

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РФ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
КРАСНОЯРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ПЕДАГОГИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ им. В.П. АСТАФЬЕВА
(КГПУ им. В.П. Астафьева)

ФАКУЛЬТЕТ БИОЛОГИИ, ГЕОГРАФИИ И ХИМИИ
Кафедра географии и методики обучения географии

Родиончева Анастасия Сергеевна

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

**РЫБИНСКАЯ ЛИНЕЙНАЯ ПРОИЗВОДСТВЕННО – ДИСПЕТЧЕРСКАЯ
СТАНЦИЯ И ПРОБЛЕМЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ**

Направление подготовки 05.03.06 «Экология и природопользование»

Профиль «Геоэкология»

ДОПУСКАЮ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой географии и методики
обучения географии, к.п.н., доцент
«25» мая 2016 г.

_____ Е.Н. Прохорчук

Руководитель

_____ к. г.-м. н., доцент Т.А. Ананьева

Дата защиты _____

Обучающийся Родиончева А.С.

(дата, подпись)

Оценка _____
(прописью)

Красноярск
2016

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ГЛАВА 1. СПЕЦИФИКА НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ	6
1.1. Сооружение нефтеперекачивающей станции	10
1.2. Воздействие НПС на окружающую среду	13
1.3. Российские показатели аварийности НПС	19
ГЛАВА 2. ФИЗИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕРРИТОРИИ РАСПОЛОЖЕНИЯ РЫБИНСКОЙ ЛПДС	30
2.1. Геологическое строение и рельеф	31
2.2. Климат района	37
2.3. Гидрология и гидрогеология	43
2.3. Почвенный и растительный покров	49
ГЛАВА 3. ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ НА ПРЕДПРИЯТИИ РЫБИНСКОЙ ЛПДС	54
3.1. Техническая и технологическая характеристика Рыбинской ЛПДС	54
3.2. Экологические риски, связанные с объектами нефтеперекачки на Рыбинской ЛПДС	58
3.3. Инженерные мероприятия по экологической безопасности на Рыбинской ЛПДС	62
Заключение	64
Список использованной литературы	66

Сокращения

ГНПС – головная нефтеперекачивающая станция

ГПВС – газопаровоздушная смесь

ЕСН – единая система нефтеснабжения

ЗВ – загрязняющие вещества

КИП – контрольно-измерительный прибор

ЛПДС – линейная производственно-диспетчерская станция

МНП – магистральный нефтепровод

НПС – нефтеперекачивающая станция

ОС – окружающая среда

ПНПС – промежуточная нефтеперекачивающая станция

ЦПУ – центральный пункт управления

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность. В настоящее время нарастают масштабы и негативные последствия от загрязнения окружающей среды углеводородным сырьем, включая нефть, горюче-смазочные вещества, различные токсичные жидкости обладающие вязкостью. С увеличением объемов нефтедобычи число случаев загрязнения земной поверхности углеводородным сырьем непрерывно возрастает. Проникновение жидких углеводородов в земные недра приводит к загрязнению атмосферы, грунтов и подземных вод и, в конечном итоге, к нарушению экологического равновесия на земной поверхности.

В связи с развитием трубопроводных систем, транспорта нефти, нефтепродуктов и газа увеличивается протяженность трубопроводов и повышается сложность их структур. Требуется значительные усилия, чтобы поддержать приемлемый уровень гарантий безопасности, не допустить его резкого, катастрофического снижения, сохранить прибыльность трубопроводного транспорта.

В районах деятельности нефтеперекачивающих станций происходит интенсивное загрязнение воздушного бассейна в результате испарения паров нефти при их хранении в резервуарных парках. Кроме потерь ценного углеводородного сырья, это приводит к значительному ухудшению экологической обстановки.

Цель работы: Выявить проблемы экологической безопасности при эксплуатации нефтеперекачивающих станций, опасности техногенного риска и наметить пути их снижения.

Задачи:

1. Проанализировав литературные и картографические источники, изучить специфику нефтеперекачивающих станций и выявить причины аварий на предприятиях данного типа.

2. Дать физико-географическую характеристику района расположения Рыбинской ЛПДС.

3. Выявить потенциальные экологические и техногенные риски на предприятии Рыбинской ЛПДС.

4. Разработать рекомендации для снижения экологической опасности в соответствии с планируемыми инженерными мероприятиями.

Объектом изучения дипломной работы является Рыбинская линейная производственно – диспетчерская станция.

Предмет - экологическая обстановка и техногенный риск, создаваемые данным предприятием.

При написании были использованы такие методы, как: литературный, статистический, комплексно-географический, картографический.

Научная практическая значимость.

Данный дипломный проект отличается научной и практической значимостью. В ходе его создания были выявлены причины возникновения аварий на нефтеперекачивающих станциях и проведена их классификация.

На основе проведенного исследования составлено дерево событий при возникновении аварийной ситуации, которое позволит предсказать развитие событий при ЧС и наметить необходимые действия для ликвидации.

В связи с увеличением аварийности на нефтеперекачивающих станциях разработаны рекомендации для снижения экологической опасности на Рыбинской линейной производственно-диспетчерской станции.

ГЛАВА 1. СПЕЦИФИКА НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ

Нефтеперекачивающая станция (НПС) – это сложный комплекс инженерных сооружений, предназначенных для обеспечения перекачки определенного количества нефти и нефтепродуктов.

Транспортировка сырой нефти осуществляется по сети трубопроводов, которые поставляют нефть от скважин к хранилищам на промысле или к магистральным терминалам. По магистральным трубопроводам нефть перекачивают к нефтеперерабатывающим заводам или терминалам танкеров.

Нефтепровод представляет собой комплекс сооружений для транспортировки нефти и продуктов ее переработки от места их добычи или производства к пунктам потребления или перевалки на железнодорожный либо водный транспорт. В его состав входят подземные и подводные трубопроводы.

В основной состав нефтепроводов входят трубопроводы, насосные станции и нефтехранилища. Скорость движения нефти в трубопроводе - 10-12 км/ч.

Для создания и поддержания в трубопроводе напора, достаточного для обеспечения транспортировки нефти, необходимы нефтеперекачивающие станции. Основное назначение каждой нефтеперекачивающей станции состоит в том, чтобы забрать нефть из сечения трубопровода с низким напором, с помощью насосов увеличить этот напор и затем ввести нефть в сечение трубопровода с высоким напором. Основными элементами НПС являются насосные агрегаты, резервуары, системы подводящих и распределительных трубопроводов, узлы учета, устройства приема и пуска очистных устройств и поточных средств диагностики, а также системы смазки, вентиляции, отопления, энергоснабжения, водоснабжения, автоматики, телемеханики и т.п.

На всем протяжении трубопровода через определенные интервалы располагаются мощные насосные станции, обеспечивающие непрерывное движение потока жидкости. Нефтеперекачивающая станция является основным объектом трубопроводного транспорта. Разделяют головную и промежуточные НПС. Головная станция предназначена для закачки нефти в трубопровод и создания необходимого напора в начале первого участка (рис. 1).

Как правило, головная перекачивающая станция имеет резервуарный парк для накопления необходимых для перекачки объемов нефти и их количественного учета; насосную, в которой устанавливаются подпорные и мощные магистральные насосы; технологические трубопроводы с площадками фильтров и узлами переключения; камеры пуска скребков очистки трубопровода; очистные сооружения и т.п.

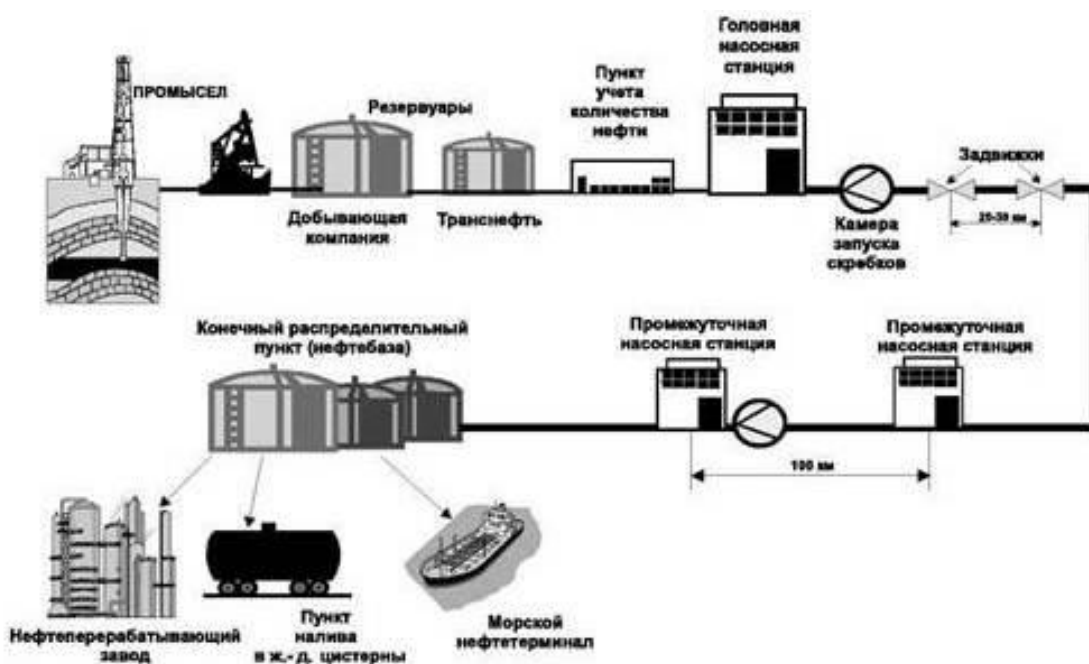


Рис. 1. Схема устройства магистрального нефтепровода

Нефтепроводы по назначению делятся на три группы: внутренние, местные и магистральные.

Внутренние нефтепроводы находятся внутри чего-либо: промыслов (внутрипромысловые), нефтебаз (внутрибазовые),

нефтеперерабатывающих заводов (внутризаводские), с небольшой протяженностью. Местные нефтепроводы соединяют различные элементы транспортной цепочки: нефтепромысел и головную станцию магистрального нефтепровода, нефтепромысел и пункт налива железнодорожных цистерн, либо судов. Протяженность местных нефтепроводов больше, чем внутренних и достигает нескольких десятков и даже сотен километров. К магистральным нефтепроводам (МНП) относятся трубопроводы протяженностью свыше 50 км и диаметром от 219 до 1220 мм включительно, предназначенные для транспортировки товарной нефти из районов добычи до мест потребления или перевалки на другой вид транспорта [26].

В зависимости от диаметра магистральные нефтепроводы подразделяются на четыре класса:

I класс - при условном диаметре от 1000 до 1200 мм включительно;

II класс - от 500 до 1000 мм включительно;

III класс - от 300 до 500 мм включительно;

IV класс - менее 300 мм.

Нефтеперекачивающие (насосные) станции подразделяются на головные (ГНПС) и промежуточные (ПНПС). Головная нефтеперекачивающая станция предназначена для приема нефти с установок ее подготовки на промысле или из других источников и последующей закачки нефти в магистральный нефтепровод. Промежуточные станции обеспечивают поддержание в трубопроводе напора, достаточного для дальнейшей перекачки [31].

Объекты, входящие в состав ГНПС и ПНПС, можно условно подразделить на две группы:

I. Объекты основного (технологического) назначения, к которым относятся:

- резервуарный парк;
- подпорная насосная;

- узел учета нефти с фильтрами;
- магистральная насосная;
- узел регулирования давления и узлы с предохранительными устройствами;
- камеры пуска и приема очистных устройств;
- технологические трубопроводы с запорной арматурой.

II. Объекты вспомогательного и подсобно-хозяйственного назначения, к которым относятся:

- понижающая электроподстанция с распределительными устройствами;
- комплекс сооружений, обеспечивающих водоснабжение станции;
- комплекс сооружений по отводу промышленных и бытовых стоков;
- котельная с тепловыми сетями;
- инженерно-лабораторный корпус;
- пожарное депо;
- узел связи;
- механические мастерские;
- мастерские ремонта и наладки контрольно-измерительных приборов (КИП);
- гараж;
- складские помещения;
- административно-хозяйственный блок и т.д.

На головных нефтеперекачивающих станциях осуществляются следующие технологические операции:

- прием и учет нефти;
- краткосрочное хранение нефти в резервуарах;
- внутристанционные перекачки нефти (из резервуара в резервуар);

- закачка нефти в магистральный трубопровод;
- пуск в трубопровод очистных и диагностических устройств.

На ГНПС может производиться подкачка нефти из других источников поступления, например, из других нефтепроводов или попутных нефтепромыслов.

На промежуточных нефтеперекачивающих станциях происходит повышение напора транспортируемой нефти с целью обеспечения ее дальнейшей перекачки. При работе ПНПС в режиме “из насоса в насос” (т.е. режиме, при котором конец предыдущего участка нефтепровода подключен непосредственно к линии всасывания насосов следующей НПС) промежуточные НПС не имеют резервуарных парков: в других случаях, когда перекачка ведется через резервуары или с подключенными резервуарами такие парки на ПНПС имеются. На ПНПС устанавливаются также системы сглаживания волн давления и защиты от гидравлических ударов [28].

Как правило, магистральные нефтепроводы разбивают на так называемые эксплуатационные участки с протяженностью 400 — 600 км, состоящие из 3 — 5 участков, разделенных ПНПС, работающих в режиме “из насоса в насос”, и, следовательно, гидравлически связанных друг с другом. В то же время эксплуатационные участки соединяются друг с другом через резервуарные парки, так что в течение некоторого времени каждый эксплуатационный участок может вести перекачку независимо от соседних участков, используя для этого запас нефти своих резервуаров.

