

Министерство образования и науки РФ
ФГБОУ ВПО «Нижевартовский государственный университет»
Научная лаборатория геоэкологических исследований

Г.К. Ходжаева

**ОЦЕНКА РИСКА АВАРИЙНОСТИ
НЕФТЕПРОВОДНЫХ СИСТЕМ В АСПЕКТЕ
ГЕОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ**

Монография



Издательство
Нижевартовского
государственного
университета
2016

ББК 39.77
X 69

Печатается по постановлению Редакционно-издательского
совета Нижневартовского государственного университета

Научный редактор:
доктор геогр. наук, профессор *Г.Н.Гребенюк*
(ТюменНИПИнефть)

Рецензенты:
доктор биол. наук, профессор *И.Ю.Усманов*
(Уфимский государственный университет экономики и сервиса);
канд. тех. наук, доцент *А.А.Губарьков*
(Тюменский государственный нефтегазовый университет);
канд. с.-х. наук, доцент *С.И.Завалишин*
(Алтайский государственный аграрный университет)

Работа выполнена в рамках исполнения базовой части государственного
задания № 2014/801 Минобрнауки России

Ходжаева Г.К.

**X 69 Оценка риска аварийности нефтепроводных систем в аспекте
геодинамических процессов:** Монография. — Нижневартовск: Изд-во
Нижневарт. гос. ун-та, 2016. — 132 с.

ISBN 978-5-00047-288-0

В работе обобщены результаты исследований возникновения аварийных ситуаций в нефтепроводной системе Нижневартовского района. Рассматривается также воздействие некоторых инженерно-геологических и геофизических условий на аварийность нефтепроводов.

Результаты расчетов создают научную основу для прогнозирования аварийности, рисков и отказов на нефтепроводах.

Монография может быть полезна географам, экологам, представителям проектных и научно-исследовательских организаций, преподавателям и аспирантам, а также студентам вузов, обучающимся по направлениям «Экология и природопользование», «Природообустройство и водопользование» и другим смежным направлениям.

ББК 39.77

ISBN 978-5-00047-288-0

© Г.К.Ходжаева, 2016
© Издательство НВГУ, 2016

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
Глава I	
АНАЛИЗ ВОЗДЕЙСТВИЯ АВАРИЙ НЕФТЕПРОВОДОВ НА ОКРУЖАЮЩУЮ ПРИРОДНУЮ СРЕДУ НИЖНЕВАРТОВСКОГО РАЙОНА.....	7
1.1. Состояние и развитие нефтегазового комплекса в районе исследования	7
1.2. Аварии на нефтепроводах, их причины и пути устранения.....	13
1.3. Влияние аварий нефтепроводов на атмосферный воздух	24
1.4. Влияние аварий нефтепроводов на почвы, растительность и животный мир	25
1.5. Влияние аварий нефтепроводов на водные объекты	41
Глава II	
ВЛИЯНИЕ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ НА ИЗМЕНЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА АВАРИЙ НЕФТЕПРОВОДОВ НИЖНЕВАРТОВСКОГО РАЙОНА.....	48
Глава III	
ВОЗДЕЙСТВИЕ ГЕОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НА АВАРИЙНОСТЬ НЕФТЕПРОВОДОВ	62
3.1. Эндогенное воздействие	64
3.2. Экзогенное воздействие.....	68
Глава IV	
УСТОЙЧИВОСТЬ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ СИСТЕМ С УЧЕТОМ ФАКТОРА РИСКА ДЛЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	77
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	106
ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНО-ПРАВОВЫХ ДОКУМЕНТОВ..	108
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ И ИСТОЧНИКОВ.....	109
ПРИЛОЖЕНИЕ	125

ВВЕДЕНИЕ

Человек и его деятельность являются неотъемлемой частью и фактором развития географической оболочки. Процесс дальнейшей антропогенизации ландшафтной сферы неизбежен, а значит, неизбежен и процесс ее экотонизации и увеличения доли в пространственной структуре ландшафтной сферы природно-антропогенных граничных геосистем.

Географические реалии связаны с расширением масштабов антропогенного влияния на природную среду, внедрением в ландшафт антропогенных (технических) объектов, площадными воздействиями (орошение, осушение, распашка, выпас и т.п.), формирующими новые ландшафтно-географические поля воздействий. В формирующейся сфере культурных ландшафтов большую роль начинают играть не только природные, но и социально-экономические закономерности пространственно-временной дифференциации. Формирование компонентной и территориальной структур современных (культурных) ландшафтов обусловлено процессами интеграции, диверсификации, поляризации, агломерирования, концентрирования (Бобра, 2005).

Идет процесс формирования новых центров (ядер) и зон их влияния (периферии), что часто дестабилизирует природную среду, приводит к значительному увеличению мозаичности и контрастности пространственной структуры ландшафтной сферы, появлению новых границ антропогенного и природно-антропогенного происхождения, формированию новой пространственной структуры вещественно-энергетических потоков, миграции и расселения живых организмов. В свою очередь это сопровождается появлением новых природно-антропогенных и антропогенных граничных геосистем — геоэкотонов разных пространственных масштабов, со специфическими свойствами, структурой и устойчивостью (Залетаев, 1984).

Нефтегазовый комплекс является наиболее экологически опасной отраслью народного хозяйства, отличается большой землеемкостью, сильной загрязняющей способностью, повышенной токсичностью добываемых нефтепродуктов и применяемых химреагентов, высокой пожаро- и взрывоопасностью

промышленных объектов и оказывает негативное воздействие на все элементы геосистем (Чижов, 1998).

Основные нагрузки на природные комплексы на территории Нижневартовского района связаны с эксплуатацией месторождений нефти. Половину территории района исследования занимают лицензионные участки нефтедобывающих предприятий.

На территории Нижневартовского района ХМАО – Югры освоение нефтегазовых месторождений происходило на совершенно необжитых территориях, в сложных геолого-промысловых, природных и климатических условиях. Параллельно с добычей нефти ускоренными темпами развивалась транспортная инфраструктура. Строительство трубопроводов до сих пор оказывает полную или частичную нагрузку на окружающую природную среду, является основой формирования механического воздействия на нее, приводит к загрязнению и обострению экологической ситуации. В результате критического физического износа и морального старения оборудования, а также отставания сроков с момента капитального строительства и ремонта эксплуатационных сооружений на промысловых объектах месторождений Нижневартовского района усиливается воздействие факторов неопределенности и риска, что приводит к низкой эксплуатационной надежности трубопроводной транспортировки нефти. Реальная опасность от аварийных ситуаций на нефтепроводах состоит не столько в самом загрязнении, сколько в игнорировании проблемы как таковой, поскольку это ведет к снижению жизнеобеспечивающей функции и самоочищения окружающей среды, ухудшению климатических и биологических ресурсов и, как следствие, — к ухудшению здоровья людей (Азизов и др., 2012; Ходжаева, 2013 а, б).

В связи с этим необходим поиск эффективных методов анализа и оценки степени влияния нефтяных загрязнений от аварий нефтепроводов Нижневартовского района на окружающую природную среду, что и определило **цель** исследования. Для достижения цели были поставлены следующие **задачи**:

1. На основе анализа и обобщения отечественного и зарубежного опыта проанализировать теоретические основы проблемы

воздействия геодинамических процессов на аварийность нефтепроводов.

2. Определить взаимосвязь между влиянием метеорологических факторов и возникновением аварий на нефтепроводах.

3. Выявить эффективные направления повышения экологической безопасности существующих и проектируемых нефтепроводных систем, составить карты-схемы зонирования изучаемой территории по степени нефтезагрязненности и разработать практические рекомендации по оценке геоэкологических рисков возникновения аварийных ситуаций на нефтепроводах, учитывая природные и климатические условия полигона исследования.

Объектом исследования в данной работе является территория Нижневартовского района в рамках административных границ, а **предметом** — изучение воздействия аварий нефтепроводов на окружающую природную среду.

Изучение данной проблемы позволит разработать научно обоснованные проекты:

1. Диагностика технического состояния трубопроводных систем с определением рисков формирует основу предупреждения аварийных ситуаций на нефтепроводах и позволяет осуществлять оперативное управление экологической безопасностью нефтегазопромыслового региона в целом.

2. Зонирование территории по нефтяному загрязнению позволяет осуществлять перспективное управление проведением рекультивационных работ.

3. Геоэкологическая оценка, основанная на учете и мониторинге природных факторов возникновения аварий, картографическая инвентаризация нефтезагрязненных участков являются эффективными направлениями повышения экологической безопасности существующих и проектируемых нефтепроводных систем.

Автор выражает глубокую признательность и благодарность доктору географических наук, профессору Г.Н.Гребенюк, доктору физико-математических наук, профессору Х.Ф.Азизову, доктору географических наук, профессору В.В.Козину, рецензентам, а также всем тем, кто высказал ценные замечания, способствовавшие улучшению данной работы.

Глава I

АНАЛИЗ ВОЗДЕЙСТВИЯ АВАРИЙ НЕФТЕПРОВОДОВ НА ОКРУЖАЮЩУЮ ПРИРОДНУЮ СРЕДУ НИЖНЕВАРТОВСКОГО РАЙОНА

1.1. Состояние и развитие нефтегазового комплекса в районе исследования

Нижевартовский экономический район — один из важнейших индустриальных центров страны. Основу его промышленности составляют предприятия топливно-энергетического комплекса.

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 Нижевартовском районе.

По нефтедобывающим предприятиям, осуществляющим добычу нефти в Нижевартовском 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 (Соколов, 2010, 2011).

Прогнозный объем добычи нефти нефтегазодобывающими предприятиями, ведущими добычу нефти на территории Нижевартовского района, на период до 2017 г. составит около 11102 тыс. т (Комплексная программа социально-экономического..., 2010).

Самотлорское месторождение нефти, расположенное в Ханты-Мансийском автономном округе Тюменской области в 10 км к северу от г.Нижевартовска, является одним из крупнейших в мире. Его площадь составляет более 2600 кв. км. Месторождение было открыто в 1965 г. и введено в разработку в 1969 г. Промышленная нефтеносность Самотлора связана с отложениями верхней юры, всего на месторождении установлено 10 залежей в интервале глубин от 1 000 до 2 230 м (Генералов и др., 2001). Месторождение расположено преимущественно на

озерно-ингрессионной террасе р.Оби, в ее тыловой северной части, примыкающей к Аганскому матерiku, на отметках 47—76 м, в Приобской и Привахской (южной) частях спускаясь до отметок 42—52 м. Терраса почти сплошь заболочена и покрыта слабо выпуклыми торфяниками средней мощностью 2—4 м в центральной части.

Территория Самотлорского месторождения (1 860 км) на 58% занята болотами, на 35% — лесами, остальная часть представляет собой поймы и акватории.

В процессе интенсивного освоения территории Самотлорского месторождения ландшафтные комплексы претерпели значительные изменения. Строительство объектов добычи и транспорта нефти сопровождалось вырубкой лесных массивов, перемещением значительных объемов минерального грунта, загрязнением территории нефтепродуктами (Генералов и др., 2001).

Возможное вредное воздействие на окружающую среду при эксплуатации месторождений формально сведено к минимуму. Однако практика показывает, что негативные изменения в окружающей среде продолжают накапливаться и проявляться. При этом избежать аварийных ситуаций полностью не удастся (Азизов и др., 2012; и др.).

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 механическим воздействием на окружающую среду.

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

Магистральный нефтепровод представляет собой сложное инженерное сооружение, содержащее целый комплекс технических систем: линейную часть, головные и промежуточные перекачивающие станции, резервуарные парки и др. (рис. 1).

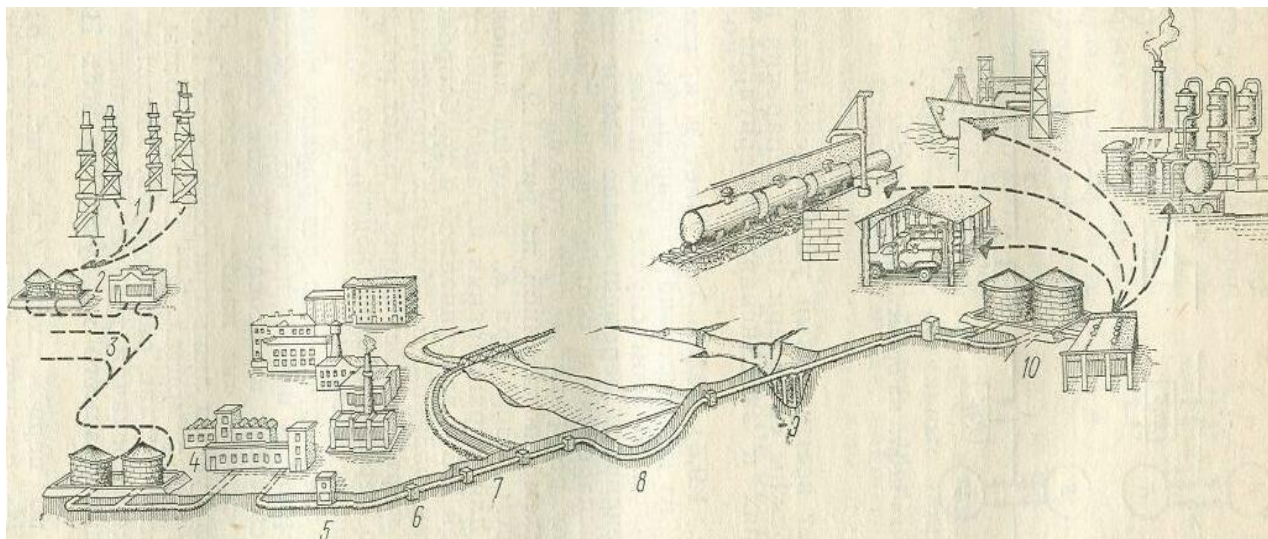


Рис. 1. Схема магистрального нефтепровода (Бородавкин, 1982)

1 — промысел; 2 — пункт переработки нефти; 3 — подводные трубопроводы; 4 — головные сооружения; 5 — колодец пуска скребка (шара, диагностирующего устройства); 6 — линейный колодец; 7 — переход под железной дорогой; 8 — переход через реку; 9 — переход через овраг; 10 — конечный распределительный пункт

Линейная часть магистрального нефтепровода — система линейно-протяженных объектов, предназначенных для обеспечения процесса перекачки нефти (Бородавкин, 1982). Она включает: собственно трубопровод с отводами, лупингами и арматурными узлами; защитные противопожарные сооружения; линейные службы эксплуатации; устройства энергоснабжения и дистанционного управления запорной арматурой и установками электрохимзащиты; линии электропередачи и технологической связи; вдольтрассовые дороги и проезды, переходы через естественные и искусственные препятствия; устройства пуска и приема очистных устройств и приборов диагностики. Назначение линейных сооружений — обеспечение заданных режимов перекачки нефти. В отличие от других линейных сооружений, таких как автодороги, железные дороги, МНП в течение всего срока эксплуатации находится в сложном напряженном состоянии под воздействием внутреннего давления перекачиваемого продукта и работает, как сосуд высокого давления (Бородавкин, 1982). По нему перекачивается нефть, и это делает его чрезвычайно энергонасыщенным сооружением.

Линейная часть трубопровода сооружается по трем конструктивным схемам: подземной, наземной и надземной. Подземная схема составляет около 98% от общей длины всех построенных трубопроводов (Бородавкин, 1982). По этой схеме трубы укладывают ниже естественной поверхности грунта. На освоенных территориях глубина заложения составляет обычно не менее 1 м над верхней образующей труб. Наземная схема предусматривает укладку труб на поверхности спланированного грунта или на грунтовое сплошное основание, устраиваемое из привозного грунта. При надземной схеме трубопровод укладывают на опоры, размещаемые на определенном расстоянии друг от друга. При подземной укладке трубопровод и транспортируемый по нему продукт не подвергаются резким перепадам температур, что имеет немаловажное значение для обеспечения технологической надежности трубопровода. Необходимость в наземной и надземной схемах прокладки магистральных трубопроводов возникает при строительстве в неблагоприятных грунтовых условиях. Хотя магистральный трубопровод и

представляет собой непрерывную нитку, однако он имеет устройства, позволяющие отсекать отдельные его участки в случае возникновения аварийных ситуаций с целью ограничения объема потерь транспортируемого продукта и уменьшения ущерба, наносимого природе при вытекании продукта из разрушенного участка. На нефтепроводах устанавливают задвижки (Бородавкин, 1982).

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 (Кесельман, 1981).

Головные сооружения состоят из головной перекачивающей станции (ГПС) и подводящих трубопроводов, по которым нефть поступает в резервуарный парк ГПС. В головных сооружениях также имеются основная и подпорная насосные, внутриплощадочные трубопроводы, установка счетчиков, площадка запуска шаровых разделителей, помещение фильтров тонкой очистки, системы общего и обратного водоснабжения, канализация, здание электроснабжения, здания административно-бытового и эксплуатационно-хозяйственного назначения, включая лабораторию, ремонтно-механическую мастерскую, склад горюче-смазочных материалов. Резервуарный парк предназначается для приемки и сдачи нефти и нефтепродуктов, разделения нефтепродуктов по сортам, а также для их приемки в случае аварийной остановки трубопровода.

Промежуточные перекачивающие станции (ППС) принимают и направляют нефть по трубопроводу до следующей станции, к конечной и промежуточным распределительным станциям.

Связывая очень большое число нефтедобывающих предприятий одновременно со многими нефтеперерабатывающими заводами и экспортными терминалами, нефтепроводы этой группы

образуют технологически связную сеть — единый объект экономического и режимного управления — которая получила название *системы дальних транзитных нефтепроводов* и в которую входят такие трубопроводы, как Нижневартовск — Курган — Самара; Нижневартовск — Анжеро-Судженск — Иркутск; система нефтепроводов «Дружба» и другие трубопроводы, включая выходы к экспортным терминалам. Все магистральные нефтепроводы принадлежат государственной компании «Транснефть» (Атлас Ханты-Мансийского..., 2006, С. 89).

По уровню аварийности нефтепромысловые трубопроводы можно разделить на две группы (Завьялов, 2005). 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 (Завьялов, 2005). 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.

Возможным направлением совершенствования экономических отношений в сфере транспортировки нефти по системе магистральных трубопроводов является внедрение «банка качества нефти», позволяющего осуществлять компаниям компенсацию потерь от смешения нефти из различных месторождений при ее транспортировке (Энергетическая стратегия России..., 2011).

Предусматривается дальнейшее совершенствование государственного регулирования деятельности организаций транспортных

трубопроводных систем страны (нефтяной и нефтепродуктовой) как субъектов естественных монополий.

1.2. Аварии на нефтепроводах, их причины и пути устранения

Одной из главных экологических проблем Нижневартковского района является высокая аварийность на предприятиях нефтегазодобывающего комплекса, сопровождающаяся залповыми выбросами в окружающую среду нефти, наиболее крупные из которых происходят в результате порывов трубопроводов.

В процессах добычи, подготовки, переработки и транспортировки ежегодно теряется от 1,0 до 16,5% нефти и продуктов ее переработки (Панов и др., 1986). При этом в атмосферу поступает около 65% углеводородного загрязнения, в воду — 20%, в почву — 15%.

Загрязнение территории нефтью, минерализованными водами и химическими реагентами занимает ведущее место по масштабам воздействия на биогеоценозы среди всех антропогенных факторов, сопутствующих нефтедобыче: на его долю приходится 42,3% всех нарушенных земель (Захаров, 1989).

Формально возможное вредное воздействие на окружающую среду при эксплуатации месторождений и транспортировке углеводородного сырья сведено к минимуму. Однако практика показывает, что негативные изменения в окружающей среде продолжают накапливаться и проявляться. При этом избежать аварийных ситуаций полностью не удастся.

Наибольшее число аварий на предприятиях нефтегазодобывающей отрасли происходит на внутри- и межпромысловых трубопроводах.

Аварией на трубопроводе может являться нарушение его герметичности с выходом содержимого в окружающее пространство. Нарушение герметичности трубопровода проявляется в виде: свищей, трещин, разрывов тела трубы, повреждения запорной арматуры.

Причинами разгерметизации могут быть (Справочник инженера по эксплуатации..., 2006):

- остаточные напряжения в материале трубопроводов в сочетании с напряжениями, возникающими при монтаже и ремонте, которые вызывают поломку элементов запорных устройств, прокладок, образование трещин, разрывы трубопроводов;

- разрушения под воздействием температурных деформаций;
- гидравлические удары;
- вибрация;
- превышение давления и т.п.

Физический износ, механические повреждения или температурная деформация трубопроводов может привести как к частичному, так и к полному разрушению трубопроводов и возникновению аварийной ситуации любого масштаба.

Механические повреждения чаще всего возникают при несоблюдении технологии производства строительного-монтажных работ, что может привести к разрушению оборудования, трубопроводов с последующим разливом нефти и возможным взрывом паровоздушной смеси или возгоранием жидкой фазы.

К основным причинам возникновения аварийных ситуаций на нефтепроводах относятся следующие:

- технические неполадки, в результате которых происходит отклонение технологических параметров от регламентных значений, вплоть до разрушения оборудования;
- события, связанные с человеческим фактором (неосторожное обращение при производстве ремонтных работ, неправильные действия персонала, неверные организационные или проектные решения, диверсии);
- внешнее воздействие техногенного или природного характера (аварии на соседних объектах, ураганы, оползни, землетрясения, наводнения, пожары, взрывы и т.д.) (Методические рекомендации по разработке..., 2006).

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 (Справочник инженера по эксплуатации..., 2006).

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.

Повреждения магистральных нефтепроводов вызваны действием двух групп факторов. *Первая группа* связана со снижением несущей способности нефтепровода, *вторая* — с увеличением нагрузок и воздействий. Снижение несущей способности нефтепровода происходит из-за наличия дефектов в стенке труб и старения металла. Факторы второй группы появляются при эксплуатации действующего нефтепровода (давление, напряжения от воздействий температур перекачиваемой нефти и окружающего трубу грунта, давление слоя грунта над трубой, различные статические и подвижные нагрузки, деформация земной поверхности на подрабатываемых территориях, сейсмические воздействия) (Гумеров и др., 1998). Классификация причин аварий и повреждений на нефтепроводах представлена на рисунке 2.

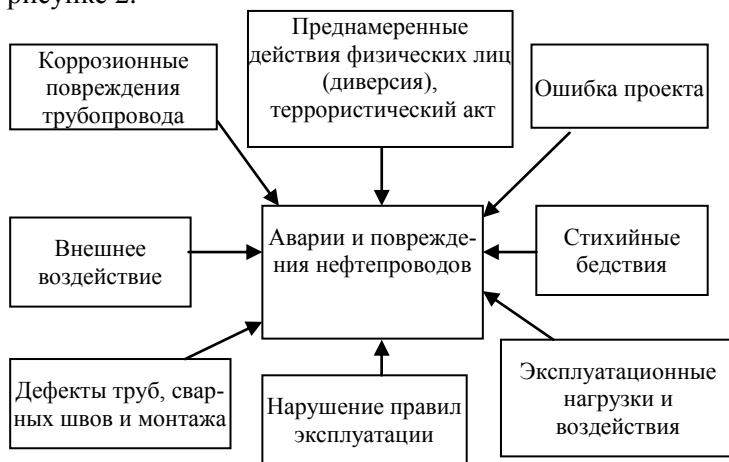


Рис. 2. Классификация причин аварий и повреждений на нефтепроводах (Гумеров и др., 1998)

Число порывов зависит и от диаметра трубопровода, в частности, доля порывов (91%), приходящаяся на трубу большого диаметра (325—530 мм), более чем на порядок превышала аналогичный показатель (9%) для труб малого и среднего диаметров (114—273 мм) (Завьялов, 2005). Этот факт можно объяснить большей загрузкой трубопроводов большого диаметра, приводящей к росту скорости потока нефтепродуктов.

