

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

На правах рукописи

Бракоренко Наталья Николаевна

**ВЛИЯНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ НА ГРУНТЫ И ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ  
ТЕРРИТОРИЙ АВТОЗАПРАВОЧНЫХ СТАНЦИЙ (НА ПРИМЕРЕ  
Г.ТОМСКА)**

Специальность 25.00.36 – Геоэкология (науки о земле)

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель – профессор Шварцев С.Л.

Томск – 2013

## Оглавление

1. СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ ПРОБЛЕМЫ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	9
1.1 Современное состояние проблемы загрязнения компонентов геологической среды нефтепродуктами.....	9
1.2 Методика исследований.....	21
2. ФИЗИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКИЕ, ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ, ГИДРОГЕОЛОГИИ И ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ Г.ТОМСКА.....	29
2.1. Физико-химические параметры нефтепродуктов.....	29
2.2. Физико-географические условия.....	31
2.2.1 Климат.....	32
2.2.2 Рельеф.....	34
2.2.3. Гидрография.....	37
2.3 Геологическое строение.....	38
2.3.1 Стратиграфия.....	38
2.4. Геоморфология.....	49
2.5 Тектоника.....	54
2.6 Гидрогеологические условия.....	54
2.7. Современные геологические процессы и явления.....	63
2.8. Состав и физико-механические свойства грунтов.....	64
3. СОСТОЯНИЕ КОМПОНЕНТОВ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ ТЕРРИТОРИЙ АЗС И АЗК Г.ТОМСКА.....	67
3.1 Анализ содержания нефтепродуктов в грунтах на площадках АЗС.....	71
3.2 Характеристика загрязнения подземных вод нефтепродуктами.....	100
4. ВЛИЯНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ НА СОСТАВ И ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГРУНТОВ И КАЧЕСТВО ПОДЗЕМНЫХ ВОД.....	108
4.1 Влияние нефтепродуктов на состав и физико-механические свойства грунтов.....	108
4.2 Влияние нефтепродуктов на химический состав подземных вод.....	116
5. ОЦЕНКА УСТОЙЧИВОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ К УГЛЕВОДОРОДНОМУ ЗАГРЯЗНЕНИЮ ТЕРРИТОРИИ Г.ТОМСКА.....	122
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	133
Список литературы.....	135

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность работы.** Нефтепродукты (НП) являются многокомпонентным, кумулятивным, глобальным, региональным и локальным загрязнителем окружающей среды.

Масштабы загрязнения по оценкам разных авторов различны. Исследования, проведенные И. Мазуром [60], показывают, что потери нефти в результате аварийных проливов составляют около 3% от годовой добычи нефти или около 9 млн. т., В.Ж. Аренс [6] оценивает потери нефти в размере 25 млн. т/год.

Несмотря на систематические исследования нефтезагрязнения окружающей среды многими учеными (В.М. Гольдберг [24, 25], В.А. Королев [45, 46] и др.) изучение особенностей изменения физико-механических свойств грунтов под воздействием нефтепродуктов практически не проводилось, мало исследованы и особенности загрязнения нефтепродуктами грунтовых вод. На территории г. Томска функционирует 119 автозаправочных станций (АЗС) и автозаправочных комплекса (АЗК). Поэтому комплексное изучение нефтезагрязненных грунтов и грунтовых вод (на примере г. Томска) является весьма актуальным.

**Объектом** исследований являются грунты и подземные воды территорий АЗС г. Томска как основные компоненты геологической среды, которая рассматривается нами в определении Е.М. Сергеева.

**Цель работы.** Комплексная оценка экологического состояния компонентов геологической среды территорий АЗС и АЗК, включающая: выявление факторов, обуславливающих неравномерность загрязнения грунтов и подземных вод данных территорий, изучение влияния нефтепродуктов на химический состав подземных вод и физико-механические свойства грунтов, прогноз состояния.

**Основные задачи:** 1) оценка масштабов загрязнения грунтов и подземных вод территорий АЗС и АЗК нефтепродуктами; 2) выявление

характера распределения НП в грунтах и грунтовых водах и факторов, его определяющих; 3) детальные исследования состава и физико- механических свойств грунтов до и после загрязнения их нефтепродуктами; 4) геохимические исследования нефтезагрязненных подземных вод; 5) выявление наиболее значимых критериев для оценки устойчивости геологической среды к углеводородному загрязнению, геоэкологическое районирование геологической среды по этим критериям; 6) разработка практических рекомендации для минимизации вредного воздействия при эксплуатации АЗК, АЗС и оптимизации их размещения.

**Фактический материал и методы исследований.** Диссертационная работа основана на результатах теоретических, экспериментальных и полевых исследований, выполненных автором на территории 24 АЗС, АЗК и складов ГСМ г. Томска (рис.1.1). Определение и анализ загрязнения грунтов нефтепродуктами в работе приводится по 9 площадкам АЗС и АЗК (полученных в составе работ по инженерно-экологическим изысканиям под их реконструкцию), включающие опробование грунтов на содержание НП с интервалом в 1 метр по 38 скважинам глубиной до 20 метров (всего 147 проб). Подземные воды опробованы в пределах территорий 21-ой АЗС и АЗК. Кроме того, проведены экспериментальные исследования по изучению воздействия нефтепродуктов на свойства грунтов и качество подземных вод (более 140 анализов). Для экспериментов использовался грунт в естественном состоянии, а также пропитанный бензином в количестве более 500 мг/кг. Также были использованы материалы ежегодных исследований ОАО «Томскгеомониторинг», производственные материалы ОАО «ТомскТИСИЗ», ОАО «Томгипротранс» и данные, опубликованные в открытых источниках.

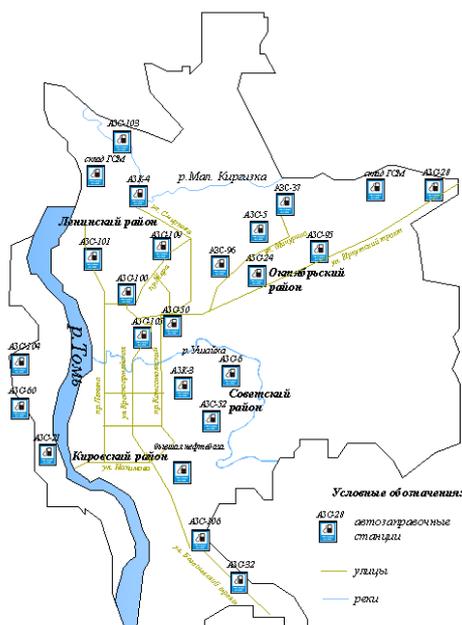


Рис. 1.1 Схема размещения исследуемых площадок АЗС, АЗК и складов ГСМ на территории г.Томска

Лабораторные исследования по определению содержания нефтепродуктов в грунтах и подземных водах проводились в лабораториях ОАО «Томскгеомониторинг» и в Томской лаборатории аналитического контроля ОГУ «Облкомприрода», по определению показателей состава и свойств грунтов проводились в лабораториях «Грунтоведение и механика грунтов» Томского политехнического университета, ОАО «ТомскТИСИЗ», ОАО «Томгипротранс», в соответствии с

методиками, изложенными в ГОСТ 5180–84, 12248–2010, 12536–79, 24143–80, 9.015–74. Химический состав подземных вод определялся в аккредитованной проблемной научно-исследовательской лаборатории гидрогеохимии НОЦ «Вода» Томского политехнического университета. Обработка лабораторных данных проводилась с использованием программ «Statistica» и «Microsoft Excel». Графические материалы создавались с помощью программ «CorelDRAWX3», «Surfer 8», «AutoCAD» и др.

**Научная новизна работы.** Впервые для территории г.Томска выявлено три типа распределения НП в грунтах. Установлено, что главными факторами, обуславливающими неравномерность загрязнения, являются объемы оборота НП, геологическое строение территории, глубина залегания грунтовых вод, состав, состояние и свойства грунтов и рельеф местности. Проведена оценка степени загрязнения подземных вод на территории АЗС и АЗК: установлено превышение ПДК нефтепродуктов в водах характерных для 95 % исследованных АЗС и АЗК. Наряду с увеличением содержания нефтепродуктов,

наблюдается изменение макро- и микрокомпонентного состава подземных вод. Впервые количественно оценено и изучено воздействие НП на физико-механические свойства грунтов: установлено наибольшее негативное воздействие на их прочностные и деформационные свойства. Разработаны экологические критерии для оценки устойчивости геологической среды к загрязнению НП. Составлена карта устойчивости геологической среды г. Томска для оптимального размещения вновь строящихся АЗС и АЗК.

