

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В.
Ломоносова»**

На правах рукописи

Лохов Алексей Сергеевич

**РАЙОНИРОВАНИЕ ТЕРРИТОРИЙ ЗАПОЛЯРНОЙ ТУНДРЫ ПО
СТЕПЕНИ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИРОДНУЮ СРЕДУ ОТ
РАЗЛИВОВ НЕФТИ НА ОСНОВЕ РАЗРАБОТКИ
ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ И ЭКСПЕРТНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ**

Специальность: 25.00.36 Геоэкология (Науки о Земле)

**Диссертация на соискание ученой степени
кандидата географических наук**

Научный руководитель:

доктор геолого-минералогических наук,
профессор Марсель Галиуллович Губайдуллин

Архангельск – 2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ГЛАВА 1. ПРИРОДНЫЕ УСЛОВИЯ ЗАПОЛЯРНОЙ ТУНДРЫ	14
1.1 Географическое положение рассматриваемого региона	14
1.2 Геологическое строение и рельеф	15
1.3 Климат	17
1.4 Поверхностные воды.....	18
1.5 Почвы.....	20
1.6 Растительность	21
ГЛАВА 2. ОБЗОР МОДЕЛЕЙ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ	24
2.1 Обзор нормативной документации	24
2.2 Модели на основе ГИС-технологий.....	28
2.3 Обзор существующих решений задачи о растекании флюида по поверхности суши	29
2.4 Гидродинамические модели аварийных разливов нефти на водной поверхности	32
2.5 Методы моделирования испарения.....	33
ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ АВАРИЙНОГО РАЗЛИВА НЕФТИ НА ПОВЕРХНОСТИ СУШИ	36
3.1 Растекание нефти по поверхности	37
3.2 Фильтрация нефти в грунт.....	39
3.3 Испарение нефти с поверхности разливов.....	41
3.4 Численная и программная реализация модели.....	46
ГЛАВА 4. РЕЗУЛЬТАТЫ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ.....	50

4.1 Диапазоны изменения характеристик и разработка сценариев аварийных разливов нефти	50
4.2 Анализ результатов расчетов сценариев.....	56
ГЛАВА 5. ПРИМЕНЕНИЕ МОДЕЛИ РАЗЛИВОВ НЕФТИ НА СУШЕ НА ПРАКТИКЕ	71
5.1 Моделирование разлива нефти в зоне приливной осушки Арктических морей.....	71
5.2 Географо-экологическое районирование территорий по степени негативного воздействия потенциального разлива нефти	86
5.3 Географо-экологическое районирование трассы нефтепровода в Арктике	100
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	109
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	114

ВВЕДЕНИЕ

В работе рассмотрены процессы, протекающие при аварийных разливах нефти на поверхности грунта в условиях Заполярной тундры. Показано, что наиболее важные из них это – растекание нефти по поверхности суши, её фильтрация в грунт и испарение в атмосферу. Разработана гидродинамическая модель, учитывающая эти процессы на основе уравнения диффузии и закона Дарси для горизонтальной поверхности, выполнена её численная реализация разностными методами. С целью определения интенсивности испаряемости нефти при её контакте с воздухом, проведен лабораторный эксперимент. Разработаны алгоритм и программа для расчета пространственно-временных масштабов аварийных разливов. На основе данной модели предложен метод оценки масштабов распространения нефтяного загрязнения на поверхности суши, в районах Заполярной тундры европейской части России. При этом такие важные факторы как уклон поверхности земли и наличие водных объектов вблизи источника разлива, учтены при помощи, специально разработанной для данных условий экспертной модели оценки последствий для природной среды потенциального нефтяного разлива. На рисунке 1 представлена блок-схема, отражающая роль используемых в работе моделей и последовательность их применения.

В качестве апробации разработанной модели растекания нефти, выполнено районирование территории Ненецкого автономного округа (НАО) и в более детальном разрешении нефтепровода «Варандей – Южное Хыльчюю», позволяющее выявить зоны, наиболее подверженные негативному влиянию разливов нефти на природную среду. Разработан метод оценки масштабов загрязнения в зонах приливной осушки Арктических морей. В рамках решения этой задачи проведен натурный эксперимент, имитирующий разлив нефти, целью которого была верификация модели разливов нефти на поверхности суши.



Рисунок 1 – Блок-схема используемых в работе моделей и последовательность их применения.

Актуальность темы исследования.

По данным Росстата в 2018 году общая протяженность нефтепроводов и нефтепродуктопроводов в РФ составила – 70,5 тыс. км; в 2017 – 70,7; в 2016 – 70,8. Несмотря на незначительное уменьшение в последние годы, суммарная протяженность нефтепроводов и увеличение срока их эксплуатации, как в РФ [Годовой отчет..., 2018], так и в других странах [Ramírez-Camacho et al., 2016; Belvederesi et al., 2018], обуславливают высокую степень вероятности возникновения аварий на данном типе объектов.

Несмотря на заметный прогресс в обеспечении безопасности добычи и транспортировки нефти и нефтепродуктов, как показывает практика, полностью безаварийная эксплуатация объектов нефтяной транспортной инфраструктуры, а в особенности нефтепроводов и нефтепродуктопроводов – невозможна. Так, по данным Минэнерго России [Государственный доклад..., 2019] на промысловых

нефтепроводах Российской Федерации в 2015 году произошло 10544 случаев прорывов, в 2016 – 9599, в 2017 – 9472, в 2018 – 8126. Недобор нефти по этой причине составил 68; 125,4; 58; 54,9 тыс. т соответственно. Таким образом, за период 2015-2018 гг., средний объем пролившейся нефти на один разлив составил 8,1 т. Основной причиной аварий в 90-92% случаев является коррозия нефтепроводов. По данным Минприроды [Государственный доклад..., 2019] в 2016 году на предприятиях топливно-энергетического комплекса произошли 6 чрезвычайных ситуаций, в 2017 году – 1, в 2018 году – 8.

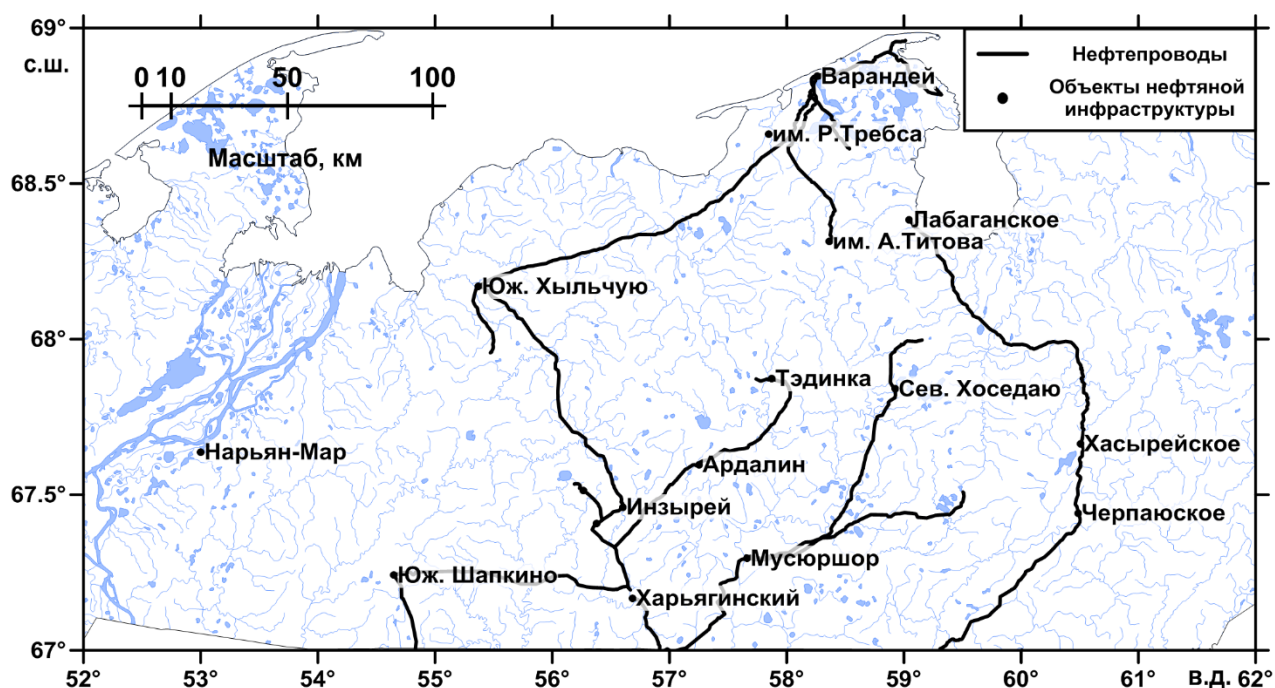


Рисунок 2 – Схема расположения основных объектов нефтяной инфраструктуры Ненецкого автономного округа.

Нефтяная инфраструктура НАО располагается в его восточной части, на рисунке 2 приведена схема её основных объектов. Крупнейшим является Варандейский береговой резервуарный парк, расположенный вблизи береговой линии Баренцева моря. Суммарная протяженность отображенных на схеме нефтепроводов составляет 1265 км, данный подсчет не учитывает наличие нескольких веток на одном нефтепроводе, а также некоторые небольшие, строящиеся и проектируемые нефтепроводы.

В работе [Fingas, 2010], представлена следующая статистика. На сухопутных трубопроводах величина разлитой нефти хоть и неуклонно снижается – например, в США за период с 1998 по 2007 гг. на 35 % в сравнении с 1988-1997 гг., и на 75 % в сравнении с 1968-1977 гг., тем не менее, ежегодно фиксируется порядка двухсот аварий. При этом ежегодно в окружающую среду попадает в среднем 11000 т нефти в год, т.е. порядка 55 т на один разлив. Это достаточно значимые величины, чтобы причинить заметный ущерб окружающей среде, пусть на местном и локальном уровнях, в особенности для рассматриваемого в работе региона Заполярной тундры, характеризующейся высокой уязвимостью [Коробов, 2004; Юдахин, 2002].

Разлив нефти на поверхности суши – сложное явление, при котором можно наблюдать множество физико-химических процессов. Наиболее важными, с точки зрения оценки потенциального ущерба окружающей среде, являются: растекание по поверхности, фильтрация в грунт и испарение с поверхности нефтяной пленки [Солнцева, 1998].

Процесс растекания определяется, в первую очередь, рельефом поверхности, а также физическими свойствами разлитой нефти. Для процесса фильтрации наиболее важными являются свойства грунта, такие как нефтеемкость и скорость просачивания, характеризуемая коэффициентом фильтрации. Некоторые типы грунтов могут впитывать нефть до половины собственного объема [Методика определения ущерба...,1996], в зависимости от их свойств. При подсчете количества испарившейся с поверхности пленки нефти необходимо учитывать характеристики среды, такие как температура подстилающей поверхности и воздуха, скорость ветра и другие, а также характеристики флюида – температура, вязкость.

Несмотря на имеющиеся работы, посвященные различным моделям разливов нефти на суше, комплексных, готовых к практическому применению моделей на основе гидродинамических уравнений, нет. Нормативные документы в данном случае дают грубую оценку, не учитывая многих факторов [Методика определения ущерба..., 1996; РД-13-020.00-КТН-148-11; Методика расчета

минимальной...; Методическое руководство..., 1999]. В свою очередь, вопрос о моделировании разливов нефти на водной поверхности Арктического шельфа проработан достаточно хорошо [Губайдуллин и др., 2016а; Мансуров и др., 2004]. Существуют программные комплексы, позволяющие учесть практически все аспекты моделирования. Физико-химические процессы, происходящие при разливах на суше и на водной поверхности [Бескид и др., 2011] существенно отличаются друг от друга, поэтому использование этих разработок в данном случае невозможно. Это направление может служить примером пути развития в области моделирования разливов нефти на поверхности суши.

В рамках диссертационной работы предложен метод оценки масштабов нефтяного загрязнения в зонах приливной осушки. Данный вопрос является не менее актуальным, так как моделирование и оценочные расчёты распространения нефти по морской акватории при аварийных разливах показывают, что именно прибрежные участки являются одними из наиболее поражаемых объектов. При этом наиболее уязвимыми являются устьевые области, куда нефть попадает как со стороны моря, так и со стоком речных вод.

Исходя из обзора литературы и подробного анализа процессов, наблюдаемых при аварийных разливах нефти на поверхности суши в условиях Заполярной тундры, можно заключить, что для оценки пространственно-временных масштабов нефтяного загрязнения на поверхности суши необходима основанная на гидродинамических уравнениях модель, с возможностью использования эмпирической зависимости интенсивности испарения от времени.

Районирование – важный метод зонирования территорий по конкретным признакам, «Это наиболее надёжный путь к управлению территориальной организацией совокупностей явлений в природе и обществе» [Краснов и др., 2009]. Его применение в задаче оценки степени негативного влияния на природную среду от разливов нефти позволяет представить большой массив результатов расчетов в удобном для восприятия и анализа виде. В работе представлен метод районирования территорий Заполярной тундры применимый как для крупных территорий, для локальных объектов – месторождений,

резервуарных парков так и линейных объектов – нефтепроводов. Метод апробирован на территории Ненецкого автономного округа, а также для нефтепровода «Южное Хыльчую – Варандей», расположенного на его территории, в более детальном разрешении. По результатам районирования сделаны выводы о необходимом расположении средств ликвидации разливов нефти в этом регионе.

Оценки степени негативного воздействия на природную среду от разливов нефти необходимы, в первую очередь, для планирования действий по ликвидации последствий, а именно, для выбора мест базирования средств их ликвидации. С другой стороны, эти оценки можно использовать при проектировании объектов нефтяной промышленности для выбора наиболее благоприятных условий, с точки зрения минимизации потенциального ущерба окружающей среде. Районирование территорий, является наиболее подходящей формой представления результатов в контексте данных задач. Полученные в работе результаты могут быть использованы как входные данные в методиках оценки георисков и управления территориями [Истомин, Новиков и др., 2019; Истомин, Петров и др., 2019], в том числе такими крупными как Ненецкий автономный округ. Например, существует специализированная система подобного рода для поддержки принятия решений при разливах нефти на акваториях [Бескид и др., 2013].

Объект исследования. Негативное влияние аварийных разливов нефти на природную среду территорий Заполярной тундры, включая приливные осушки рек Арктических морей.

Предмет исследования. Процессы растекания, фильтрации в грунт и испарения нефти в атмосферный воздух, происходящие при аварийных разливах, факторы рельефа местности и наличия водных объектов и их влияние на масштабы воздействия на природную среду.

Соответствие паспорту заявленной специальности. Диссертационное исследование соответствует специальности 25.00.36 – «Геоэкология», в области исследований «Науки о Земле», по пунктам 1.14 – «Моделирование геоэкологических процессов» и 1.17 – «Геоэкологическая оценка территорий».

Современные методы геоэкологического картирования, информационные системы в геоэкологии. Разработка научных основ государственной экологической экспертизы и контроля», что соответствует отрасли географических наук.

Цель исследования. Районирование территорий Заполярной тундры по степени негативного воздействия на природную среду от разливов нефти путем разработки гидродинамической модели разливов нефти на поверхности суши и применения экспертных технологий для учета других влияющих факторов.

Исходя из поставленной цели, сформулированы следующие **задачи**:

1. Изучение природных и климатических условий Заполярной тундры, влияющих на растекание нефти на поверхности тундровой зоны.

2. Анализ существующих методов прогнозирования последствий аварийных разливов нефти и нефтепродуктов для различных типов источников загрязнения.

3. Разработка гидродинамической модели разливов нефти на земной поверхности, учитывающей три основных физических процесса, протекающих при разливах нефти: растекание, фильтрация в грунт и испарение. Постановка эксперимента, позволяющего установить скорость испарения нефти, с целью получения её эмпирической зависимости.

4. Анализ результатов расчетов для наиболее вероятных сценариев аварийных разливов нефти для различных типов грунтов и источников разлива, на основе разработанной модели.

5. Разработка метода оценки пространственно-временных масштабов распространения нефти на приливной осушке Арктических морей. Постановка эксперимента, имитирующего разлив нефти для этих условий и верификация модели на его основе.

6. Районирование территории НАО по степени негативного воздействия на природную среду, обусловленного возможными аварийными разливами нефти в условиях Заполярной тундры, на основе расчетов, выполненных при помощи разработанной модели и экспертных технологий.

Научная новизна. 1. Разработана новая гидродинамическая модель для оценки пространственно-временных масштабов разлива нефти на поверхности суши Заполярной тундры в период отсутствия снежного покрова. Особенностью модели является одновременный расчет трех основных процессов, протекающих при разливах нефти: растекания нефти (уравнение диффузии); фильтрации в грунт (закон Дарси); испарения в атмосферу (полученная на основе эксперимента эмпирическая зависимость). Задача учета таких важных параметров как уклон поверхности и наличие водоёмов вблизи источника загрязнения решена при помощи экспертных оценок (технологий), заключающихся в определении влияющих факторов, присвоении им весовых коэффициентов, и последующим расчетом интегрального показателя опасности потенциального загрязнения.

2. Получены оценки пространственно-временных масштабов нефтяного загрязнения на поверхности суши Заполярной тундры, рассчитанные при помощи разработанной автором новой гидродинамической модели. В качестве их характеристик используются параметры площади и радиуса загрязнения, и их зависимость от времени.

3. Впервые предложен метод оценки масштабов аварийного разлива нефти в таких сложных, с точки зрения моделирования условиях, как разлив в зонах приливной осушки (периодически затопляемой и осушаемой акватории) Белого моря, с последующим смывом пятна приливной волной. Он заключается в синтезе моделей разливов нефти на суше (на фазе отлива) и диффузии примесей в воде (на фазе прилива). Проведенный автором эксперимент, имитирующий разлив нефти в зоне приливной осушки, и выполненная на его основе верификация гидродинамической модели разливов нефти на поверхности суши показала высокую степень сходимости его результатов с модельными расчетами.

4. На основе проведенных исследований, выполнено районирование по степени опасности потенциального нефтезагрязнения территории заполярной тундры НАО, и более детально, для нефтепровода «Южное Хыльчюу - Варандей». Результаты районирования позволяют выявить зоны потенциального риска, обусловленные негативным воздействием на природную среду возможных

разливов нефти. Разработанную методику и результаты районирования рекомендуется использовать при выборе месторасположения, как самих объектов инфраструктуры, так и станций базирования различных средств ликвидации разливов, с целью наиболее оперативного реагирования на аварийные ситуации.

Теоретическая и практическая значимость.

Предложенная в работе модель основана на гидродинамических уравнениях, имеет модульную структуру и, благодаря этому, большой потенциал для дальнейшего дополнения и совершенствования. Она позволяет прогнозировать пространственно-временные масштабы последствий аварийных разливов нефти и нефтепродуктов, разрабатывать на основе этих оценок планы по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти. Результаты моделирования и районирования территории могут быть применены при выборе оптимального, с точки зрения опасности потенциального загрязнения, места размещения объектов нефтяной инфраструктуры и при выборе месторасположения сил и средств по ликвидации аварийных разливов нефти.

Положения, выносимые на защиту.

1) Разработана объемная модель аварийных разливов нефти на поверхности суши, основанная на численных методах решения гидродинамических уравнений, и учитывающая процессы растекания нефти по поверхности, её фильтрации в грунт и испарения в атмосферу.

2) Методика и результаты районирования территории Заполярной тундры НАО, позволяющие на основе расчетов, выполненных при помощи разработанной гидродинамической модели и экспертных технологий, прогнозировать участки наиболее подверженные негативному воздействию в случае аварийных разливов нефти и принимать необходимые решения для размещения мест базирования средств ликвидации разливов.

Степень достоверности и апробация результатов. Достоверность диссертационной работы определяется использованием фундаментальных уравнений гидродинамики и результатами проведенных натурных и вычислительных экспериментальных исследований.

Результаты диссертационного исследования были представлены на следующих конференциях: Международная научно-практическая конференция «Перспективы и проблемы освоения месторождений нефти и газа в прибрежно-шельфовой зоне Арктики России» (Архангельск, 2015); XXI Международная научная конференция-школа по морской геологии, Институт океанологии РАН им. П.П. Ширшова (Москва, 2015); Научная конференция профессорско-преподавательского состава, научных сотрудников и аспирантов САФУ «Развитие Северо-Арктического региона: проблемы и решения» (Архангельск, 2016); Научно-практическая конференция аспирантов САФУ «Методы и экологически безопасные инновационные технологии освоения нефтегазовых месторождений западной части Арктического шельфа и приарктических территорий» (Архангельск, 2019); XXIII Международная научная конференция-школа по морской геологии, Институт океанологии РАН им. П.П. Ширшова (Москва, 2019); Всероссийская конференция с международным участием «Глобальные проблемы Арктики и Антарктики», (Архангельск, 2020).

Публикации. Основные результаты диссертации опубликованы в 13 научных работах, из них 6 – в научных журналах, рекомендованных ВАК РФ, в том числе, 2 в журналах, входящих в базы данных WoS и/или Scopus:

Объем и структура диссертации. Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, заключения, списка литературы, включающего 135 наименований. Материал диссертации изложен на 128 страницах машинописного текста, содержит 25 рисунков и 20 таблиц.

ГЛАВА 1. ПРИРОДНЫЕ УСЛОВИЯ ЗАПОЛЯРНОЙ ТУНДРЫ

В данной главе рассмотрены природные условия Заполярной тундры, основной акцент отдан особенностям, имеющим значение при прогнозировании пространственно-временных масштабов аварийных разливов нефти на данной территории и влияющим на степень негативного воздействия на природную среду.

1.1 Географическое положение рассматриваемого региона

Заполярная тундра – часть природной зоны тундра, расположенная севернее полярного круга (66,6° с.ш). На территории России Заполярная тундра занимает материковое побережье Северного Ледовитого океана от Кольского полуострова до Берингова пролива, острова Вайгач, Колгуев, южные части архипелага Новая земля и Новосибирских островов [Атлас Арктики, 1985]. Помимо этого, данная природная зона представлена североамериканским побережьем Северного ледовитого океана и Канадским Арктическим архипелагом.

Выделяют четыре подзоны для природной зоны тундр [Зоны и типы..., 1999] (на примере территории РФ):

Высокоарктическая тундра (полярные пустыни). Расположена на побережье островов Земли Франца-Иосифа, Виктория, Визе, Ушакова, Уединения, северной оконечности островов Новая Земля, Северная Земля и мыса Челюскин.

Арктическая тундра. Расположена на побережье островов Новая Земля, Вайгач, Врангеля, полуостровов Ямал, Таймыр и Новосибирских островов.

Северная (типичная) тундра. Расположена на побережье Большеземельской тундры, Ямала, Гыдана, Таймыра, Якутии и Чукотки.

Южная (кустарниковая) тундра. Расположена на западной части арктического побережья европейской территории России, на побережье Ямала, Тазовского полуострова, центральной части побережья Якутии и юго-восточной части побережья Чукотки.

Необходимо отметить, что подзону полярных пустынь иногда выделяют в отдельную зону растительности. Районы Заполярной тундры в Европейской части России представлены на северном побережье Кольского полуострова, на полуострове Канин, в Большеземельской и Малоземельской тундрах (Рисунок 1.1).

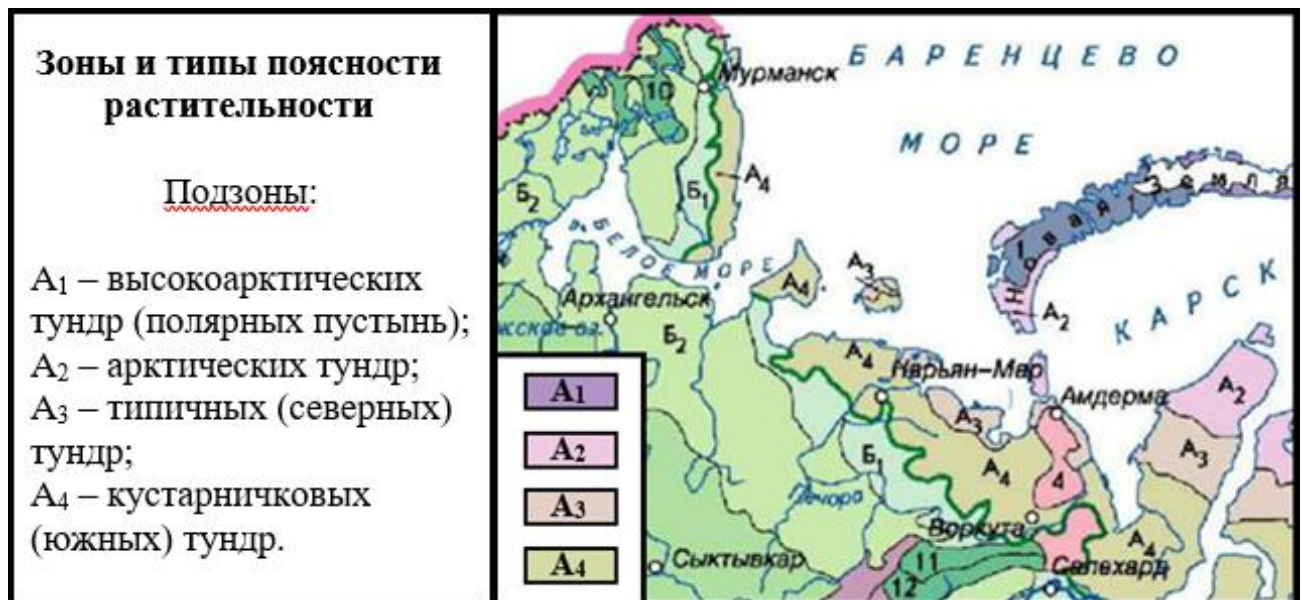


Рисунок 1.1 – Фрагмент карты «Зоны и типы пояности растительности» масштаба 1:30 000 000 [Национальный атлас России..., 2004, с. 331]

1.2 Геологическое строение и рельеф

Основная часть Заполярной тундры на европейской территории России располагается в пределах двух орографических областей Русской равнины [Национальный атлас России..., 2004]: Тиманского кряжа и Печорской синеклизы.

В свою очередь, её часть на Кольском полуострове – в пределах Кольского мегаблока.

С точки зрения тектоники, Печорская синеклиза представляет собой платформенную плиту. Она состоит из двух существенно отличающихся, как по строению, так и по составу, структурных этажей. Структуры верхнего этажа сложены в основном терригенными породами мелового и юрского периодов. Суммарные мощности четвертичных отложений могут составлять от 20 м в краевых частях Печорской складчатой зоны, до 200 и более метров в пределах Большеземельской тундры.

Погружение фундамента под осадочный чехол происходит в направлении от Тимана, на восток – до Урала, и на север – к Южно-Баренцевской синеклизе на глубину до 10-12 км. Печорская синеклиза представляет собой низменную равнинную местность с холмисто-грядовым рельефом и вогнутой в центральной части поверхностью.

Наиболее высокой частью Тиманского кряжа является его средняя часть (наибольшая отметка – 471 м), в северной и южной частях высоты достигают порядка 300-350 м, соответственно. Тиманский кряж является областью байкальской складчатости, и в основном сложен породами каменноугольного и девонского периодов.

В этой зоне располагается значительная часть Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПНГП). По некоторым оценкам [Баринов, 2001] разведанные запасы этой провинции составляют 4,7 млрд. т. По этой причине, в этом регионе хорошо развита нефтяная инфраструктура, имеется множество нефтепроводов, построен Варандейский береговой резервуарный комплекс, в который входит морской нефтеналивной терминал и многое другое.

1.3 Климат

Рассматриваемый регион расположен в арктическом и субарктическом климатических поясах. Для них характерной особенностью является наличие полярного дня и ночи, что приводит к существенной неравномерности распределения солнечной радиации по временам года. Зима длится с ноября по март, лето – с середины июня до середины августа. На Европейскую часть России, в данных климатических поясах, существенное влияние оказывают Атлантические циклоны, приносящие обильные осадки, и смягчающие сезонные изменения климата.

Б. П. Алисов выделяет в Арктическом поясе четыре области – Атлантическую, Восточно-Сибирскую, Тихоокеанскую и Приполярную [Алисов, 1969]. Следует отметить, что Приполярная область не входит в район Заполярной тундры, так как представляет собой внутренний бассейн Северного Ледовитого океана, покрытый льдом.

В арктическом поясе снежный покров не сходит круглый год. Во время полярной ночи солнечная радиация не нагревает поверхность земли, летом во время полярного дня количество солнечной радиации относительно велико, но большая её часть отражается снежным покровом. В Атлантической области прослеживается влияние Атлантических вод, которые немного повышают средние температуры. Средняя температура января в ней составляет - 20...- 30 °С, тогда как в Восточно-Сибирской области до - 32...- 36 °С. Средняя температура июля на островах близка к 0 °С, на материковой части повышается до + 6 °С. Количество осадков в год составляет в среднем 200-300 мм в год [Национальный атлас России..., 2004].

В субарктическом поясе выделяют три области – Атлантическую, Сибирскую и Тихоокеанскую. В последней, Заполярная тундра представлена лишь в северной её части. Субарктический пояс характеризуется продолжительной зимой и коротким летом. Средняя температура существенно

меняется при продвижении с запада на восток. В январе на Кольском полуострове она составляет от -10 до -14 °С, и понижается к востоку до -40 °С. В июле средние температуры изменяются от $+6$ °С до $+14$ °С [Национальный атлас России..., 2004]. Годовое количество осадков составляет 300-500 мм, тем не менее, за счет низкой испаряемости и многолетнемерзлых пород, не позволяющих влаге уходить в грунт, на большей части территории в летний период, сохраняется высокая влажность.

Отличительной особенностью субарктического и арктического климата является возможность заморозков в любое время года. Рассматриваемая территория находится между исландской депрессией и сибирским антициклоном, что определяет муссонный характер климата. Весной и летом преобладают ветра северного и северо-западного направления, осенью и зимой – южного и юго-западного.

Наиболее часто встречающимися опасными явлениями являются туманы, их количество, в среднем за год составляет от 50 до 85 дней, на морском побережье, и значительно меньше в более южных частях. Грозовые явления и град, исключительно редки, и практически не наблюдаются на данной территории. В среднем отмечается несколько грозовых дней в год, а град – один раз в несколько лет.

1.4 Поверхностные воды

Преобладание выпадения осадков над испарением, наличие многолетней мерзлоты, задерживающей их на поверхности, а также равнинный рельеф местности определяют развитую сеть водоёмов. Это существенно осложняет освоение данных территорий и повышает опасность возникновения ущерба от загрязнений. Особенно это актуально в случае нефтяных загрязнений, так как при попадании в водные объекты, развитая речная сеть способствует распространению загрязнений на большие расстояния.

Наиболее крупной рекой является Печора, она имеет множество притоков, её среднегодовой расход равен $4000 \text{ м}^3/\text{с}$. Отличительной особенностью как реки Печора, так и других рек на данной территории, является высокое весеннее половодье и длительная зимняя межень. В весенний период сток реки составляет 60-85% от годового, а в зимнюю межень, в среднем 2-5%. Это связано с источником питания рек – преимущественно талым снегом, отсутствующим в зимний период. В связи с этим, нередко случаются весенние наводнения. Ледостав на реках происходит в конце октября-начале ноября, ледоход – в апреле-мае. Толщина льда составляет в среднем 1 м.

Для европейской части Заполярной тундры характерно наличие большого количества озёр различных размеров и типов происхождения. Наиболее часто встречаются озёра с площадью водной поверхности $0,2-3 \text{ км}^2$, со средней глубиной до 3 м. Тем не менее, встречаются и более крупные озёра, площадью порядка десятков километров квадратных, а наиболее крупным является озеро Голодная губа в Ненецком автономном округе, площадью более 100 км^2 . Преобладающими типами озёр на данной территории, являются озёра ледникового происхождения и термокарстовые озёра. Помимо этого, встречаются и другие – пойменные (старичные) и осолоняемые озёра. Их берега обычно низкие, заболоченные, часто встречаются обширные отмели, зарастающие в летний период.

Высокая заболоченность – ещё одна отличительная черта этой территории. Преобладающими типами болот являются: полигональные; травяные и травяно-моховые евтрофные; бугристые и олиготрофные сфагновые.

Полигональные болота возникают вследствие морозобойного растрескивания грунтов, что характеризует их полигональную ячеистую структуру. Средний поперечный размер составляет порядка десятков метров. Края полигонов обычно расположены выше их центров, поэтому в них может скапливаться вода. Это может служить препятствием для распространения нефтяного загрязнения на большие расстояния. Мощность торфов на полигонах может составлять $0,5-2 \text{ м}$, на трещинах – $0,5-1 \text{ м}$.

Бугристые болота характеризуются наличием бугров различной формы и размеров. Бугры состоят из травяной подстилки, торфа, с наличием многолетнемерзлых пород. Они имеют следующие характерные размеры: высоту 0,5-3 м; ширину и длину в диапазоне 5-50 м. В понижениях рельефа между буграми скапливается вода. Отношение площади бугров и понижений составляет 3 к 1. Подобного рода микрорельеф может способствовать увеличению площадей нефтяного загрязнения.

Евтрофные болота, питающиеся в основном из грунтовых вод, имеют травяную и травяно-моховую растительность. Олиготрофные, питающиеся благодаря атмосферным осадкам – в основном сфагновые.

Заболоченность данных территорий очень высока и может достигать до 50% их площади. Болота играют значительную роль для экосистем тундры, регулируют водный баланс, аккумулируют различные загрязнители и являются местом обитания многих птиц и других животных. Замерзание болот, как и других водных объектов, начинается в конце октября и продолжается до полного промерзания в течение нескольких месяцев. Аналогичная ситуация складывается и при их оттаивании. В Заполярной тундре, в связи с развитой речной сетью и большим количеством озер и болот, проложить нефтепровод вне опасной близости к ним практически невозможно, что повышает опасность загрязнения разлившейся нефтью.