Результаты анализа отказов показывают, что ежегодно на нефтепромысловых трубопроводах Нижневартовского района происходит от 500 до 1,5 тысяч отказов (Состояние окружающей среды ..., 2008). Основной причиной аварий на трубопроводах Нижневартовского района являются скрытые дефекты различного происхождения (металлургические, сварочные, механические, коррозионные) (рис. 3). Отрицательная роль дефектов усиливается, если допущены конструктивные ошибки, имеются перегрузки различного происхождения (гидроудары, ремонтные перенапряжения, размывы), нарушена защита от коррозии, а также прогрессирующее старение действующих сетей.

Только на месторождениях Западной Сибири эксплуатируется свыше 100 тыс. км промысловых трубопроводов, из которых 30% имеют 30-летний срок службы, однако в год заменяется не более 2% трубопроводов (Доклад об экологической ситуации..., 2011).

В настоящее время большинство внутривидовых нефтепроводов Нижневартовского района эксплуатируются в условиях интенсивной внутренней коррозии, что приводит к износу оборудования и в результате аварий на трубопроводах (см. Приложение).

На рисунке 3 приводятся основные причины аварий на нефтепромыслах Нижневартовского района.

Наиболее крупные аварии на нефтепроводах Нижневартовского района с 2008 по 2014 гг. представлены в таблице 1.

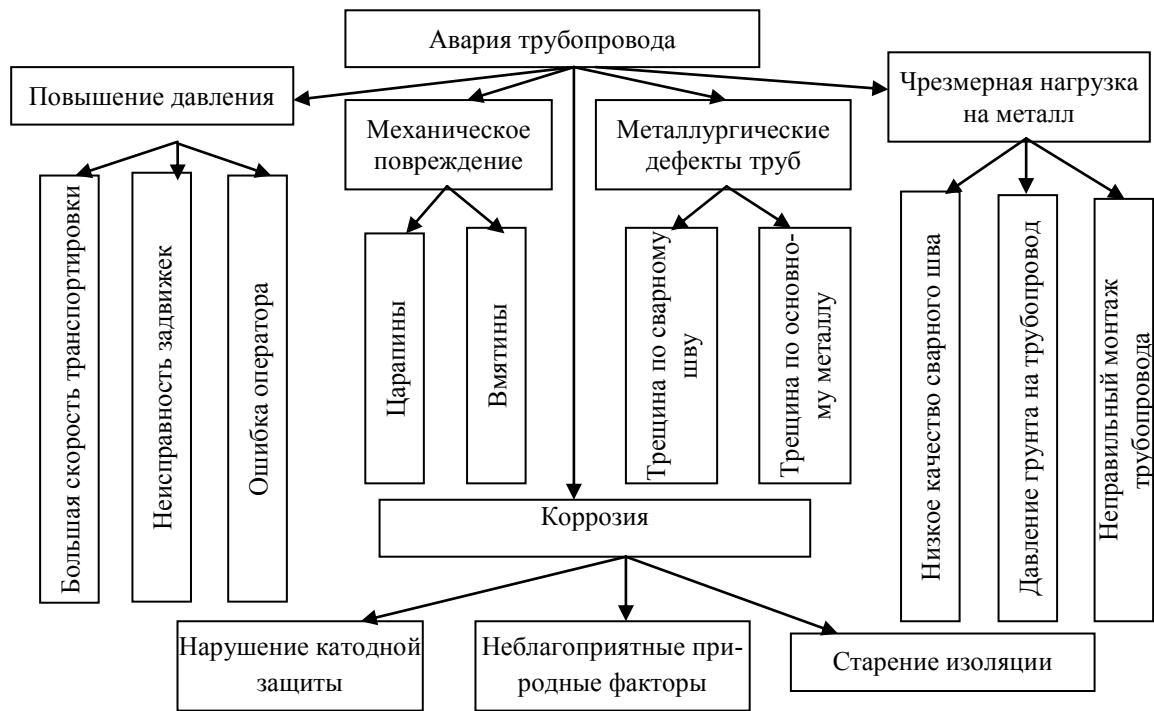


Рис. 3. Основные причины аварий на нефтепроводах Нижневартковского района

Таблица 1

Аварии на нефтепроводах Нижневартовского района за 2008—2014 гг.

№	Место аварии	Дата	Площадь загрязнения	Объем разлитой нефти	Причина	Примечание
1	В Нижневартовском районе на Самотлорском месторождении ОАО «Самотлорнефтегаз», в районе куста № 215	05.2008	427 га	Масса нефтесодержащей смеси, попавшей в окружающую среду, составила 2 т	Порыв нефтепровода	Подверглись загрязнению водные объекты — реки Вах и Обь
2	В Мегионе, в районе ЗАО СП «МеКами-Нефть»	14.07.08	750 кв. м	Неизвестно	Повреждение трубы диаметром 200 мм при проведении земляных работ	С последующим загоранием. Затем огонь перекинулся на близлежащие лесные насаждения. Повреждено 150 кв. м
3	На Самотлорском месторождении, в устье скважины № 12629	26.07.08	150 кв. м	Неизвестно	Облом бурильной трубы при проведении капитального ремонта скважины	Началось фонтанирование газодонефтяной эмульсии высотой 12 м
4	На Самотлорском месторождении, в районе куста № 1890	18.11.08	Неизвестно	Неизвестно	Порыв нефтесборного коллектора	50 кв. м нефти было охвачено пламенем. В результате случившегося остановлены 5 кустов, 32 скважины, частично поврежден нефтесборный

						коллектор
5	На Самотлорском месторождении, в районе куста № 1973	11.01.09	Разлив водонефтяной эмульсии на 100 кв. м	0,5 м ³	Автомобиль «КамАЗ» совершил наезд на внутрипромысловый нефтесборный коллектор	Возгорания не произошло
6	ЗАО «Самотлорнефтепромхим», г. Нижневартовск	14.03.09	Неизвестно	Неизвестно	При подъеме НКТ на скважине начался перелив жидкости по затрубному пространству	15.03.2009 г. фонтан ликвидирован, устье скважины загерметизировано
7	ОАО «Самотлорнефтегаз»	7.08.09	6700 кв. м	1,8 т пластовой жидкости	Неизвестно	Повлекло порчу почв и повреждение молодняка естественного происхождения на землях лесного фонда
8	ОАО «Самотлорнефтегаз»	18.02.10	Около 1000 кв. м	Неизвестно	Неизвестно	Загрязнение береговой полосы и акватории (ледовой поверхности) реки Вах
9	На территории Самотлорского нефтегазового месторождения	31.10.11	На площади 200 кв.м.	Неизвестно	Порыв внутрипромыслового нефтепровода	Произошло возгорание нефтяной эмульсии
10	На территории Самотлорского нефтегазового	15.04.12	Неизвестно	1,5 т	Неизвестно	Авария произошла вблизи от городского водозабора

	месторождения (принадлежащего компании «ТНК-ВР») в Нижневартовском районе					в пойме реки Вах, которая снабжает водой 250-тысячный город Нижневартовск
11	На территории Самотлорского нефтегазового месторождения	18.01.14	Более 50 га	Снега выпало очень много, полноту масштаба катастрофы определить было практически невозможно	Порыв нефтепровода	На нефтепроводе вдоль реки Вах

Ни один загрязнитель, как бы опасен он ни был, не может сравниться с нефтью по широте распространения, количеству источников загрязнения, величине одновременных нагрузок на все компоненты природной среды во время аварий на скважинах и нефтепроводах (Пиковский, 1993).

Главные типы загрязняющих веществ, поступающих в окружающую среду в результате нефтедобычи, вместе с их потенциальными источниками, отражены в таблице 2.

Таблица 2

Основные группы техногенных нагрузок и соответствующие им потоки загрязнителей в районах нефтедобычи (по Солнцевой, 1998)

Вид техногенного воздействия: технические сооружения или технические процессы, определяющие главные геохимические потоки загрязнителей	Возможные группы загрязнителей природной среды, соответствующие применяемой технологии	Возможный состав загрязнителей
Подготовка площадей к эксплуатации: подготовительные работы, прокладка дорог, сведение растительности, обваловка площадок, бурение и испытание скважин	Промывочные жидкости, реагенты для воздействия на пласт, цементы	Гипсовые, силикатные, соляные и др. виды растворов, промывочные жидкости, эмульсия
Эксплуатация месторождений: добыча и транспортировка нефти, закачка воды для поддержания давления пласта	Нефть (при аварийных выбросах и потерях при транспортировке), минерализованные воды	Пределные, нафтенные, ароматические и другие углеводороды, фенолы, асфальто-смолы и другие соединения, главным образом хлоридные
Первичная переработка и транспортировка нефти, частичное сжигание попутных газов и конденсатов	Нефть и нефтепродукты, минерализованные воды, продукты неполного сжигания газов и конденсатов	Различные группы углеводородов, асфальто-смолы, фенолы, бензапирен, азотистые, сернистые соединения

Загрязнение окружающей среды в результате аварий при транспортировке нефтепродуктов может оказывать прямое либо опосредованное воздействие на нее, а также на условия проживания населения через ухудшение качественного состояния атмосферного воздуха и водных объектов, продукции сельскохозяйственного производства и традиционных промыслов, таких как рыболовство, охота, сбор дикоросов и т.д.

При авариях на нефтепроводе происходит выброс под давлением опасных химических и пожаро- и взрывоопасных веществ, приводящий к возникновению чрезвычайной техногенной ситуации — загрязнению воздуха, вод, почвы, повреждению или гибели представителей растительного и животного мира, людей в месте нанесения вреда и его проявления (Завьялов, 2005).

Значительная часть разлитой нефти с паводковыми и ливневыми водами скатывается в водотоки, загрязняя воду нефтепродуктами. Попавшая в водоемы нефть, теряя легкие фракции вследствие выветривания, поступает на дно, где в условиях дефицита кислорода остается на длительное время, подвергаясь чрезвычайно медленному биоразложению. Таким образом, затонувшая и погребенная в насыпях грунта нефть становится постоянным источником загрязнения грунтовых вод и поверхностных водоемов (Состояние окружающей среды..., 1997).

Общая токсичность нефти, как правило, невысока. В то же время отдельные компоненты нефти и продуктов ее биоразложения, преимущественно полиароматические и полициклические соединения, отличаются мутагенностью, канцерогенными свойствами и тератогенностью (Современное состояние территории..., 1993). А последствия их воздействия на живые организмы, в том числе и на человека, могут проявляться через многие годы и в последующих поколениях. Проявления этого воздействия весьма многообразны и могут выражаться в снижении иммунитета, развитии аллергий и раковых опухолей, повышении частоты появления врожденных уродств и т.п. Наибольшую опасность при этом составляют генетические нарушения.

Поскольку содержание мутагенов и канцерогенов в нефтях разного происхождения различно, различны и их токсикологические свойства. Например, нефти Самотлорского месторождения

на порядок опасней в этом отношении, чем нефти месторождений других регионов (Современное состояние территории..., 1993).

Зеленые растения, грибы и микроорганизмы, развивающиеся в грунтах и донных отложениях водоемов, содержащих даже следы нефти, накапливают и концентрируют в своих тканях тяжелые металлы, радионуклиды, канцерогенные вещества и генетические яды и передают их по пищевой цепи высшим организмам с соответствующими последствиями.

В результате нефтяное загрязнение природных сред надолго создает угрозу здоровью населения региона. Поэтому у жителей Нижневартовска, по данным государственной системы «Среда—здоровье», зафиксировано превышение среднероссийских показателей заболеваемости злокачественными новообразованиями в 2—3 раза (Состояние окружающей среды..., 1997). В целом состояние здоровья населения г.Нижневартовска оценивается как критическое.

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 (Гребенюк, 2010 а).

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.

Безотказность и долговечность промысловых трубопроводов в первую очередь определяется природой материалов, из которых изготовлены трубы (Завьялов, 2005). Варианты выбора материала труб учитывают состав, обводненность, условия транспортировки, назначение трубопровода и ретроспективные данные по аварийности. 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 охранный 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.

1.3. Влияние аварий нефтепроводов на атмосферный воздух

При работе нефтепровода в обычном режиме воздействие на окружающую среду минимально. При нормальном режиме эксплуатации в основном происходит загрязнение атмосферного воздуха (испарение при хранении нефти в резервуарах, сливно-наливные операции на перекачивающих станциях и т.д.). При аварийных ситуациях пространственные масштабы и интенсивность воздействий многократно возрастают (Говорушко, 2002).

При аварийных ситуациях наиболее токсичными и вредными компонентами выбросов являются оксид углерода, окислы азота, углеводороды и технический углерод, которые могут длительное время находиться в атмосферном воздухе (Солодовников, 2008).

Рассеивание этих токсичных веществ в атмосфере в условиях избыточной влаги в воздухе (дождь, туман) сопровождается образованием так называемых «кислотных дождей», которые чрезвычайно угнетающе действуют на фитоценозы (особенно лишайниковые ассоциации), гидробионты, некоторые виды ценных промысловых рыб и другие элементы природной среды (Израэль, 1979).

По своему характеру техногенное воздействие нефтепроводов на все компоненты природы является комплексным, поскольку затрагивает биохимические процессы, происходящие в атмосфере, земле и водоемах. В период аварий концентрация нефтепродуктов достигает 200—300 мг/л. В среднем при одном порыве нефтепровода вытекает 2 т нефти, приводя в негодность 1000 м² земли. Среднегодовой экологический ущерб на один отказ магистрального нефтепровода, оцененный за десятилетний период наблюдений по исследованиям И.И.Мазура и др. (1990, 1993), составляет:

- а) загрязнение нефтью сельскохозяйственных земель — 4 га;
- б) попадание нефти в водоемы, имеющие транспортное и промысловое значение — 350 м.

При строительстве и эксплуатации магистральных нефтепроводов возникает высокий уровень шума, значительно превышающий санитарные нормы, что создает неблагоприятные условия для обслуживающего персонала и для жителей близлежащих районов, а также для обитания диких животных, рыб и птиц.

1.4. Влияние аварий нефтепроводов на почвы, растительность и животный мир

Загрязнение природной среды нефтью, органическими поллютантами в условиях нефтяных месторождений Западной Сибири вызывает резкие ответные реакции во всех компонентах экосистем, в том числе и в почве (Середина, 2012). Повышенная восприимчивость к загрязнению сибирских почв нефтью и нефтепродуктами связана с тем, что интенсивность процесса биодegradации нефти прямо пропорциональна количеству поступающего в почвы тепла и наличию в них элементов питания.

Почва как объект наблюдения и контроля на предмет загрязнения сырой нефтью имеет ряд важных специфических особенностей. Во-первых, почва — самая малоподвижная природная среда по сравнению, например, с атмосферой или поверхностными водами. Миграция углеводородных загрязнений в ней происходит относительно медленно. Вследствие этого высокие уровни загрязнения почв нефтью локализуются в основном в местах их выброса во внешнюю среду. Кроме того, может происходить постепенное изменение химического состава почв, нарушение единства геохимической среды и живых организмов. Нефтяные загрязнения могут наиболее интенсивно переноситься с атмосферным воздухом в случае поступления их из почвы в атмосферу путем испарения или вместе с пылью, образуя аэрозоли, которые могут переноситься с атмосферными потоками на большие расстояния. Другим возможным относительно быстрым путем распространения нефти может служить смыв ее с почвы стоковыми водами (Исмаилов, 2006).

Оценка состояния почв в условиях загрязнения представляется возможной только на основе системы показателей, учитывающих как степень загрязнения, так и различные стороны почв и их устойчивость к действию загрязняющих веществ. Общая система показателей почвенного мониторинга включает совокупность химических, физических, биологических параметров, а также показатели, характеризующие миграционные, токсические свойства и степень загрязнения почв.

Для ведения целенаправленного восстановления первоначальных свойств почв необходимо изучение всех последствий нефтяного загрязнения, в том числе и влияния нефти на пищевой режим. Калийное состояние почв, подверженных воздействию данного техногенного загрязнителя, представляет особый интерес, поскольку в питании растений калию принадлежит ведущая роль (Середина, 2012).

Для улучшения эколого-генетического состояния почв подтайги Западной Сибири и повышения их плодородия необходима постоянная борьба с возможными деградационными процессами — переуплотнением, дегумификацией, эрозией и дефляцией, кислотностью, заболачиванием, загрязнением почв (Середина и др., 2012).

Нефтяные загрязнения являются причиной угнетения и деградация или полной гибели растительности, упрощения структуры и обеднения видового состава, неблагоприятных перестроек генофонда популяций. Экспериментально установлено, что при содержании в верхних горизонтах почв нефти в диапазоне 10—40% угнетение древостоя и подроста может составлять 30—90%, и даже через 15 лет после загрязнения продолжается процесс отмирания древостоя. При содержании в органогенном горизонте более 40% нефти происходит полная гибель растительности через 2-3 года после разлива, причем основная ее часть отмирает уже в первый год.

В условиях жесткого антропогенного воздействия требуется глубокий анализ роли и влияния почвенной оболочки Земли (педосферы) на ту часть биосферы, которая отличается высокой геохимической активностью (Середина и др., 2012).

Для оценки состояния почвы может быть использована система показателей, включающих как химическое (Орлов и др., 1982), так и биологическое состояние почв.

Почвенные беспозвоночные, составляющие подавляющее большинство по биомассе и числу видов среди животного населения наземных экосистем, а именно представители всех трофических групп гетеротрофных организмов, активно участвуют в процессах трансформации органического вещества. Вместе с тем четкая реакция почвенных беспозвоночных, и в частности мезофауны, на изменение свойств почвы позволила М.С.Гильярову (1965) разработать зоологический метод диагностики почв. Следовательно, располагая сведениями о состоянии комплексов почвенных беспозвоночных антропогенных территорий, можно судить о степени деградации или восстановления самой почвы.

В исследованиях Т.И.Артемяевой (1982, 1989) в условиях различных производственных загрязнении почвы нефтью и в модельных полевых экспериментах с искусственным загрязнением в разных природных зонах и экосистемах показано, что нефть оказывает резко отрицательное воздействие на комплексы педобионтов, вызывая их массовую элиминацию в зоне интенсивного загрязнения. Максимальный отрицательный эффект отмечается в первые дни после загрязнения. Длительность негативной реакции определяется типом (интенсивностью) загрязнения и морфоэкологическими особенностями отдельных видов. Эти данные коррелируются с изменением физико-химических свойств почв, с гибелью растительности, со снижением общей биологической активности на замазученных участках. Комплекс крупных беспозвоночных может быть использован в качестве надежного индикатора степени загрязнения почв нефтью и служит показателем глубоких трансформаций нарушенных почв, в то время как мелкие почвенные животные (микроартроподы) являются показателем относительно быстрых и неглубоких изменений. Сапротрофный комплекс почвенных животных формируется значительно медленнее, чем микрофлора и растительный покров. Становление почвенного яруса биогеоценозов четко коррелируется со скоростью деградации нефти в почве, активностью

микробиоты и техногенной сукцессией растительности (Артемьева, 1989).

Многие ученые (Самосова и др., 1978; Алейникова и др., 1979; Жеребцов, 1984; Соромотин, 1991, 2006; Порядина, 1996 и др.) констатируют резкое снижение численности и даже полную гибель педобионтов на нефтезагрязненных участках. А.К.Жеребцов (1984) провел лабораторные исследования по выявлению действия загрязнения почвы нефтью на дождевых червей, относящихся к двум морфоэкологическим типам: навозного червя *Eisenia foetida* и типично-почвенного *Nicodrilus caliginosus*. Животных вносили в почву сразу после загрязнения (3 и 5% нефти) либо после пятисуточного проветривания загрязненной почвы (загрязнение 5,0; 7,5; 10,0% нефти). Внесение червей в почву без проветривания приводило к 100%-ной гибели на третьи сутки в обеих концентрациях. Кратковременное (5 суток) содержание червей в проветренной почве при концентрации 5% не вызвало гибели. Такое же краткосрочное содержание в почве с 10% нефти приводило к гибели более чем половины особей, причем у выживших при перенесении в чистый опад в 5—10 раз снижались биомасса, репродукция и потребление пищи. Следовательно, ответная реакция дождевых червей зависит не только от концентрации загрязнителя в субстрате, но и от качественного состава. Легкие фракции нефти (испаряющиеся при проветривании) в первые дни наиболее токсичны.

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.

Размеры загрязненных участков также 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 (Казанцева, 2001).

Помимо известных причин (коррозия и производственный брак) аварии на нефтепроводах случаются также из-за неоднородности физико-механических свойств торфяного основания вдоль трубопровода, а также изменения характера и величины нагрузки, передаваемой на него.

Заполнение пространства между трубопроводом и стенками траншеи, а также под трубопроводом мягким грунтом с последующим его уплотнением значительно повышает сопротивление трубопровода таким внешним нагрузкам (Гумеров и др., 1998).

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

На территории г.Нижневартовска Т.В.Сторчак (2012) исследовала особенности химического состава почвенных и растительных проб, загрязнение которых происходило под воздействием различных источников выбросов. При этом химические и физико-химические показатели характеризовали ухудшение химических свойств почв: истощение запасов питательных элементов, подщелачивание, подкисление и загрязнение токсикантами. Значения рН почв г.Нижневартовска находились в пределах от 5,3 до 7,7, реакция среды, таким образом, изменялась от кислой до щелочной. Среднее значение рН 6,2. Большинство проб характеризовались низким и очень низким содержанием фосфора. Суммарный показатель геохимического загрязнения почв г.Нижневартовска элементами-токсикантами (Zc) составлял 1,0—7,4, что соответствовало фоновому уровню загрязнения (Сторчак, 2012).

В целом исследованные почвы территории г.Нижневартовска имели низкое содержание основных питательных элементов. Содержание токсичных элементов не превышало ПДК. Содержание хлоридов и показатели УЭП также свидетельствовали о невысокой степени токсичности исследованных почв. Отмечался дефицит минерального азота.

Среди всех природных ресурсов почвенные имеют особое значение, как для существования человеческого общества, так и

для нормального функционирования природной среды. Почвенные ресурсы выполняют важнейшие эколого-ландшафтные (средозащитные) функции (Середина и др., 2012).

Изменение природной среды в результате антропогенных воздействий, ведущее к нарушению структуры и функционирования природных систем (ландшафтов) и приводящее к негативным социальным, экономическим и иным последствиям, рассматривается как экологическая проблема (Кочуров, 1996, 1999; Егоренков и др., 2005).

Экологическая проблема в исследованиях Б.И.Кочурова определяется по изменению свойств ландшафтов, и степень ее проявления характеризуется через интенсивность, площадь распространения этих изменений и характер последствий. Б.И.Кочуров условно выделяет три степени изменения природных свойств — признаков отдельных проблем: 1 — слабая, 2 — средняя, 3 — сильная.

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, обсышки, площади внедорожного проезда, а также механические нарушения, возникающие при устранении различного рода аварий и связанные с ненормированным использованием техники (Кочуров, 2003).

Самым важным этапом в экологической оценке территории являются анализ и синтез экологических проблем и определение границ (ареалов) экологического неблагополучия разной категории остроты, проведение которых осуществляется одновременно с картографированием территории (Кочуров, 1999). Объектом картографирования при этом являются экологические проблемы, возникшие в результате изменения окружающей среды под воздействием антропогенных факторов, и их пространственно-временные сочетания — ситуации.

Все свойства природной среды, свидетельствующие о степени ее благополучия (неблагополучия), оказываются экологически

значимыми и для человека. Если природные компоненты нарушаются, то это приводит к потерям (ущербу): снижению урожая, истощению природных ресурсов, росту заболеваемости населения и т.п.

В таблице 3 приводится оценка степени деградации компонентов ландшафта по величине загрязнения.