**Апробация результатов работы.** Основные результаты диссертационной работы докладывались на Международных научных симпозиумах, конференциях, совещаниях: Международном симпозиуме студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» (Томск, 2002, 2003, 2004, 2006, 2007 гг.), Второй Международной научно-практической конференции «Новые технологии в решении экологических проблем ТЭК» (Москва, 2007 г.), Международной научно-практической конференции «Эколого-экономическая эффективность природопользования на современном этапе развития Западно-Сибирского региона» (Омск, 2006г.), Научно-технической конференции «Геология, поиски и разведка полезных ископаемых и методы геологических исследований» (Иркутск, 2004г.), Международной школе-конференции студентов и молодых ученых «Экология Южной Сибири и сопредельных территорий» (Абакан, 2003г.), Международной научно-практической конференции «Современное состояние, тенденции и перспективы развития гидрогеологии и инженерной геологии» (Санкт-Петербург, 2012 г.). Две работы опубликованы за рубежом и 2 статьи в рецензируемых журналах ВАК.

Отдельные разделы работы использовались при выполнении проекта по ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007-2013 годы» (мероприятие 1.9), ГК № 11.519.11.6044.

**Практическое применение и значимость работы.** Результаты работы по содержанию НП в грунтах и подземных водах на площадках АЗС и АЗК могут

быть использованы при экологическом контроле и мониторинге на территориях хранения нефти и нефтепродуктов. Полученные закономерности распределения НП в грунтах по разрезу необходимы для прогноза загрязнения геологической среды при строительстве новых АЗС. Созданная на основе полученных данных карта устойчивости позволяет рационально размещать АЗС на территории г. Томска, уменьшить риск загрязнения НП геологической среды. Кроме того, данная карта найдет свое применение при территориальном планировании освоения новых территорий, особенно в районе расположения Томского водозабора.

**Структура и объем.** Диссертация состоит из введения, 5 глав и заключения. Объем работы составляет 130 страниц, включая 48 таблиц и 30 рисунков. Список литературы состоит из 120 источников, в том числе иностранных.

**В главе 1** рассмотрено состояние изученности проблемы загрязнения геологической среды нефтепродуктами. Выполнен анализ проведенных исследований по изучению влияния НП на состав и физико-механические свойства грунтов и качество подземных вод, действующих нормативно-методических документов по размещению, строительству и эксплуатации АЗС.

**В главе 2** приведена характеристика физико-географических, геологических, гидрогеологических и инженерно-геологических условий территории г. Томска, формирующих характер геологической среды.

**Глава 3** посвящена описанию состояния компонентов геологической среды в пределах площадок АЗС. Приводятся данные по содержанию НП в грунтах и подземных водах. Проанализировано их изменение по разрезу, в связи со сроками использования НП, геологическим строением территории, глубиной залегания грунтовых вод, составом, состоянием и свойствами грунтов и рельефом местности.

**В главе 4** приведена оценка влияния нефтепродуктов на физико-механические свойства грунтов и качество подземных вод. Детально

охарактеризованы гранулометрический состав, физические, деформационные и прочностные свойства, набухание и электрическое сопротивление грунтов, до и после загрязнения их НП, приведена характеристика макро- и микрокомпонентного состава подземных вод первого от поверхности водоносного горизонта, загрязненных НП.

**В главе 5** обоснован выбор главных критериев оценки устойчивости геологической среды к загрязнению нефтепродуктами, дана их детальная характеристика, балльная оценка каждого критерия и суммарная балльность для выявления их роли в определении степени воздействия на геологическую среду нефтепродуктов. Приводится типизация геологической среды по степени воздействия нефтепродуктов и карта районирования территории г.Томска по степени устойчивости к загрязнению НП и характеристика таксонов.

**Личный вклад соискателя в получение результатов, изложенных в диссертации,** заключается в непосредственном участии в отборе проб грунтов и подземных вод, экспериментальном исследовании состава и физико-механических свойств грунтов, статистической обработке материала, в интерпретации полученных данных, сформулированных выводах, оценке степени загрязнения территорий АЗС, АЗК и построении карты устойчивости геологической среды к загрязнению НП.

# 1. СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ ПРОБЛЕМЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

## 1.1 Современное состояние проблемы загрязнения компонентов геологической среды нефтепродуктами

Интенсивное строительство АЗС, АЗК, нефтезаводов, нефтебаз на территории городов привело к появлению одной из серьезных экологических проблем – загрязнению геологической среды нефтепродуктами (НП).

Причинами внесения НП в геологическую среду являются аварийные утечки и проливы как в результате длительного обычного заправочного процесса, так и в результате технических неисправностей и негерметичности резервуаров хранения НП, чему отчасти способствуют процессы коррозии металлических конструкций. По данным [44] средний срок работы основного оборудования объектов нефтепродуктообеспечения (НПО) без его замены до возникновения крупных утечек (в частности, подземных резервуаров) составляет 18 лет.

По данным В.В. Тетельмана и В.А. Язева [19] удельные потери предприятий нефтепереработки составляют в среднем 4,5 кг на тонну переработанной нефти.

Согласно [117] нормы естественной убыли НП при хранении более 1 месяца достигают 0,3 кг на 1 тонну хранимого НП (варьирует в зависимости от времени года, типа резервуаров, группы нефтепродуктов и т.д.).

Наибольшие загрязнения НП грунтов и грунтовых вод в пределах урбанизированных территорий наблюдаются на нефтебазах, складах ГСМ, у АЗС, вблизи дорог и др. мест. Например: по данным В.Е. Закруткина, Ю.И. Холодкова, А.Д. Подольского [38] в грунтах территории Семикаракорской нефтебазы содержатся нефтепродукты в количестве более 1 г/кг. Линзы нефтепродуктов мощностью до 1–3 м на поверхности грунтовых вод и площадью до 0,35 кв. км выявлены на отдельных территориях предприятий в Иркутской области, в Красноярском крае, и др. [61]. В Республике Хакасия в

подземных водах четвертичных отложений концентрация НП достигает 174 мг/л [86].

За многие годы работы предприятия ООО «РН-Туапсенефтепродукт» в результате неконтролируемых утечек сформировалась плавающая линза нефтепродуктов в зоне аэрации и на поверхности грунтовых вод, захватывающая значительную территорию нефтебазы и промышленных предприятий в прибрежной зоне Черного моря [93].

Первые взгляды на проблему техногенного загрязнения геологической среды нефтепродуктами изложены в материалах В.М. Гольдберга, которые впоследствии были дополнены и развиты его последователями С.М. Казеновым, А.И. Арбузовым, Ю.В. Ковалевским [44]. В работах перечисленных авторов дается общее представление об особенностях нефтепродуктов как веществ-загрязнителей, особенностях загрязнения геологической среды на объектах НПО: неравномерность загрязнения территорий объекта, о видах загрязнения геологической среды, о формах нахождения нефтепродуктов в геологической среде, о формах техногенных скоплений нефтепродуктов в грунтах и подземных водах, о закономерностях нефтепродуктового загрязнения геологической среды.

Многие авторы решение проблемы загрязнения геологической среды видят в разработке различных технологий очистки. Десятки работ посвящены методам санации территории, загрязненной нефтью и нефтепродуктами, таким как: механический (засыпка загрязненных участков грунтом, вывоз загрязненной почвы в отвалы; ее рыхление и вспашка); физико-химический (сжигание, внесение в почву биогенных элементов, обработка почв растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ) и т.п.); биологический (поддержание оптимальных условий биоразложения нефти путем внесения нефтеокисляющих микроорганизмов) [35,54].

По нашему мнению, в данных разработках нет комплексного научного подхода. При решении проблемы санации не изучаются, а следовательно не учитываются геологическое и гидрогеологическое строение

нефтезагрязненной территории, рельеф, климат района, физико-химические параметры НП.

На недостаточность знаний в областях геологии, географии, гидрогеологии, экологии, грунтоведения при решении задач санации указывает и В.В. Середин [77].

В своей работе «Санация территорий загрязненных нефтепродуктами» [77] ставит перед собой задачу - описать наиболее существенные компоненты природно-техногенной среды, участвующих в процессах санации и определяющих возможность использования существующих технологий санации и их эффективность.

По экспериментальным данным, полученным на территории АО «Нефтехимик» (Пермская область) В.В.Середин изучил распределение НП по разрезу и выделил 3 типа распределения НП по глубине в зависимости от состава и свойств грунтов, слагающих разрез и обособил связь геологических условий исследуемой территории с распределением НП по площади и в зоне водоносного горизонта.