1.1. Сооружение нефтеперекачивающей станции

Для снижения затрат на сооружение НПС используется метод блочно-комплектного или блочно-модульного их исполнения. Главное преимущество этого метода достигается тем, что на территории станций практически отсутствуют сооружения из кирпича, бетона или железобетона. Все оборудование станции, включая автоматику, входит в

состав функциональных блоков, монтируется и испытывается на заводе, затем в транспортабельном виде доставляется на строительную площадку. При этом блочно-модульные НПС могут быть открытого типа, т.е. насосные агрегаты вместе со всеми вспомогательными системами могут размещаться под навесом на открытом воздухе. От воздействия погодных условий насосные агрегаты защищаются индивидуальными металлическими кожухами с автономными системами вентиляции и подогрева. Такие станции работают при температуре окружающего воздуха от — 40 до +50⁰С. При капитальном ремонте предусматривается замена всего блок-бокса в сборе [2].

Площадку под сооружение НПС выбирают с учетом выполнения некоторых обязательных требований:

- рельеф местности должен быть пологим с явно выраженным уклоном для удобства самотечного отвода поверхностных вод;
- грунты на площадке должны обладать достаточно высокой несущей способностью;
- геологические условия района площадки должны допускать возведение всех сооружений станции без создания искусственных оснований;
- грунты на площадке должны быть сухими с возможно более глубоким уровнем грунтовых вод.

Не допускается сооружение НПС на заболоченных и заливных участках, участках подверженных оползневым и карстовым явлениям, а также в зонах санитарной охраны источников водоснабжения. При размещении станций у рек или водоемов высотные отметки площадки должны быть не менее чем на 0,5 м выше расчетного горизонта высоких вод; за расчетный горизонт воды принимают наивысший ее уровень за 100 лет. Нефтеперекачивающие станции, сооружаемые вблизи рек, размещают ниже ближайших населенных пунктов [7].

При разработке генерального плана НПС обеспечивают наиболее рациональное размещение зданий и сооружений станции, а также благоприятные и безопасные условия труда ее работников. Для этого:

- здания административно-хозяйственного назначения располагают со стороны наиболее интенсивного движения автотранспорта;
- здания и сооружения с производствами повышенной пожарной опасности, в том числе котельную, располагают с подветренной стороны к другим зданиям;
- здания вспомогательного производства размещают по соседству с основными зданиями и сооружениями;
- здания бытовых помещений располагают ближе к проходной; энергообъекты приближают к основным потребителям, чтобы уменьшить протяженность тепло-, газо- и паропроводов и линий электропередач;
- открытые подстанции размещают на самостоятельных участках;
- производственные объекты с большой нагрузкой на грунт (например, резервуарные парки) размещают на участках с однородными хорошо цементированными грунтами, способными обеспечить устойчивость фундаментов.

При размещении зданий и сооружений НПС учитывают стороны света и преобладающие направления ветров. Длинные стороны градирен (устройств для воздушного охлаждения циркуляционной воды) располагают перпендикулярно к преобладающему направлению ветров. Места для забора наружного воздуха системами приточной вентиляции выбирают в зонах наименьшего его загрязнения. Для станций с территорией более 5 га предусматривают не менее двух выездов, включая резервный. Проезды на территории НПС должны обеспечивать свободное движение в обоих направлениях, а также легкий подъезд пожарных

машин к каждому зданию. Расстояние от края проезжей части до стены здания должно быть не более 25 м [29].

Преимущества трубопроводного транспорта:

- возможность повсеместной укладки трубопровода.
- низкая себестоимость транспортировки.
- сохранность качества благодаря полной герметизации трубы.
- меньшая материалоемкость и капиталоемкость.
- полная автоматизация операций по наливу, перекачки, транспортировки и сливу.
- малочисленность персонала.
- непрерывность процесса перекачки.

Главным недостатком является его узкая специализация, также для рационального использования требуется мощный устойчивый поток перекачиваемого груза. Роль трубопроводного транспорта в системе нефтяной и газовой промышленности чрезвычайно велика. Для нефти трубопроводный транспорт является основным видом транспорта в нашей стране. Характерной чертой трубопроводного транспорта является высокий уровень автоматизации производственных операций. В настоящее время в стране сформированы мощные нефтепроводные системы [5].

1.2. Воздействие НПС на окружающую среду

Работа НПС концентрирует в себе целый комплекс проблем мощного загрязнения среды, окружающей НПС, а особенно резервуарные парки.

Основное воздействие источники оказывают на:

- атмосферный воздух;
- водные объекты региона;
- почвенно-растительный комплекс;
- животный мир.

Основные причины этих загрязнений следующие:

- выбросы легких углеводородов и сернистых соединений при заполнении резервуаров и температурных колебаниях газового пространства резервуаров и поверхности нефти;
- испарение нефти с поверхности загрязненных сточных вод, при утечках и аварийных разливах, в результате чего часть нефти уносится ливневыми талыми водами в водоемы;
- продукты зачистки трубопроводов и резервуаров от парафиносмолистых отложений и др.

Основные источники негативного влияния объектов магистральных трубопроводов, а также основные мероприятия, осуществляемые на объектах магистрального трубопровода в соответствии с природоохранным законодательством, представлены в таблице 1 [14].

Таблица 1

Факторы негативного воздействия

п/п	Компоненты ОС	Факторы воздействия на ОС	Основные направления деятельности по снижению отрицательного техногенного воздействия на ОС
-----	---------------	---------------------------	---

1	Атмосфера	Выбросы загрязняющих веществ (ЗВ) от стационарных и передвижных источников, расположенных на НПС и линейной части. Пыление в процессе прокладки нефтепровода	Обеспечение деятельности нефтепроводов и объектов в соответствии с рекомендациями проектов норм ПДВ, выполнение воздухоохраных мероприятий, предусмотренных проектами ПДВ, природоохранными планами предприятий
2	Грунтовые и поверхностные воды	Сброс производственных и хозяйственных сточных вод в накопители, расположенные в пределах производственных объектов. Химическое загрязнение почв при эксплуатации временных шламовых амбаров и емкостей для хранения нефти и возможное аварийное загрязнение почв и опосредованно грунтовых вод	Обеспечение контроля водопотребления и водоотведения, контроля качества сточных вод. Разработка нормативов ПДС, выполнение водоохраных мероприятий, предусмотренных природоохранными планами мероприятий. Оперативная ликвидация аварийных разливов

3	Почвенно – растительный покров	Механические нарушения почвенно - растительного покрова, химическое загрязнение почв. Возможное аварийное загрязнение почв	Оптимизация эксплуатационных работ, выявление мест разливов нефти. Восстановление почвенно-растительного покрова. Очистка и проведение рекультивации загрязненных земель
4	Животный мир	Нарушение путей миграции животных. Фактор беспокойства. Шум от работающих агрегатов	Организация проходов в местах путей миграции, ограничение шумового воздействия промплощадками НПС и обслуживающих объектов

Значительное загрязнение атмосферного воздуха парами нефтепродуктов происходит при эксплуатации резервуаров нефтехранилищ при так называемых "дыханиях" резервуаров (рис. 2.). При этом 75 % потерь происходит от испарений и только 25 % — от возможных аварий и утечек. При этом выбросы нефтепродуктов из резервуарных парков представляют большую опасность окружающей среде в целом. Загрязнение атмосферы парами нефтепродуктов оказывает вредное воздействие и на здоровье человека [19].



Рис.2. Элементы, дающие основной вклад в уровень загрязнения

Нефть поступает из нефтепровода на нефтеперекачивающую станцию через узел подключения. Далее нефть через предохранительные клапаны поступает на узел фильтров-грязеуловителей и через узел сглаживания волн давления – в резервуарный парк [8].

Резервуарными парками принято называть группу резервуаров, сосредоточенных в одном месте. В нефтесборном пункте обычно сооружают резервуары объемом 5000, 10000 и 20000 м³ [12].

Таблица 2

Основные объекты - источники загрязнения атмосферы

Оборудование - источники выбросов загрязняющих веществ	Операция, при выполнении которой происходит выделение загрязняющих веществ	Загрязняющие (вредные) вещества
Резервуарный парк	При заполнении резервуаров и хранении нефти	Сероводород, углеводороды
Магистральная насосная	При перекачке нефти	Сероводород, углеводороды

Блокбкс КРД	При перекачке нефти	Сероводород, углеводороды
Блокбкс ССВД	При перекачке нефти	Сероводород, углеводороды
Запорная арматура, оборудование на территории НПС и линейной части	При перекачке нефти	Сероводород, углеводороды
Технологические емкости с нефтью	При заполнении емкостей, при дыхании емкостей	Сероводород, углеводороды
Емкости топлива котельной, ДЭС, АЭС	При заполнении емкостей, при дыхании емкостей	Углеводороды
Дизельная электростанция (ДЭС)	Сжигание дизельного топлива	NO ₂ , сажа, SO ₂ , CO, бенз(а)-пирен, формальдегид, керосин
Сварочный пост	Сварочные работы и огневая резка металла	Железа оксид, Mn и его соединения, NO ₂ , CO, HF, фтористые соединения плохо растворимые
Установки сжигания отходов	Сжигание отходов	Азота оксиды, сажа, SO ₂ , CO, бенз(а)пирен, зола
Котельная	Сжигание топлива	Азота оксиды, сажа, оксид серы, оксид углерода, бенз(а)-пирен, зола
Металлообрабатывающие станки	Эксплуатация станочного оборудования	Абразивная и металлическая пыль
Деревообрабатывающие станки	Эксплуатация станочного оборудования	Древесная пыль

Автотранспорт и спецтехника	Работа двигателей, ТО, проверка на токсичность и дымность отработавших газов двигателей	Азота оксиды, сажа, оксид серы, оксид углерода, бензин, керосин
Покрасочные работы	Покрасочные работы	Пары растворителя, аэрозоль краски
Взлетно-посадочная площадка вертолета	Взлет-посадка вертолета	Азота оксиды, оксид углерода, керосин
Маслосистема	При функционировании системы (через уплотняющие соединения)	Масло минеральное нефтяное

1.3. Российские показатели аварийности НПС

Нефтепроводная система Российской Федерации является составной частью топливно-энергетического комплекса страны. Она формировалась как Единая система нефтеснабжения (ЕСН) [11].

Протяженность нефтепроводных магистральных трубопроводов России составляет почти 50 тыс. км. В состав сооружений магистральных нефтепроводов входят 387 нефтеперекачивающих станций, резервуарные парки общей вместимостью 17 млн. куб. метров.

Более 30% всех магистральных нефтепроводов России состоит из труб большого диаметра - 1020 и 1220 мм; на них приходится транспортировка свыше 70% нефти, поставляемой по системе.

Степень надежности трубопроводного транспорта во многом определяет стабильность обеспечения регионов России важнейшими топливно-энергетическими ресурсами. Российские трубопроводные системы наиболее активно развивались в 60-80-е годы XX века в связи с перемещением добычи нефти на западносибирские месторождения. Возрастная структура основных фондов магистрального трубопроводного

транспорта нефтепродуктов свидетельствует об их значительном износе - износ основных фондов превышает 70%.

Начиная с 1999 года, в России началось последовательное увеличение объемов нефтедобычи (рис. 3).

Одновременно с ростом добычи идет увеличение мощности нефте-транспортной системы, техническое перевооружение существующих магистралей. За последние три года в России построено 1,5 тыс. км новых нефтепроводов, реконструировано и введено в эксплуатацию 19 нефтеперекачивающих станций [24].

Энергетическая стратегия России рост добычи нефти в стране (рис. 3.). Существующие мощности ЕСН позволяют транспортировать весь предполагаемый объём добытой нефти в намеченный период, а с учетом строительства новых магистральных трубопроводов на северо-западе страны, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, а также реконструкции и расширения уже существующих трубопроводов [27].

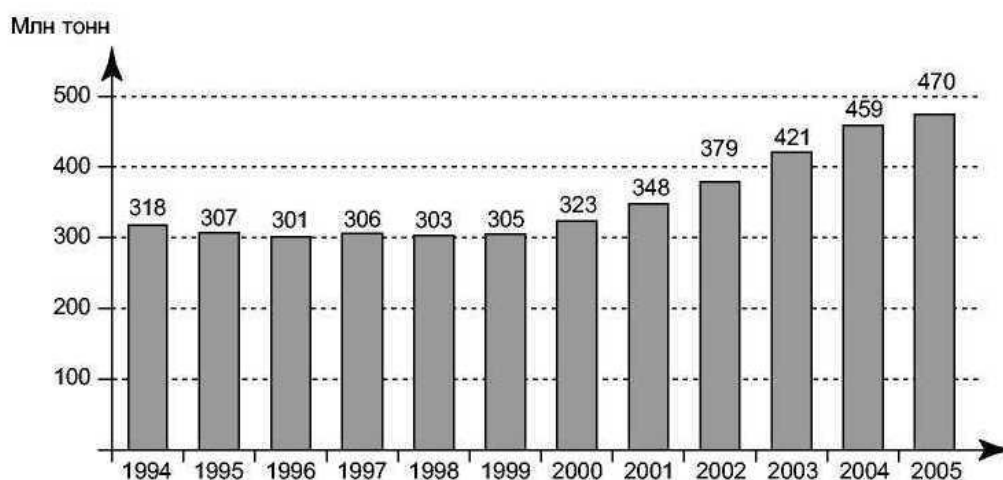


Рис. 3. Добыча нефти в России в 1994-2005 годы

Надежность систем магистрального трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов является важнейшим фактором стабильности и роста экономического потенциала России. Этим транспортом перемещается почти 99% нефти и около 25% нефтепродуктов. По ним обеспечиваются поставки нефти в страны СНГ и Прибалтики, в европейские государства - в Германию, Польшу, Чехию, Словакию,

Венгрию, Словению, Хорватию и Сербию. Кроме того, трубопроводная система позволяет прокачивать нефть к терминалам на Черном и Балтийском морях [18].

