные устройствами регистрации результатов контроля. Дополнительным средством выявления образовавшихся трещин служат гидростатические испытания трубопроводов, проводимые периодически непосредственно перед пропуском контрольно-измерительных поршней. Этот метод требует остановки действующего трубопровода, в то время как контроль с помощью контрольно-измерительных поршней осуществляют, не прерывая работу трубопровода. Для этого на трубопроводе в определенных местах монтируют камеры для запуска и приемки поршней [31].

Контроль напряженного состояния трубопровода имеет существенное значение для оценки несущей способности конструкции, устойчивости трубопровода и его прочности, а также прогнозирования работоспособности трубопровода на период его эксплуатации. Имеется много различных методов и систем контроля, обеспечивающих оценку напряженного состояния трубопроводов. Условно такие разработки можно разделить на три самостоятельные группы для контроля: деформации стенки трубы; искривления трубопровода (по продольной оси); повреждения стенки трубопровода (включая наличие дефектов поверхности и структуры металла).

С учетом условий эксплуатации магистральных трубопроводов к методам их диагностики можно предъявить следующие требования: оперативность, высокая чувствительность, точность определения места утечки, надежность и безопасность в эксплуатации, возможность автоматизации, отсутствие помех перекачке, приемлемая стоимость [57].

Анализ проведенных исследований показал, что воздействие нефтегазовой отрасли на окружающую среду многообразно и существенно. Загрязнение окружающей среды в результате аварий при транспортировке нефтепродуктов может оказывать прямое, либо опосредованное воздействие на нее, также и на условия проживания населения через ухудшение качественного состояния водных и воздушных объектов, продукции сельскохозяйственного производства и традиционных промыслов, таких как рыболовство, охота, сбор дикоросов и т.д.

Таким образом, полученные результаты исследования позволяют сделать следующий вывод, что трубы, особенно магистральные, должны обладать повышенной износостойкостью и коррозионной стойкостью в различных природно-климатических условиях.

2.2. Оценка риска аварийности нефтепроводных систем

Статистический анализ отказов, происходящих на строящихся и действующих магистральных нефте- и газопроводах показывает, что из всей совокупности отказов при испытаниях и в эксплуатации на газопроводах происходит около 10%, а на нефтепроводах около 18% отказов со значительным экологическим ущербом. При этом наибольшую экологическую опасность представляют трубопроводы диаметром 1020 мм и 1420 мм. Среднегодовые потери продукта, обусловившие загрязнение окружающей среды составили по нефтепроводам 750 т, по газопроводам — 43,2 млн. м³ [31].

Технологические трубопроводы классифицируют по роду транспортируемого вещества, материалу труб, рабочим параметрам, степени агрессивности среды, месту расположение, категориям и группам [45].

Нефтепроводы до ввода в эксплуатацию подвергают очистке и испытанию на прочность и герметичность. Очистка внутренней

полости обеспечивает на всем протяжении трубопровода установленные проектом полное проходное сечение и коэффициент гидравлического сопротивления. Испытание магистрального нефтепровода на прочность и герметичность — гарантия его надежной работы при эксплуатации.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность, если за время испытания давление остается постоянным.

Надежная эксплуатация магистральных газопроводов и нефтепроводов в значительной мере связана с хорошей защитой металла труб от почвенной коррозии.

Агрессивность воздействия грунтов резко снижается с понижением их температуры. На севере вокруг газопроводов и нефтепроводов создается микроклимат, так как по трубопроводам транспортируется не только газ и нефть, но и огромное количество тепла.

Большинство повреждений коррозионного характера относится к трубопроводам, транспортирующим топливную нефть, которую перед транспортировкой приходилось нагревать [45]. Повышение температуры приводило к повреждению изоляционного покрытия. Такие типы повреждений чаще всего возникают на переходах под автомагистралями и железными дорогами. Внешние коррозионные разрушения регистрируются в основном на старых трубопроводах, не имеющих катодной защиты.

Особенно интенсивно коррозия развивается на трубопроводах, имеющих повышенную температуру, транспортирующих высоковязкую нефть с подогревом, на участках газопроводов после компрессорных станций, работающих без охлаждающих устройств. Установлено, что повышение температуры на 20° С приводит к увеличению скорости коррозии почти в 2 раза [31].

Основной критерий коррозионной активности остается за агрессивностью грунтов. К этому следует добавить возможность микробиологического воздействия.

На северных магистралях, как и во всех других районах страны, защита от коррозии осуществляется комплексно, изоляционными покрытиями и электрохимическими средствами.

Конструктивная надежность трубопровода как критерий его экологической безопасности опирается на систему нормированных количественных показателей, определяющих уровень рабо-

тоспособности трубопровода в реальном диапазоне эксплуатационных нагрузок и воздействий.

Повышение надежности приводит и к дополнительным материальным затратам, а недооценка надежности — к большим убыткам от аварий.

К основным понятиям, характеризующие надежность технологического процесса трубопроводного строительства (организационно-технологическую надежность трубопроводного строительства) относятся следующие:

- надежность технологического процесса (или технологической операции) — свойство технологического процесса сохранять во время строительства в установленных пределах значения всех нормированных показателей, характеризующих качество сооружаемого объекта;

- предельное состояние — состояние технологического процесса, при котором значения отдельных параметров его функционирования находятся за пределами установленных требований;

- работоспособность — состояние технологического процесса, при котором он способен выполнять заданные функции, сохраняя значения установленных параметров в пределах, определяемых нормативно-технической и проектно-конструкторской документацией;

- отказ технологического процесса — событие, заключающееся в нарушении его работоспособности;

- анализ надежности;

- критерий отказа — показатель, характеризующий предельное значение параметров, определяющих работоспособность технологического процесса [31].

Основной производственной функцией строительного потока является формирование линейной части трубопровода. Поэтому количественные требования к организации технологического процесса, формированию его качества должны быть связаны с исходными показателями, характеризующими надежность сооружаемой линейной части.

Линейная часть нефтепровода включает в себя собственно трубу, линейную арматуру, переходы через водные преграды, автодороги.

Формы проявления отказов линейной части трубопроводов можно разделить на четыре основные категории: свищ, трещина, разрыв, пробой [57]. При этом свищи и трещины обычно вызывают лишь незначительные, малые утечки (просачивания) нефти (до 2—3 кг/с), не влияющие на гидродинамический режим ее перекачки и, следовательно, они не могут быть обнаружены параметрическими системами непрерывного контроля. Именно поэтому подобные утечки представляют значительную опасность, ибо, накапливая потери нефтепродукта в течение длительного периода времени, они могут принести ущерб, соизмеримый с ущербом от крупных аварийных потерь. Кроме того, опасность трещин состоит в том, что под действием циклически изменяющихся нагрузок они способны прирастать и при достижении критических размеров мгновенно распространяться на значительную длину, т.е. превращаться в разрывы, вызывающие уже гораздо большие утечки нефти [10].

К таким же крупным утечкам с последующим отказом нефтепровода обычно сразу приводит и воздействие на него посторонних сил (стихийные бедствия, повреждения транспортной техникой и т.д.), следствием которого являются разрывы и пробои стенки трубы.

Доля отказов, вызванных механическими повреждениями трубопроводов под воздействием внешних сил от постороннего вмешательства в процессе эксплуатации, в РФ сравнительно невелика (11—14%). В странах Западной Европы и США, напротив, внешние повреждения — одна из причин аварий, что, связано с высокой интенсивностью производственно-хозяйственной деятельности в районах, пересекаемых трубопроводами в этих странах. Число же аварий, происходящих из-за коррозии труб, в Западной Европе и США в 2—3 раза ниже, что является следствием внедрения эффективных методов противокоррозионной защиты и широкого применения неразрушающих методов контроля [45].

Эксплуатация большинства трубопроводов ведется в течение 25—30 лет.

Для оценки вероятности отказа промышленных нефтепроводов необходимо иметь статистическую информацию о параметрах надежности, учитывающих свойства транспортируемых систем, многообразии природных (климат, почвы и т.п.) и других факторов.

Трубопроводы (особенно трубопроводы больших диаметров) постоянно в течение всего срока службы во всех своих частях испытывают значительные внутренние напряжения, близкие к нормативным характеристикам прочности металла. Поэтому даже незначительные отклонения действительных условий от принятых за исходные в расчетах приводят систему в состояние предельного напряжения [31].

Под устойчивостью магистрального трубопровода следует понимать его способность сохранять прямолинейное или начальное упруго-искривленное положение при воздействии сил, направленных вдоль главной оси труб [45].

Необходимо своевременно оценивать риск потенциально наиболее опасных повреждений и возможность дальнейшей эксплуатации этого участка трубопровода.

С увеличением средней дальности трубопроводов повышается и вероятность отказов.

Остановка на сутки газопровода диаметром 1420 мм с давлением 7,5 МПа приводит к недопаче народному хозяйству до 100 млн. м³ газа, а остановка нефтепровода диаметром 1220 мм — к недопаче нескольких тысяч тонн нефти [31].