Общие вопросы роли строения зоны аэрации, гидрогеологических и геоморфологических факторов, а также физико-химических параметров НП на формирование загрязнения и его масштаб приведены в работах Егорова Н.Н., Шипулина Ю.К. «Особенности загрязнения подземных вод и грунтов нефтепродуктами» [31], Закруткина В.Е. и др. «Экологические последствия эксплуатации нефтехранилищ в междуречье рек Дон и Сал» [38].

О.В. Слинко [83] считает, что при изучении загрязнения необходимо учитывать группу взаимосвязанных факторов: 1) состав, неоднородность, мощность слоя почв и грунтов зоны аэрации, их водно-физические свойства; 2) механизм переноса нефтепродуктов (конвективный, диффузионный); 3) изменчивость климатических факторов; 4) особенности техногенного и природных ландшафтов объектов; 4) особенности гидрогеологических условий. В своей работе автор обобщил результаты инженерно-экологических исследований на промплощадках нефтегазового комплекса,

дал оценку загрязнения геологической среды и разработал типизацию природно-техногенной обстановки. Исследуемые районы - площадки расположенные на нефтегазовых месторождениях Пермского Прикамья, Удмуртии, Татарстана, Среднего Поволжья, Западной Сибири. Площадь площадок 10-150 га, время эксплуатации 25-60 лет [83].

В основу типизации положены принципы гидрогеологического районирования и картографирования природно-техногенных систем. Предлагаются гидрогеологические разрезы четырех типов применительно к геофильтрационным моделям масштабов 1:10000—1:500 адекватным природно-техническим системам застроенных территорий [83].

Исследование вопросов, связанных с эколого-геологическими оценками и прогнозами изменений геологической среды, невозможно без анализа техногенной нагрузки и техногенных воздействий на рассматриваемой территории, без их типизации и классификации. В настоящее время многие авторы (Р.Н. Юдина, Н.И. Плотников, Е.А. Яковлев, Г.А. Голодковская, Ю.Б. Елисеев, Л.С. Гарагуля и др. ) предлагают много общих и частных классификаций техногенных воздействий на геологическую среду, построенных по разным признакам: по видам хозяйственной деятельности, по воздействиям на конкретный компонент геологической среды; по параметрам, отражающим природу воздействий.

По нашему мнению наиболее полная, общая классификация предложена Трофимовым В.Т, Королевым В.А., Герасимовой А.С [88].

В основу данной классификации положены следующие методологические положения:

1. Признаки типизации должны отражать основные черты техногенных воздействий на геологическую среду разной природы.
2. В таксономическом ряду воздействий целесообразно выделять класс (подкласс), тип, вид и разновидность воздействия.
3. Все выделяемые таксоны не должны зависеть от иерархического уровня рассмотрения геологической среды.

4. Выделяемый вид (разновидность) воздействия должен характеризоваться конкретными количественными параметрами, отражающими его особенности, а также однозначно соотноситься с источником, его вызывающим и обуславливающим.

5. В типизации должны быть учтены лишь «первичные» техногенные воздействия, непосредственно влияющие на основные компоненты геологической среды: горные породы, почвы и искусственные грунты, рельеф территории, подземные воды и геодинамические процессы.

6. Использование в типизации таких признаков деления, которые могут быть общими для всех типов воздействия.

Таким образом, классификация углеводородного воздействия на геологическую среду представляет собой:

- подкласс воздействия – **химическое,**
- тип воздействия – **загрязнение,**
- вид воздействия – **углеводородное,**
- компоненты геологической среды, на которые потенциально может передаваться данный вид воздействия – **почвы, горные породы, искусственные грунты, подземные воды,**
- показатели воздействия – **концентрация загрязнителя, превышение ПДК, объемная скорость массопереноса,**
- потенциальные источники воздействия – **АЗС, нефтехранилища, химические фабрики, транспорт.**

В последние годы немало внимания уделяется загрязнению подземных вод нефтепродуктами. Данный вид загрязнения является наиболее опасным, так как обладает способностью быстро распространяться далеко за пределы первоначального очага, загрязнять поверхностные водоемы и водотоки, а также проникать к водозаборным сооружениям, эксплуатирующим подземные воды для целей хозяйственно-питьевого водоснабжения. Данному вопросу посвящен ряд работ В.А. Мироненко, В.Г. Румынина, Н.С. Петрова [64, 63]. В 2006 году ФГУГП «Гидроспецгеология» составлена карта

выявленных участков загрязнения подземных вод нефтепродуктами на территории Российской Федерации (рис 1.2) [<http://hge.ru>], анализируя которую можно сказать, что загрязнение НП подземных вод - Всероссийская проблема.

Однако, при инфильтрации утерянных НП вниз по разрезу в первую очередь загрязняются грунты и дальнейшее распределение НП (также и количество НП который попадает в подземные воды), во многом зависит от состава, состояния и свойств грунта через который идет фильтрация.

Кроме того, при миграции НП происходит изменение состава, состояния и свойств непосредственно и самих грунтов, которые служат основанием для различных зданий и сооружений. Данное изменение может приводить к непрогнозируемым изменениям в сфере взаимодействия сооружения с геологической средой и как следствие к развитию негативных геологических процессов (оползни, осадка, деформации зданий и сооружений, находящихся вблизи объектов хранения НП и т.д.).

Результаты экспериментальных исследований по выявлению влияния нефтезагрязнения на механические свойства мерзлых глинистых грунтов приведены в работе Л.В. Шевченко, И.В. Ширшовой «Прочностные свойства мерзлых глинистых грунтов, загрязненных нефтью» [96]. В данной работе представлены результаты экспериментальных исследований по выявлению влияния нефтезагрязнения на механические свойства мерзлых грунтов. Сделаны выводы что нефтезагрязнение не влияет на характер течения реологических процессов в мерзлых глинах. В загрязненных мерзлых глинах так же, как и в чистых, фиксируется релаксация напряжений с течением времени при длительном действии нагрузки. Уменьшение сил сцепления идет по плавной кривой, приближаясь к постоянной величине – предельно-длительному сцеплению. Однако при адсорбции нефти минеральными частицами изменяется количество контактов между всеми компонентами глин, что приводит к уменьшению сцепления и внутреннего трения, а