Таблица 3

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

Степень деградации (ранг)	Степень деградации компонентов ландшафта	Острота 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 — 10 n раз превышает ПДК

Нами были исследованы и проанализированы пробы почв на кустовых участках на предмет содержания нефтепродуктов до и после рекультивации земель месторождений предприятия ЗАО «Варта-Грин» и ОАО «Самотлорнефтегаз» летом и осенью (за 2003—2010 гг.). Результаты исследований показали, что основной причиной порывов являлась внутренняя коррозия нефтепроводных труб. Местность разливов нефти в основном была болотистая, покрытая растительностью. Для локализации места порыва проводилась частичная откачка нефтепродуктов и частичная обваловка. Проникновение нефтепродуктов в почву составляло от 5 до 35 см в зависимости от местности разливов нефти, рельефа и состава почв. Исследования проводили с использованием методики измерений массовой доли нефтепродуктов

в пробах почв на анализаторе жидкости «Флюорат–02» согласно ПНД Ф 16.1:2.21 — 98 (Методика выполнения измерения..., 2002).

Процентное содержание нефтепродуктов до рекультивации составляло от 18,3 до 55,0%, а после рекультивации — от 0,62 до 21,5%. Выявлено, что в районах двух кустовых площадок после рекультивации процентное содержание нефтепродуктов в пробе превышало норму (8% для органогенных почв). На остальных кустовых площадках процентное содержание нефтепродуктов в пробах после рекультивации было в пределах нормы (табл. 4).

Таблица 4

Средние содержания 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	459 630,0	46,0	21 522,1	21,5
ЗАО «Варта-Грин» 2/1	540 911,0	54,1	9 233,4	0,92
ЗАО «Варта-Грин» 2/2	453 777,0	45,4	127 312,05	12,7
ЗАО «Варта-Грин» 3	424 133,0	42,4	9 909,9	1,0
ЗАО «Варта-Грин» 4	410 351,0	41,0	8 959,6	0,90
ЗАО «Варта-Грин» 5/1	401 911,0	40,2	9 377,1	0,94
ЗАО «Варта-Грин» 5/2	410 351,0	41,0	8 151,6	0,82
ОАО «Самотлорнефтегаз» НП-1/1	404 090,0	40,4	10 518,1	1,1
ОАО «Самотлорнефтегаз» НП-1/2	318 643,0	31,9	—	—

ОАО «Самотлорнефтегаз» НП-3/1	183 143,0	18,3	8 938,7	0,89
ОАО «Самотлорнефтегаз» НП-3/2	223 256,0	22,3	6 210,3	0,62
ОАО «Самотлорнефтегаз» НП-6/1	550 347,0	55,0	7 354,3	0,73
ОАО «Самотлорнефтегаз» НП-6/2	408 449,7	40,8	7 354,3	0,73

Примечание * — номера кустов изменены

Процентное содержание нефтепродуктов до и после рекультивации приводится на рисунке 4 (G.Khodjaeva, C.Korkin, 2014).

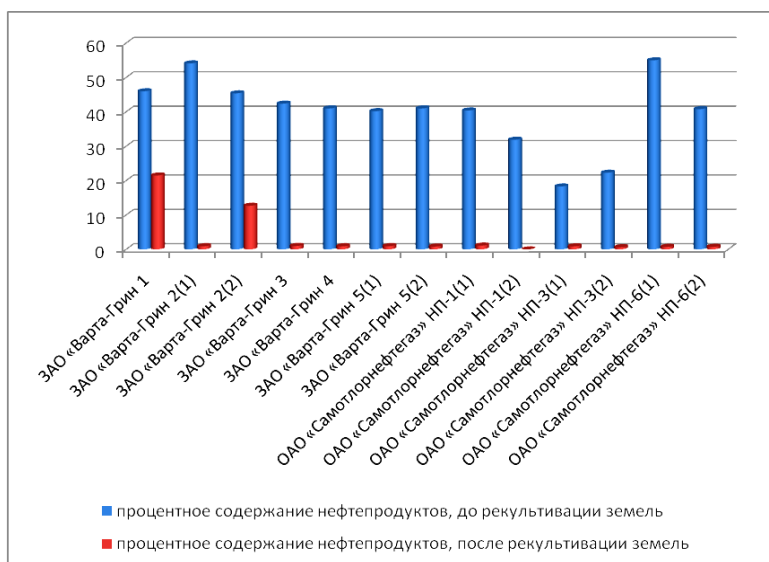


Рис. 4. Процентное содержание нефтепродуктов до и после рекультивации земель на месторождениях Нижневартовского района

Разливы нефти на территории нефтяных месторождений Западной Сибири приняли характер бедствия. Из 20,2 тыс. км внутрипромысловых трубопроводов, построенных в Нижневартовском районе, 3,4 тыс. км (16,6%) практически полностью изношены и требуют немедленной замены (Состояние окружающей

среды..., 1997). Из-за отсутствия у предприятий средств на реконструкцию трубопроводов фонд изношенных труб увеличивается, что неизбежно приводит к прогрессирующему росту количества аварий и, соответственно, к ежегодному приросту площадей залитых нефтью земель.

Для определения экологически опасных участков на месторождениях Нижневартовского района в ходе исследования были проанализированы результаты аварий и разливов нефти за 2003—2010 гг. (табл. 5).

Таблица 5

Средние площади и объемы разлитой нефти на месторождениях Нижневартовского района за 2003—2010 гг.

№	Месторождение	Среднее за 2003—2010 гг.	
		разливо, т	площадь, м ²
1	Бахилловское	10,4	101
2	Хохряковское	27,6	4 104
3	Варьеганское	66,7	50 645
4	Северо-Варьеганское	4 813,2	18 160,1
5	Пермяковское	1,1	6 600
6	Вахское	120,1	12 726
7	Тюменское	1,2	235 839
8	Самотлорское	298,8	6 064 479
9	Нижневартовское	23,2	13 009,5
10	Ватинское	7,4	11 466
11	Мегионское	0,5	600
12	Аганское	3,3	3 698,6
13	Ермаковское	4,5	7 426
14	Советское	70,5	51 217,5
15	Стрежевское	33,5	6 110
16	Западно-Полуденное	6,7	2 130

Вместе с этим было проведено зонирование нефтезагрязненных территорий таких предприятий нефтяных компаний, как ОАО «Варьеганнефтегаз», «Славнефть», «Самотлорнефтегаз», СНГДУ-2, «ТНК-Нижневартовск», «Томскнефть», НГДУ «Стрежевой», ТПП «Покачевнефть» и др. (Гребенюк и др., 2010 б, 2011; Ходжаева, 2010, 2011 а, б, 2013 а, б, в; Ходжаева и др., 2012; Hодjaeva, 2010, 2011).

Нами установлено, что наибольшее количество локальных аварий на трубопроводном транспорте произошло на территории лицензионных участков предприятий ОАО «Томскнефть» и «Варьеганнефтегаз».

Полученные результаты позволили составить карту-схему (рис. 5, 6) загрязненных площадей на территории лицензионных участков месторождений Нижневартовского района.

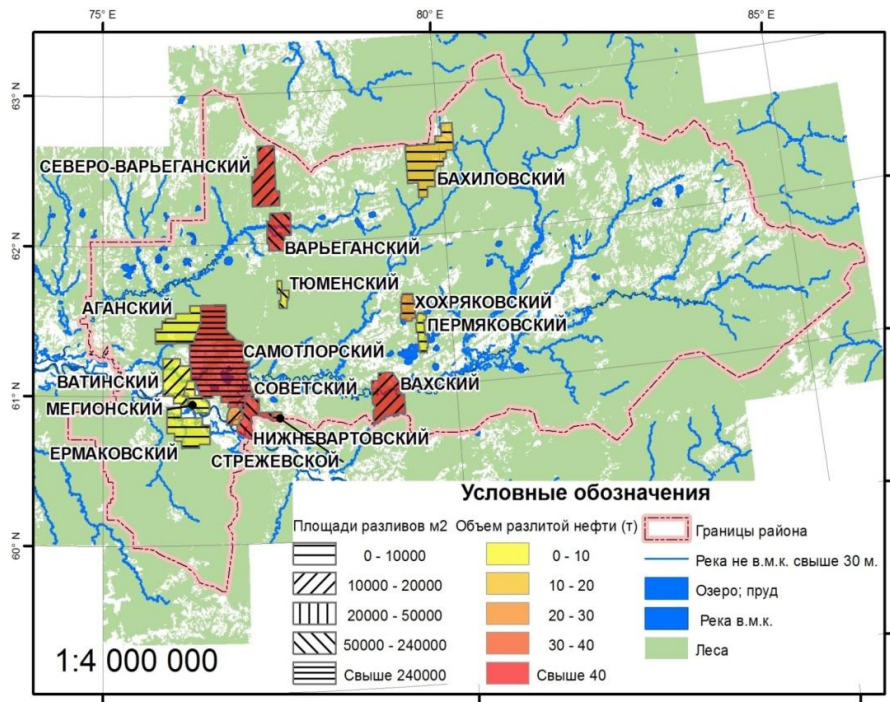


Рис. 5. Карта-схема загрязненных площадей на месторождениях Нижневартовского района

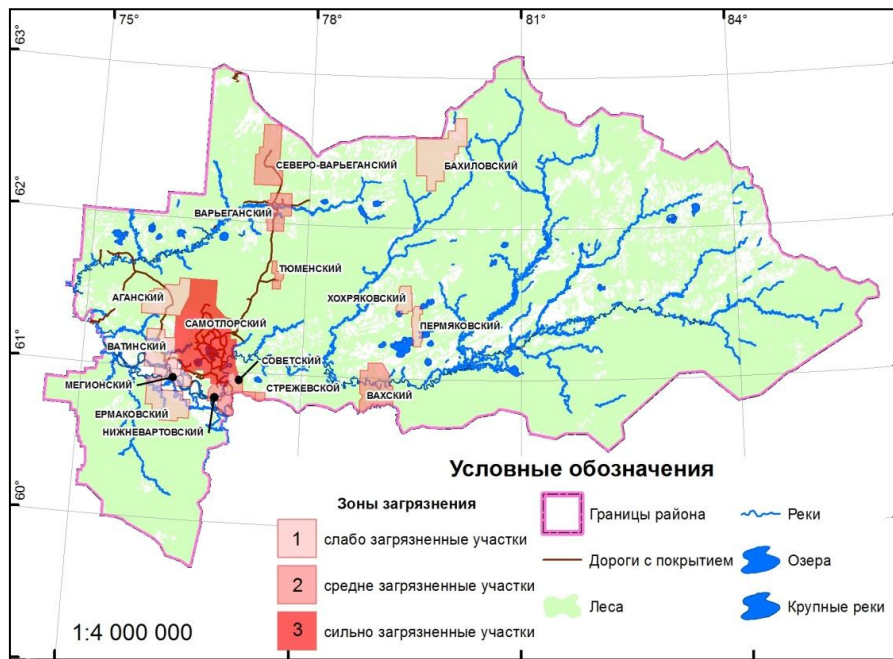


Рис. 6. Карта-схема зонирования загрязненных лицензионных участков на месторождениях Нижневартовского района

Материалы исследований по авариям и разливам нефти на трубопроводном транспорте месторождений Нижневартовского района позволили выделить следующие зоны нефтезагрязненных участков, показанные на рисунке 6:

1) *слабо загрязненные участки*: с объемом разлитой нефти до 20 т и с площадью до 20 000 м² — Аганский, Бахилковский, Ватинский, Ермаковский, Мегионский, Хохряковский, Пермьяковский;

2) *средне загрязненные участки*: с объемом разлитой нефти от 20 до 40 т и с площадью от 20 000 до 240 000 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 240 000 м² и более — Самотлорский.

Основные повреждения окружающей среды в районе исследования при производстве земляных работ (в районах распространения вечномёрзлых грунтов) состоят в нарушении элементов первоначального рельефа; в изменении каналов местного поверхностного стока; в нарушении мохово-растительного покрова и изменении температурного режима вечномёрзлых грунтов; в активизации необратимых мерзлотных процессов, главным образом термокарста и эрозии.

На территории Самотлорского месторождения основным видом воздействия на рельеф при обустройстве месторождений является нарушение естественного состояния земной поверхности и почвы, происходящее при строительстве объектов обустройства. На болотах и поймах нарушения заключаются в отсыпке площадок и дамб, на суходолах — в планировке и прокладке траншей.

На данной территории в процессе строительства и эксплуатации объектов нефтедобычи воздействие на растительный мир и почвенный покров в основном сводится к следующему:

– уничтожение почвенно-растительного покрова на участках, отведенных под объекты обустройства;

– повреждение и частичное уничтожение растительности транспортными средствами на прилегающей к строительным площадкам территории;

- гибель и угнетение растительности при аварийных разливах транспортируемой продукции скважин;
- изменение видового состава растительности при нарушении гидродинамического режима.

Помимо механического воздействия почвенно-растительный покров территории неоднократно подвергается загрязнению нефтепродуктами, пластовыми и сточными водами.

Почвы представляют собой буферную открытую динамическую систему и, являясь ландшафтно-геохимическим барьером, первыми подвергаются техногенному воздействию, особенно химическому загрязнению. При загрязнении нефтью, нефтепродуктами, минерализованными водами происходят изменения физико-химических свойств почвы — снижение водопроницаемости, увеличение соотношения между углеродом и азотом, что приводит к уменьшению корневого питания растений, загрязнению подземных вод, гибели педофауны (Губин и др., 1982). Основной характеристикой, позволяющей оценить степень техногенного прессинга на почвенный покров, является количественная оценка масштабов нефтяного загрязнения (общая площадь нефтезагрязненной территории, удельное содержание нефти в почве и т.п.).

Исследованиями установлено, что по характеру последствий все многообразие техногенного воздействия НГД на экосистемы можно объединить в две группы: химическое и физико-механическое. В районе исследования 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 за счет непосредственного контакта как с надземными частями растений, так и с их корневыми системами, поскольку последние расположены неглубоко. Просачиваясь в почву, нефть заполняет ее поры. Это вызывает снижение скважности почвы, ухудшение воздухо- и водообмена, сдвигает химический состав, уничтожает мезо- и микрофауну и микрофлору.

Растительность является наименее мобильным компонентом биоценоза. В силу своей прикрепленности растения, попавшие в

зону аварийного разлива загрязнителя, не могут избежать его влияния. При этом помимо непосредственного гербицидного эффекта, вызываемого загрязнителем, они испытывают на себе его опосредованное воздействие, выражающееся в изменении физико-химических свойств и микробиологической активности почв (Губин и др., 1982).

Наиболее чувствительным индикатором нефтяного загрязнения по сравнению с другими компонентами фитоценозов является живой напочвенный покров. При растекании нефти по поверхности почвы мхи, травы и кустарнички первыми подвергаются воздействию загрязнителя. Из-за небольших размеров растений замазучивается иногда значительная часть их вегетативных и генеративных органов. Корневая система этих растений находится в основном в верхнем десятисантиметровом слое почвы, наиболее быстро и сильно загрязняющемся.

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 усугубляется засолением почв за счет минерализованных вод.

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

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

Видовое разнообразие и численность животного мира за время освоения недр не только Нижневартовского района, но и Западной Сибири в целом существенно сократились. По данным ВНИИОЗ им. Б.Житкова (г.Киров), до начала освоения Самотлорского месторождения на его территории обитало более 10 видов охотничье-промысловых животных (млекопитающие), 83 вида птиц и до 10 видов рыб (Солодовников, 2009). В настоящее время уголья на месторождении утратили охотничье-промысловую функцию. Из охотничье-промысловых животных встречаются не более 2-3 видов, в природно-антропогенных типах местности

встречается 31 вид птиц, а на сильно нарушенных участках — только 4.

Ежегодные потери уловов ценных рыб в Западной Сибири за счет загрязнения поверхностных водоемов нефтью и нефтепродуктами составляют 14-16 тыс. т. Интенсивное развитие нефтеперерабатывающей отрасли промышленности привело к тому, что популяции живых организмов вынуждены длительное время находиться в условиях нефтяного загрязнения и приспосабливаться к хроническому действию токсических веществ.

Таким образом, зонирование территории исследования подтвердило тот факт, что негативное влияние трубопроводного транспорта на окружающую природную среду достаточно велико и многообразно.

Проблемы загрязнения земель нефтью в результате аварий на нефтепроводах в Нижневартовском регионе по-прежнему остаются актуальными и требуют комплексного подхода в их решении.

1.5. Влияние аварий нефтепроводов на водные объекты

Попавшая в водоемы и водотоки нефть оседает на дно, заражая донные осадки, что приводит к специфическому составу донных отложений. Существенно увеличивается содержание органического углерода: в среднем до 7—10%, а в отдельных случаях до 30—60% (Солнцева, 1998). Увеличение органических коллоидов приводит к изменению механического состава донных субстратов, их текстуры и структуры.

Оседающая на дно нефть и сорбированные донными отложениями битуминозные вещества часто оказываются погребенными, что увеличивает длительность процессов естественного самоочищения рек вследствие ухудшения аэрации в погребенном слое и развития в нем глеевых, а часто и глеево-сероводородных процессов.

Нефтяные углеводороды в процессе миграции частично испаряются с поверхности воды. При низких температурах, характерных для северных рек (и холодных сезонов в более южных ландшафтах), процессы испарения нефти с водной поверхности, так же как и другие процессы самоочищения водных масс, ослаблены (Солнцева, 1998).

При авариях внутрипромысловых трубопроводов, транспортирующих добываемую жидкость, содержащую до 95% высокоминерализованной (до 45 г/л) воды, в большинстве случаев происходит засоление земель, приводящее к гибели всей растительности и невозможности ее возобновления до вымывания солей ливневыми и внешними водами. А смывание этих солей в водотоки приводит к их интенсивному засолению, в результате чего минерализация вод в малых реках и ручьях возрастает в тысячи раз (Васильев, 1998; Васильев и др., 1988, 1996).

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.

Велико отрицательное влияние магистральных трубопроводов на малые реки и ручьи, имеющие рыбохозяйственное значение. При переходе трубопроводов через реки наблюдается отклонение от проектов, приводящее к всплыванию труб, перемерзанию ручьев, их захламлению и т.д. Особенно опасны аварии трубопроводов в поймах рек.

Интенсивное загрязнение реки Оби начинается еще за пределами исследуемого региона в верхнем течении. В среднем течении главными источниками загрязнения являются объекты Западно-Сибирского нефтегазового комплекса (НГК). Основная масса загрязняющих веществ от объектов НГК поступает в р.Обь с поверхностным и подземным стоком с буровых и технологических площадок, с водами притоков, пересекающих районы нефтедобычи, а также со сточными водами крупных городов: Нижневартовска, Сургута, Мегиона, Нефтеюганска.

Наблюдается повышенный уровень загрязнения нефтепродуктами и хлоридами поверхностных вод Самотлорского месторождения. Наиболее сильному воздействию подверглась река Ватинский Еган (включая ее притоки), к бассейну которой принадлежит 70% площади месторождения.

По исследованиям Михайловой и др. (1988), показатели химического состава рек, протекающих через территории нефтяных месторождений Западной Сибири, значительно превышают концентрации хлоридов под влиянием техногенных факторов, и

имеется зависимость между содержанием хлоридов в речных водах и количеством пробуренных скважин на территории интенсивно разрабатываемых нефтяных месторождений Среднего Приобья (Михайлова и др., 1988).

Максимальные количества нефтепродуктов (без учета аварийных выбросов) наблюдаются весной, когда с площади водосбора поступают загрязненные нефтепродуктами воды. Обычно в незагрязненных речных водах количество естественных углеводородов колеблется от 0,01 до 0,2 мг/дм³, для водоемов рыбохозяйственного назначения ПДК нефтепродуктов составляет 0,05 мг/дм³. Содержание естественных углеводородов определяется трофностью водного объекта, зависит от развития и распада фитопланктона, интенсивности деятельности бактерий и т.д. Характер распределения нефтепродуктов и естественных углеводородов по вертикали и акватории рек весьма сложен и непостоянен (Исследование современного состояния..., 2010).

Наиболее опасны аварийные утечки нефти на подводных переходах, любая из которых может привести к утрате водоемом одного или нескольких видов водопользования (Телегин и др., 1988).

При перевозке танкерами на 1 млн т нефти в среднем приходится 160 т потерь, из которых 43 т теряются в порту выгрузки, а остальное — при погрузке и в пути. При штиле 1 м³ нефти за 10 минут растекается пятном площадью около 1800 м² при средней толщине слоя 100 мкм (Яковлев, 1987). В случае волнения 1 т нефти загрязняет поверхность воды площадью до 10-12 км², а нефтяные масла распространяются на расстояние до 300 км от источников (Фролов и др., 1994).

Загрязнение водных объектов нефтепродуктами неизбежно приводит к деградации водных и донных экосистем. Загрязнение рек отражается на их обитателях, в особенности на ихтиофауне. Углеводороды проникают в мышечную ткань, внутренние органы и особенно икру рыб, что делает их опасными для человека (Исследование современного состояния..., 2010).

Общая масса нефтепродуктов, ежегодно попадающих в моря и океаны, приблизительно оценивается в 5—10 млн т. Нефтепродукты, попадая в воду, наносят серьезный ущерб живым

организмам. При концентрации нефтепродуктов в водоеме 0,05—1,0 мг/л погибает планктон, а концентрация 10—15 мг/л смертельно опасна для взрослых особей рыб (Клапцов, 2003).

Учитывая специфику нефтепромысла, его негативную роль в формировании потока загрязняющих веществ в реку, Е.Н.Козелкова (2009) провела геоэкологическое зонирование бассейна р.Ваха и его прилегающей территории, которое обеспечивает поддержание оптимального режима дренирования вод, снижение эрозионных процессов и других негативных гидрологических явлений, а также нормативный уровень качества поступающих в реку подземных и поверхностных вод.

Концентрация нефтепродуктов в речных, озерных водах Самотлорского лицензионного участка (Актив ТНК-ВР) превышает ПДК для водохозяйственных водоемов до 44 раз (Фазлутдинов, 2011). Много нефтепродуктов в снеговой воде; воды загрязнены железом, соединениями азота, фосфора, гуминовыми веществами. Практически все озера Самотлорского месторождения Нижневартовского района Ханты-Мансийского округа – Югры загублены и уничтожены как для животного мира, так и для окружающей природной среды в целом (Ханты-Мансийская экологическая катастрофа, 2011).

Высокое содержание нефтепродуктов отмечается в донных отложениях рр.Ватинский Еган, Окуневка, Березовая, Рязанский Еган и многих озерах (Оценка уровня загрязнения..., 1998).

Сильное загрязнение воды солями и нефтепродуктами, которое по сравнению с реками усугубляется непроточностью или слабой проточностью большинства озер, привело к сокращению рыбопродуктивности водоемов почти на порядок. Значительная часть озер вообще утратила ихтиофауну вследствие их загрязнения. Наиболее опасным видом воздействия для рыб является загрязнение водотоков нефтепродуктами, последствиями которого являются мутагенность, тератогенность, эмбриотоксичность, генотоксичность различных компонентов нефти. Эти аспекты влияния нефти оказывают серьезное модифицирующее и трансформирующее действие на популяции рыб (Оценка уровня загрязнения..., 1998).

По данным ГУ «Ханты-Мансийский ЦГМС», в 2009 и 2010 гг. вода р.Оби, на участке от г.Нижневартовска до с.Полноват, как и в 2008 г., характеризовалась как «грязная» и «очень грязная»: классы 4А и 3Б (табл. 6) (Доклад об экологической ситуации ..., 2011). На данном участке реки соединения железа, меди, марганца выделялись как критические показатели загрязненности воды.

Таблица 6

Характеристика качества поверхностных вод на основных водных объектах Ханты-Мансийского автономного округа – Югры за 2009—2010 гг. (по данным ГУ «Ханты-Мансийский ЦГМС»)

№ п/п	Водный объект, пункт, створ	Качество воды							
		КИЗВ		УКЗИВ		Класс, разряд		Характеристика состояния загрязненности воды	
		2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010
1	р.Обь — г.Нижневартовск 5,8 км ниже г.Нижневартовска	61,6	44,0	4,11	2,93	4А	3Б	грязная	очень загрязненная
2	р.Вах — п.Ваховск в черте п.Ваховск	39,9	39,1	3,07	3,01	3Б	3Б	очень загрязненная	очень загрязненная

По данным мониторинга ГУ «Ханты-Мансийский ЦГМС», в границах лицензионных участков недр за 2009—2010 гг. отмечена тенденция к снижению содержания углеводов (нефти, нефтепродуктов) в поверхностных водах.