Эксплуатация трубопроводов в обычном режиме и при возникновении аварийных ситуаций наносит рекреационный, экологический и экономический ущерб природе и обществу. Экологическая опасность и величина ущерба при ее реализации напрямую связаны с уровнем экологического риска. Риск представляет собой вероятность наступления опасности, неблагоприятного события с конкретными последствиями и неопределенной величиной ущерба [36].

Риск включает изучение предпосылок его возникновения, выявление опасности, анализ воздействия факторов риска на население и окружающую среду, установление стандарта (норматива) воздействия, оценку подверженности, т.е. реального воздействия факторов риска на человека и окружающую среду, и наконец, понятие «абсолютного» (полного) и «относительного» риска. [34].

Оценка риска представляет собой процедуру идентификации источников опасности, оценки существующей и потенциальной опасностей. На основании результатов оценки риска разрабаты-

ваются мероприятия по снижению уровня опасности до приемлемого [24].

По результатам исследований У.С.Карабалин и др. ученых, существует следующие основные этапы оценки риска:

1. Анализ риска (опасностей) — выявление нежелательных событий, создающих опасности, анализ механизмов возникновения подобных событий, и как правило, оценка последствий и вероятности возникновения любого события, способного оказать негативное действие.

2. Оценка риска — процесс сравнения и «взвешивания» уровней рисков от различных опасностей для выявления их относительной значимости, для исследования критериев безопасности, а также выявления параметров управления риском. В процессе оценки риска осуществляется ранжирование по уровням риска, сравнение полученных результатов по уровням риска с допустимым или приемлемым риском и выявление зон с повышенной опасностью.

3. Управление риском — разработка и обоснование стратегий и оперативных планов действий, призванных эффективно реализовать решения в сфере безопасности и гарантировать выполнение принятых критериев безопасности. Управление риском включает оптимизацию затрат на обеспечение промышленной безопасности; определение очередности осуществления организационных и инженерно-технических мероприятий по повышению устойчивости функционирования систем и снижению экологического риска при нормальной эксплуатации объектов, а также в чрезвычайных ситуациях [24].

Оценка степени риска поражения людей и нанесения ущерба при авариях связана с задачей прогнозирования показателей надежности и остаточного ресурса функционирующей системы. Наиболее важным вопросом является установление допустимых сроков дальнейшей эксплуатации индивидуального объекта при конкретном значении риска аварий.

Одним из основных показателей надежности объекта является вероятность $P(t)$ безотказной работы на некотором временном интервале или функция надежности. Функция $Q(t) = 1 - P(t)$, дополняющая $P(t)$ до единицы и характеризующая вероятность от-

каза, является функцией риска аварии — поражения людей и нанесения материального ущерба [1].

Оценка ущерба является необходимым составляющим элементом регулирования промышленной безопасности, в том числе декларирования промышленной безопасности и страхования опасных производственных объектов, так как решение проблемы снижения негативных последствий аварий (снижение вероятности) требует количественной оценки [17]. Количественное определение ущерба от аварий, происходящих на опасных производственных объектах, является основой для учета и регистрации аварий по единым экономическим показателям и анализа эффективности мероприятий, направленных на снижение размера ущерба от аварий, обеспечения безопасности персонала, населения и окружающей природной среды.

Для оценки риска применяют некоторые модели теории надежности. Среди них модели высоконадежных систем, для которых аварийные ситуации представляют редкие события, а также модели стареющих систем, качество которых в процессе эксплуатации ухудшается вследствие ползучести, различных видов усталости, износа и других видов повреждений.

Существует «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах» предназначенный для оценки (прогноза) частоты аварийных утечек нефти вдоль трассы нефтепровода (технологический риск), оценки воздействия аварийных разливов нефти на различные компоненты окружающей среды (экологический риск) и проведения на основе полученных результатов мер по повышению промышленной и экологической безопасности [33].

По данному методу прогноз частоты аварийных утечек из магистрального нефтепровода проводится с учетом следующих групп факторов влияния: внешние антропогенные воздействия, коррозия, качество производства труб, качество строительно-монтажных работ, конструктивно-технологические факторы, природные воздействия, эксплуатационные факторы, дефекты тела трубы и сварных швов. Влияние факторов этих групп для каждого участка оценивается методом оценки по 10-балльной шкале. Оцениваются показатели риска характеризующие удельную (локальную) частоту аварийных утечек из нефтепровода n , опреде-

ляемые на основе статистических данных по авариям на магистральном нефтепроводе и балльной оценки технического состояния нефтепровода; частоту образования дефектного отверстия в зависимости от его площади; ожидаемые среднегодовые потери нефти за счет аварийных разливов; ожидаемые среднегодовые площади загрязнения сухопутных ландшафтов и водных объектов; ожидаемый среднегодовой экологический ущерб как сумма штрафных санкций за загрязнение компонентов природной среды [33].

Суммирование рисков по всем участкам дает суммарные значения всех показателей риска для магистрального нефтепровода в целом.

Основными количественными характеристиками риска являются вероятность наступления неблагоприятного события и размер наносимого ущерба, имеющий как правило, стоимостное выражение.

Наиболее распространенным способом оценки риска является показатель среднего риска, рассчитываемый согласно следующей формуле [39, 49]:

$$R = \sum_{i=1}^n P_i X_i ,$$

где P_i — вероятность получения ущерба размера X_i — в результате наступления какого-либо неблагоприятного события (группы событий);

X_i — величина ущерба, выраженная в соответствующих показателях (в экономике — в стоимостном выражении);

R — количественная мера риска (средний риск), выраженная в тех же показателях, что и ущерб;

n — число возможных вариантов ущербов, которые могут быть при наступлении неблагоприятного события, включая и нулевой ущерб.

Прогнозирование аварийных ситуаций возможно на основе элементарной статистики и дискретного распределения Пуассона, часто применяемого к редким событиям и природным явлениям. Такие события образуют последовательность событий, называемую обычно потоком событий [39]. Такого рода данные представляют интерес при принятии решений о мерах по снижению степени риска аварий на объектах.

Функцией риска аварии из-за отказа нормального функционирования объекта называют вероятность отказа:

$$H(t) = 1 - P(t), \quad P(t) = \exp\left(-\int_0^t \lambda(\xi) d\xi\right) \quad (1)$$

$$\lambda(t) = -P'(t)/P(t),$$

где $P(t)$ — вероятность безотказной работы (функция надежности), $\lambda(t)$ — интенсивность отказов, равная вероятности того, что после безотказной работы до момента времени t авария произойдет в последующем малом отрезке времени [1].

Обычно, после небольшого начального периода эксплуатации (приработки) функция $\lambda(t)$ длительный период достаточно стабильна, т.е. $\lambda(t) = const$. Влияние интенсивного старения за счет коррозионного износа, усталости и других факторов должно исключаться регламентированием допустимого срока службы.

Принимая для периода нормального (спокойно) функционирования $\lambda(t) = const$, из (1) получаем экспоненциальное распределение

$$P(t) = \exp(-\lambda t), \quad (2)$$

причем $\bar{\theta} = 1/\lambda$ — математическое ожидание срока службы (ресурса) или средняя наработка на отказ [1]. Функцию риска теперь можно записать в виде

$$H(t) = 1 - \exp(-t/\bar{\theta}) \quad (3)$$

При функции надежности в виде (2) частота отказов в системе однотипных объектов (поток случайных событий) соответствует дискретному распределению Пуассона

$$Q(N, \lambda \tau) = \frac{(\lambda \tau)^N}{N!} \exp(-\lambda \tau), \quad N=0,1,2,\dots, \lambda \tau > 0 \quad (4)$$

Согласно данной формуле, аварии на временном интервале $\tau(t, t + \tau)$ произойдут N раз с вероятностью $Q(N, \lambda \tau)$, а отсутствие аварийных ситуаций (отсутствие отказов) — с вероятностью

$$Q(0, \lambda \tau) = \exp(-\lambda \tau). \quad (5)$$

Вероятность того, что аварии произойдут n раз при $n < N$ (т.е. менее N раз), определяется функцией распределения

$$Q_0(n < N) = \sum_{i=0}^{N-1} Q(i, \lambda \tau) = 1 - \varphi(N, \lambda \tau), \quad (6)$$

$$\varphi(N, \lambda\tau) = Q_0(n \geq N) = \sum_{i=1}^{\infty} Q(i, \lambda\tau)$$

Высокая аварийность в наибольшей степени обуславливает негативные экологические следствия в районах нефтедобычи.

Вероятность \bar{Q} возникновения хотя бы одной аварии представляет оценку риска аварий на объекте в период времени τ

$$\bar{Q} = 1 - Q(0, \lambda\tau) = 1 - \exp(-\lambda\tau).$$

Рассматривалась динамика отказов во времени в системе внутрипромысловых трубопроводов Нижневартовского района общей протяженностью 21 тыс. км и анализировался поток аварий, поступающих в эту систему за определенный период времени (за сутки, от 1 до 6 месяцев и от 1 до 10 лет) [3, 4, 5].