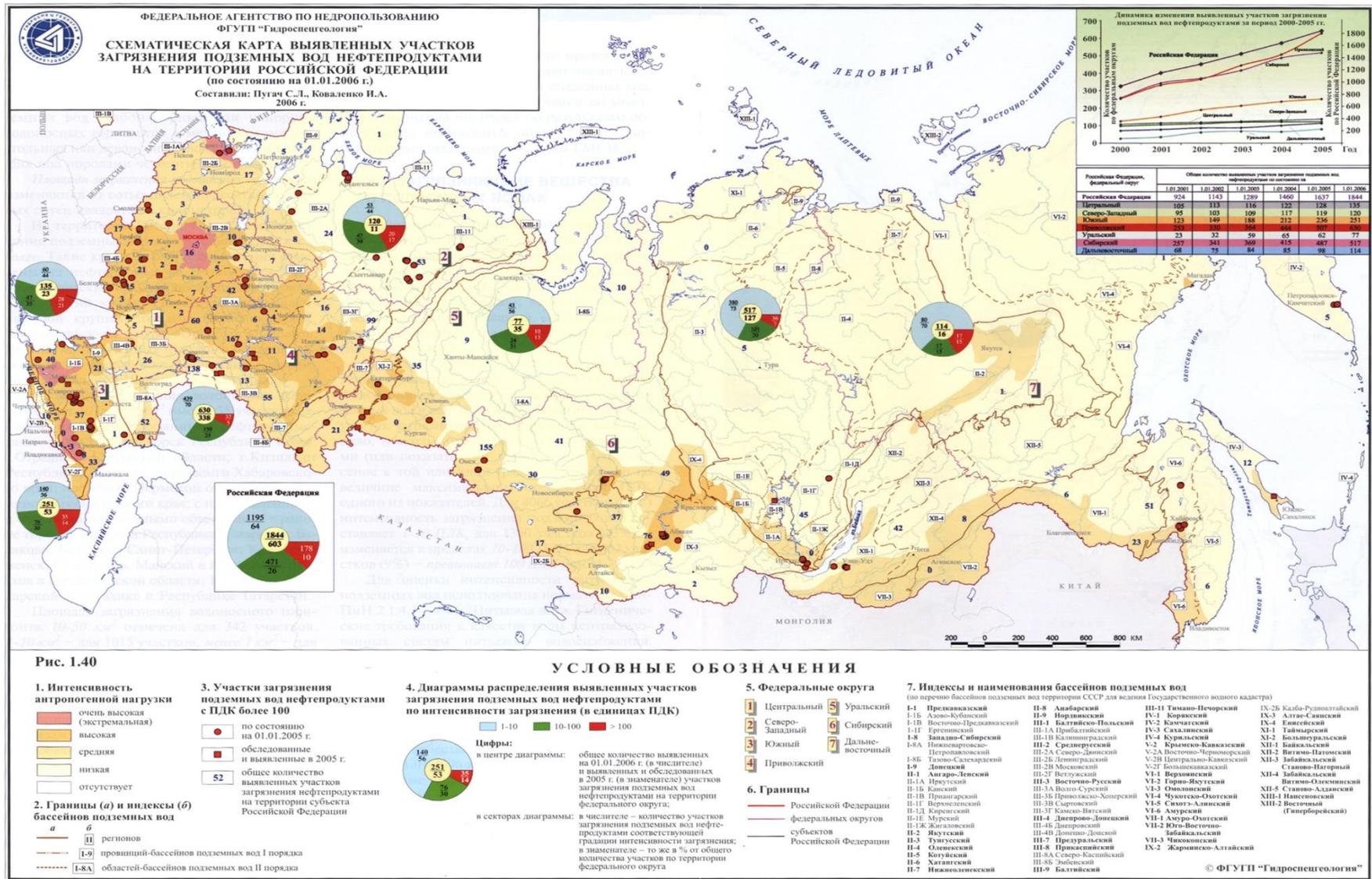


Рис. 1.2. Схематическая карта выявленных участков загрязнения подземных вод нефтепродуктами (ФГУП «Гидроспецгеология», 2006 г. [http://hge.ru])

следовательно прочности. Авторами выявлено уменьшение прочности мерзлых глин в зависимости от степени загрязнения и температуры. Чем выше отрицательная температура, тем сильнее проявляется нефтезагрязнение [96].

И.И.Журавлев, Р. Г. Мотенко, Э. Д. Ершов [37] уделили внимание теплофизическим свойствам грунтов загрязненных различными нефтями и нефтепродуктами. Рассмотрены закономерности изменения этих грунтов в зависимости от влажности, степени загрязнения, вида загрязнителя и температуры.

Проведена оценка роли нефтяного загрязнения в формировании теплопереноса в мерзлых дисперсных породах. Для искусственного загрязнения грунтов были использованы две нефти, существенно различающиеся по плотности и составу: смесь нефтей Западной Сибири, поступающих по трубопроводу на Московский нефтеперерабатывающий завод (нефть 1) и нефть Салымского газоконденсатного месторождения (нефть 2), а также два вида нефтепродуктов, разливы которых случаются довольно часто: керосин и бензин.

При этом изучалось влияние нефтяного загрязнения на теплофизические свойства (коэффициент теплопроводности ( $\kappa$ ), коэффициент температуропроводности ( $a$ ) и удельную теплоемкость ( $C$ ) и фазовый состав влаги мерзлых загрязненных Н и НП. Установлены закономерности изменения теплофизических свойств мерзлых дисперсных пород от количественного и качественного состава загрязнителя, влажности, температуры, гранулометрического и минерального состава пород.

При загрязнении всех мерзлых влагонасыщенных пород выявлено снижение коэффициентов тепло - и температуропроводности; при низких значениях влажности коэффициент теплопроводности загрязненных мерзлых пород близок по значению теплопроводности незагрязненных или превышает его; с ростом загрязнения мерзлых пород влияние влажности на их теплопроводность снижается.

Во всем диапазоне изменения степени насыщения пор влагой и нефтью коэффициенты тепло - и температуропроводности загрязненных пород существенно ниже, чем незагрязненных (исключая глины при низких значениях степени насыщения пор); максимальная, разница между значениями коэффициентов теплопроводности загрязненных и незагрязненных образцов наблюдалась при большей степени заполнения пор в мерзлых образцах.

Наибольшее влияние загрязнение оказывает на теплопроводность супеси и суглинка в мерзлом состоянии; в глинах разного минерального состава выявлено, что теплопроводные свойства каолиновой глины зависят от нефтяного загрязнения в большей степени, чем полиминеральной.

Нефтяное загрязнение более существенно изменяет тепло- и температуропроводность мерзлых дисперсных пород, чем талых; при загрязнении во всех исследуемых породах значения соотношений коэффициентов теплопроводности в мерзлом и талом состоянии увеличиваются при низких значениях влажности и снижаются при больших; величина снижения соотношений коэффициентов теплопроводности во влагонасыщенных породах увеличивается в ряду песок - супесь - суглинок - глина.

Выявлено снижение теплопроводности влагонасыщенных мерзлых пород во всем диапазоне изменения степени загрязнения; в песке, супеси и суглинке снижение происходит почти равномерно при росте загрязнения от 0 до 10%, а в глинах теплопроводность снижается в основном до значения загрязнения 2.5%.

Наибольшая разница во влиянии различных видов загрязнения на теплопроводность исследуемых пород отмечена в песке; в целом влияние вида загрязнителя на теплопроводные свойства мерзлых дисперсных пород увеличивается с уменьшением плотности загрязнителя (в ряду - 1-нефть 2-керосин-3бензин).

Общие особенности состава и свойств загрязненных грунтов даны в работе В.А. Королева [46]. Немало внимания проблеме загрязнения геологической среды нефтепродуктами уделяют зарубежные авторы. Изучаются микробиологические свойства загрязненных НП почв в Финляндии [99], Испании [100]. Большие программы лабораторных анализов по изучению свойств грунтов загрязненных НП (плотность, пластичность, сопротивление грунта срезу и одноосное сжатие грунта) проводятся в Иране [101].

Выполненный анализ действующих нормативно-методических документов [118, 115, 108, 106, 112, 113, 114] по размещению, строительству и эксплуатации АЗС показал, что они не содержат какой-либо оценки техногенного воздействия на окружающую среду, анализа приоритетности экологических проблем, а лишь общие требования и рекомендации практического характера с неясной степенью научной обоснованности.

В настоящее время на территории г. Томска размещено около 119 АЗС, срок службы 30 % которых составляет в среднем 25-30 лет. Учитывая тот факт, что средний срок работы оборудования АЗС, как было отмечено выше, составляет 18 лет, можно прогнозировать значительное загрязнение компонентов геологической среды в пределах территорий АЗС и АЗК.

Кроме того, данное загрязнение вполне может распространяться и за пределами территорий АЗС, включая территории жилых домов, гаражей и т.д., вследствие не соблюдения нормативов в области регламентирования расстояний от территорий АЗС до перечисленных объектов.

Так согласно, нормативного документа НПБ 111-98 [115] минимальные расстояния от АЗС до гаражей и жилых зданий принимаются в соответствии с таблицей 1.1.

Однако, в личных наблюдениях автора работы было установлено, что данные рекомендации часто не соблюдаются, так расстояние от АЗС (по ул. Иркутский тракт) до гаражей должно составлять не менее 18 м, однако в такие расстояние не более 10 метров (фото 1.1), по ул. Иркутский тракт

почти вплотную к жилому деревянному дому присоединилась автозаправочная станция.

Таблица 1.1

Минимальные расстояния от АЗС до объектов, к ней не относящихся

N п/п	Наименование объектов, до которых определяется расстояние	Расстояние от АЗС с подземными резервуарами, м	Расстояние от АЗС с надземными резервуарами, м	
			Тип А	Тип Б
3	Жилые и общественные здания	25	80	40
5	Индивидуальные гаражи и открытые стоянки для автомобилей	18	30	20