Не только нефть является загрязнителем Вахского бассейна. Кроме нефти в водоемы попадают различные химреагенты, используемые при добыче и транспортировке нефти (более 100 наименований). Основную часть нефтепромысловых стоков составляют пластовые воды, характеризующиеся высокой минерализацией (до 230 г/л), наличием взвешенных веществ (до 1,7 г/л), брома, йода, железа и др.

В стоках от подготовки нефти содержится до 10 г/л нефтяных углеводородов (НУВ), до 8 г/л деэмульгаторов, до 1,5 г/л сульфатов, до 45 мг/л закисного железа (Нехорошева, 2010).

Оводненность нефти в Среднем Приобье может достигать 30—50% и более. 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.

Вторым по значимости источником загрязнения поверхностных и грунтовых вод нефтью и химическими веществами, применяемыми в бурении, являются не ликвидированные после завершения бурения скважин земляные амбары, устраиваемые на территориях кустовых оснований для захоронения отходов бурения. Кроме выбуренной породы и химических реагентов, применяемых при бурении скважин, амбары содержат нефть, используемую (до 5%) в качестве смазывающей добавки к буровому раствору. В дальнейшем не ликвидированные амбары, как правило, используются в качестве сточных ям, в которые без всякого контроля сбрасывают нефть и различного рода реагенты при авариях и ремонтах скважин. В нарушение технологии при строительстве амбаров в проницаемых шунтах не устраивается положенная гидроизоляция днища и стенок амбаров, в результате чего содержимое амбаров проникает в грунты и почвенные воды, загрязняя их (Нехорошева, 2010).

В результате аварийного попадания на почвенные грунты нефть, оставаясь на месте разлива, постоянно просачивается в почвенные воды и создает угрозу загрязнения нефтепродуктами подземных водоносных горизонтов, являющихся источником водоснабжения населенных пунктов Нижневартовского района.

Попавшая в водоемы нефть, теряя легкие фракции вследствие выветривания, поступает на дно, где в условиях дефицита кислорода остается на длительное время, подвергаясь чрезвычайно медленному биоразложению. Затонувшая и погребенная в насыпях грунта нефть становится постоянным источником загрязнения грунтовых вод и поверхностных водоемов (Нехорошева, 2010).

Нефть и ее производные являются сильными токсикантами для водных организмов. В водах Самотлорского месторождения отмечается также повышенное содержание фенолов, нитратов, нитритов соединения меди, цинка, марганца, железа и других химических элементов (Оценка уровня загрязнения..., 1998).

Повсеместно в реках наблюдается превышение ПДК по железу от 7 до 20 раз, по меди — в 11—15 раз, по цинку — в 1—41 раз, марганцу — в 4—30 раз. Удельная нагрузка выбросов в атмосферу на территории Ваховского бассейна составляет 10,3 т/км² (Исследование современного состояния..., 2010).

Среднегодовые концентрации загрязняющих веществ (анализы проб воды проведены в химической лаборатории естественно-географического факультета НВГУ) составили: азота аммонийного — 1—6 ПДК, соединения железа — 16—27 ПДК, меди — 15—45 ПДК, цинка — 1—8 ПДК, фенолов — 2—4 ПДК, нефтепродуктов — 0,4—9 ПДК. Максимальные концентрации составили: азота аммонийного — 6 ПДК, ХПК — 4 ПДК, соединений железа — 56 ПДК, меди — 55 ПДК, фенолов — 8 ПДК, нефтепродуктов — 30 ПДК (Нехорошева, 2010). За 2008—2010 гг. зарегистрированы 2 случая экстремально-высокого загрязнения (ЭВЗ) соединениями железа (57 ПДК) в черте поселка Ваховск.

Соблюдение специального режима на территории водоохраных зон является составной частью комплекса природоохранных мер по улучшению гидрологического, гидрохимического, гидробиологического, санитарного и экологического состояния водных объектов и благоустройству их прибрежных территорий. Регламент хозяйственной деятельности в водоохраных зонах и прибрежных защитных полосах определен постановлением Правительства РФ от 23 ноября 1996 г. № 1404 и приказом МПР России от 21 августа 1998 г. № 198.

В 2000 г. был разработан «Проект установления водоохраных зон и прибрежных защитных полос рек и озер в лицензионных границах Самотлорского месторождения нефти (Мыхпайская и Рубиновая площади) Нижнеуртовского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области» (Распоряжение Президиума Правительства Ханты-Мансийского автономного округа от 01.07.2000 № 215-рпп).

Глава II

ВЛИЯНИЕ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ НА ИЗМЕНЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА АВАРИЙ НЕФТЕПРОВОДОВ НИЖНЕВАРТОВСКОГО РАЙОНА

Климат является одним из важнейших факторов, определяющих динамику природных систем и оказывающих значительное влияние на развитие техногенных систем (Чуб, 2003).

Преобразуя те или иные компоненты климата в региональном и глобальном масштабах, необходимо всесторонне проанализировать не только видимые, реально ощутимые на первых этапах исследования изменения и экономические выгоды того или иного проекта, но и те, которые произойдут в будущем. Изменение климата какого-нибудь региона, не говоря уже о планетарном климате, может нанести непоправимый вред животному и растительному миру. Может быть разрушено исторически сложившееся природное экологическое равновесие (Гребенюк, 2008).

Климатические факторы Нижневартовского района также влияют на состояние трубопровода. Так, 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 (Бургонутдинов и др., 2008).

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 (Гумеров и др., 1998).

Наиболее неблагоприятными гидрометеорологическими условиями возможного разлива нефти в Нижневартовском районе являются:

1. В весенний период — таяние снега, когда болота еще не оттаяли, и поверхностная вода, образовавшаяся в результате таяния снега, заливают болота и переполняет реки, — начинается ледоход и наступает весеннее половодье (Регламент на производство работ..., 1993).

2. В зимнее время — период низких температур и период буранов.

3. Осенью — период осенних дождей, когда на болотах поднимается уровень воды, а на водотоках наступает осенний паводок.

По среднегодовым показателям основных метеорологических данных авиаметеостанции Нижневартковского аэропорта за 2003—2013 гг. самыми холодными были 2006 г. со среднегодовой температурой $-3,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ и 2010 г. со среднегодовой температурой $-3,7\text{ }^{\circ}\text{C}$; а самыми теплыми — 2005 и 2007 гг., среднегодовая температура их составляла $-0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ (рис. 7, табл. 7).

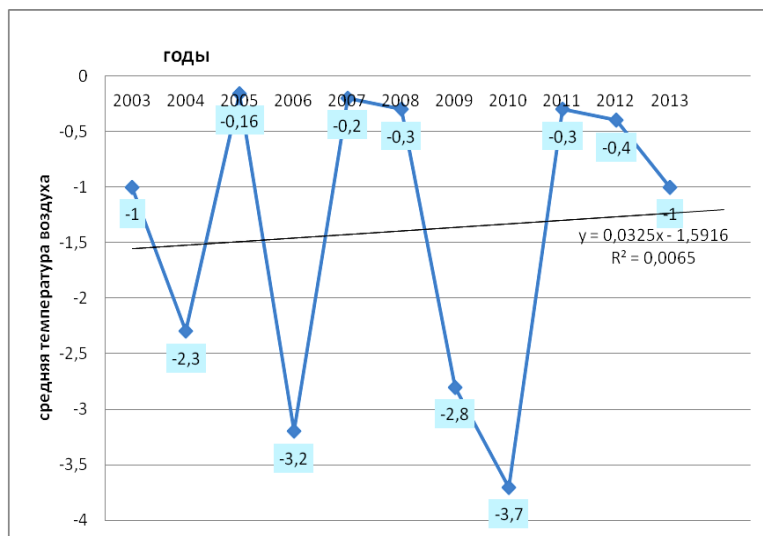


Рис. 7. Среднегодовая температура воздуха на территории Нижневартовска за 2003—2013 гг.

Таблица 7

Среднегодовые метеоданные по Нижневартовску за 2003—2013 гг.

№	Годы	Температура, °С					Количество осадков, мм (сумма)	Относительная влажность воздуха в %	Среднегодовая скорость ветра (м/с)	Атмосферное давление	Средняя высота снежного покрова, см	*Число дней со снежным покровом
		воздуха			почвы							
		средняя	max	min	min на поверхности почвы снежного покрова	max на поверхности почвы						
1	2003	-1,0	32,0	-40,2	-44	50	397,2	80,0	5,0	758,2	49	236
2	2004	-2,3	32,2	-39,9	-42	49	621,6	82,7	5,2	757,6	54	206
3	2005	-0,2	31,4	-34,7	-37	48	432	81,3	5,0	759,3	33	203
4	2006	-3,2	29,8	-50,9	-40	47	516,4	80,8	5,6	758,4	25	201
5	2007	-0,2	32,0	-42,2	-46	50	765,5	82,3	5,5	756,7	38	190
6	2008	-0,3	28,6	-36,9	-41	47	603,6	80,4	4,7	755,3	33	202
7	2009	-2,8	31,2	-44,8	-46	49	384,3	75,2	3,5	757,1	37	186
8	2010	-3,7	30,8	-46,0	-48	44	580,9	78,7	3,3	755,0	42	201
9	2011	-0,3	28,9	-38,0	-43	51	435,1	78,1	3,3	756,3	35	172
10	2012	-0,4	33,4	-36,4	—	—	458,0	76,0	3,8	758,5	36	186
11	2013	-1,0	32,4	-38,2	—	—	734,2	73,7	3,6	754,6	41	206
Среднее за 2003—2013 гг.		-1,4	33,4	-50,9	-48	51	539	79	4,4	757	38	199

Примечания* 1. Число дней со снежным покровом в окрестностях г.Нижневартовска рассматривается в интервалах с 2002—2003 по 2012—2013 гг.

2. «—» — нет данных

Температурный фактор характеризуется ярко выраженными как сезонными, так и суточными колебаниями, при этом очень важно учитывать его крайние показатели, продолжительность их действия, повторяемость.

Как показали наши исследования, в холодные годы количество аварий на нефтепроводах возрастает, а в теплые периоды — уменьшается (рис. 8).



Рис. 8. Изменение количества аварий на нефтепроводах и среднегодовой температуры воздуха за 2003—2013 гг. по Нижневартовскому району

В ходе проведенных исследований установлено, что самым холодным месяцем за период с 2003 по 2013 гг. был январь $-34,9$ °C (2006 г.), среднемесячная температура января $-20,8$ °, а самый теплый месяц в году — июль, среднемесячная температура которого составляет $+17,9$ °C (рис. 9).

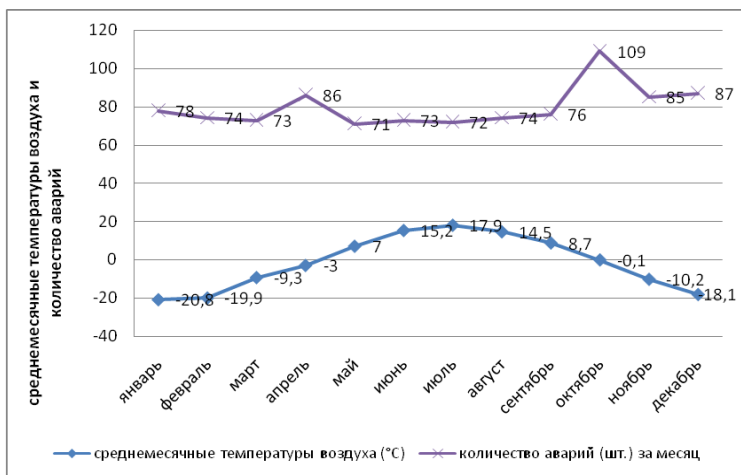


Рис. 9. Изменение среднемесячных температур воздуха и количества аварий на нефтепроводах Нижневартовского района

Как видно из рисунка 9, при переходах среднемесячных температур осенью и весной количество аварий увеличивается, так как эти периоды характеризуются наибольшим увлажнением почвогрунтов весной, и осенью в них происходит замерзание воды. Например, в октябре среднемесячная температура воздуха составляет $-0,1$ °C (переход среднесуточных температур через $+5$ °C, 0 °C осенью), и среднее количество аварий за этот период — 109, а в летний период наблюдается снижение количества аварий (с 71 до 74) (Гребенюк и др., 2012 а, б; Grebenyuk, Nodjaeva, 2012).

На основе анализа зависимости возникновения аварий на нефтепроводах от среднегодовой температуры воздуха за 2003—2013 гг. нами установлено, что между количеством аварий на нефтепроводах Нижневартовского района существует умеренная обратная линейная корреляционная связь, $r = -0,39$ (Ходжаева, 2015). Между количеством аварий на нефтепроводах и среднемесячными температурами воздуха ($r = 0,67$), а также между количеством аварий на нефтепроводах и среднегодовыми минимальными температурами воздуха есть заметная корреляционная связь ($r = -0,57$).

Учитывая взаимосвязь показателей температуры почвы и температуры воздуха, в ходе исследования установлено, что изменение температурного режима почвы вызывает изменение масштабов и действия нефтяного загрязнения.

На территории исследуемого района за 2003—2013 гг. минимальная температура на поверхности почвы изменяется от $-37\text{ }^{\circ}\text{C}$ (2005 г.) до $-48\text{ }^{\circ}\text{C}$ (2010 г.).

Максимальная температура почвы в районе Нижневартовска ($51\text{ }^{\circ}\text{C}$) приходится на 2011 г. (Гребенюк и др., 2014).

Имеются случаи, когда на изменение количества аварий на нефтепроводах района влияют и другие метеорологические факторы. Например, в 2010 г. среднегодовая температура воздуха была $-3,7\text{ }^{\circ}\text{C}$, а минимальные температуры на поверхности почвы опускались до $-48\text{ }^{\circ}\text{C}$, но при этом количество аварий за год составило 820. В этот год наблюдался относительно поздний сход снежного покрова, количество дней со снежным покровом составило 201 день, а его средняя высота — 42 см. Снег оказывает утепляющее влияние на почвы и грунты.

Сроки образования и схода снежного покрова являются одним из главных индикаторов динамики климатических условий изучаемой местности и характеризуют продолжительность морозного периода.

По нашим исследованиям, между авариями на нефтепроводах и высотой снежного покрова за 2003—2013 гг. существует умеренная обратная линейная корреляционная связь, $r = -0,37$.

Средняя высота снежного покрова за зиму на полигоне исследования составляет от 25 см (2006 г.) до 54 см (2004 г.) (рис. 10).



Рис. 10. Изменение высоты снежного покрова за 2003—2013 гг. в Нижневарттовском районе

В Нижневарттовском 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 (Исследование современного состояния..., 2010; Природа, человек, экология..., 2007; Соромотина, 2004).

Самый длительный морозный период — 236 дней — зафиксирован в 2002—2003 гг. (Гребенюк и др., 2014).

Наиболее интенсивный рост высоты снежного покрова происходит в период со второй половины ноября и до начала января, когда количество выпадающих осадков увеличивается за счет наибольшей повторяемости циклонального типа погоды.

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 участки старых зимних разливов нефти (Кузнецова, 2011).

Территория исследуемого района расположена в условиях влажного климата, в связи с чем изучено влияние относительной влажности на состояние нефтепроводов на территории Нижневартовского района.

Средняя годовая относительная влажность воздуха в районе Нижневартовска за 2003—2013 гг. составляет около 80% (рис. 11). Минимальная относительная влажность изменяется от 19% (2006 г.) до 54% (2007 г.) (Гребенюк и др., 2014).

Между авариями на нефтепроводах и среднегодовой относительной влажностью воздуха за 2003—2013 гг. существует умеренная обратная линейная корреляционная связь, $r = -0,38$.



Рис. 11. Изменение средней относительной влажности воздуха (%) за 2003—2013 гг. в Нижневартовском районе

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 (Природа, человек, экология..., 2007; Исследование современного состояния..., 2010).

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.

Среднее количество осадков за 2003—2013 гг. в Нижневартовске составляет 539 мм (Гребенюк и др., 2014). Их сумма изменяется из года в год — происходит чередование периодов дефицита и избыточного количества осадков. В некоторые годы количество осадков отклоняется от нормы. Минимум осадков выпало в 2009 г. (384,3 мм), а 2007 и 2013 гг. отмечены рекордной суммой осадков, которые составили, соответственно, 766 мм и 734 мм (рис. 12).



Рис. 12. Изменение количества осадков (мм) и количества аварий (шт.) за 2003—2013 гг. в Нижневартовском районе

Прямолинейной зависимости количества аварий от сумм осадков не наблюдается, но неравномерные и обильные осадки могут привести к размыву траншей, повреждению нефтепроводов, коррозии металла и к другим последствиям.

Атмосферное давление воздуха определяет господство циклональных и антициклональных типов погод, является важной составляющей характеристики климатических и погодных условий. Максимальных значений в течение года на территории Нижневартковского района оно достигает в морозные периоды, когда воздух сильно охлажден (Исследование современного состояния..., 2010).

Среднее многолетнее значение этого метеопказателя за 2003—2013 гг. составляет 757 мм рт. ст. (рис. 13).



Рис. 13. Изменение среднего атмосферного давления воздуха (мм рт. ст.) за 2003—2013 гг. в Нижневартковском районе

За исследуемый период между авариями на нефтепроводах и среднегодовым давлением воздуха отмечена слабая прямолинейная корреляционная связь, $r = -0,2$.

Между остальными факторами климатических условий и количеством аварий на нефтепроводах за 2003—2013 гг. взаимосвязи не установлены (Ходжаева, 2015).

Рассчитанные коэффициенты корреляции (r) между авариями на нефтепроводах и климатическими характеристиками указывают на тесноту корреляционной связи (табл. 8).

Таблица 8

Коэффициент корреляции между количеством аварий на нефтепроводах и метеорологическими факторами Нижневартковского района за 2003—2013 гг.

№	Природно-климатические факторы	Коэффициент корреляции, r
1	Среднемесячная температура воздуха (°С)	0,67
2	Среднегодовая минимальная температура воздуха (°С)	-0,57
3	Среднегодовая температура воздуха (°С)	-0,39
4	Среднегодовая относительная влажность воздуха (%)	-0,38
5	Среднегодовая высота снежного покрова (см)	-0,37
6	Среднегодовая минимальная температура на поверхности почвы (°С)	-0,2
7	Среднегодовое давление воздуха (мм рт. ст.)	-0,2
8	Среднегодовая сумма осадков (мм)	-0,09

Качественную оценку тесноты корреляционной связи между количеством аварий на нефтепроводах и климатическими факторами установили по таблице Чеддока (табл. 9).

Таблица 9

Таблица Чеддока для оценки тесноты корреляционной связи между x и y

Диапазон изменения $ r_{xy} $	0,1—0,3	0,3—0,5	0,5—0,7	0,7—0,9	0,9—0,99
Характер тесноты связи	слабая	умеренная	заметная	высокая	весьма высокая

Выборочный коэффициент линейной корреляции меняется в пределах $-1 \leq r_{xy} \leq 1$. Знак r_{xy} характеризует направление, а абсолютная величина — тесноту линейной корреляционной связи.

Если $r_{xy} > 0$, то увеличение признака x в среднем приводит к увеличению признака y , т.е. связь между показателями x и y — прямая (положительная) линейная корреляционная связь. Если $r_{xy} < 0$, то с увеличением признака x в среднем признак y уменьшается, т.е. связь между показателями x и y — обратная (отрицательная) линейная корреляционная связь.

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

Можно утверждать, что аварийные ситуации зависят не только от отдельных характеристик погоды или климатических условий, они взаимосвязаны комплексно.

Анализ природно-климатических условий Нижневартовского района позволил выявить факт «сезонности» аварий при транспортировке углеводородного сырья (Азизов и др., 2012, Ходжаева 2006, 2007).

Сезонная компонента характеризует изменения, которые регулярно повторяются и завершаются в пределах года. Компонента измеряется в виде индекса сезонности (Сулицкий, 2002), определяемого как процентное отношение уровней динамического ряда к среднему уровню.

На основании статистических данных об авариях на нефтепроводах Нижневартовского района за 2003—2010 гг. определены индексы сезонности (табл. 10) и составлен график сезонных изменений временного ряда (рис. 14).

Таблица 10

**Индекс сезонности количества аварий на нефтепромыслах
Нижневартовского района**

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Средний индекс сезонности, %	0,97	0,83	0,96	1,15	0,87	0,89	0,87	0,61	0,97	1,46	1,18	1,13



Рис. 14. График сезонных изменений временного ряда количества аварий

Анализ сезонных изменений количества аварий на нефтепромыслах района за 2003—2010 гг. показал, что они происходят, в основном, в весенние и осенние сезоны года. В это время аварийность выше средней от 15% (апрель) до 46% (октябрь). На некоторых нефтепромыслах пик аварийности наблюдается в зимний период, а спад приходится на летний сезон года и составляет от 60%, т.е. на 40% ниже среднегодового показателя (Ходжаева, 2006).

Аналогичные заключения будут верны и для квартальной сезонности, когда временной ряд содержит квартальные данные. Сумма всех полученных квартальных индексов равна 4. Однако, возможны погрешности, связанные с округлениями результатов вычислений. Поэтому следует проверить точность расчетов и скорректировать полученные значения с помощью корректирующего множителя, который равен отношению 4 к сумме вычисленных индексов. Для примера вычисленная сумма квартальных индексов в данном случае имеет вид:

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

Найдем корректирующий множитель:

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

Скорректируем квартальные индексы:

Квартал	Скорректированный индекс сезонности
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	$1,317 \times 0,9794 = 1,290$

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

Зная индексы сезонности и учитывая другие факторы (местоположение, диаметр, срок службы, другие характеристики трубы), можно спрогнозировать количество аварий для заданного месяца или квартала в конкретном году и предпринять необходимые меры для их предотвращения или для снижения аварийности на трубопроводах.

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 любого масштаба.

Необходимо также учитывать протяженность прокладки трубопроводов в различных климатических и гидрогеологических условиях, площадь поверхности контакта с грунтом, массу транспортируемого продукта, его теплосодержание и количество вносимого тепла (холода) в грунт, пересечение множества естественных и искусственных преград (Мазур и др., 1990).

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

Глава III

ВОЗДЕЙСТВИЕ ГЕОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НА АВАРИЙНОСТЬ НЕФТЕПРОВОДОВ

В геологическом отношении исследуемая территория расположена в пределах молодой эпипалеозойской Западно-Сибирской плиты. В разрезе плиты выделяются три структурных этажа: складчатого фундамента, промежуточного и осадочного чехлов (Козин, 2000). Венцом осадочного чехла на территории правобережья Средней Оби являются четвертичные отложения. Мощность их колеблется в зависимости от характера тектонических структур: в областях погружения плиты она достигает 300—350 м, а на локальных поднятиях сокращается до 5—10 м. По данным сводного геолого-геофизического разреза, составленного для Нижневартовского нефтегазоносного района, мощность четвертичных отложений составляет 125 м.

В Ваховском Приобье развиты отложения ларьякской свиты, которые входят в тобольский региональный горизонт как аналог тобольских отложений в ледниковой зоне равнины.

Более детальные литологическая и палеофлористическая характеристики свиты проводились А.А.Земцовым по материалам геологической съемки (Земцов, 1976, 1978, 1999).

Территория изучаемого района на всех геоморфологических уровнях покрыта болотным геолого-генетическим комплексом голоценового возраста (Коркин, 2008). В пределах изучаемой территории правобережья Средней Оби выделяют следующие генетические типы форм земной поверхности:

- первую надпойменную террасу: плоскую, местами с хорошо выраженными формами рейной эрозии и аккумуляции;
- широкую пойму реки Оби и ее притоков.