Результаты расчетов вероятности N аварий на 1 км длины трубопровода в зависимости от времени представлены в виде таблицы (табл. 7). На последней строке этой таблицы указаны значения функции риска аварийности $\bar{Q}(\tau)$.

Параметр потока отказов λ для данной системы равен $\approx 6 \cdot 10^{-2}$ 1/км·год.

Таблица 7

Вероятность отказов аварий в системе внутрипромысловых трубопроводов Нижневартовского района

$\tau \backslash N$	1 сут	1 мес	3 мес	6 мес	1 год	2 года	5 лет	10 лет
0	1	0,995	0,985	0,971	0,942	0,887	0,741	0,549
1	$1,644 \cdot 10^{-4}$	$4,907 \cdot 10^{-3}$	0,015	0,029	0,057	0,106	0,222	0,329
2	$1,351 \cdot 10^{-8}$	$1,21 \cdot 10^{-5}$	$1,078 \cdot 10^{-4}$	$4,25 \cdot 10^{-4}$	$1,695 \cdot 10^{-3}$	$6,386 \cdot 10^{-3}$	0,033	0,099
3	$7,402 \cdot 10^{-13}$	$1,989 \cdot 10^{-8}$	$5,318 \cdot 10^{-7}$	$4,192 \cdot 10^{-6}$	$3,39 \cdot 10^{-5}$	$2,554 \cdot 10^{-4}$	$3,334 \cdot 10^{-3}$	0,02
4	0	$2,452 \cdot 10^{-11}$	$1,967 \cdot 10^{-9}$	$3,101 \cdot 10^{-8}$	$5,086 \cdot 10^{-7}$	$7,663 \cdot 10^{-6}$	$2,5 \cdot 10^{-4}$	$2,964 \cdot 10^{-3}$
5	0	$2,419 \cdot 10^{-14}$	$5,82 \cdot 10^{-12}$	$1,835 \cdot 10^{-10}$	$6,103 \cdot 10^{-9}$	$1,839 \cdot 10^{-7}$	$1,5 \cdot 10^{-5}$	$3,556 \cdot 10^{-4}$
6	0	0	$1,435 \cdot 10^{-14}$	$9,049 \cdot 10^{-13}$	$6,103 \cdot 10^{-11}$	$3,678 \cdot 10^{-9}$	$7,501 \cdot 10^{-7}$	$3,556 \cdot 10^{-5}$
7	0	0	0	$3,825 \cdot 10^{-15}$	$5,231 \cdot 10^{-13}$	$6,306 \cdot 10^{-11}$	$3,215 \cdot 10^{-8}$	$3,048 \cdot 10^{-6}$
8	0	0	0	0	$3,923 \cdot 10^{-15}$	$9,458 \cdot 10^{-13}$	$1,205 \cdot 10^{-9}$	$2,286 \cdot 10^{-7}$
9	0	0	0	0	0	$1,261 \cdot 10^{-14}$	$4,018 \cdot 10^{-11}$	$1,524 \cdot 10^{-8}$
10	0	0	0	0	0	0	$1,205 \cdot 10^{-12}$	$9,145 \cdot 10^{-10}$
\bar{Q}	0	0,005	0,015	0,029	0,058	0,113	0,259	0,451

По расчетам, удельная частота безотказной эксплуатации нефтепроводов всех типов в течение десяти лет меняется от 0,995 случая на км в год до 0,549 случая на км в год. В среднем она была равна 0,87 случая на км в год. Значения функции риска за 10 лет составляет 0,451.

Оценка степени риска нанесения ущерба при авариях связана с задачей прогнозирования показателей надежности и остаточного ресурса функционирующей системы. Наиболее важной задачей является установление допустимых сроков дальнейшей эксплуатации индивидуального объекта при конкретном значении риска аварий.

В соответствии с РД 03-418-01 «Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов», вероятность аварий разбивается на 5 уровней:

- частый отказ — ожидаемая частота возникновения > 1 год⁻¹ (происходит более одного раза на объекте);
- вероятный отказ — ожидаемая частота возникновения $1—10^{-2}$ год⁻¹ (несколько раз за время существования объекта);
- возможный отказ — ожидаемая частота возникновения $10^{-2}—10^{-4}$ год⁻¹ (отдельные случаи в отечественной практике эксплуатации нефтеперерабатывающих производств);
- редкий отказ — ожидаемая частота возникновения $10^{-4}—10^{-6}$ год⁻¹ (отдельные случаи в мировой практике эксплуатации нефтеперерабатывающих производств);
- практически невероятный отказ — ожидаемая частота возникновения $< 10^{-6}$ год⁻¹ (теоретически возможный, но на практике не регистрировался).

На рисунке 12 представлено распределение случайного числа аварий в месяц (а) и в день (б) по закону Пуассона. Анализ показывает, что наиболее вероятное число аварий в месяц равно 100, а аналогичное число в сутки равно 3. Максимально ожидаемое число аварий в день не больше десяти.

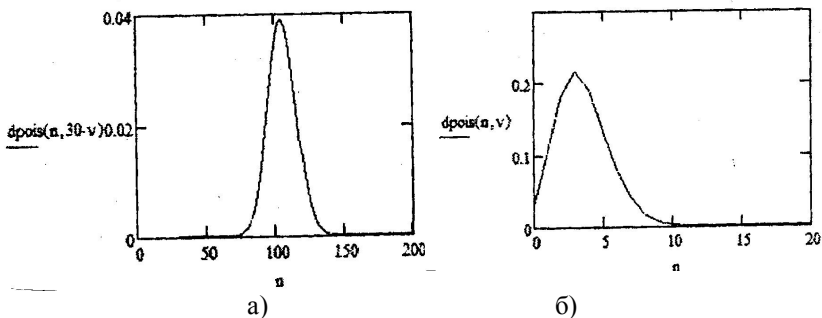


Рис. 12. Распределение случайного числа аварий в месяц (а) и в день (б) по закону Пуассона

Существуют различные способы уменьшения риска. Самый прямой из них — снижение вероятности наступления неблагоприятных событий или их последствий путем принятия технических или организационных мер. Таковыми могут быть меры по технике безопасности, проектирование специальных защитных систем, обучение персонала, создание запасов комплектующих оборудования на случай аварии и т.д.

Основной проблемой промышленной безопасности на объектах нефтяной и газовой промышленности остаются недостаточные темпы обновления устаревшего оборудования, а также слабое оснащение производства надежными системами автоматики и телемеханики.

Кроме того, отечественный опыт показывает, что с внедрением на магистральных нефтепроводах телемеханических систем их надежность значительно возрастает. Внедрение новой системы глобального управления, технического обслуживания и ремонта позволяет повысить надежность работы магистральных нефтепроводов, резко сокращает возможность порывов и обеспечивает надежную охрану окружающей среды от нефтяных загрязнений.

В настоящее время разработаны методы контроля (ультразвуковой, магнитный, метод акустической эмиссии), которые позволяют производить диагностику состояния нефтепроводов, обнаруживать опасные дефекты, что существенно повышает надежность работы [36].

Наши исследования показали, что при оценке надежности многоэлементных систем надежность всей системы резко уменьшается. Поэтому, необходимо перейти на технологии контроля и управления в режиме реального времени на основе систем глобального управления.

Известно, что даже при высокой надежности каждого из элементов системы, устойчивость (надежность) высокоэлементных систем возможно только при интегральном (глобальном) управлении в режиме реального времени: реакции на изменения должны быть выше, чем время самого изменения.

В 1987 году на подобные факторы обратили внимания группа ученых [22]. В статье «Переменяемость в случайной среде» более удачно выражен этот факт: «Как правило, вероятность как мера на некотором множестве элементарных событий бывает неизвестна. Содержательные выводы теории возникают потому, что нас интересуют обычно некоторые функции, заданные на этом множестве, свойства которых мало зависят от точно неизвестного распределения вероятностей. Это более реалистическое представление о беспорядке связано с гауссовским, нормальным распределением. Гауссовский беспорядок обычно обусловлен суммой действий многих слабо зависимых примерно одинаковых случайных причин, как это вытекает из центральной предельной теоремы [50]. Это распределение полностью определяется двумя неслучайными параметрами — средним значением и дисперсией, или разбросом около среднего».

Я.Б.Зельдович и др. (1987) рассматривали в качестве примера сверхдлинный трубопровод, прочность которого с высокой точностью постоянна, ноотягощена малой случайной гауссовской ошибкой. Если стандартное отклонение ошибки во много раз меньше запаса прочности трубопровода, то исходя из наивной идеологии, можно предполагать, что трубопровод будет обладать высокой надежностью, т.е. будет разрушаться с очень малой вероятностью. Но такой вывод верен только для короткого трубопровода. Однако для того чтобы пришел в аварийное состояние сверхдлинный трубопровод, вовсе не нужно, чтобы он был поврежден во многих местах, вполне достаточно одного повреждения. Оно может быть вызвано очень редким отклонением, ничего общего не имеющим со стандартным. Фактическая длина

трубопровода, на которой можно ожидать десяти стандартных уклонений, 10 000 км при длине корреляции вдоль трубы порядка метра. Ситуация может резко усугубиться для негауссовского распределения, например логнормального, т.е. когда по Гауссу распределен логарифм случайной (неотрицательной) величины [22].