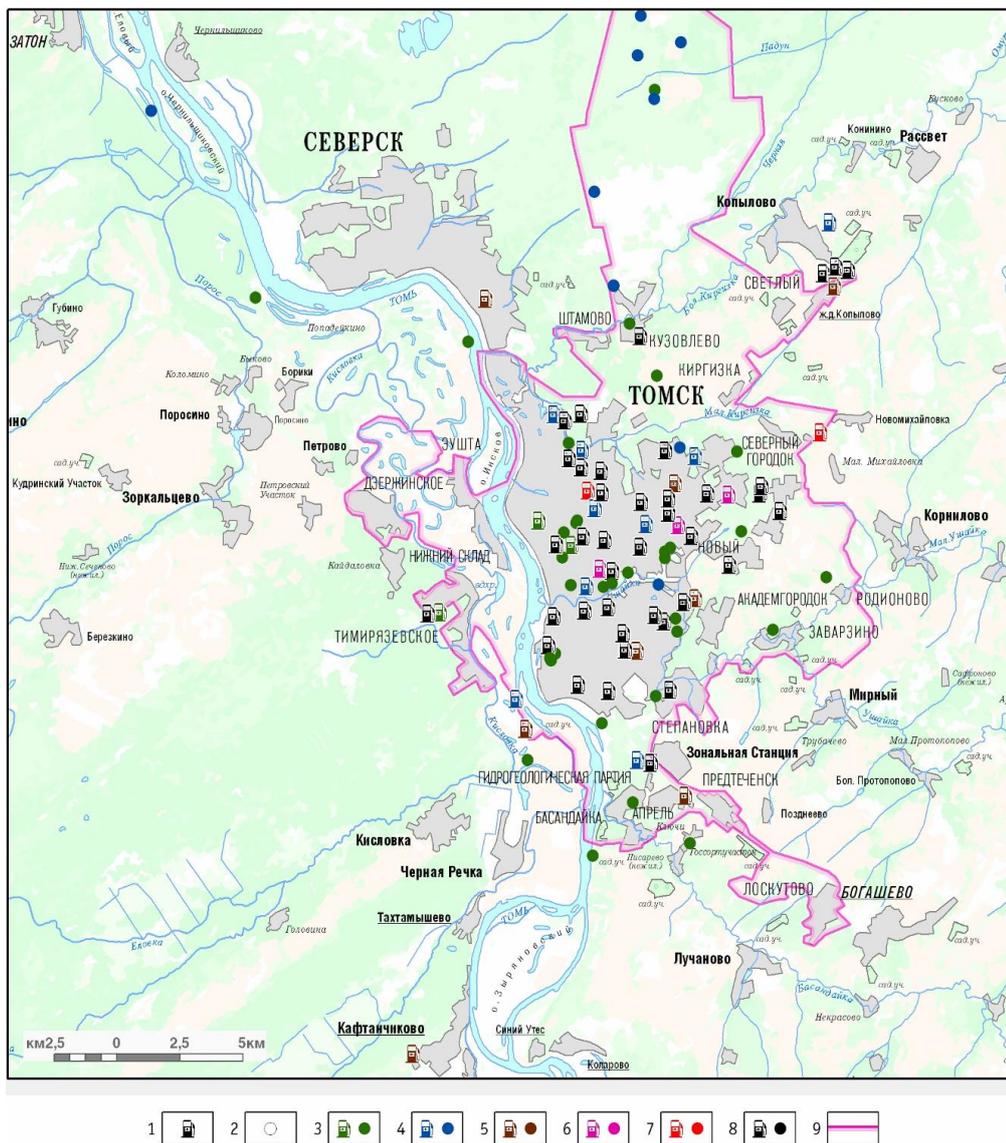


Фото. 1.1. АЗС по ул. Иркутский тракт (1-гаражи, 2-АЗС)

Изучению загрязнения подземных вод НП на территории г.Томска проводится ежегодно организацией ОАО «Томскгеомониторинг», приводятся карты загрязнения подземных вод нефтепродуктами на территории г.Томска вблизи АЗС. Согласно этим данным степень загрязнения подземных вод вблизи участков АЗС на территории г. Томска превышает допустимые концентрации (рис 1.3). Однако, эти исследования не содержат сведений по гидрогеохимической характеристике загрязненных НП подземных вод.

Приведенный нами общий обзор работ, посвященных решению задач воздействия НП на состав и свойства грунтов, показывает, что разработка этой проблемы только начата и в России и за рубежом. Для территории г.Томска эти данные отсутствуют.

Учитывая выше сказанное, работа по изучению влияния нефтепродуктов на компоненты геологической среды территорий АЗС и АЗК представляется весьма актуальной.



Условные обозначения: Скважины: 1 – автозаправочных станций (АЗС), 2 – наблюдательных сетей. Степень загрязнения подземных вод нефтепродуктами: 3 – < ПДК, 4 – 1-10 ПДК, 5 – 10-100 ПДК, 6 – 100-1000 ПДК, 7 – > 1000 ПДК; 8 – н/с; 9 – граница г. Томска

Рис. 1.3 Содержание нефтепродуктов в водах первого от поверхности водоносного горизонта на территории г. Томска [73]

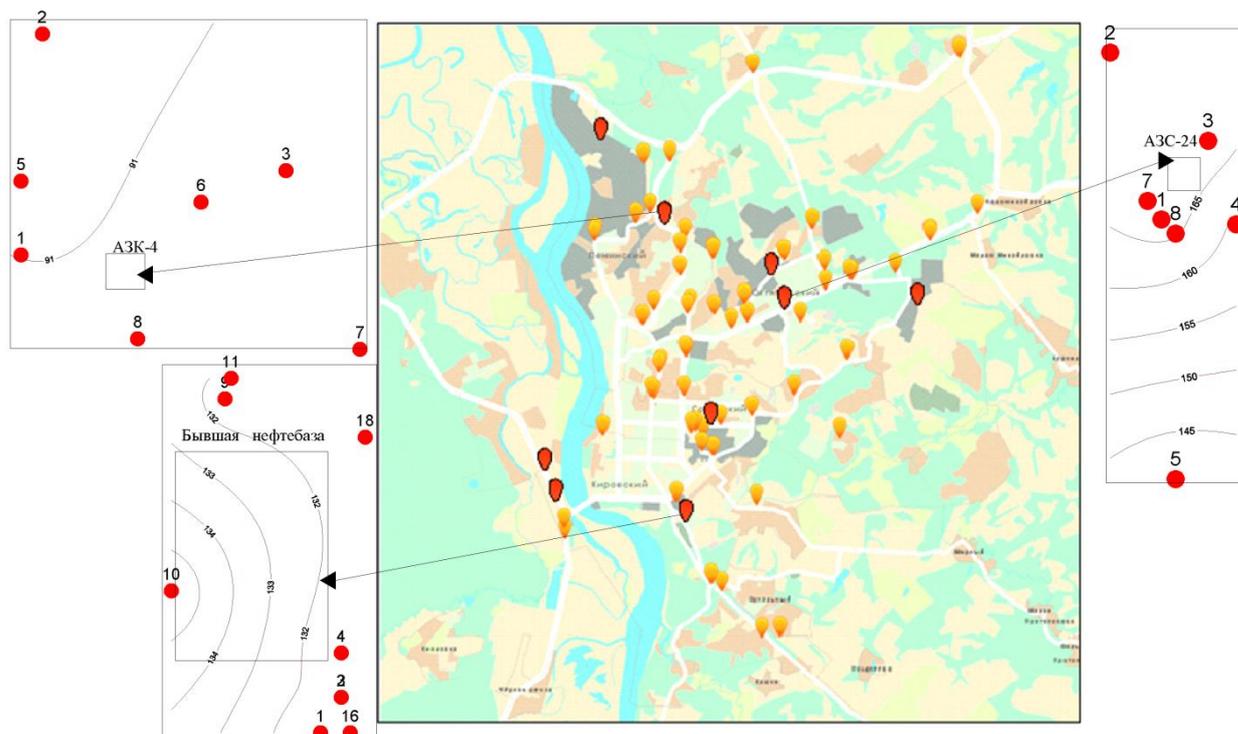
## **1.2 Методика исследований**

### **Фактический материал**

Основой для решения поставленных в настоящей работе задач послужили данные экспериментов по определению физико-механических свойств грунтов до и после загрязнения их нефтепродуктами (автором осуществлено более 140 анализов).

Оценка загрязнения грунтов в работе приводится на примере инженерно-экологических исследований, проводившихся при реконструкции 9 участков эксплуатации сооружений, использующих нефтепродукты (выполненных в составе работ по инженерно-экологическим изысканиям для их реконструкции): склад ГСМ в районе Приборного завода (1 скважина), АЗК-3 по ул. Герцена (8 скв.), АЗС-24 по ул. Иркутский тракт (8 скв.), ГСМ в районе речного порта (2 скв.), АЗС-5 по ул. Парковая 32 (1 скв.), АЗС-21 по ул. Сенная курья (1 скв.), площадка АЗС-4 ул. Смирнова, 45 (8 скв.), площадка бывшей Нефтебазы (ул. Мокрушина) (8 скв.), АЗС-104 в п. Тимирязево (1 скв.) (рис.1.4). Таким образом, были обобщены и проанализированы данные по 38 скважинам глубиной до 20 метров (всего 147 проб).

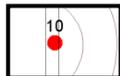
Вместе с грунтами изучались подземные воды, отобранные из наблюдательных скважин 21-ой АЗС и АЗК. Кроме того, были использованы материалы ежегодных исследований ОАО «Томскгеомониторинг», опубликованные в открытых источниках материалы и фондовые данные.