Рассматриваемый район в общих чертах разделяется на две области: повышенные водораздельные равнины и долины р.Оби и ее притоков. Далее рассматриваются формы рельефа, относящиеся к долинному комплексу р.Оби и ее притоков. Данный рельеф относится к эрозионно-аккумулятивному типу, включающему в себя I и II надпойменные террасы и широко развитую пойму. Относительные высоты над уровнем воды составляют: для

второй террасы 12—20 м, для первой — 8—12 м, для высокого уровня поймы — 3—8 м, для низкого — 3 м.

Среди морфоскульптурных форм рельефа значительное распространение имеют: овражно-балочные, пойменно-террасные комплексы речных долин, термокарстовые понижения, заполненные озерами. В настоящее время существенная рельефообразующая роль принадлежит процессам заболачивания, особенно интенсивным на плоских слабо дренированных участках.

Пространственно-временное преобразование пойменно-болотных ландшафтов восточной части широтного отрезка р.Оби имеет проявления современных экзогенных процессов поверхностного класса, которые отражаются в рисках для хозяйственной деятельности человека и техногенной деятельности нефтедобывающего производства (Коркин, 2008).

Под влиянием деятельности человека формируется техногенный или антропогенный рельеф. К техногенному рельефу относятся формы денудационные (карьеры, канавы, откосы, ямы и пр.) и аккумулятивные (дамбы, насыпи, культурные слои и пр.) (Коркин, 2008). К рельефу и процессам, обусловленным косвенной деятельностью человека, относятся ветровая и водная эрозия почв на обрабатываемых землях, опускание территории в районах интенсивной эксплуатации нефти, изменение береговых процессов в связи с береговыми сооружениями, деградация мерзлоты, муьды оседания, образование оврагов вдоль дорог.

Многолетние исследования ученых Тюменской комплексной геологоразведочной экспедиции по изучению экзогенных геологических процессов на территории Тюменской области (Фондовые материалы..., 1979—1993) показывали, что общим процессобразующим фактором для склоновых и овражных процессов является боковая эрозия основных рек региона (речная и овражная эрозия). Существенное влияние на активность и динамику склоновых процессов оказывают гидрометеорологические условия и хозяйственная деятельность человека. Благоприятным периодом для развития и активизации экзогенных геологических процессов является период наибольшего увлажнения грунтов и наибольшей водности рек и ручьев.

Наибольшая активность склоновых процессов отмечается в весенне-летний период, а в отдельных случаях — в период выпадения большого количества атмосферных осадков.

3.1. Эндогенное воздействие

Земная поверхность подвержена активному воздействию разнообразных природных и антропогенных процессов. Ведущую роль в этом комплексе играют геоморфологические (рельефообразующие) процессы, отвечающие за изменения основы ландшафта — рельефа. Рельефообразование (геоморфогенез) подразделяется на эндогенные и экзогенные процессы. Эндогенные процессы действуют во внутренних оболочках Земли и используют энергию, накопленную в ее недрах. Среди них выделяются *тектонические*, обусловленные деформацией твердого вещества земной коры, и *магматические*, связанные с движением вещества в жидком и газообразном состоянии и вызывающие вулканические явления. Эндогенные процессы действуют на протяжении многих миллионов лет и формируют главным образом крупные неровности рельефа (горы, впадины и т.п.). Скорость их, как правило, невелика (миллиметры, сантиметры в год). Исключение составляют вулканизм и резкие подвижки по разломам, вызывающие сейсмические явления (Воскресенский, 1999).

Внутренние геологические процессы обуславливают различные тектонические движения, т.е. вертикальные и горизонтальные перемещения отдельных участков земной коры. С ними связано образование наиболее значительных неровностей земной поверхности, ее непрерывное изменение. Источником внутренних процессов является тепло, образующееся при радиоактивном распаде элементов, входящих в состав ядра Земли (Михайлов, 2008).

Развитие рельефа севера Западной Сибири связано с разнообразными экзогенными и эндогенными процессами, протекающими здесь и в настоящее время. Главной рельефообразующей силой, создавшей основные черты рельефа этой территории, является деятельность моря и рек (Варламов, 1983).

В центральных районах Западно-Сибирской равнины часто наблюдается совпадение основных новейших тектонических

элементов с крупными элементами осадочного чехла. Преобладает пликативный тип новейших тектонических движений. Нельзя не учитывать разломы и дизъюнктивные нарушения, ибо большинство древних разломов отражается в новейшем тектоническом плане. Границы многих неотектонических элементов местами совпадают с линиями активизированных древних разломов (Варламов, 1983).

Проблеме прогноза геодинамических явлений давно уделяется пристальное внимание за рубежом, и только в последние годы к ней начинают проявлять интерес как в России в целом, так и непосредственно в нашем регионе. Это связано с проявлением ряда природных событий, объяснить которые на современной стадии их изученности не всегда возможно (Давиденко, 1998; Радченко, 2000).

Специальные исследования этого направления были выполнены в одном из районов Западной Сибири. Они имели локальный характер и в основном были ориентированы на решение экологических проблем на территории г.Сургута (Кострюкова и др., 2002).

Мировая геологическая практика установила огромное количество фактов, указывающих на то, что современный облик дневной поверхности и свойства осваиваемой человеком литосферы самым тесным образом связаны с тектоническими процессами, в том числе с разрывными дислокациями. В работах российских ученых (Кузьмин, 2000) эти явления, обусловленные в основном деятельностью глубоководных долгоживущих разломов с аномальными смещениями, получили название современных суперинтенсивных деформаций (СД) земной поверхности.

В последнее время не только в ряде регионов России, но и за рубежом участились катастрофы, крупные аварии, стихийные бедствия, обусловленные технической деятельностью человека. Все чаще ощущается опасность техногенных землетрясений.

Причины возможного оживления древних разломов либо увеличения активности живущих глубоководных структур могут быть самыми разнообразными (Воронов и др., 2003, 2004). В условиях нашего региона наиболее распространенной является интенсивная разработка нефтегазовых месторождений, которая

может спровоцировать землетрясения. При этом землетрясения с очагами в верхней части земной коры могут достигать интенсивности от 3 (Давиденко, 1998) до 7 баллов (Кузьмин, 2000). В качестве примеров подобных событий, имевших место в Западной Сибири, можно назвать документально зарегистрированные факты в исследованиях Н.М.Давиденко (1998), Ю.О.Кузьмина (2000), А.В.Радченко (2000) и др. Так, на трассе Усть-Балык — Омск произошли четыре аварии на трубопроводах (Радченко, 2000) и две аварии с выбросом опасных химических веществ, и т.д. На Тюменских месторождениях значительно повысилась сейсмическая активность, при этом увеличиваются случаи выхода из строя скважин за счет их разрыва с боковым смещением. По исследованиям Воронова и др. подтверждением сейсмичности являются также высокоточные гравиметрические наблюдения и работы методом обменных волн землетрясений (МОВЗ), выполнявшиеся на ряде площадей региона (Воронов и др., 2003, 2004). На таких участках (1965 г., 1998 г.) фиксировались дни, когда из-за значительных колебательных процессов в земной коре невозможно было получить уверенные отсчеты по шкале гравиметра и т.п. Наиболее заметные чрезвычайные события с серьезными аварийными последствиями были зарегистрированы в Широком Приобье (г.Нефтеюганск — землетрясение в 3,5 балла; район г.Пыть-Яха — неоднократные аварии на компрессорной станции) и в бассейне нижнего течения р.Иртыша (приустьевая часть р.Демьянки, район п.Уват и др. — аварии на трубопроводах и компрессорных станциях) (Воронов и др., 2003, 2004).

По исследованиям Кострюковой и др. (2002), Радченко (2000), анализ имеющихся геолого-геофизических материалов, в том числе и сейсморазведочных, свидетельствует о том, что все указанные происшествия достаточно тесно связаны с зонами глубинных тектонических нарушений и нередко приурочены к узлам пересечения одно- и разнопорядковых линейментов. Активная деятельность дизъюнктивных дислокаций, нередко приводящая к негативным последствиям на локальных участках региона, была установлена комплексными исследованиями, выполненными на Сургутском объекте (Кострюкова и др., 2002;

Радченко, 2000). Эти специальные работы, в том числе и магниторазведочные наблюдения, убедительно доказали наличие прямой связи аварийных ситуаций на трубопроводных системах, патогенных узлов и т.д. с зонами тектонических нарушений.

Согласно данным СМИ (радио и телевидение) в период с 27.09.2003 г. по 1.10.2003 г. была зарегистрирована серия подземных толчков силой в 1 балл, зафиксированных на территории региона в городах Нижневартовске и Ялуторовске (Воронов и др., 2003, 2004). Проявлению этих событий предшествовали землетрясения, охватившие южные районы Дальнего Востока и Сибири (гг.Томск, Новосибирск; республика Алтай и др.). Особенно значительные последствия были зарегистрированы на территории республики Алтай, где разрушению подверглось большое число зданий и различных сооружений. Сопоставив все названные события и аналогию геологического строения Алтае-Саянской складчатой системы со строением фундамента Широкого Приобья, несмотря на их значительную удаленность друг от друга, можно увидеть очевидную связь подземных толчков в районе г.Нижневартовска с эпицентральной зоной землетрясения в республике Алтай, где сила землетрясения по шкале Рихтера составила 8,5 балла (Воронов и др., 2003, 2004).

Особую уверенность в правомерности такого прогноза придают выполненные учеными из г.Сургута в 2000 г. построения по расшифровке разломно-блокового строения ряда территорий региона (Воронов и др., 2003, 2004). С этой точки зрения ими были изучены, в том числе и центральная часть Западно-Сибирской провинции, охватывающая Нефтеюганский и Нижневартовский районы. В изученных материалах В.Н.Воронова (2003, 2004) и других ученых наиболее уверенно проявляется северо-западная система глубинных разрывных структур, в зонах которых были зарегистрированы геодинамически активные сейсмические процессы. Выявленные и протрассированные линейные элементы хорошо согласуются с аналогичной системой глубинных разломов, закартированных в пределах Алтая и др. территорий (Воронов и др., 2003, 2004).

3.2. Экзогенное воздействие

Экзогенные процессы являются внешними (по отношению к «твердой Земле») воздействиями, которые вызываются энергией, поступающей главным образом от Солнца, а также гравитацией и вращением Земли вокруг собственной оси. В зависимости от характера протекания они делятся на флювиальные, гравитационные, криогенные, гляциальные, нивальные, береговые (прибрежно-волновые), биогенные, карстовые и эоловые. Особый род представляют антропогенные процессы, связанные с хозяйственной деятельностью человека. Это наиболее динамичные процессы рельефообразования, роль которых в глобальном геоморфогенезе за последние 150—200 лет резко возросла (Михайлов, 2008).

Тектонические движения, особенно новейшие и современные, оказывают большое влияние на развитие экзогенных процессов. Направленность современных тектонических движений определяет тенденцию развития экзогенных процессов. Существенное значение имеет интенсивность движений, определяющая темпы развития экзогенных процессов (Круподеров, 1984).

На земную поверхность постоянно воздействуют и различные внешние силы. К ним относятся выветривание, действие ветра и перемещающая деятельность текучей воды.

Выветривание — это совокупность естественных процессов, приводящих к разрушению горных пород. Различают выветривание *физическое*, являющееся результатом неодинакового расширения и сжатия частиц породы при суточных и сезонных изменениях температуры, и *химическое* — под действием химических соединений (кислорода, солей, кислот, щелочей), содержащихся в природной среде (воде, почве, воздухе). Активное участие в выветривании принимают живые организмы, прежде всего растения с их развитой корневой системой (Михайлов, 2008).

Основным фактором, определяющим высокую степень заболоченности Западной Сибири, следует считать малые продольные уклоны рек, не обеспечивающие достаточного дренажа территории.

Широко распространенное явление оседания поверхности земли, зданий и сооружений в связи с водопонижением обусловлено

изменением напряженного состояния массива грунтов и процессами их сжатия и уплотнения (Кузин, 1963).

В литологический состав грунтов на территории месторождений Нижневартовского района в основном входят: песчаные грунты, пески мелкие и пылеватые с прослоями супесей и суглинков, глинистые грунты, глинистые грунты в пределах небольших мерзлых массивов, чередующиеся с тальми грунтами (с температурами, близкими к 0 °С). Наблюдаются также торф и сильнооторфованные грунты (Атлас Ханты-Мансийского..., 2004).

Большинство экзогенных геологических процессов, протекающих в криолитозоне, связано с промерзанием и протаиванием влагосодержащих рыхлых пород верхней части разреза. Если сами процессы редко исследуются геофизическими методами, то условия их развития представляют несомненный интерес с точки зрения прогнозных оценок их потенциального проявления и способов предотвращения или защиты.

В районах распространения многолетнемерзлых пород тепловое воздействие транспортируемой по трубопроводам среды имеет большое значение. Оно проявляется в изменении термовлажностного режима грунтов, возникновении термокарста и пучения (Говорушко, 2002).

При техногенном воздействии величина удельной энергии рельефа может увеличиваться в несколько раз. При этом на территории может происходить не только усиление интенсивности процессов, но и возникновение таких, которые не были свойственны данной территории ранее.

Антропогенные геотермические процессы и явления (например, морозное пучение и морозное выветривание) проявляются с наибольшим разнообразием и интенсивностью и приносят максимальный экономический ущерб в зоне многолетней мерзлоты, площадь которой на планете составляет 24% суши, и около 64% территории России (Влияние деятельности человека..., 2013).

В геокриозоне в связи с антропогенным изменением естественного режима поверхностных и подземных вод образуются бугры пучения высотой до 2-10 м и более, диаметром в основании 5-10-50 м (Влияние деятельности человека..., 2013). На застроенных территориях в связи с увеличением промышленных

зданий и сооружений пучение вызывает неравномерное поднятие легких зданий и сооружений, а также разрыв подземных коммуникаций. Вследствие остаточного пучения из грунта могут выдавливаться (вымораживаться) твердые тела (сваи, столбы, колодцы и пр.).

Наиболее опасными природными криогенными процессами, часто приводящими к аварийным ситуациям, являются: тепловая осадка оттаивающих пород и термокарст, морозное пучение и наледообразование, термоэрозия и термоабразия, сплывы грунтов и солифлюкция.

Интенсивность развития большинства процессов (оползней-сплывов, термоцирков, солифлюкции и др.) определяется совпадением максимумов температур и осадков. При этом для каждого из процессов в течение теплого сезона года характерен свой период максимального развития (Воскресенский, 1999).

Весьма широко распространены эти процессы в зоне развития многолетнемерзлых пород.

В пределах долинных ландшафтов Среднего Приобья очень распространены термогенный и гидрогенный классы экзогенного преобразования (Коркин, 2008).

В зависимости от климатических, гидрогеологических, геоморфологических условий, состава, состояния и условий залегания пород процессы термогенного и гидрогенного классов проявляются с разной степенью интенсивности и различной скоростью (Коркин, 2008).

Криогенный класс процессов подразделяется на типы криогенного выветривания и мерзлотный. Развитие данного класса имеет следующие особенности: отсутствие многолетнемерзлых горных пород в разрезе четвертичных отложений; присутствие реликтовой мерзлоты на глубинах (новомихайловская и атлымская свиты), которая изолирует влияние на морфолитогенез современных форм земной поверхности; проявление криогенных процессов с перепадами температур воздуха, а также сезонным промерзанием и оттаиванием верхней части поверхностных отложений, что приводит к образованию шлирового ледообразования с фиксацией в перелетках (Коркин, 2008).

Также характерно наличие деградированных криогенных форм термокарстовой природы, вскрытие псевдоморфоз по повторно-жильным льдам как факт проявления древних мерзлотных процессов в различных горизонтах четвертичных отложений (в разрезе II надпойменной террасы в районе притоки Мега на границе руслового и пойменного аллювия вскрыты псевдоморфозы).

Криогенный тип подразделяется на подтип морозного, криогидратационного выветривания, который проявляется в процессах промерзания и оттаивания грунтовых толщ, а присутствие воды способствует образованию трещиноватости.

Мерзлотный тип процессов можно характеризовать как реликтовый, за исключением процессов, связанных с перелетками, встречаемыми в торфяниках, и с развитием термокарста, о масштабе проявления которого свидетельствуют широко распространенные термокарстовые котловины, особенно в пределах Обской правобережной II надпойменной террасы. В долине Глубокого Сабуна характер термокарста фиксируется по участкам проявления реликтовой бугристо-западинной поверхности (Коркин, 2008).

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.

Характерная особенность современных магистральных трубопроводов, прокладываемых в Западной Сибири, в том числе и в Нижневартовском районе, — их слабое заземление в грунтах и, как следствие, тенденция к продольным и поперечным перемещениям при изменении внешних условий и режимов эксплуатации.

На выпуклых участках трубопроводов под воздействием осевых сжимающих сил, развивающихся в трубе, при повышении ее температуры и от внутреннего давления наблюдается выход (выпучивание) трубопровода из грунта (Мазур и др., 1990).

При расчетном перепаде температур в трубопроводе развиваются продольные сжимающие силы, достигающие 1500—1700 кН. На выпуклых участках трубопровода эти силы стремятся вытолкнуть трубопровод из грунта. По исследованиям Мазура и др. (1990), расчеты показывают, что вес грунта засыпки не всегда способен уравновесить выталкивающее воздействие сжимающих сил, поэтому требуется дополнительная пригрузка (балластировка трубопровода), которую осуществляют установкой на трубу бетонных пригрузов и крепят трубы хомутами к завинченному и забитым в грунт анкерам или вымораживаемым анкерам на вечной мерзлоте.

На участках развития эпигенетических полигонально-жилых льдов небольшой мощности (высотой до 2,5—3 м) 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 (Мазур и др., 1990).

При оценке антропогенного воздействия все нарушения природных экосистем, связанные с нефтедобычей, можно разделить на два вида. К первому виду относятся все технологически обусловленные нарушения: кустовые основания, автодороги, трубопроводы и линии электропередач (ЛЭП), карьеры, другие промышленные площадки, совокупность которых образует антропогенную нагрузку, которую можно измерить величиной площади этих объектов. Ко второму виду — нарушения, которые технологически не регламентированы и связаны с авариями, неконтролируемой деятельностью человека и вторичным, косвенным действием промышленных объектов на сопредельные экосистемы. Совокупность этих явлений образует воздействие, которое непосредственно определено нагрузкой и также может быть измерено площадью этих нарушений (Генералов и др., 2001).

Вся промышленная и жилая застройка, дороги, коммуникации, карьеры и другие земли, отчужденные и преобразованные

для различных хозяйственных нужд, определяют нагрузку на ландшафты территории Самотлорского месторождения.

Самыми распространенными нарушениями ландшафтов на территории Самотлорского месторождения являются насыпи, вырубки, выемки (карьеры), термокарст и химическое загрязнение.

В процессе строительства площадочных объектов (кустов скважин, КНС, ДНС и др.) и линейных коммуникаций произошли значительные изменения естественных форм рельефа. Обычно механические нарушения окружают кустовые основания, отсыпные и грунтовые дороги, другие площади промышленной застройки. Полоса механических нарушений, как правило, не более 20-30 м. По грубой оценке периметра дорог и кустовых оснований, только вокруг них можно выделить около 10 000 га механически нарушенных площадей (Генералов и др., 2001).

Другая трудность этих площадей связана с тем, что они, как правило, сочетаются с заиливанием и запылением. Запыление, вызванное отсыпкой грунта, распространяется существенно шире, однако дистанционными методами выявить степень распространения этого вида воздействия не представляется возможным.

Изменения рельефа на территории Самотлорского месторождения традиционны и связаны, главным образом, с отсыпкой песчаным грунтом дорожных дамб, кустовых оснований и других промышленных площадок. Образование площадей открытого грунта создает источник песка и пыли, переносимых ветром на сопредельные территории.

Одно и то же техногенное воздействие в разных природных комплексах, отличающихся по рельефу, растительности, почвенному покрову, условиям увлажнения, приводит к различным последствиям (Геоэкологические основы использования..., 2012).

Наиболее распространенный подземный вид укладок трубопроводов на болотах имеет ряд существенных недостатков. При подземной укладке 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 подземно уложенного и забалластированного трубопровода представляет весьма сложную задачу (Геоэкологические основы использования..., 2012).

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 (Гусейнзаде и др., 1991). При этом должны предусматриваться специальные мероприятия, обеспечивающие надежную и безопасную эксплуатацию трубопроводов.

В целях снижения аварийности трубопроводов, а также эксплуатационных и аварийно-ремонтных затрат К.И.Лопатиным и др. (2012) разработана классификация ранжирования заболоченных территорий для застройки нефтепромысловыми объектами. Данная классификация учитывает, помимо несущей способности залежи, специфические особенности болотных микроландшафтов, дифференцируя условия застройки (Геоэкологические основы использования..., 2012).

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. (2008, 2012), 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 промысловых 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 промысловых нефтепроводов, прокладываемых на торфяных болотах, возможна 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.

Предложение 3. При прокладке трубопроводов по торфяным болотам глубиной до двух метров предусматривать подземную прокладку трубопроводов по дну с 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 (наземная прокладка), на опорах или других конструкциях, обеспечивающих вертикальную и горизонтальную устойчивость трубопроводов (надземная прокладка) (Геоэкологические основы использования..., 2012).

Изменение условий теплообмена поверхности с атмосферой, свойств поверхности и почвенно-грунтового комплекса, снежного покрова сопровождается изменением температурного режима грунтов, мощности слоя сезонного промерзания — протаивания, ослаблением или усилением ряда экзогенных физико-геологических процессов.

Территория Среднего Приобья характеризуется широким распространением в верхней части разреза песчаных, глинистых, торфяных пород. Как правило, они обнажаются выше современного эрозионного вреза, обладая низкой водопрочностью. Это обстоятельство создает предпосылки для быстрого развития боковой эрозии (Коркин, 2008). Характер эрозионной деятельности рек подвержен значительным изменениям как в течение года

(что вызвано изменением уровня воды в реке), так и в течение более длительного периода времени (что обусловлено изменением конфигурации русла, состава размываемых пород, положения базиса эрозии или самой территории вследствие современных тектонических движений). Наиболее интенсивное разрушение берегов и переноса материала происходит в период половодья, растянутого на 2-4 месяца.

Характер, интенсивность и скорость эрозионного разрушения во многом зависят от состава и современного состояния пород, определяемого как степенью их литификации, так и фазовым составом воды в них. Наиболее быстро разрушаются берега, сложенные немерзлыми и тальными песками и супесями (Коркин, 2008).

В Нижневарттовском районе практически не прогнозируется миграция поверхностных стоков, зависящая от режимов замерзания и оттаивания многочисленных рек и водоемов. Это приводит к непредусмотренному проектами обводнению траншей и трасс даже в период строительства, что в сочетании с изменением температуры окружающей среды вызывает деформации трубопровода.

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

Из-за отсутствия дифференцированной статистики по возрастному составу (срокам службы), природным условиям эксплуатации, гидродинамическому режиму (давления, скорости и др.), в настоящее время невозможны прогнозы воздействия конкретных инженерно-геологических условий на аварийность нефтепроводов в Нижневарттовском районе.

Глава IV

УСТОЙЧИВОСТЬ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ СИСТЕМ С УЧЕТОМ ФАКТОРА РИСКА ДЛЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

На территории России эксплуатируются системы магистральных трубопроводов протяженностью более 200 тыс. км, имеющие около 6 000 технически сложных наземных объектов повышенной опасности: компрессорные, насосные и газораспределительные станции, резервуарные парки. Аварийность на объектах магистральных трубопроводов находится на довольно высоком уровне и имеет тенденцию к возрастанию, так как процессы «старения» трубопроводных систем характеризуются снижением прочности из-за коррозионных и усталостных повреждений металла, дефектов технологического и эксплуатационного характера (типа гофр, вмятин, рисков, подрезов и др.) (Алымов и др., 2005).

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 связана с уровнем экологического риска. Риск представляет собой вероятность наступления опасности, неблагоприятного события с конкретными последствиями и неопределенной величиной ущерба (Павлова, 2006).