1.5 Почвы

Зона Заполярной тундры входит в полярный почвенно-биоклиматический пояс. На территории РФ выделяют также зону арктических почв Арктики и зону тундровых глеевых и тундровых иллювиально-гумусовых почв Субарктики [Наумов, 2008].

Процесс почвообразования в тундре происходит при избытке влаги и недостатке тепла. В данных условиях процесс разложения растительности

затруднен, поэтому образуются торфяные горизонты. Глубина сезонного протаивания грунта может варьироваться от нескольких десятков сантиметров в северной части и одного-двух метров в более южных частях тундры. В торфяных почвах глубина протаивания обычно составляет порядка 1 м [Каверин, 2014].

Тундровые почвы зачастую формируются на суглинисто-глинистых и супесчано-песчаных отложениях. Наиболее характерным типом почв, для данной территории, являются тундровые глеевые, также часто встречаются болотные и подзолисто-глеевые почвы.

В тундрово-глеевых почвах выделяется горизонт опада растительности разной степени разложения и мощности (5-30 см). В соответствии с этим выделяются подтипы от торфянистого до гумусового [Аношко, 2009].

Болотные почвы, представлены в основном торфяниками, торфянистыми и торфяно-глеевыми почвами, их особенностью является наличие торфяного слоя мощностью в среднем до 30-60 см [Егоров, 1977], но иногда достигающего 2-3 м.

Подзолисто-глеевые почвы распространены в наиболее влажных районах южной тундры. Данные почвы характеризуются небольшим слоем торфа порядка нескольких сантиметров и наличием оподзоленного горизонта.

1.6 Растительность

В Заполярной тундре видовое разнообразие растительности увеличивается в каждой последующей подзоне с севера на юг. На данной территории отсутствуют леса, растительность сосредоточена в приземном слое.

В Высокоарктической тундре преобладают лишайники, также представлены мхи и цветковые растения [Матвеева, 1979]. Видовой состав цветковых растений очень беден. Связный растительный покров встречается крайне редко, для данной зоны более характерна сетчатая структура растительности. На значительной части территории растительность отсутствует, также не представлены болота с торфом.

В арктической тундре, как и в высокоарктической, растительность чрезвычайно бедна, но в отличие от неё лишайники встречаются редко. Данный тип поясности растительности встречается в основном на Арктических островах – на южной части о. Новая Земля, на северной части о. Вайгач. Преобладающим типом растительности являются кустарнички.

В типичной тундре, по сравнению с предыдущими подзонами, возрастает продолжительность вегетационного периода, что оказывает существенное влияние на разнообразие растительного покрова. Основные типы растительной поясности: кустарничково-лишайниково-моховые, травяно-лишайниково-моховые, бугорково-пятнистые, кочкарные, низкокустарниковые тундры, болота. Наиболее часто встречающейся растительностью являются: дриада, осока, пушица, а также некоторые стланцевые кустарники. К подзоне типичной тундры относятся побережье Большеземельской тундры, юг острова Вайгач, и некоторые другие острова в юго-восточной части Баренцева моря. Также северные тундры фрагментарно встречаются на острове Колгуев.

Южная тундра представлена кустарниковыми и кочкарными тундрами и болотами. Она отличается ещё большим по сравнению с предыдущими типами тундр разнообразием растительности. Преобладают следующие виды: карликовая береза, ивы, багульник, зеленые мхи и лишайники. В подзоне южных тундр иногда встречаются предтундровые редколесья.

В северной (типичной) и южной (кустарничковой) тундре распространены кочкарные и бугристые тундры. Кочкарные тундры представляют собой множество кочек, образованных в основном осокой и пушицей из семейства осоковых. Бугристые тундры образуются в результате неравномерного вымораживания грунта [Наумов, 2008].

Общее количество фитомассы увеличивается от 30-50 ц/га в арктической тундре до 200-450 ц/га в типичных и южных тундрах. Важной особенностью является то, что 70-90% фитомассы составляет подземная часть растений [Алексеевский, 2007]. На рассматриваемой территории встречается значительное количество охраняемых видов растений, включенных в Красные книги. Из них

следует отметить следующие – родиолу розовую (золотой корень), камнеломку дернистую, мак полярный, осока приморская и другие.

Флора тундр (за исключением высокоарктических) достаточно богата пищевыми растениями: ягодами, грибами, съедобными травами. Здесь произрастают морошка, брусника, черника, голубика и другие ягоды. Также необходимо отметить лишайник ягель, составляющий основу кормовой базы для оленеводства. Этот лишайник уязвим к техногенному воздействию, так как растет очень медленными темпами, увеличиваясь в высоту на несколько миллиметров в год, поэтому быстрое восстановление кормовой базы после разлива нефти невозможно.

Выводы к главе 1:

Исходя из представленных в Заполярной тундре типов растительности, можно утверждать, что, разлив нефти на поверхности суши нанесет значительный ущерб, уничтожив большую часть растительности. Ущерб также усугубляется длительным естественным восстановлением хрупких экосистем тундры. В европейской части Заполярной тундры, в связи с большим количеством водных объектов, проложить нефтепровод вне опасной близости к ним, практически невозможно, что повышает степень негативного влияния разливов нефти на природную среду.

Наиболее распространенными типами почв, представленных в Заполярной тундре являются торфяные, с различной мощностью слоя торфа, почвы. Их характерной особенностью является высокая обводненность, помимо этого, наличие локальных неровностей рельефа масштабом от нескольких десятков сантиметров до нескольких десятков метров, может повлиять на распространение нефтяного пятна, как увеличив итоговую площадь загрязнения, так и уменьшив. В рассматриваемом регионе многолетнемерзлые породы могут служить барьером при проникновении нефти в грунт, в торфяных почвах в летний период глубина сезонного оттаивания составляет в среднем 1 м.

ГЛАВА 2. ОБЗОР МОДЕЛЕЙ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ

В данной главе дан обзор нормативной документации и научной литературы по теме диссертации. Основное внимание уделено комплексным моделям, имитирующим все необходимые физико-химические процессы при аварийных разливах нефти на поверхности суши. Также рассмотрены существующие работы, посвященные разливам нефти на водной поверхности и модели, прогнозирующие количество испаряющейся нефти.

Известными учеными в области изучения разливов нефти являются Пиковский Ю. И., Кормак Д., Солнцева Н. П., Немировская И.А., Fingas M. Труды Д. Кормака и Немировской И. А. посвящены изучению распространения и накопления нефти в океане [Кормак, 1989; Немировская, 2004; Немировская, 2013]. Солнцева Н.П. известна работами в области миграции, метаболизма и закрепления нефти в почвах [Солнцева, 1998]. Пиковский Ю.А. известен комплексными исследованиями углеводородов в биосфере и литосфере, является автором нескольких известных учебных пособий [Пиковский, 2017; Пиковский и др., 2017]. Канадский ученый М. Fingas работает над комплексными исследованиями разливов нефти и других загрязнителей в природную среду [Fingas, 2010]. Важное место в работе занимает теория фильтрации, основу которой заложили Дарси А., академики Лейбензон А. С. и Павловский Н. Н [Лейбензон, 1947; Павловский, 1922].

2.1 Обзор нормативной документации

В настоящее время, законодательство РФ обязывает нефтяные компании разрабатывать планы по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти (далее ПЛАРН) [Постановление Правительства РФ № 613, 2000]. В нем необходимо предусмотреть прогнозирование возможных аварийных разливов

нефти, при этом должно быть учтено большое количество различных характеристик, таких как площадь разлива, максимально возможный объем разлившейся нефти и нефтепродуктов, и многие другие.

В связи с этим возникает задача моделирования возможных аварийных разливов нефти и прогнозирования их пространственно-временных характеристик. В данном разделе основное внимание будет уделено определению площадей разливов и связанных с ними показателей.

Помимо этого, существует постановление, обязывающее нести материальную ответственность за последствия загрязнений, и в частности аварийных разливов нефти [Постановление Правительства РФ № 632, 1992]. Данные задачи схожи, и отличаются тем, что оценку последствий можно проводить при помощи эмпирических данных.

Существуют методические рекомендации для решения этих задач, рассмотрим некоторые из них. Для оценки последствий аварийного разлива в различных методиках даны следующие рекомендации: методика [Методика определения ущерба..., 1996] предусматривает несколько возможных способов определения площади разлива:

- 1) инструментальным методом;
- 2) методом аэрофотосъемки;
- 3) методом экспертных оценок.

Инструментальный метод – это непосредственное измерение площади пятна на местности. Под методом экспертных оценок подразумевается аналогия нефтяного пятна с какими-либо объектами на местности. Следует отметить, что ни один из предложенных методов не применим для прогнозирования масштабов аварийного разлива, только для оценки уже произошедших.

В методике [Методическое руководство..., 1999] предлагается более современный геометрический подход с применением ГИС-технологий. По своей сути это метод линий тока, когда относительно рельефа местности определяются маршруты, по которым будет растекаться пятно. В данном случае, применение

ГИС-технологий объясняется необходимостью обрабатывать достаточно подробные данные о рельефе местности.

Для других ситуаций, например, при сложном рельефе местности или при необходимости расчета времени растекания методика предписывает решение задачи при помощи уравнений Сен-Вена (уравнения мелкой воды), к сожалению, конкретной последовательности их решения методика не предусматривает.

На случай отсутствия данных о рельефе в методике существует грубая оценка, где площадь загрязнения вычисляется путем деления объема разлившейся нефти на толщину пленки, которую предлагается принимать от 0,05 м до 0,2 м в зависимости от неровности рельефа. Необходимо отметить, что именно эта методика рекомендована к применению Ростехнадзором [Об утверждении Руководства..., 2014] при составлении ПЛАРН.

Для расчета минимальной оснащенности аварийно-спасательных служб, также необходимо вычислять площадь разлива. В методике [Методика расчета минимальной...] используется схожий подход:

$$S = K \cdot Q, \quad (2.1.1)$$

где Q – объем разлившейся нефти, [м³];
 K – эмпирический коэффициент, [1/м].

Коэффициент K определяется относительно уклона поверхности: $K = 5$, при уклоне поверхности менее 1%, $K = 12$ в других случаях.

Руководящий документ [РД-13-020.00-КТН-148-11] предлагает методику оценки, с учетом мероприятий по сбору разлившейся нефти, по следующей формуле:

$$S = 53.3 \left(\frac{M}{\rho} \right)^{0.89}, \quad (2.1.2)$$

где ρ – плотность нефти [т/м³];
 M – масса нефти [т].

Масса нефти вычисляется осреднением ансамбля из 12 возможных сценариев аварийных разливов нефти, с учетом напорного и безнапорного режима

истечения, вероятности обнаружения утечки, прибытия аварийно-восстановительной бригады и количества собранной нефти. Долю собираемой нефти предлагается принимать от 0,5 до 0,95. Как видно из формулы 2.1.2, площадь вычисляется при помощи эмпирических коэффициентов.

В качестве примера, произведен расчет площади разлива 100 т нефти по приведенным методикам. Примем плотность нефти равной 820 кг/м^3 , тогда объем нефти составит 122 м^3 , с округлением до целых. Результаты расчета представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Расчет площади аварийного разлива нефти по различным методикам

№	Методика	Средняя толщина пленки, м	Площадь загрязнения, м^2
1	Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах, 1999 [Методическое руководство..., 1999]	0,2-0,05	610-2439
2	Методика расчета минимальной оснащённости аварийно-спасательных служб... [Методика расчета минимальной...]	0,2-0,08	610-1464
3	Руководящий документ. Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах [РД-13-020.00-КТН-148-11]	0,03 ¹	3954 ²

Примечание: ¹ – толщина пленки вычислена для конкретного примера, в других случаях она может изменяться; ² – при расчете массы нефти не учитывались вероятность возникновения пролива и количество собранной нефти.

Методики подобного рода используется достаточно часто, так как просты в применении и позволяют приближенно оценить масштабы аварии. Как видно из таблицы разброс значений площади достаточно велик – в 4 раза. В методике №3 значения оказались завышенными, но с учетом вероятностей происшествия они снижаются.

2.2 Модели на основе ГИС-технологий

ГИС – географические информационные системы, обеспечивающие сбор, хранение и обработку пространственно определенных данных. При моделировании аварийных разливов нефти ГИС используются, так как необходимо работать с данными о рельефе местности. Например, в [Козлов, 2006] разработана модель, рассчитывающая параметры разлива на основе закона Шези-Маннинга, с применением ГИС-технологий. Учтены потери от фильтрации в грунт и испарения с поверхности разлива, при помощи линейного закона Дарси и эмпирического закона испарения соответственно.

Рассмотрим данную работу несколько подробнее. Много внимания уделено моделированию расхода источника. Количество вытекающей нефти описывается при помощи закона Бернулли, с учетом трех стадий процесса: от момента начала истечения до момента остановки насосов; от момента остановки насосов до момента закрытия задвижек; от момента закрытия задвижек до конца процесса истечения.

Площадь разлива оценивается следующим образом. По формуле Шези-Маннинга оценивается скорость потока, с учетом трения о поверхность. На основе данных о рельефе вычисляются линии тока – направления движения нефтяной пленки. Затем подбираются глубина и ширина потока в соответствии с расходом источника. Роль ГИС-технологий в данной работе – в определении линий тока.

Существуют и другие работы, основанные на схожей методике. Так, в работе [Атнабаев, 2005] больше внимания уделяется построению геоинформационной модели местности, содержащей не только данные о рельефе, но и о водных объектах, растительном покрове, технических сооружениях. Пространственные параметры разлива определяются тем же методом линий тока или методом траекторий, во внимание принимается вязкость, впитывание нефти в грунт, локальные понижения рельефа, в которые стекается нефть. Модель

предназначена для разливов нефти на суше, на водной поверхности, а также учитывает случаи попадания нефти в водные объекты в процессе растекания [Атнабаев, 2007]. На основе данной модели была разработана система поддержки принятия решений, интегрированная в информационную систему предприятия [Сайфутдинова, 2006]

Существуют и зарубежные разработки в этой области. Международной компанией Applied Science Associates (ASA) был разработан комплекс программ: OilMap – для моделирования аварийных разливов нефти на водной поверхности; OilMapLand – на поверхности суши; OilMapDeer – для моделирования струй нефти при разливах под водой.

В данном комплексе программ широко используются географически определенные данные – данные о течениях, ветре, рельефе местности, объектах инфраструктуры и другие. Непосредственно сами параметры разлива определяются следующим образом: нефтяное пятно делится на спиллеты (spillets), отдельные независимые части, вклад которых в площадь разлива, определяется специальным алгоритмом, основанном на функции Гаусса. [Howlett et al., 2008] Программный комплекс можно использовать в трех режимах: в детерминистическом – для определения характеристик нефтяного пятна; обратном – для обнаружения источника; и стохастическом – для моделирования ущерба потенциальных аварий. Основное отличие этих режимов в количестве необходимых входных данных для расчета сценариев.

2.3 Обзор существующих решений задачи о растекании флюида по поверхности суши

Для задачи моделирования растекания жидкости по поверхности существуют решения с различной степенью упрощения, которая достигается в первую очередь, за счет уменьшения размерности рассматриваемого

пространства. Трехмерная постановка для данной задачи практически не используется ввиду её высокой вычислительной сложности.

Кучментом Л. С. были разработаны модели речного стока и множество других гидрологических моделей [Кучмент, 1980]. В основе модели формирования речного стока лежат уравнения Сен-Венана. На его работах основаны методики прогнозирования расходов рек, оценки антропогенного воздействия на речную систему и другие.

Существуют модели водных объектов со свободной поверхностью, основанные на уравнениях Навье-Стокса, например, в работе [Астраханцев, 2003] разработана модель стратифицированных озер. Для них допущение о малости глубины относительно горизонтальных размеров (основное допущение теории малой воды), часто не применимо. В связи с этим модель разработана на более полных уравнениях Навье-Стокса, но модели подобного рода обладают высокой математической сложностью и требуют большого количества вычислительных ресурсов.

С. А. Гильманов разработал математическую модель, описывающую радиальное растекание жидкости по поверхности грунта, с учетом впитывания в грунт [Гильманов, 2011]. В данной модели силы трения определяются полуэмпирическими соотношениями, с учетом скорости течения и коэффициента шероховатости поверхности. Модель основана на уравнении неразрывности, в применении к случаю радиального растекания, и уравнении сохранения импульсов. Используются приближения теории мелкой воды. Получены приближенные аналитические решения с учетом растительности, численных решений в работе не представлено [Шагапов, 2007].

Растительность в модели представляется виде тел цилиндрической формы и рассчитывается обтекание жидкостью данных цилиндров. Учитывается густота и тип (диаметр цилиндров) растительности. Также была разработана модель растекания жидкости по параболической поверхности. Поверхность рельефа возможно проинтерполировать параболическими функциями и тем самым распространить модель на любой тип рельефа [Гильманов, 2014]. К сожалению,

данная модель не была интегрирована с описанной выше. Использование только аналитических решений сильно ограничивает возможности моделирования распространения жидкости. Достоверность данной модели определяется использованием фундаментальных уравнений гидродинамики, но, тем не менее, она пока не готова к широкому практическому применению.

Многие из существующих моделей разработаны для решения конкретной задачи, и ввиду всех используемых допущений, перенос модели на другую схожую задачу зачастую невозможен. В качестве примера можно привести математические модели, решающие задачу растекания воды, что осложняет их перенос для использования с другими флюидами. Другим примером может служить то, что не все вычислительные методы дают приемлемый результат при расчётах с точечным источником.

Другим возможным методом моделирования площадей разливов является поиск эмпирических зависимостей и их последующее применение. Основная проблема при использовании этого подхода в получении данных, так как необходимо провести немало экспериментов. В работе [Хафизов, 2016] такая зависимость была найдена на основе множества экспериментов с четырьмя типами нефти и нефтепродуктов, для двух типов поверхностей. Эксперименты были проведены с объемами разлившейся нефти от 1 до 5 мл. Распространить эту зависимость на реальные средние объемы разливов, порядка 100 т, было бы некорректно, так как при изменении масштабов более чем на шесть порядков некоторые из происходящих физико-химических процессов могут стать незначительными, а другие, наоборот увеличат внесенный вклад в итоговую площадь разлива. Это может существенно повлиять на точность расчетов. Частично эта проблема решена в работе [Халиков, 2017], путем проведения дополнительных экспериментальных исследований с объемами нефти от 1 до 10 литров.

2.4 Гидродинамические модели аварийных разливов нефти на водной поверхности

В данном разделе будут рассмотрены модели аварийных разливов нефти на водной поверхности, а также несколько программных комплексов, основанных на них. Некоторые из этих моделей также используют ГИС, но были вынесены в отдельный параграф, так как основаны на более сложных гидродинамических уравнениях.

Вопрос моделирования разливов нефти на водной поверхности проработан значительно лучше, по сравнению с поверхностью суши. Вероятно, это связано с тем, что нефть, разлившаяся на водную поверхность, может преодолеть гораздо большие расстояния и тем самым нанести больший ущерб природной среде. Тем не менее, это не уменьшает значимость задачи моделирования разливов нефти на поверхности суши, так как даже на небольших расстояниях нефть наносит значительный урон природной среде.

В настоящее время существует несколько полноценных информационных систем имитационного моделирования. Одной из них является система OSCAR (The Oil Spill Contingency And Response model) разработанная компанией SINTEF (Норвегия). Она интегрируется с другими системами и имеет широкую практику применения. Для систем подобного рода важны используемые в модели исходные данные, такие как скорость ветра, данные о течении, волнении. Поэтому система OSCAR имеет возможность интегрирования с метеорологическими и гидродинамическими моделями [Губайдуллин, Естбел и др., 2016].

Аварийные разливы нефти на водную поверхность выделяются большим количеством происходящих физико-химических процессов, например, система OSCAR учитывает в модели следующие процессы: растекание, дрейф, испарение, фотоокисление, эмульсификация и другие. В основе модели лежит уравнение адвекции-диффузии-реакции [Shen et al., 1993] с покомпонентным представлением нефти, решенное методом частиц [Csanady, 1973].

Преимуществом данного комплекса является наличие дополнительных модулей, например, таких как Plume-3D, предназначенного для моделирования глубоководного шлейфа выброса.

Другим примером программного комплекса для моделирования разливов нефти на водной поверхности является SPILLMOD, разработанный в ГОИН, Россия [Свидетельство №2010612856]. Продукт имеет схожий с OSCAR функционал, который учитывает все основные физико-химические процессы, происходящие при разливах нефти. Модель, лежащая в основе комплекса, решает осредненные по вертикали уравнения Навье-Стокса, модифицированным методом частиц в ячейках [Овсиенко, 2005].

Существуют и другие комплексы, моделирующие аварийные разливы нефти на водной поверхности, разработанные в разных странах. Можно сделать вывод о том, что данная задача проработана значительно лучше задачи моделирования разливов нефти на поверхности суши.

2.5 Методы моделирования испарения

Основными сложностями при моделировании процесса испарения нефти является то, что нефть – это многокомпонентная жидкость, и её различные фракции испаряются с разной скоростью. Другим важным фактором являются климатические условия, такие как: скорость ветра, влажность воздуха, разность температур нефти и окружающего воздуха.

Процессы испарения с поверхности воды и суши схожи, но, тем не менее, имеют свои особенности. Так при разливах нефти на водной поверхности происходит эмульгирование нефти, биодegradация и другие процессы, которые влияют на интенсивность испарения.

Основной подход к моделированию количества испарившейся нефти – эмпирический. Так как нефть – это многокомпонентная жидкость, модели, основанные на фундаментальных уравнениях, будут чрезвычайно сложны. Такой

метод необходимо применять к каждому сорту нефти и нефтепродуктов отдельно, примером является работа М. Fingas [Fingas, 2013]. В ней проведены эксперименты по испарению нескольких десятков сортов нефти, и для каждой, получены эмпирические зависимости вида:

$$E = (a + bT) \cdot \ln(t), \quad (2.5.1)$$

$$E = (a + bT)/t, \quad (2.5.2)$$

где, E – количество испарившейся нефти в процентах;
 t – время в минутах;
 T – температура в градусах Цельсия;
 a, b – эмпирические константы.

Подобного рода модель используется и в данной работе, которая описана в разделе 3.2.

В методике [Федеральные нормы..., 2013] предлагается схожий метод, где масса испарившейся нефти определяется по формулам:

$$M_{\text{и.н.}} = m_{\text{и}} F_{\text{ж}} \tau_{\text{и}}, \quad (2.5.3)$$

$$m_{\text{и}} = 10^{-6} \eta P_{\text{н}} \sqrt{M}, \quad (2.5.4)$$

где $M_{\text{и.н.}}$ – масса испарившейся нефти;
 $m_{\text{и}}$ – интенсивность испарения;
 $\tau_{\text{и}}$ – продолжительность испарения;
 η – поправочный коэффициент для учета скорости ветра и температуры воздуха;
 $P_{\text{н}}$ – давление насыщенных паров,
 M – молекулярная масса.

Основное различие с предыдущим методом в том, что степень испарения нефти определяется не в процентах от общего объема, а рассчитывается непосредственно её масса.

Схожий метод используется также в [Методика определения ущерба..., 1996]. Сравнительный анализ этих двух методик проведен в работе [Черкасова, 2012], который показал, что при разливе 9,86 т нефти по методике [Федеральные нормы..., 2013] испарится 3,25% от общей массы нефти, а по методике [Методика определения ущерба..., 1996] – 4,25%.

Хлуденев С.А. и др. разработали модель испарения нефти со свободной поверхности, основанную на уравнении энергетического баланса. [Хлуденев и др., 2010]. Модель учитывает потоки энергии от грунта к жидкости, тепловой и радиационный поток от воздуха к жидкости. На основе данной модели разработан программный комплекс [Хлуденев, Лисков, 2006]

Выводы к главе 2:

Несмотря на имеющиеся работы, посвященные различным моделям разливов нефти на суше, комплексных, готовых к практическому применению моделей на основе гидродинамических уравнений, нет. Нормативные документы в данном случае дают грубую оценку, не учитывая многих факторов. В свою очередь, вопрос о моделировании разливов нефти на водной поверхности Арктического шельфа проработан достаточно хорошо [Губайдуллин, 2016]. Существуют программные комплексы, позволяющие учесть практически все аспекты моделирования. Данное направление может служить примером пути в области моделирования разливов нефти на поверхности суши.

Исходя из обзора литературы и подробного анализа процессов, наблюдаемых при аварийных разливах нефти на поверхности суши в условиях Заполярной тундры, можно заключить, что для оценки пространственно-временных масштабов нефтяного загрязнения на поверхности суши необходима основанная на гидродинамических уравнениях модель, с возможностью использования эмпирической зависимости интенсивности испарения от времени.

ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ АВАРИЙНОГО РАЗЛИВА НЕФТИ НА ПОВЕРХНОСТИ СУШИ

В данной главе описаны процессы, происходящие при аварийных разливах нефти, разработанная гидродинамическая модель, её численная и программная реализация.

На рисунке 3.1 представлена схема основных процессов, протекающих при разливах нефти: растекания, фильтрации в грунт и испарения. Они являются наиболее существенными при определении последствий аварийных разливов нефти, так как оказывают наибольшее влияние на площадь загрязнения и на объем загрязненного грунта.

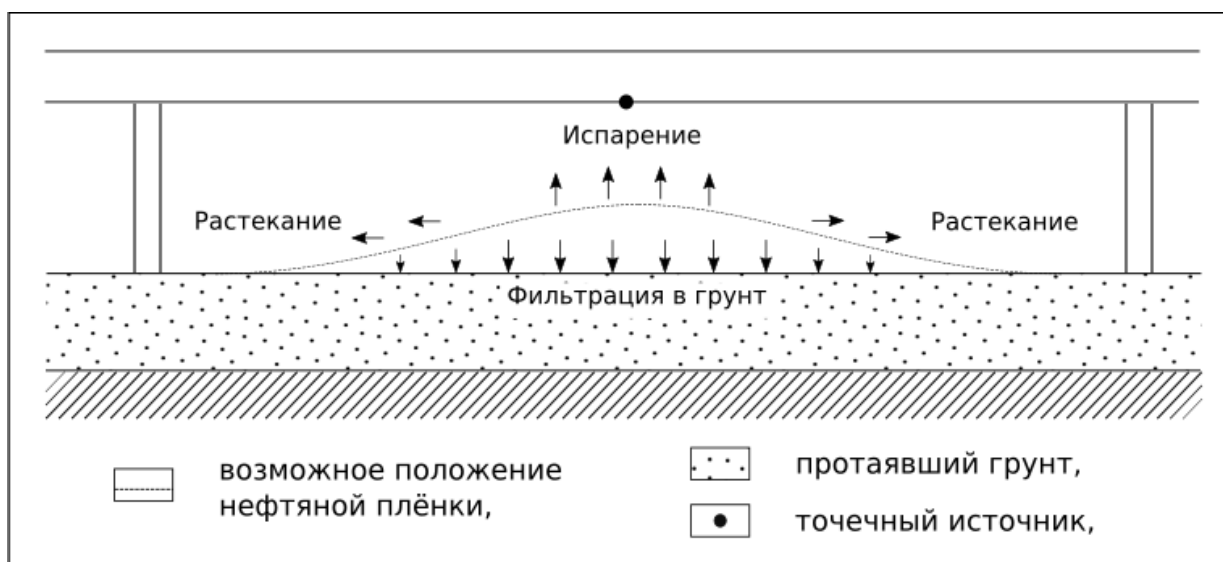


Рисунок 3.1 – Схема основных процессов, протекающих при разливах нефти

Эти три процесса тесно взаимосвязаны. При быстром растекании нефти на начальных этапах разлива процесс фильтрации будет происходить на большей площади и на более длительное время, что приведет к увеличению площади поверхности нефтяной пленки, а следовательно – количества испарившейся нефти и объема загрязненного грунта, и наоборот. В свою очередь, интенсивное испарение на первых этапах разлива увеличит вязкость и уменьшит объем разлитой жидкости, что приведет к снижению площади загрязнения. Поэтому при

моделировании важно учесть массовый баланс флюида на границах с грунтом и воздухом [Лохов, 2015; Лохов, 2016].

3.1 Растекание нефти по поверхности

Процесс растекания определяется характеристиками поверхности, на которой происходит разлив, такими как уклон и шероховатость. Существуют определенные сложности при моделировании этого процесса, так как поверхность может быть не однородная, с наличием разнообразной растительности: травой, кустарниками, деревьями. Для зоны Заполярной тундры характерной растительной являются различные мхи и травы, которые образуют кочки, их высота может достигать 30 см.

Другим не менее важным фактором, является вязкость нефти, при большей вязкости скорость растекания уменьшается и на поверхности может сформироваться нефтяная пленка большей толщины. В разделе 3.3 показано, что вязкость также изменяется во время разлива, что вносит свои коррективы.

В главе 2 рассмотрены возможные подходы к решению задачи о растекании нефти по поверхности суши, из них становится ясно, что наиболее лучшим методом является полуэмпирическая математическая модель, основанная на гидродинамических уравнениях [Лохов, 2019].

Представить процесс растекания нефти по поверхности можно при помощи уравнения диффузионных волн [Маханов, 1994; Маханов, 1996]:

$$\frac{\partial h}{\partial t} = \operatorname{div}(D \operatorname{grad} h) + Q, \quad (3.1.1)$$

где, в двумерной постановке: t – время,

x, y – пространственные координаты

$h = h(t, x, y)$ – толщина нефтяной пленки,

$D = D(h)$ – функция определяющая скорость растекания флюида,

$Q = Q(t, x, y)$ – функция источника.

Данное уравнение нередко используется при описании различных течений со свободной поверхностью [Кучмент, 1980; Makhanov, 1999].

Источник Q представляется в виде суммы трех составляющих:

$$Q = Q_1 - Q_2 - Q_3, \quad (3.1.2)$$

где Q_1 – точечный источник, определяющий расход нефти из трубопровода;
 Q_2, Q_3 – стоки, представляющие потери нефти от фильтрации в грунт и испарения соответственно.

Источник действует в определенной точке до определенного времени, и рассчитывается по следующей формуле (q_0 – расход источника, м³/с; T – время закрытия источника):

$$Q_1 = \begin{cases} q_0, & \text{если } t < T, \\ 0, & \text{иначе.} \end{cases} \quad (3.1.3)$$

В данном случае показатель q_0 может быть как константой, так и функцией от времени, что означает возможность интеграции в данную зависимость различных моделей источников, например, истечения нефти при разгерметизации нефтепровода.

Функция D определяет скорость распространения нефти по поверхности, с учетом трения:

$$D = dh, \quad d = \frac{R^{\frac{2}{3}} \cdot \sqrt{I}}{n} \cdot K_{\mu}, \quad (3.1.4)$$

где R – гидравлический радиус, м;
 I – гидравлический уклон;
 n – коэффициент шероховатости;
 K_{μ} – поправочный коэффициент на вязкость, (формулы 3.3.3, 3.3.2).

Как можно заметить трение о поверхность учитывается при помощи формулы Шези-Маннинга. Гидравлический уклон вычисляется как градиент толщины пленки на поверхности. В качестве гидравлического радиуса используется толщина нефтяной пленки.

3.2 Фильтрация нефти в грунт

Под действием гравитации и давления слоя нефти, она проникает в грунт, через имеющиеся в нем поры. Показателем, характеризующим скорость проникновения, является коэффициент фильтрации. Значения коэффициента получают экспериментальным путем, для различных типов грунтов. Нефть может проникать в грунт на довольно большую глубину до естественных барьеров, таких как многолетнемерзлые породы, плотные глины, или другие породы, препятствующие её проникновению.

На практике, в условиях Заполярной тундры, нефть проникает не больше чем на 40-50 см в глубину. Например, в эксперименте по ликвидации последствий разлива [Эркенова, 2016], на фоновой площадке, глубина проникновения нефти не превышала 50 см, а в слое 30-50 см концентрация нефти увеличивалась на протяжении нескольких месяцев, но, тем не менее, оставалась невысокой.

Это обусловлено неоднородной структурой пор в грунте и растительным слоем, а также процессом адгезии нефти к грунту. Под его действием нефть закупоривает поры и капилляры грунта, тем самым препятствуя проникновению нефти на большую глубину. Также нижним барьером для нефти служат многолетнемерзлые породы.

Помимо ограничения фильтрации по глубине проникновения, существует и другое, по объему впитываемой нефти – нефтеемкость. Это показатель характеризующий объем нефти, впитываемый единицей объема грунта. Схожим показателем, но в применении к воде является влагоемкость, они определяются типом, влажностью грунта и свойствами впитываемой жидкости.

Так как вязкость нефти имеет значительный диапазон изменения, используется также и другая мера фильтрации, зависящая только от свойств грунта – проницаемость. Коэффициент фильтрации определяется по формуле: $k = k_0 g / \nu$, где k_0 – проницаемость, g – ускорение свободного падения, ν – кинематическая вязкость нефти.

Скорость проникновения нефти в грунт характеризуется не только коэффициентом фильтрации, но и давлением нефтяной пленки. Математически эту зависимость описывает закон Дарси [Полубаринова-Кочина П.Я.,1977]:

$$\vec{v} = -k \text{ grad } H, \quad (3.2.2)$$

где \vec{v} – скорость фильтрации, м/с;
 k – коэффициент фильтрации, м/с;
 H – напор, м.