Когда распределение вероятностей случайной величины убывает на бесконечности медленнее, чем гауссовское, то высоких пиков, естественно больше и расположены они чаще, т.е. элемент структурности, связанный с пиками, выражен в таком поле сильнее. Подобное усиление роли пиков в том, что теперь ошибка начинает формироваться не под воздействием многих независимых сравнимых по интенсивности причин, а на первый план выступает одна из них. Обращаясь снова к примеру трубопровода, легко понять, что подобная ситуация возникает тогда, когда он проходит по местности с очень сильно и быстро меняющимися свойствами. Такой средой, например, является вечная мерзлота, где оттаявшие участки перемежаются с мерзлыми. Известно, что это самым отрицательным образом сказывается на оценке надежности трубопровода по сравнению дисперсии и запаса прочности. В этом случае необходимы принципиально другие соображения, такого же типа, как при изучении проводимости неупорядоченных металлических сред [22].

Анализ и учет всей совокупности стратегических рисков, создание соответствующих структур и механизмов управления ими являются важными условиями устойчивого развития страны, обеспечения ее национальной безопасности.

Эксплуатация нефтегазовых объектов всегда связана с рисками. Кроме обычных рисков проектов, здесь существует риск аварий, приводящих к материальным потерям, нарушению экологической обстановки и, что особенно существенно, к жертвам и болезням людей. Производственные объекты хранения, переработки и транспортировки горючих и токсичных веществ являются одними из наиболее опасных объектов хозяйственной деятельности.

Уязвимость природного ландшафта носит региональный характер и обусловлена экологической устойчивостью окружающей среды к техногенным процессам строительства [31]. Многие ученые устойчивость рассматривают в качестве характеристики восстанавливаемости природной среды и различают режим

естественного (только за счет собственных ресурсов) и смешанного (включая природосберегающие действия человека) восстановления.

Важной литогенной основой природного ландшафта является геологическая среда, устойчивость которой можно оценить, лишь рассматривая все преобладающие техногенные процессы. С точки зрения защиты грунта и почвенно-растительного покрова, в регионах трубопроводного строительства наиболее типичны механические нагрузки, обуславливающие возникновение или усиление экзогенных процессов. Реакция геологической среды на механическое воздействие грунторазрабатывающих и транспортных средств проявляется в активизации многих геологических процессов и в появлении негативных последствий. Можно полагать, что устойчивость геологической среды к техногенным механическим воздействиям сопоставима с устойчивостью ее к экологическим процессам и определяется прежде всего физико-механическими свойствами грунтов. Поэтому подходы к оценке геологической среды по степени устойчивости к механическому воздействию и экзогенным геологическим процессам могут быть едиными [31].

Другой разновидностью техногенного воздействия на грунт, инициируемого нагрузками со стороны трубопроводно-строительного комплекса, является эрозионный процесс, который может быть вызван непосредственным механическим разрушением поверхности земли (срезка грунта при планировке местности, рытье траншей и котлованов), или начаться вследствие уничтожения растительного покрова. Однако характер и интенсивность эрозионных процессов будут в конкретной зонально-географической ситуации определяться индивидуальными почвенно-грунтовыми свойствами.

Учет экологического риска в практике природопользования необходим для выработки решений по выходу из экологического неблагополучия, определения комплекса необходимых мер, дифференцированных в зависимости от величины риска, рационального финансирования природоохранных мер, в особенности превентивного характера [28].

Все нарушения, которые технологически не регламентированы и связаны с авариями, неконтролируемой деятельностью человека

и вторичным косвенным действием промышленных объектов на сопредельные экосистемы, образуют совокупность явлений, которые можно назвать антропогенным воздействием. Сюда входят нефтяные разливы, нефтяные и солевые загрязнения, подтопления, обсыхание, площади внедорожного проезда, а также механические нарушения, возникающие при устранении различного рода аварий и связанные с ненормированным использованием техники [28, 29].

На основе проведенных исследований и с учетом сезонных изменений на территории Нижневартовского района выделены две крупные группы экологического риска: 1) экологические риски, связанные с природными явлениями; 2) экологические риски, связанные с техногенными воздействиями на природную среду. Природные экологические риски в основном обусловлены климатическими условиями (сильными морозами, наводнениями и др.)

Для сохранения современного уровня экологической напряженности при интенсификации добычи топливно-энергетических ресурсов необходимо строгое соблюдение экологических требований, предъявляемых предприятиям ведущих отраслей.

В целях поддержания экологической и промышленной безопасности территории Нижневартовского района необходимы вероятностные прогнозы о количестве рисков, аварий на трубопроводах и перспективы развития транспортировки углеводородного сырья в системе внутрипромысловых нефтепроводов Нижневартовского района.

Особенности геологической среды исследуемой территории позволяют говорить о нестабильности природных объектов и процессов. Однообразие рельефа и состава пород, однотипность гидрологических и гидрогеологических условий, малочисленный видовой состав растительности ведет к малой устойчивости среды.

2.3. Практические рекомендации

Трубопроводные объекты, особенно магистральные трубопроводные комплексы, являются потенциально опасными в экологическом отношении, поскольку их явные и скрытые отказы оказывают резко негативное воздействие на основные компоненты

окружающей среды (воздух, воду, почву, растительный, животный мир и человек).

Магистральные трубопроводы транспортирующие жидкие и газообразные продукты, представляют собой достаточно мощные инженерные сооружения, характеризующиеся высоким энергетическим потенциалом. Неуклонное развитие сырьевой базы в нашей стране обуславливает широкий размах трубопроводного строительства на обширных территориях в различных климатических, геолого-минералогических и гидрологических зонах [31]. Как и сфера производственной деятельности человека, промышленное строительство объектов магистрального транспорта нефти и газа имеет прямое отношение к проблеме охраны окружающей среды.

Высокая аварийность обусловлена в основном состоянием технических средств и оборудования, которое физически изношено и морально устарело, в некоторых случаях даже трубы не соответствуют ГОСТу и имеют низкую степень надежности. Многие объекты требуют модернизации или коренной реконструкции, отдельные подлежат выводу из эксплуатации.

В связи со старением оборудования возрастает риск аварий и чрезвычайных ситуаций, что в свою очередь, связано с материальными потерями, болезнями и гибелью людей.

Основной причиной смертельного травмирования людей на объектах магистрального трубопроводного транспорта являются грубые нарушения требований промышленной безопасности руководством и персоналом компаний в процессе эксплуатации, технического обслуживания и ремонта трубопроводов и оборудования [6].

Для безаварийного функционирования нефтепровода необходим комплекс мероприятий по экологической безопасности и охране окружающей природной среды в целом, что позволит сократить до минимума ущерб наносимый природе.

Меры смягчения воздействия нефтепроводов на окружающую природную среду разнообразны. Они могут заключаться в отказе от строительства трубопровода, усовершенствовании имеющихся трубопроводов, предпочтении другого способа доставки нефти и газа (танкеры, суда для перевозки сжиженного газа); выборе других трасс для них и участков под насосные и перекачивающие

станции, внесении изменений в конструкцию (например, сооружение подземных трубопроводов вместо наземных); использовании других материалов; частных защитных мерах (строительство переходов для животных, правильный выбор створа и конструкции берегоукрепления при сооружении подводных переходов через реки и т.д.) [11].

Кроме того, отечественный опыт показывает, что с внедрением на магистральных нефтепроводах телемеханических систем их надежность значительно возрастает. Внедрение новой системы управления, технического обслуживания и ремонта позволяет повысить надежность работы магистральных нефтепроводов, резко сокращает возможность порывов и обеспечивает надежную охрану окружающей среды от нефтяных загрязнений [57].

Для предупреждения чрезвычайных ситуаций, вызванных авариями на магистральных нефтепроводах, необходимо выполнение графиков планово-предупредительного ремонта технологического и энергетического оборудования и средств автоматизации и телемеханизации, обеспечение готовности технических средств, применяемых при ликвидации возможных чрезвычайных ситуаций, обеспечение готовности ремонтного персонала.

Для снижения вероятности аварий на трубопроводах необходимы нормативные документы с методиками расчета промышленных рисков на линейных, площадочных сооружениях нефтедобывающего производства и методики расчета рисков нанесения вреда окружающей среде в целом.

Так же, необходимо своевременно оценивать риск потенциально наиболее опасных повреждений и возможность дальнейшей эксплуатации этого участка трубопровода.