Экологический риск в некотором отношении противоположен устойчивости, если ее определять как возможность (вероятность) восстановления экосистемой первоначального состояния после воздействия. Чем менее устойчива экосистема, тем выше экологический риск воздействия на нее (Васильев, 1998).

Первым шагом в управлении экологическими рисками является перевод неопределенных рисков в определенные. Это действие иногда называют объективизацией, имеющей целью установить по возможности точные значения вероятности неблагоприятных следствий и тяжести потерь (ущерба).

В.В.Козиным (Козин и др., 2008) разработана методика экспертного определения устойчивости экосистем, их экологической

и хозяйственной ценности, определения состояния экосистем и отнесение его к разным типам классификаций. На основе этих экспертных оценок вычисляется остаточная устойчивость экосистем и экологический риск реализации новых проектов, в том числе и на действующих месторождениях. Отказ от принятия решения по созданию чего-либо нового допускается в случаях, когда риски превышают допустимые пределы. Это касается как вероятности, так и тяжести последствий.

Трубопроводные системы являются источником повышенной опасности из-за большого количества сварных и фланцевых соединений, запорной и регулирующей арматуры, жестких условий работы и значительных объемов веществ, перемещаемых по ним.

Формы проявления отказов линейной части трубопроводов можно разделить на четыре основные категории: свищ, трещина, разрыв, пробой (Шумайлов и др., 1992). 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 (Геоэкологическое обследование предприятий..., 1999).

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.

С учетом условий эксплуатации магистральных трубопроводов к методам их диагностики можно предъявить следующие требования (Шумайлов и др., 1992): оперативность, высокая

чувствительность, точность определения места утечки, надежность и безопасность в эксплуатации, возможность автоматизации, отсутствие помех перекачке, приемлемая стоимость.

В условиях равнинного рельефа оценка инженерного риска проведения и эксплуатации проводных коммуникаций требует несколько иных оценочных действий, чем это предлагается для условий с горным рельефом (Динамическая и инженерная геоморфология..., 2012).

В исследованиях Д.В.Лопатина и др. (2011) в качестве оценочного теста приводится шкала балльной геолого-геоморфологической вероятности возникновения аварийных ситуаций на нефтепроводах. На ее основе формируется прогноз активизации аварийных ситуаций и возникновения новых очагов и форм проявления при техногенном воздействии. При наличии достаточно длительных рядов наблюдений или исторических данных вероятность аварийных ситуаций той или иной степени тяжести оценивается количественно как число возможных ситуаций в год или как обратная величина — возможность возникновения чрезвычайной ситуации один раз за определенный ряд лет.

По результатам исследований У.С.Карабалина (2008), в качестве критерия для оценки и ранжирования потенциально опасных объектов нефтепереработки и транспортировки используется индекс потенциальной опасности.

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 объекта при конкретном значении риска аварий.

Имеется «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах» (2002 а, б), в котором учитываются следующие группы 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.

По данной методике влияние факторов этих групп для каждого участка оценивается методом оценки по 10-балльной шкале. При этом учитываются:

- показатели риска, характеризующие удельную (локальную) частоту аварийных утечек из нефтепровода n , определяемые 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. Суммирование рисков по всем участкам дает суммарные значения всех показателей риска для магистрального нефтепровода в целом (Методическое руководство по оценке..., 2002).

Процессы транспортировки по трубопроводам являются взрыво- и пожароопасными. Разгерметизация трубопровода обычно ведет к выбросу легковоспламеняющихся жидкостей и загрязнению окружающей среды с возможностью последующего воспламенения от источников.

Несмотря на предпринимаемые меры в области промышленной безопасности многие потенциально опасные производства спроектированы так, что вероятность крупной аварии на них оценивается величиной порядка 10^{-5} — 10^{-3} , полностью исключить вероятность возникновения аварий практически невозможно (Напорный нефтепровод ЦПС..., 2011).

Наиболее характерными нарушениями требований промышленной безопасности объектов магистрального трубопроводного транспорта являются:

- нарушение охранных зон и зон минимально допустимых расстояний до объектов магистрального трубопроводного транспорта;

- размывы и оголения участков трубопроводов небольшой протяженности паводковыми водами;

- наличие участков магистральных трубопроводов с непроектной глубиной залегания трубы;

– допуск к самостоятельной работе персонала без профессиональной подготовки;

– недостаточная защищенность объектов от возможных механических повреждений и террористических проявлений (Белов, 2003).

Последствия аварий в зависимости от тяжести разделяются на три категории (Галеев и др., 1968).

К последствиям I категории относятся аварии, приведшие к одному из следующих событий:

– смертельному(ым) случаю(ям); травмированию с потерей трудоспособности или групповому травматизму;

– воспламенению нефти или взрыву его паров;

– безвозвратным потерям нефти, равным 100 т и более.

К последствиям II категории относятся аварии, приведшие к безвозвратным потерям нефти, равным 10 т и более.

К последствиям III категории относятся аварии, приведшие к безвозвратным потерям нефти более 1 т (Галеев и др., 1968; РД 153-39.2-076-01, 2001).

Чрезвычайные ситуации и пожары на объектах транспорта и хранения нефти возможны при наличии одновременно горючего материала, окислителя и источника зажигания. На этих объектах горючим веществом является разлившаяся в результате аварии нефть.

Проявления и развитие чрезвычайных ситуаций на магистральных нефтепроводах приводит к образованию зон загазованности горючими (токсичными) продуктами. Устойчивое горение паров пролива над поверхностью жидкости, сопровождающееся мощным тепловым излучением, воздействует на соседние аппараты, здания, сооружения и на персонал. В результате взрывов паров нефти происходит быстропротекающий процесс физических и химических превращений, приводящий к освобождению значительного количества энергии, в результате которого в окружающем пространстве образуется и распространяется ударная волна, сопровождающаяся мощным тепловым излучением (ГОСТ Р 22.0.07-95, 1995).

Обеспечение пожаробезопасности при ведении технологического процесса связано с предотвращением ситуаций, при которых

может произойти выброс и возгорание пожароопасной жидкости. В соответствии с этим, мероприятия по обеспечению взрыво- и пожаробезопасности должны быть направлены на недопущение выброса опасного вещества и ликвидацию источников зажигания.

Чрезвычайные ситуации на магистральных нефтепроводах, сопровождающиеся поражающими факторами, приведены на рисунке 15 (ГОСТ Р 22.0.07-95, 1995).



Рис. 15. Поражающие факторы чрезвычайных ситуаций и параметры их воздействия на магистральные нефтепроводы (ГОСТ Р 22.0.07-95, 1995)

Выбор материала оборудования, средств контроля и автоматизации должен быть предусмотрен с учетом взрыво- и пожароопасности производства.

В таблице 11 приведены данные по взрыво- и пожароопасности проектируемых объектов.

Таблица 11

Классификация основных объектов по взрыво- и пожароопасности (Напорный нефтепровод ЦПС..., 2011)

Наименование зданий, сооружений, установок	Категория взрывопожароопасности по НПБ 105-03	Класс взрывопожароопасности по ПУЭ	Категория и группа взрывоопасной смеси по ГОСТ Р51330.11-99, ГОСТ 51330.5-99	Категория молниезащиты по РД 34.21.122-87 и СО153-34.21.122-2003
Нефтеесборный трубопровод	Ан	В-Іг	ІА-Т3	І/специальный
Узлы задвижек, узлы запуска и приема СОД	Ан	В-Іг	ІА-Т3	І/специальный

В «Методических рекомендациях по составлению декларации промышленной безопасности опасного производственного объекта» (РД 03-357-00) даны обобщенные среднестатистические данные частот отказов (разгерметизации) технологического оборудования и соответствующие им масштабы выброса опасных веществ, приведенные в таблице 12.

Таблица 12

Обобщенные статистические данные о частоте отказов оборудования на объектах транспортирования нефтепродуктов (РД 03-357-00)

Тип отказа оборудования	Частота	Масштабы выброса опасных веществ
Разгерметизация технологических трубопроводов протяженностью более 30 м	$5 \cdot 10^{-3}$ на 1 км трубопровода в год	Объем выброса, равный объему трубопровода, ограниченного арматурой, с учетом поступления из соседних блоков за время перекрытия потока

Разгерметизация магистральных трубопроводов	$(1 \div 3) \cdot 10^{-4}$ на 1 км трубопровода в год	Объем выброса, равный объему трубопровода, ограниченного арматурой, с учетом профиля трассы и поступления вещества из соседних участков за время остановки и перекрытия потока
Отказ машинного оборудования (насосы, компрессоры)	$5 \cdot 10^{-3}$ в год	Объем, вытекший через торцевые уплотнения или разрушенный узел за время перекрытия потока
Разгерметизация резервуаров хранения (включая разрыв сварных швов и фланцев трубопроводов обвязки): – полное разрушение – частичное разрушение	10^{-5} в год 10^{-4} в год	Полное содержимое резервуара Объем, вытекший через отверстие диаметром 25 мм за время перекрытия потока

В таблице 13 приведены характерные значения отказов элементов стационарных систем — исходные данные для определения вероятности аварии согласно ГОСТ Р 12.3.047-2012.

Таблица 13

**Оценка частот выбросов стационарных систем
(ГОСТ Р 12.3.047-2012)**

Наименование оборудования	Частота появления возможной неисправности (на единицу в год)
Трубопроводы	5×10^{-5} /м в год
Клапаны и задвижки	$2,30 \times 10^{-4}$ на 1 клапан
Фланцы	$8,8 \times 10^{-5}$ на 1 фланец
Фитинги к арматуре малого диаметра	$4,7 \times 10^{-4}$ на 1 фитинг

Возникновение чрезвычайных ситуаций (ЧС) на магистральных нефтепроводах (МНП), как правило, влечет за собой ущерб здоровью и жизни людей, окружающей природной среде (ОПС), потери материальных ценностей и затраты на проведение

аварийно-спасательных и других неотложных работ (АСДНР). Последствия ЧС имеют стоимостное выражение, характеризующее масштаб ЧС и воздействие опасности на людей, окружающую среду, материальные ценности.

Эколого-экономический ущерб ОПС определяется фактическими экономическими, экологическими и социальными потерями, возникающими в результате нарушения природоохранного законодательства, хозяйственной деятельности человека, стихийных экологических бедствий и катастроф.

Ущерб проявляется в виде потерь природных, материальных, финансовых, трудовых ресурсов, а также в ухудшении социально-гигиенических условий проживания населения и качественных изменений экономического потенциала страны (Методика определения ущерба..., 1996; РД 03-496-02, 2002).

В существующих «Методических рекомендациях по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах» установлены общие положения и порядок количественной оценки экономического ущерба от аварий на опасных производственных объектах, подконтрольных Госгортехнадзору России (РД 03-496-02 Методические рекомендации по оценке..., 2002).

В руководящем документе «Методика определения ущерба ОПС при авариях на магистральных трубопроводах» экономический ущерб в результате аварийных разливов нефти из-за отказов сооружений, объектов или линейной части магистральных нефтепроводов определяется по следующей схеме:

- расчет общего объема (массы) нефти, вылившейся при аварии из нефтепровода, и масс нефти, загрязнивших компоненты ОПС;
- расчет площадей загрязненных нефтью земель (почв) и водных объектов;
- расчет ущерба от загрязнения нефтью каждого компонента окружающей природной среды и общей суммы платы за загрязнение ОПС (Методика определения ущерба..., 1996).

По этой методике площадь, глубина загрязнения земель и концентрация нефти (нефтепродуктов) определяются на основании данных по обследованию земель и лабораторных анализов, проведенных на основании соответствующих нормативных и

методических документов, утвержденных или разрешенных для применения Минприроды России и Роскомземом.

Масса нефти, загрязняющей водные объекты, определяется суммированием массы растворенной и эмульгированной в воде нефти, значение которой соответствует предельной концентрации, и массы пленочной нефти на поверхности водного объекта.

За массу веществ, загрязняющих атмосферу, принимается масса испарившихся углеводородов со свободной поверхности разлившейся нефти.

Расчет ущерба и платы за загрязнение атмосферного воздуха и поверхностных вод вследствие разлива нефти при авариях на магистральных нефтепроводах производится в соответствии с положениями постановления Правительства Российской Федерации от 28.08.92 г. № 632 «Об утверждении порядка определения платы и ее предельных размеров за загрязнение ОПС, размещение отходов, другие виды вредного воздействия».

Плата за загрязнение ОПС разлившейся нефтью при авариях на магистральных нефтепроводах не освобождает эксплуатирующие их предприятия от своевременного проведения мероприятий по ликвидации последствий аварийных разливов нефти и соблюдения требований и правил, предусмотренных Законом РФ от 10.01.02 г. № 7-ФЗ (с изм. от 09.05.05 г.) «Об охране окружающей природной среды».

Суммарный ущерб от ЧС на МНП складывается из элементов, представленных по схеме на рис. 16 (РД 03-496-02, 2002).

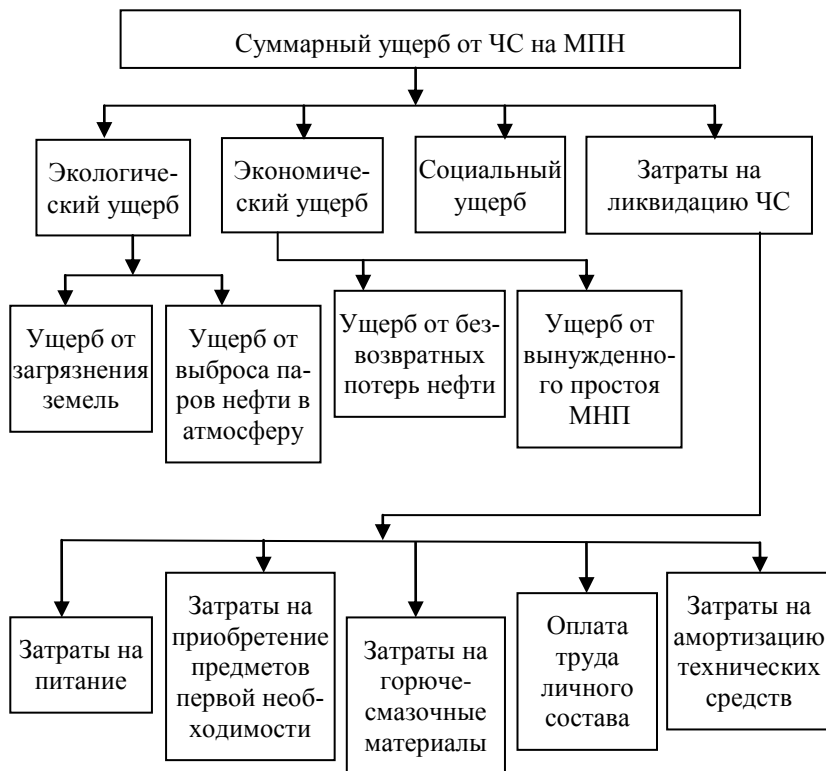


Рис. 16. Схема определения суммарного ущерба от чрезвычайных ситуаций на магистральных нефтепроводах (РД 03-496-02, 2002)

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 (Павлова, 2006).

Анализ и учет всей совокупности стратегических рисков, создание соответствующих структур и механизмов управления ими являются важными условиями устойчивого развития страны, обеспечения ее национальной безопасности (Стратегические риски России..., 2005). Для определения приоритетов государственной политики в области национальной безопасности, принятия обоснованных и рациональных решений по стратегическому

управлению страной, планирования социально-экономического развития необходимы прогнозы стратегических рисков.

Экологический риск в некотором отношении противоположен устойчивости, если ее определять как возможность (вероятность) восстановления экосистемой первоначального состояния после воздействия. Чем менее устойчива экосистема, тем выше экологический риск воздействия на нее (Васильев, 1998).

При этом наименее устойчивыми и неустойчивыми считались «факториальные» экосистемы, обязанные своим своеобразием действию какого-либо одного фактора.

Нередко экологический риск определяется лишь как некоторая степень экологической безопасности для экосистем с низкой устойчивостью (Шумайлов и др., 1992). В районе оз. Сомотлор выделяют три зоны: 1) относительно безопасная зона — для экосистем с разной степенью устойчивости и разного качества, 2) зона экологического риска — для экосистем мало и наименее устойчивых и 3) зона экологической опасности — для неустойчивых экосистем.

Проведенные исследования на территории Нижневартковского района позволили выделить две крупные группы экологического риска: 1) экологические риски, связанные с природными явлениями; 2) экологические риски, связанные с техногенными воздействиями на природную среду. На данной территории природные экологические риски в основном обусловлены климатическими условиями (сильными морозами, наводнениями, лесными пожарами и др.).

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 (Кочуров, 1996).

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 человеческим жертвам и болезням. Производственные объекты хранения,

переработки и транспортировки горючих и токсичных веществ являются одними из наиболее опасных объектов хозяйственной деятельности.

При освоении месторождений требуются все новые трубопроводы, причем в труднодоступных северных районах с неблагоприятными инженерно-геологическими условиями действующие трубопроводы быстро ветшают и требуют замены (Московченко, 1998). Количество нефтегазопроводов, которые вследствие коррозии необходимо заменить, ежегодно возрастает.

В работах А.М.Козлитина и др. (2001, 2002, 2005; Kozlitin, 2000) представлен количественный анализ, методика определения экологических рисков аварий и возможных разливов нефти и нефтепродуктов на магистральных трубопроводах. Также приводится методика определения оценки риска аварий на гидротехнических сооружениях, и авторы предлагают вычислить вероятность (относительную частоту $Q_{ЭПЯ}(\Delta t)$) возникновения инициирующего события — *экстремального природного явления* (ЭПЯ) и условную вероятность q развития аварийной ситуации на потенциально опасном объекте при условии нахождения его в зоне действия поражающих факторов. Вероятность $Q_{ЭПЯ}(\Delta t)$ возникновения хотя бы одного экстремального природного явления за интервал времени Δt описывается распределением Пуассона. Значение величины λ — среднего числа ЭПЯ в единицу времени, определяется с учетом среднестатистических данных для спонтанно проявляющихся экстремальных явлений природы.

Определяющим критерием экологической безопасности трубопроводов является их надежность.

Под конструктивной надежностью магистральных трубопроводов следует понимать их свойство сопротивляться внешним и внутренним нагрузкам и воздействиям, сопутствующим транспортировке продукта без нарушения герметичности и оговоренных предельных состояний, при соблюдении правил эксплуатации, технического обслуживания и ремонта (Мазур и др., 1990).

Оценка надежности трубопроводов важна на каждом этапе эксплуатации. 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 отказа, является функцией риска аварии — поражения людей и нанесения материального ущерба (Аварии и катастрофы..., 2001).

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

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.

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 (Пугачев, 1979). Такого рода данные представляют интерес при принятии решений о мерах по снижению степени риска аварий на объектах.

Вероятность числа рисков и отказов на нефтепроводном транспорте Нижневартовского района мы вычисляли с использованием метода распределения Пуассона (Азизов, 2000; Пугачев, 1979; Тихомиров и др., 2003).

В ходе исследования рассматривали динамику отказов во времени в системе внутрипромысловых трубопроводов Нижневартовского района общей протяженностью 21 тыс. км и проанализировали поток аварий, происходящих в этой системе.

По нашим 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. Значение функции риска за 10 лет составляет 0,451 (Азизов и др., 2009 а, б, в; Ходжаева, 2009).

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

Высокая аварийность обусловлена в основном состоянием технических средств и оборудования, которое физически изношено и морально устарело, имеет низкую степень надежности. Многие объекты требуют модернизации или коренной реконструкции, отдельные подлежат выводу из эксплуатации.

При прогнозировании экономической величины ущерба от аварий на объектах нефтегазодобычи необходимо учитывать случайный характер аварийности (например, на скважине в определенный период времени может не произойти ни одной аварии, а может произойти как одна, так и несколько аварийных ситуаций).

Анализ распределения случайного числа аварий показывает, что наиболее вероятное число аварий на нефтепроводах Нижневартвовского района в месяц равно 100, а аналогичное число в сутки равно 3. Максимально ожидаемое число аварий в день — не больше десяти (Паламарчук, 2007; Азизов и др., 2009 а, 2009 б).

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.

В соответствии с РД «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах» (1999) основными показателями риска являются интегральные (по всей длине трассы нефтепровода) и удельные (на единицу длины нефтепровода) значения:

- частоты утечки нефти в год;
- ожидаемых среднегодовых площадей разливов и потерь нефти от аварий;
- ожидаемого ущерба (как суммы ежегодных компенсационных выплат за загрязнение окружающей среды и стоимости потерянной нефти).

Оценки риска могут быть использованы для обоснования тарифов при страховании ответственности за ущерб окружающей среде от аварий и выработки мер безопасности. В частности, линейные участки нефтепроводов с наиболее высокими показателями риска должны быть приоритетными при проведении внутритрубной диагностики или ремонта трубопроводов (РД «Методическое руководство по оценке..., 1999; Методическое руководство по оценке..., 2002 а, б).

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.

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

В 1987 г. Я.Б.Зельдович и другие ученые (Зельдович и др., 1987) обратили внимание на подобные факторы: «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. Это распределение полностью определяется двумя неслучайными параметрами: средним значением и дисперсией, или «разбросом около среднего».

В качестве примера ими был рассмотрен сверхдлинный трубопровод, прочность которого с высокой точностью постоянна, но отягощена 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. 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 отклонений, — 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 (Зельдович и др., 1987).

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 состоит 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. В этом случае необходимы принципиально другие соображения, такого же типа, как при изучении проводимости неупорядоченных металлических сред (Зельдович и др., 1987).

В настоящее время разработаны методы контроля (Павлова, 2006) (ультразвуковой, магнитный, метод акустической эмиссии), которые позволяют производить диагностику состояния нефтепроводов, обнаруживать опасные дефекты, что существенно повышает надежность работы.

Наиболее характерными нарушениями требований промышленной безопасности объектов магистрального трубопроводного транспорта являются:

- нарушение охранных зон и зон минимально допустимых расстояний до объектов магистрального трубопроводного транспорта;
- размывы и оголения участков трубопроводов небольшой протяженности паводковыми водами;
- наличие участков магистральных трубопроводов с неprojektной глубиной залегания трубы;
- допуск к самостоятельной работе персонала без профессиональной подготовки;
- недостаточная защищенность объектов от возможных механических повреждений и террористических проявлений (Белов, 2003).

Несмотря на то, что при равной нагрузке на различные экосистемы характер действия ее агентов одинаков, глубина вызываемых последствий может быть весьма различной, что определяется свойствами не только действующего агента, но и объекта, испытывающего это действие. Поэтому характер и интенсивность воздействия следует измерять количеством тех изменений, которые происходят внутри экосистемы, например, сокращением численности популяций или снижением видового разнообразия.

Последнее связано еще и с тем, что нагрузка на отдельные особи и виды растений и животных внутри экосистемы может быть весьма различной (Козин и др., 2008).

При совместном действии антропогенных и природных факторов происходят медленные количественные изменения параметров развивающейся геосистемы, а затем наступает лавинообразный переход в новое устойчивое состояние (Рянский, 1992).

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

Чтобы предупредить аварийные ситуации и темпы нарастания экологических проблем, угрозы крупномасштабных изменений природной среды, необходимо разработать и внедрить новые эффективные методы предупреждения и ликвидации аварий и аварийных ситуаций (Карабалин, 2008; Мазур, 1993).

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 (Сердюцкая, 2004, 2005; Сердюцкая и др., 2009).

В работе профессора Х.Ф.Азизова (2008) «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.

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

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.

Организация рационального природопользования предполагает не просто знание технологий использования природных ресурсов, но и прогнозирование возможных негативных изменений в окружающей природной среде (Козин и др., 2008). Поэтому при ведении хозяйственной деятельности необходимо учитывать качество и свойства антропогенных нагрузок, специфику формируемых техногенных систем и потенциальный экологический риск. Спектр техногенных систем постоянно расширяется, а занимаемые ими площади увеличиваются, растет негативное воздействие хозяйственной деятельности на природную среду и ее загрязнение, поэтому только на основе системного анализа и комплексного подхода к происходящим процессам и явлениям в ландшафтной сфере можно оптимизировать антропогенное воздействие и улучшить качество жизненной среды населения.