После США Россия занимает второе место по протяженности магистральных трубопроводов. Схема транспортировки нефти по сети действующих магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» представлена на рис. 4 [20].



Рис. 4. Схема нефтепроводов АО «Транснефть-Западная Сибирь»

И хотя этот способ транспортировки нефти считается наиболее безопасным, однако все больше фактов свидетельствуют о том, что безопасности на нефтепроводах России по-прежнему уделяется недостаточно внимания.

По данным об общем количестве порывов нефтепроводов опубликованных в «Государственных докладах о состоянии окружающей среды» [10] на рис. 5. приведена информация о порывах трубопроводов и

о количестве добытой в соответствующем году нефти. Из графика видно, что в 2000-2003 г.г. произошло кардинальное изменение динамики порывов. Снижение количества порывов, начавшееся в середине 1990-х, сменилось на их рост. Таким образом, официальные данные показывают, что уменьшения количества порывов за последние 10 лет не происходит.



Рис.5. Количество порывов трубопроводов и объемы добычи нефти

Надежность нефтепроводов

Эксплуатацию системы магистральных нефтепроводов осуществляет ОАО «АК «Транснефть». Это вертикально интегрированная компания, одна из естественных российских монополий, в которую входят 12 региональных трубопроводных объединений, основным видом деятельности которых является транспортировка сырой нефти. В холдинг входит также ряд сервисных организаций, занимающихся проектированием, строительством, эксплуатацией и капитальным ремонтом нефтепроводов. На предприятиях холдинга работает 62 тыс. человек [20].

ОАО «АК «Транснефть» является преемником «Главтранснефти» (Главного управления по транспорту нефти). Это управление было создано как одно из подразделений Министерства нефтяной

промышленности СССР. В то время в его состав входило 17 региональных объединений, пять из которых находились за пределами территории России. Сегодня ОАО «АК «Транснефть» - крупнейшая в мире нефтепроводная компания.

Возрастной состав действующих объектов АК «Транснефть»:

- 38% нефтепроводов эксплуатируется свыше 30 лет;
- 37% нефтепроводов находятся в эксплуатации от 20 до 30 лет;
- 25% нефтепроводов находятся в эксплуатации менее 20 лет;
- 31% резервуарных парков находится в эксплуатации свыше 30 лет;
- - 38% резервуарных парков находится в эксплуатации от 20 до 30 лет.

Анализ аварийности магистральных нефтепроводов страны за 1992-2000годы, выполненный Госгортехнадзором России, показывает, что основными причинами аварий за эти годы явились:

- внешние физические воздействия на нефтепроводы (34,7%);
- нарушения норм и правил производства работ при строительстве и ремонте, отступления от проектных решений (24,7%);
- коррозионные повреждения (23,5%);
- нарушения технических условий при изготовлении труб, деталей и оборудования (12,4%);
- ошибочные действия эксплуатационного и ремонтного персонала (4,7%)

Некоторые данные об аварийности и ее динамики на нефтепроводах приведены в табл.3 и рис. 6 [15].

**Динамика аварийности на магистральных нефтепроводах
России 1985 – 1999гг.**

Годы	Протяженность нефтепроводов, тыс.	Число аварий	Число аварий на1000 км
1985	62,2 (СССР)	27	4
1986	64,2 (СССР)	24	0,43
1987	64,1 (СССР)	16	0,25
1988	65,9 (СССР)	25	0,38
1989	66,3 (СССР)	17	0,26
1990	66,7 (СССР)	17	0,25
1991	49,7 (Россия)	10	0,20
1992	49,7 (Россия)	10	0,20
1993	49,7 (Россия)	12	0,24
1994	49,7 (Россия)	6	0,12
1995	49,6 (Россия)	7	0,14
1996	49,6 (Россия)	10	0,20
1997	49,0 (Россия)	3	0,06
1998	48,9 (Россия)	3	0,06
1999	48,6 (Россия)	3	0,06

По статистическим данным Ростехнадзора, в последние годы на территории РФ наблюдается рост техногенных аварий и катастроф (рис. 6.). Ежегодно на объектах магистрального трубопроводного транспорта фиксируется 200-600 случаев аварийных разливов, в результате которых в окружающую природную среду попадают десятки тысяч тонн нефти и нефтепродуктов, а величина экологического ущерба исчисляется сотнями миллионов.

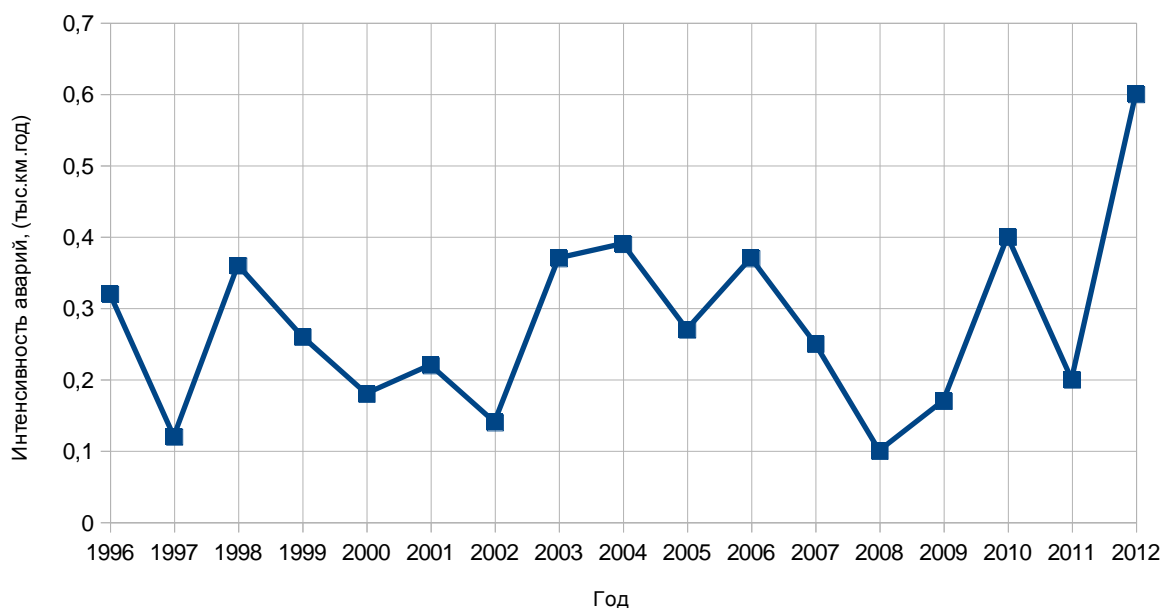


Рис. 6. Динамика аварийности на магистральных нефтепроводах по данным Ростехнадзора (1996-2012 гг.)

В ходе эксплуатации нефтеперекачивающих станций происходили различные аварии со значительными экологическими, техногенными и экономическими последствиями. В данной таблице (табл. 4.) представлен перечень некоторых ЧС на подобных предприятиях.

Таблица 4

Перечень аварий, имевших место на аналогичных объектах

№ п/п	Дата и место	Причина аварии	Краткая характеристика аварии	Описание ущерба оборудованию и производству
1	02.02.1963 г, НПЗ Башкирская АССР	Дефект сварного шва резервуара	Пожар пролива при разрушении резервуара с нефтью объемом 4600 м ³	Промыв земляной обвалования, разрушение соседнего резервуара, истечение за пределы объекта, гибель 26 чел.
2	1987 г Кама-Исмагиловская УКПП ПТДУ "Татнефть"	Коррозионное разрушение верхних опорных конструкций центральной стойки и щитов покрытия резервуара	В результате коррозионное разрушение верхних опорных конструкций центральной стойки и щитов покрытия резервуара	Площадь пожара составила около 9000 м ² .

№ п/п	Дата и место	Причина аварии	Краткая характеристика аварии	Описание ущерба оборудованию и производству
			произошел к разрыв стенки резервуара хранения нефти. Одновременно произошел отрыв технологических трубопроводов на соседнем резервуаре и, находившаяся в нем нефть загорелась.	
3	НПС ЛПДС "Уса" ГДУ "Комичернефть" Республика Коми (Усинский район)		Прорыв нижнего кольца резервуара на 5000 т нефти, разлитие нефти.	В результате аварии около 3 000 т нефти разлилось в радиусе 30 м
4	г. Ноябрьск Тюменской области	Нарушение инструкции проведения ремонтных работ	При проведении сварочных работ загорелась емкость (700 т) с нефтепродуктом, в результате пожара цистерна рухнула.	Падение емкости
5	21.06.1990 г Нефтеюганск ЛПДС п.Каркатеевы	Взрыв от пожара в резервуаре	Разрушение резервуара с нефтью объемом 20000 м ³ , вскипание и перелив нефти	Вскипание и перелив нефти через земляное обвалование в каре четырех резервуаров, истечение за пределы парка
6	В 1996 г НГДУ «Васюганнефть» ОАО «Томскнефть»	Нарушение герметичности фланцевого соединения в узле учета нефти	На установке подготовки и перекачки нефти в помещении коммерческого узла учета товарной нефти из-за нарушения герметичности фланцевого соединения произошла утечка нефти. В результате испарения нефти газопаровоздушная смесь (ГПВС) распространилась в соседние помещения.	2-х этажное здание ЦПУ было разрушено, три человека погибло

№ п/п	Дата и место	Причина аварии	Краткая характеристика аварии	Описание ущерба оборудованию и производству
			При включении электроэнергии в ЦПУ произошел взрыв.	
7	12.99 г Насосная станция «Лопатино» Самарского РНУ ОАО «Приволжскнефтепровод» АК «Транснефть»	Разрушение узла переключения	В режиме промышленной эксплуатации разрушился узел переключения с выходом нефти в объеме 80 м ³	Выход нефти в объеме 80 м ³
8	22.08.2003 Ловинское месторождение ТПП «Урайнефтегаз» (Юрга)	Причины аварии неизвестны	В результате разгерметизации трубы в течение 5 дней происходило истечение нефти в окружающую среду. Количество вылившейся нефти составило около 10 тыс. тонн. Река Мулымья (левый приток Конды) на 100 км оказалась покрыта маслянистой плёнкой, под которой гибнет всё живое. "Прокол" показал, что русло реки практически полностью заполнено нефтью. Поставлены боновые заграждения.	
9	15.07.2003 г Республика Коми Усинский р-н ООО "Природа" 120 км трассы Усинск-Харьяга	Причиной пожара стала неосторожность при проведении сварочных работ. Рабочие, проводившие ремонт, не имели допуска к сварочным работам и вели их без согласования с пожарной	При проведении ремонта электронасоса на производственной территории от искры сварки произошло воспламенение грунта, содержащего нефть. Затем взорвались три насоса для забора нефти. Прибывшие пожарные "отсекли"	Ущерб составил 200 тысяч рублей

№ п/п	Дата и место	Причина аварии	Краткая характеристика аварии	Описание ущерба оборудованию и производству
		охраной	огонь от остального оборудования.	
10	09.03.2003 г Кемерово Нефтебаза Кемеровского авиационного предприятия	По предварительной версии, возгорание произошло из-за разряда статического электричества	Пожар на нефтебазе. Огонь вспыхнул при переливе дизельного топлива - загорелись три емкости каждая объемом 60 тонн. Пожар удалось потушить в течение двух часов. Расположенные рядом с местом происшествия здания и сооружения не пострадали.	Жертв нет

Авария на Рыбинской ЛПДС

В ходе работы станции 20 сентября 2001 года произошла авария. При исследовании следственно-оперативной группой было установлено, что на сухотрубе подслойно пенотушения резервуара проводились сварочные работы.

Причиной аварийной ситуации является неосторожность сотрудника станции, т.е. человеческого фактора. При проведении работ слесарь-монтажник допустил сквозной прорез (прожег) трубы, вследствие чего паровоздушная смесь нефти, находящаяся в трубопроводе и верхней части резервуара, воспламенилась. Произошел взрыв и разгерметизация корпуса резервуара. Через отверстие, образовавшееся в резервуаре из-за высокой температуры и разгерметизации, нефть стала выливаться в обвалование.

На момент загорания в резервуаре находилось 12000 м³ сырой нефти. Площадь горения внутри резервуара и обваловании составила 4730 м². Языки пламя поднялись на 50 метров и начали нагреваться соседние

резервуары.

Из горящего резервуара было откачено 11850 тонн нефти. Огонь уничтожил резервуар, сгорело 120 тонн сырой нефти.

Тушения пожара осуществляли с помощью пенных атак. На ликвидации пожара работали 126 человек пожарных отделений и спецтехники из Красноярска, Зеленогорска, и Канска. На полную ликвидацию пожара потребовались всего одни сутки, несмотря на множественные нарушения, допущенные сотрудниками ЛПДС, пожар был ликвидирован.