В данной форме закон удобно использовать при моделировании движения жидкости в пластах. Применимо к задаче проникновения нефти в грунт, градиент напора можно представить в виде отношения давления столба нефти и атмосферного давления:

$$v = k \left(1 + \frac{\rho g h}{p_0} \right), \quad (3.2.3)$$

где v – скорость проникновения нефти в грунт, м/с;
 h – толщина пленки нефти на поверхности грунта, м;
 p_0 – атмосферное давление, Па;
 g – ускорение свободного падения, м/с²;
 ρ – плотность нефти, кг/м³.

Суть этой формулы можно описать следующим образом: при давлении пленки нефти в 1 атм скорость фильтрации увеличится в два раза.

Как было сказано выше, грунт не может впитать нефти больше определенной доли от собственного объема. Проникновение нефти в грунт моделируется при помощи функции стока Q_2 (формула 3.1.2). Ограничение по нефтеемкости в модели реализовано следующим образом:

$$Q_2 = \begin{cases} v, & \text{если } V < h_{\text{пр}} \cdot S \cdot v, \\ 0, & \text{иначе,} \end{cases} \quad (3.2.4)$$

где v – скорость проникновения нефти в грунт, м/с (формула 3.2.3);
 V – Объем нефти, м³/с отфильтрованной площадкой грунта S , м²;
 v – нефтеемкость в долях единицы.

Как становится ясно из формулы 3.2.4 фильтрация на каждой площадке продолжается до тех пор, пока не будет достигнут порог насыщения.

Данная модель разработана исходя из некоторых допущений. Первое из них – грунт считается однородным. До сих пор не существует общепринятых методов моделирования неоднородной пористой среды, так как разнообразие расположений капилляров и пор бесконечно. Тем не менее, допущение об однородности позволяет получать достоверные результаты в теории пористых сред. Другим допущением является отсутствие горизонтальной фильтрации внутри грунта.

3.3 Испарение нефти с поверхности разливов

Испарение нефти зависит, в первую очередь, от фракционного состава нефти и метеорологических условий. Нефть более легких фракций испаряется быстрее, и количество испарившейся нефти значительно выше. Не менее важными характеристиками процесса испарения являются метеорологические условия, чем выше скорость ветра и температура воздуха, тем быстрее протекает процесс.

При этом часть испарившихся углеводородов может с атмосферными осадками вернуться на загрязненную территорию. Но, надо полагать, они малозначительны для рассматриваемой задачи, поскольку площадь загрязнения обычно невелика, и выпадение осадков в том же самом месте маловероятно, так как атмосфера весьма динамична.

С точки зрения пространственно-временных масштабов разлива нефти, процесс испарения имеет следующую особенность – поскольку испаряются легкие фракции, плотность оставшейся на поверхности нефти увеличивается, она становится более вязкой, что влияет на скорость растекания и просачивания в грунт.

Количество испарившейся нефти может быть весьма значимым, и для легких фракций и благоприятных синоптических условиях может достигать 40% от

первоначального объема [Fingas, 2013; Кормак, 1989]. Исходя из этого, можно сделать следующий вывод: процесс испарения необходимо учитывать при моделировании аварийных разливов нефти, так как он может внести существенных вклад в масштабы разлива.

В разделе 2.6 были рассмотрены существующие модели испарения нефти. Становится ясно, что для каждой нефти с её физико-химическими характеристиками эмпирические законы испаряемости могут существенно отличаться, что говорит о том, что для каждой нефти нужны дополнительные исследования для более точного прогнозирования количества испарившейся нефти. Такие исследования были проведены в ходе диссертационной работы.

В «Инновационно-технологическом центре арктических нефтегазовых лабораторных исследований» Института нефти и газа Северного Арктического Федерального Университета имени М.В. Ломоносова был проведен лабораторный эксперимент по испаряемости нефти [Губайдуллин, Лохов и др., 2016]. Суть эксперимента заключалась в следующем: сырая нефть плотностью $813,9 \text{ кг/м}^3$ и вязкостью $3,545 \text{ сСт}$ помещалась в круглую чашу с площадью поверхности 415 см^2 . Чаша находилась в помещении лаборатории при постоянной температуре $20 \text{ }^\circ\text{C}$ и отсутствии ветра (рисунок 3.2).



Рисунок 3.2 – Емкость с нефтью, в ходе эксперимента

В ходе эксперимента из чаши отбиралась часть нефти для дальнейшего измерения плотности и вязкости. Измерения плотности нефти осуществлялись при помощи плотномера «DM45 DeltaRange» производства компании «METTLER TOLEDO» (Швейцария) по ISO 12185:1996 [ISO 12185:1996]. Измерения вязкости нефти осуществлялись при помощи вискозиметра по ГОСТ 33-2000 [ГОСТ 33-2000].

Для эксперимента использовалось 1,5 л нефти. Длительность эксперимента – 85 сут. В течение эксперимента было произведено 15 измерений плотности и вязкости.

Промежутки времени между измерениями последовательно увеличивались: в первые сутки было произведено три измерения, тогда как между двумя последними измерениями интервал составил 28 сут. Результаты измерений представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты эксперимента по испаряемости нефти

№	Время, [сут.]	Плотность, [кг/м ³]	Вязкость, [сСт]	Степень испарения, [%]
1	0	813,9	3,545	0
2	1/6	821,5	4,142	0,93
3	1/3	827,6	4,553	1,66
4	1	833,2	5,844	2,32
5	3	841,5	8,077	3,28
6	5	845,2	9,440	3,70
7	10	850,3	11,970	4,28
8	15	854,2	14,420	4,72
9	20	856,9	17,620	5,02
10	25	858,9	19,580	5,24
11	30	860,3	22,760	5,39
12	39	862,4	24,820	5,62
13	48	864,2	26,640	5,82
14	57	865,6	30,400	5,97
15	85	868,9	43,440	6,33

Из результатов эксперимента следует:

Испарение происходило в течение всего периода измерений, вплоть до последних дней. За 85 суток эксперимента первоначальный объём нефти уменьшился на 6.3%.

Скорость испарения была наибольшей в первые часы и сутки, что вполне естественно. Наиболее интенсивно этот процесс проходил в первые трое суток, после чего, по мере испарения лёгких фракций, скорость испарения уменьшилась.

Соответственно на такую же величину – 6.3%, увеличилась и плотность нефти, поскольку плотность функционально связана с объёмом жидкости.

Наиболее заметные изменения наблюдались у вязкости. Она увеличилась более чем в 12 раз – с 3.5 до 43.4 сСт. Наибольший рост также зафиксирован в первые дни эксперимента, но и в последние дни вязкость увеличивалась весьма существенно.

Зависимость испаряемости E от времени носит функциональный характер, и применительно к данному случаю лучше всего аппроксимируется выражением:

$$E = a + b \cdot \ln(t + c), \quad (3.3.1)$$

где E – испаряемость, %;
 t – время, сутки;
 $a, b, c > 0$ – эмпирические константы.

В данном случае $a = 2.28$, $b = 0.91$, $c=0.008$. Полученная зависимость соотносится с данными других авторов (раздел 2.5), её график отражен на рисунке 3.3. Показатель R^2 это индекс детерминации, мера достоверности аппроксимации для нелинейных регрессий. Для данной зависимости он равен 0,99, что говорит о достаточно достоверной аппроксимации. Функция стока Q_3 определяется при помощи (формулы 3.3.1).

Помимо непосредственного уменьшения объема флюида при испарении, изменения его вязкости также необходимо учитывать. По результатам эксперимента, вязкость нефти лучше всего аппроксимируется функцией:

$$\mu(t) = \mu_0 + a\sqrt{t}, \quad (3.3.2)$$

где μ – вязкость нефти, сСт;
 μ_0 – вязкость нефти в начальный момент времени, сСт;
 t – время, сутки;
 $a > 0$ – эмпирическая константа.

В данном случае $\mu_0 = 3.545$, $a = 3.559$, график зависимости представлен на рисунке 3.4.

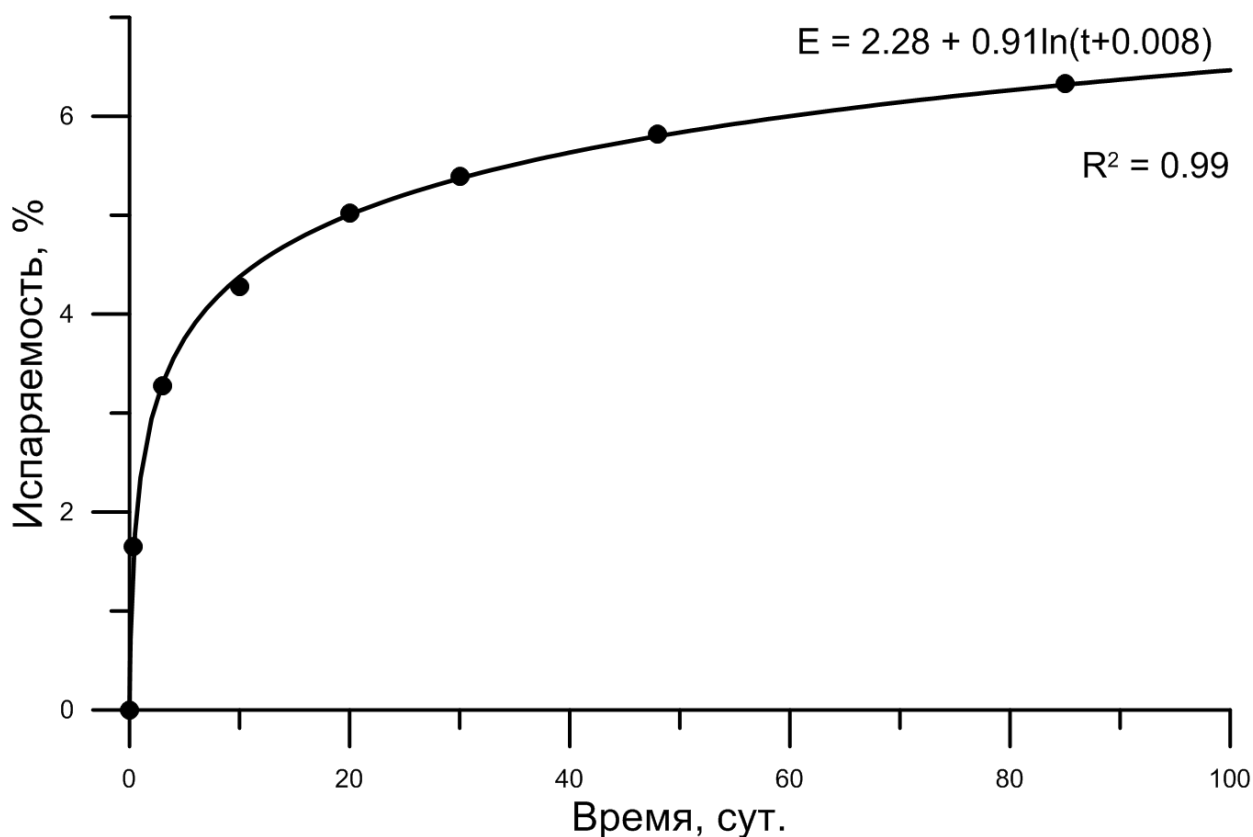


Рисунок 3.3 – Зависимость испаряемости от времени

На основе данной зависимости к функции D (формула 3.1.4) была введена безразмерная поправка на вязкость:

$$K_{\mu} = \sqrt{\frac{\mu_{\text{в}}}{\mu(t)}}, \quad (3.3.3)$$

где $\mu_{\text{в}}$ – вязкость дистиллированной воды, принимаемая равной 1 сСт;
 $\mu(t)$ – вязкость нефти в текущий момент времени, вычисляемая по формуле 3.3.2.

Основным допущением в данном подходе является равномерное испарение и, следовательно, однородное по вязкости нефтяное пятно. Разработанная эмпирическая модель позволяет достаточно точно предсказывать необходимые

параметры этого процесса. Основным недостатком такого подхода является необходимость дополнительных исследований для каждого типа нефти.

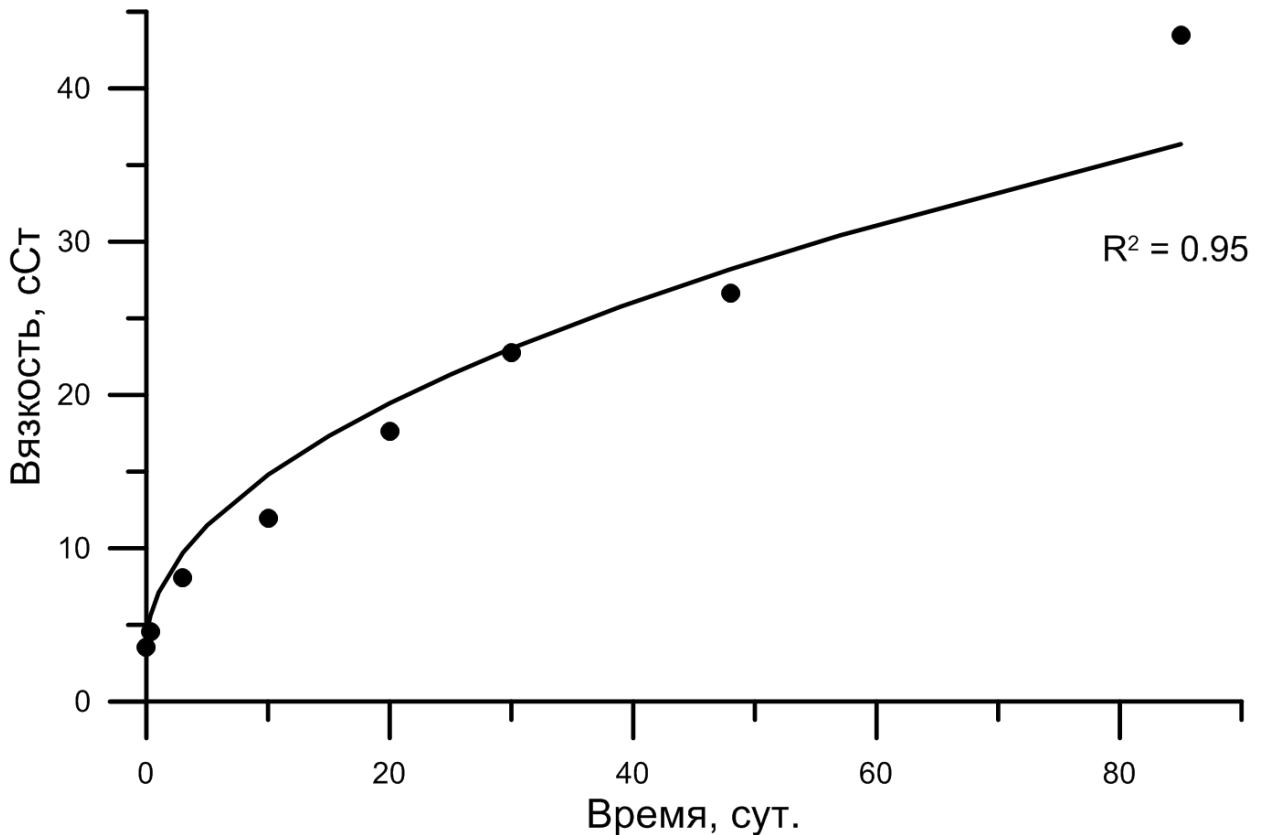


Рисунок 3.4 – Зависимость вязкости от времени

3.4 Численная и программная реализация модели

В данном разделе описан численный алгоритм решения модельного уравнения, численные аппроксимации источника и стоков, граничных условий, а также их программная реализация. Благодаря двумерной размерности модели, она не требует слишком большого количества вычислительных ресурсов, поэтому расчет сценариев можно производить на настольном персональном компьютере.

Прежде чем приступить к описанию разностной схемы, необходимо ввести следующие индексы, по времени и пространственным координатам, соответственно:

$$t = \overline{0, T_m}; \quad x = \overline{0, X_m}; \quad y = \overline{0, Y_m}; \quad (3.4.1)$$

$$m = \overline{0, M_m}; \quad k = \overline{0, K_m}; \quad l = \overline{0, L_m}; \quad (3.4.2)$$

$$\Delta t = T_m/M_m; \quad \Delta x = X_m/K_m; \quad \Delta y = Y_m/L_m. \quad (3.4.3)$$

Формула 3.4.1 отражает пределы изменения переменных по времени и пространству, в формуле 3.4.2 определены индексы равномерной разностной сетки по данным переменным и в формуле 3.4.3 – размеры интервалов сетки. Помимо этого, в схеме используется дополнительный индекс n – по итерациям алгоритма. На каждой итерации по времени m выполняется n дополнительных итераций для уточнения решения.

Уравнение 3.1.1 можно решить при помощи следующей неявной разностной схемы [Самарский, 1989]:

$$\begin{aligned} & -\frac{1}{\Delta x^2} \{ (D_{k+1,l}^{m+1,n} + D_{k,l}^{m+1,n}) (h_{k+1,l}^{m+1,n+1} - h_{k,l}^{m+1,n+1}) - \\ & - (D_{k,l}^{m+1,n} + D_{k-1,l}^{m+1,n}) (h_{k,l}^{m+1,n+1} - h_{k-1,l}^{m+1,n+1}) \} - \\ & -\frac{1}{\Delta y^2} \{ (D_{k,l}^{m+1,n} + D_{k,l+1}^{m+1,n}) (h_{k,l+1}^{m+1,n+1} - h_{k,l}^{m+1,n+1}) - \\ & - (D_{k,l}^{m+1,n} + D_{k,l-1}^{m+1,n}) (h_{k,l}^{m+1,n+1} - h_{k,l-1}^{m+1,n+1}) \} + \\ & + \frac{1}{\Delta t} h_{k,l}^{m+1,n+1} = \frac{1}{\Delta t} h_{k,l}^m + Q_{k,l}^m, \end{aligned} \quad (3.4.4)$$

где h – толщина нефтяной пленки,

D – коэффициент распространения (формула 3.1.3).

Коэффициент D вычисляется на каждом шаге по времени по результатам предыдущего шага.

В качестве граничного условия для уравнения используется условие непроницаемой стенки, а границы области устанавливаются заранее, исходя из объемов разлившейся нефти. Источник численно аппроксимируется в

соответствии с выражениями 3.1.2, 3.1.3, 3.2.4, 3.3.1. В результате схема преобразуется в матричное уравнение вида (для случая квадратной матрицы):

$$Ah = F,$$

$$A \in \mathbb{M}_{K_m-2 \times K_m-2} (\mathbb{M}_{K_m-2 \times K_m-2} (\mathbb{R})) \quad (3.4.5)$$

$$h, F \in \mathbb{V}_{K_m-2} (\mathbb{V}_{K_m-2} (\mathbb{R})).$$

В данном равенстве A – блочная квадратная трехдиагональная матрица, в которой на главной диагонали – трехдиагональные матрицы, а на двух побочных – диагональные, h и F – вектора векторов. Решение данного матричного уравнения находится при помощи метода блочной прогонки [Самарский, 1978].

Программная реализация данной модели выполнена в виде консольного приложения на языке программирования C++. С использованием математических библиотек GSL (GNU Scientific Library), распространяющихся по свободной лицензии.

Выводы к главе 3:

Разлив нефти на поверхности суши – сложное явление, при котором можно наблюдать множество физико-химических процессов. Наиболее важными, с точки зрения оценки потенциального ущерба окружающей среде, являются: растекание по поверхности, фильтрация в грунт и испарение с поверхности нефтяной пленки (Солнцева, 1998). Процесс растекания определяется, в первую очередь, рельефом поверхности, а также физическими свойствами разлитой нефти. Для процесса фильтрации наиболее важными являются свойства грунта, такие как нефтеемкость и скорость просачивания, характеризуемая коэффициентом фильтрации. Некоторые типы грунтов могут впитывать нефть до половины собственного объема, в зависимости от их свойств. При подсчете количества испарившейся с поверхности пленки нефти необходимо учитывать характеристики среды, такие как температура подстилающей поверхности и воздуха, скорость ветра, а также характеристики флюида – температура, вязкость.

Для оценки пространственно-временных масштабов последствий разлива нефти на поверхности Заполярной тундры разработана нестационарная гидродинамическая модель, позволяющая выполнить одновременный расчет растекания нефти на основе гидродинамического уравнения (уравнение диффузии), фильтрации (уравнения Дарси) и испарения (эмпирическая зависимость). Задача учета таких важных параметров как уклон поверхности и наличие водоёмов вблизи источника загрязнения решена при помощи экспертных оценок (технологий), заключающихся в определении влияющих факторов, присвоении им весовых коэффициентов, и последующим расчетом интегрального показателя опасности потенциального загрязнения. Для учёта процесса испарения проведен лабораторный эксперимент, по результатам которого получена эмпирическая зависимость скорости испарения от времени, для конкретного состава нефти.

Гидродинамические уравнения модели применимы для имитации разлива как на горизонтальной, так и на произвольной поверхности. Но используемый численный алгоритм расчета ограничивает их лишь строго горизонтальной поверхностью. В свою очередь, рельеф местности может существенно повлиять на площадь загрязнения, и его необходимо принимать во внимание. Данная задача решена в главе 5, при помощи экспертных технологий.

ГЛАВА 4. РЕЗУЛЬТАТЫ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ

В данной главе рассмотрены возможные диапазоны изменения характеристик разливов, применительно к территории Заполярной тундры, разработаны сценарии аварийных разливов нефти, проведены вычислительные эксперименты по ним. Отражены результаты натурного эксперимента, имитирующего разлив нефти, и проведена верификация разработанной модели на их основе.

4.1 Диапазоны изменения характеристик и разработка сценариев аварийных разливов нефти

Для расчета одного сценария, необходимо задавать достаточно большое количество показателей, их, условно можно разделить на три группы: характеристики источника, свойства нефти, и свойства грунта. Здесь не учтены исходные параметры численного алгоритма, такие как размер ячейки сетки, границы области расчета и другие, они описаны в разделе 3.4.

В таблице 4.1 отражены необходимые для расчета сценария показатели, их обозначения и единицы измерения. Расчеты в модели производятся в единицах системы СИ, но, для удобства ввода данных используются некоторые внесистемные единицы. Прочерк в графе единиц измерения отражает безразмерные показатели.

Далее будут рассмотрены возможные диапазоны изменения и характерные значения для территории Заполярной тундры по каждому показателю, в соответствии с таблицей, за исключением характеристик нефти, они описаны в разделе 3.3.

Расход источника. В соответствии с технической документацией [РД 153-39.4-113-01] диаметр нефтепроводов может составлять от 219 до 1220 мм, а

скорость перекачки по ним нефти – от 0,8 до 3,2 м/с, что позволяет оценить пределы расхода источника разлива. Максимально возможный расход нефти при данных условиях будет равен 3,7 м³/с, он может наблюдаться при гильотинном разрыве нефтепровода с максимальной скоростью перекачки нефти. Стоит отметить, что гильотинный разрыв – это исключительный случай, и в большинстве ситуаций расход источника значительно меньше. По этой причине не существует нижнего предела величины расхода источника, так как он может быть достаточно мал.

Таблица 4.1 – Входные данные необходимые для расчета

Название	Обозначение	Ед. измерения
<i>Характеристики источника</i>		
Время закрытия источника	T	с
Расход источника	q ₀	м ³ /с
<i>Характеристики нефти</i>		
Вязкость	μ	сСт
Коэффициент изменения вязкости	a _μ	-
Плотность	ρ	кг/м ³
Коэффициенты функции испарения	a,b,c	-
<i>Характеристики грунта</i>		
Проницаемость	k ₀	Д
Нефтеемкость	v	-
Максимальная глубина проникновения нефти	h _{пр}	м
Шероховатость	n	-

Время закрытия источника. При разливах на нефтепроводах, этот показатель зависит от используемого метода обнаружения утечек. Например, в работе [Низамутдинов, 2016] представлен метод обнаруживающий утечки исходя из гидродинамической волновой теории, в соответствии с показаниями датчиков давления. Чем меньше площадь прорыва нефтепровода, тем сложнее обнаружить утечку, так как перепады давления, в этом случае малы. По результатам, описанным в приведенной работе, время обнаружения утечки при площади прорыва 0,3 см² составит 223,7 с. В случае разлива нефти из резервуара, время закрытия источника может составлять несколько секунд, в случае его полного

разрушения, или значение этого показателя может служить время обнаружения и устранения течи. Аналогично в ситуации с проливом из скважины – временем закрытия источника будет являться момент устранения утечки. Тем не менее, остается вероятность обнаружить утечку позже, в случае каких-либо технических неполадок или несовершенства методов. Поэтому, время закрытия источника при моделировании разливов, не стоит ограничивать в соответствии с методиками их обнаружения.

Коэффициент фильтрации. Значения коэффициента фильтрации были получены экспериментально многими авторами. В таблице 4.2 приведены данные Полубариновой-Кочиной П. Я. [Полубаринова-Кочина, 1977] и Нестерова М.В. [Нестеров, 2006] по некоторым типам грунтов. Для торфяных грунтов диапазон изменения коэффициента фильтрации составляет 0,36-21,6 см/ч и 3,6-36 см/ч, соответственно.

Таблица 4.2 – Значение коэффициента фильтрации по разным источникам

Грунт	Коэффициент фильтрации, [см/ч]		Проницаемость, [Д]	
	От	До	От	До
<i>Полубаринова-Кочина П.Я.</i>				
Песок чистый	36	3600	18,296	1829,592
Песок глинистый	18	36	9,148	18,296
Супесок	10,8	18	5,489	9,148
Торф осоковый малоразложившийся	7,2	21,6	3,659	10,978
Торф среднеразложившийся	0,72	2,88	0,366	1,464
Торф сфагновый молодой	0,72	7,2	0,366	3,659
Торф сфагновый старый	0,36	0,72	0,183	0,366
Глина	0,018	1,8	0,09	0,915
<i>Нестеров М.В.</i>				
Песок крупный	36	360	18,296	182,959
Песок средний	3,6	36	1,830	18,296
Песок мелкий	0,36	3,6	0,183	1,830
Супесь	0,036	3,6	0,018	1,830
Торфы	3,6	36	1,830	18,296
Суглинок	0,00036	0,036	0,00018	0,018

Существуют и другие работы, чаще посвященные конкретному грунту, с экспериментальными исследованиями коэффициента фильтрации, их результаты соответствуют приведенным в таблице диапазонам. В работах Полубариновой-Кочиной П. Я. и Нестерова М.В. коэффициент фильтрации измерялся для воды, поэтому исходя из её вязкости, можно рассчитать диапазон изменения проницаемости для различных грунтов. Расчеты приведены также в таблице 4.2, при вязкости воды равной 1 сСт. Исходя из них, для торфяных грунтов характерна проницаемость от 0,1-0,2 до 10-20 Д, в зависимости от их степени разложения.

Нефтеемкость. В таблице 4.3 даны значения нефтеемкости в долях единицы, в зависимости от влажности и типа грунта.

Таблица 4.3 – Нефтеемкость грунтов [Методика определения ущерба..., 1995].

Грунт	Влажность грунта, %				
	0	20	40	60	80
Гравий	0,30	0,24	0,18	0,12	0,06
Пески	0,30	0,24	0,18	0,12	0,06
Кварцевый песок	0,25	0,20	0,15	0,10	0,05
Супесь, суглинок	0,35	0,28	0,21	0,14	0,07
Суглинок легкий	0,47	0,38	0,28	0,18	0,10
Глинистый грунт	0,20	0,16	0,12	0,08	0,04
Торфяной грунт	0,50	0,40	0,30	0,20	0,10

Торфяные грунты, характерные для Заполярной тундры имеет наибольшую нефтеемкость. Также для них характерна и высокая влажность, поэтому такие значения нефтеемкости как 0,4-0,5 практически не встречаются у грунтов на рассматриваемой территории.

Максимальная глубина проникновения нефти. Как описано в разделе 1.3, максимальная глубина проникновения нефти, для торфяных грунтов, наиболее характерных для рассматриваемой территории составляет 30-50 см. Для песчаных грунтов, также встречающихся в данной местности глубина проникновения будет ограничиваться глубиной сезонного протаивания, которая составляет от 0,5 до 2 м.

Шероховатость поверхности. Показатель шероховатости поверхности грунта определяет вклад силы трения в процесс растекания нефти. Данный

безразмерный показатель удобно определять категориями, для чистой поверхности грунта он равен 0,025, для грунта с густой растительностью и камнями – 0,04 [Козлов, 2006]

У всех описанных в данном разделе сценариев есть некоторые общие характеристики. Часть из них используется непосредственно в качестве входных данных модели, другая же часть – для удовлетворения принятым допущениям. В первую очередь, это связано с рассматриваемым сортом нефти. Как сказано ранее, для каждого сорта нефти необходимо проводить дополнительные исследования её испаряемости. Поэтому данные сценарии разработаны для исследованной нефти, описанной в разделе 3.3, которая является характерной, для Ненецкого АО. Её плотность равняется 820 кг/м^3 , изначальная вязкость составляет 3,5 сСт, и изменяется в соответствии с эмпирической зависимостью (формула 3.3.2). Разлив нефти, происходит вследствие прорыва нефтепровода на территории Заполярной тундры, в летний период, при температуре $15 \text{ }^\circ\text{C}$. Характеристики грунтов и их обозначения представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Характеристики грунтов для различных сценариев

Показатель/ Сценарий		Тип грунта	Проницаемость, k_0 [Д]	Нефтеемкость, ν	Макс. глубина проникновения нефти, $h_{пр}$ [М]	Шероховатость, n
Обозначение сценария	T1	Торфяной	5	0,1	0,4	0,03
	T2			0,2		
	T3			0,3		
	T4			0,4		
	T5			0,5		
	П1	Песчаный	10	0,06	1	0,03
	П2			0,12		
	П3			0,18		
	П4			0,24		
	П5			0,3		
	Г1	Глин- истый	1	0,04	0,1	0,03
	Г2			0,12		
	Г3			0,2		

Для расчетов выбраны три типа грунтов – торфяной, песчаный и глинистый. Нефтеемкость грунтов принята в соответствии с таблицей 4.3, для торфяных и песчаных грунтов взяты пять промежутков по нефтеемкости, а для глинистых только три, это связано с небольшим диапазоном изменения нефтеемкости для них. Для сценариев введены обозначения, буква означает тип грунта, цифра – нефтеемкость. Проницаемость грунтов принята в соответствии с таблицей 4.2, общее количество сценариев с различными входными данными по грунтам составило 13.

В таблице 4.5 приведены характеристики различных сценариев поведения источника разлива. Здесь представлены три сценария: разлив 10 т нефти при площади прорыва 25 см²; разлив 100 т нефти при площади прорыва 100 см²; и разлив 100 т нефти при площади прорыва 1,02 м², такая площадь может иметь место при гильотинном прорыве магистрального нефтепровода. Время и расход источника рассчитаны исходя из вышеописанных данных и скорости течения нефти 2 м/с.

Таблица 4.5 – Характеристики источника для различных сценариев

Название	Обозн.	Ед. изм.	Обозначение сценария		
			100Д	100	100Г
Время закрытия источника	T	ч	12	1,69	1/60
Расход источника	q ₀	м ³ /с	0,00282	0,02	2,04
Площадь прорыва*	V ₀	см ²	14,1	100	1,02·10 ⁴
Объем разлившейся нефти*	V	т	100	100	100

Примечание: * – данные параметры не используются в качестве входных данных модели, и приведены для справки.

Модель источника такого рода, с постоянным расходом, в реальных разливах может встречаться крайне редко. Но в данной работе не стоит цель разработать точную модель скорости истечения нефти из прорыва в трубопроводе. Такие модели уже существуют, и есть возможность их интеграции с данной, так как источник может быть произвольной функцией от времени.

Помимо этого, в качестве его характеристик можно задавать любые параметры, позволяющие вычислить его расход.

4.2 Анализ результатов расчетов сценариев

В данном разделе представлены результаты вычислительных экспериментов по разработанным сценариям (таблицы 4.4;4.5). На рисунке 4.1 отражена площадь загрязнения при разливе 100 т нефти за 1,69 ч на торфяном грунте (рис. 4.1, а) с нефтеемкостью от 0,1 до 0,5 (сценарии Т1-100 – Т5-100), на глинистом грунте (рис. 4.1, б) с нефтеемкостью от 0,04 до 0,2 (сценарии Г1-100 – Г3-100), на песчаном грунте (рис. 4.1, в) с нефтеемкостью от 0,06 до 0,3 (сценарии П1-100 – П5-100).

Как можно заметить, до момента закрытия источника поведение нефтяной пленки при различной нефтеемкости практически не отличается. Это связано с тем, что скорость фильтрации не изменяется в зависимости от нефтеемкости и насыщения грунта ещё не произошло. Спустя полчаса после закрытия источника поведение разлива существенно меняется. В сценариях Т4-100 и Т5-100 насыщения грунтом нефти не происходит, так как в этих сценариях достаточно высокая нефтеемкость – 0,4 и 0,5 соответственно. В сценарии Т1-100 насыщение происходит раньше всего, так как у грунта наименьшая нефтеемкость, и, следовательно наибольшая площадь загрязнения.

Колебания кривых в сценариях Т2-100 и Т3-100 также связаны с насыщением грунта нефтью. Чем ближе грунт к источнику, тем дольше происходил процесс фильтрации и тем быстрее произойдет насыщение. Спустя 4 часа после разлива процесс растекания проявляет стационарный характер, так как нефть, растекаясь, запускает процесс фильтрации на новых участках грунта, что, в свою очередь замедляет её растекание.