Условные обозначения:



— исследуемые АЗС;



— скважина и ее номер.

Рис. 1.4. Схема размещения исследуемых площадок АЗС, АЗК, GSM.

## Общая методика исследований Пробоотбор



Фото 1.2 Отбор проб подземных вод

Образцы грунтов нарушенной и ненарушенной структуры (монолит) для определения физико-механических свойств отбирались в соответствии с ГОСТ 12071-2000 [105].

Из наблюдательных скважин отбор проб воды осуществлялся после откачивания воды. Пробы отбирались желонкой (фото 1.2).

## **Пробоподготовка**

При изучении влияния углеводородного загрязнения на свойства пород используется, как правило, две методики. Первая – в сухой грунт добавляется заданное количество нефти, а затем воды. Согласно второй – сухой грунт сначала насыщается водой, а затем добавляют нефть. В результате использования рассмотренных методик получают разные результаты [96].

Для лабораторных экспериментов автор работы использовала грунты естественного состояния и свойств. Сначала были определены физико-механические свойства данных грунтов в естественном состоянии, а затем этот же грунт был пропитан бензином в течении разных периодов времени: 2 дня, 2 недели, 1 месяц, 6 месяцев в количестве 500 мг/кг.

## **Лабораторные исследования**

Лабораторные исследования по определению показателей состава и свойств грунтов проводились в лабораториях: «Грунтоведение и механика грунтов» ТПУ, а также в лабораториях ОАО «ТомскТИСИЗ», ОАО «Томгипротранс», по определению содержания нефтепродуктов в грунтах и подземных водах в лабораториях ОАО «Томскгеомониторинг» и Томской лабораторией аналитического контроля г. Томска в соответствии с методиками, изложенными в ГОСТ 5180–84, 12248–2010, 12536–79, 24143–80, 9.015-74.

Природная влажность, плотность грунта, плотность частиц грунта и показатели пластичности и текучести определены в соответствии с ГОСТ 5180–84 [103].

Влажность грунта следует определять как отношение массы воды, удаленной из грунта высушиванием до постоянной массы, к массе высушенного грунта (по методу высушивания до постоянной массы) (рис. 1.5).



Рис. 1.5 Сушильный шкаф

Границу текучести (рис. 1.6) определена как влажность приготовленной из исследуемого грунта пасты, при которой балансирный конус погружается под действием собственного веса за 5 сек. на глубину 10мм (метод балансирного конуса).



Рис. 1.6 Балансирный конус Васильева

Границу раскатывания (пластичности) определена как влажность приготовленной из исследуемого грунта пасты, при которой паста, раскатываемая в жгут диаметром 3мм, начинает распадаться на кусочки длиной 3—10 мм (метод раскатывания жгутиков).

Плотность грунта определяется отношением массы образца грунта к его объему методом режущего кольца (рис. 1.7).



Рис. 1.7 Режущие кольца

Лабораторные определения характеристик прочности и деформируемости грунтов проведены в соответствии с ГОСТ 12248-2010 [102] такими методами как:

- Метод одноплоскостного среза,
- Метод компрессионного сжатия.

Метод одноплоскостного среза проводят для определения следующих характеристик прочности: сопротивление грунта срезу  $\tau$ ; угла внутреннего трения  $\varphi$ ; удельного сцепления  $c$  для песков и глинистых грунтов. Для определения  $c$  и  $\varphi$  необходимо провести не менее трех испытаний при различных значениях нормального напряжения. Испытание проводилось по схеме неконсолидированно-недренированного сдвига (с предварительным уплотнением образца), так как грунты песчано-глинистые независимо от их степени влажности в стабилизированном состоянии.

Метод компрессионного сжатия. Испытание грунтов методом компрессионного сжатия проводилось для определения характеристик деформируемости: коэффициент сжимаемости  $m_0$ , модуля деформации  $E$ . Сжимаемость глинистых грунтов определялась в компрессионных приборах АСИС с площадью колец  $60\text{см}^2$  и высотой 20мм, 25мм. Опыт проводился при сжимающих нагрузках от 0,05 до 0,3 МПа. Все приборы должны были предварительно оттарированы на соответствующие нагрузки.

Для определения коррозионной активности грунта к стали использован прибор АКАГ (рис. 1.8) (именуемый в дальнейшем анализатор).



Рис. 1.8 Анализатор коррозионной активности

Анализатор предназначен для работы в полевых и лабораторных условиях. Выполнение всех измерительных процедур анализа прибором осуществляется автоматически. Диапазон рабочих температур прибора от +5 до +45 °С. Прибор определяет удельное сопротивление грунта и плотность тока катодной защиты углеродистой и низколегированной стали на основании анализа образцов грунта. Все работы выполнены в соответствии с ГОСТ 9.015-74 [110].

Гранулометрический состав грунтов определялся в соответствии с ГОС 125536-79 [104] ареометрическим методом.

Нефтепродукты в грунтах определялись в лабораториях Лабораторные исследования по определению содержания нефтепродуктов в грунтах и подземных водах проводились в лабораториях ОАО «Томскгеомониторинг» и в Томской лаборатории аналитического контроля ОГУ «Облкомприрода» по методикам ПНД Ф 16:1:2.2.22-98 и ПНД Ф 14.1:2.116-97

Химический состав подземных вод определялся в аккредитованной проблемной научно-исследовательской лаборатории гидрогеохимии НОЦ «Вода» Томского политехнического университета.

Перечень определенных компонентов представлен в таблице 1.2.

Таблица 1.2

## Перечень проанализируемых компонентов

Компонент	Метод анализа	Чув-сть метода, мг/дм <sup>3</sup>	НД на МВИ
pH, ед. pH	П	0,05	ПНД Ф 14.1:2:3:4.121-97
Удельная электрическая проводимость, mS/см	Конд.	0,01	РД 52.24.495-05
Гидрокарбонат - ион	Тр	3,0	ПНД Ф 14.2.99-97
Карбонат-ион	Тр	3,0	ФР.1.31.2011.09190
Углекислота св.	Тр	3,0	ФР 1.31.2011.09190
Аммоний-ион	Фм	0,05	ПНД Ф 14.1:2.1-95
Нитрит-ион	ИХ	0,01	ПНДФ 14.1:2:4.3-95
Нитрат-ион	Фм	0,6	ПНД Ф 14.1:2:4.4-95
Сульфат-ион	Тб	2,0	ГОСТ Р 52964-2008
Хлорид-ион	Тр	0,5	ПНД Ф 14.1:2.96-97
Фосфат-ион	Фм	0,01	ПНД Ф 14.1:2:4.112-97
<i>Сумма анионов</i>			
Общая жесткость, °Ж	Тр	0,05	ПНД Ф 14.1:2.98-97
Кальций	Тр	1,0	ПНД Ф 14.1:2.95-97
Магний	АА	1,0	ПНД Ф 14.1:2:4.137-98
Натрий	ПЭС	1,0	ПНД Ф 14.1:2:4.138-98
Калий	ПЭС	1,0	ПНД Ф 14.1:2:4.138-98
Железо общее	Фм	0,1	ПНД Ф 14.1:4:2.50-96
<i>Сумма катионов</i>			
Минерализация по сумме солей, мг/ дм <sup>3</sup>	Расч.		
Нефтепродукты	Фл	0,01	ПНД Ф 14.1:2:4.128-98
Нефтепродукты, объёмн %			
Литий	ПЭС	0,00001	ПНД Ф 14.1:2:4.138-98
Цинк	ИВ	0,0005	ПНДФ 14.1:2:4.222-06
Кадмий	ИВ	0,0002	ПНДФ 14.1:2:4.222-06
Свинец	ИВ	0,0002	ПНДФ 14.1:2:4.222-06
Медь	ИВ	0,0006	ПНДФ 14.1:2:4.222-06

Накопление и обработка лабораторных данных проводились на персональном компьютере с использованием программ «Statistica 6.0» и «Microsoft Excel 2007». Выборки создавались отдельно для каждой разновидности грунта по показателю текучести и числу пластичности, в соответствии с ГОСТ 25100-2011 [107].

При статистической обработке данных определялись: среднее значение, стандартная ошибка, медиана, мода, стандартное отклонение,

дисперсия, минимальные и максимальные значения, коэффициент вариации, асимметрия, эксцесс и их стандартные ошибки. Также проводилась проверка на нормальность распределения элементов в выборке тестами Колмогорова-Смирнова и Хи-квадрат. Для выборки с нормальным законом распределения в качестве среднего значения по выборке рассчитывалось среднее арифметическое, а для элементов, распределенных по отличному закону от нормального, за среднее принималось значение медианы.