Изучив специфику нефтеперекачивающих станций можно сделать следующие выводы:

1. Трубопроводный транспорт – это прогрессивный, экономически выгодный вид транспорта.
2. Главные системы трубопроводов были построены в 1960-1980 гг. В настоящее время около 40% протяженности трасс отработало более 30 лет. Это требует усиления контроля за состоянием магистральных трубопроводов, мониторинга, капитально ремонта и реконструкции.
3. В связи с вышедшим сроком эксплуатации большинства трубопроводов и увеличением добычи нефти, возросло количество аварийности.

ГЛАВА 2. ФИЗИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕРРИТОРИИ РАСПОЛОЖЕНИЯ РЫБИНСКОЙ ЛПДС

Рыбинская линейная производственно-диспетчерская станция находится на территории Рыбинского района села Рыбное (рис. 7).

Географические координаты: $55^{\circ}49'58''$ с.ш., $94^{\circ}47'25''$ в.д.

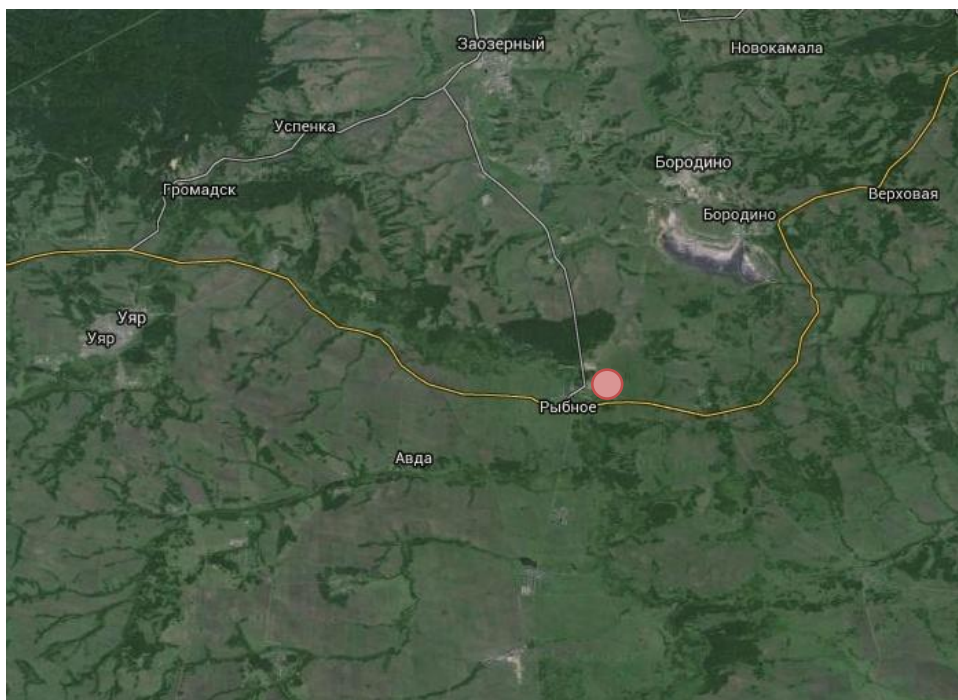


Рис. 7. Местоположение Рыбинской ЛПДС на участке карты Красноярского края, GoogleMaps

Рыбинский район имеет выгодное экономико-географическое положение, так как являясь восточным районом края он расположен в центральной части его по обе стороны от Транссибирской железнодорожной магистрали, имеет соседство с г. Бородино и ЗАТО г. Зеленогорск и через его территорию проходит федеральная автотрасса «Байкал».

Село Рыбное расположено в лесостепной зоне Канско-Рыбинской котловины по берегам реки Рыбной.

Канско-Рыбинская котловина представляет собой поднятую, глубоко расчлененную лесостепную холмисто-увалистую равнину. Высоты местности в ее пределах нарастают по мере движения на запад и на юг,

в сторону горных сооружений Енисейского кряжа и Восточного Саяна. Котловина изрезана речными долинами, большей частью заболоченными. Преобладающие высоты холмов – 300-400 м, вершины холмов плоские и широкие, склоны пологие.

С северо-восточной стороны район граничит с Канским районом, с восточной - с Ирбейским районом, юго-восточной и южной – с Саянским районом, с юго-западной примыкает к Партизанскому району, с западной – с Уярским районом, с северной – с Сухобузимским районом.

По своему геометрическому очертанию район имеет вытянутость с юга-востока на северо-запад.

Площадь территории района на 01.01.2011г. равна 352650 га.

2.1. Геологическое строение и рельеф

Канско-Рыбинская впадина — структурный элемент плитного комплекса Сибирской платформы, тектоническая впадина на юго-западе Сибирской платформы, к юго-востоку от Красноярска.

Рыбинская впадина относится к наложенным предгорным структурам. Выполнена континентальной красноцветной молласой среднего девона — карбона (конгломераты, песчаники, алевролиты, аргиллиты, прослои мергелей, до 2—3 км), которая трансгрессивно перекрыта угленосными толщами нижней и средней юры. Юрские отложения выполняют участки максимального прогибания фундамента, образуя мульды, наиболее крупные из них — Бородинская и Балайская. Рыбинская впадина имеет сложное строение. В ней наряду с общим центриклинальным погружением к северо-востоку выделяются приподнятые и опущенные блоки, ограниченные разрывными нарушениями северо-западной (Востоносаянской) ориентировки [16].

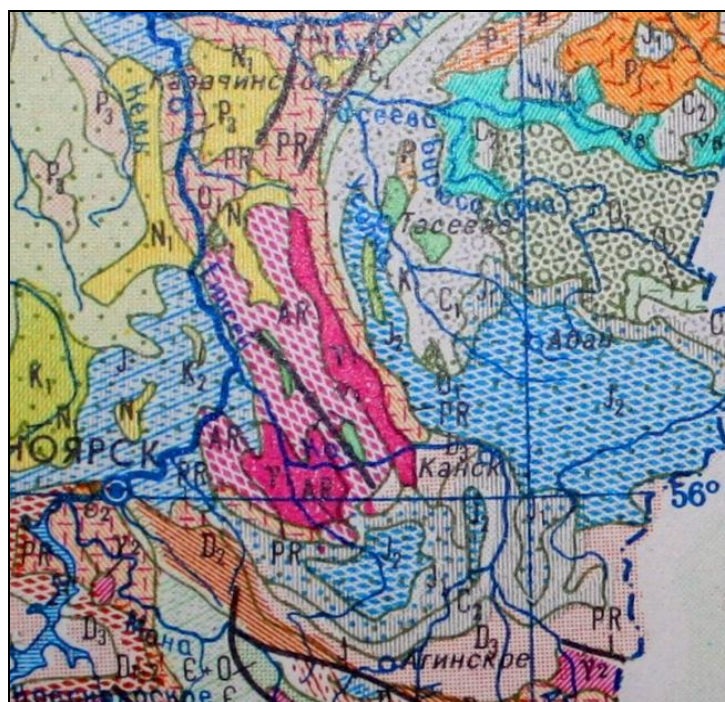
Рыбинская впадина является условной границей между Енисейским кряжем и Восточным Саяном.

В геологическом строении Канско-Рыбинской котловины принимают участие верхнепротерозойские, кембрийские, силурийские, девонские и юрские отложения. Из изверженных пород развиты только основные породы формации Сибирских траппов триасового возраста (рис. 8).

Верхний протерозой. В составе его выделены карагасская и оселковая серии. Карагасская серия представлена только верхней частью — ипситской свитой. Последняя сложена кварцитовидными песчаниками розовыми, серыми, мелко- и среднезернистыми, массивными и алевролитами розовато-серыми, розовыми, красно-бурыми, полевошпатово-кварцевыми. Видимая мощность свиты 200 м.

На размытую поверхность ипситской свиты налегают отложения оселковой серии, представленные удинской и айсинской свитами. Удинская свита сложена зеленовато-серыми, серыми алевролитами, реже аргиллитами с частыми прослоями полимиктовых песчаников. Мощность свиты 500 м. Айсинская свита залегает согласно на удинской и представлена почти исключительно красно-бурыми (реже зеленовато-серыми) алевролитами, аргиллитами и полимиктовыми песчаниками, которые часто переслаиваются между собой. Видимая мощность свиты 600 м.

Нижнекембрийские отложения представлены карбонатными породами. В основании их залегают крупногалечные конгломераты, гравелиты и песчаники.



Масштаб 1: 7500000

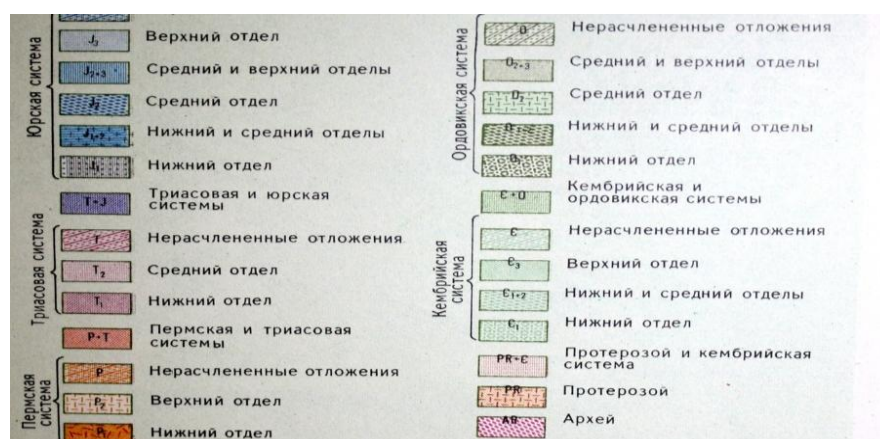


Рис. 8. Геологическое строение Канско-Рыбинской впадины (Атлас Красноярского края и Республики Хакасия, 1990)

Средне-верхнекембрийские отложения (верхоленская свита) представлены мергелями, алевролитами с прослоями песчаников, известняков и доломитов. Отложения загипсованы. Гипс встречается в виде линз, прослоев, включений и прожилков. Для верхнекембрийских пород характерны красно-бурый, реже зеленовато-серый цвет, слюдистость на плоскостях наслоения, флишеподобный тип переслаивания. Мощность отложений 950-1000 м.

Верхнедевонские отложения рассматриваемого района подразделяются на две свиты: баероновскую и топорокскую.

Баероновская свита. Главное значение в составе баероновской свиты принадлежит песчаникам и алевролитам. Небольшие по мощности прослойки слагают мергели, аргиллиты, песчаные известняки, известняки и трепелы. В основании свиты иногда присутствуют мелко-галечные конгломераты с экзотическими гальками подстилающих пород. Характерными признаками пород свиты являются хорошая механическая сортировка обломочного материала, мономинеральный состав его, слабая цементация и преимущественно монотонная светло-серая, белесая окраска.

Песчаники и алевролиты по составу кварцевые (90—95% обломочной части) с незначительной примесью халцедона (3—5%), калиевого полевого шпата и слюды. В виде маломощных прослоев в нижней части свиты довольно часто встречаются трепеловидные породы. Внешне — это белые, тонкопористые, очень легкие образования. Они состоят из тонкозернистых, плохо различимых под микроскопом частиц опала и халцедона с примесью обломочного материала (до 15—20%). Мощность свиты 140—150 м.

Рельеф.

Канско-Рыбинская котловина, или Рыбинская впадина, — структурный элемент плитного комплекса Сибирской платформы, тектоническая впадина на юго-западе Сибирской платформы к юго-востоку от Красноярска. Она является условной границей между Енисейским кряжем и Восточным Саяном.

Канско-Рыбинская котловина представляет собой поднятую, глубоко расчлененную лесостепную холмисто-увалистую равнину. Высоты местности в ее пределах нарастают по мере движения на запад и на юг, в сторону горных сооружений Енисейского кряжа и Восточного Саяна. Котловина изрезана речными долинами, большей частью заболоченными. Преобладающие высоты холмов - 300-400 м, вершины холмов - плоские,

широкие, склоны пологие (5-100). Отдельные склоны долин имеют крутизну до 300.

Максимальные высотные отметки в большинстве случаев приурочены к внешним пограничным частям впадины, где они достигают 600-740 м.

Минимальные высоты приурочены к междуречным пространствам, где они равны 220-300 м. Урезы воды крупных речных артерий изменяются от 260-280 м до 95-100 м. Значительные колебания относительных и абсолютных высот (контрастность рельефа) обусловлены интенсивным развитием эрозионной сети. [13]

В пределах Рыбинской впадины развит тот тип гидросети, который присущ большинству отрицательных структурных элементов. Речные террасы здесь в основном имеют аккумулятивное и эрозионно-аккумулятивное происхождение. Долины рек обладают полого-вогнутыми склонами и имеют широкие днища. Междуречные пространства плоские, местами плоскохолмистые, нередко заболочены [9].

Полезные ископаемые района.

Месторождения угля.

Бородинское месторождение расположено в 20 км к юго-востоку от станции Заозёрная, Транссибирской железной дороги в пределах Рыбинского административного района Красноярского края.