Глинистые грунты (рис 4.1, б) имеют довольно низкую проницаемость – 1 Д, и невысокую нефтеемкость, поэтому характер изменения площадей разлива в

данной группе сценариев отличается от предыдущих. Кривая изменения площади для сценария Г1-100 – монотонная и гладкая, аналогичная кривая будет наблюдаться и при полном отсутствии фильтрации.

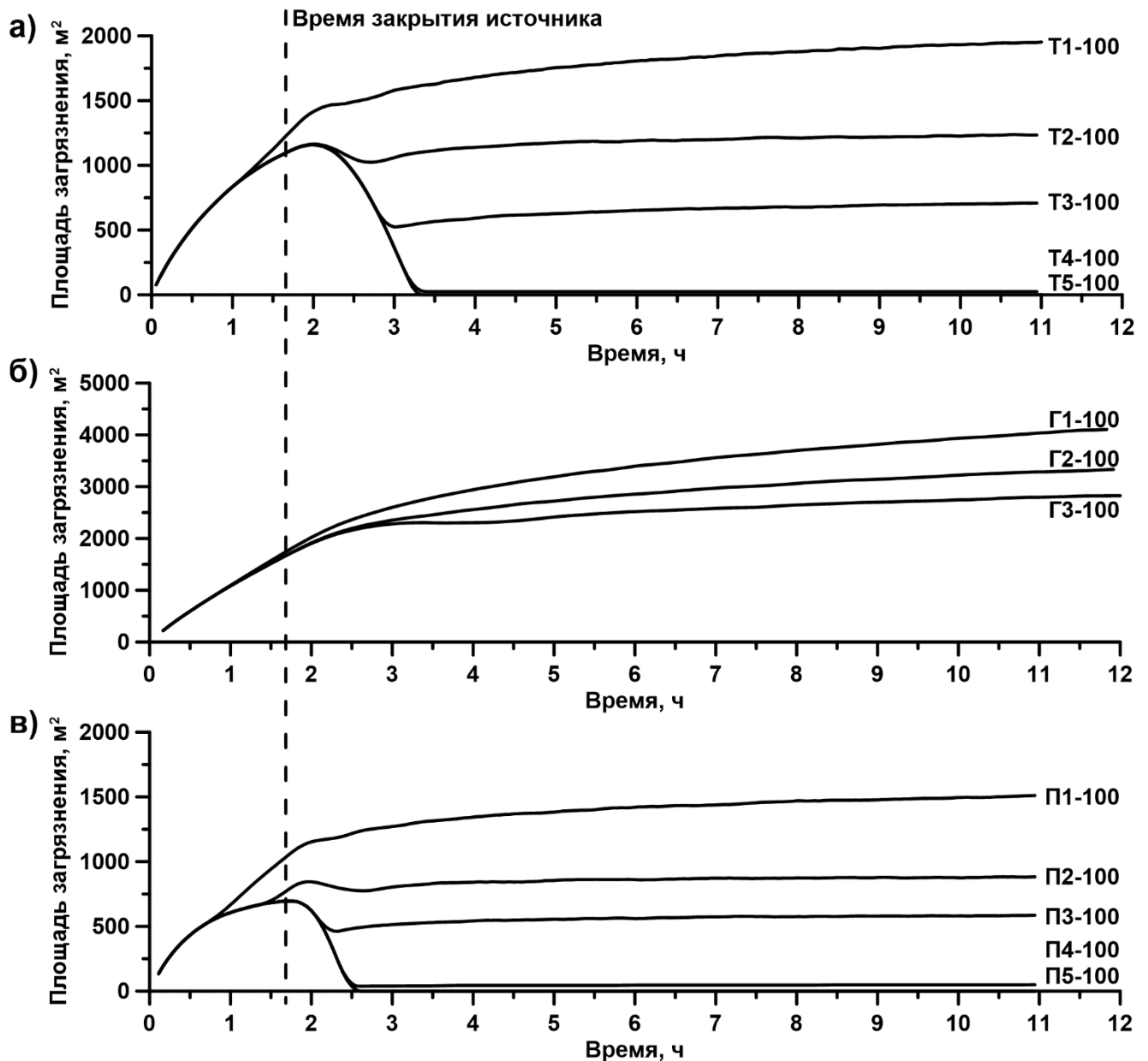


Рисунок 4.1 – График площади загрязнения при разливе 100 т за 1,69 ч на торфяном (а), глинистом (б) и песчаном (в) грунтах.

Полученные зависимости для сценариев П1-100 – П5-100 (рис. 4.1, в) имеют схожий характер с предыдущей группой. Основными отличиями является то, что грунт насыщается быстрее, вследствие в 2 раза большей проницаемости грунта, и имеет большую нефтеемкость. Поэтому общий характер эволюции нефтяного

разлива остается такой же, за исключением уменьшения площадей загрязнения. Максимальная площадь для песчаных грунтов составляет 1522 м², тогда как для торфяных – 1964 м². Характер изменения площади загрязнения у этих групп сценариев схожий, количество отфильтрованной нефти песчаными грунтами выше по причине отличия их показателей нефтеемкости и глубины проникновения нефти в грунт.

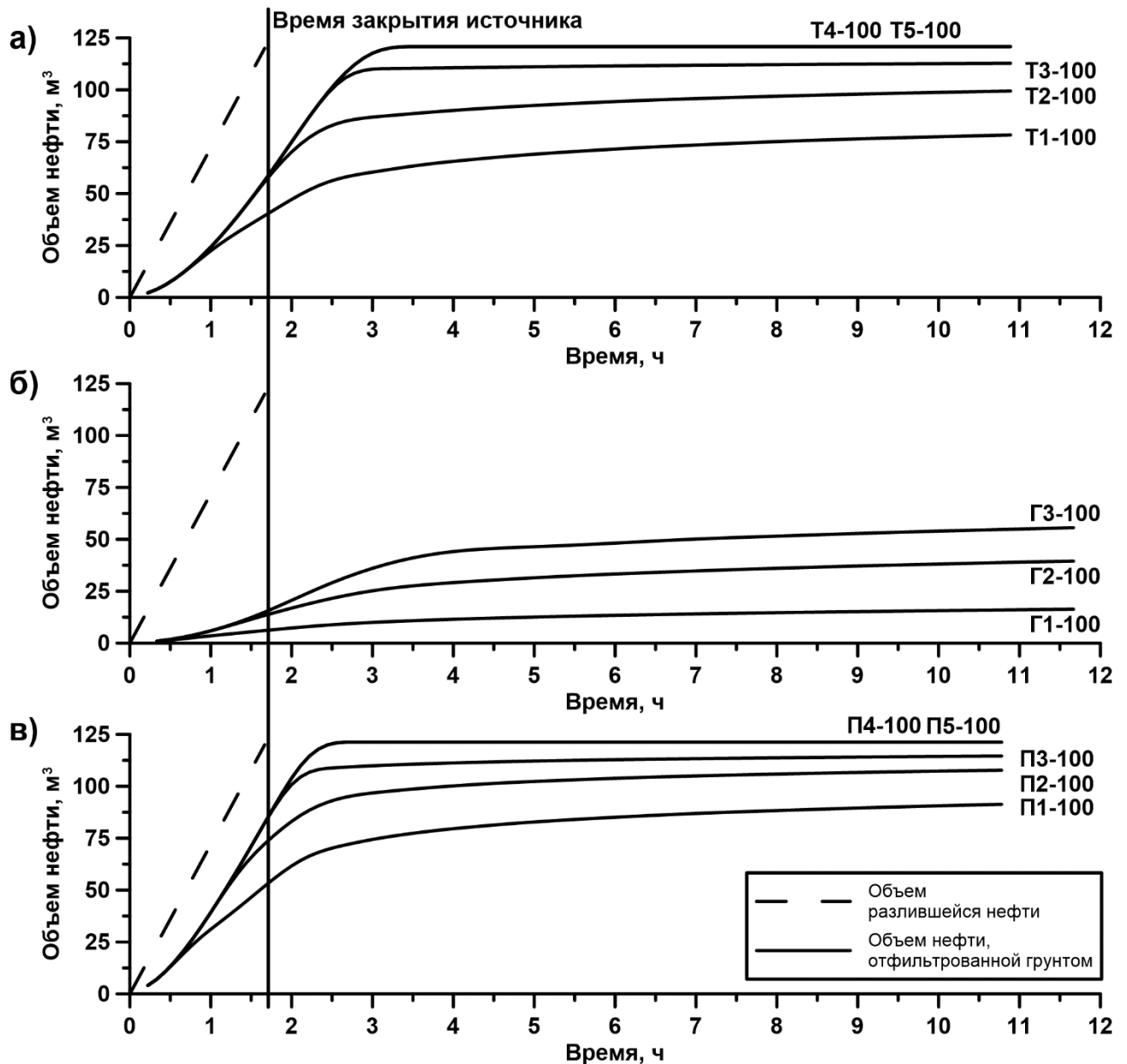


Рисунок 4.2 – График разлившейся и впитавшейся в грунт нефти, при разливе 100 т за 1,69 ч на торфяном (а), глинистом (б) и песчаном (в) грунтах.

На рисунке 4.2 представлен график объемов разлившейся и отфильтрованной грунтом нефти, при разливе 100 т нефти за 1,69 ч на торфяном грунте (рис. 4.2, а) с нефтеемкостью от 0,1 до 0,5 (сценарии Т1-100 – Т5-100), на глинистом грунте (рис. 4.2, б) с нефтеемкостью от 0,04 до 0,2 (сценарии Г1-100 – Г3-100), на песчаном грунте (рис. 4.2, в) с нефтеемкостью от 0,06 до 0,3 (сценарии П1-100 – П5-100).

Исходя из графика, можно заметить, что практически вся нефть в сценариях Т4-100, Т5-100 и П4-100, П5-100 отфильтрована грунтом. Необходимо отметить, что, исходя из нефтеемкости грунта, его влажность составляет 0% и 20%, что практически не встречается на территории Заполярной тундры. Как видно из рисунка 4.2 (б), количество впитавшейся нефти в глинистый грунт, в среднем по сценариям значительно ниже, чем в предыдущих случаях. Это объясняется тем, что глина имеет наименьшие показатели проницаемости, и тем самым хуже всего впитывает жидкость. Насыщение грунта, в случае с глиной, происходит несколько позже, в сравнении с торфяными и песчаными грунтами. В данной группе сценариев испарение нефти не оказало значительного влияния на площадь загрязнения, так как весь процесс происходит сравнительно быстро – 12-24 ч.

В таблице 4.6 сведены результаты расчетов модели при разливе 100 т нефти за 1,69 ч для торфяных, песчаных и глинистых грунтов. В столбцах таблицы отражена площадь загрязнения и объем нефти, впитавшейся в грунт, спустя 1,3,5,10 часов, а также максимальная площадь, именно её можно считать конечной площадью загрязнения при отсутствии работ по сбору нефти во время разлива.

В данной таблице текущая площадь загрязнения отражает площадь нефтяной пленки находящейся на поверхности грунта. Итоговая расчётная площадь загрязнения в результате аварийного разлива показана в графе максимальной площади загрязнения. Значение площади загрязнения спустя 3 часа в сценарии П5-100, равное 0 м², означает, что к этому моменту времени вся нефть впиталась в грунт. Площадь загрязнения в данной группе сценариев в зависимости от свойств грунтов варьируется от 708 до 4475 м².

Таблица 4.6 – Результаты расчетов модели при разливе 100 т нефти за 1,69 ч

Сценарий	Площадь загрязнения, м ²					Объем нефти, отфильтрованной грунтом, м ³				
	По прошествии времени, ч.				Макс.	По прошествии времени, ч.				Макс.
	1	3	5	10		1	3	5	10	
Г1-100	1096	2593	3189	3940	4475	4	10	13	16	18
Г2-100	1087	2350	2716	3227	3585	6	25	31	38	43
Г3-100	1087	2287	2413	2741	2995	6	36	46	54	59
Т1-100	837	1579	1755	1929	1964	23	60	69	77	78
Т2-100	837	1062	1177	1229	1248	24	87	92	99	100
Т3-100	837	519	624	698	1174	24	110	111	113	113
Т4-100	837	366	24	24	1174	24	118	121	121	121
Т5-100	837	366	0	0	1174	24	118	121	121	121
П1-100	666	1271	1384	1499	1522	31	74	83	91	92
П2-100	610	805	862	875	892	39	97	102	10	108
П3-100	610	215	553	581	708	39	110	112	114	115
П4-100	610	39	44	48	708	39	121	121	121	121
П5-100	610	0	0	0	708	39	121	121	121	121

На рисунке 4.3 представлен график площади загрязнения при разливе 100 т нефти за 1 минуту на торфяном грунте (рис. 4.3, а) с нефтеемкостью от 0,1 до 0,5 (сценарии Т1-100Г – Т5-100Г), на глинистом грунте (рис. 4.3, б) с нефтеемкостью от 0,04 до 0,2 (сценарии Г1-100Г – Г3-100Г), на песчаном грунте (рис. 4.3, в) с нефтеемкостью от 0,06 до 0,3 (сценарии П1-100Г – П5-100Г).

Результаты расчетов сценариев Т1-100Г – Т5-100Г и П1-100Г – П5-100Г по характеру распространения нефтяного пятна схожи с соответствующими разливами 100 т нефти за 1,69 часов. Отличием является то, что количество впитавшейся в грунт нефти увеличилось по причине большей площади, задействованной в процессе фильтрации. Максимальный радиус загрязнения в этих сценариях достигается через 30 минут после начала разлива.

В четырех из пяти случаях с песчаным грунтом и в трех из пяти с торфяным, вся разлившаяся нефть впиталась в грунт, тогда как в сценариях предыдущей группы, на торфяном и песчаном грунтах этот показатель составил два из пяти в обоих случаях. Это можно объяснить резким скачком площади

загрязнения на первых этапах разлива, и тем самым процесс фильтрации происходил на большой площади более длительное время.

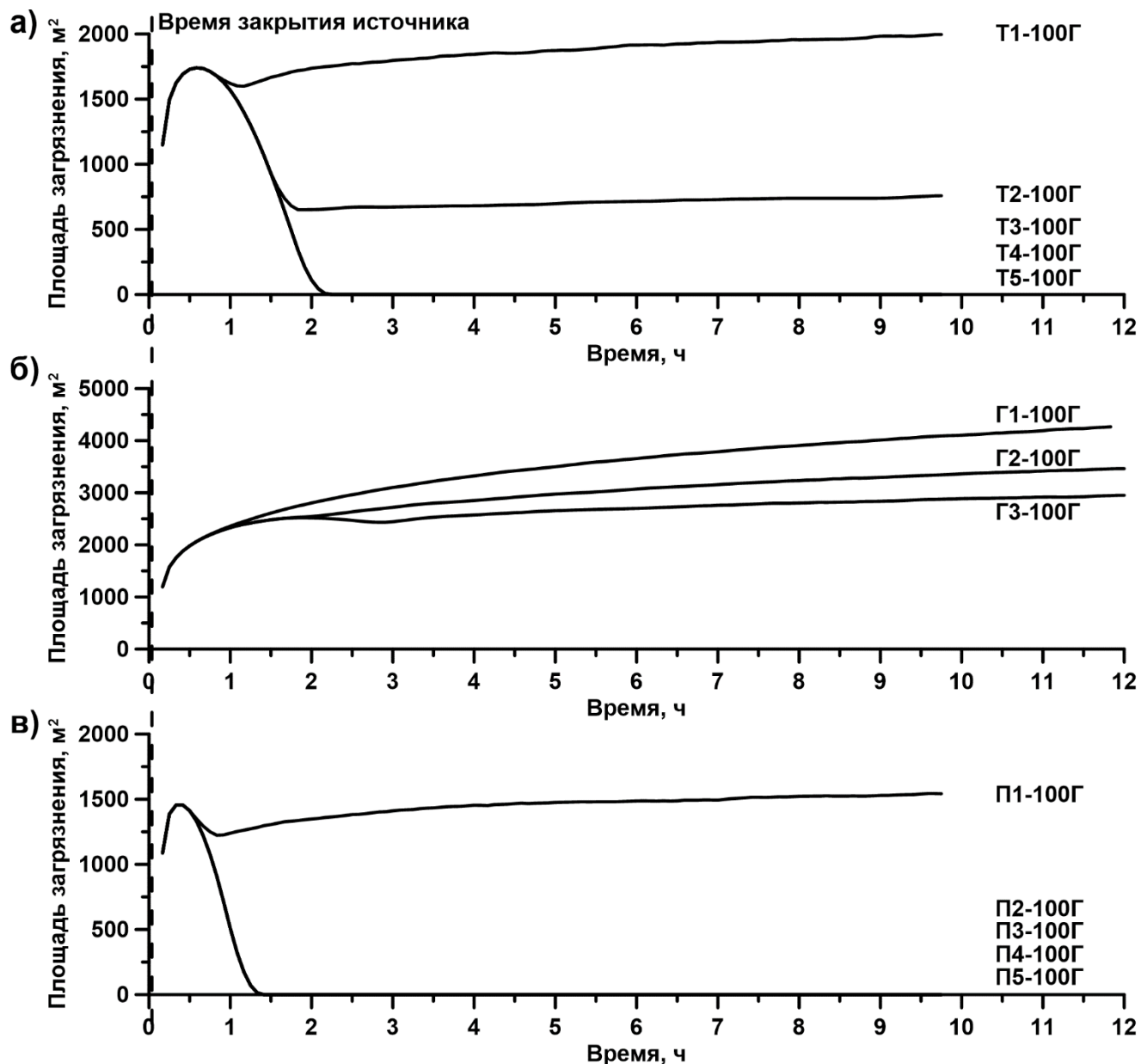


Рисунок 4.3 – График площади загрязнения при разливе 100 т за 1 минуту на торфяном (а), глинистом (б) и песчаном (в) грунтах.

На рисунке 4.4 представлен график объемов отфильтрованной грунтом нефти, при разливе 100 т нефти за 1 минуту на торфяном грунте (рис. 4.4, а) с нефтеемкостью от 0,1 до 0,5 (сценарии Т1-100Г – Т5-100Г), на глинистом грунте (рис. 4.4, б) с нефтеемкостью от 0,04 до 0,2 (сценарии Г1-100Г – Г3-100Г), на песчаном грунте (рис. 4.4, в) с нефтеемкостью от 0,06 до 0,3 (сценарии П1-100Г – П5-100Г).

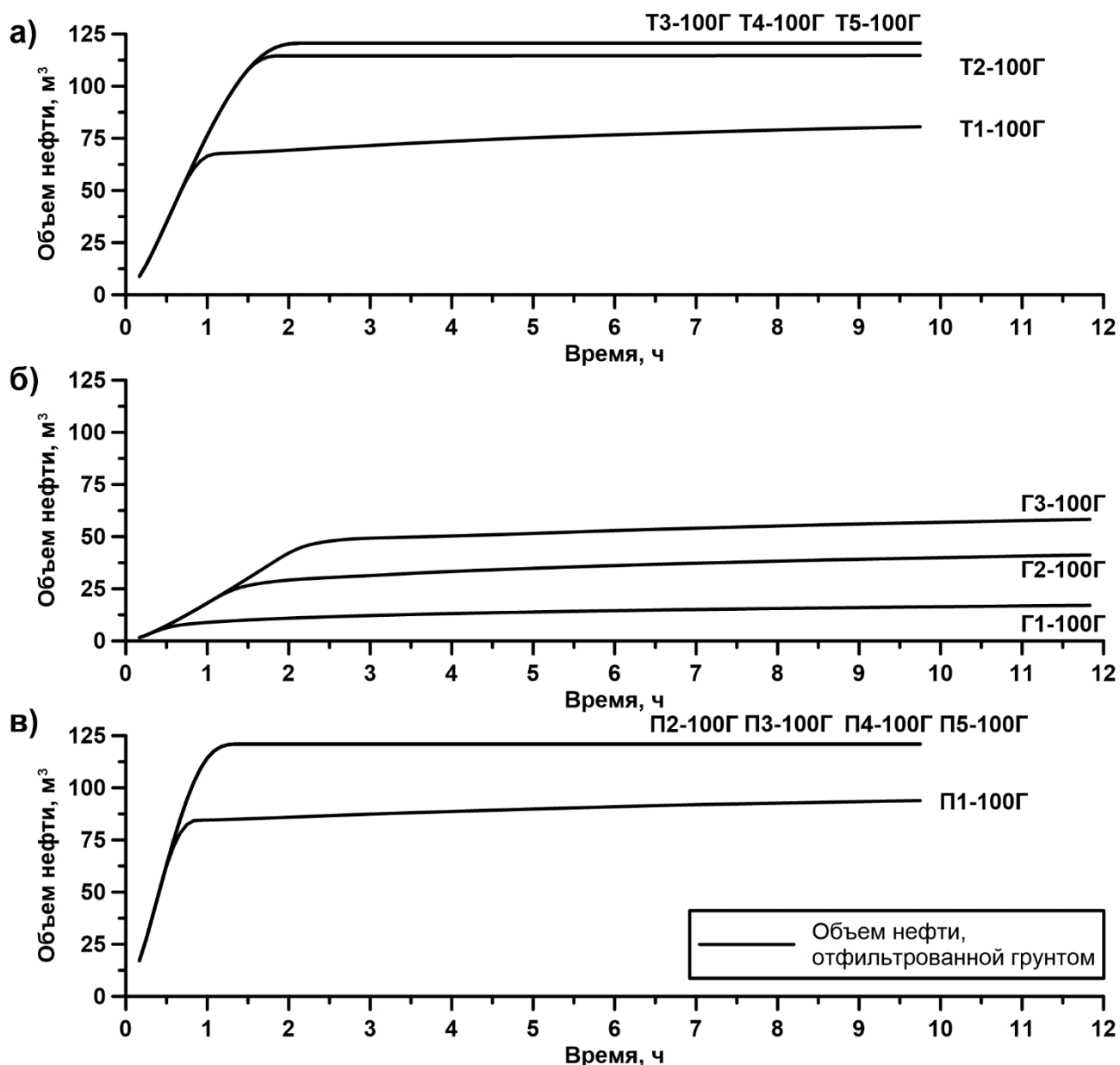


Рисунок 4.4 – График впитавшейся в грунт нефти, при разливе 100 т 1 минуту на торфяном (а), глинистом (б) и песчаном (в) грунтах.

В сценариях Г1-100Г – Г3-100Г (рис. 4.3, б; рис. 4.4, б), на площадь пролива и объем отфильтрованной нефти, столь значительное увеличение скорости её истечения из источника, практически не повлияло. Ввиду низкой проницаемости и нефтеемкости глинистых грунтов быстрое распространение нефтяной пленки в начале процесса, а как следствие увеличение площади фильтрующего грунта, существенно не повлияло на количество впитавшейся нефти.

Процесс испарения нефти в случае с глинистыми грунтами будет продолжаться ещё долгое время, но уже не внесет существенных изменений в

площадь загрязнения. Необходимо отметить, что нефтеемкость в данной группе сценариев вносит значительно меньший вклад в увеличение площади загрязнения.

В таблице 4.7 сведены результаты расчетов модели при разливе 100 т нефти за 1 минуту для торфяных, песчаных и глинистых грунтов. При таком быстром разливе большого количества нефти значительно увеличилась площадь загрязнения с 708 до 1528 м², в сравнении с разливом 100 т нефти за 1,69 часов. За счет этого диапазон изменения площадей в данной группе сценариев изменился до 1528-4560 м².

Таблица 4.7 – Результаты расчетов модели при разливе 100 т нефти за 1 минуту

Сценарий	Площадь загрязнения, м ²					Объем нефти, отфильтрованной грунтом, м ³				
	По прошествии времени, ч.				Макс.	По прошествии времени, ч.				Макс.
	1	5	10	15		1	5	10	15	
Г1-100Г	2361	3508	4098	4486	4560	9	14	16	18	18
Г2-100Г	2343	2973	3367	3592	3682	18	35	40	43	44
Г3-100Г	2343	2653	2890	3018	3088	18	52	57	60	61
Т1-100Г	1580	187	1994	2068	2104	67	75	81	84	85
Т2-100Г	1571	698	761	795	1780	77	115	115	115	115
Т3-100Г	1571	0	0	0	1780	77	121	121	121	121
Т4-100Г	1571	0	0	0	1780	77	121	121	121	121
Т5-100Г	1571	0	0	0	1780	77	121	121	121	121
П1-100Г	1234	1479	1533	1580	1598	85	95	94	97	97
П2-100Г	525	0	0	0	1528	116	121	121	121	121
П3-100Г	525	0	0	0	1528	116	121	121	121	121
П4-100Г	525	0	0	0	1528	116	121	121	121	121
П5-100Г	525	0	0	0	1528	116	121	121	121	121

Это можно объяснить следующим образом – при быстром истечении нефти разлив имеет намного большую площадь инфильтрирующей поверхности уже на его начальной стадии, и при достаточных значениях проницаемости и нефтеемкости грунта вся нефть может просочиться в него. Также при таком быстром развитии разлива нефти, уменьшить ущерб природной среде, путем быстрого реагирования на аварию является сложной задачей.

На рисунке 4.5 представлен график площади загрязнения, при разливе 100 т нефти за 12 часов на торфяном грунте (рис. 4.5, а) с нефтеемкостью от 0,1 до 0,5 (сценарии Т1-100Д – Т5-100Д), на глинистом грунте (рис. 4.5, б) с нефтеемкостью от 0,04 до 0,2 (сценарии Г1-100Д – Г3-100Д), на песчаном грунте (рис. 4.5, в) с нефтеемкостью от 0,06 до 0,3 (сценарии П1-100Д – П5-100Д).

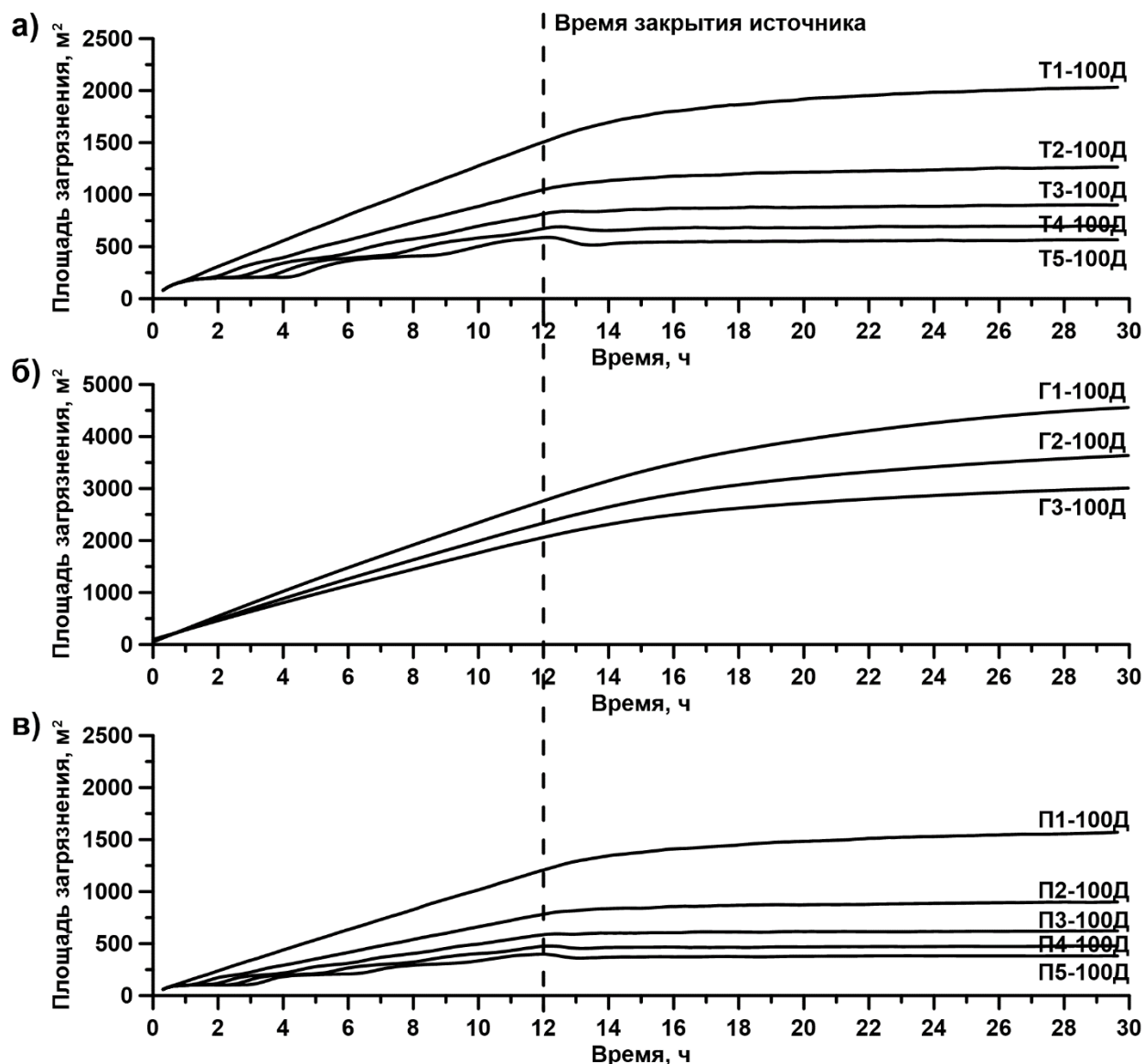


Рисунок 4.5 – График площади загрязнения при разливе 100 т за 12 часов на торфяном (а), глинистом (б) и песчаном (в) грунтах.

На рисунке 4.6 представлен график объемов разлившейся и отфильтрованной грунтом нефти при разливе 100 т нефти за 12 часов на торфяном грунте (рис. 4.6, а) с нефтеемкостью от 0,1 до 0,5 (сценарии Т1-100Д –

Т5-100Д), на глинистом грунте (рис. 4.6, б) с нефтеемкостью от 0,04 до 0,2 (сценарии Г1-100Д – Г3-100Д), на песчаном грунте (рис. 4.6, в) с нефтеемкостью от 0,06 до 0,3 (сценарии П1-100Д – П5-100Д).

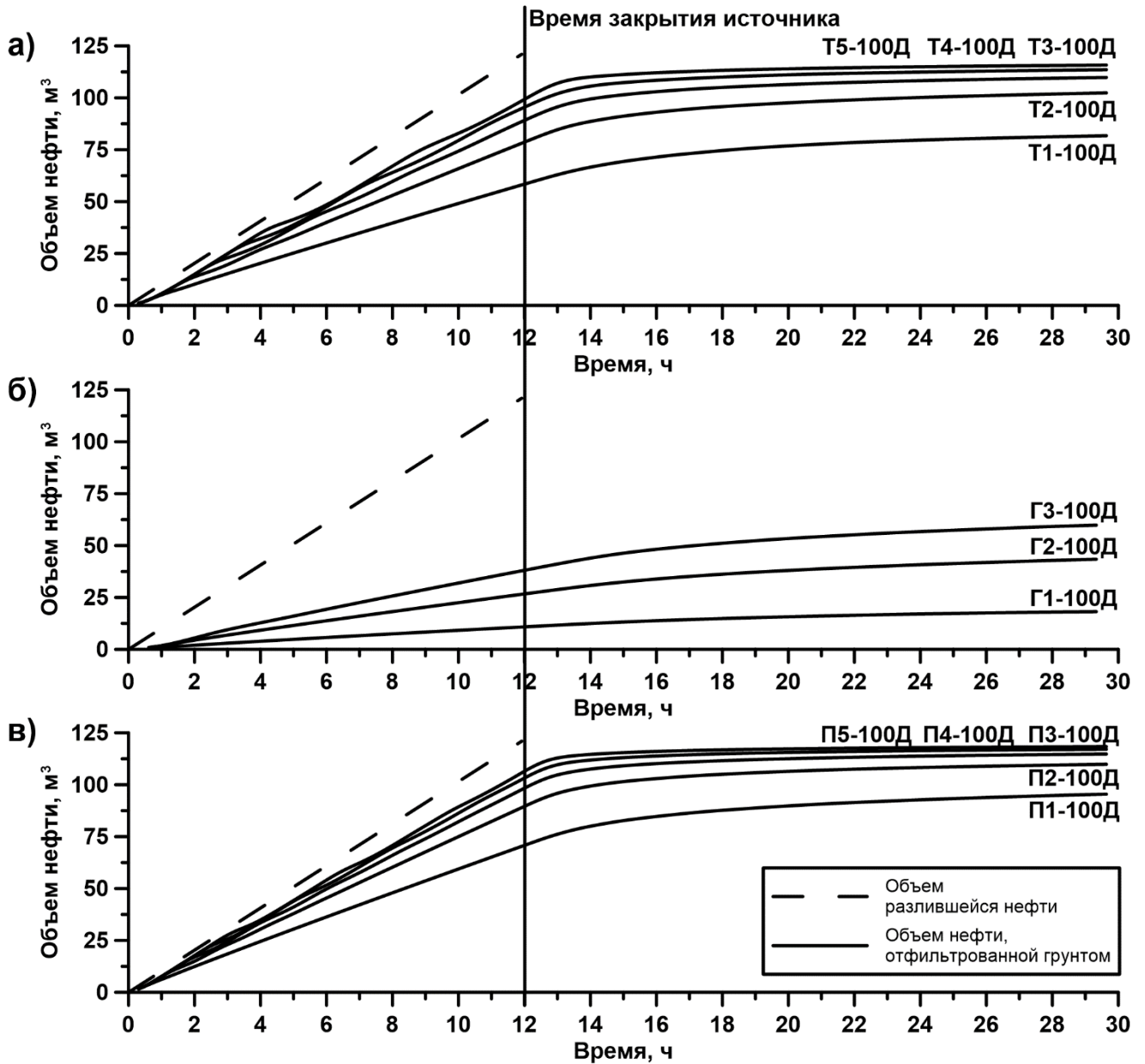


Рисунок 4.6 – График разлившейся и впитавшейся в грунт нефти, при разливе 100 т за 12 ч на торфяном (а), глинистом (б) и песчаном (в) грунтах.