Нефтепроводы, водоводы, линии электропровода и другие коммуникации прокладываются в едином коридоре с автодорогами, что обеспечивает их обслуживание. Для снижения аварийности нефтепроводов необходимы:

- усиленный контроль качества труб и сварных швов;
- увеличение толщины стенки труб в поймах рек и на других опасных участках;
- наружная изоляция и катодная защита;
- ингибирование внутренней коррозии.

Возможное вредное воздействие на окружающую среду при эксплуатации месторождений, если даже сведено к минимуму (формально), однако практика показывает, что негативные изменения в окружающей среде продолжают накапливаться и проявляться. При этом избежать аварийных ситуаций полностью не удается.

При малых разливах на поверхности почвы, на болотах и лесных угодьях локализацию рекомендуется осуществлять оконтуриванием площади загрязнения плугом с глубиной погружения лемеха в почву на 20—25 см [40]. При средних аварийных разливах локализация нефти осуществляется путем установления барьеров из земли с устройством защитных экранов, предотвращающих интенсивную пропитку барьера нефтью. Локализация больших объемов разлива нефти производится с помощью отрываемых траншей.

Разработка специальных методов визуализации и средств математического моделирования систем с такими сложными многомерными характеристиками объектов, как экологические, является актуальной для глубокого исследования структуры системы как единства компонентов и связей, осуществления контроля над сложной экологической обстановкой при одновременном учете огромного количества разнородных параметров [41].

В работе профессора Х.Ф.Азизова [2], «Прогнозирование параметров долговечности однотипного оборудования методами технической демографии», предложен демографический (популяционный) подход к развитию технических и социально-организационных систем, состоящих из однотипных элементов, с учетом их износа и восстановления. Классическим примером таких систем является население. К подобным системам относятся также трубопроводные системы, жилищный фонд, численность персонала предприятия, машинный парк, численность пациентов больницы, резервуарный парк, фонд скважин, насосное оборудование и др. Эти системы, как правило, состоят из однотипных элементов, которые структурированы по составу, обновляются, стареют (изнашиваются), восстанавливаются (ремонтируются) и выбывают из системы (вымирают). В количественном отношении такие системы характеризуются численностью и составом.

В упомянутой работе предлагается матричная динамическая модель движения однопипного оборудования, основанная на обобщении метода таблиц смертности для населения. Полный жизненный цикл оборудования делится на n возрастных интервалов. Каждый i -й возрастной интервал характеризуется продолжительностью τ_i и численностью оборудования $x_i(t)$. Общая численность оборудования характеризуется вектором состояния $X(t) = \{x_1(t), x_2(t), \dots, x_n(t)\}$, который определяется по формуле $X(t) = A^t * X(0)$. В этой формуле $X(0)$ — начальный вектор состояния, A — матрица вероятностей перехода между возрастными интервалами (одинаковыми по длине), t — время эксплуатации. Переходная матрица A зависит от количества отказов, ремонтов и замен в каждом возрастном интервале. Далее в работе приводятся формулы для остаточного ресурса оборудования достигшего возраста i

$$T_i(t) = \left(\sum_{j=i}^n x_j(t) \right)^{-1} * \sum_{j=i}^n x_j(t) * (0,5 + j - i)$$

и риска аварийности

$$R(t) = \left(100 * \sum_{i=1}^n x_i(t) \right)^{-1} * \sum_{i=1}^n \alpha_i * x_i(t)$$

В этих формулах τ — величина (одинаковая для всех интервалов) возрастных интервалов, α_i — процент отказов в i -ом возрастном интервале. Как видно из последней формулы, риск представляет собой долю отказавшего оборудования в суммарном общем объеме оборудования и никак не связан с ожидаемым ущербом. A остаточный ресурс оборудования по достижению возраста I равен средневзвешенной продолжительности возрастных интервалов, следующих за i -м интервалом. При этом в качестве весов осреднения выступают доли оборудования соответствующих возрастных интервалов в общем объеме оборудования, возраст которого выше фиксированного i .

На основе полученных формул проанализированы параметры риска и долговечности для оборудования технологической системы добычи, транспорта и переработки попутного газа в Нижневартовском районе за 1985—2005 гг. [2].

В целях предупреждения и ликвидации последствий разливов нефти и защиты населения и окружающей природной среды от их вредного воздействия разработаны основные требования к разработке планов по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов (Постановление Правительства РФ от 21.08.2000 г. № 613, в ред. от 15.04.2002 № 240).

Министерством промышленности и энергетики России в 2006—2007 гг. была организована разработка Федерального закона о специальном техническом регламенте «О безопасности магистрального трубопроводного транспорта, внутрипромысловых и местных распределительных проводов». К.И.Лопатиным и др. [10] предложено внести в него следующие исправления и дополнения, касающиеся проектирования и строительства трубопроводов на торфяных болотах:

Предложение 1. Прокладка трубопроводов по поверхности земли в насыпи (наземная прокладка) или на опорах (надземная прокладка) допускается только как исключение для промышленных трубопроводов или для прокладки трубопроводов в особых природных (горных) условиях, а также на сильнообводненных торфяных болотах, с учетом специальных мероприятий, обеспечивающих надежную и безопасную эксплуатацию трубопроводов.

В этой связи подземная прокладка возможна лишь при полном выторфовывании (удалении торфа) в теле технологической насыпи. Безопасная эксплуатация промышленных нефтепроводов, прокладываемых на торфяных болотах, возможно лишь при надземной прокладке, когда несущим основанием служит минеральный грунт.

Предложение 2. Подземная прокладка трубопроводов на торфяных болотах не обеспечивает устойчивой безаварийной работы, поэтому определять глубину заглубления не имеет смысла. Если и определять глубину заглубления с учетом деформационных свойств неоднородного торфяного основания, то ее следует назначать различной на разных линейных участках, что практически неосуществимо.

Приложение 3. При прокладке трубопроводов по торфяным болотам глубиной до двух метров предусматривать подземную прокладку трубопроводов по дну обязательной заменой торфа минеральным грунтом.

Как исключение при прокладке трубопроводов по торфяным болотам глубиной более двух метров допускается укладка трубопроводов по поверхности болота в теле насыпи, опирающейся на минеральное дно, (наземное прокладка), на опорах или других конструкциях, обеспечивающих вертикальную и горизонтальную устойчивость трубопроводов (надземная прокладка) [10].

Для обеспечения нормальной эксплуатации трубопровода требуется целый комплекс научно-технического и аппаратно-программного обеспечения.

В целом нефтяной комплекс страны в настоящее время располагает достаточными источниками инвестиций для реализации предусмотренных направлений развития, в том числе и мероприятий по охране окружающей среды.

Раздел 3

МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ

По своему характеру техногенное воздействие на все компоненты природы является комплексным, поскольку затрагивает биохимические процессы, происходящие в атмосфере, земле и водоемах.

Отмечается нефтяное загрязнение, возникающее вследствие многочисленных аварийных прорывов напорных и сборных коллекторов, магистральных трубопроводов, авариях на скважинах и т.д. В период аварий концентрации нефтепродуктов достигают 200—300 мг/л. [31].

Загрязнение рек и водоемов отрицательно сказывается и на рыбных запасах региона.

В целях обеспечения высокой надежности и безаварийной эксплуатации трубопроводов, необходимы следующие общепринятые мероприятия:

- для нефтесборных сетей предусматривается использование труб с высококачественным двухслойным наружным полиэтиленовым покрытием и внутренним эпоксидным антикоррозионным покрытием;
- использование труб с заводским внешним антикоррозионным покрытием;
- качественная подземная укладка трубопроводов;
- применение труб из материалов, соответствующих природно-климатическим условиям района строительства;
- регулярная закачка во внутреннюю полость нефтепровода ингибитора коррозии и очищение пропуском жестких очистных устройств внутренней поверхности нефтепровода;
- периодическая закачка ингибитора для защиты от коррозии;
- гидравлические испытания трубопроводов на прочность и герметичность до введения в эксплуатацию;
- 100% контроль сварных стыков радиографическим методом;

— проведение периодической ревизии и диагностики трубопроводов в процессе эксплуатации.

Одно и то же техногенное воздействие в разных природных комплексах, отличающихся по рельефу, растительности, почвенному покрову, условиям увлажнения, приводит к различным последствиям.

Строительные работы, особенно линейные, рекомендуется производить в осенне-зимнее время, когда слой сезонного оттаивания промерзнет до глубины 0,2—0,3 м и механизмы перемещаются без нарушения почвы. При размещении сооружений в пределах выделенных районов предпочтение необходимо отдавать ровным дренированным участкам или пологим склонам с малольдистыми, лучше песчаными грунтами.

В пределах зоны многолетнемерзлых пород прохождение очистной, изоляционной и укладочной техники может способствовать развитию процессов деградации многолетней мерзлоты, появлению термокарста, термоэрозии.

В районах строительства севера Западной Сибири наиболее распространены термокарстовые процессы.