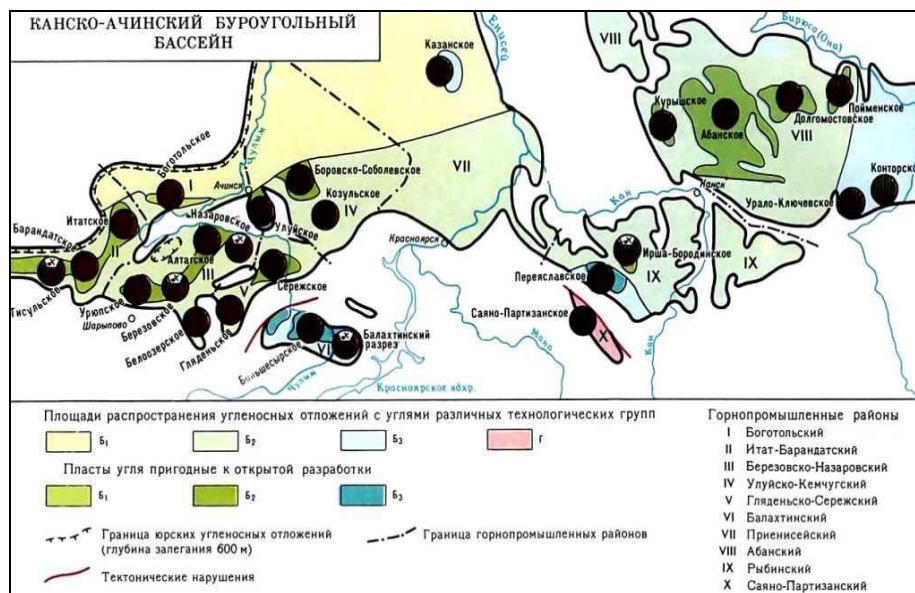


Рис. 9. Схема Канско-Ачинского бурогольного бассейна
(атлас КАТЭК, 1991)

Месторождение является одним из крупных в бассейне КАТЭКа. Оно приурочено к пологой брахисинклинальной складке, вытянутой в северо-западном направлении и занимающей приподнятое водораздельное пространство истоков рек Рыбная, Ирша, Уря, Камала. Строение складки асимметричное: юго-западное крыло более крутое ($6-12^{\circ}$), северо-восточное пологое (до 3°). В центральной части мульды залегание пород горизонтальное с пологими локальными поднятиями. Геологической границей месторождения принят выход основного пласта угля - Бородинского (Бородинского - 11), в контуре которого площадь месторождения составляет 127 км.

Переясловское бурогольное месторождение расположено на территории Рыбинского района в 12 км от с. Рыбное. Площадь месторождения по основному промышленному пласту «Мощный» составляет 87 кв. км. На юго-восточном участке месторождения (участок «Кильчугский») расположен разрез «Переясловский». Разработка разреза началась в 1983 году. Производственная мощность разреза составляет 6 млн. тонн угля в год. Максимально достигнутый объем добычи составил

5,6 млн. тонн в 2011 году, экскавируемой горной массы – 19,9 млн. м³ в 2012 году.

2.2. Климат района

Климат района континентальный, характеризуется продолжительной малоснежной зимой и коротким теплым летом.

Климатическая характеристика района работ:

- среднегодовая температура воздуха - плюс 0,3 °С;
- средняя месячная температура января - минус 17,0 °С;
- средняя месячная температура июля -плюс 17,5 °С;
- абсолютный минимум температуры - минус 59,0 °С;
- абсолютный максимум температуры - плюс 38,0 °С.

Над данной территорией перенос воздушных масс осуществляется в направлении с запада на восток, временами наблюдаются вихри циклонов с юга или юго-запада, обуславливающие нередко обильные осадки. Зимой, особенно в декабре-феврале, циклоническая деятельность проявляется слабо.

В годовом разрезе преобладающими являются ветры юго-западного направления. Средняя годовая скорость ветра составляет 2,7 м/с Средние месячные скорости ветра изменяются в пределах 1,7-3,4 м/с. Наименьшие скорости ветра наблюдаются в августе.

Максимальная расчетная скорость ветра на высоте 15 м от земли повторяемостью 1 раз в 5, 10, 15 лет соответственно равна 27, 29, 30 м/с

Температура почвы связана с температурой воздуха. Наиболее низкая температура поверхности почвы из минимальных средних месячных значений наблюдается в январе (минус 25 °С), наиболее высокая из максимальных средних месячных температур поверхности почвы - в июле (плюс 35°С). Средняя годовая температура поверхности почвы равна 0°С.

С глубиной температура почвы в летние месяцы убывает, в зимние, напротив, температура почвы с глубиной выше, так как сначала охлаждается ее поверхность. Средняя глубина промерзания почвы составляет 166 см, наибольшая - 278 см, наименьшая - 105 см (метеостанция Ачинск).

Средняя многолетняя сумма осадков составляет 572 мм. Большая их часть (66%) выпадает в теплый период года, в холодный период — 34% годовой нормы. Наибольшая сумма осадков за год по метеостанции Ачинск (ж.-д.ст.) составляет 621 мм, наименьшая - 246 мм, наибольшее количество осадков за месяц выпало в июле 1953 года - 164 мм, наименьшее - 1 мм (февраль 1957 года). Наибольшая интенсивность осадков за пятиминутный интервал времени, по данным метеостанции Ачинск (ж.-д.ст.), составила 3,0 мм/мин.

Снежный покров появляется в начале второй декады октября. Устойчивый снежный покров образуется обычно в конце третьей декады октября, а разрушается в середине третьей декады апреля. Полный сход снежного покрова наблюдается в конце третьей декады апреля [1].

Световые и радиационные условия.

Благодаря большой континентальности и малому числу пасмурных дней район Канской котловины получает достаточное количество света, что является характерной особенностью в течение вегетационного периода и в значительной мере возмещает краткость периода с положительными температурами и ускоряет вегетацию растений [3].

В пределах лесостепи число ясных дней увеличивается к центру котловины. Наибольшее число пасмурных дней наблюдается в октябре-декабре, от 13 до 18 дней в месяц.

Вследствие различного физического состояния подстилающей поверхности и изменения облачности по сезонам года, соответственно меняется и сумма солнечной радиации. Приход прямой солнечной

радиации по месяцам и распределение ее по территории лесостепи можно судить по таблице 5.

Таблица 5.

Число часов солнечного сияния Рыбинской котловины

Станция	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
Рыбинская	57	126	192	212	202	249	259	216	162	98	39	39	1851

Из таблицы видно, что наибольшее число часов солнечного сияния в годовой сумме приходится на летний сезон (39%), имеющий наибольшую продолжительность дня. Наименьшее - на зимний сезон (12%). Число часов солнечного сияния определяется облачностью, как по сезонам года, так и по месяцам. Основным фактором формирования климата является солнечная радиация. Суммарная солнечная радиация зависит от широты места, облачности, количества и формы осадков.

По данным Г.М.Сергеева (1960) на территории лесостепи годовая суммарная радиация равна 87 ккал/см в год. Суммарная радиация имеет широтный ход, увеличиваясь к югу. Минимальное значение солнечной радиации отмечается в январе - 1,6 ккал/см. Высота солнца в этот период наименьшая. Весной солнечная радиация быстро возрастает (март-апрель от 6-7 до 9-10 ккал/см в месяц). Это вызвано быстрым ростом высоты солнца при малой облачности и увеличением продолжительности дня. Максимальный приток солнечной радиации отмечается летом (июнь-июль от 13-14 ккал/см в месяц). С августа начинается уменьшение солнечной радиации. Наименьшее изменение величины радиационного баланса наблюдается в июне-июле и ноябре-январе [22].

Условия циркуляции.

По общему характеру циркуляционных условий атмосферы Среднюю Сибирь делят на две части: северную и южную.

На южной части территории Средней Сибири, в которую входит Канская лесостепь, господствуют антициклонические условия атмосферной циркуляции, что обуславливает преимущественно сухую, малооблачную погоду с очень резкими колебаниями температур по сезонам года.

В холодное время года на климат территории большое влияние оказывает западный отрог азиатского антициклона, центр которого расположен в Северной Монголии.

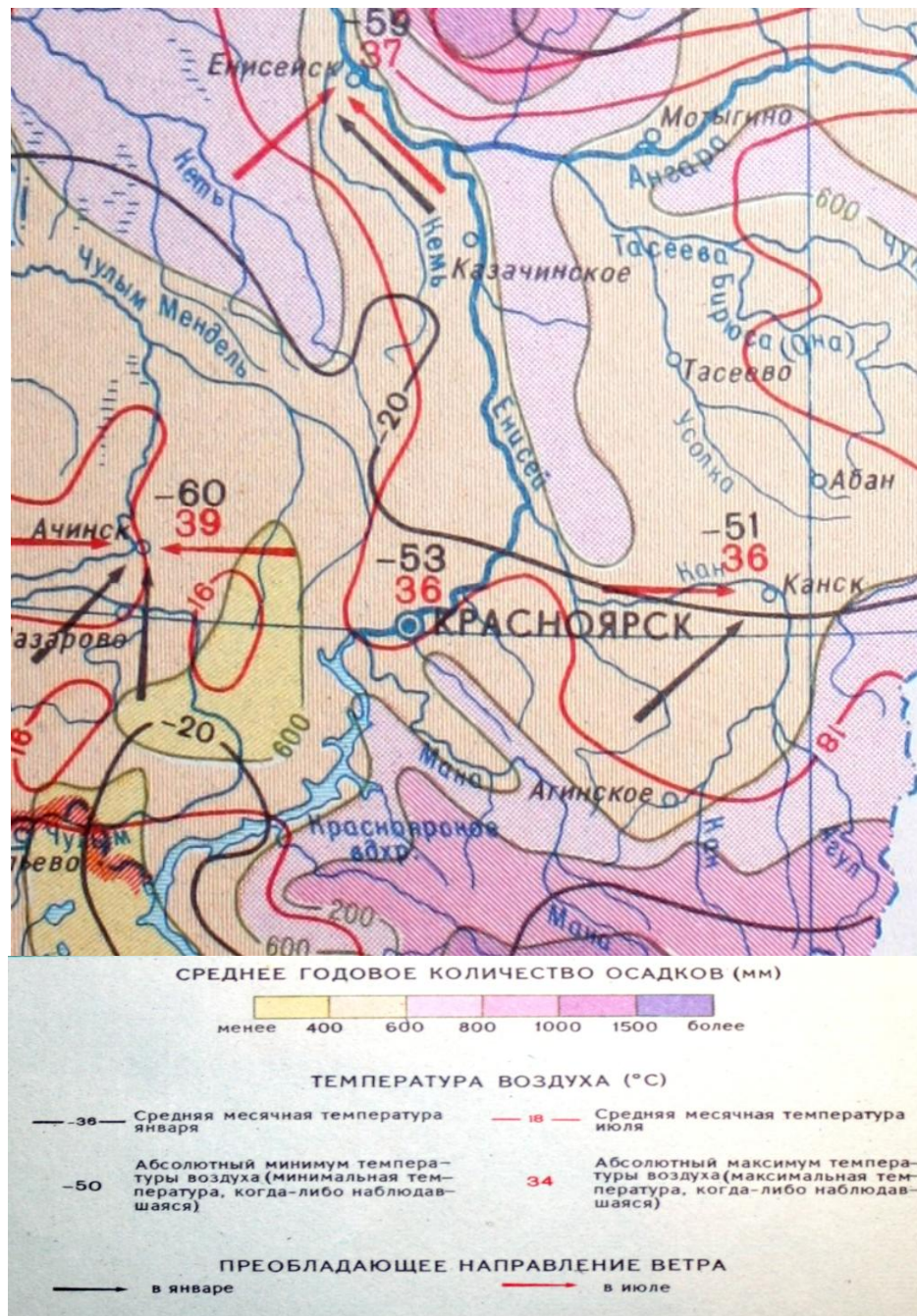
Иногда изменение погоды обуславливают циклоны, возникающие на иранской ветви азиатского полярного фронта, движущегося из Средней Азии на южную половину территории Средней Сибири.

В передних частях циклона происходит вынос теплых континентальных масс воздуха, что приводит иногда к резкому повышению температуры воздуха и интенсивным оттепелям в районах распространения этих воздушных масс.

Зимний сезон и оба переходных сезона (весна и осень) отмечаются малым количеством осадков, низкими ночными температурами, большой сухостью воздуха. Преобладающей характеристикой барического поля зимой являются мощные антициклоны. Циклоническая деятельность в эти периоды года не значительна. Для весны и осени характерно развитие антициклонов средней мощности. В теплое время года циркуляционные условия климатообразования существенно меняются. Наиболее развита циклоническая деятельность и представлена циклонами малой глубины. Глубокие циклоны очень редки. Характерным и основным процессом летнего времени года является формирование континентальных воздушных масс умеренных широт, западно-восточный перенос воздушных масс ослабевает. Во второй половине лета, когда нагревание

континента достигает максимальных значений, наблюдается наибольшая вероятность циклонов, обуславливающая в июле и августе более интенсивные осадки, чем в другие месяцы года. Циркуляционные условия осеннего периода характеризуются развитием общего западно-восточного переноса, который прерывается меридиональными вторжениями холодных воздушных масс с севера [3].

Климат Канской лесостепи характеризуется резко выраженной континентальностью, распределение среднегодовых температур по территории неравномерно (рис. 10.).



Масштаб 1: 7500000

Рис. 10. Климатическая карта Канско-Рыбинской котловины (Атлас Красноярского края и Республики Хакасия, 1990)

Понижение среднегодовой температуры происходит с юго-запада на северо-восток от - 0,5 до -1,7 .

Зимой в центре котловины температуры ниже, чем в предгорьях Восточного Саяна на 2-3⁰С. Сток холодного воздуха в котловину лесостепи — типичное явление для всей зимы. Антициклональная погода

обуславливает сухость и низкие температуры воздуха. Антициклональная погода нарушается лишь вторжениями более теплых воздушных масс в циклонических системах западного направления, которые часто сопровождаются пасмурной погодой и осадками. Температура воздуха повышается, наблюдается некоторое потепление. Иногда в тылу циклона на лесостепь надвигается арктический воздух, который обуславливает понижение температуры и повышение давления. Именно в такие периоды зимнего сезона отрицательные температуры воздуха достигают минимальных значений [22].