При таком режиме истечения нефти (100 т за 12 часов) площадь загрязнения для торфяных грунтов (сценарии Т1-100Д – Т5-100Д) плавно возрастает относительно заданной нефтеемкости. Колебания на графиках связаны с балансом растекания и фильтрации нефти в грунт, которая растекаясь, запускает

процесс фильтрации на новых участках грунта. Свой вклад в колебания вносит также дискретность алгоритма расчета модели, но он не является значимым.

Для песчаных грунтов (рис 4.5, в) характер изменения площади загрязнения схож с торфяными. Отличия по площади составляют в среднем 30%, по причине большей скорости впитывания и глубины проникновения нефти у песчаных грунтов. В сценариях Г1-100Д – Г3-100Д (рис. 4.5, б) площадь загрязнения увеличивалась равномерно, по мере истечения нефти, но в сравнении с предыдущими сценариями существенно не изменились.

В таблице 4.8 сведены результаты расчетов модели при разливе 100 т нефти за 12 часов для торфяных, песчаных и глинистых грунтов.

Таблица 4.8 – Результаты расчетов модели при разливе 100 т нефти за 12 часов

Сценарий	Площадь загрязнения, м ²					Объем нефти, отфильтрованной грунтом, м ³				
	По прошествии времени, ч.				Макс.	По прошествии времени, ч.				Макс.
	1	5	15	30		1	5	15	30	
Г1-100Д	307	1256	3322	4560	4598	1	5	13	18	18
Г2-100Д	291	1083	2779	3641	3677	2	12	32	44	44
Г3-100Д	291	975	2426	3022	3061	2	16	46	60	60
Т1-100Д	172	679	1761	2035	2048	5	25	69	82	82
Т2-100Д	174	487	1161	1265	1276	6	33	91	102	103
Т3-100Д	174	388	859	597	913	6	38	101	110	110
Т4-100Д	174	360	375	694	710	6	39	107	114	114
Т5-100Д	174	283	542	565	602	6	41	110	116	116
П1-100Д	136	539	1374	1579	1586	6	30	83	96	96
П2-100Д	105	354	843	905	909	8	38	102	110	110
П3-100Д	105	275	603	623	631	8	41	109	115	115
П4-100Д	105	211	466	477	489	8	44	113	117	117
П5-100Д	105	198	378	380	412	8	44	115	118	118

Необходимо отметить, что длительное истечение нефти с невысоким расходом дает самый большой диапазон изменения площади загрязнения: от 412 до 4598 м². Но в тоже время характер истечения для различных грунтов практически не отличается, то есть скорость проникновения нефти в грунт не

оказывает большого влияния, так как процесс фильтрации происходит значительно дольше.

В таблице 4.9 представлены результаты расчетов всех сценариев. Общий диапазон изменения площади загрязнения при разливе 100 т нефти, в зависимости от характеристик грунта и характера истечения нефти, изменяется от 412 до 4560 м². Необходимо отметить, что это согласуется с рассмотренными методиками (таблица 2.1), по которым площадь загрязнения составляет от 610 до 3954 м².

Сравним результаты расчетов по типам грунтов. Для глинистых грунтов изменение расхода источника не оказало заметного влияния на площадь загрязнения, в то время как увеличение нефтеемкости грунта привело к увеличению площади загрязнения в полтора раза.

Таблица 4.9 – Сравнение результатов расчетов

Сценарий	Площадь загрязнения, м ²			Объем впитавшейся нефти, м ³		
	<i>100Д</i>	<i>100</i>	<i>100Г</i>	<i>100Д</i>	<i>100</i>	<i>100Г</i>
<i>Г1</i>	4598	4475	4560	18	18	18
<i>Г2</i>	3677	3585	3682	44	43	44
<i>Г3</i>	3061	2995	3088	60	59	61
<i>Т1</i>	2048	1964	2104	82	78	85
<i>Т2</i>	1276	1248	1780	103	100	115
<i>Т3</i>	913	1174	1780	110	113	121
<i>Т4</i>	710	1174	1780	114	121	121
<i>Т5</i>	602	1174	1780	116	121	121
<i>П1</i>	1586	1522	1598	96	92	97
<i>П2</i>	909	892	1528	110	108	121
<i>П3</i>	631	708	1528	115	115	121
<i>П4</i>	489	708	1528	117	121	121
<i>П5</i>	412	708	1528	118	121	121

Для торфяных и песчаных грунтов скорость истечения нефти оказала значительное влияние на площадь загрязнения, чем выше была нефтеемкость, тем более существенный вклад оказала скорость истечения нефти. Если в сценариях Т1 и П1 площадь загрязнения близка независимо от скорости истечения, то в сценариях Т5 и П5 отличается в 3 раза и более. Нефтеемкость в случае истечения 100 т нефти за 12 и 1,69 часов, внесла существенный вклад, тогда как в случае

разлива 100 т нефти за 1 минуту, оказала небольшое влияние. Все эти факты, так или иначе, связаны с порогом насыщения грунта нефтью.

Разлив 100 т нефти является наиболее вероятным сценарием, но не единственно возможным, иногда случаются и более крупные разливы. Наиболее крупным из них за всю историю нефтедобывающей отрасли является разлив в Мексиканском заливе на платформе глубоководного бурения Deep Horizon, когда в океан разлилось 600-780 тыс. т. нефти [Беленицкая, 2011]. Наиболее крупная авария на суше произошла на месторождении Тенгиз в Казахстане в 1985 году, работы по прекращению разлива заняли более одного года, за этот период по некоторым оценкам разлилось 3500-5000 тыс. т нефти [Беленицкая, 2011].

Поэтому для всесторонней оценки гидродинамической модели необходимо рассмотреть и более крупные разливы нефти. В работе были проведены расчеты для разливов 100/1000/5000/10000 тонн нефти в течение 24 ч, для двух сценариев. В первом рассматривался торфяной грунт с максимальной нефтеемкостью (слаборазложившийся торф с минимальной обводнённостью), во втором – глинистый грунт с минимальной нефтеемкостью (плотный глинистый грунт с высокой обводнённостью), которые можно рассматривать как предельные оценки «снизу» и «сверху». Это позволило получить диапазон возможных оценок площадей разливов, а также эмпирическую зависимость радиуса разлива нефти от её количества для «грубой» оценки площади загрязнения. На рисунке 4.7 представлены полученные зависимости, аппроксимированные следующим выражением:

$$R = A \cdot \ln^2(x) + B \cdot \ln(x) + C, \quad (4.1)$$

где: R – радиус разлива, м;
A, B, C – константы;
x – количество разлившейся нефти, т.

Полученная нелинейная зависимость аппроксимирует результаты моделирования с коэффициентом детерминации 0,99.

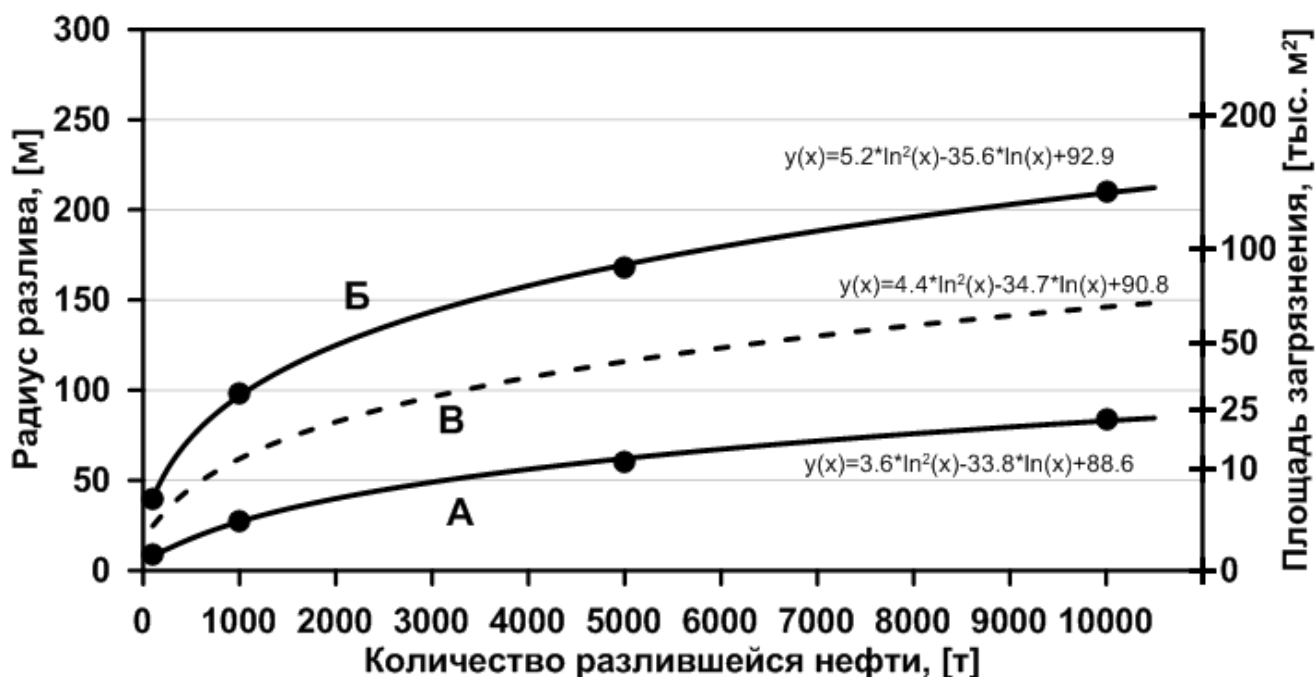


Рисунок 4.7 – График зависимости радиуса разлива от количества пролившейся нефти (А, Б – результаты расчетов для грунтов с максимальной и минимальной впитывающей способностью, соответственно; В – кривая построенная по средним значениям первых двух случаев).

Выводы к главе 4:

По результатам численных экспериментов определено, что разлив 100 т нефти при различных условиях может загрязнить от 412 до 4598 м² поверхности суши. Получена зависимость площади нефтяного загрязнения от объема разлившейся нефти, для грунтов с различной нефтеемкостью. Так, согласно результатам расчетов, разлив 10 тыс. т нефти может загрязнить площадь от 22 до 139 тыс. м².

Разлив 10 тыс. т нефти за 24 ч. может создать загрязнение площадью от 22 до 139 тыс. м². Такие большие различия между верхней и нижней границей позволяют сделать вывод о том, что нефтеемкость грунта вносит наиболее значимый вклад в пространственные масштабы разливов.

Разработанная гидродинамическая модель хорошо отражает все основные физико-химические процессы, происходящие при разливах нефти. При оценке пространственно-временных масштабов загрязнения наибольшую важность имеет

совокупность характеристик грунта, нефти и источника разлива. Режим истечения нефти из источника является важной характеристикой для расчетов, так как разлив одинакового количества нефти за различное время может показывать существенно различающиеся результаты по площади загрязнения в зависимости от типов грунтов.

ГЛАВА 5. ПРИМЕНЕНИЕ МОДЕЛИ РАЗЛИВОВ НЕФТИ НА СУШЕ НА ПРАКТИКЕ

В данной главе рассматриваются возможности применения разработанной модели на практике. В первом случае представлен сценарий разлива нефти в зоне приливной осушки, описывающийся синтезом двух моделей – разливов нефти на поверхности суши и диффузии примесей в воде. В рамках данного сценария проведен эксперимент, результаты которого используются, в том числе для верификации модели.

Другой областью применения данной модели является географо-экологическое районирование по степени негативного влияния разливов нефти на природную среду. Аппробация данного метода проведена для территории Ненецкого автономного округа, и, более детально для трассы нефтепровода Южное Хыльчюю – Варандей, расположенного в том же регионе.

5.1 Моделирование разлива нефти в зоне приливной осушки Арктических морей.

На территории Российской Арктики максимальная интенсивность по освоению углеводородных месторождений в настоящее время наблюдается в её западном секторе, который включает в себя три моря – Баренцево, Белое и Карское. Для сохранения их экосистем крайне необходимо знать возможные негативные последствия этого вида хозяйственной деятельности, особенно, в случае аварийных утечек нефти и нефтепродуктов. Их оценка и прогнозирование, в том числе, с привлечением модельных расчетов, требует обязательного учета природной специфики исследуемой территории.

Одной из специфических черт природных условий вышеуказанных морей является наличие хорошо развитых приливных явлений, генерируемых

движением луны и солнца. Наибольшей величины прилив достигает в прибрежных районах и, особенно, в устьях рек в западных районах Баренцева моря и в северной части Белого моря. Здесь средняя величина прилива обычно составляет 2,6 – 6,4 метров, а его максимальная величина может достигать 9 метров. По мере продвижения на восток этот параметр снижается и в Печорском море он в среднем составляет около 1 метра. В рассматриваемом регионе наблюдается полусуточный тип прилива с наличием в течение суток двух полных вод (наибольшего уровня воды) и двух малых вод (наименьшего уровня воды). Помимо полусуточной гармоника в колебаниях уровня воды здесь хорошо прослеживаются суточный и полумесячный (квадратурно-сизигийный) циклы [Лещев, Хоменко и др., 2015; Лещев, Коробов и др., 2015; Коробов, 2015; Лещев и др., 2017; Мискевич, 2018; Суздальский, 1974].

В прибрежных районах, включая устья рек, с наличием прилива более 1,5 – 2,0 метра формируются обширные приливные осушки, ширина которых чаще всего составляет сотни метров, но иногда может достигать нескольких километров. Однако, и при малой величине прилива (0,5 – 1 метр), но в условиях низменных приморских территорий осушки могут получать значительное развитие.

В устьевых областях рек для зон осушек, как правило, наиболее характерны илистые и илисто-глинистые (связанные) отложения, для участков, удаленных от устьев рек – песчаные, реже, гравийные отложения. Возрастание высоты прилива влечет за собой увеличение скоростей приливо-отливных течений, которые могут достигать 0,5 – 1,5 м/с и даже более. Подобные скорости вызывают взмучивание донных отложений, в первую очередь, илистых, поэтому в устьях рек и на граничащих с ними участках моря могут наблюдаться аномально высокие концентрации взвесей. Под ними понимаются величины, которые на которые на 2 – 3 порядка и более превышают их максимальные значения, характерные для речных и морских вод на участках, примыкающим к устьевым взморьям рек. Например, в вершине Мезенского залива Белого моря они могут достигать

10000 – 13000 мг/дм³ [Демиденко Н.А., 2009], в эстуарии р. Чёши в Чёшской губе Баренцева моря – 1000 – 4000 мг/дм³ [Мискевич, 2017; Лохов, Мискевич, 2015а].

Кроме этого, при оценке поведения нефти в морских экосистемах арктических районов необходимо учитывать специфику их гидрометеорологических параметров, в первую очередь, наличие низких температур воздуха и воды и хорошо развитых ледовых явлений [Губайдуллин, 2012].

К сожалению, моделирование (прогнозирование) поведения нефти, в том числе при возникновении аварийных ситуаций на периодически осыхаемых и периодически заливаемых морскими водами прибрежных участках, не получило должного развития, в отличие от чисто морских акваторий.

В то же время моделирование и оценочные расчёты распространения нефти по морской акватории при аварийных разливах показывают, что именно прибрежные участки являются одними из наиболее поражаемых объектов [Айбулатов, 1993; Арский, 1996; Коробов, 2004; Ружникова, 2017; Фащук, 2003]. При этом наиболее уязвимыми являются устьевые области, куда нефть попадает как со стороны моря, так и со стоком речных вод [Немировская, 2013; Немировская, 2007].

Наиболее сложным сценарием поведения аварийной нефти на границе суши с морем является её разлив в зоне приливной осушки на обезвоженном участке (на «суше») перед его последующем затоплении морскими (устьевыми) водами. В случае попадания нефти на залитую водой приливную осушку, расчет её миграции в водной среде с соответствующими потерями на граничных средах следует проводить по уже апробированным расчетным алгоритмам, которых разработано достаточно много. В частности, можно воспользоваться рекомендациями, приведенными в монографии ГОИН [Грузинов, 2012]. В данной ситуации расчетная имитация поведения нефти, которая периодически оказывается то на суше, то в воде с сильно меняющимся объемом (глубиной), требует специализированного подхода.

Для численной оценки масштабов распространения нефтяного пятна на обезвоженном участке используется разработанная модель распространения нефти на поверхности суши. Любая математическая модель требует верификации, с целью проверки выполнения законов в реальной среде. Её можно провести путем лабораторного или натурного эксперимента. Воспроизвести в лаборатории все условия нефтяного разлива чрезвычайно сложно, так как существует большое количество факторов, влияющих на разлив. Эксперимент в природной среде с сырой нефтью, также не представляется возможным, так как будет нанесен ущерб окружающей среде.

Решить данную проблему можно симитировав нефть другой вязкой жидкостью, которая не нанесет существенного ущерба. Такой жидкостью, например, является растительное масло. Было выбрано подсолнечное масло плотностью 920 кг/м^3 и вязкостью $72,7 \text{ сСт}$, которое по характеристикам соответствует сырой нефти средней тяжести. Вязкость масла была измерена в «Инновационно-технологическом центре арктических нефтегазовых лабораторных исследований» Института нефти и газа Северного Арктического Федерального Университета имени М.В. Ломоносова в соответствии с [ГОСТ Р 55475-2013].

Эксперимент с «квазиразливом нефти» был проведен в зоне приливной осушки в Кяндской губе Онежского залива Белого моря ($64^{\circ}16,637'$ с.ш. $37^{\circ}58,458'$ в.д.), которая относится к устьевому взморью мезоприливного устья реки Кянда (Рисунок 5.1). Ширина приливной осушки в этой губе колеблется в диапазоне $0,1 - 1,8 \text{ км}$. Данный водный объект является полигоном для проведения многолетних натурных наблюдений СЗО ИО РАН [Мискевич и др., 2015]. Грунт осушки на исследуемом участке был представлен сильнообводненным среднезернистым песком. Галофитная растительность на нём отсутствовала [Лохов, Мискевич, 2015б].

При выборе места проведения эксперимента рассматривались два объекта на Белом море – река Северная Двина с величиной приливов $1 - 1,2 \text{ метра}$, и река Кянда, Онежского залива. Для обеих рек характерно наличие зон приливных

осушек [Люция Белого моря, 2006], и актуальна опасность возникновения аварийных разливов нефти на них. Река Северная Двина также является многолетним полигоном исследований СЗО ИО РАН, в которых автор принимал непосредственное участие [Лещев, Коробов и др., 2015]. По результатам анализа условий эксперимента была выбрана река Кянда, так как она имеет более пологие осушки с отсутствующей растительностью.



Рисунок 5.1 – Фотография участка, на котором проводился эксперимент, по прошествии 30 минут.

В ходе проведения эксперимента было разлито 10 литров растительного масла за 6 минут 30 секунд, исходя из этого, расход источника равен $2,56 \times 10^{-5}$ м³/с. Общее время наблюдения составило 2 часа 20 минут.

Несмотря на тщательный подбор места, найти ровную горизонтальную поверхность необходимой площади не представлялось возможным. В первые 10 минут разлива форма пятна изменялась от окружности, с центром в точке источника разлива, к эллипсу с источником в верхнем, по направлению уклона,

фокусе. До закрытия источника образовалась достаточно толстая пленка толщиной порядка 1 см, которая впоследствии растекалась.

Спустя 10 минут после начала разлива площадь пятна составила $\approx 2,3 \text{ м}^2$, и в дальнейшем увеличивалась уже с намного меньшей скоростью. Через 30 минут после начала разлива пятно представляло из себя эллипс размером 1,8 на 3,6 метра, чья площадь составила $\approx 5 \text{ м}^2$. В последующие 2 часа площадь основного пятна была практически неизменна.

Для вычислительного эксперимента использовалась разработанная гидродинамическая модель с учетом трех основных процессов, а также переменной по времени вязкости. В Таблице 5.1 приведены результаты натурального и вычислительного эксперимента, а именно, площади нефтяной пленки по прошествии трех различных промежутков времени.

Таблица 5.1 – Результаты расчета разливов флюида на обезвоженном участке, объемами 10 и 20 литров

Эксперимент	Объем разлившегося флюида, л	Площадь разлива спустя		
		10 минут, $S_1, \text{ м}^2$	30 минут, $S_2, \text{ м}^2$	2 часа, $S_3, \text{ м}^2$
Натурный	10	2,3	5	5
Вычислительный	10	2,7	3.8	4.7
	20	4.3	6.4	8.6

Различия между результатами натурального и вычислительного экспериментов для объема разлива в 10 литров нефти имеют место, однако, для решения ряда прикладных задач их можно считать несущественными. Они имеют свое объяснение. На площадь разлива повлиял следующий процесс – вода с приливной осушки уходит достаточно медленно, и остаются небольшие лужицы, постепенно стекающиеся в локальные понижения рельефа. При смешивании воды с маслом образуется эмульсия, и в виде этой эмульсии масло может перемещаться значительно быстрее, чем по поверхности без скоплений воды. При проведении эксперимента, часть масла попала в микроручеек и переместилась на расстояние 5 – 8 метров от основного пятна. Учитывать данное явление в модели

нецелесообразно, так как при изменении объемов разлива, количество перемещающейся таким образом нефти будет незначительно.

В месте проведения эксперимента, на песке четко выделялся волновой рисунок, его высота составляла 1 – 2 см. При больших масштабах разлива такие микронеровности рельефа не вносят значительных изменений, но при масштабах эксперимента, с разливом 10 литров флюида, могут оказать влияние.

Процесс фильтрации не внес значительного влияния, так как глубина проникновения масла в грунт составила менее 1 мм. Это связано главным образом с высокой обводненностью, другой причиной является наличие в верхнем слое грунта градиента минерализации, образующегося под влиянием периодического заливания приливной осушки солеными морскими водами с содержанием солей в 10 – 25 г/дм³. За счет этого процесса идет засоление верхнего слоя донных отложений на глубину единицы-десятки сантиметров, но одновременно идет эпизодическое опреснение его приповерхностного слоя при выпадении дождевых осадков. Накопление солей в верхних слоях донного грунта достигает своего максимума осенью, однако при установлении ледового покрова начинает наблюдаться обратный процесс. Это происходит за счет периодической изменчивости высоты прилива. Лед на отливе ложится на приливную осушку, вызывая примерзание к нему верхнего слоя донных отложений, а затем на приливе он всплывает, вызывая деформацию их вертикальной структуры донного грунта и их промывку морскими водами. Данное явление, в частности, вызывает появление зимой аномально высокой солености морских вод (до 38 – 40 ‰) в прибрежных зонах приливных морей западного сектора российской Арктики при уровне океанской солености 35 ‰ [Мискевич, 1987]. Весной процесс распреснения донных отложений в устьях рек и на прибрежном мелководье может продолжаться за счет поступления в море паводковых речных вод.

Таким образом, наличие в верхних слоях донных отложений на приливной осушке вод высокой минерализации создает препятствие для вертикальной миграции нефти или нефтепродуктов. Их плотность составляет около 700 – 1000 кг/м³ при плотности приповерхностной грунтовой воды в 1010 – 1025 кг/м³ и

более. В данной ситуации, приоритет получает гравитационная миграция нефти в направлении уклона поверхности осушки к морю при его наличии. При попадании «сползающей» нефти в понижение (яму, ложбину и т.п.) происходит её аккумуляция на приливной осушке до прихода морской воды в фазу прилива.

При разливе нефти на горизонтальной поверхности приливной осушки в безводный период её распространение идет по пути диффузионного расширения нефтяного пятна. Фаза отлива в прибрежной зоне моря, как правило, составляет около 6 – 7 часов. В устьях рек она может возрасти до 8 – 11 часов. Таким образом, характерный период нахождения верхней половины приливной осушки без воды, где наиболее вероятен разлив нефти, при наличии береговой инфраструктуры, связанной с использованием нефти или нефтепродуктов, составляет около 3-х часов, на устьевых участках рек – около 2-х часов. В данном временном масштабе размер пятна нефти, согласно проведенным исследованиям, сначала начинает интенсивно возрастать, но потом он достигает квазистационарного уровня. Данная квазистационарность должна сохраняться в течение нескольких часов, т.е. подобное его состояние будет наблюдаться в дальнейшем в течение всей фазы отлива. Площадь пятна при этом составит: $S = \pi R^2$, где R – радиус пятна при его выходе на квазистационарный уровень. При наличии уклона участка в сторону морской акватории круглая форма пятна за счет гравитационной адвекции приобретает форму эллипса с площадью $S = \pi Rr$, где R – большая полуось эллипса, r – малая полуось эллипса при выходе размеров пятна на квазистационарный уровень.

Далее получаем, что нефтяное пятно с площадью S в фазу прилива будет залито морской водой. Одновременно при этом будет наблюдаться резкое взмучивание донных отложений приливной осушки, сопровождающееся сорбцией нефти на взвешенных частицах. Данное утверждение, в частности, подтверждается результатами проведенного эксперимента – при прохождении приливной волны на исследуемом участке большая часть масла преобразовалась в эмульсию, и лишь незначительная – образовала тонкую пленку на поверхности воды.

Влияние скоростей приливных течений на размыв донных отложений в морских прибрежных районах и их взмучивание сравнительно хорошо изучено. Оно, с учетом неоднородности дисперсности донных отложений, носит сложный нелинейный характер, при соблюдении общей тенденции к увеличению интенсивности взмучивания наносов при возрастании скорости течения. Наиболее ярко данный эффект возникает в начале фазы прилива (Рисунок 5.2), способствуя переходу нефти из верхних слоев донных отложений во взвешенное состояние в сорбционной форме с взмучиваемыми частицами донного грунта.

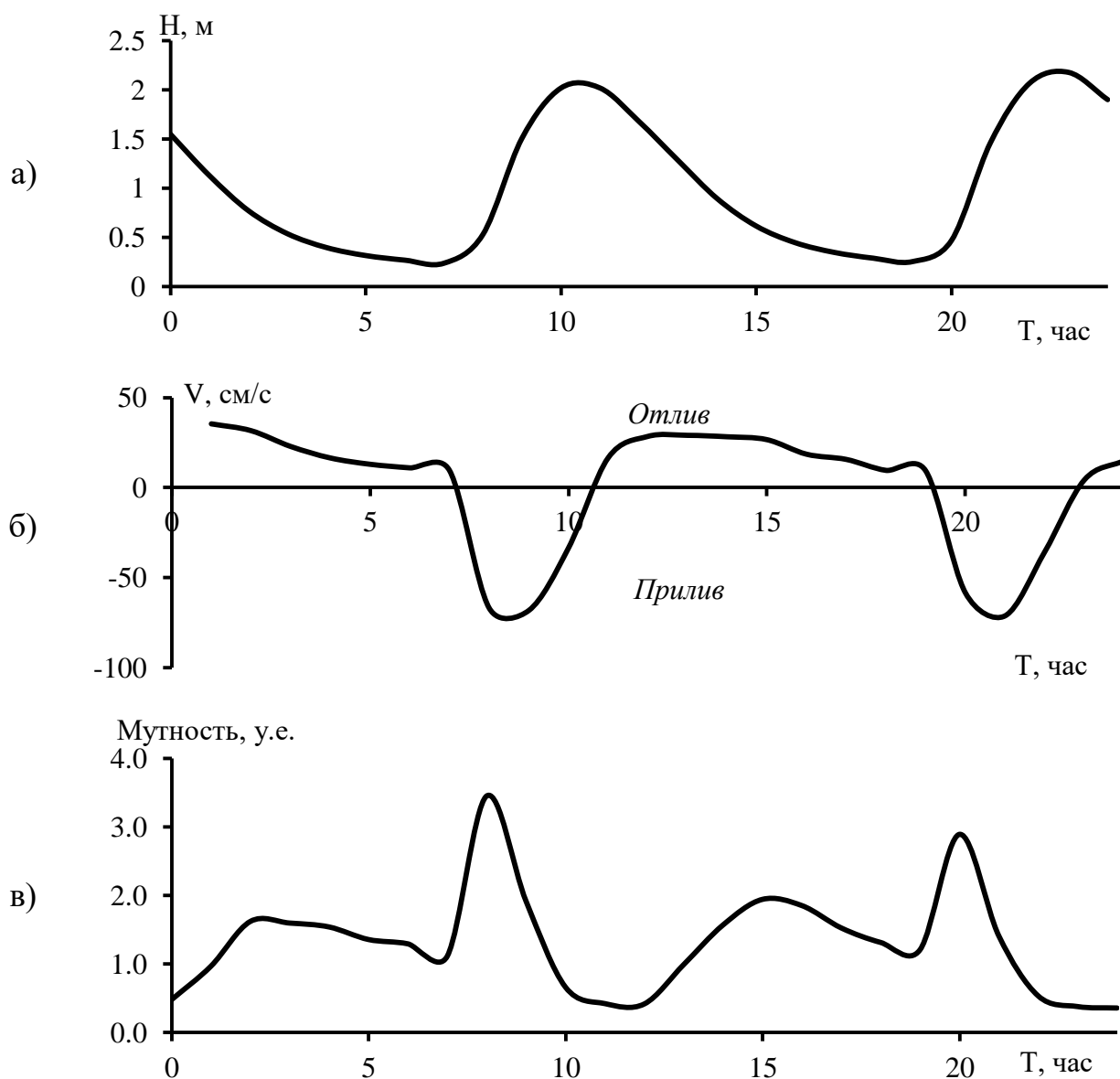


Рис. 5.2 – Короткопериодная изменчивость уровня воды (а), проекции скорости течения на ось водотока (б) и мутности (в) на створе 6 км выше морской границы устья р. Кянды 4 августа 2016 года

Для моделирования поведения нефти на фазе прилива, вступающей в контакт с морскими (устьевыми) водами в сорбированной на взвесах форме, можно воспользоваться моделью радиально-симметричной диффузии примеси, которая, в том числе, используется для расчета распространения аварийной нефти [Ниуль, 1978; Борисов, 1980]. Для наших условий целесообразно применить её вариант, модифицированной в Государственном океанографическом институте (ГОИН) для расчета рассеивания взвесей при операциях дампинга грунта. Он, в частности, рекомендуется для использования в условиях приливного моря [Гончаров, 1984; Борисов, 1988].

Модель радиально-симметричной диффузии примеси, имеет следующий вид:

$$C(R, t^*) = q \cdot e^{-\frac{R}{at^*}} e^{\left(\frac{Vt}{D}\right)} / 2\pi(\omega t^*)^2, \quad (5.1)$$

где q – суммарное количество взвешенного материала на единицу глубины в пределах толщины D ;

R – расстояние от центра пятна воды, загрязненного взвесями;

V – эффективная скорость осаждения частиц взвеси в слое толщиной D ;

ω – скорость диффузии.

В отличие от широко распространенных стандартных моделей адвективно-турбулентного переноса примесей в водных объектах рассматриваемая модель не использует постоянный коэффициент диффузии, применение которого в условиях течений с наличием сложной спектральной плотности [Борисов, 1980; Озмидов, 1986], например, таких, как в прибрежных районах приливного моря, некорректно.

В рассматриваемом варианте модели для учета квазимгновенного расширения пятна загрязненной воды до некоторого начального радиуса за счет энергии утечки взвеси расчет концентраций взвешенных веществ следует проводить для фиктивного времени t^* .

Оно связано с реальным временем, отсчитываемым от момента поступления взвешенного материала в водную среду, следующим соотношением:

$$t^* = (t_0 + t), t_0 = \frac{R_0}{\omega} 3^{0.5}, \quad (5.2)$$

где t_0 – отрезок времени, эквивалентный времени достижения начального радиуса R_0 при точечной аппроксимации поступления грунта в водную среду.

При этом полагается, что начальное распределение взвешенных веществ подчиняется нормальному закону Гаусса с дисперсией $\sigma^2 = R^2/3$ при $\sigma = \omega t$.

Решения уравнения (5.1) должны рассматриваться как некие средние характеристики для большого числа одинаковых ситуаций для оцениваемых операций по дноуглублению. Таким образом, их целесообразно использовать не для расчета мгновенных значений взвесей, а для вычисления осредненных интегральных параметров, описывающих процесс распространения взвешенных веществ после их вымывания из грунта. Для этой цели применяется следующий набор параметров:

1) Продолжительность существования изолинии нормативной концентрации (t_c). Данный параметр вычисляется с помощью формул:

$$t_c = t_c^* + t_0, \quad (5.3)$$

$$kt_c^* + 2 \ln t_c^* - a_1 = 0, \quad a_1 = \ln(q/2\pi\omega^2 C) + kt_0, \quad (5.4)$$

где C – значение исследуемой изолинии,
 $k = V/D$.

2) Интервал времени, необходимый для того, чтобы определенная изолиния достигла максимального развития (t_T). Этот параметр вычисляется по таким формулам:

$$t_T = t_T^* - t_0, \quad (5.5)$$

$$kt_T^* + 2 \ln t_T^* - a_2 = 0, \quad a_2 = \ln(q/2\pi\omega^2 C) + kt_0 - 2. \quad (5.6)$$

3) Максимально возможное удаление изолиний от центра пятна (R_T), рассчитываемое по формулам:

$$R_T = R(t_T^*) = (\ln(q/2\pi\omega^2 C) - 2 \ln t_T^* - kt_T^*)\omega \cdot t_T^*. \quad (5.7)$$

Уравнения (5.4), (5.6) и (5.7) решаются итерационными методами, например, по «правилу ложного положения».