Термокарст — это совокупность физико-геологических процессов, состоящая из таяния внутриземного льда, вытаявания ледяных включений и залежей (прослоек, прожилок, слоев, линз и жил), возникновения в толще пород полостей, просадок протаявшего грунта и образования отрицательных форм микро- и мезорельефа (западин, воронок, котловин, других понижений) [31].

На отдельных участках причиной термокарста является локальное изменение условий теплообмена (увеличение потока тепла в грунт), связанное с уничтожением растительного покрова, денудацией верхних горизонтов почвенно-грунтового комплекса, обводнением территории. На интенсивность термокарста влияют короткопериодные колебания климатических элементов, таких как суммарная радиация, температура воздуха, количество осадков. Освоение территории способствует резкому развитию термокарста.

Формы термокарстовых образований зависят от формы подземного льда (залеже- и текстурообразующий), свойств грунта, площади, на которой изменились условия теплообмена грунтов с

атмосферой, гидрологических и геоморфологических особенностей территории.

Снежный покров в значительной мере определяет глубину промерзания грунтов; регулирование высоты снежного покрова может являться одним из мероприятий, направленных на предотвращение термокарста. Отмеченная особенность термокарста по текстурообразующим льдам — наиболее интенсивное протекание процесса в первые годы, может быть учтена при разработке мероприятий по освоению территории. На участках с сильнольдистыми грунтами за 3—4 года до начала строительных, или иных работ целесообразно удалить напочвенный покров и торфянистый горизонт, а непосредственно перед началом работ провести планировку территории засыпкой западин привозным грунтом, а не срезкой положительных форм микрорельефа [31].

На участках развития эпигенетических полигонально-жилых льдов небольшой мощности (высотой до 2,5—3 м) целесообразна предварительная подготовка территории. Как показывает опыт, на таких участках даже подземная прокладка трубопровода с производством работ в зимнее время часто приводит к полному вытаиванию жил льда в самые первые годы после проведения строительных работ. Предварительные мероприятия, направленные на вытаивание льда, и засыпка образовавшихся при этом траншей существенно улучшили бы инженерно-геокриологические условия таких участков [31].

Своевременно принятые меры по предупреждению аварийных ситуаций повышают надежность сохранения окружающей среды на уровне нормального жизнеобеспечения населения и функционирования объектов, а также уменьшают возможность возникновения чрезвычайных ситуаций.

Наиболее распространенный подземный вид укладок имеет ряд существенных недостатков. При подземной укладке трубопроводов на болотах разрабатывается верхний растительный слой, который имеет большую несущую способность, и трубопровод укладывается на торфяное основание, несущая способность которого значительно меньше. Болота в большинстве случаев не являются землями, на которых по условиям эксплуатации требуется заглубление трубопровода. Уложенные в траншею трубопроводы очень часто требуют балластировки утяжеляющими

грузами, что помимо удорожания вызывает значительные трудности в производстве работ. Ликвидация аварий и ремонт подземного и забалластированного трубопровода представляет весьма сложную задачу.

В целях снижения аварийности трубопроводов, а также эксплуатационных и аварийно-ремонтных затрат К.И.Лопатыным и др. [10] разработана классификация ранжирования заболоченных территорий для застройки нефтепромысловыми объектами. Данная классификация учитывает, помимо несущей способности залежи, специфические особенности болотных микроландшафтов, дифференцируя условия застройки [10].

Мероприятия по обеспечению безопасности и экологичности окружающей среды при ликвидации аварии заключатся в сборе разлитой нефти с поверхности водоемов и почвы, проведении рекультивации нарушенных территорий.

Для предотвращения разлива нефти и возможности попадания вытекшей нефти в водоемы, водотоки, загрязнения лесных массивов, сельскохозяйственных угодий, населенных пунктов, дорог с учетом рельефа местности должны быть созданы земляные обвалования и амбары для сбора разлитой нефти.

Во всех природоохранных зонах необходимо всемерно сокращать количество потерь, проливов и сливов продуктов очистки, грунтоводных, полимерно-изоляционных, лакокрасочных и горюче-смазочных материалов.

Рекультивация является основной частью природоохранных работ при сооружении магистральных трубопроводов. Их следует рассматривать как обязательный вид работ при сооружении магистральных трубопроводов. Различаются следующие виды рекультивации территории: земельная, водная, микроклиматическая, биологическая и почвенная, экологическая, ландшафтная.

Во время подготовительных работ в полосе строительства нарушаются исторически сложившиеся структуры, примыкающие к трассе фитоценозов.

В результате отчуждений территорий под строительство и воздействия производственных процессов сокращаются площади оленьих пастбищ, создаются искусственные препятствия на путях миграции оленей. В результате крайне неравномерно используются кормовые ресурсы, исчезают ягельные кормы. Необходимы

меры по восстановлению и поддержанию фауны в регионе на оптимальном уровне, дальнейшее развитие сети природоохранных территорий, регулирование нагрузок на олени пастбища.

Строительство наземных трубопроводов может мешать установившимся миграциям диких животных. Для предотвращения этого необходимо устраивать проходы при прокладке трубопровода, заглубляя его в грунт на протяжении 50—100 м на путях, предварительно определенных миграцией диких животных [31].

На период до 2020 года главными районами прироста углеводородного сырья будут Западно-Сибирская, Лено-Тунгусская и Тимано-Печорская нефтегазоносные провинции. Поиск, разведка и освоение нефтяных и газовых месторождений на шельфе арктических, дальневосточных и южных морей являются одним из наиболее перспективных направлений развития сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности России.

Предусматривается дальнейшее совершенствование государственного регулирования деятельности организаций транспортных трубопроводных систем страны (нефтяной и нефтепродуктовой) как субъектов естественных монополий. Регулируемые государством тарифы на транспортировку нефти и нефтепродуктов должны учитывать как фактор обеспечения конкурентоспособности жидкого топлива, так и необходимость формирования финансовых ресурсов, достаточных для реализации принятых инвестиционных решений [60].

Анализ литературных данных и наши собственные исследования показывает, что проблема загрязнения земель нефтью при транспортировке нефтепродуктов на территории ХМАО — Югры и Нижневартовского района является актуальной и требует комплексного решения.

В связи с возникшей проблемой, задача снижения негативного воздействия нефтегазового комплекса, в целом, на окружающую среду в настоящее время обсуждается как важнейший элемент безопасности энергетической стратегии на всех уровнях управления, в том числе, на уровне Комитета по экологии Государственной Думы и Совета безопасности Российской Федерации. Она также названа среди приоритетных направлений природопользования и в Экологической доктрине России. Тем не менее, современное состояние экологических проблем освоения углеводород-

ных месторождений свидетельствует о необходимости совершенствовании экономического механизма управления природопользования, ужесточении контроля за утилизацией отходов и системы за качеством окружающей среды. В достижении эффективного улучшения состояния экологической ситуации, основными проблемами являются несовершенство требований нормативно-правовой базы к экологической безопасности в нефтегазодобывающей отрасли и низкая плата за экологический ущерб от хозяйственной деятельности. Поэтому природоохранная деятельность должна базироваться на профессионализме, объективности научных исследования, в четком юридическом нормировании природопользования и воздействия широких кругов общественности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При оценке качества окружающей среды можно сделать вывод, что воздействие на окружающую среду нефтегазовой отрасли, в частности трубопроводной системы, многообразно и существенно.

Полученные результаты исследования позволили сделать некоторые выводы и утверждения:

Воздействия трубопроводного транспорта на окружающую природную среду Нижневартовского региона изучены недостаточно. Основными источниками воздействия являются сами трубопроводы и перекачиваемые, транспортируемые по этим трубопроводам нефтепродукты.

Выявлены основные факторы негативного воздействия трубопроводного транспорта на окружающую природную среду. При анализе временного ряда установлен факт «сезонности» аварий на нефтепроводах при транспортировке углеводородного сырья в Нижневартовском районе.

Рассчитаны индексы сезонности для временного прогноза количества аварий, характеризующие изменения, регулярно повторяющиеся в течение года. На основе расчета предложенного индекса сезонности разработана и апробирована методика временного прогноза количества аварий на трубопроводах в конкретном месяце и квартале года.

Анализ геоэкологической оценки воздействия трубопроводного транспорта на окружающую среду выявил, что на почвах концентрация нефтепродуктов в некоторых лицензионных участках Нижневартовского района превышает предельно допустимые концентрации даже после рекультивации.

Пространственно-временное и количественное зонирование территории Нижневартовского района по площади и объему нефтяного загрязнения, возникающего при транспортировке углеводородного сырья, позволило провести зонирование территории, и выделить зоны со слабо загрязненными, средне загрязненными и сильно загрязненными участками на месторождениях.

Применение методов вероятностно-статистического анализа в процессе исследования основных параметров и законов

распределения потока аварийности трубопроводных систем Нижневартовского района позволило сделать практические выводы о настоящем и будущем состояниях, а также о возможных сокращениях аварийности. Как показали расчеты риска аварийности для различных временных интервалов эксплуатации, система трубопроводов данного района находится на стадии истощения ресурса (опасность отказа растет во времени). Полученный прогноз возможных отказов в указанной системе может быть использован при принятии решений по обеспечению геоэкологической безопасности функционирования рассматриваемой системы трубопроводов.