Самый холодный месяц в Канской лесостепи — январь. Орографические условия Канской лесостепи обеспечивают сильное выхолаживание зимой.

В марте температура повышается в связи с ослаблением влияния разрушающегося антициклона и увеличением притока солнечной радиации. В апреле температура воздуха резко повышается с севера на юг до 0° С. В центре лесостепи и в предгорных районах Восточных Саян температура доходит до 1° С тепла. Такое повышение температуры весной вызвано достаточно большим притоком тепла. В мае удерживается неустойчивая циклоническая погода. По всей территории лесостепи средние месячные температуры положительные. Июнь значительно теплее мая, среднемесячная температура повышается.

Самый теплый месяц в лесостепи - июль. Среднемесячные температуры повышаются до $19,4^{\circ}$ С, а максимальные температуры достигают $+36^{\circ}$ + 38° С. Самые высокие температуры наблюдаются в центре лесостепи [3].

2.3. Гидрология и гидрогеология

Поверхностные воды

Гидрологическая сеть Рыбинской котловины относится к системе правобережных притоков р. Енисей. В число наиболее крупных рек этой

территории входят: р. Кан, являющаяся главной речной артерией, р. Рыбная, р. Ирша, р. Яруль, р. Барга, р. Кан, р. Тырбыл, р. Большая и малая Камала и др.

В плане речная сеть имеет перестый характер разветвления, часто с ярко выраженной асимметрией: с хорошо развитыми притоками с западной стороны и слабо развитыми, не значительного протяжения, притоками с восточной стороны.

Распределение речной сети на территории впадины довольно равномерное и зависит главным образом от рельефа и геологического строения местности. Распределение ее в общих чертах совпадает с распределением среднегодового стока.

В результате расчленения гидрографов видно, что питание рек территории осуществляется за счет талых снеговых вод весной, и в меньшей степени, летних дождей; грунтовому же питанию принадлежит наименьшая доля в речном стоке. За счет грунтовых вод происходит питание в наиболее сухое время года. Однако, для рек, начинающихся на северных склонах Восточного Саяна, роль дождевых и подземных вод, как источников питания, сильно возрастает.

Внутригодовое распределение стока, находясь в зависимости главным образом от источников питания и от факторов, определяющих зарегулированность стока, характеризуется значительными колебаниями.

Весеннее половодье на реках Канской лесостепи начинается через 3-4 дня после наступления положительных температур воздуха, т. е. в конце 2-ой декады апреля. Продолжается оно от одного до двух и более месяцев.

В начале лета интенсивность испарения увеличивается, и в июле достигает наибольших размеров. В это время наступает летняя межень, прерываемая лишь дождевыми паводками. В течение межени основным источником питания рек являются преимущественно подземные воды и дожди этого периода.

Осенью, начиная с сентября, в связи с уменьшением потерь на испарение и увеличением количества осадков, речной сток вновь увеличивается.

Реки лесостепи в холодный период года покрываются ледяным покровом. В это время они переходят на грунтовое питание, расходы их постепенно снижаются, достигая минимума в предвесенний период. Ледовой режим рек имеет следующий характер.

Осенью, вскоре после перехода температуры воздуха через 0°C , на реках котловины появляются первые ледовые образования: забереги, шуга, и ледоход на более крупных реках. Продолжительность ледохода составляет 15-20 дней. Наступление ледостава на реках в среднем происходит к концу первой декады ноября.

Все реки Рыбинской котловины покрываются сплошным ледовым покровом. К концу марта мощность льда достигает максимального значения - до метра и более. На отдельных участках рек, где имеется меньшая глубина, чем возможная толщина льда, происходит промерзание воды в пределах всего живого сечения. Вода при этом выходит на поверхность ледяного покрова и растекается, образуя наледи, которые иногда покрывают значительные площади поймы. Наледи способствуют образованию заболоченных участков, создают местные гидротермические условия, отражающиеся на развитии растительного покрова. Вскрытие рек на территории лесостепи начинается вскоре после перехода отрицательных температур к положительным, т. е. в конце второй половины апреля и заканчивается полностью в конце этого месяца.

Реки относятся к Восточно-Сибирскому типу. Для этого типа характерно преимущественно снеговое питание, преобладающий весенний сток, летне-осенние дождевые паводки и низкий зимний сток. Река Кан, берущая свое начало в Восточном Саяне, по характерным внутригодового режима, близким к рекам Алтайско-Саянской горной страны, вместе с

другими реками северных склонов Восточного Саяна, относится к указанной гидрографической области [17].

Озера. Озера, находящиеся в прямой связи с условиями рельефа климата и стока поверхностных и подземных вод в пределах лесостепи распределены не равномерно. В южной части ее равнинный рельеф, несущий черты глубинного расчленения, обычно лишен замкнутых котловин. По мере же передвижения с юга на север условия становятся более благоприятными для возникновения озер. Северная часть лесостепи характеризуется, наряду с замедленным стоком поверхностных вод, наличием плоских понижений, образующихся в результате древнего размыва неравномерного накопления рыхлых осадков и процессов суффозии. Здесь преобладают мелкие озера. Наиболее широкое распространение в пределах лесостепи имеют долинные озера, являющиеся остатками речных русел.

Озера описываемой территории в зимнее время покрываются мощным льдом, из них мелкие промерзают до дна. По химическому составу вод озера лесостепи относятся к карбонатному типу. По степени минерализации они являются слабо минерализованными.

Подземные воды. Подземные воды территории лесостепи изучены к настоящему времени исследованы недостаточно. Циркулирующие в осадочных образованиях описываемого района подземные воды по залеганию, согласно классификации О. Н. Ланге, подразделяются на межпластовые, трещинные и грунтовые воды рыхлых отложений. Межпластовые воды на территории лесостепи в основном приурочены к угленосным отложениям юры и верхнего палеозоя, в которых они образуют более или менее мощные горизонты. Водоносными слоями здесь являются пески и пласты трещиноватого угля, подстилаемые глинами и аргиллитами. Трещинные воды циркулируют по трещинам нижнепалеозойских пород, а также и по сбросовым.

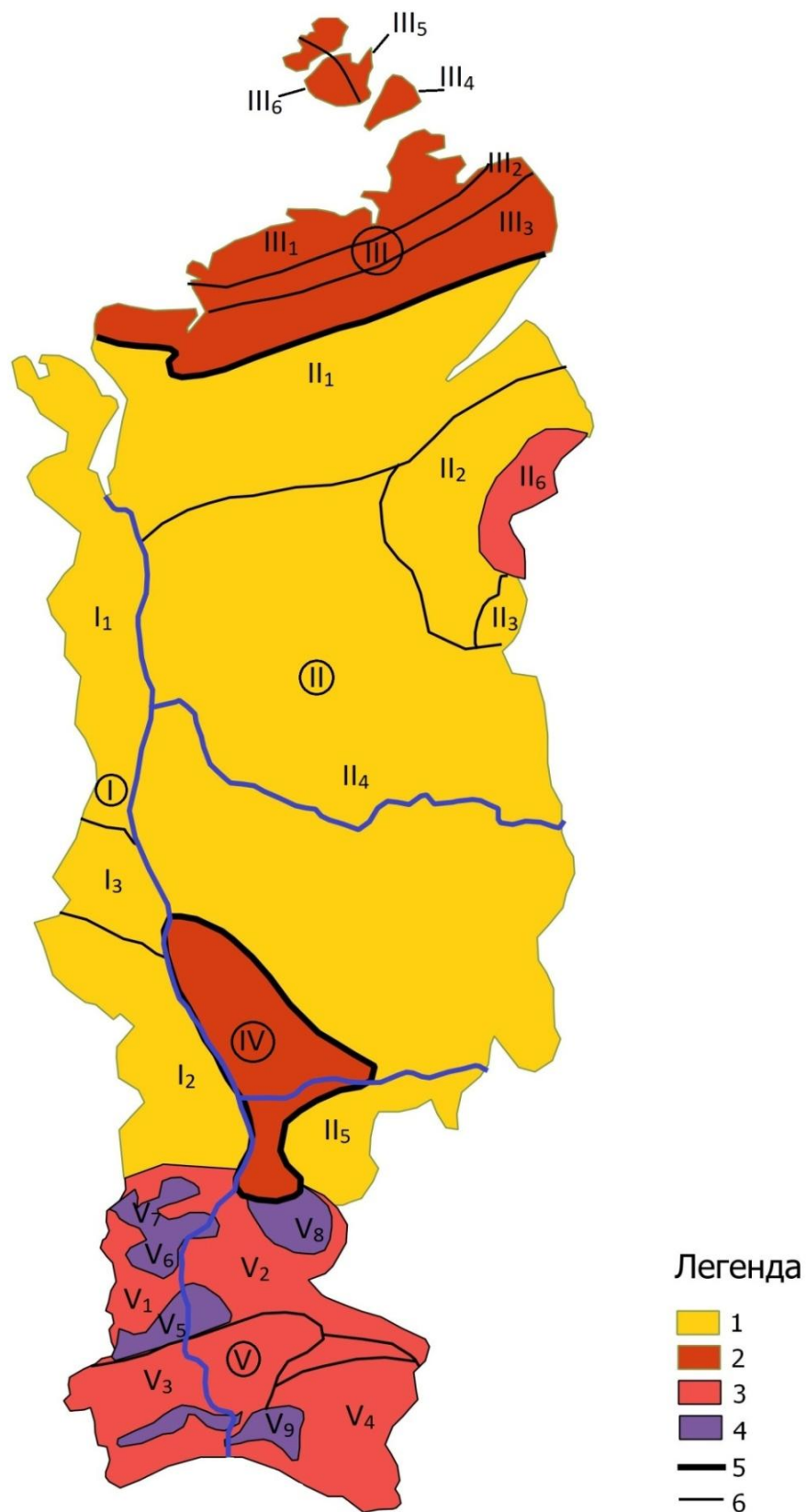


Рис. 11. Схема гидрогеологического районирования
[по «Гидрогеология СССР...», 1972]

Условные обозначения к рис. 11.:

1 – артезианские области и районы, 2 – гидрогеологические складчатые области, 3 – гидрогеологические массивы, 4 – артезианские и адартезианские межгорные бассейны, 5 – границы гидрогеологических структур первого порядка, 6 – границы гидрогеологических структур второго порядка

Артезианские области: I – Западно-Сибирская, II – Восточно-Сибирские гидрогеологические районы: I₁ – Приенисейский, I₂ – Чулымо-Енисейский, I₃ – Елогуйский.

Артезианские бассейны: П₁ – Енисейско-Хатангский, П₂ – Котуйский, П₃ – Оленекский, П₄–Тунгусский, П₅ – Ангаро-Ленский

Гидрогеологические массивы: П₆ – Анабарский

Гидрогеологические горно-складчатые области: III – Таймыро-Североземельская, IV – Енисейская, V – Саяно-Алтайская

Гидрогеологические районы: III₁ – Северо-Таймырский, III₂ – Центрально-Таймырский, III₃–Южно-Таймырский, III₄–Восточно-Североземельский, III₅–Центрально-Североземельский, III₆ –Западно-Североземельский

Гидрогеологические массивы: V₁ – Кузнецко-Алатаусский, V₂ – Восточно-Саянский, V₃– Западно-Саянский, V₄ – Тануоло-Сангилнский,

Межгорные артезианские бассейны: V₅–Южно-Минусинский, V₆–Северо-Минусинский, V₇ – Назаровский, V₈–Рыбинский, V₉ – Тувинский.

В местах, где долины рек и лога прорезают водоносные горизонты, вода выходит на дневную поверхность в виде обильных ключей. Подземные воды, циркулирующие в горных породах, залегающих ниже уровня современных рек, отличаются, соответственно глубинами более или менее значительным напором. Наибольшим напором отличаются трещинные воды, циркулирующие по большим сбросам. Благодаря напорным свойствам и расчленению рельефа, последние часто выходят на дневную поверхность в виде источников.

Питание межпластовых и трещинных вод осуществляется главным образом за счет атмосферных осадков.

В отношении химизма все подземные воды относятся в основном к хлормагниевому, гидрокарбонатно-натриевому и сульфат натриевому типам. Изредка встречается хлоркальциевый тип вод. Выходы вод последнего типа встречаются в основном за пределами южной границы лесостепи. Хлормагниевый тип вод встречается чаще. Сульфатнатриевый тип вод пользуется большим распространением, чем предыдущие типы. Источники данных вод приурочены к прибортовым частям Рыбинской впадины и к окраинам Енисейского кряжа.

В пределах котловины наиболее широкое распространение имеет гидрокарбонатный тип вод. Выходы их отмечаются в районах распространения всех свит девона и юры. Скопление их происходит в пористо-проницаемых толщах юры и девона (межпластовые воды) и выходы их связаны с выходами на дневную поверхность этих пород. Все перечисленные типы вод связаны с зонами активного водообмена и, возможно, за счет поверхностных вод.

2.3. Почвенный и растительный покров

Опираясь на картосхему почвенно-географического районирования (рис. 12), почвы рассматриваемого района относятся к суббореальному лесному и лесному типу равнинных территорий.