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.

Согласно нормам постановления Правительства РФ от 15.04.2002 г. № 240 организации обязаны содержать в исправном состоянии технологическое оборудование, заблаговременно проводить инженерно-технические мероприятия, направленные на предотвращение возможных разливов нефти и нефтепродуктов и (или) снижение масштабов опасности их последствий.

В целях обеспечения безопасной эксплуатации нефтеперекачивающих станций и нефтебаз компоновка генеральных планов

и высотная посадка проектируемых зданий и сооружений должна выполняться с учетом противопожарных разрывов, зон пожаро- и взрывоопасности, размещения коридоров для прокладки технологических сетей с учетом транспортных связей, а также условий строительства и ремонта (Воробьев и др., 2007).

Предотвращение и предупреждение чрезвычайных ситуаций, в первую очередь, направлено на предотвращение разливов нефти и нефтепродуктов, уменьшение их испарения (образование взрывоопасных концентраций паров углеводородов).

При транспортировке больших объемов нефти, высоких давлениях необходимо обеспечивать надежность магистральных нефтепроводов и предупреждение отказов, аварий (Транспортировка нефти по нефтепроводу, 2012). Естественное старение магистральных нефтепроводов и в связи с этим значительное повышение требований к их экологической безопасности — характерные особенности условий работы трубопроводного транспорта нефти. Эти моменты и определяют основные направления совершенствования системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций в отрасли.

Для научного обоснования мероприятий по защите и восстановлению природной среды нефтезагрязненных участков установлено, что для каждого ландшафтного района необходимо знать:

- природные механизмы самоочищения и факторы, ускоряющие данный процесс;
- количественные критерии, характеризующие разные стадии изменения нефти, почв, растительности;
- скорость восстановления почв и растительности.

Основными направлениями природоохранной деятельности предприятий являются: строительство природоохранных объектов, контроль за состоянием природной среды и производственных объектов, профилактика аварий на трубопроводах, мероприятия по охране, рациональному использованию и восстановлению земель, водных ресурсов, атмосферного воздуха, экологического обучение (Справочник инженера по охране..., 2006). Организация и проведение всех природоохранных работ входят

в обязанности отделов по охране окружающей среды предприятий-недропользователей.

Для проверки состояния трубопроводов, их элементов, деталей и контроля за надежной работой этих технологических трубопроводов на предприятиях проводятся периодические ревизии.

Результаты ревизии служат основанием для оценки состояния трубопровода и возможности его дальнейшей эксплуатации. Сроки проведения ревизии технологических трубопроводов устанавливаются администрацией в зависимости от скорости эрозионно-коррозионных процессов с учетом опыта эксплуатации аналогичных трубопроводов, результатов наружного осмотра, предыдущей ревизии и должны обеспечивать безопасную и безаварийную эксплуатацию трубопроводов в период между ревизиями (табл. 14).

Таблица 14

Периодичность ревизии трубопроводов (Напорный нефтепровод ЦПС ..., 2011; Регламент на производство работ ..., 1993)

Объект ревизии	Периодичность ревизии трубопроводов по категориям			
	I	II	III	IV
Трубопроводы на расстоянии менее 200 м от мест обслуживания людьми	Не реже одного раза в год	Не реже одного раза в год	Не реже одного раза в 2 года	Не реже одного раза в 4 года
Трубопроводы на расстоянии более 200 м от мест обслуживания людьми	Не реже одного раза в год	Не реже одного раза в 2 года	Не реже одного раза в 4 года	Не реже одного раза в 8 лет

Надежность технологических трубопроводов должна проверяться путем периодических гидравлических испытаний на прочность и герметичность. Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность, если за время испытания давление остается постоянным (Мазур и др., 1990).

На многих предприятиях Нижневартговского района производятся периодические гидравлические испытания трубопровода опрессовкой его на прочность давлением воды, равным 1,25 рабочего давления (Регламент на производство работ..., 1993).

Специальные лаборатории дефектоскопии и анализа металлов проводят ультразвуковой контроль толщины стенки труб и деталей трубопровода, контроль состояния сварных швов (визуальный, магнитографический, радиографический метод), рентгеноконтроль, капиллярный контроль.

Основное внимание при борьбе с разливами нефти, нефтепродуктов и подтоварной воды должно уделяться их предупреждению на этапе проектирования, строительства и эксплуатации потенциально опасных производственных объектов. Мероприятия, направленные на предотвращение чрезвычайных ситуаций, а также на максимально возможное снижение размеров ущерба и потерь в случае их возникновения, должны проводиться заблаговременно.

Общепринятые чрезвычайные ситуации, связанные с разливами нефти и нефтепродуктов на местности и во внутренних пресноводных водоемах, подразделяются по своему значению на категории, представленные в таблице 15.

Таблица 15

**Классификация чрезвычайных ситуаций, связанных с разливами нефти и нефтепродуктов
(Постановления Правительства РФ от 15.04.02 г. № 240, Приказ МЧС России от 28.02.2003 г. № 105)**

Класс опасности	Значение (категория) ЧС	Объем, т	Границы зоны РН	Пострадало, чел.	Нарушена жизнедеятельность, чел.	Материальный ущерб, МРОТ
Не опасные	Аварии	—	не выходит за пределы территории объекта производственного или социального назначения	отс.	отс.	не опр.
5	Локального значения	до 100		не более 10	не более 100	не более 1 000
4	Муниципального значения	100	выходит за пределы территории объекта производственного или социального назначения	11–50	101–300	1001–5000
		100–500	в пределах административной границы муниципального образования			
3	Территориального значения	100–500	выходит за пределы административной границы муниципального образования	51–500	301–500	5001–500000
		500–1 000	в пределах административной границы субъекта РФ			
2	Регионального значения	500–1 000	выходит за пределы административной границы субъекта РФ	501–1 000	501–1 000	500 001–5 000 000
		1 000–5 000	в пределах административной границы не более двух субъектов РФ			
1	Федерального значения	более 5 000	выходит за пределы более чем двух субъектов РФ или за пределы РФ	свыше 500	свыше 1 000	более 5 000 000

Анализ материалов полевых исследований позволил сделать некоторые выводы: при локализации аварийных разливов нефтепродуктов на поверхности почвы устанавливаются барьеры из грунта (с устройством защитных экранов, предотвращающих интенсивную пропитку барьера нефтепродуктами). Барьеры из грунта располагают по направлению распространения нефти в сторону естественного уклона. Сечения защитных барьеров (дамб) имеют треугольную или трапециевидную форму. Кроме того, разливы нефти локализуют с помощью устройства земляного амбара и траншей, которые аккумулируют разлитую нефть (с последующей ее откачкой).

Установлено, что разлив нефтепродуктов внутри обвалования на предприятиях Нижневартовского района ликвидируется путем сбора нефти нефтесборными системами и насосными агрегатами с закачкой собираемой нефти в целые (не поврежденные) резервуары. После сбора основной массы разлитой нефти производится дозачистка территории резервуарного парка сорбентами и ручным взрывобезопасным шанцевым инструментом.

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 (Семенов, 1995). 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.

В зависимости от времени года, от вида местности существует несколько способов ликвидации разлива нефти. В летнее время поверхность минеральных грунтов, сухих болот от остатков нефти может быть очищена смывом нефти. Откачка образующейся эмульсии производится в нефтесборную емкость, а оттуда в действующий нефтепровод (Семенов, 1995).

Сбор разлитой нефти с болот может осуществляться зимой после замерзания болот. Снег бульдозером сталкивается в кучи, грувится в машины и вывозится в специально отведенное место, где

его обкладывают по периметру кучи нефтепоглощающими матами, которые будут впитывать в себя нефть после таяния снега.

Первоочередными объектами рекультивации должны быть свежие разливы нефти. На старых (старше 4-5 лет) разливах нефти, участках, загрязненных подтоварными водами, и участках физико-механического воздействия целесообразно проведение мер содействия естественному возобновлению.

На нефтегазодобывающих предприятиях создаются лаборатории для ведомственного контроля за состоянием окружающей среды на месторождениях, лаборатории оснащаются современным экоаналитическим оборудованием и приборами. Ведутся работы по оценке современного состояния окружающей природной среды территорий месторождений.

Создаются подразделения по предупреждению, локализации и ликвидации аварий с экологическими последствиями. Цеха и бригады нефтегазодобывающих предприятий, а также специализированные организации занимаются санацией почв, рекультивацией земель, ликвидацией последствий загрязнений водоемов.

Крайне медленно в практику деятельности нефтедобывающих предприятий внедряется передовой опыт предупреждения, локализации и ликвидации залповых сбросов нефти.

Стратегическая задача государства — максимально использовать невозобновляемые природные ресурсы, к которым относятся нефть и газ. Эта задача нашла свое отражение в законе «О недрах» (от 21.02.01992 г. № 2395-1, ред. от 13.07.2015 г.).

Охрана окружающей среды при строительстве трубопроводов осуществляется путем выполнения природоохранных мероприятий.

К таким природоохранным мероприятиям относятся все виды хозяйственной деятельности отрасли, направленные на снижение или ликвидацию отрицательного антропогенного воздействия на природную среду, на сохранение, улучшение и рациональное использование природных ресурсов.

При строительстве переходов через водные преграды природоохранные мероприятия должны быть направлены на недопущение загрязнений и засорений акваторий, размыва берегов,

изменения гидрологического режима водотоков, ухудшения (обнищания) фауны водоемов.

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.) (Говорушко, 2002).

Вынужденная остановка промыслов может обойтись нефтегазодобывающему предприятию в десятки раз дороже, чем прямые потери от аварийных ситуаций в системе транспорта, в связи с чем необходимо своевременно оценивать риск потенциально наиболее опасных повреждений и возможность дальнейшей эксплуатации этого участка трубопровода, т.е. необходимо своевременно принять в качестве меры риска вероятность наступления нежелательного явления, а не минимизировать величину среднего ущерба от уже совершившегося.

Для предотвращения дальнейшего ухудшения экологической ситуации на территориях месторождений необходимо принять экстренные меры по восстановлению природных комплексов и уменьшению антропогенной нагрузки на окружающую среду и привести всю деятельность недропользователей в соответствие с природоохранным законодательством.

Природоохранная деятельность должна базироваться на профессионализме, объективности научных исследований, четком юридическом нормировании природопользования и воздействии широких кругов общественности (Ходжаева и др., 2012).

Проведенный нами комплекс теоретических и статистических исследований состояния системы промысловых трубопроводов Нижневартовского района показал, что:

1) необходимо учитывать природно-климатические условия территорий при создании высоконадежных технологий и технических средств для диагностики, локализации и ликвидации аварий на нефтепроводах; планомерно и своевременно производить замену изношенных участков трубопроводов; а также следует расширять и поощрять научно-прикладные исследования надежности и долговечности подобных систем;

2) с помощью ГИС-картографирования можно провести зонирование и выделить наиболее нефтезагрязненные территории на месторождениях лицензированных участков. Построенный картографический материал является основанием для проведения проектно-планировочных, эксплуатационных и природоохранных работ;

3) для понижения риска аварийности и минимизации ущерба от аварийных разливов нефти необходимо в первую очередь повышать надежность трубопроводной системы. Полученный прогноз возможных отказов в указанной системе может быть использован при принятии решений по обеспечению геоэкологической безопасности функционирования рассматриваемой системы трубопроводов.

Таким образом, снижение вероятности аварий на трубопроводах возможно, если иметь нормативные документы с методиками расчета промышленных рисков на линейных, площадочных сооружениях нефтедобывающего производства и при транспортировке углеводородного сырья.

Для безаварийного функционирования нефтепровода необходимо соблюдение комплекса мероприятий по экологической безопасности, охране окружающей природной среды в целом с достоверными прогнозами аварий и отказов, наносящих вред окружающей среде, что позволит сократить до минимума ущерб, наносимый природе.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенный геоэкологический анализ влияния аварий на нефтепроводах на окружающую природную среду Нижневартовского района позволил сделать некоторые выводы и утверждения:

1. В процессе изучения теоретических основ проблем исследования установлено, что для нефтяной и газовой промышленности необходимо дальнейшее развитие транспортной инфраструктуры с разветвленной сетью трубопроводов для перекачки нефти и нефтепродуктов, негативно не влияющей на экологическое состояние окружающей природной среды. Кроме того, учитывая природно-климатические условия данного района, необходимо создание новых высоконадежных технологий и технических средств для обнаружения и ликвидации аварий на нефтепроводах.

2. Изучение особенностей природно-климатических условий исследуемой территории позволяет говорить о нестабильности природных объектов и процессов. Однообразие рельефа, однотипность гидрологических и гидрогеологических условий, малочисленный видовой состав растительности ведут к малой устойчивости экосистем.

Анализ природно-климатических условий Нижневартовского района показал, что аварийные ситуации зависят не только от отдельных характеристик погоды или климатических условий, они взаимосвязаны комплексно. Также выявлен факт «сезонности» аварий при транспортировке углеводородного сырья. Сезонные изменения количества аварий на нефтепромыслах района за 2003—2010 гг. показали, что аварии на нефтепромыслах происходят, в основном, в весенние и осенние сезоны года, в период перехода среднесуточных температур осенью и весной через 0 °С и +5 °С, так как весной происходит наибольшее увлажнение почвогрунтов, а осенью в них замерзает вода.

3. Нефтегазовый комплекс оказывает воздействие на все элементы экосистем: атмосферный воздух, почвы, растительность, рельеф, поверхностные и подземные воды. Представленный в работе авторский картографический материал является основой

для проведения проектно-планировочных, эксплуатационных и природоохранных работ.

4. Применение методов вероятностно-статистического анализа в процессе исследования основных параметров и законов распределения потока аварийности на нефтепроводах Нижневартовского района позволило сделать практические выводы о настоящем и будущем состояниях систем, 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 безаварийного функционирования нефтепровода необходим комплекс мероприятий по экологической безопасности, охране окружающей природной среды в целом с достоверными прогнозами аварий и отказов, наносящих вред окружающей среде, что позволит сократить до минимума ущерб, наносимый природе.

Наши исследования показали, что необходимо своевременно принять в качестве меры риска вероятность наступления нежелательного явления, а не минимизировать величину среднего ущерба от уже совершившегося.

Необходима планомерная и своевременная замена изношенных участков трубопроводов, следует разработать грамотную систему ремонтов и диагностики, а также расширять и поощрять научно-прикладные исследования надежности и долговечности подобных систем.

Восстановление загрязненных нефтью почвенных экосистем — сложный, длительный процесс, требующий строгого научного обоснования. Познание общих законов восстановления земель и приложение этих законов к конкретным природным условиям и состояниям экосистем — важная задача, имеющая большое значение для сохранения биосферы в целом.

ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНО-ПРАВОВЫХ ДОКУМЕНТОВ

1. Федеральный закон от 21.02.1992 г. № 2395-1 (ред. от 13.07.2015 г.) «О недрах».
2. Федеральный закон от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ (с изм. от 09.05.2005) «Об охране окружающей среды».
3. Постановление Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. № 1404 «Об утверждении положения о водоохраных зонах водных объектов и их прибрежных защитных полосах».
4. Постановление Правительства Российской Федерации от 28.08.1992 г. № 632 «Об утверждении порядка определения платы и ее предельных размеров за загрязнение ОПС, размещение отходов, другие виды вредного воздействия».
5. Постановление Правительства Российской Федерации от 15.04.2002 г. № 240 «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации».
6. *Приказ МПР Российской Федерации от 21.08.1998 г. № 198 «Об утверждении Методических указаний по проектированию водоохраных зон водных объектов и их прибрежных защитных полос».*
7. Приказ МЧС Российской Федерации от 28.02.2003 г. № 105 «Об утверждении Требований по предупреждению чрезвычайных ситуаций на потенциально опасных объектах и объектах жизнеобеспечения».
8. ГОСТ Р 22.0.07-95. Государственный стандарт Российской Федерации от 2.11.1995 г. № 561 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров».
9. ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля» (взамен ГОСТ Р 12.3.047-98, дата введения в действие 01.01.2014 г.).
10. РД 153-39.2-076-01 «Инструкция по техническому расследованию причин аварий и повреждений магистральных неф-

тепродуктопроводов, учету аварий и повреждений и списанию безвозвратных потерь нефтепродуктов». Минэнерго РФ. М., 2001.

11. РД 03-496-02 «Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах». Госгортехнадзор России. М., 2002.

12. РД 03-357-00 «Методические рекомендации по составлению декларации промышленной безопасности опасного производственного объекта». Госгортехнадзор России. М., 2002.

13. РД «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах». (утв. АК «Транснефть» от 30.12.1999 приказом № 152, согласовано Госгортехнадзором России, 1999).

14. Распоряжение Президиума Правительства Ханты-Мансийского автономного округа от 01.07.2000 г. № 215-рпш «Об утверждении проекта установления водоохранных зон водных объектов и их прибрежных полос».

15. Регламент на производство работ по нейтрализации разливов подтоварной воды на месторождениях АО «Нижневартовскнефтегаз». Нижневартовск, 1993.

16. Фондовые материалы. «Отчет по изучению экзогенных геологических процессов в районе городов Тюмени, Тобольска, Нижневартовска и п. Горноправдинск за 1979—1993 годы». Тюмень.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ И ИСТОЧНИКОВ

1. Аварии и катастрофы. Предупреждение и ликвидация последствий: Учеб. пособие: В 5 кн. / Под ред. К.Е.Кочеткова, В.А.Котлярского, А.В.Забегаяева. М.: Ассоц. строит. вузов, 2001. Кн. 2. 383 с.

2. Азизов Х.Ф. Прогнозирование параметров долговечности однотипного оборудования методами технической демографии // Проблемы эксплуатации транспортных систем: Материалы науч.-практич. конф. Тюмень, 2008. С. 18—23.

3. Азизов Х.Ф. Теория вероятностей и математическая статистика: Учеб.-метод. пособие. Нижневартовск: Нижневартовский пед. ин-т, 2000. 164 с.

4. Азизов Х.Ф., Гребенюк Г.Н., Ходжаева Г.К. Практические рекомендации по оценке геоэкологических рисков возникновения аварийных ситуаций при транспортировке нефтепродуктов: Монография. Региональная география. Серия научных трудов и монографий. Нижневартовск: Нижневартовский гос. ун-т, 2012. Вып. 4. 80 с.

5. Азизов Х.Ф., Ходжаева Г.К. Анализ риска аварийности нефтепромысловых систем Нижневартовского района // Вестн. Нижневартовского гос. гуманитар. ун-та. Серия «Естественные науки и науки о Земле». Нижневартовск: Нижневартовский гос. ун-т, 2009 а. Вып. 1. С. 49—52.

6. Азизов Х.Ф., Ходжаева Г.К. Обеспечение промышленной безопасности при функционировании магистральных нефтепроводов // Геология, география и глобальная энергия. Научно-технический журнал. 2009 б. № 3 (34). С. 96—100.

7. Алейникова М.М., Артемьева Т.И., Утробина Н.М. Изменение животного населения почв в антропогенных ландшафтах. М.: Наука, 1979.

8. Алымов В.Т., Тарасова Н.П. Техногенный риск. Анализ и оценка: Учеб. пособие. М.: ИКЦ «Академкнига», 2005. 118 с.

9. Артемьева Т.И. Комплексы почвенных животных и вопросы рекультивации техногенных территорий. М.: Наука, 1989.

10. Артемьева Т.И. Некоторые закономерности формирования животного населения техногенных агроценозов. М.: Наука, 1982.

11. Атлас Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. История. Население. Экономика / Отв. ред. В.А. Дикунец, Т.В. Котова, В.Н. Макеев, В.С. Тикунов. Ханты-Мансийск; М., 2006. Т. I. 152 с.

12. Атлас Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Природа и экология. Ханты-Мансийск; М., 2004. Т. II. 250 с.

13. Белов П.Г. Системный анализ и моделирование опасных процессов в техносфере: Учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений. М.: Академия, 2003. 505 с.

14. Бобра Т.В. Ландшафтные границы: выявление, анализ, картографирование. Симферополь: Изд-во ТаврГУ, 2005. 168 с.

15. Бородавкин П.П. Подземные магистральные трубопроводы (проектирование и строительство). М.: Недра, 1982. С. 11—22.
16. Бургонутдинов А.М., Юшков Б.С., Вайсман Я.И., Глушкова И.С. Повышение надежности нефтегазопроводных систем электрохимическим закреплением грунтов и фундаментов // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2008. № 12. С. 10—15.
17. Варламов И.П. Результаты изучения новейшей тектоники Сибири и оценка перспектив ее нефтегазоносности по неотектоническим параметрам // Региональная неотектоника Сибири. Новосибирск: Наука, 1983. С.78—87.
18. Васильев С.В. Воздействие нефтегазодобывающей промышленности на лесные и болотные экосистемы. Новосибирск: Наука. Сибирское предприятие РАН, 1998. 136 с.
19. Васильев С.В., Вовк Е.В. Классификация типов антропогенных нарушений при добыче нефти и газа // Тр. экологического семинара «Социально-экономические и технические проблемы экологии Сибирского региона». Новосибирск: НГАВТ, 1988. С. 51—54.
20. Васильев С.В., Вовк Е.В. Оценка нарушенности экосистем при освоении нефтегазовых месторождений севера Западной Сибири // О создании единой региональной системы мониторинга окружающей природной среды и здоровья населения Сибири. Новосибирск, 1996. С. 63—64.
21. Влияние деятельности человека на геологию Земли // Геология Земли. Еженедельная аналитическая газета. 11 декабря 2013 г. URL: www.uefima.ru.
22. Воробьев Ю.Л., Акимов В.А., Соколов Ю.И. Предупреждение и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов. М.: Институт риска и безопасности, 2007. 368 с.
23. Воронов В.Н., Белашова И.В. Прогноз геодинамических процессов в условиях Западной Сибири и возможности предупреждения негативных последствий, с ними связанных // Налог. Инвестиции. Капитал.2003. № 5—6; 2004. № 1.

24. Воскресенский К.С. Современные рельефообразующие процессы на равнинах Севера России: Дис. ... д-ра геогр. наук. М., 1999. 360 с.

25. Галеев В.Б., Сощенко Е.М., Черняев Д.А. Ремонт магистральных трубопроводов и оборудования нефтеперекачивающих станций. М.: Недра, 1968. С. 224.

26. Генералов И.В., Нюняйкин В.И., Зейгман Ю.В., Рогачев М.К. Особенности эксплуатации скважин с ЭЦН на поздней стадии разработки Самотлорского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2001. № 10. С. 72—73.

27. Геоэкологические основы использования торфяных болот и лесов Среднего Приобья: Монография / Под общ. ред. К.И. Лопатина. Тверь: ООО Триада, 2012. 296 с.

28. Гильяров М.С. Зоологический метод диагностики почв. М.: Наука, 1965.

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

30. 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. тр. Нижневартовск: Нижневартовский гос. ун-т, 2010 а. С. 33—41.

31. Гребенюк Г.Н. Мониторинг состояния лесных геосистем таежной зоны Западной Сибири (на примере бассейна реки Вах): Монография. Нижневартовск: Нижневартовский гос. ун-т, 2008. 289 с.

32. Гребенюк Г.Н., Кузнецова Фенологические аспекты в исследовании климатических особенностей Тюменской области: Монография. М.: МАКС Пресс, 2014. 148 с.

33. Гребенюк Г.Н., Ходжаева Г.К. Влияние природно-климатических условий на изменение количества аварий на нефтепроводах Нижневартовского района // Изв. Самарского научного центра Российской академии наук. 2012 а. Т. 14. № 1 (8). С. 2108—2111.