Графические материалы выполнялись с помощью программ, «AutoCAD», «CorelDRAW X3» и «Surfer 8».

При построении карт изолиний в программе «Surfer 8» использовался метод «kriging», который применяется, когда анализируемые данные распределены неравномерно и плотность опорных точек невелика.

## 2. ФИЗИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКИЕ, ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ, ГИДРОГЕОЛОГИЕ И ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ Г.ТОМСКА

Известно, что масштабы и интенсивность загрязнения нефтепродуктами различных компонентов геологической среды зависят как от физико-химических параметров хранимых нефтепродуктов, так и физико-географических и инженерно-геологических условий территории (рис 3.1).

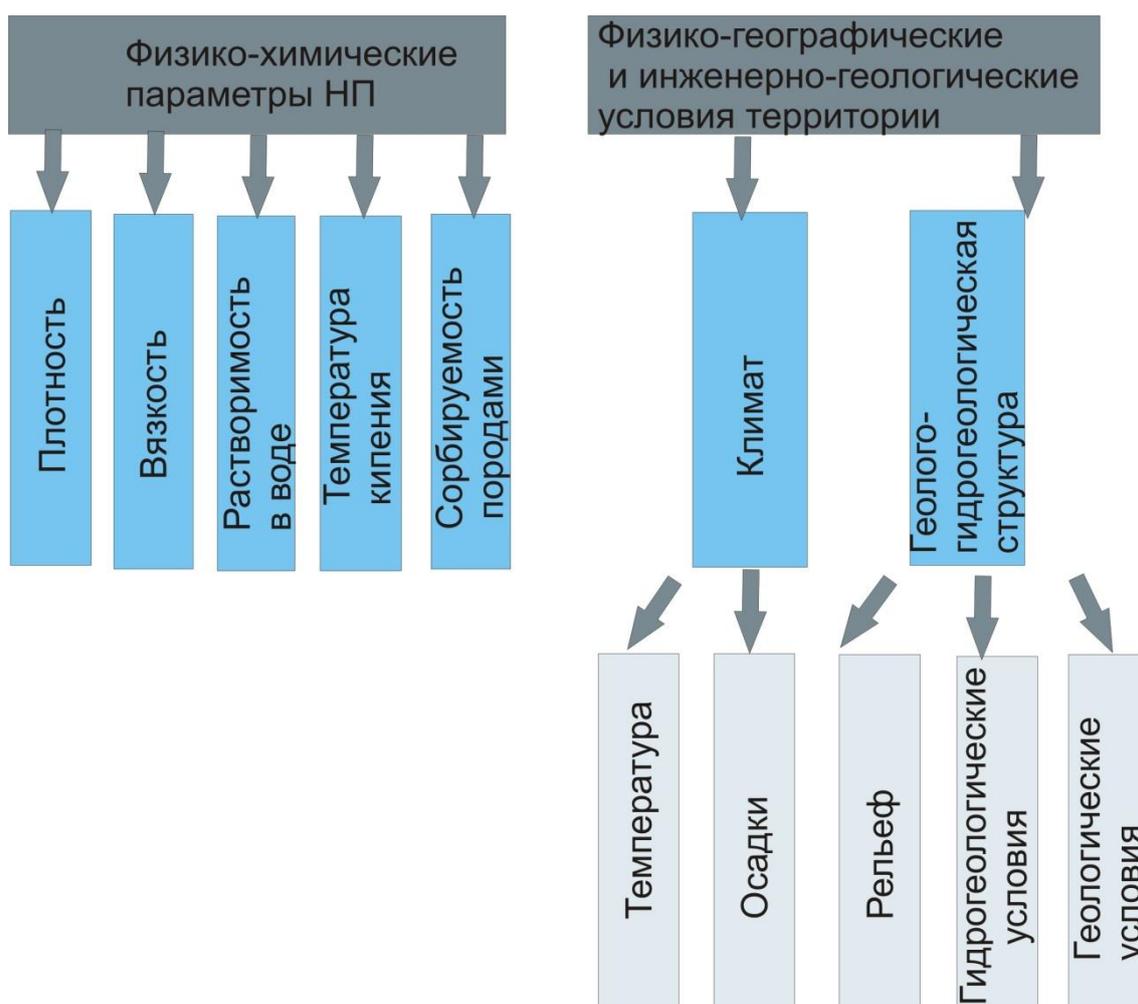


Рис. 2.1. Соподчиненность факторов, влияющих на степень загрязнения (Бракоренко Н.Н.)

### 2.1. Физико-химические параметры нефтепродуктов

На *миграцию* НП в породах и подземных водах существенно влияют физические и физико-химические свойства НП - плотность, вязкость, температура кипения, водорастворимость и сорбируемость породами.

Ниже приводятся физико-химические свойства одного из видов НП – бензина, т.к. это основной вид НП который хранится на АЗС и АЗК.

*Температура кипения*, являющаяся прямой функцией молекулярной массы, характеризует *способность НП к улетучиванию*. Бензины, имеющие в своем составе значительные количества углеводородов с низкой температурой кипения, могут сравнительно легко испаряться, к примеру, с поверхности загрязненных НП грунтовых вод, образуя в зоне аэрации газовые ореолы.

*Плотность и вязкость бензина*, меньше плотности и вязкости воды. Это обстоятельство обуславливает способность последних к более быстрому передвижению в пористой среде грунтов по сравнению с другими жидкими НП и с собственно водой.

*Растворимость НП в воде* связана с их химическим составом. Она уменьшается со снижением содержания в НП ароматических углеводородов и повышением концентраций циклопарафиновых и особенно парафиновых составляющих. Так как в бензине основная доля приходится на парафиновые углеводороды (таблица 2.1) , следовательно, бензин имеет низкую растворимость в воде.

Способность углеводородов сорбироваться породами понижается в последовательности: олефины → ароматические → циклопарафины → парафины. Количество сорбированных нефтяных углеводородов в единице объема грунта зависит от общего свободного объема капилляров, т.е. от гранулометрического состава и влажности грунта. В табл. 2.2 приведена классификация основных грунтов по их способности поглощать нефтепродукты [44].

*Разрушение* НП - происходит путем химического окисления и биогенного разложения. Соотношение и скорости этих процессов зависят от условий среды. В частности, вклад процессов химического окисления в разрушение НП различен, например, для поверхностных и подземных вод.

Ввиду особенностей механизмов биогенного и химического окисления ряды устойчивости углеводородов разных классов в этих процессах не совпадают.

Таблица 2.1

Содержание углеводородов в бензине (Казенов)

Нефтепродукт	Углеводородные группы, массовая доля в %		
	парафиновые нафтеновые	и ароматические	непредельные
Автомобильные бензины			
А-76	77,4	5,2	17,4
Б-70	83,0	17,0	0

Таблица 2.2.

Способность различных групп грунтов сорбировать НП [46]

Грунт	Порядок проницаемости (через Кф для воды, м/сут)	Количество сорбированных НП, л/м <sup>3</sup>
Крупным гравий, валуны	$10^2$	
Гравий-грубозернистый песок	$10^2-10^1$	8
Песок крупный-средний	$10^1-10^0$	15
Песок средний-мелкий	$10^0-10^{-1}$	25
Песок глинистый-глины	$10^{-1}-10^{-3}$	40

Так, скорость *биodeградации* углеводородов изменяется в порядке: алканы > ароматические углеводороды > циклопарафины. Но скорость *химического окисления*, например, у алканов меньше, чем у парафинов, тогда как у ароматических углеводородов она больше, чем у циклопарафинов.

Таким образом, бензины, по сравнению с другими нефтепродуктами, более подвижны в геологической среде и легче испаряются создавая газовые ореолы.

## 2.2. Физико-географические условия

Физико-географические и инженерно-геологические условия определяют характер изменения и распространения загрязнения во времени и пространстве, возможность его негативного влияния на другие компоненты среды обитания.

### 2.2.1 Климат

Климат рассматриваемой территории резко континентальный, с четко выраженными четырьмя сезонами года. Среднегодовая за многолетний период температура воздуха составляет  $-0,4^{\circ}\text{C}$  (табл. 2.3).