Карта–схема типов почв Красноярского края



Рис. 12. Карта-схема типов почв Красноярского края
[по «Почвенная карта..., 1986 с упрощением]

Недостаточное увлажнение с периодически промывным водным режимом, тепло-умеренный климат, господство травянистой растительности приводят в лесостепных ландшафтах к формированию почв с равномерно-аккумулятивным (постепенное равномерное снижение содержание гумуса, поглощенных оснований с глубиной) или с недифференцированным (равномерное распределение железа и алюминия) типом профиля. В почвенном покрове доминируют серые лесные почвы и

лесостепные черноземы. Черноземные почвы представлены выщелоченными и обыкновенными черноземами, серые лесные почвы разделяются на светло-серые, серые и темно-серые. Региональными особенностями лесостепного черноземного почвообразования являются: 1) глубокое и периодически сквозное промачивание; 2) признаки мерзлотного оглеения; 3) многогумусность и малая мощность интенсивно окрашенных гумусовых горизонтов; 4) выщелоченность от карбонатов и легкорастворимых солей; 5) широкое распространение выщелоченных черноземов с признаками мерзлотного оглеения - тучные среднегумусные и средневыщелоченные; 6) карманистый и языковатый переходы между горизонтами; 7) литологическая неоднородность почвообразующих пород. Серые лесные почвы также отличаются от аналогичных почв более влагообеспеченных западных провинций следующими особенностями: небольшой мощностью гумусового горизонта, незначительной выщелоченностью и степенью дифференциации профиля по элювиально-иллювиальному типу, повышенным содержанием гумуса и поглощенных оснований, хорошей сохранностью в профиле второго гумусового горизонта, отсутствием на гранях структурных отдельностей гумусовых гляцевых пленок, широким распространением на мелкоземисто-щебнистых материнских породах.

В периферийных частях лесостепных равнин господствуют серые лесные почвы, в предгорьях отмечаются оподзоленные черноземы. В центральных частях равнин преобладают черноземы выщелоченные, образующие сочетания с серыми лесными почвами. В южных частях лесостепных ландшафтов (Южно-Минусинская впадина) начинают преобладать черноземы обыкновенные маломощные с укороченным профилем. В долинах Енисея и других рек распространены сочетания черноземов и лугово-черноземных почв, причем в долинах малых рек господствуют последние. Небольшие площади (по понижениям рельефа) в лесостепных ландшафтах занимают луговые, лугово-болотные, торфяные

болотные низинные почвы. По поймам рек развиты пойменные кислые и заболоченные почвы.

По комплексу почвенного покрова Канская лесостепь характеризуется типовой однородностью. Последний здесь представлен главным образом сочетанием черноземов и серых лесных почв в различных отношениях (рис. 12). Почвы других типов - дерново-подзолистые, болотные и аллювиальные занимают небольшие площади и в почвенном покрове лесостепи не играют значительной роли. Однако в отношении залегания и распространения почвенный покров этой территории, в связи с разнообразием морфологических условий и почвообразующих пород, имеет много частных особенностей, заключающихся в сложных сочетаниях и комплексах отдельных видов почв.

Отличительной особенностью почв Канской лесостепи, по сравнению с их аналогами других лесостепных районов страны, является меньшая мощность гумусового горизонта. Серые лесные почвы более гумусированны и менее оподзолены. Основные почвы лесостепи, обладая значительными запасами перегноя (6-8%), относятся преимущественно к тяжелым по механическому составу и обладают способностью к обменному поглощению. Степень насыщенности их обменными основаниями высокая.

Почти на всех почвах содержание подвижных фосфора и калия выше среднего (соответственно 16-23 и 16-24 мг/100 г). Все это дает основание считать, что на почвах района можно получать высокие и устойчивые урожаи сельскохозяйственных культур. [9]

Почвенный покров провинции следующий: чернозёмные выщелоченные, в том числе языковатые и карманистые (мало- и среднегумусные и тучные, мало- и среднемощные, чернозёмы обыкновенные (мало- и среднегумусные, мало- и среднемощные и укороченные), серые, тёмно-серые и светло-серые лесные, серые лесные со

вторым гумусовым горизонтом (в том числе глубинно-глееватые), тёмно-серые лесные со вторым гумусовым горизонтом (в том числе глубинно-глееватые), лугово-болотные солончаковатые и солонцовые, лугово-болотные, торфяные болотные низинные, пойменные кислые, пойменные заболоченные.

Для лесостепей характерно широкое распространение древовидных и кольцевых структур почвенного покрова. Древовидность связана с эрозионными формами рельефа, а концентричность — со сменой биоклиматических условий от одного геоморфологического уровня к другому. В наиболее засушливых центральных частях развиты чернозёмы обыкновенные. Распространены выщелоченные чернозёмы, образующие сложные экспозиционные мозаики с серыми лесными почвами. На верхних уровнях водоразделов краевых частей формируются сочетания дерново-подзолистых и серых лесных почв. В долинах рек распространены сочетания мозаики чернозёмов и лугово-чернозёмных засоленных почв. На избыточно увлажнённых низких речных террасах структура почвенного покрова образована лугово-болотными (в том числе засоленными), торфяными болотными низинными и пойменными почвами. На крутых выпуклых склонах и гребневидных эродированных участках увалов под мелкодерновинными и крупнопольно-ковыльными ассоциациями формируются мозаики в разной степени развитых щебнистых обыкновенных маломощных чернозёмов. Чернозёмы часто образуют регулярно-циклические элементарные почвенные ареалы [4].

ГЛАВА 3. ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ НА ПРЕДПРИЯТИИ РЫБИНСКОЙ ЛПДС

3.1. Техническая и технологическая характеристика Рыбинской ЛПДС

Рыбинская линейная производственно - диспетчерская станция (РЛПДС) является структурным подразделением Красноярского районного нефтепроводного управления (КРНУ), ОАО «Транссибирские магистральные нефтепроводы» (ОАО «Транссибнефть»).

Сокращенное название подразделения - Рыбинская РЛПДС.

Рыбинская линейная производственная диспетчерская станция представляет собой комплекс сооружений и устройств для приема, накопления и перекачки нефти по магистральному нефтепроводу и классифицируется по назначению как «нефтеперекачивающая станция с емкостью».

Основной вид деятельности - прием и перекачка нефти на одном из участков магистральных нефтепроводов Омск-Иркутск (720мм) и Анжеро-Судженск-Красноярск - Иркутск (1020мм).

Режимами работы Рыбинская ЛПДС предусматривается смешение входящих потоков нефти в резервуарном парке и на приеме подпорных насосов, а также подача потока нефти из МН «Омск-Иркутск» и МН «Анжеро-Судженск-Красноярск» напрямую через насосную (без сообщения с резервуарным парком) в магистральный нефтепровод.

Год постройки ЛПДС – 1964.

Дата пуска в эксплуатацию после реконструкции – 2004.

Рыбинская ЛПДС входит в состав Красноярского РНУ.

Территория Рыбинской ЛПДС составляет 38 га, которая имеет форму неправильного многоугольника (рис . 13).



Рис. 13. Структура Рыбинской ЛПДС, GoogleMaps

Ограждение территории станции выполнено металлической сеткой по металлическим столбам. Длина забора 2850 м, высотой 2,0 м.

Рыбинская ЛПДС находится на высоте 363 м над уровнем моря, на 590,5 км нефтепровода Анжеро-Судженск-Красноярск. Рельеф площадки ровный. Грунты в основном суглинистые.

Производственная площадка ЛПДС незатопляемая. Землетрясения, сели, лавины, ураганы в районе расположения НПС не характерны.

Сейсмичность районов расположения объектов Красноярского РНУ АО «Транснефть – Западная Сибирь» [СНиП II-7-81* с изм. № 5] не превышает 7-8 баллов.

Другие объекты Красноярского РНУ ОАО «Транснефть – Западная Сибирь» вблизи Рыбинской линейной производственно-диспетчерской станции отсутствуют.

Ближайший населенный пункт село Рыбное с населением 1850 человек удален от декларируемого объекта на 3 км и в зоны действия поражающих

факторов от гипотетических аварийных ситуаций не попадает.

В состав Рыбинской ЛПДС входят:

1. Резервуарный парк: общая емкость - 135000 м³.
2. Насосные станции для перекачки нефти: магистральная НПС-1, магистральная НПС-2, подпорная НПС-2.
3. Станции катодной защиты.
4. Фильтры-грязеуловители и система откачки утечек.
5. Технологические трубопроводы.
6. Системы водоснабжения, теплоснабжения, вентиляции, канализации, пожаротушения, электроснабжения, автоматики, телемеханики, связи.
7. Производственно – бытовые здания и сооружения.

На предприятии имеется система автоматики и телемеханики.

Система автоматизации ЛПДС осуществляет:

- централизованный контроль технологических параметров и параметров состояния технологического оборудования;
- программное управление и поддержание заданного режима работы оборудования ЛПДС; автоматическую защиту насосных агрегатов по предельным и аварийным значениям контролируемых параметров;
- автоматическое управление работой вспомогательных систем и сооружений; резервуарного парка; линейной части нефтепроводов, котельных «Sermet» и «Witermo».

Система телемеханики ЛПДС (станционная телемеханика) предназначена для централизованного контроля и управления технологическим оборудованием ЛПДС с помощью систем автоматики. Объектами телемеханизации являются: магистральные насосные; подпорная насосная; вспомогательные системы; резервуарный парк; узлы приема и пуска (пропуска) устройств очистки и диагностики-трубопровода.

Поля испарения и фильтрации. На территории станции существует пруд дополнительного отстоя, поля испарения и фильтрации.

Пруд дополнительного отстоя предназначен для дополнительного осветления условно очищенных вод и выпадения из жидкости взвешенных частиц. Поля испарения и фильтрации относятся к сооружениям биологической очистки сточных вод в естественных условиях, выполняют функции окончательных устройств этих сооружений и предназначены для доочистки условно-очищенных сточных вод

В состав сооружений входит:

1. Пруд дополнительного отстоя с размерами в плане 40 м х 25 м, площадью – 1000 м², объемом – 2500 м³.
2. Поля испарения и фильтрации очищенных сточных вод (пруды) в количестве 6 объектов, с общей площадью испарения и фильтрации – 55650 м², общим объемом прудов – 138443 м³.
3. Самотечный коллектор очищенных сточных вод.
4. Наблюдательная скважина глубиной 14 м, для отбора проб подземной воды первого (техногенного) горизонта.

Очищенные сточные воды из камеры гашения стоков по коллектору сточных вод попадают в пруд дополнительного отстоя, где происходит их дополнительное отстаивание, в результате чего очищенные стоки дополнительно осветляются и освобождаются от взвешенных веществ.

Далее, очищенные сточные воды по распределительным сетям отводятся на свободные карты полей испарения и фильтрации, где и происходит процесс естественного до окисления очищенных сточных вод. Сущность этого процесса заключается в следующем: при фильтрации сточных вод через почву, в верхнем ее слое на поверхности частиц грунта адсорбируются нерастворенные и коллоидные загрязнения, образуя густо заселенную микроорганизмами пленку. Эта пленка в присутствии кислорода воздуха, проникающего в почву через поры, окисляет органические вещества, содержащиеся в сточных водах. В результате этого естественного

процесса улучшаются показатели очистки сточных вод.

Норма нагрузки очищенных сточных вод на поля фильтрации составляет от 50 до 250 м³ /га в сутки в зависимости от характера грунтов, среднегодовой температуры воздуха и глубины залегания грунтовых вод.

Часть очищенных сточных вод при этом испаряется с поверхности прудов, уменьшая гидравлическую нагрузку на фильтрацию стоков через почву.

Наблюдательная скважина. Для определения показателей степени очистки сточных вод предусмотрен отбор проб из наблюдательной скважины с акватории рабочего пруда с периодичностью не реже 1-го раза в месяц. Лабораторный контроль осуществляется лаборантами эколого-аналитической лаборатории Рыбинской ЛПДС. Контролируется содержание нефтепродуктов в воде техногенного горизонта, которое не должно превышать величины – 0,025 мг/л. Результаты контроля отражаются в протоколах и доводятся под роспись до начальника.

3.2. Экологические риски, связанные с объектами нефтеперекачки на Рыбинской ЛПДС

Аварией на магистральном нефтепроводе считается внезапный вылив или истечение нефти (утечки) в результате разрушения или повреждения нефтепровода и его элементов: резервуаров, оборудования и устройств.

Основными объектами, на которых происходят ЧС, является оборудование, в котором обращается нефть, а именно: резервуарный парк, технологические трубопроводы, магистральные и подпорные насосные станции [6].

Первыми по степени опасности могут быть аварии, связанные с попаданием нефти в реки. Опасность аварий на водных переходах обуславливается высокой скоростью распространения загрязнений, нанесением ущерба природной среде, здоровью людей. Скорость распространения загрязнения зависит от скорости течения реки, профиля трассы нефтепровода, рельефа береговой зоны, рельефа дна реки, наличия береговой и донной растительности, гидрометеорологических и климатических условий, характера повреждения нефтепровода.

Вторыми по степени опасности можно выделить аварии в местах пересечения магистральных нефтепроводах с железными и автомобильными дорогами. Аварии на участках пересечения МНП с железными и автомобильными дорогами сопряжены с угрозой возникновения пожара и нанесения экономического ущерба в результате прекращения функционирования дорог на время проведения работ по ликвидации последствий аварии.