34. Гребенюк Г.Н., Ходжаева Г.К. Воздействие нефтедобывающей отрасли на окружающую среду и перспективы ее развития // Актуальные проблемы географии и геоэкологии. 2009. № 2 (6). URL: <http://geoeko.mrsu.ru/>

35. Гребенюк Г.Н., Ходжаева Г.К. Климатические особенности транспортировки углеводородного сырья в Нижневартовском регионе // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. 2012 б. № 7. С. 133—134.

36. Гребенюк Г.Н., Ходжаева Г.К., Слива Е.А. Зонирование территории Нижневартовского региона по площади и объему нефтяного загрязнения // Естественные и технические науки. М., 2010 б. № 4. С. 220—222.

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

38. Губин В.И., Губин В.В. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. М.: Недра, 1982.

39. Гумеров А.Г., Ахметов Х.А., Гумеров Р.С., Векштейн М.Г. Аварийно-восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов. М.: Недра, 1998. 315 с.

40. Гусейнзаде М.А., Дручина Л.И. Гидродинамические процессы в сложных трубопроводных процессах. М.: Недра, 1991. 164 с.

41. Давиденко Н.М. Проблемы экологии нефтегазоносных и горнодобывающих регионов севера России. Новосибирск: Наука СП РАН, 1998. С. 223.

42. Динамическая и инженерная геоморфология суши: Учеб. пособие / А.И.Жиров, Д.В.Лопатин, А.С.Макаров и др.; под ред. А.И.Жирова. СПб.: Санкт-Петербургский ун-т, 2012. 272 с.

43. Доклад об экологической ситуации в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре в 2010 году. Ханты-Мансийск: ООО «Принт-Класс», 2011. 128 с.

44. Егоренков Л.И., Кочуров Б.И. Геоэкология. М.: Финансы и статистика, 2005. 320 с.

45. Жеребцов А.К. Реакция дождевых червей на загрязнение почв нефтью. Ашхабад, 1984.

46. Завьялов В.В. Проблемы эксплуатационной надежности трубопроводов на поздней стадии разработки месторождений. М.: ОАО «ВНИИО-ЭНГ», 2005. 332 с.

47. Залетаев В.С. Экотонные экосистемы как географическое явление и проблема экотонизации биосферы // Современные проблемы географии экосистем. М.: Изд-во «Универсум», 1984. С. 53—55.

48. Захаров А.И. Виды и масштабы воздействия нефтедобывающей промышленности на леса Среднего Приобья. 1989.

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

50. Земцов А.А. Геоморфология Западно-Сибирской равнины (северная и центральная части). Томск: ТГУ, 1976. 344 с.

51. Земцов А.А. Современные экзогенные процессы в нефтегазоносных районах Западно-Сибирской равнины и их изменения под влиянием хозяйственной деятельности человека // Климат, рельеф и деятельность человека. Казань: Казанский ун-т, 1978. Ч. 2. С. 88—89.

52. Земцов А.А., Хромых В.С. Проблемы географии Западной Сибири // Вопросы географии Сибири. 1999. Вып. 23. С. 5—10.

53. Израэль Ю.А. Экология и контроль состояния природной среды. Л.: Гидрометеиздат, 1979. 375 с.

54. Исмаилов Н.М. Практическая экотехнология. Баку: Тяхсил, 2006. 144 с.

55. Исследование современного состояния водохозяйственного комплекса в бассейне р.Вах: Кол. моногр. Региональная география. Серия научных трудов и монографий. Нижневартовск: Нижневартовский гос. ун-т, 2010. Вып. 3. 133 с.

56. Казанцева М.Н. Характеристика нефтяного загрязнения территории Мамонтовского месторождения нефти / М.Н.Казанцева и др. // Вестник экологии, лесоведения и ландшафтоведения. Тюмень: ИПОС СО РАН, 2001. Вып. 2. С. 86—90.

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

58. Кесельман Г.С. Защита окружающей среды при добыче, транспорте и хранении нефти и газа. М.: Недра, 1981. 256 с.

59. Клапцов В.М. Экологические проблемы эксплуатации трубопроводов в России // Бюллетень Российского института стратегических исследований. 2003. № 14. С. 15—17.

60. Козелкова Е.Н. Природоохранные аспекты управления качеством водных ресурсов в бассейне Средней Оби (на примере бассейна реки Вах): Автореф. дис. ... канд. геогр. наук. Астрахань, 2009. 23 с.

61. Козин В.В., Маршинин А.В., Осипов В.А. Техногенные системы и экологический риск: Учеб. пособие. Тюмень: Изд-во Тюменского гос. ун-та, 2008. 256 с.

62. Козлитин А.М., Попов А.И., Козлитин П.А. Анализ безопасности и практика снижения экологических рисков аварий на магистральном трубопроводном транспорте // Зап. Горного ин-та. Экология и рациональное природопользование. СПб.: Санкт-Петербургский гос. тех. ин-т, 2001. Т. 149. С. 285—288.

63. Козлитин А.М., Попов А.И., Козлитин П.А. Количественный анализ риска возможных разливов нефти и нефтепродуктов // Управление промышленной и экологической безопасностью производственных объектов на основе риска: Международный науч. сб. Саратов: Саратовский гос. тех. ун-т, 2005. URL: http://risk-2005.narod.ru/download/Oil_spill.pdf

64. Козлитин А.М., Попов А.И., Козлитин П.А. Методика определения экологических рисков аварий на магистральных трубопроводах // Научные аспекты экологических проблем России: Тр. Всероссийской конф. М.: Наука, 2002. Т. 2. С. 332—337.

65. Комплексная программа социально-экономического развития Нижневартовского района на 2007—2017 годы. URL: <http://www.n-vartovsk.ru/kompleksprogram>

66. Коркин С.Е. Природные опасности в долинных ландшафтах Среднего Приобья: Монография. Нижневартовск: Нижневартовский гос. ун-т, 2008. 226 с.

67. Кострюкова Н.К., Кострюков О.М. Локальные разломы земной коры — фактор природного риска. М.: Изд-во Академии горных наук. 2002. С. 240.

68. Котляревский В.А., Кочетков К.Е., Носач А.А. и др. Аварии и катастрофы. Предупреждение и ликвидация последствий. М.: АСВ, 1995. Кн. 1. 320 с.

69. Кочуров Б.И. География экологических ситуаций (экодиагностика территории). М.: ИГАН, 1996. 131 с.

70. Кочуров Б.И. Геоэкология: экодиагностика и эколого-хозяйственный баланс территории. Смоленск: Смоленский гос. ун-т, 1999. 154 с.

71. Кочуров Б.И. Экодиагностика и сбалансированное развитие. М.; Смоленск: Маджента, 2003. 384 с.

72. Круподеров В.С. Современные тектонические движения // Методы долговременных региональных прогнозов. М.: Наука, 1984. С. 43—48.

73. Кузин И.Л. Геоморфологические уровни севера Западной Сибири // Геология и нефтегазоносность севера Западной Сибири. Тр. ВНИГРИ. 1963. Вып. 225. С. 330—339.

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

75. Кузьмин Ю.О. Оценка геодинамического риска объектов нефтегазового комплекса // Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности. М.: Наука. 2000. С. 334—343.

76. Лопатин Д.В., Томилов Б.В. Научные школы геологии, геоморфологии, палеографии и геодинамики кайнозоя (г.Иркутск). СПб.: НИКА, 2011. 143 с.

77. Лопатин К.И., Сладкопевцев С.А. Проблемы геоэкологии. М.: МДВ, 2008. 260 с.

78. Мазур И.И. Экология нефтегазового комплекса: Наука. Техника. Экономика. М.: Недра, 1993. 494 с.

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

80. Методика выполнения измерения массовой доли нефтепродуктов в пробах почв на анализаторе жидкости «Флюорат — 02». СПб.: НПФ Люмэкс, 2002. 18 с.

81. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных трубопроводах. Руководящий документ Минтопэнерго РФ, АК «Транснефть» М.: Транспресс, 1996. 67 с.

82. Методические рекомендации по разработке типового плана по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов для нефтегазовых компаний. М.: Росэнерго, 2006. 69 с.

83. Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах. 2-е изд., испр. / Колл. авт. М.: Гос. унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2002 а. Сер. 27. Вып. 1. 120 с.

84. Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных трубопроводах. М.: ОАО АК «Транснефть», 2002 б. 121 с.

85. Михайлов Л.А. Концепции современного естествознания. М., 2008. 336 с.

86. Михайлова Л.В., Уварова В.И., Бархович О.А. Особенности ионного состава и минерализации воды р.Обь и некоторых ее притоков // Водные ресурсы. 1988. № 3. С. 25—35.

87. Московченко Д.В. Нефтегазодобыча и окружающая среда: эколого-геохимический анализ Тюменской области. Новосибирск: Наука. Сибирское предприятие РАН, 1998. 112 с.

88. Напорный нефтепровод ЦПС Новопортовского месторождения — мыс Каменный: расчетно-пояснительная записка к декларации промышленной безопасности проекта // ЗАО ТюменьНИПИнефть. Тюмень, 2011. 61 с.

89. Нехорошева А.В. Антропогенно-техногенное воздействие и источники загрязнения // Исследование современного состояния водохозяйственного комплекса в бассейне р.Вах: Кол. моногр. Нижневартовск: Изд-во Нижневартовского гуманит. ун-та, 2010. С. 91—97.

90. Орлов Д.С., Воробьева Л.С. Система показателей химического состояния почв // Potchvovedenie. 1982. № 4. С. 5—23.

91. Оценка уровня загрязнения окружающей среды на территории Самотлорского месторождения на момент подписания со-

глашения о разделе продукции // Отчет о НИР. Нижневартовск: НИПИнефть, 1998. 88 с.

92. Павлова Е.И. Экология транспорта: Учебник для вузов. М.: Высшая школа, 2006. 344 с.

93. Паламарчук Е.Н. Компьютерное моделирование регионального риска аварийности и заболеваемости // Науч. тр. аспирантов и соискателей Нижневартовского гос. гуманитар. ун-та / Отв. ред. С.И.Горлов. Нижневартовск: Нижневартовский гуманитар. ун-т, 2007. Вып. 4. С. 273—285.

94. Панов Г.Е., Лысяный Г.Н. Охрана окружающей среды на предприятиях нефтяной и газовой промышленности. 1986.

95. Пиковский Ю.И. Природные и техногенные потоки углеводородов в окружающей среде. М.: Московский гос. ун-т, 1993. 208 с.

96. Порядина Н.М. Почвенная мезофауна и ее изменения под действием нефтегазопромыслов в подзоне средней тайги. 1996.

97. Природа, человек, экология: Нижневартовский регион / Под ред. Ф.Н.Рянского. Нижневартовск: Нижневартовский гуманитар. ун-т, 2007. 323 с.

98. Пугачев В.С. Теория вероятностей и математическая статистика. М.: Наука, 1979. 496 с.

99. Рагозин А.П. Прогноз природных рисков // Природно-ресурсные ведомости. М., 2002. № 2 (109).

100. Радченко А.В. Изучение гидрогеологических условий трассы магистрального нефтепровода Усть-Балык — Омск и прогноз его аварийности: Автореф. дис. ... канд. геолого-минералогических наук. Тюмень. 2000. 24 с.

101. Регламент на производство работ по нейтрализации разливов подтоварной воды на месторождениях АО «Нижневартовскнефтегаз». Нижневартовск, 1993. 21 с.

102. Рянский Ф.Н. Фрактальная теория пространственно-временных размерностей: естественные предпосылки и общественные последствия / Отв. ред. Л.А.Маслов. Биробиджан: Дальневосточное отделение РАН, Ин-т комплексного анализа региональных проблем, 1992. 50 с.

103. Самосова С.М., Артемьева Т.И. Реакция почвенных животных и микроорганизмов на загрязнение нефтью и засоленными пластовыми водами. Минск: Наука и техника, 1978.

104. Семенов Л.Н. Оборудование для борьбы с загрязнением нефтью и нефтепродуктами // Защита от коррозии и охрана окружающей среды. 1995. № 11—12. С. 24—28.

105. Сердюцкая Л.Ф. Математико-картографическое моделирование в задачах экологии // Геоинформатика. 2005. № 2. С. 59—65.

106. Сердюцкая Л.Ф. Математическое моделирование влияния техногенных нагрузок на экологические системы: Автореф. дис. ... д-ра тех. наук. Киев, 2004. 42 с.

107. Сердюцкая Л.Ф., Яцишин А.В. Техногенная экология: Математико-картографическое моделирование. М.: Книжный дом «ЛИБРОКОМ», 2009. 232 с.

108. Середина В.П. Калий и почвообразование: Учеб. пособие. Томск: Томский гос. ун-т, 2012. 354 с.

109. Середина В.П., Спирина В.З. Почвообразование в подтаежной зоне Западной Сибири: Учеб. пособие. Томск: Томский гос. ун-т, 2012. 206 с.

110. Современное состояние территории в зоне деятельности ПО «Нижневартовскнефтегаз»: Отчет о работе / Л.В.Михайлова и др. Тюмень, 1993.

111. Соколов С.Н. Топливная промышленность Нижневартовского региона // Западная Сибирь: история и современность: Краеведческие зап. Нижневартовск; Омск: Омскбланкиздат, 2011. Вып. XI. С. 231—240.

112. Соколов С.Н. Топливо-энергетический комплекс Нижневартовского региона Югры // Экономика России в условиях модернизации: ориентиры и перспективы: Материалы Всероссийской научно-практической конф. с международным участием (Каменск-Уральский, 17 ноября 2010 г.). Екатеринбург: Уральский гос. эконом. ун-т, 2010. Ч. 2. С. 215—222.

113. Солнцева Н.П. Добыча нефти и геохимия природных ландшафтов. М.: МГУ, 1998. 37 с.

114. Солодовников А.Ю. Воздействие нефтегазодобычи на животный мир // Геоэкологические проблемы Тюменского региона. Тюмень: Вектор Бук, 2009. Вып. 4. С. 79—105.

115. Солодовников А.Ю. Оценка воздействия на окружающую среду при эксплуатации объектов нефтегазодобычи // Геоэкологические проблемы Тюменского региона. Тюмень: Вектор Бук, 2008. Вып. 3. С. 34—53.

116. Соромотин А.В. Влияние нефтяного загрязнения на мезофауну таежных лесов Среднего Приобья: Автореф. дис. ... канд. биол. наук. Свердловск, 1991. 24 с.

117. Соромотин А.В. Проблемы географии в Западной Сибири. Тюмень, 1992. Вып. 1. С. 129—138.

118. Соромотин А.В. Экологические проблемы нефтедобычи в Ханты-Мансийском автономном округе // Проблемы региональной экологии. М., 2006. № 3. С. 24—30.

119. Соромотина О.В. Климатическая характеристика районов // Атлас Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Т. II. Природа и экология. Ханты-Мансийск; М.; Новосибирск; 2004. 250 с.

120. Состояние окружающей среды и природных ресурсов в г. Нижневартовске и Нижневартовском районе в 2006 году. Обзор. Нижневартовск: Югорский, 2008. Вып. 7. 154 с.

121. Состояние окружающей среды и природных ресурсов в Нижневартовском районе. Ежегодник 1996 г. Нижневартовск, 1997. Вып. 1. 58 с.

122. Справочник инженера по охране окружающей среды (эколога): Учеб.-практич. пособие / В.П.Перхуткин и др. М.: Инфра-Инженерия, 2006. 864 с.

123. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов: Учеб.-практич. пособие. —М.: Инфра-Инженерия, 2006. 928 с.

124. Сторчак Т.В. Оценка степени загрязнения почв города Нижневартовска // Вестн. Нижневартовского гос. гуманит. ун-та. Серия «Естественные науки и науки о Земле». Нижневартовск: Нижневартовский гос. гуманит. ун-т, 2012. № 1. С. 62—68.

125. Стратегические риски России: оценка и прогноз / МЧС России; под общ. ред. Ю.Л.Воробьева. М.: Деловой экспресс, 2005. 392 с.

126. Сулицкий В.Н. Методы статистического анализа в управлении: Учеб. пособие. М.: Дело, 2002. 520 с.

127. Телегин Л.Г., Ким Б.И., Зоненко В.И. Охрана окружающей среды при сооружении и эксплуатации газонефтепроводов. М.: Недра, 1988. 188 с.

128. Тихомиров Н.П., Потравный Н.П., Тихомирова И.М. Методы анализа и управления эколого-экономическими рисками: Учеб. пособие для вузов. М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2003. 250 с.

129. Транспортировка нефти по нефтепроводу. URL: <http://mirnefti.ru/index.php?id=16>

130. Фазлутдинов А.Р. Ханты-Мансийская экологическая катастрофа. URL: <http://narodinteres.ru/nature-and-man/2011-02-06-19-31-11.html>

131. Фролов К.В., Резер С.М., Казаров Ю.К. Транспортная система мира и проблема окружающей среды // Итоги науки и техники. М.: ВИНТИ, 1994. Вып. 13. 196 с.

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

133. Ходжаева Г.К. Анализ сезонности аварий на нефтепромыслах Нижневартовского района ХМАО – Югры // Эколого-географические проблемы природопользования нефтегазовых регионов: Теория, методы, практика: Докл. III Международной науч.-практич. конф. / Отв. ред. Ф.Н. Рянский, О.Ю. Вавер. Нижневартовск: Нижневартовский гос. гуманитар. ун-т, 2006. С. 276—278.

134. Ходжаева Г.К. Геоэкологическая оценка воздействия аварийных ситуаций нефтепроводов на окружающую природную среду (на примере Нижневартовского района): Дис. ... канд. геогр. наук. Томск: Томский гос. ун-т, 2013 а. 158 с.

135. Ходжаева Г.К. Геоэкологическая оценка воздействия аварийных ситуаций нефтепроводов на окружающую природную среду (на примере Нижневартовского района): Автореф. дис. ... канд. геогр. наук. Томск: Томский гос. ун-т, 2013 б. 20 с.

136. Ходжаева Г.К. Загрязнение земель нефтью и нефтепродуктами на территории месторождений Нижневартовского района // Вестн. Нижневартовского гос. гуманитар. ун-та. Серия «Естественные науки и науки о Земле». 2011 а. № 2. С. 35—38.

137. Ходжаева Г.К. Нефтепромысловые трубопроводы: аварии, отказы и риски // Естественные и технические науки. 2009. № 4. С. 495—501.

138. Ходжаева Г.К. Основные причины и мероприятия по предупреждению аварий на месторождениях // Экология и безопасность жизнедеятельности: Материалы VII Международной науч.-практич. конф. Пенза, 2007. С. 202—203.

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

140. Ходжаева Г.К. Рекомендации по предотвращению аварийных ситуаций на нефтепроводах Нижневартовского района // Геоэкологические и геоинформационные аспекты в исследовании природных условий и ресурсов науками о земле: Материалы Международной науч.-практич. конф. «VII Жандаевские чтения» (17—18 апреля 2013 г.). Алматы: Қазақ университеті, 2013 в. С. 423—425.

141. Ходжаева Г.К. Состояние нефтепроводной системы ХМАО – Югры и перспективы ее развития в целях поддержания безопасности территории // Экологическая и промышленная безопасность в ХМАО – Югре. Нижневартовск: Нижневартовский гос. гуманитар. ун-т, 2010. С. 28—33.

142. Ходжаева Г.К., Гребенюк Г.Н. Устойчивость нефтегазопромысловых систем с учетом фактора риска для окружающей среды // Вестн. Нижневартовского гос. гуманитар. ун-та. Серия «Естественные науки и науки о Земле». Нижневартовск: Нижневартовский гос. гуманитар. ун-т, 2012. № 1. С. 84—88.

143. Ходжаева Г.К., Рондырев-Ильинский В.Б. Формирование готовности специалистов РСЧС к реагированию на техногенные ситуации метеорологического характера // Изв. Самарского науч.

центра Российской академии наук. 2015. Т. 17. № 2 (6). С. 1252—1256.

144. Ходжаева Г.К., Слива Е.А. Влияние нефтяного загрязнения на окружающую среду Нижневартовского района // Омский науч. вестн. Серия «Ресурсы земли. Человек». 2012. № 1 (108). С. 221—223.

145. Чижев Б.Е. Лес и нефть Ханты-Мансийского автономного округа / Предисл. В.В.Козина // Экологический фонд ХМАО. Тюмень: Ю.Мандрики, 1998. 144 с.

146. Чуб А.В. География природных ресурсов и природопользования Амурской области: Учеб. пособие. Благовещенск: Зоя, 2003. 216 с.

147. Шумайлов А.С., Гумеров А.Г., Молдаванов А.И. Диагностика магистральных трубопроводов. М.: Недра, 1992. 252 с.

148. Яковлев В.С. Хранение нефтепродуктов. Проблемы защиты окружающей среды. М.: Химия, 1987. 151 с.

149. Grebenyuk G.N., Hodjaeva G.K. Climatic features of hydrocarbon materials transportation in Nizhnevartovsk region // European Journal History. 2012. № 5. P. 45—46. URL: <http://www.world-science.ru/euro/463-30968>

150. Gulnaz Khodjaeva, Sergei Korkin. Oil pipelines environmental safety in Western Siberia // Australian Journal of Scientific Research (Proceedings of the Journal are located in the Databases Scopus). «Adelaide University Press». Adelaide, 2014. Vol. II. № 1 (5), (January-June). P. 751—756.

151. 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. №. 2 (17). P. 9—20.

152. Hodjaeva G.K. Industrial safety assurance in main oil pipeline operation (paper) // Materialy V Miedzynarodowej naukowopraktycznej konferencji «Kluczowe aspekry naukowej dzialalnosci - 2010». Przemysl. Nauka I studia. 2010. Vol. 1. С. 5—9.

153. Hodjaeva 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. Т. 5. № 4. P. 78—81.
URL: http://www.ogbus.ru/eng/authors/Khodzhaeva/Khodzhaeva_1e.pdf

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

155. Сайт Научно-аналитического центра рационального природопользования им. В.И.Шпильмана (ГП НАЦ РН). URL: <http://www/crru.ru/okrug.html>

ПРИЛОЖЕНИЕ

Нефтезагрязненные участки и разливы нефти на территории Самотлорского месторождения



Локализованный нефтезагрязненный участок около оз. Самотлор



Авария напорного нефтепровода, район К – 1181 (2002 г.)



Нефтезагрязненный участок после аварии нефтепровода на НДС-26, не рекультивированный после аварии



Последствия свежей аварии нефтепровода, район К – 768 (2002 г.)



Разлив произошел в 2000 г., район ДНС – 19 (2002 г.)



После рекультивации прошло 1,5 года, район К – 975 (2002 г.)



**После рекультивации прошло 2 года, рекультивация проводилась 2 раза,
район К – 1398 (2002 г.)**

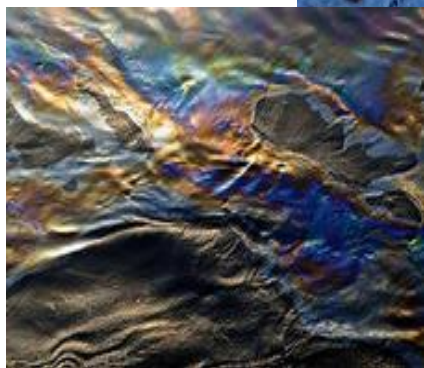


**Порыв внутрипромыслового нефтепровода на территории
Самотлорского месторождения, 2011 г.**



Нефтяные разливы

Загрязнения атмосферного воздуха, почвенного покрова и водных объектов



Научное издание

Ходжаева Гюльназ Казым кызы

**ОЦЕНКА РИСКА АВАРИЙНОСТИ НЕФТЕПРОВОДНЫХ
СИСТЕМ В АСПЕКТЕ ГЕОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ**

Монография

Редактор *Т.А.Фридман*
Технический редактор *Т.А.Фридман*

Изд. лиц. ЛР № 020742. Подписано в печать 11.01.2016
Формат 60×84/16. Бумага для множительных аппаратов
Гарнитура Times. Усл. печ. листов 8,25
Тираж 300 экз. Заказ 1739

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