В нашей ситуации необходимо рассматривать миграцию облака примеси, формируемого не при сбросе грунта сверху, а при взмучивании донных отложений с сорбированной на них нефтью. Тогда параметр V может интерпретироваться, как эффективная скорость взмучивания загрязненных частиц взвеси в слое толщиной D .

Далее, имея набор вышеупомянутых параметров, можно рассчитать продолжительность существования нормативной концентрации (изолинии) нефтяных углеводородов (t_c), интервал времени, необходимый для максимального развития этой концентрации (изолиния) (t_T) и максимально возможное удаление нормативной концентрации от центра пятна (R_T) при поступлении воды на приливную осушку. Здесь необходимо принимать во внимание, что речь идет о миграции пятна аварийной нефти только с приливным течением. В фазу отлива нефть, разлитая на приливной осушке, не будет контактировать с водой, пока не наступит фаза прилива. В прибрежной зоне приливное течение, как правило, ориентировано вдоль береговой полосы. При разливе нефти в устьевой области реки её пятно в фазу прилива будет мигрировать вверх по устьевому водотоку (вглубь эстуария).

Для учета дальности переноса пятна, загрязненного сверхнормативными концентрациями нефти с радиусом R_T , необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$L_{np} = t_c U_{np}, \quad (5.8)$$

где U_{np} - средняя скорость горизонтального переноса загрязненного пятна в фазу прилива.

Тогда максимальную площадь дна, над которым проходит объем воды, загрязненный сверхнормативными концентрациями нефтяных углеводородов, можно определить по формуле:

$$S_{np} = L_{np}(R_0 + R_T) + 0.5\pi(R_0 + R_T). \quad (5.9)$$

Затем объем воды, загрязненный сверхнормативными концентрациями нефти, можно рассчитать по следующему выражению:

$$W_{np} = S_{np} \cdot D. \quad (5.10)$$

В качестве примера реализации вышепредложенного подхода рассмотрим гипотетический сценарий разлива бензина на приливной осушке эстуария р. Кянды при минимальном уровне воды и на половине фазы прилива осенью при холодной погоде, когда испарение бензина минимально. Учитывая интенсивное использование этого устьевого водотока в рекреационных целях, здесь на приливной осушке может иметь место разлив бензина в объеме 10 или 20 литров. Это стандартные объёмы для бензобаков, используемых на моторных лодках. По крайней мере, вероятность подобного события хоть и мала, но не равна нулю.

Для моделирования последствий разлива вышеуказанного объема бензина был выбран створ *6 км выше морской границы устья р. Кянды*, на котором СЗО ИО РАН проводит многолетние комплексные исследования. Исходные данные для расчета масштабов распространения бензинового пятна в период сизигии для 2-х выбранных ситуаций указаны в таблице 5.1, а результаты соответствующих вычислений в таблице 5.2.

В таблице 5.2 параметр V был взят из расчета скорости изменения уровня воды от минимальной отметки до величины, соответствующей максимальной мутности, по данным, представленным на рисунке 5.2. Для 2-х фаз прилива такая скорость в среднем составит 0,2535 м/час или 0,00007 м/с. Необходимо заметить, что полученная величина близка к характерной скорости осаждения взвесей ($7,5 \times 10^{-5}$ м/с) в морской воде [Борисов, 1988]. В качестве нормативной концентрации C используем предельно допустимую концентрацию (ПДК) в воде нефти и нефтепродуктов для культурно-бытовых и хозяйственно-питьевых объектов водопользования равную 0,3 мг/дм³. Это обусловлено наличием опасности проникновения загрязненной воды на территорию деревни Кянды,

расположенной на удалении 5 км от створа разлива бензина. Плотность бензина возьмем равной плотности бензина марки АИ-92.

Таблица 5.2 – Исходные данные для расчета параметров дрейфа пятна загрязненной бензином воды в устье р. Кянды в фазу прилива

Параметр	Сценарии разлива бензина в объеме 10/20 литров	
	На нижней границе осушки при малой воде	На середине осушки при малой воде
Время, нахождения пятна без контакта с водой, час	0,5	2,0
S , м ²	3,8/4,7	6,4/8,6
ρ , кг/м ³	750	750
V , м/с	$7,0 \times 10^{-5}$	$7,0 \times 10^{-5}$
D , м	2	1
ω , м/с	0,014	0,014
U_{np} , м/с	0,35	0,35
C , мг/дм ³	0,3	0,3

Результаты соответствующих расчетов с использованием компьютерной модели для ведения итерационных расчетов приведены в таблице 5.3. В ней параметр R_0 определялся из формулы $R_0 = (S/\pi)^{0,5}$, в которой S - площадь пятна разлитого бензина к началу его контакта с морской водой на фазе прилива (таблице 5.2). Параметр q рассчитывался по формуле $q = \rho \times P/D$, в которой P - объем разлитого бензина.

Анализ полученных результатов показывает, что полный разлив бензина из стандартных лодочных бензобаков на рассматриваемом створе эстуария не несет угрозу для водопользователей в деревне Кянда. Дальность проникновения пятна со сверхнормативным содержанием нефтепродуктов не превысит 2-х км. Полученные данные, можно использовать и для оценки возможной гибели гидробионтов, т.е. для оценки рыбохозяйственного ущерба.

Предложенная схема расчета поведения нефти или нефтепродуктов в условиях смены параметров окружающей среды «с суши на воду» в прибрежных зонах и устьях рек приливных морей, разумеется, далека от идеала. Однако в отсутствии хорошо проработанных и апробированных вычислительных схем для

получения подобных оценок она может успешно использоваться для решения ряда прикладных задач, в том числе, связанных с выдвигением спецтехники для ликвидации последствий аварии.

Таблица 5.3 – Характеристика параметров рассеивания пятна, загрязненного бензином воды в устье р. Кянды в фазу прилива

Параметр	Сценарии разлива бензина	
	На нижней границе осушки при малой воде	На середине осушки при малой воде
Объем 10 литров		
R_0 , м	1,10	1,22
k , с ⁻¹	0,000035	0,000070
t_c , с	2978	3888
t_T , с	1104	1527
R_T , м	32	44
L_{np} , м	1043	1361
S_{np} , м ²	48080	61615
W_{np} , м ³	96160	61615
Объем 20 литров		
R_0 , м	1,43	1,65
k , с ⁻¹	0,000035	0,000070
t_c , с	4146	5257
t_T , с	1568	2131
R_T , м	45	61
L_{np} , м	1451	1840
S_{np} , м ²	67582	115319
W_{np} , м ³	135164	115319

Здесь необходимо подчеркнуть, что выполненный расчет поведения пятна аварийной нефти является «оценкой сверху», не обращая внимание на её «потери» (на процессы самоочищения) за счет действия различных факторов. Одним из них может быть улавливание нефтяных частиц с последующей их биодegradацией в зарослях водных галофитных растений, характерных для осушек эстуария р. Кянды. Но подобный подход распространен при решении прикладных задач в экологии, когда необходимо учитывать максимально возможную угрозу загрязнения водной экосистемы.

Следует также заметить, что одним из частных выводов настоящей работы является заключение о наиболее вероятной аккумуляции аварийной нефти в различных понижениях рельефа на приливной осушке по пути гравитационного сползания нефтяного пятна под уклон местности. В зависимости от их размеров и глубины можно предусмотреть наиболее эффективные меры для устранения угрозы высокого загрязнения окружающей среды. Для мелких понижений (0,3 – 0,5 м) с накопленной нефтью, возможно, наиболее приемлемым будет засыпка их чистым песком, например, с помощью бульдозера, учитывая возможность последующей почвенной биodeградации нефти с помощью морских червей [Самохина, 2017]. Для более глубоких образований, видимо, появляется необходимость изъятия загрязненного грунта. При этом используемые технические средства должны учитывать связность донных отложений, сорбирующих аварийную нефть. Необходимо отметить, что при проникновении её на обширную приливную осушку, покрытую мощными иловыми отложениями толщиной 1 – 2 метра и более, особенно при наличии дрейфующего льда, проблема изъятия загрязненного грунта в техническом аспекте становится крайне сложной проблемой.

5.2 Географо-экологическое районирование территорий по степени негативного воздействия потенциального разлива нефти

Географо-экологическое районирование по степени потенциального воздействия на природную среду необходимо, в первую очередь, для более эффективного разворачивания средств реагирования на аварийные разливы нефти, так как при возможности прогнозирования последствий аварии и выделения наиболее опасных участков, можно эффективнее решать задачи логистики, например – выбор месторасположения средств реагирования различного типа в планах ЛАРН.

Информация о территориях, наиболее подверженных негативному влиянию разливов нефти, также может быть использована при проектировке объектов нефтяной инфраструктуры, для выбора их оптимального месторасположения с целью минимизации ущерба природной среде от потенциальных разливов нефти [Губайдуллин, 2012].

Эта задача особенно актуальна для территории НАО, ввиду плохо развитой транспортной инфраструктуры, достаточно большой протяженности трубопроводной сети, большого количества различных водных объектов и наличия медленно восстанавливающихся экосистем, имеющих меньшие возможности к естественному очищению. Районирование территорий вдоль трассы нефтепровода подходит для этих целей как нельзя лучше и позволяет представить наиболее подверженные разливам зоны в удобном виде для восприятия.

Различные методики оценки рисков и опасности для наземных нефтепроводов в настоящее время востребованы по всему миру, как для конкретных нефтепроводов [Bonvicini et al., 2018; Gundlach et al., 2005; Martins et al., 2018], так и универсальные [Dziubinski et al., 2006; Ozigis et al., 2019]. Особенно актуальной эта задача становится в случае с Арктической зоной, так как арктические экосистемы являются более хрупкими и подверженными опасности разрушения вследствие загрязнения нефтью и нефтепродуктами [Губайдуллин, 2017].

Для решения задачи районирования трассы нефтепровода по степени опасности вследствие аварийного разлива нефти можно воспользоваться экспертными методами. В современной географии данная методика используется нередко [Коробов, 2008]. Основная идея метода заключается в определении факторов и их значимости, в данном случае – по степени опасности. Тогда интегральным показателем степени опасности аварийных разливов может быть принята сумма произведений показателей факторов на их весовые коэффициенты.

В качестве влияющих выбраны факторы, в наибольшей степени способствующие распространению нефтяного загрязнения на земной

поверхности: почвы, рельеф местности и водоёмы [Лохов, 2020; Лохов, Губайдуллин, 2020]. Для получения числовых характеристик факторов в качестве их показателей соответственно выбраны: прогнозируемая площадь загрязнения, средний уклон поверхности, распространённость рек и озёр.

Для построения тематической карты необходимо определить расчетную сетку. С этой целью территория НАО, за исключением входящих в её состав морских островов, была поделена на квадраты со стороной 30 км. Общее количество ячеек сетки – 190 (рис. 5.3). В каждом квадрате было определено значение показателя каждого фактора.

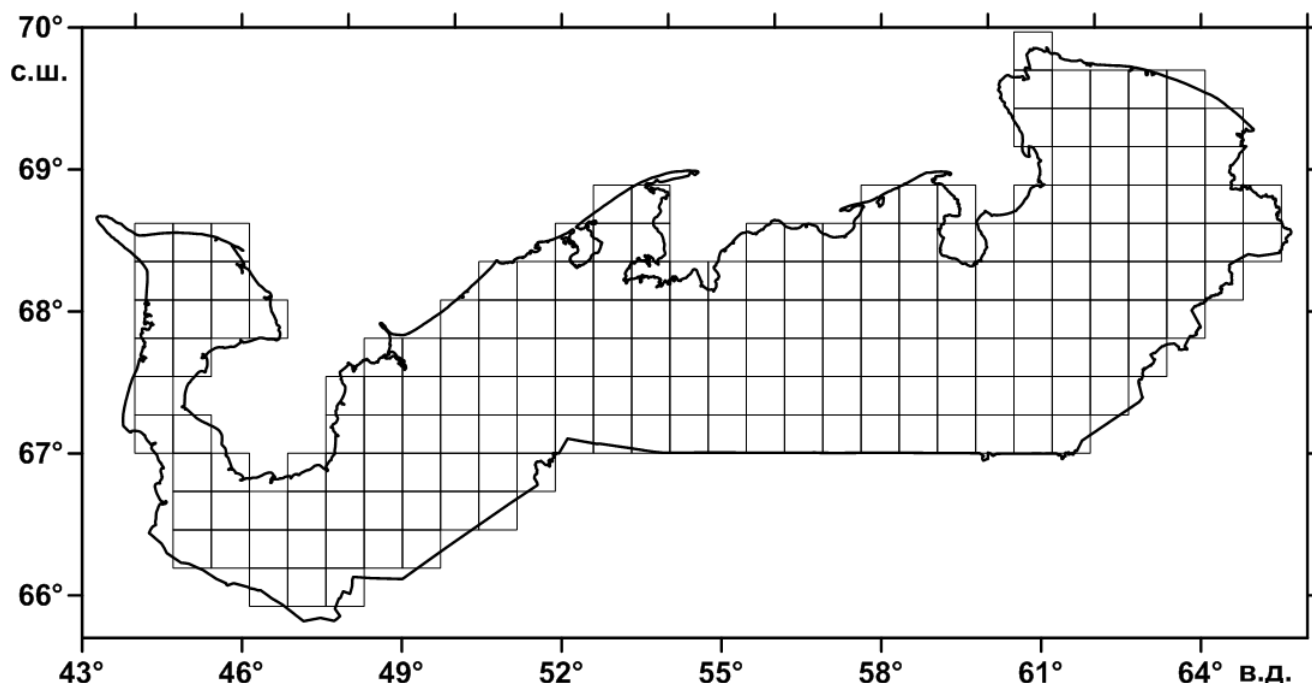


Рисунок 5.3 – Схема расположения квадратов сетки.

Все показатели факторов нормированы следующим образом:

$$p_j = \frac{p_j - p_{min}}{p_{max} - p_{min}}, \quad (5.11)$$

где: p_j – значение показателя для квадрата с номером j ,

p_{min} , p_{max} – минимальное и максимальное значение показателя по всем квадратам.

Весовой коэффициент k для фактора с номером i определяется методом простого ранжирования в соответствии с их важностью:

$$k_i = \frac{n_i}{\sum_{i=1}^4 n_i}, \quad (5.12)$$

где n_i – порядковый номер фактора, начиная с конца ($n_4 = 1, n_1 = 4$);
 $i=1 \dots n$ – число факторов.

Данный метод позволяет достаточно просто находить весовые коэффициенты, не уступающие по качеству полученными другими подходами [Коробов, 2005], и в то же время свободен от недостатков, присущим ряду других методов [Коробов, 2013; Коробов, 2016]. Полученные значения равны 0,4; 0,3; 0,2; 0,1, для прогнозируемой площади загрязнения, среднего уклона поверхности, распространённости рек и озёр, соответственно. Такое распределение весовых коэффициентов вполне логично, поскольку загрязнение нефтью в тундровых почвах может сохраняться десятилетиями [Пиковский Ю.И., 2017; Солнцева Н.П., 1998]. Вторым по значимости фактором определен рельеф местности, представленный показателем среднего уклона поверхности, так как характеризует места скопления нефти и может увеличить площадь потенциального загрязнения. Следующим по значимости фактором является распространённость рек, по которым нефть может быстро достигнуть акватории Баренцева моря. И хотя в прибрежных районах Баренцева моря загрязнение нефтяными углеводородами в настоящее время невелико [Солнцева, 1998; Ильин, 2015; Иванов, 2017], смыв с суши и попадание через реки и ручьи нефти в морскую воду может резко увеличить загрязнение акватории и берегов [Немировская, 2007, Федоров, 2006]. Последний из рассмотренных факторов – плотность озерной сети, принят наименее важным, так как при попадании нефти в озера, она не сможет распространиться на огромные территории, но тем не менее увеличит нанесенный вред природной среде. Несмотря на то, что плотность нефти меньше плотности воды, при испарении её легких фракций она может осаждаться. Антропогенные загрязнители, в том числе и нефть, имеют свойства аккумулироваться в донных отложениях озёр [Субетто, 2017] и в определенных случаях могут служить источниками вторичного загрязнения природной среды.

Суммарный показатель потенциального отрицательного воздействия на природную среду рассчитан как средневзвешенное всех факторов:

$$a_j = \sum_{i=1}^n k_i p_j^i \quad (5.13)$$

где: a_j – значение суммарного показателя в квадрате с номером j , баллы;
 k_i – значение весового коэффициента показателя с номером i ;
 p_j^i – значение показателя с номером i , в квадрате с номером j ;
 $i=1 \dots n$ – число факторов;
 $j=1 \dots m$ – число квадратов сетки.

И представляется в виде удобной для восприятия вербальной пятиступенчатой шкалы. Далее описана методика расчёта значений показателей факторов в каждом квадрате сетки.

Площадь загрязнения. Для расчета прогнозируемой площади загрязнения используется разработанная гидродинамическая модель. Для этого необходимо присвоить каждому типу почв значения таких свойств как: проницаемость, максимальная глубина проникновения нефти, максимальная и минимальная нефтеемкость. Данные свойства, главным образом зависят от типа почв.

На территории НАО присутствует несколько почвенных зон – на севере это арктические и каменные многоугольники полярных пустынь, на юге – подзолистые почвы северной тайги, а между ними – разнообразные почвы кустарничковых, типичных, арктических тундр и лесотундр. Наиболее распространенными типами почв являются: тундровые глеевые торфянистые и торфяные; тундровые поверхностно-глеевые; торфяные болотные [Национальный атлас почв РФ, 2011].

В каждом квадрате сетки, исходя из [Национальный атлас почв РФ, 2011] были определены от одного до трех преобладающих типов почв (рисунок 5.4), принадлежащих одной из восьми сформированных групп. Каждому из них был присвоен коэффициент значимости (1/3, 1/2, 2/3, 1) исходя из занимаемой доли площади внутри квадрата, что необходимо для дальнейшего расчета средневзвешенного показателя прогнозируемой площади разлива нефти в каждом квадрате.

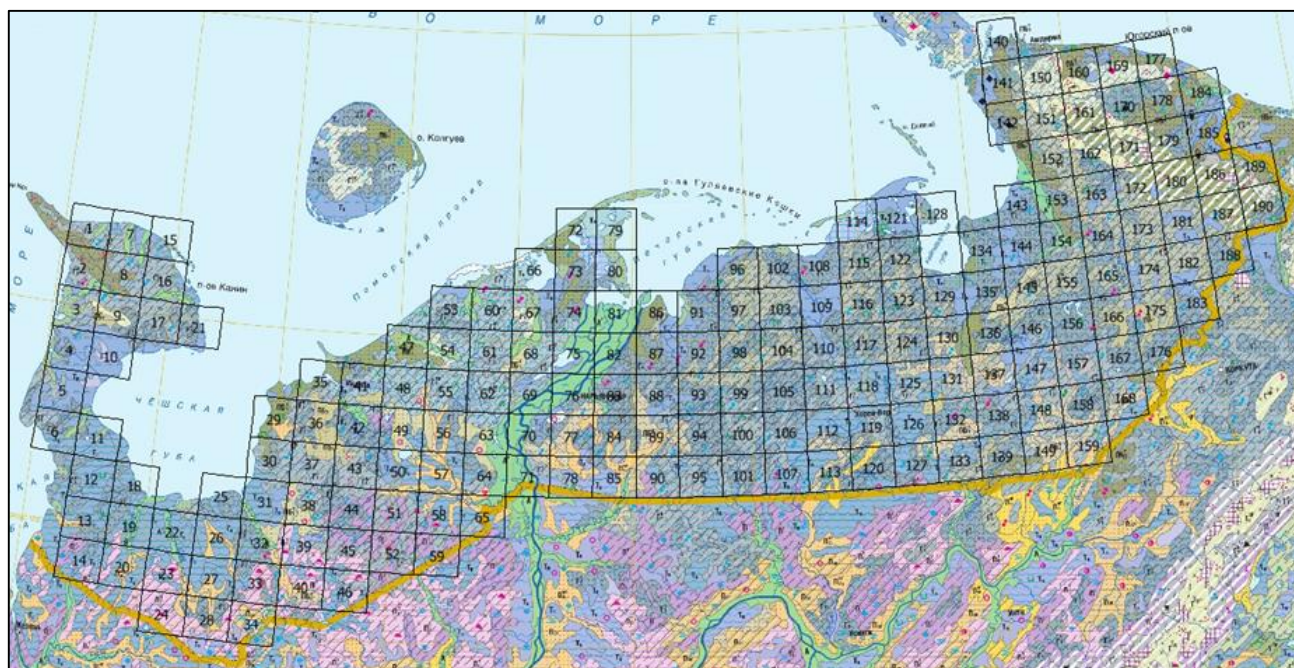


Рисунок 5.4 – Расчетная сетка, наложенная на фрагмент карты почвенного районирования НАО [Национальный атлас почв РФ, 2011]

С точки зрения оценки ущерба от нефтяных разливов важен только верхний слой почв толщиной до 30-50 см. Во многих тундровых типах почв данный слой представляют торф различной степени разложения и глеевый горизонт. Так как последний имеет низкую проницаемость, он служит барьером для проникновения нефти вглубь. Исходя из этого различные типы почв были сведены в 8 групп (таблица 5.4).

Проницаемость грунта принята в соответствии с типами почв и их степенью разложения исходя из экспериментальных данных измерения коэффициента фильтрации [Полубаринова-Кочина, 1977; Нестеров, 2006]. Максимальная глубина проникновения определена из средней мощности верхних проницаемых слоев почв. Исходя из неоднородной структуры поровых каналов и процессов адгезии нефти к ним, её максимальная глубина проникновения в торфяные почвы не превышает 30-50 см, что подтверждается экспериментальными данными, например, в [Эркенова, 2016]. Диапазон изменения нефтеемкости почв определен исходя из таблицы соответствия влажности и нефтеемкости различных типов грунтов [Методика определения ущерба..., 1996]. Влажность грунта, как очень

изменчивый показатель, рассматривается в широком диапазоне для дальнейшего усреднения расчетов. Например, для торфяных болотных почв диапазон изменения влажности составляет от 20 до 80%.

Таблица 5.4 – Характеристики типов почв (N – частота встречаемости; k_0 – проницаемость, Д; $h_{пр}$ – максимальная глубина проникновения нефти в грунт; v_{min} , v_{max} – минимальная и максимальная нефтеемкость грунта)

Шифр	Типы почв	N	k_0 , Д	$h_{пр}$, М	v_{min}	v_{max}
А	Пойменные заболоченные и кислые	21	1	0.05	0.05	0.15
ГПР	Арктические и каменные многоугольники; горные примитивные	8	1	0.1	0.05	0.3
ГТТ	Тундровые глеевые торфянистые, торфяные и торфянисто-перегнойные; тундровые поверхностно-глеевые	147	5	0.05	0.05	0.3
ГТП	Арктотундровые перегнойно-глеевые, слабоглеевые и гумусные	39	5	0.1	0.1	0.3
ПБТ	Подбуры тундровые	59	5	0.2	0.1	0.4
ПГТ	Торфяно- и торфянисто-подзолисто-глеевые; глее-подзолистые; подзолы глеевые торфянистые и торфяные	17	7.5	0.2	0.1	0.4
ПОМГ	Подзолы	13	5	0.1	0.1	0.4
ТП	Торфяные болотные; торфянисто- и торфяно- глеевые болотные	73	10	0.3	0.1	0.3

В случае большого разнообразия типов почв, что мы имеем в данном случае, для установления их коэффициента фильтрации, можно воспользоваться лингвистическим анализом названий их типов. Модель для такого анализа предполагает решение соответствующей суффиксно-префиксной задачи, описанной в [Лаллеман, 1985] и основанной на процедуре k -тестирования соответствующего языка. Комбинаторно-автоматное решение задачи распознавания с верхней оценкой глубины тестирования k предложено Ж. Лаллеманом, [Лаллеман, 1985], алгебраическое – одним из авторов [Тутыгин, 1997]. Применение такого подхода позволяет существенно сократить число анализируемых лингвистических объектов.

При прогнозировании пространственно-временных масштабов загрязнения вследствие разливов нефти важно учитывать характеристики их источника. Так, сценарий с одномоментным разливом некоторого объема нефти и сценарий с

длительной течью нефтепровода того же объема, могут давать существенно различающиеся результаты для почв с высокими показателями нефтеемкости. Чтобы избежать влияния источника на показатель воздействия на окружающую среду, результаты моделирования были усреднены по двум сценариям разливов нефти, отличающимся по размеру прорыва в нефтепроводе – 1,4 % (сценарий Д) и 100 % (сценарий Г) от его площади сечения, и времени истечения – 12 ч (сценарий Д) и 10 мин (сценарий Г), соответственно. Оба этих сценария соответствуют разливу 130 м³ нефти, что с учетом средней плотности нефтей, соответствует 108 т. Данный объем принят, как один из наиболее вероятных сценариев разливов нефти в данном регионе, с учетом наиболее распространённого диаметра нефтепроводов и средних скоростей прокачки по ним. Помимо этого, результаты расчетов для каждой группы почв были усреднены по двум сценариям – с минимальным (сценарии Г_{мин} и Д_{мин}) и максимальным (сценарии Г_{макс} и Д_{макс}) показателями нефтеемкости, с целью избежать влияния такого изменчивого показателя как влажность. В таблице 5.5 приведены характеристики источника, используемые для расчетов сценариев на рассматриваемом нефтепроводе.

Таблица 5.5 – Характеристики источника для модельных расчетов (Примечание: * – данные параметры не используются в качестве входных данных модели, и приведены для справки.)

Название	Обозн.	Ед. изм.	Обозначение сценария	
			Д	Г
Площадь прорыва на нефтепроводе (% от его площади сечения)*	V _о	%	1,4	100
Время закрытия источника	T		12 ч	10 мин
Расход источника	q ₀	м ³ /с	0,003024	0,216
Объем разлившейся нефти*	V	т	108,4	107,6

На основе полученных характеристик почв, а также свойств товарных нефтей добываемых в данном регионе, были проведены расчеты на разработанной

гидродинамической модели по 4 сценариям для каждой из 8 групп почв. Усредненные результаты расчетов приведены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Результаты расчетов модели: S – максимальная площадь загрязнения за 24 часа, %; V_{ϕ} – объем нефти, впитавшейся в почву за 24 часа, %; h – средняя толщина нефтяной пленки, по прошествии 24 часов, см.

Тип почвы	Обозн.	$\Gamma_{\text{мин}}$	$\Gamma_{\text{макс}}$	$D_{\text{мин}}$	$D_{\text{макс}}$	Средний
А	S	2401	2401	2401	2401	2401
	V_{ϕ}	4.7	14.0	4.7	14.0	9.3
	h	5.1	4.6	5.1	4.6	4.9
ГПР	S	2401	2293	2401	2251	2337
	V_{ϕ}	9.3	53.4	9.3	52.2	31.0
	h	4.9	2.6	4.9	2.7	3.8
ГТТ	S	2401	2391	2401	2380	2393
	V_{ϕ}	4.7	27.9	4.7	27.7	16.2
	h	5.1	3.9	5.1	3.9	4.5
ГТП	S	2400	2275	2397	2241	2328
	V_{ϕ}	18.7	53.1	18.6	52.2	35.6
	h	4.4	2.7	4.4	2.7	3.5
ПБТ	S	2366	1884	2348	1353	1988
	V_{ϕ}	36.8	93.4	36.5	83.7	62.6
	h	3.4	0.4	3.5	1.5	2.2
ПГТ	S	2365	1713	2346	1343	1942
	V_{ϕ}	36.8	90.3	36.5	83.8	61.8
	h	3.4	0.7	3.5	1.6	2.3
ПОМГ	S	2400	2134	2397	2089	2255
	V_{ϕ}	18.7	66.5	18.6	64.9	42.2
	h	4.4	2.0	4.4	2.2	3.2
ТП	S	2272	1598	2237	1219	1832
	V_{ϕ}	53.0	92.2	52.2	86.0	70.8
	h	2.7	0.6	2.7	1.5	1.9

Площадь загрязнения, по прошествии 24 часов после начала разлива, варьировалась от 1800 до 2400 метров квадратных, что соответствует кругу с диаметром от 48 до 55 метров. Средняя толщина нефтяной пленки составляет от 2 до 5 см, что согласуется с существующим методикам расчета площади загрязнения [Методика определения ущерба..., 1996; Методическое

необходим, чтобы адаптировать данные о высотах к имеющейся расчетной сетке. На рисунке 5.6 представлено его распределение на территории НАО.

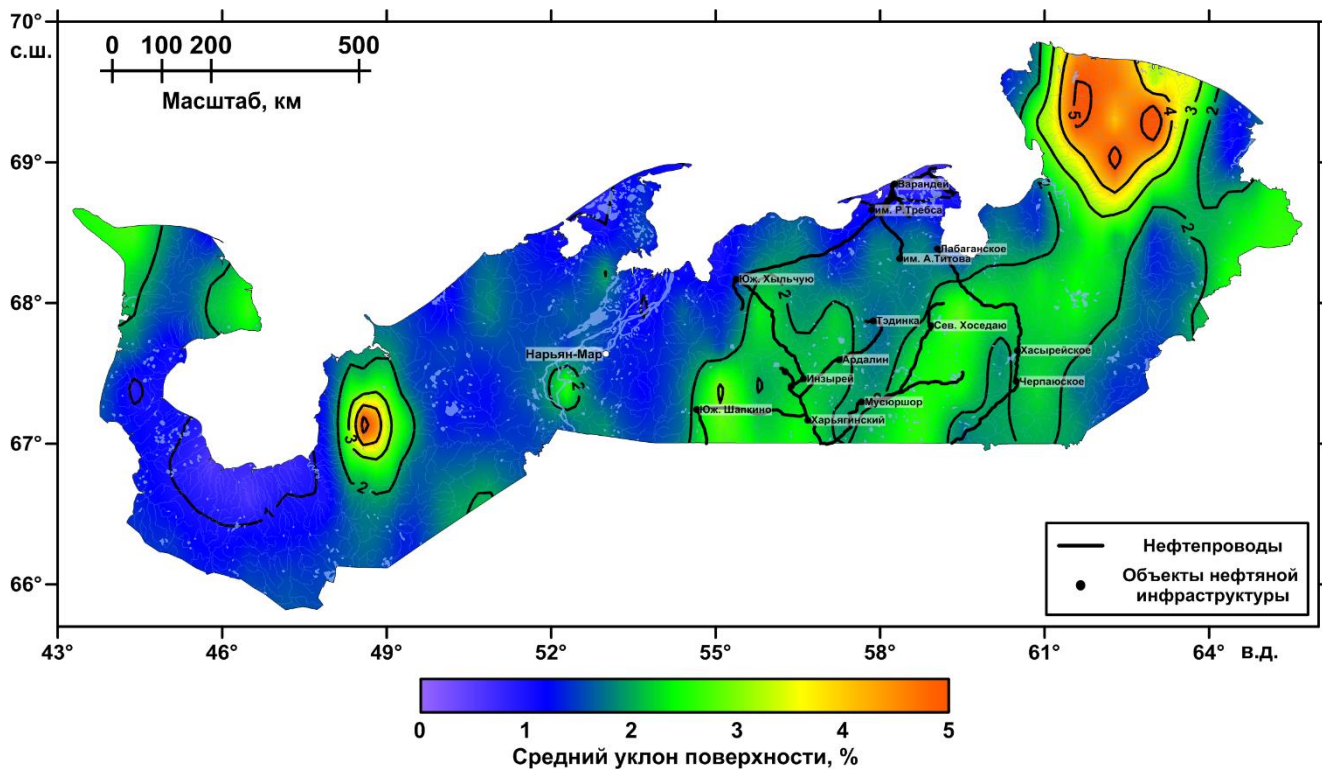


Рисунок 5.6 – Схема распределения показателя среднего уклона поверхности на территории Ненецкого автономного округа

Водоемы. Для НАО характерна развитая гидрографическая сеть, которая содержит большое количество рек и озер, крупнейшие из которых – р. Печора и оз. Голодная губа. С точки зрения потенциального ущерба природной среде, наличие водоемов является показателем его увеличения. Так, при попадании нефти в реку, загрязнение может распространиться на существенно большее расстояние, тогда как её попадание в озеро, также увеличивает наносимый окружающей среде ущерб, но в меньшей степени, ввиду меньшего расхода воды, или его полного отсутствия. По этой причине реки и озера необходимо рассматривать как два отдельных фактора.

В данной работе были рассчитаны показатели распространенности рек и озер, выражающиеся в отношении площадей водоёмов к площади территории, на которой они расположены. Для малых рек и ручьев площадь в каждом квадрате

была рассчитана исходя из их суммарной протяженности и показателя средней ширины. Поскольку ширина малых рек изменяется в значительном диапазоне [Чалов, 2016] для определенности эта характеристика принята равной 10 м. Для средних, крупных рек и озер производился непосредственный обсчет их площадей. На рисунке 5.7 представлена схема распределения показателя густоты озер – отношение их суммарной площади к площади ячейки сетки, выраженное в процентах. Расчеты выполнены при помощи ГИС-технологий на сетке с размером ячейки 30 на 30 км, с использованием метода пространственной интерполяции – Кригинга [Коробов, Середкин, 2015].