Третьей по степени опасности являются аварии вблизи населенных пунктов. Здесь возможны случаи механических повреждений трубопроводов землеройными и сельскохозяйственными машинами при выполнении ремонтно-строительных работ на пересекаемых коммуникациях, обработке почвы или из-за действий посторонних лиц. Аварии с утечкой нефти вблизи крупных населенных пунктов сопряжены с угрозой возникновения пожаров, нанесением ущерба жизни и здоровью людей, загрязнением плодородных земель, нанесением ущерба сельскохозяйственным и промышленным предприятиям. Нефтепроводы КРНУ ОАО «Транссибнефть» проходят по территориям агропромышленных организаций, вблизи городов и населенных пунктов, пролегают по заболоченной местности и пересекают коммуникации различного назначения [23].

Проанализировав аварийные ситуации на аналогичных предприятиях можно выделить основные причины возникновения аварий

на Рыбинской станции:

- ошибочные действия персонала при пусках и остановках насосов, несоблюдение очередности оперативных переключений технологических трубопроводов и запорной арматуры и др.;
- отказ приборов контроля и сигнализации;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования и трубопроводов (образование свищей);
- применение запорной арматуры без необходимых прочностных характеристик;
- гидравлический удар;
- факторы внешнего воздействия.

На основании выделенных причин, можно классифицировать эти причины на природные, технические факторы и факторы, связанные с человеческой деятельностью.

1. Природные факторы. Для производственной площадки Рыбинской нефтеперекачивающей станции возможными природными воздействиями могут быть: пожары, удары молнией, подтопления, заморозки и обильные осадки. Землетрясения, сели, лавины, наводнения и др. факторы не характерны для данной территории.
2. Технические факторы: коррозия оборудования и технологических трубопроводов, разгерметизация, некачественные материалы, гидравлический удар, старение оборудования.
3. Человеческие факторы: несанкционированные работы, нарушение технологических процессов и правил безопасности, террористические акты и халатность персонала.

Результатом аварий на объектах магистральных нефтепроводов является потеря нефти, токсическое загрязнение окружающей среды: почв, воды, атмосферного воздуха.

Основными поражающими факторами при авариях являются:

- загрязнение окружающей природной среды;
- токсическое воздействие на человека;
- тепловое излучение пламени горячей нефти или термическое воздействие при пожаре.

Для определения последовательности событий, возникающих в результате аварий, мною составлено дерево событий аварии (рис. 14).

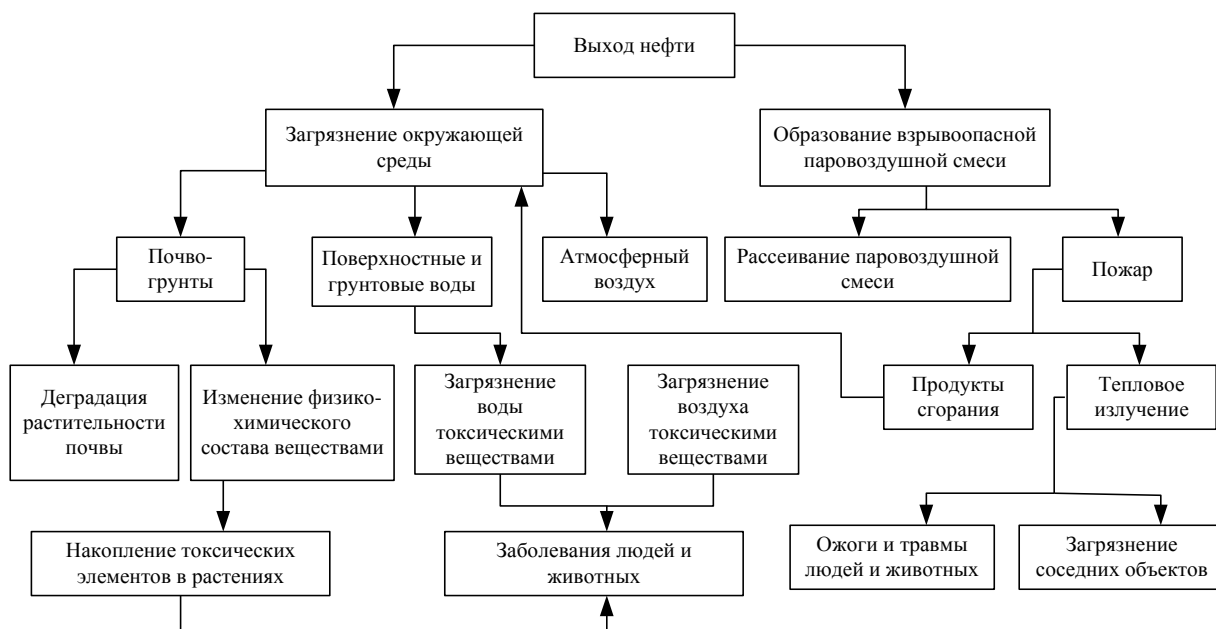


Рис. 14. Дерево событий при возникновении аварии

При выходе нефти происходит загрязнение всех компонентов среды: атмосферный воздух, поверхностные и подземные воды, изменение физико-химического состава почв, деградация растительности и исчезновения животного мира.

Образуется взрывоопасная паровоздушная смесь, которая подвержена к возгоранию и возникновению пожаров, что также приводит к загрязнению окружающей природной среды территории расположения станции, возникновению жизни и здоровья работников и населения близ

лежащего населенного пункта.

3.3. Инженерные мероприятия по экологической безопасности на Рыбинской ЛПДС

Обеспечение безопасности магистральных нефтепродуктопроводов имеет огромное значение для энергетической безопасности страны. Специфика трубопроводного транспорта углеводородного сырья и других опасных веществ заключается в возможности каскадного развития аварий на объектах-потребителях транспортируемого сырья. Угроза возникновения таких аварий должна быть минимизирована.

Мероприятия для минимизации аварийности на Рыбинской ЛПДС:

- автоматизация всех производственных процессов;
- окраска резервуаров в светлые тона;
- резервуарный парк должен быть оборудован газоуравнительной системой;
- антикоррозионная защита трубопроводов, резервуаров и емкостей;
- оснащение предприятия системой пожарной сигнализации и системой контроля загазованности взрывоопасных помещений;
- поддержание всего транспортного парка в исправном состоянии, осуществление постоянного контроля на соответствие требованиям нормативов уровня выбросов в атмосферу окиси азота и угарного газа в составе выхлопных газов и регулировка двигателей;
- для минимизации негативного воздействия движение техники осуществляется по постоянным дорогам и согласованным маршрутам и графикам;
- складирование отходов производства в определенные места или передвижные контейнеры;
- проведение инструктажа персонала по вопросам соблюдения норм и правил экологической и противопожарной безопасности, требований санитарно-эпидемиологической службы.

Резервуарный парк является наиболее опасным аварийным объектом, поэтому нужно применить меры по минимизации его воздействия на окружающую среду при ЧС.

Системы защиты резервуарных парков от природных факторов:

1. Молниезащита. Резервуарные парки или отдельно стоящие резервуары должны быть защищены от прямых ударов молнии. В качестве заземлителей защиты резервуаров от прямых ударов молнией необходимо применять искусственные заземлители, проложенные в земле, к которым должен быть присоединен корпус резервуара.
2. Защита резервуаров от коррозии.
3. Система защиты резервуаров от статического электричества.
4. Водоканалы для отведения ливневых осадков, чтобы не допустить затопления резервуарной площадки.

Для того чтобы предотвратить аварии на предприятии от воздействия человеческого фактора, необходимо обязательное оборудование охранно-пожарной сигнализацией объекта, обеспечить охрану периметра территории во избежание террористических актов и несанкционированных врезок.

Многие ЧС происходят по вине халатности персонала и отсутствия квалификации, поэтому следует создать контроль за соблюдением работниками правил техники безопасности и нарушением технологических процессов на предприятии. Необходимо проводить своевременное переобучение сотрудников.

Заключение

Анализ материалов в первой главе показал, что трубопроводный транспорт в России является важной составляющей топливно-энергетического комплекса. В стране создана разветвленная сеть магистральных трубопроводов. Нефтепроводная трасса - это наиболее безопасный и кратчайший путь между начальными и конечными пунктами.

Главные системы трубопроводов были построены в 1960-1980 гг. В настоящее время около 40% протяженности трасс отработало более 30 лет. В связи с вышедшим сроком эксплуатации большинства трубопроводов и увеличением добычи нефти, возросло количество аварийности. Это требует усиления контроля за состоянием магистральных трубопроводов, мониторинга, капитально ремонта и реконструкции.

Для достижения поставленной цели были изучены литературные источники, отчеты и фондовые данные Рыбинской линейно-диспетчерской станции, а также во время предквалификационной практики изучена территория станции.

Рыбинская ЛПДС расположена на территории Красноярского края, Рыбинского района в 3 км от с. Рыбное. Месторасположение станции приурочено к Канско-Рыбинской котловине, климат района континентальный, характеризуется продолжительной малоснежной зимой и коротким теплым летом. Средняя многолетняя сумма осадков составляет 572 мм

В ходе исследования выявлены потенциальные экологические и техногенные риски на предприятии. Аварии на РЛПДС могут быть связаны с факторами природного и техногенного характера, а также вследствие человеческой деятельности.

Все эти факторы приводят к выбросу нефти. На основании этого мною составлена схема развития аварии – дерево событий. Выход нефти влечет за собой необратимые изменения во всех компонентах среды.

Происходит загрязнение нефтью и нефтепродуктами атмосферы, гидросферы, педосферы, а также накопление токсичных элементов в растительности, что приводит к заболеванию людей и животных.

Для того чтобы предотвратить аварийность и минимизировать их частоту мной разработаны рекомендации для снижения экологической опасности по выявленным факторам.

Список использованной литературы

1. Антипова Е.М. Флора внутриконтинентальных островных лесостепей Средней Сибири: монография / Краснояр. гос. пед. ун-т им. В.П. Астафьева. – Красноярск, 2012. – 662 с.
2. Алиев Р.А., Белоусов В.Д., Немудров А.Г. Трубопроводный транспорт нефти и газа. 1988. – 368 с.
3. Алисов Б.П. Климат СССР.М., МГУ. 1956.
4. Бугаков П.С., Горбачев С.М., Чупрова В.В. Почвы Красноярского края. — Красноярск: Изд-во КрасГАУ, 1981. — 120 с.
5. Бунчук В. А. Транспорт и хранение нефти и газа. - М.: Недра, 1976. –60с.
6. Блинев И.Г., Герасимов В.В., Коршак А.А., Новоселов В.Ф., Седелев Ю.А. Перспективные методы сокращения потерь нефтепродуктов от испарения в резервуарах. М:ЦНИИТЭнефтехим. 1990
7. Броун С.И., Кравец В.А. Охрана труда при сооружении газонефтепроводов и газонефтехранилищ. – М.: Недра, 1978.-239с.
8. Воробьев Ю.Л., Акимов В.А., Соколов Ю.И. Предупреждение и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов, Москва 2005 год, 375 с.
9. Воскресенский С.С. Геоморфология Сибири.М., Изд. МГУ, 1969. – 352с.
10. Государственный доклад «О состоянии промышленной безопасности опасных производственных объектов рационального использования и охраны недр РФ в 2006 г.»
11. Журнал «Трубопроводный транспорт нефти»
12. Земенков Ю.Д., Малюнин Н.Ан, Маркова Л.М., и др. Резервуары для хранения нефтей и нефтепродуктов: Курс лекций. Тюмень: ТюмГНГУ. 1998.

13. Каманин А.Г. Геоморфологический очерк Средне-Сибирской плоской возвышенности / Труды Ин-та географии АН СССР, вып. 29, 1938].
14. Коршак А.А., Шманов Н.Н., Мамонов Ф.А. Магистральные трубопроводы / Под ред. А.А. Коршака. - Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2008. –61-69с.
15. Мясников В.А. Оценка параметров конструктивной надежности длительно эксплуатируемых трубопроводов Западной Сибири. Автореферат диссертации. Издательство «Нефтегазовый университет» Тюменского государственного нефтегазового университета, 2004 год.
16. Официальный сайт Музея геологии Центральной Сибири.
17. Петенков А.В. Водные ресурсы малых рек бассейна Енисея и их хозяйственное использование. Справочник. / Красноярск: изд-во СибНИИИиМ, 1989. – 237с.
18. Поконова Ю.В. Нефть и нефтепродукты: научно-справ. изд. / Ю.В. Поконова. - СПб.: Мир и семья: Профессионал, 2003 год, 901 с.
19. Прохоренко Ф.Ф., Андреева Г.А. Герметизированная система хранения испаряющихся нефтепродуктов в резервуарах и защита окружающей среды. М.: ЦНИИТЭнсфтехим. 1991.
20. Сайт «АК Транснефть»: <http://www.transneft.ru/Projects/>.
21. Сайт Нефтяное обозрение: <http://www/.forest.ru/oil/>.
22. Сергеев Г.М. Канская лесостепь / физ. геогр. хар-ка.М. 1963.
23. Сумской С.И., О влиянии начальных данных на результаты расчета показателей риска магистральных нефтепроводов, Семинар «Об опыте декларирования промышленной безопасности и страхования ответственности. Развитие методов оценки риска аварий на опасных производственных объектах» Тезисы докладов, 2004, стр. 45-49
24. Транспортная стратегия «Перспективы развития магистрального трубопроводного транспорта нефти», 2003 год.

25. Транспорт и хранение нефтепродуктов // Научно-технический информационный сборник. М.: 1997. № 1.
26. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21 июля 1997 года № 116-ФЗ.
27. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года (утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 28 августа 2003 года № 1234-р).]
28. <http://biofile.ru>
29. <http://proofoil.ru/Oilpipeline/oilpumpstation.html>
30. <http://studopedia.ru>
31. <http://www.protown.ru>