Для снижения вероятности аварий на трубопроводах необходимы нормативные документы и технологии по предупреждению и ликвидации аварий, с методиками расчета промышленных рисков на линейных, площадочных сооружениях нефтедобывающего производства и методики расчета рисков нанесения вреда окружающей среде в целом.

Таким образом, для дальнейшего развития нефтяной и газовой промышленности необходима современная транспортная инфраструктура с разветвленной сетью трубопроводов для перекачки нефти и нефтепродуктов и при этом составляющую безопасную экологическую обстановку для окружающей природной среды.

Анализ литературных данных и наши собственные исследования показывают, что проблема загрязнения земель нефтью при транспортировке нефтепродуктов на территории ХМАО — Югры и Нижневартовского района является актуальной и требует комплексного решения.

В целом нефтяной комплекс в настоящее время располагает достаточными источниками инвестиций для реализации предусмотренных направлений развития, в том числе и мероприятий по охране окружающей среды.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ И ИСТОЧНИКОВ

1. Аварии и катастрофы. Предупреждение и ликвидация последствий. Учебн. пособие / Под ред. К.Е.Кочеткова, В.А.Котлярского, А.В.Забегаева. В 5 кн. М., 2001. Кн. 2. 383 с.
2. Азизов Х.Ф. Прогнозирование параметров долговечности однотипного оборудования методами технической демографии // Проблемы эксплуатации транспортных систем: Материалы научно-практической конференции. Тюмень, 2008. С. 18—23.
3. Азизов Х.Ф., Ходжаева Г.К. Оценка риска аварийности нефтепроводных систем // Экологические системы и приборы. 2008. № 10. С. 49—51.
4. Азизов Х.Ф., Ходжаева Г.К. Отказы и риски аварийности нефтепроводных систем Нижневартовского района // Сборник научных трудов «География и экология». Нижневартовск, 2009. Вып. 3. С. 182—186.
5. Азизов Х.Ф., Ходжаева Г.К. Анализ риска аварийности нефтепромысловых систем Нижневартовского района // Вестник НГГУ, серия ЕНиНоЗ № 1(2009). Нижневартовск, 2009. С. 49—52.
6. Безопасность жизнедеятельности: Учебник / Под ред. проф. Э.А.Арустамова. 10-е изд., перераб. и доп. М., 2006. 315 с.
7. Бургонутдинов А.М. Повышение надежности нефте-газопроводных систем электрохимическим закреплением грунтов и фундаментов / А.М.Бургонутдинов, Б.С.Юшков, Я.И.Вайсман, И.С.Глушанкова // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2008. № 12. С. 10—15.
8. Васильев С.В. Воздействие нефтегазодобывающей промышленности на лесные и болотные экосистемы / С.В.Васильев. Новосибирск, 1998. 136 с.
9. Воробьев Ю.Л. Предупреждение и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов / Ю.Л.Воробьев, В.А.Акимов, Ю.И.Соколов. 2-е изд., стереотипное. М., 2007. 368 с.
10. Геоэкологические основы использования торфяных болот и лесов Среднего Приобья: Монография / Под общей редакцией К.И.Лопатина. Тверь, 2012. 296 с.

11. Говорушко С.М. Эколого-географические основы оценки взаимодействия природы и общества: Автореф. дис. ... д-ра геогр. наук / С.М. Говорушко. Владивосток, 2002. 50 с.

12. Грацианов Л.А., Пимахин А.Н. Аварии на нефтепромыслах и магистральных газопроводах / Информационный бюллетень «О состоянии окружающей среды Ханты-мансийского автономного округа — Югры в 2006—2007 годах». Ханты-Мансийск, 2008. С. 81—83.

13. Гребенюк Г.Н. Мониторинг состояния лесных геосистем таежной зоны Западной Сибири (на примере бассейна реки Вах): Монография / Г.Н. Гребенюк. Нижневартовск, 2008. 289 с.

14. Гребенюк Г.Н. Воздействие трубопроводного транспорта на состояние окружающей природной среды (на примере нефтепровода Александровское-Анжеро-Судженск) // Экологическая и промышленная безопасность в ХМАО — Югре: Сб. науч. трудов / Отв. ред. Г.Н. Гребенюк, Н.А. Иванова, О.Ю. Вавер, Г.К. Ходжаева. Нижневартовск, 2010. С. 33—40.

15. Гребенюк Г.Н., Ходжаева Г.К. Климатические особенности территории / Исследование современного состояния водохозяйственного комплекса в бассейне р. Вах: Коллективная монография. Нижневартовск, 2010. С. 30—40. (Региональная география. Серия научных трудов и монографий. Вып. 3).

16. Гребенюк Г.Н., Чернявский Е.А., Ходжаева Г.К. Магистральные нефтепроводы и их воздействие на окружающую среду // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. 2011. Т. 13 (39). № 1 (5). С. 1260—1263.

17. Гумеров А.Г. Аварийно-восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов / А.Г. Гумеров. М., 1998. 315 с.

18. Гусейнзаде М.А. Гидродинамические процессы в сложных трубопроводных процессах / М.А. Гусейнзаде, Л.И. Дручина. М., 1991.

19. Доклад об экологической ситуации в Ханты-Мансийском автономном округе — Югре в 2010 году. Ханты-Мансийск, 2011. С. 86—87.

20. Дмитренко В.П., Науменкова Е.А. Транспортировка нефти по нефтепроводу в экологическом аспекте / Дипломные и курсовые работы. URL: bestreferat.ru/referat-212044.html

21. Завьялов В.В. Проблемы эксплуатационной надежности трубопроводов на поздней стадии разработки месторождений. М., 2005. 332 с.

22. Зельдович Я.Б., Молчанов С.А., Рузмайкин А.А., Соколов Д.Д. Переменяемость в случайной среде // Успехи физических наук. 1987. Т. 152. Вып. 1. С. 1—32.

23. Казанцева М.Н., Казанцев А.П., Гашев С.Н. Характеристика нефтяного загрязнения территории Мамонтовского месторождения нефти // Вестник экологии, лесоведения и ландшафтоведения. Вып. 2. Тюмень, 2001. С. 86—90

24. Карабалин У.С. Методы ликвидации и предупреждения аварийных ситуаций при освоении месторождений углеводородного сырья / У.С.Карабалин. Алматы, 2008. 185 с.

25. Кесельман Г.С. Защита окружающей среды при добыче, транспорте и хранении нефти и газа / Г.С.Кесельман, Э.А.Махмудбеков. М., Недра, 1981. 256с.

26. Комплексная программа социально-экономического развития Нижневартовского района на 2007—2017 годы // Сайт «Администрация Нижневартовского района». URL: n-vartovsk.ru/komplek-sprogram

27. Коржубаев А.Г. Нефтегазовый комплекс России в условиях трансформации международной системы энергообеспечения / А.Г.Коржубаев; Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН. Новосибирск, 2007. 270 с.

28. Кочуров Б.И. География экологических ситуаций (экодиагностика территории) / Б.И.Кочуров. М., 1996. 131 с.

29. Кочуров Б.И. Геоэкология: экодиагностика и эколого-хозяйственный баланс территории / Б.И.Кочуров. М., 1999. 116 с.

30. Кузнецова Э.А. Физико-географические факторы пространственно-временной изменчивости снежного покрова нефтегазопромыслового региона: Автореф. дис. ... канд. геогр. наук. Томск, 2011. 22с.

31. Мазур И.И., Иванцов О.М., Молдаванов О.И. Конструктивная надежность и экологическая безопасность трубопроводов. М., 1990. 264 с.

32. Методика выполнения измерений массовой доли нефтепродуктов в пробах почв на анализаторе жидкости «Флюорат-02». СПб., 2002. 18 с.

33. Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах: Серия 27. Вып. 1 / Колл. авт. 2-е изд., испр. М., 2002. 120 с.
34. Михеев В.С. Экологический риск: определение, сущность, содержание / В.С.Михеев // Экологический риск: анализ, оценка, прогноз: Материалы Всероссийской конференции. Иркутск, 1998. С. 5—6.
35. Нокелайнен Т.С., Тархов С. Транспорт и связь. Трубопроводный транспорт // Атлас ХМАО-Югры. Том I. История. Население. Экономика. Ханты-Мансийск; Москва, 2006. С. 119.
36. Павлова Е.И. Экология транспорта: Учебник для вузов / Е.И.Павлова. М., 2006. 344 с.
37. Пиковский Ю. И. Природные и техногенные потоки углеводородов в окружающей среде / Ю.И.Пиковский. М., 1993. 208 с.
38. Пространство, люди, экономика Югры. Социально-экономическая трансформация Ханты-Мансийского автономного округа / Науч. ред. С.С.Артоболевский, О.Б.Глезер. М., 2007. 415 с.
39. Пугачев В.С. Теория вероятностей и математическая статистика / В.С.Пугачев. М., 1979. 496 с.
40. Семенов Л.Н. Оборудование для борьбы с загрязнением нефтью и нефтепродуктами / Л.Н.Семенов // Защита от коррозии и охрана окружающей среды. 1995. № 11—12. С. 24—28.
41. Сердюцкая Л.Ф. Математическое моделирование влияния техногенных нагрузок на экологические системы // Автореф. дис. ... докт. техн. наук по спец. 01.05.02. К., 2004. 42 с.
42. Соколов С.Н. Топливо-энергетический комплекс Нижневартовского региона Югры / Экономика России в условиях модернизации: ориентиры и перспективы: Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием (Каменск-Уральский, 17 ноября 2010 г.). Екатеринбург, 2010. Ч. 2. С. 215—222.
43. Соколов С.Н. Топливная промышленность Нижневартовского региона / Западная Сибирь: история и современность: Краеведческие записки. Вып. XI. Нижневартовск; Омск, 2011. С. 231—240.
44. Состояние окружающей среды и природных ресурсов в г.Нижневартовске и Нижневартовском районе в 2006 году: Обзор /

Ред. колл.: К.И.Лопатин, Г.С.Шмойлова, Н.М.Салихова, А.А.Зубайдуллин. Нижневартовск, 2008. Вып. 7. 154 с.

45. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов. Учебно-практическое пособие / Коллектив авторов. М., 2006. 928 с.

46. Стратегия социально-экономического развития Ханты-Мансийского автономного округа — Югры до 2020 года // Сайт: «Администрация Ханты-Мансийского автономного округа — Югры». URL: admhmao.ru/economic/strateg/frame.htm

47. Структура нефтегазового комплекса // Министерство энергетики РФ. URL: <http://minenergo.gov.ru/activity/oilgas>

48. Сулицкий В.Н. Методы статистического анализа в управлении: Учебное пособие. М., 2002. 520 с.

49. Тихомиров Н.П. Методы анализа и управления эколого-экономическими рисками: Учебное пособие для вузов / Н.П.Тихомиров, И.М.Потравный, Т.М.Тихомирова. М., 2003. 250 с.

50. Феллер В. Введение в теорию вероятностей и ее приложения. М., Т. I. 1965; Т. II. 1967.

51. Филипенко А.В. Сырьевая база нефтедобычи и недропользования в Ханты-Мансийском автономном округе / А.В.Филипенко. Екатеринбург, 2001. 144с. С. 8—9.

52. Ханты-Мансийская экологическая катастрофа. URL: narodinteres.ru/nature-and-man/2011-02-06-19-31-11.htm

53. Ходжаева Г.К. Анализ сезонности аварий в нефтепромыслах Нижневартовского района ХМАО — Югры // Эколого-географические проблемы природопользования нефтегазовых регионов: Теория, методы, практика: Доклады III Международной научно-практической конференции / Отв. ред. Ф.Н.Рянский, О.Ю.Вавер. Нижневартовск, 2006. С. 276—278.

54. Ходжаева Г.К. Состояние нефтепроводной системы ХМАО — Югры и перспективы ее развития в целях поддержание безопасности территории // Экологическая и промышленная безопасность в ХМАО — Югре: Сб. науч. трудов / Отв. ред. Г.Н.Гребенюк, Н.А.Иванова, О.Ю.Вавер, Г.К.Ходжаева. Нижневартовск, 2010. С. 28—33.

55. Ходжаева Г.К., Гребенюк Г.Н. Разливы нефти на месторождениях Нижневартовского района // Эколого-географические проблемы природопользования нефтегазовых регионов — теория,

методы, практика: Доклады IV Международной научно-практической конференции (Нижневартовск, 26—30 октября 2010 г.) / Отв. ред.: А.В.Нехорошева, С.Е.Коркин, Е.Н.Козелкова, Г.К.Ходжаева. Нижневартовск, 2010. С. 208—213

56. Ходжаева Г.К. Особенности загрязнения земель предприятиями нефтегазодобывающего комплекса Нижневартовского района // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. №4. С. 74—77. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Khodzhaeva/Khodzhaeva_1.pdf

57. Шумайлов А.С. Диагностика магистральных трубопроводов / А.С.Шкмайлов [и др.]. М., 1992.

58. Экологическая и промышленная безопасность в ХМАО — Югре: Сб. науч. трудов / Отв.ред. Г.Н.Гребенюк, Н.А.Иванова, О.Ю.Вавер, Г.К.Ходжаева. Нижневартовск, 2010. 284 с.

59. Экология северного города: Коллективная монография / Н.А.Иванова [и др.]; Под общ.ред. Н.А.Ивановой. Нижневартовск, 2007. 128 с.

60. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года Минпромторг России // Перспективы развития топливно-энергетического комплекса. URL: minprom.gov.ru/docs/strateg/1

61. Яворук С.А. Аварии на нефтепромыслах и магистральных газопроводах / Информационный бюллетень «О состоянии окружающей среды Ханты-мансийского автономного округа — Югры в 2008—2009 годах». Ханты-Мансийск, 2010. С. 98—101.

62. Grebenyuk G.N., Hodjaeva G.K. Climatic features of hydrocarbon materials transportation in Nizhnevartovsk region / European Journal History № 5. 2012 [Электронный журнал].

63. Kozlitin A.M. Risk analysis for oil petroleum reservoirs and products / A.M.Kozlitin, A.I.Popov, P.A.Kozlitin // Economics and Environmental: Journal of the European Association of Environmental and Resource Economists. Bialystok (Poland), 2003. Nr 2(24). P. 133—146.

64. Kozlitin A.M. Method of quantitative opinion of integrated risk breakdown of hydro-technical buildings / A.M.Kozlitin, A.I.Popov, P.A.Kozlitin // Economics and Environmental: Journal of the European Association of Environmental and Resource Economists. Bialystok (Poland), 2003. Nr 1(23). P. 45—67.

65. Kozlitin A.M. Methodology of Analysis of Reduction of Risk of Oil Piping Failure / A.M.Kozlitin, A.I.Popow, J.M.Golikow // Economics and Environmental: Journal of the European Association of Environmental and Resource Economists. Bialystok (Poland), 2000. Nr 2(17). P. 9—20.

66. Kozlitin A.M. Methodology of integrated risk assessment for potentially dangerous objects of techno-sphere / A.M.Kozlitin, A.I.Popow // Economics and Environmental: Journal of the European Association of Environmental and Resource Economists. Bialystok (Poland), 1999. Nr 2(15). P. 7—21.

67. Hodjaeva G.K. Industrial safety assurance in main oil pipeline operation (paper) // Materiały V Międzynarodowej naukowo-praktycznej konferencji «Kluczowe aspekty naukowej działalności — 2010». Volume 1. Przemysł. Nauka I studia. 2010. С. 5—9.

68. Hodjaeva G.K. Zoning of Nizhnevartovsk region by the area and volume of oil pollution / Сборник научных трудов по материалам международной научно-практической конференции «Современные проблемы и пути их решения в науке, транспорте, производстве и образовании 2010». Т. 5. Технические науки. Одесса, 2010. С. 62—65.

69. Hodzhaeva G.K. Features of land pollution by enterprises of oil-and-gas production complex in Nizhnevartovsk region. Electronic scientific journal «Oil and Gas Business», 2011, Issue 4, pp. 78—81. URL:ogbus.ru/eng/authors/Khodzhaeva/Khodzhaeva_1e.pdf

70. Hodjaeva G.K. Geocological analysis of oil pipelines impact on Nizhnevartovsk Region's environment. URL: sworld.com.ua/index.php/ru/e-journal/the-content-of-journal/j212/13783-j21201

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	3
Раздел 1. Нефтепроводная промышленность Нижневартовского района....	5
1.1. Состояние и развитие нефтегазового комплекса в районе исследования.....	5
Раздел 2. Практические рекомендации по оценке геоэкологических рисков возникновения аварийных ситуаций при транспортировке нефтепродуктов.....	11
2.1. Аварии на нефтепроводах, их причины и методы анализа	11
2.2. Оценка риска аварийности нефтепроводных систем	43
2.3. Практические рекомендации	58
Раздел 3. Мероприятия по предотвращению аварийных ситуаций при транспортировке нефтепродуктов.....	65
Заключение.....	71
Список литературы и источников.....	73

Изд. лиц. ЛР № 020742. Подписано в печать 30.10.2012
Формат 60×84/16. Бумага для множительных аппаратов
Гарнитура Times. Усл. печ. листов 5
Тираж 300 экз. Заказ 1340

*Отпечатано в Издательстве
Нижневартовского государственного гуманитарного университета
628615, Тюменская область, г.Нижневартовск, ул.Дзержинского, 11
Тел./факс: (3466) 43-75-73, E-mail:izdatelstvo@nggu.r*