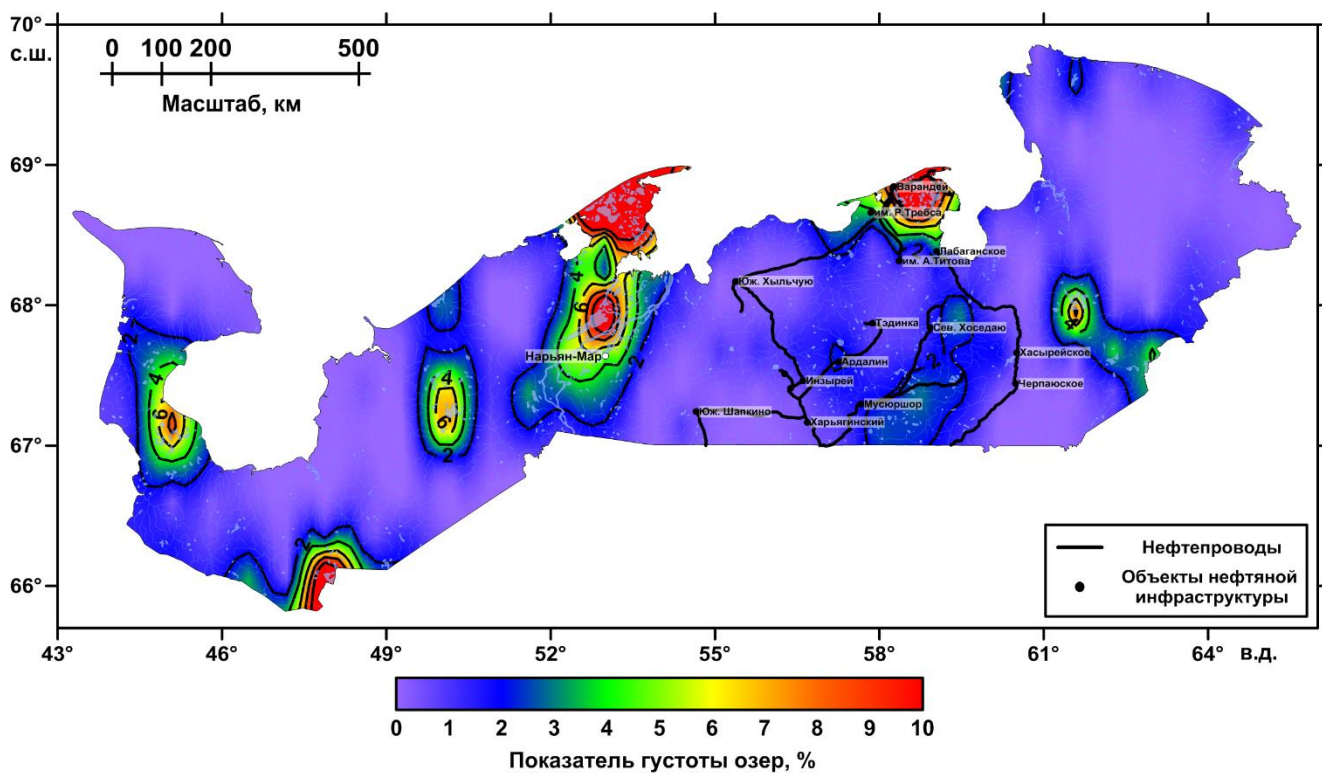


Рисунок 5.7 – Схема распределения показателя густоты озер на территории Ненецкого автономного округа

На рисунке 5.8 представлены результаты районирования территории НАО по степени воздействия разливов нефти на природную среду, в виде карты-схемы масштабом 1 : 4 600 000. Показатель выражен при помощи вербальной пятиступенчатой шкалы с уровнями воздействия от очень низкого до очень высокого.

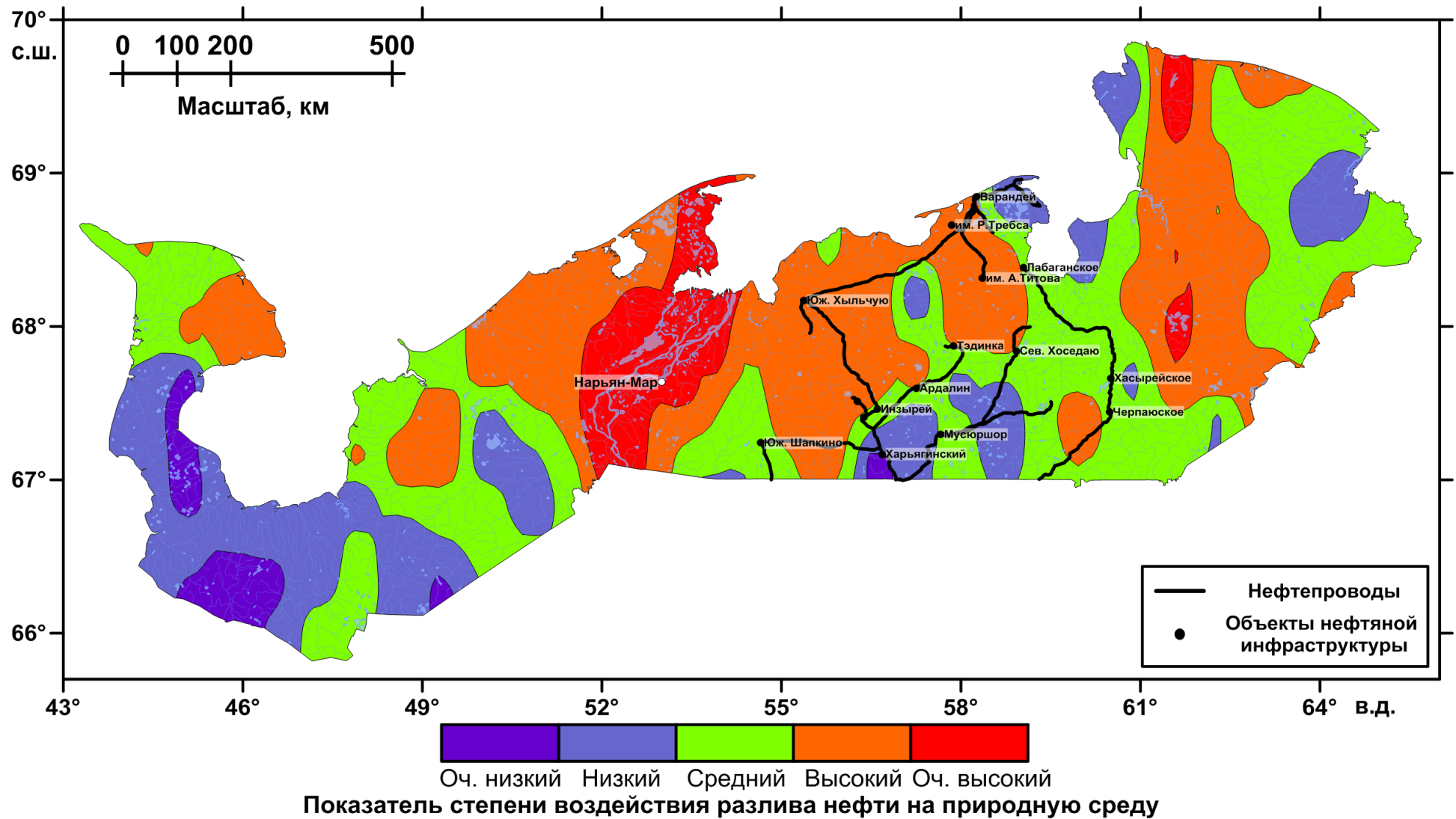


Рисунок 5.8 – Районирование территории НАО по показателю степени негативного воздействия разливов нефти на природную среду

В таблице 5.7 приведены уровни потенциального воздействия на природную среду с указанием соответствующих цветов.

Таблица 5.7 – Уровни шкалы потенциального воздействия на природную среду

Уровень	Диапазон значений показателя воздействия	Цвет шкалы Черно-белая / Цветная
Очень низкий	0-0.1	Белый / Синий
Низкий	0.1-0.2	Светло-серый / Голубой
Средний	0.2-0.3	Серый / Желтый
Высокий	0.3-0.4	Темно-серый / Оранжевый
Очень высокий	0.4-1	Черный / Красный

Очень низкому уровню воздействия соответствуют территории со следующими комбинациями факторов: низкая прогнозируемая площадь загрязнения, отсутствие средних и крупных рек, небольшая суммарная площадь озер или их отсутствие. Очень высокому – максимальная прогнозируемая площадь загрязнения, наличие крупных рек или высокая суммарная площадь озер. Высокий уровень воздействия имеют территории с теми же факторами, что и очень высокого уровня, но с меньшими показателями, либо с отсутствующими средними и крупными водоёмами, но с высокими прогнозируемой площадью и уклоном поверхности.

Например, в квадрате с озером Голодная губа показатели имеют следующие значения (в долях единицы): прогнозируемая площадь загрязнения – 0,96; средний уклон поверхности – 0,18; показатели распространенности рек и озер – 0,60 и 0,59, соответственно. Значение суммарного показателя равняется 0,70, что соответствует очень высокому уровню потенциального воздействия.

Разлив нефти в зоне с очень высоким и высоким уровнем потенциального воздействия потребует большего количества сил и средств для его ликвидации, а в случае её попадания в крупные водоёмы – многократно увеличит нанесенный природной среде ущерб.

На схему (рис. 5.8) нанесены нефтепроводы и некоторые объекты нефтяной промышленности – крупные месторождения, станции перекачки нефти,

резервуарный парк и другие. Основная часть инфраструктуры транспорта нефти расположена к востоку от реки Печора и столицы региона г. Нарьян-Мар.

Наиболее подверженные воздействию участки приходятся на территории вблизи реки Печора и некоторых крупных озер в восточной части НАО, а наименее – в его юго-западной части. В зонах, где расположена трубопроводная сеть встречаются участки как с низким уровнем воздействия, так и с высоким. Наиболее крупный нефтеперевалочный пункт, Варандейский резервуарный парк, находится на границе среднего и высокого уровня воздействия.

Исходя из этих результатов, можно сделать вывод о необходимом месторасположении средств ликвидации разливов нефти. Так, в районе посёлков Харьягинский и Ардалин их достаточно располагать только на крупных объектах, тогда как на протяжении нефтепровода Южное Хыльчую-Варандей необходимо размещение дополнительных пунктов.

5.3 Географо-экологическое районирование трассы нефтепровода в Арктике

Описанный в параграфе 5.2 метод применим не только к крупным площадным объектам, но и к линейным, таким как нефтепроводы и другие транспортные магистрали. А также и к локальным объектам нефтяной инфраструктуры, таким как месторождения, резервуары хранения, станции перекачки и другие. Детальность применяемого метода зависит от заданной расчётной сетки. Минимальный размер ячейки не нарушающий логику взаимодействия показателей экспертной модели равняется 30-50 метрам. В данном параграфе проведено районирование линейного объекта –нефтепровода «Центральный пункт сбора нефти (ЦПС) Южное Хыльчую – Варандейский береговой резервуарный парк (БРП)», расположенного на территории Ненецкого автономного округа.

Протяженность нефтепровода составляет 153 км (без учета технологических колен), диаметр 530 мм. Объем прокачки нефти – порядка 15,5 тыс. т/сут. По

нефтепроводу транспортируется товарная нефть – смесь нефтей с различных месторождений [Лохов, Губайдуллин и др., 2020]. Поскольку величина воздействия на природную среду зависит от состава нефти [Губайдуллин, 2007], для расчётов нами была взята нефть, наиболее близкая перекачиваемой по данному трубопроводу. По классификации ГОСТ Р 51858-2002 [ГОСТ Р 51858-2002] это легкая нефть, плотностью 830,1-850 кг/м³, при 20° С, с вязкостью порядка 5 сСт. Исходя из вышеприведенных данных дебит нефтепровода составляет $q_{\text{нп}} = 0,216$ м³/с. Для определения значений факторов нефтепровод был поделен на 306 равных участков по 0,5 км.

Рельеф местности. В данном случае использовался средний уклон поверхности, рассчитанный с разрешением 500 метров, на основе высотных данных компании ESRI (ArcGIS – Topographic). Максимальный уклон вдоль трассы нефтепровода составил 6,2 %, средний уклон по всей трассе – 1.0 %.

Водные объекты. По данным дистанционного зондирования Земли (Спутниковые снимки Яндекс.Карты), было подсчитано число водных объектов, пересекающих нефтепровод или находящихся ближе 50 метров от него. Выделено две категории водных объектов: озера; реки и ручьи. По данным критериям было принято во внимание 39 озер, 20 пересечений ручьев и рек.

Радиус потенциального разлива. На рисунке 5.9 представлена карта почвенного районирования Ненецкого автономного округа масштаба 1:2500000 [Атлас Архангельской..., 1976], согласно ей, рассматриваемый нефтепровод был поделен на 13 участков со следующими типами почв:

1) Тундровые глеевые в комплексе с тундровыми остаточно-глеевыми карбонатными и тундровыми торфянисто-глеевыми.

2) Тундровые поверхностно-глеевые в комплексе с тундровыми остаточно-поверхностно-глеевыми и тундровыми торфянистыми поверхностно-глеевыми скрытоподзолистыми.

3) Болотно-тундровые торфянисто-глеевые в комплексе с болотно-тундровыми торфяно-глеевыми.

4) Болотно-тундровые торфянисто-глеевые иллювиально-гумусовые в комплексе с болотно-тундровыми торфяно-глеевыми иллювиально-гумусовыми.

5) Тундровые мерзлотные остаточнo-торфяные в комплексе с болотными мерзлотными.

6) Болотные мерзлотные.

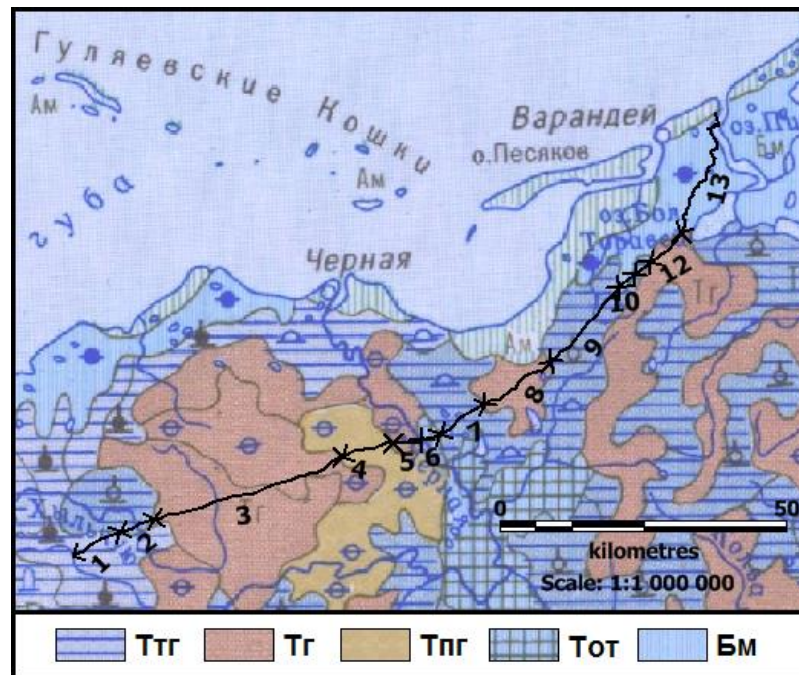


Рисунок 5.9 – Схема нефтепровода «Южное Хыльчую – Варандей» наложенная на фрагмент карты почвенного районирования НАО (Атлас Архангельской области, 1976) Типы почв: **T_{тг}** – тундровые торфянистые и торфяные глеевые (участки 1, 2, 7, 9, 11); **T_г** – тундровые глеевые (участки 3, 5, 8, 12); **T_{пт}** – тундровые поверхностно-глеевые (участок 4); **T_{от}** – тундровые мерзлотные остаточнo-торфяные (участок 6); **B_м** – болотные мерзлотные (участки 10,13).

Ниже будет дано краткое описание каждого из типов грунтов в соответствии с литературными данными [Добровольский, 2010; Горячкин, 2010; Наумов, 2008; Московченко, 1998].

Тундровые глеевые почвы (T_г) характеризуются наименьшей мощностью торфяного слоя из всех вышеприведенных типов почв.

Болотно-тундровые торфяные и торфянистые глеевые (T_{тг}) представляют собой слой торфа на поверхности толщиной 15-30 см и 30-50 см, соответственно.

Мерзлота может наблюдаться уже на горизонтах 30-50 см. Верхний слой торфа – слаборазложившийся, а с глубиной наблюдается более разложившийся торф.

Болотно-тундровые торфяные и торфянистые глеевые иллювиально-гумусовые ($T_{тг}$) почвы отличаются от тундровых торфяных и торфянистых глеевых почв наличием иллювиально-гумусового слоя под торфом, что для данной задачи несущественно, поэтому данные почвы объединены в одну группу.

Тундровые поверхностно-глеевые ($T_{пг}$) почвы характеризуются небольшой слаборазложившейся торфянистой подстилкой толщиной 5-10 см и следующим за ним глеевым слоем.

Тундровые мерзлотные остаточно-торфяные ($T_{от}$) – почвы бугров, менее увлажненные представленные хорошо разложившимся торфом с мощностью слоя от 70 до 150 см.

Болотные мерзлотные (B_M) почвы сильно увлажнены, представлены слабо и средне разложившимся торфом мощностью слоя до 40-50 см.

Исходя из вышеописанного, модельные расчеты выполнялись для 5 различных типов грунта. В таблице 5.8 даны используемые характеристики грунтов.

Таблица 5.8 – Характеристики грунтов для модельных расчетов.

Тип грунта	Тип грунта (Обозн.)	Проницаемость, k_0 [Д]	Нефтеемкость, ν	Макс. глубина проникновения нефти, $h_{пр}$ [М]	Шероховатость, n
Тундровые глеевые	T_G	10	0,1 0,5	0,10	0,03
Тундровые поверхностно-глеевые	$T_{пг}$	5	0,1 0,5	0,075	
Тундровые торфянистые и торфяные глеевые	$T_{тг}$	10	0,1 0,5	0,2	
Тундровые мерзлотные остаточно-торфяные	$T_{от}$	1	0,1 0,5	0,3	
Болотные мерзлотные	B_M	5	0,1 0,5	0,3	

Для расчетов потенциального радиуса разлива выбраны аналогичные 4 сценария разливов, как и в случае с районированием Ненецкого автономного округа (табл. 5.5). В таблице 5.9 представлены площади разливов спустя 1, 12, 24 часа, для четырех вышеописанных сценариев на 5 различных типах грунта.

Таблица 5.9. Результаты расчетов площадей загрязнения

Сценарий	Нефте-емкость	Время от начала разлива	Тип грунта, [обозначение]				
			Проницаемость, [Д]				
			Макс. глубина проникновения нефти, [м]				
			Т _Г	Т _{III}	Т _{II}	Т _{от}	Б _М
			10	5	10	1	5
			0,1	0,075	0,2	0,3	0,3
Г	0,1	1 ч	2006	2059	1813	2143	1866
		12 ч	2389	2396	2317	2234	2198
		24 ч	2398	2400	2358	2282	2257
		Макс за 24 ч	2398	2400	2358	2282	2257
	0,5	1 ч	1339	1866	1325	2143	1866
		12 ч	1819	2088	567	0	0
		24 ч	1913	2156	614	0	0
		Макс за 24 ч	1913	2156	1596	2287	1882
Д	0,1	1 ч	251	273	215	300	215
		12 ч	2207	2253	2011	1932	1774
		24 ч	2391	2398	2327	2230	2211
		Макс за 24 ч	2391	2398	2327	2230	2211
	0,5	1 ч	152	215	140	300	215
		12 ч	1401	1627	948	1407	793
		24 ч	1825	2096	1094	0	772
		Макс за 24 ч	1825	2096	1094	1430	820
Средняя максимальная площадь загрязнения за 24 ч, [м²]			2132	2263	1844	2057	1793
Средний максимальный радиус загрязнения за 24 ч, [м²]			26,1	26,8	24,2	25,6	23,9

Прогнозируемые площади разливов были усреднены по сценариям, для каждого из участков. Наименьшая площадь разлива наблюдается на болотно-мерзлотном грунте при минимальной влажности грунта, наибольшая – на торфяно-глеевом и торфяном поверхностно-глеевом грунте при максимальной влажности. Минимальный средний радиус при разливе 108 т составил 23,9 м, максимальный – 26,8 м. Каждому из 306 участков нефтепровода было присвоено значение показателя «Радиус потенциального разлива», в соответствии с данными расчетами.

На рисунке 5.10 представлен вклад описанных показателей в суммарный балл опасности природной среде от возможных аварийных разливов нефти. Уклон поверхности не внес существенного вклада в общую картину, ввиду малых значений для данной местности.

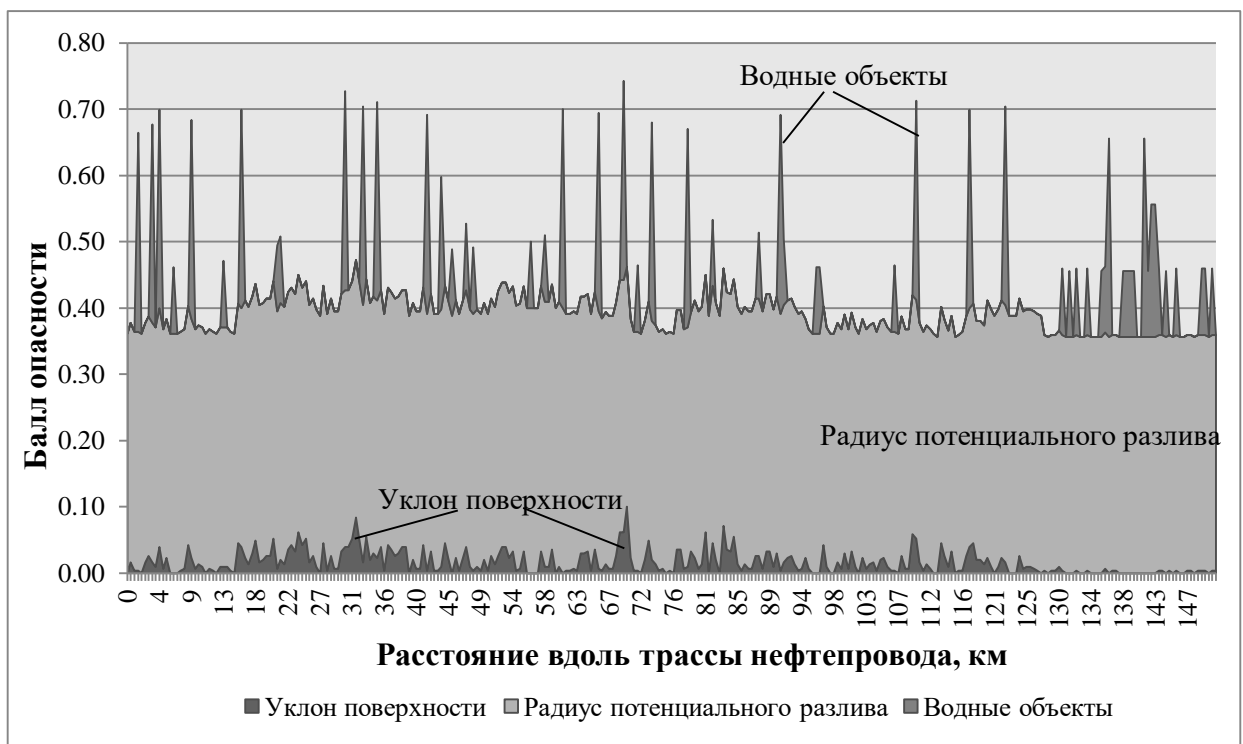


Рисунок 5.10 – Диаграмма вклада факторов в суммарный балл опасности.

На рисунке 5.11 отражены результаты районирования – схема распределения значений интегрального показателя по трассе нефтепровода и их вербальная интерпретация. Максимальным значениям показателя опасности соответствуют участки нефтепровода с наибольшим числом водных объектов, что

укладывается в общую картину понимания наносимого природной среде урона, так как масштабы аварии при попадании в них нефти могут существенно увеличиться. Минимальные значения индекса соответствуют участкам на которых отсутствуют водные объекты, минимальный уклон местности и наименьшая прогнозируемая площадь загрязнения. На рассматриваемом нефтепроводе участки с очень низким и очень высоким суммарным баллом опасности отсутствуют. Единичные участки с высоким уровнем опасности присутствуют и связаны в большей мере с местами пересечения трассы нефтепровода с водными объектами. На юго-западной части нефтепровода преобладает средний уровень опасности. На северо-восточной – низкий, за исключением ближайших к п. Варандей 20 км нефтепровода, где ввиду большого количества озер, малых рек и ручьев, уровень повышается до среднего.

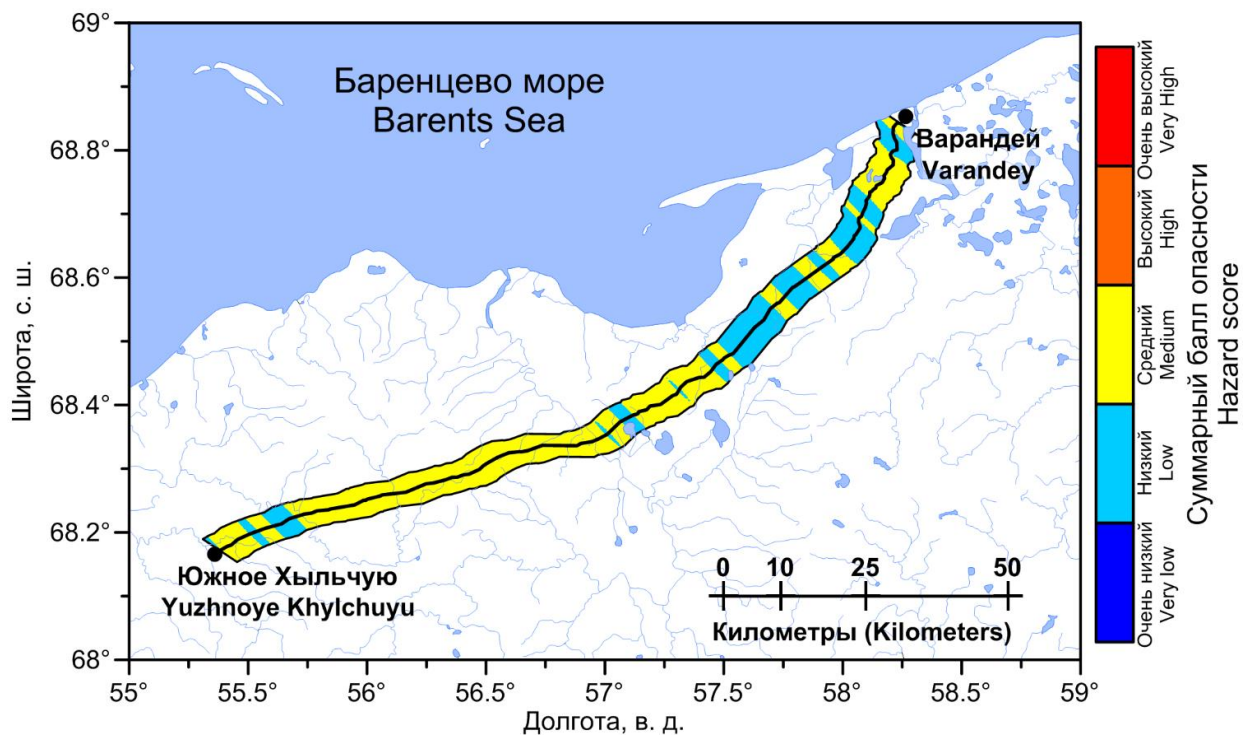


Рисунок 5.11 – Схема распределения балла опасности для трассы нефтепровода «Южное Хыльчую – Варандей». Масштаб трассы нефтепровода на схеме увеличен, её реальная ширина составляет 100 м.

Примененный метод, основанный на синтезе гидродинамической модели разливов нефти на поверхности суши и экспертной модели, учитывает такие важные факторы, с точки зрения выявления зон, наиболее подверженных

разливам нефти, как уклон поверхности и наличие вблизи нефтепроводов водных объектов различного типа. И позволяет, при помощи удобной для восприятия вербально-числовой шкалы, оценить степень воздействия на природную среду потенциальных аварийных ситуаций на нефтепроводах.

Эта задача актуальна, в первую очередь при выборе мест размещения средств ликвидации разливов нефти, для более оперативного реагирования на аварийные ситуации, что может существенно снизить нанесенный природной среде урон [Павленко и др., 2015]. Помимо этого, данные оценки можно применять при проектировке как самих нефтепроводов, так и объектов нефтяной инфраструктуры, с той же целью минимизации ущерба от возможных аварийных ситуаций.

По результатам применения описанного метода для нефтепровода «Южное Хыльчюю – Варандей», расположенного в Ненецком автономном округе, и принимая во внимание низко развитую транспортную инфраструктуру региона, можно сделать вывод о необходимости размещения средств ликвидации не только в конечном и начальном пункте нефтепровода, но и на его наиболее уязвимой части – первых 100 км от пункта Южное Хыльчюю.

Выводы к главе 5:

В данной главе предложен метод оценки распространения нефтяного загрязнения на приливных осушках в устьевых областях Арктических морей, путем синтеза двух моделей: разработанной в работе модели растекания на поверхности суши (для фазы отлива) и модели диффузии примесей в воде (для фазы прилива). С этой целью, в зоне осушки реки Кянда Белого моря проведен натурный эксперимент, имитирующий разлив нефти и нефтепродуктов в реальных условиях. Другой задачей этого эксперимента была верификация модели, которая показала наличие возможных погрешностей от 5% до 30% на различных этапах разлива на поверхности суши, что для практического её применения является вполне приемлемым.

На основе полученных оценок пространственно-временных масштабов загрязнения, при помощи экспертных методов, выполнено районирование

территории Ненецкого автономного округа с использованием удобной для восприятия пятиступенчатой шкалы опасности. Помимо прогнозируемой по результатам моделирования площади разлива, при районировании были учтены следующие факторы, влияющие на его потенциальную опасность: средний уклон поверхности, распространённость рек и озёр.

Районирование позволяет выявить зоны наиболее подверженные негативному влиянию на природную среду от разливов нефти, что необходимо при выборе мест размещения средств ликвидации разливов нефти, для более оперативного реагирования на аварийные ситуации, что может существенно снизить нанесенный природной среде урон. Помимо этого, данные оценки можно применять при проектировке как самих нефтепроводов, так и объектов нефтяной инфраструктуры, с той же целью – минимизации ущерба от возможных аварийных ситуаций.

Наиболее подверженные воздействию участки приходятся на территории вблизи реки Печора и некоторых крупных озёр в восточной части НАО, а наименее – в его юго-западной части. В зонах, где расположена трубопроводная сеть встречаются участки как с низким уровнем воздействия, так и с высоким. Наиболее крупный нефтеперевалочный пункт, Варандейский резервуарный парк, находится на границе среднего и высокого уровня воздействия. Исходя из этих результатов, можно сделать вывод о необходимом месторасположении средств ликвидации разливов нефти. Так, в районе посёлков Харьягинский и Ардалин их достаточно располагать только на крупных объектах, тогда как на протяжении нефтепровода Южное Хыльчюю - Варандей необходимо размещение дополнительных пунктов.

По результатам применения описанного метода для нефтепровода «Южное Хыльчюю – Варандей», расположенного в Ненецком автономном округе, и принимая во внимание низко развитую транспортную инфраструктуру региона, можно сделать вывод о необходимости размещения средств ликвидации не только в конечном и начальном пункте нефтепровода, но и на его наиболее уязвимой части – первых 100 км от пункта Южное Хыльчюю.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Задача моделирования разливов нефти на поверхности суши, не смотря на существенный прогресс в области их предотвращения, является по прежнему актуальной. Необходимость предсказывать пространственно-временные характеристики аварийных разливов нефти остается востребована в первую очередь для планирования действий по ликвидации последствий. С другой стороны, эти оценки можно использовать при проектировании объектов нефтяной промышленности для выбора наиболее благоприятного месторасположения, с точки зрения минимизации потенциального ущерба окружающей среде.

В работе проведен обзор природных условий Заполярной тундры. Основными типами почв, представленными на этой территории, являются торфяные, с различной мощностью слоя торфа, и песчаные почвы. Их характерной особенностью является высокая обводненность. Особенностью рассматриваемого региона являются многолетнемерзлые породы. Они могут служить барьером при проникновении нефти в грунт. В торфяных почвах в летний период глубина сезонного оттаивания составляет порядка 1 м. Другой важной особенностью является наличие локальных неровностей рельефа масштабом от нескольких десятков сантиметров до одного метра. Исходя из представленных на рассматриваемой территории типов растительности, можно утверждать, что, разлив нефти на поверхности суши нанесет значительный ущерб, уничтожив большую часть растительности [Губайдуллин М.Г., 2013]. Ущерб также усугубляется длительным естественным восстановлением хрупких экосистем тундры.

Несмотря на имеющиеся работы, посвященные различным моделям разливов нефти на суше, комплексных, готовых к практическому применению моделей на основе гидродинамических уравнений, нет. Нормативные документы в данном случае дают грубую оценку, не учитывая многих факторов. [Методика определения ущерба..., 1996; РД-13-020.00-КТН-148-11; Методика расчета...;

Методическое руководство..., 1999]. В свою очередь, вопрос о моделировании разливов нефти на водной поверхности проработан достаточно хорошо. Существуют программные комплексы, позволяющие учесть все аспекты моделирования. Данное направление может служить примером пути развития для моделей разливов нефти на поверхности суши [Моделирование разливов нефти..., 2016; Мансуров М.Н. и др., 2004].

Разработанная нестационарная гидродинамическая модель предназначена для оценки пространственно-временных масштабов разлива нефти на горизонтальной поверхности суши в Заполярной тундре. Особенностью модели является одновременный расчет растекания нефти, на основе гидродинамического уравнения (уравнение диффузии), фильтрации (уравнения Дарси) и испарения (эмпирическая зависимость). Задача учета таких важных параметров как уклон поверхности и наличие водоёмов вблизи источника загрязнения решена при помощи экспертных оценок (технологий), заключающихся в определении влияющих факторов, присвоении им весовых коэффициентов и последующим расчетом интегрального показателя опасности потенциального загрязнения. С целью учёта процесса испарения проведен лабораторный эксперимент, по результатам которого получена эмпирическая зависимость скорости испарения от времени, для конкретного состава нефти. Получить зависимость для произвольного состава нефти пока не представляется возможным, ввиду её сложного, многокомпонентного состава.

В данной работе процесс фильтрации и его влияние на площади загрязнения нефтью моделируется при помощи закона Дарси. Необходимо учитывать такие параметры как нефтеемкость, проницаемость грунта, вязкость нефти. Растекание нефти по поверхности можно представить при помощи двумерного уравнения теории мелкой воды [Кучмент, 1983], адаптированного для таких вязких жидкостей как нефть и нефтепродукты. По результатам экспериментальных исследований испаряемости нефти, можно сделать вывод, что при моделировании процесса испарения для каждого сорта нефти необходимы дополнительные

исследования. Так как предсказать поведение такого многокомпонентного флюида как нефть – является сложной задачей [Губайдуллин М.Г., 2007].

Исходя из высокой сложности описываемых физических процессов (неоднородной структуры почв и многокомпонентного состава нефти), учесть все их особенности в одной комплексной модели, практически невозможно. Оптимальной для задачи моделирования разливов нефти на поверхности суши будет комплекс полуэмпирических моделей. Другим вытекающим отсюда фактом является то, что нельзя ориентироваться лишь на аналитические решения уравнений, так как это требует значительных допущений к исходным уравнениям.

Выполнена численная и программная реализация модели и на её основе проведено большое количество численных экспериментов. По их результатам определено, что разлив 100 т нефти при различных условиях может загрязнить от 412 до 4560 м² поверхности суши. Показано, что режим истечения нефти из источника – чрезвычайно важная характеристика для расчетов, так как разлив одинакового количества нефти за различное время может показывать существенно различающиеся результаты по площади загрязнения в зависимости от характеристик грунтов. Получена зависимость площади нефтяного загрязнения от объема разлившейся нефти, для грунтов с различной нефтеемкостью. Так, согласно результатам расчетов, разлив 10 тыс. т нефти может загрязнить площадь от 22 до 139 тыс. м².

В работе предложен метод оценки распространения нефтяного загрязнения на приливных осушках в устьевых областях Арктических морей, путем синтеза двух моделей: разработанной в работе модели растекания на поверхности суши (для фазы отлива) и модели диффузии примесей в воде (для фазы прилива). С этой целью, в зоне осушки реки Кянда Белого моря проведен натурный эксперимент, имитирующий разлив нефти и нефтепродуктов в реальных условиях. Другой задачей этого эксперимента была верификация модели, которая показала наличие возможных погрешностей от 5% до 30% на различных этапах разлива на поверхности суши, что для её практического применения является допустимым.

На основе полученных оценок пространственно-временных масштабов загрязнения, при помощи экспертных методов, выполнено районирование территории Ненецкого автономного округа, с использованием удобной для восприятия пятиступенчатой шкалы опасности. Помимо прогнозируемой по результатам моделирования площади разлива, при районировании были учтены следующие факторы, влияющие на его потенциальную опасность: средний уклон поверхности, распространённость рек и озёр.

Районирование позволяет выявить зоны наиболее подверженные негативному влиянию на природную среду от разливов нефти, что необходимо при выборе мест размещения средств ликвидации разливов нефти, для более оперативного реагирования на аварийные ситуации, что может существенно снизить нанесенный природной среде урон. Помимо этого, данные оценки можно применять при проектировке как самих нефтепроводов, так и объектов нефтяной инфраструктуры, с той же целью – минимизации ущерба от возможных аварийных ситуаций.

Наиболее подверженные воздействию участки приходятся на территории вблизи реки Печора и некоторых крупных озёр в восточной части НАО, а наименее – в его юго-западной части. В зонах, где расположена трубопроводная сеть встречаются участки как с низким уровнем воздействия, так и с высоким. Наиболее крупный нефтеперевалочный пункт, Варандейский резервуарный парк, находится на границе среднего и высокого уровня воздействия. Исходя из этих результатов, можно сделать вывод о необходимом месторасположении средств ликвидации разливов нефти. Так, в районе посёлков Харьягинский и Ардалин их достаточно располагать только на крупных объектах, тогда как на протяжении нефтепровода Южное Хыльчюю - Варандей необходимо размещение дополнительных пунктов.

По результатам применения описанного метода для нефтепровода «Южное Хыльчюю – Варандей», расположенного в Ненецком автономном округе, и принимая во внимание низко развитую транспортную инфраструктуру региона, можно сделать вывод о необходимости размещения средств ликвидации не только

в конечном и начальном пункте нефтепровода, но и на его наиболее уязвимой части – первых 100 км от пункта Южное Хыльчую.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Belvederesi C., Thompson M.S., Komers P.E. Statistical analysis of environmental consequences of hazardous liquid pipeline accidents. // *Heliyon*. 2018. V. 4(11):e00901.
2. Bonvicini S., Antonioni G., Cozzani V. Assessment of the risk related to environmental damage following major accidents in onshore pipelines // *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*. 2018. V. 56. P. 505–516.
3. Csanady. *Turbulent Diffusion in the Environment*, Reidel Publishing Dordrecht, Boston, D. Reidel Pub. Co. 248 p. – 1973.
4. Dziubinski M., Fraczak M., Markowski A.S. Aspects of risk analysis associated with major failures of fuel pipelines. // *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*. 2006. V. 19. P. 399–408.
5. Fingas M. *Oil Spill Science and Technology*. // Gulf Professional Publishing, 2010. 1192 p.
6. Fingas M.F. Modeling Oil and Petroleum Evaporation // *Journal of Petroleum Science Research*. 2013. 2(3). p. 104-115.
7. Gundlach E. R., Cekirge M., Anul C., Orhan C., Sutherland P. Pipeline and coastal environmental sensitivity mapping for the BTC pipeline system in Turkey // *Proceedings of International Oil Spill Conference (IOSC)*. 2005. P. 10919-10923.
8. Howlett, E., Jayko, K., Isaji, T., Anid, P., Gary, M., Francois, S. *Marine Forecasting and Oil Spill Modeling in Dubai and the Gulf Region*. – Dubai, 2008. COP ED EC7.
9. ISO 12185:1996. Нефть сырая и нефтепродукты. Определение плотности. Метод с применением осциллирующей U-образной трубки. 1996. 9 с.
10. Makhanov S.S. A two-dimensional numerical model of flooding in East-Bangkok / S.S. Makhanov, S. Vannakrairojn, E.J. Vanderperre // *J. Hydraulic Engineering, ASCE* 25(4), 1999. – С. 407–416.

11. Martins P.T.A., Riedel P.S., Milanelli J.C.C. Sensitivity mapping of oil pollution incidents in land environments. // *Acta Scientiarum – Technology*. 2018. V. 40 (1):e30219.
12. Ozigis M. S., Kaduk J. D., Jarvis C. H. Mapping terrestrial oil spill impact using machine learning random forest and Landsat 8 OLI imagery: A case site within the Niger Delta region of Nigeria. // *Environmental Science and Pollution Research*. 2019. V. 26, N. 4. P. 3621-3635.
13. Ramírez-Camacho, J.G., Carbone F., Pastor E., Bubbico R., Casal J. Assessing the consequences of pipeline accidents to support land-use planning. // *Safety Sci*. 2016, V. 97. P. 34-42.
14. Shen, H., Y. Chen, A. Wake, and R. Crissman. Lagrangian Discrete Parcel Simulation of River Ice Dynamics. *Intl. J. Offshore and Polar Engineering* 3 (4). – 1993.
15. Айбулатов Н.А., Артюхин Ю.В. Геоэкология шельфа и берегов Мирового океана. – СПб.: Гидрометеиздат, 1993, 304 с.
16. Алексеевский Н. И. Геоэкологическое состояние арктического побережья России и безопасность природопользования. – М.: ГЕОС, 2007. – 585 с.
17. Алисов Б.П. Климаты СССР. М.: Высшая школа, 1969. 103 с.
18. Аношко В. С., Чертко Н. К. География почв с основами почвоведения. // Минск: БГУ, 2009. – 281 с.
19. Арский Ю.М., Новикова М.В., Потапов И.И. Приразломное нефтяное месторождение. – Экологическая экспертиза и оценка воздействия на окружающую среду, 1996, № 2, с. 3-37.
20. Астраханцев Г.П., Меншуткин В.В., Петрова Н.А., Руховец Л.А. Моделирование экосистем больших стратифицированных озер/Под ред. Руховца Л.А. СПб.: Наука, 2003. 364 с.
21. Атлас Арктики. М. Главное управление геодезии и картографии при Совете министров СССР, 1985, 205 с.
22. Атлас Архангельской области. М.:ГУГК, 1976. 72 с.

23. Атнабаев, А.Ф. Информационная поддержка принятия решений при аварийных разливах нефти по водным объектам на основе ГИС-технологий: дис. на соискан. учен. степ. канд. техн. наук. – Уфа, 2007. – с.

24. Атнабаев, А.Ф. Моделирование аварийных разливов нефти и нефтепродуктов для планирования действий в условиях ЧС / А.Ф. Атнабаев, Р.Н. Бахтизин, Р.З. Нагаев, О.А. Ефремова, С.В. Павлов, Г.М. Сайфутдинова. // ArcReview. – 2005. – № 1.

25. Баринов А.В., Сафин С.Г., Губайдуллин М.Г. Состояние запасов и перспективы освоения северной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. // Нефтепромысловое дело, 2001, № 6, с. 4-7

26. Беленицкая Г.А. Мексиканский залив – центр природных и геотехногенных нефтяных катастроф // Региональная геология и металлогения, 2011, № 45, с.51-68.

27. Борисов Е.В. Оперативные методы оценки распределения концентрации загрязняющих веществ в море // Тр. ГОИН. – 1980. – Вып. 154. – С.61-76.

28. Борисов Е.В., Гончаров А.А., Кравчук М.А., Лебедев И.М. Методы оперативного расчета рассеивания взвешенных материалов при сбросах грунта в море // В кн.: Итоги исследований в связи со сбросом отходов в море. – М.: Гидрометеиздат, 1988. – С. 63-73.

29. Бескид П.П., Дурягина Е.Г. Характеристика процессов трансформации нефти в морской среде и их влияние на операции по ликвидации аварийных разливов нефти. // Эксплуатация морского транспорта. – 2011. – № 1 (63). – С. 71-75.

30. Бескид П.П., Миранков В.А. Геоинформационная система поддержки принятия решений при ликвидации нефтяных разливов на поверхности акватории // Ученые записки РГГМУ. – 2013. – № 30. – С. 199-203.

31. Гильманов С.А. Моделирование распространения и накопления жидких сбросов: диссертация на соискание уч. степени канд. физ.-мат. наук. Уфа. – 2011. – 106 с.

32. Гильманов, С. А. Движение жидкости по параболической поверхности // Молодежь и наука: сборник материалов X Юбилейной Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых с международным участием, посвященной 80-летию образования Красноярского края [Электронный ресурс]. — Красноярск: Сибирский федеральный ун-т, 2014. — Режим доступа: <http://conf.sfu-kras.ru/sites/mn2014/directions.html>, свободный.

33. Годовой отчет о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2017 году. 2018. Официальный сайт Ростехнадзора. // [Электронный ресурс] http://gosnadzor.ru/public/annual_reports/ (дата обращения: 16.01.2019).

34. Гончаров А.А., Кравчук М.А., Цвезинский А.С. Оперативный метод расчета распространения взвеси в районе дампинга грунтов в приливном море // Труды ГОИН. – 1984. – Вып. 174. – С.98-107.

35. Горячкин С.В. Почвенный покров Севера (структура, генезис, экология, эволюция). М.:ГЕОС, 2010. 421 с.

36. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия. М.: Стандартиформ, 2006. 12 с.

37. ГОСТ 33-2000 (ИСО 3104-94). Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости. М.: Изд-во стандартов, 2001. 21 с.

38. ГОСТ Р 55475-2013. Топливо дизельное зимнее и арктическое депарафинированное. Технические условия // М.: Стандартиформ, 2013. – 12 с.

39. Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2018 году». М.: Минприроды России; НПП «Кадастр», 2019. 844 с.

40. Грузинов В.М., Борисов Е.В., Григорьев А.В. Прикладная океанография. – Обнинск: Изд-во «Артифекс», 2012. – 384 с.

41. Губайдуллин М.Г., Иванов Р.С. Интегральная оценка воздействия нефтей на окружающую среду с учётом их компонентного состава. – Вестник

Северного (Арктического) федерального университета. Серия: Естественные науки. 2007. № 1. С. 5-12.

42. Губайдуллин М.Г., Коробов В.Б. Экологический мониторинг нефтегазодобывающих объектов Европейского Севера России: учебное пособие. Архангельск: ИПЦ САФУ, 2012. 236 с.

43. Губайдуллин М.Г., Естбел Н., Золотухин А.Б. и др. Моделирование разливов нефти в западном секторе Российской Арктики. Архангельск: САФУ, 2016. – 220 с.

44. Губайдуллин М.Г., Лохов А.С., Коробов В.Б., Тарасова Г.М. Экспериментальное исследование испаряемости нефти с целью моделирования загрязнения природной среды при разливах на земную поверхность в Арктике // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. №4 (106). С.137-145.

45. Губайдуллин М.Г., Калашников А.В., Колосов Д.Ф., Бурков Д.В. Оценка воздействия нефтегазовых объектов на почвы и растительность юго-восточной части Большеземельской тундры. Архангельск: ИПЦ САФУ, 2017. 188 с.

46. Демиденко Н.А. Формирование максимума мутности воды в сильноприливных эстуариях Мезени и Кулоя. // Геология морей и океанов: Материалы XVIII Международной научной конференции (Школы) по морской геологии, Т. III. – М.: ГЕОС, 2009. – С.22-26.

47. Добровольский Г.В., Таскаев А.И., Забоева И.В. Атлас почв Республики Коми. Сыктывкар: Коми республиканская типография, 2010. 356 с.

48. Егоров В. В. Классификация и диагностика почв СССР. М.: Колос, 1977 – 221 с.

49. Зоны и типы поясности растительности России и сопредельных территорий. 1 : 8 000 000. М., 1999.

50. Иванов А.Ю., Терлеева Н.В., Евтушенко Н.В., Кучейко А.Ю., Филимонова Н.А., Кучейко А.А. Основные результаты радиолокационного спутникового мониторинга нефтяных загрязнений Баренцева моря. // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2017. №3, С. 17-32.

51. Ильин Г.В, Усягина И.С., Касаткина Н.Е. Геоэкологическое состояние среды морей российского сектора Арктики в условиях современных техногенных нагрузок. // Вестник Кольского научного центра РАН. 2015. № 2 (21). С. 82-93;
52. Истомин Е.П., Новиков В.В., Соколов А.Г. Концептуальная модель геоинформационного управления природно-техническими системами и территориями. // Петербургский экономический журнал. 2019. № 2. С. 55-63.
53. Истомин Е.П., Петров Я.А., Макогон В.П. Методика оценки георисков на основе управляемых параметров // Информационные технологии и системы: управление, экономика, транспорт, право. 2019. № 1 (33). С. 153-160.
54. Каверин Д.А., Пастухов А.В., Мажитова Г.Г. Температурный режим тундровых почв и подстилающих многолетнемерзлых пород (европейский Северо-Восток России) // Криосфера Земли, 2014, т. XVIII, № 3, с. 23–32.
55. Козлов М. А. Развитие методов анализа риска аварий на магистральных нефтепроводах на основе моделирования аварийных разливов нефти: дис. на соискан. учен. степ. канд. техн. наук. – Уфа, 2006. – 124 с.
56. Кормак Д. Борьба с загрязнением моря нефтью и химическими веществами. М.: Транспорт, 1989. 365 с.
57. Коробов В.Б. Воздействие добычи и транспортировки нефти на природу Арктики. – Проблемы региональной экологии, 2004, № 2, - С. 55-62.
58. Коробов В.Б. Эколого-географическое обоснование экспертной оценки создания нефтяной транспортной инфраструктуры севера Тимано-Печорской провинции. // Диссертация на соискание ученой степени доктора географических наук. – М.: ИГ РАН, 2004, 422 с.
59. Коробов В.Б. Сравнительный анализ методов определения весовых коэффициентов «влияющих факторов». // Социология: методология, методы, математические модели. 2005. № 20. С. 54-73.
60. Коробов В. Б. Экспертные методы в географии и геоэкологии. Архангельск: Издательство ПГУ, 2008. 236 с.

61. Коробов В.Б. Некоторые проблемы применения экспертных методов на практике. // Научный диалог. 2013. № 3 (15): Естествознание. Экология. Науки о земле. С. 94-108.

62. Коробов В.Б. Исследования режима устьевых областей рек Белого моря. // Геология морей и океанов. Материалы XXI Международной научной конференции (Школы) по морской геологии. Т. 3. Москва, 16-20 ноября 2015 г. – М.: ГЕОС, 2015, с. 199-202.

63. Коробов В.Б., Середкин К.А., Лохов А.С., Нецветаева О.П., Кошелева В.П. Проблемы интерполяции пространственно-неоднородных данных на нерегулярных сетках в Белом море. // Геология морей и океанов: Материалы XXI Международной научной конференции (Школы) по морской геологии. Т. III. – М.: ГЕОС, 2015. – С. 203-205.

64. Коробов В.Б., Тутыгин А.Г. Проблемы использования метода анализа иерархий и пути их решения. // Экономика и управление. 2016. № 8. С. 60-65.

65. Краснов Е.В., Романчук А.Ю. Основы природопользования: учеб. пособие. — Калининград: Изд-во РГУ им. И. Канта, 2009. — 190 с.

66. Кучмент Л. С. Модели процессов формирования речного стока. – Л.: Гидрометеиздат, 1980. – 143 с.

67. Лаллеман Ж. Полугруппы и комбинаторные приложения. М.: Мир, 1985. 440 с.

68. Лейбензон Л.С. Государственное издательство технико-теоретической литературы, М.: Гостехиздат, 1947. – 244 с.

69. Лещёв А.В., Хоменко Г.Д., Коробов В.Б., Лохов А.С., Чульцова А.Л., Ружникова Н.Н., Махнович Н.М., Белоруков С.К., Яковлев А.Е., Ефремова О.П., Муангу Ж.Э.Р. Экспедиционные работы в устьевой области реки Северной Двины в марте 2014 г. – Океанология, 2015, Т. 55, № 2, с. 348-350.

70. Лещёв А.В., Коробов В.Б., Федоров Ю.А., Овсепян А.Э., Савицкий В.А., Хоменко Г.Д., Доценко И.В. Первые комплексные исследования реки Кянда и ее маргинального фильтра, Онежский залив Белого моря (22 июля – 3 августа 2014 г.). – Океанология, 2015, том 55, № 5, с. 850-851.

71. Лещёв А.В., Мискевич И.В., Коробов В.Б., Лохов А.С., Чульцова А.Л., Хоменко Г.Д., Белоруков С.К., Яковлев А.Е. Пространственные особенности приливной изменчивости гидролого-гидрохимических характеристик устьевой области реки Северная Двина в зимнюю межень. – Океанология, 2017, т. 57, № 2, с. 303-310.

72. Лоция Белого моря, (№ 1110). С-Пб.:ГУНиО МО – 2006 г.

73. Лохов А.С. Муангу Ж. Э. Р. Оценка масштабов загрязнения территорий путем математического моделирования // Перспективы и проблемы освоения месторождений нефти и газа в прибрежно-шельфовой зоне Арктики России: материалы Международной научно-практической конференции (10-11 июня 2015 г.) / отв. ред. проф. М.Г. Губайдулин; Сев. (Арктич.) федер. ун-т. – Архангельск: САФУ, 2015. – С. 84-88.

74. Лохов А.С., Математическое моделирование растекания нефти на поверхности суши // Развитие Северо-Арктического региона: проблемы и решения: материалы конференции 21-25 марта 2016 г. – Архангельск: САФУ, 2016. - С. 451-454.

75. Лохов А.С. Расчет площади аварийного разлива нефти на суше для некоторых типов грунтов. // Проблемы освоения нефтегазовых месторождений приарктических территорий России: материалы научной конференции студентов и аспирантов высшей школы энергетики, нефти и газа (апрель 2019 г.) – Архангельск: САФУ, 2019. – Вып. 2. – С. 66-70.

76. Лохов А.С., Мискевич И.В. Моделирование аварийных разливов нефти в зонах приливных осушек Белого моря // Геология морей и океанов: Материалы XXIII Международной научной конференции (Школы) по морской геологии. Т. III. – М.: ИО РАН, 2019а. - С. 179-183.

77. Лохов А.С., Губайдуллин М.Г. Прогнозирование потенциального ущерба природной среде территории Ненецкого автономного округа от разливов нефти // Глобальные проблемы Арктики и Антарктики [электронный ресурс]: сборник науч. материалов Всерос. конф. с междунар. участием, посвящен. 90-летию со дня рождения акад. Николая Павловича Лавёрова / отв. ред. акад. РАН

А. О. Глико, акад. РАН А. А. Барях, чл.-корр. РАН К. В. Лобанов, чл.-корр. РАН И. Н. Болотов. – Архангельск, 2020. – С. 858-862.

78. Лохов А. С., Мискевич И. В. Моделирование поведения разлитой нефти в зонах приливной осушки морей западного сектора Российской Арктики // Проблемы региональной экологии – №1 – 2019б – С. 56-64.

79. Лохов А. С., Районирование территории ненецкого автономного округа по степени воздействия потенциального разлива нефти на природную среду // Естественные и технические науки, 2020, №8(146), с. 116-122.

80. Лохов А.С., Губайдуллин М.Г., Коробов В.Б., Тутьгин А.Г. Географо-экологическое районирование трассы нефтепровода по степени опасности воздействия на окружающую среду при аварийных разливах нефти в Арктике. // Теоретическая и прикладная экология. 2020. № 4. С. 45-50. DOI: 10.25750/1995-4301-2020-4-045-050

81. Мансуров М.Н. Ликвидация аварийных разливов нефти в ледовых морях / М.Н. Мансуров, Г.А. Сурков, В.И. Журавель (и др.) – М: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – 423 с.

82. Матвеева Н.В. Структура растительного покрова полярных пустынь полуострова Таймыр (мыс Челюскин) // Арктические тундры и полярные пустыни Таймыра. Л., 1979. С. 5-27.

83. Маханов, С. С. Двумерный неотрицательный алгоритм расчета течений жидкости в открытых руслах. / С. С. Маханов, А. Ю. Семёнов // Ж. вычисл. матем. и матем. физ., том 36, номер 4, 1996. – С. 97–105.

84. Маханов, С. С. Устойчивый неотрицательный численный метод для расчетов течения жидкости в открытом русле / С. С. Маханов, А. Ю. Семёнов // Ж. вычисл. матем. и матем. физ., том 34, номер 1, 1994. – С. 104-116.

85. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах [Текст]. – Москва: ТрансПресс, 1996. – 96 с.

86. Методика расчета минимальной оснащенности аварийно-спасательных служб (формирований) предназначенных для локализации и ликвидации разливов

нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, на континентальном шельфе и в исключительной экономической зоне Российской Федерации [Электронный ресурс] http://www.mchs.gov.ru/upload/site1/document_file/KsIgABroCa.doc (дата обращения – 4.06.2018).

87. Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах. — Утв. ОАО АК «Транснефть», пр. от 30.12.99 №152, согл. Госгортехнадзором России 07.07.99 №10-03/418. — 1999.

88. Мискевич И.В. Гидрохимия устьев рек Чешской губы Баренцева моря // Известия ВГО – Т.119. – Вып.5.– 1987. – С.443-447.

89. Мискевич И.В., Белоруков С.К., Лохов А.С. Оценка масштабов осолонения устья реки Кянда в Онежском заливе Белого моря // Труды Архангельского центра Русского географического общества: Сборник научных статей – Архангельск, 2015, Выпуск 3. - С. 252-256

90. Мискевич И.В., Коробов В.Б. Гидродинамические аспекты формирования высоких концентраций взвешенных веществ в мезоприливных и макроприливных устьях рек Белого и Баренцева морей // Труды Всероссийской конференции «Гидрометеорология и экология: научные и образовательные достижения и перспективы развития». К 70-летию со дня рождения заслуженного деятеля науки, доктора физико-математических наук, профессора Льва Николаевича Карлина. – С-Пб.: Аграф, 2017. – С.344-347.

91. Мискевич И.В., Алабян А.М., Коробов В.Б., Демиденко Н.А., Попрядухин А.А. Исследования короткопериодной изменчивости гидролого-гидрохимических характеристик устья реки Кянда в Онежском заливе Белого моря (28 июля – 15 августа 2016 г.). – Океанология, 2018, том 58, № 3, с. 369-373.

92. Московченко Д.В. Нефтегазодобыча и окружающая среда. Н.: Наука – 1998 – 112 с.

93. Наумов В. Д. География почв. – М.: КолосС, 2008. – 288 с.

94. Национальный атлас почв Российской Федерации. М.:Астрель. 2011. 632 с.

95. Национальный атлас России Том.2. Природа и экология / А. А. Ключко, М. А. Романовская, М. Г. Гречушникова, и др. — ФГУП "ГОСГИСЦЕНТР" Москва, 2004. — С. 495.
96. Немировская И.А. Углеводороды в океане (снег—лед—вода—взвесь—донные осадки). — М.: Научный Мир, 2004. - 328 с.
97. Немировская И.А. Нефть в океане (загрязнение и природные потоки). — М.: Научный мир, 2013. — 432 с.
98. Немировская И.А., Шевченко В.П., Богунов А.Ю. Содержание и состав углеводородов в донных осадках на геохимическом барьере Северная Двина — Белое море. — Доклады Академии наук, 2007, т. 414, № 2, с. 243-248.
99. Нестеров М.В. Гидротехнические сооружения / Нестеров М. В. и др. Минск: Новое издание, 2006. — 616 с.
100. Низамутдинов Р. И. Метод контроля целостности магистральных нефтепроводов без самотечных участков на основе гидродинамической волновой теории // дисс. на соиск. уч. ст. к. т.н. С.-П. Горный университет. Санкт-Петербург, 2016.
101. Ниуль Ж. Модели дисперсии пассивных субстанций // Моделирование морских экосистем.— Л.: Гидрометеиздат, 1978.— С.70-96.
102. Об утверждении Руководства по безопасности "Рекомендации по разработке Планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов // Приказ Ростехнадзора от 11.12.2014 N 555
103. Овсиенко С.Н., Зацепа С.Н., Ивченко А.А. Моделирование разливов нефти и оценка риска воздействия на окружающую среду // Труды ГОИН. 2005. Вып. 209. С. 248–271.
104. Озмидов Р.В. Диффузия примесей в океане. — Л.:Гидрометеиздат, 1986.— 279 с.
105. Павленко В.И., Муангу Ж., Коробов В. Б., Лохов А.С. Актуальные проблемы предотвращения, ликвидации разливов нефти в Арктике и методы

оценки экологического ущерба прибрежным территориям // Арктика: Экология и экономика – № 3(19) – 2015 – С. 4-11.

106. Павловский Н.Н. Теория движения грунтовых вод под гидротехническими сооружениями и ее основные приложения – Петербург:Транспечать, 1922.

107. Пиковский Ю.И. Природные и техногенные потоки углеводородов в окружающей среде. — ИНФРА-М Москва, 2017. — С. 208.

108. Пиковский Ю.И., Исмаилов Н. М., Дорохова М. Ф. Основы нефтегазовой геоэкологии. Учебное пособие. — Москва, ИНФРА-М, 2017. — С. 400.

109. Полубаринова-Кочина П.Я. Теория движения грунтовых вод. // М.: Наука, 1977 – 664 с.

110. Постановление Правительства РФ от 21.08.2000 N 613 (ред. от 14.11.2014) "О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов"

111. Постановление Правительства РФ от 28.08.1992 N 632 (ред. от 26.12.2013) "Об утверждении Порядка определения платы и ее предельных размеров за загрязнение окружающей природной среды, размещение отходов, другие виды вредного воздействия"

112. РД 153-39.4-113-01. Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов // М., 2002. – 44 с.

113. РД 13-020.00-КТН-148-11. Руководящий документ. Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах.

114. Ружникова Н.Н., Коробов В.Б. Сезонная изменчивость районирования акватории Белого моря. – Проблемы региональной экологии, 2017, № 3, с. 48-55.

115. Сайфутдинова, Г. М. Геоинформационная система поддержки принятия решений при прогнозе и ликвидации аварийных разливов нефти на магистральных нефтепроводах: дис. на соискан. учен. степ. канд. техн. наук. – Уфа, 2006. – с.

116. Самарский А.А. Теория разностных схем 3-е изд., испр. // М.: Наука. Гл. ред. физ.-мат. лит., 1989. – 616 с.
117. Самарский А.А., Николаев Е.С. Методы решения сеточных уравнений. М.: Наука, 1978.
118. Самохина Л.А., Мискевич И.В. Характеристика бентосных сообществ прибрежных участков Белого и Баренцева морей сильно загрязненных нефтепродуктами // Труды Всероссийской конференции «Гидрометеорология и экология: научные и образовательные достижения и перспективы развития». К 70-летию со дня рождения заслуженного деятеля науки, доктора физико-математических наук, профессора Льва Николаевича Карлина. – С-Пб.:Аграф, 2017. – С. 419-421.
119. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2010612856 «Модель прогноза/расчета распространения и трансформации аварийного разлива нефти в море (SPILLMOD)» Авторы: Овсиенко С.Н., Ивченко А.А., Зацепа С.Н.
120. Солнцева Н.П. Добыча нефти и геохимия природных ландшафтов. – М.: Издательство Московского университета, 1998, 376 с.
121. Субетто Д.А., Севастьянов Д.В., Сапелко Т.В., Бойнагрян В.Р., Греков И.М. Озера как накопительные информационные системы и индикаторы климата // Астраханский вестник экологического образования №4(42). 2017. С. 4-14.
122. Суздальский О.В. Литодинамика мелководья Белого, Баренцева и Карского морей. – Л.: Геология моря, 1974, вып.3, с. 27-33.
123. Тутыгин А. Г. Сулимов В. А. Об одной полугрупповой задаче для k -тестируемых языков. // Вестник матем. ф-та. Вып. 1. Архангельск: ПГУ, 1997.
124. Фащук Д.Я., Овсиенко С.Н., Леонов А.В., Егоров А.П., Зацепа С.Н., Ивченко А.А. Геоэкологические последствия аварийных морских разливов нефти. – Известия Академии наук. Серия географическая, 2003, № 5, с. 57-73.
125. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических,

нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств». Серия 09. Выпуск 37. — М.: М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2013. — 120 с.

126. Федоров Ю.А., Страдомская А.Г., Кузнецов А.Н. Закономерности трансформации нефтяного загрязнения в водотоках по данным многолетних наблюдений // Водные ресурсы. 2006. Т. 33, № 3. С. 327-337.

127. Халиков В. Д. Совершенствование метода расчета площади аварийного пролива нефти для технологических трубопроводов // автореф. дисс. на соиск. уч. ст. к. т.н. Уфимский гос. нефтяной техн. университет. Уфа – 2017.

128. Хафизов Д.Ю. Разработка зависимости по определению площади пролива для горючих и легковоспламеняющихся жидкостей / Ф. Ш. Хафизов, Д. Ю. Пережогин, А. В. Краснов, И.Ф. Хафизов, Э.Ф. Рахматуллина // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. Вып. 4 (106). С. 183-192.

129. Хлуденев С.А., Лисков Р.А. Экспертный программный комплекс для моделирования процесса нестационарного испарения опасных веществ с поверхности горячих аварийных проливов («VAPOUR»). Свидетельство об официальной регистрации № 2006612255 / Роспатент РФ. – М., 2006.

130. Хлуденев С.А., Хлуденев А.Г., Рябчиков Н.М., Селезнев Г.М. Математическое описание процесса нестационарного испарения опасных веществ с поверхности аварийных проливов // Безопасность труда в промышленности. 2010. №11.

131. Чалов Р.С. Русловые процессы (русловедение). – М.: ИНФРА-М, 2016, 565 с.

132. Черкасова Д.А. Анализ методов расчета массы испарившейся нефти при авариях на нефтепроводах. // Современные научные исследования и инновации. 2012. № 4 [Электронный ресурс]. URL: <http://web.snauka.ru/issues/2012/04/11660> (дата обращения: 11.01.2018).

133. Шагапов В.Ш. Растекание жидкости по поверхности, сопровождающееся впитыванием в грунт [Текст] / В.Ш. Шагапов, С.А. Гильманов // Прикладная механика и техническая физика. – 2007. – № 5. – Т. 51. – С. 88-94.

134. Эркенова М.И., Толпешта И.И., Трофимов С.Я., Аптикаев Р.С., Лазарев А.С. Изменение содержания нефтепродуктов в загрязненной нефтью торфяной почве верхового болота в условиях полевого эксперимента с использованием извести и удобрений // Почвоведение. – 2016. – № 11. – С. 1392-1401.

135. Юдахин Ф.Н., Губайдуллин М.Г., Коробов В.Б. Экологические проблемы освоения нефтяных месторождений севера Тимано-Печорской провинции. – Екатеринбург, Издательство УрО РАН, 2002, 315 с.