Таблица 2.3

Средние за многолетний период среднемесячные и среднегодовые значения температуры воздуха и атмосферных осадков, г. Томск

Станция	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	-18,6	-16,4	-9,4	0,0	8,4	14,8	17,7	14,7	9,0	0,8	-10,0	-16,5	-0,4
Атмосферные осадки, мм	26	19	19	27	44	62	70	71	46	49	44	35	512

Абсолютный максимум температуры приходится на июль ( $36^{\circ}\text{C}$ ), абсолютный минимум - на январь ( $-55^{\circ}\text{C}$ ). Глубина промерзания почвы изменяется от 75-120 см на залесенных участках до 150-200 см в лесостепной зоне на открытых участках (средняя глубина промерзания серой лесной почвы в г. Томске составляет 108 см).

Необходимо отметить, что в течение многолетнего периода наблюдается определенное изменение климатических характеристик. В частности, зафиксировано увеличение температуры приземных слоев воздуха, причем в северной части бассейна Томи наиболее заметен рост среднемесячной температуры в январе и марте в табл. 2.4 [3].

Максимум атмосферного увлажнения приходится на летние месяцы. В зимнее время, когда рассматриваемая территория достаточно часто находится в области повышенного давления, осадков, как правило, выпадает заметно меньше. Устойчивый снежный покров устанавливается в конце октября – начале ноября, а разрушается – в апреле. Максимальные запасы воды в снеге (в поле) составляют около 120 мм.

Химический состав атмосферных осадков на рассматриваемой территории заметно отличается от химического состава речных и подземных

вод меньшей минерализацией и преобладанием в катионном составе ионов натрия, а в анионном - увеличением доли хлоридов, сульфатов и нитратов [3].

Таблица 2.4

Тренд среднемесячной температуры приземных слоев воздуха в Томске за период 1955-1990 гг. (°C/10 лет)

Месяц	Тренд среднегодовой температуры	Тренд среднемесячной температуры	Тренд аномалий	Суммарный тренд среднемесячной температуры
Январь	0,397	0,107	0,405	0,909
Февраль	0,397	0,084	-0,187	0,294
Март	0,397	0,022	0,524	0,943
Апрель	0,397	-0,063	-0,005	0,329
Май	0,397	-0,148	-0,123	0,126
Июнь	0,397	-0,210	-0,211	-0,024
Июль	0,397	-0,233	-0,174	-0,010
Август	0,397	-0,210	-0,175	0,012
Сентябрь	0,397	-0,148	-0,256	-0,007
Октябрь	0,397	-0,063	-0,023	0,311
Ноябрь	0,397	0,022	0,002	0,421
Декабрь	0,397	0,084	0,227	0,708

Вблизи населенных пунктов и промышленных предприятий возможно поступление ряда веществ в водные объекты из загрязненного выбросами атмосферного воздуха. ОАО «Томскгеомониторинг» была проведена предварительная оценка этого поступления в пределах водосборов двух притоков Томи - Ушайки и Басандайки.

В воды рек Ушайки и Басандайки загрязняющие вещества из атмосферного воздуха поступают путем выпадения с жидкими осадками и оседания частиц атмосферного аэрозоля как непосредственно на водную поверхность, так и на поверхность водосборов и последующего их адвективно-диффузионного переноса в русловой поток. Значительная часть загрязняющих веществ выпадает на территорию водосборов с твердыми атмосферными осадками, накапливается в снежном покрове, а затем поступает в реки с талыми водами в весенний период. С учетом данных о среднем за многолетний период выпадении атмосферных осадков и содержании в них макро- и микроэлементов в первом приближении вы-

числена масса веществ, поступающих на территорию речных водосборов в районе Томска с атмосферными осадками (табл. 2.5).

В атмосферных осадках, выпадающих над г. Томском в осенне-зимний период, содержится примерно в два раза меньше макро- и микрокомпонентов, по сравнению с весенне-летним периодом. В пригородных районах содержание микрокомпонентов в атмосферных осадках примерно на порядок меньше, чем в пределах городской территории, причем их значения больше также в весенне-летний период [3].

Таблица 2.5

Ориентировочная оценка поступления макро- и микроэлементов с жидкими (за IV-X месяцы) и твердыми (XI-III месяцы) атмосферными осадками на территорию г. Томска и прилегающих районов, г/(год\*м<sup>2</sup>)

Показатель	г. Томск		Пригородный район	
	IV-X	XI-III	IV-X	XI-III
Na <sup>+</sup>	0,114	0,058	-	-
K <sup>+</sup>	0,165	0,084	-	-
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	4,262	2,172	-	-
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	2,321	1,183	-	-
Cl	0,422	0,215	-	-
NH <sub>4</sub>	0,375	0,191	-	-
Pb	0,0114	0,0058	0,0007	0,0004
Cu	0,0120	0,0061	0,0035	0,0018
Cd	0,0025	0,0013	0,0005	0,0003
Zn	0,0317	0,0161	0,0118	0,0060

### 2.2.2 Рельеф

Город Томск расположен в юго-восточной части Западно-Сибирской низменности. С запада территория оконтурена долиной реки Томи; на востоке, постепенно повышаясь, переходит в Томь-Чулымский водораздел. Наиболее высокие отметки водоразделов в южной части достигают 190 – 230 м, снижаясь до 120 – 150 м абсолютной высоты – в северной [32].

Рельеф городской территории, имеющий общую западно-северо-западную экспозицию, осложнен террасовыми комплексами долин р. Томи и ее притоков

– рр. Ушайки, Киргизки и Басандайки. Плавно сопрягающиеся с водоразделом и между собой полого наклоненные террасовые уступы часто оканчиваются различной крутизны склонами с уклонами от 5–10 до 50–60 градусов и относительными превышениями до 50–60 м. Минимальные отметки рельефа по урезу воды в р. Томи составляют 68–70 м абсолютной высоты [1].

Особенность рельефа городской территории заключается в сочетании относительно плоских участков поверхности со значительными по площади участками склонов речных долин, на которых в силу особенностей гидрогеологических условий происходит разгрузка подземных вод и, в ряде случаев, активизируются склоновые процессы.

Относительные превышения положительных форм рельефа над отрицательными достигают 60 – 100 м. У речных долин рельеф приобретает холмисто-увалистый характер с густым и глубоким эрозионным расчленением.

*Таким образом, расчлененность рельефа приводит к формированию значительных ореолов распространения НП и поверхностного стока НП в речную сеть. Так в понижениях рельефа территории АЗС по ул. Смирнова (скв 2, 5, 8) (рис 2.2) скапливается наибольшее количество нефтепродуктов (рис 2.3).*

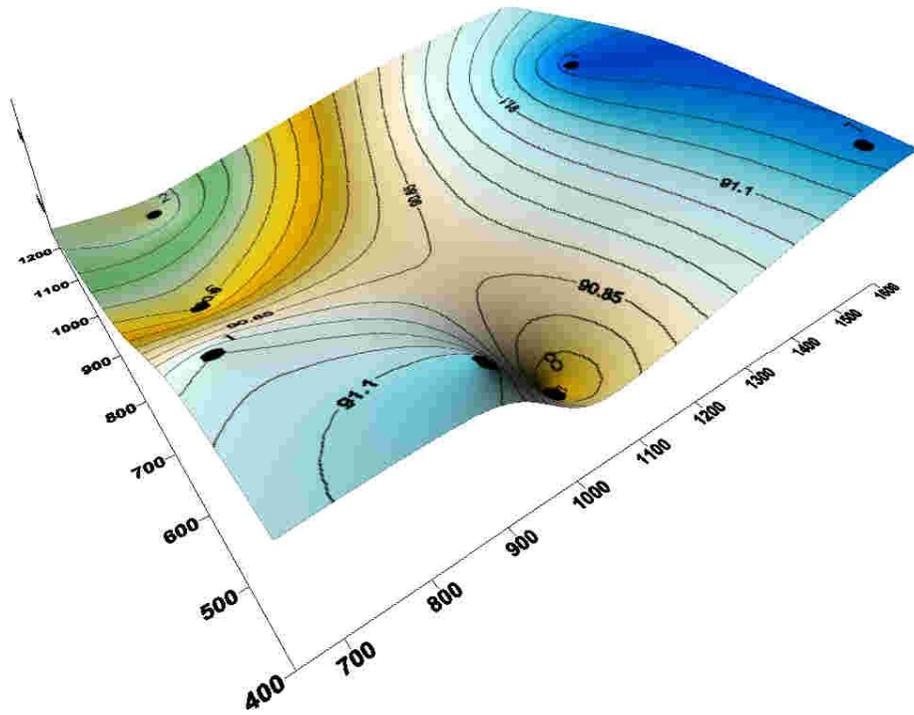


Рис. 2.2. Модель рельефа участка АЗС по ул. Смирнова, 45

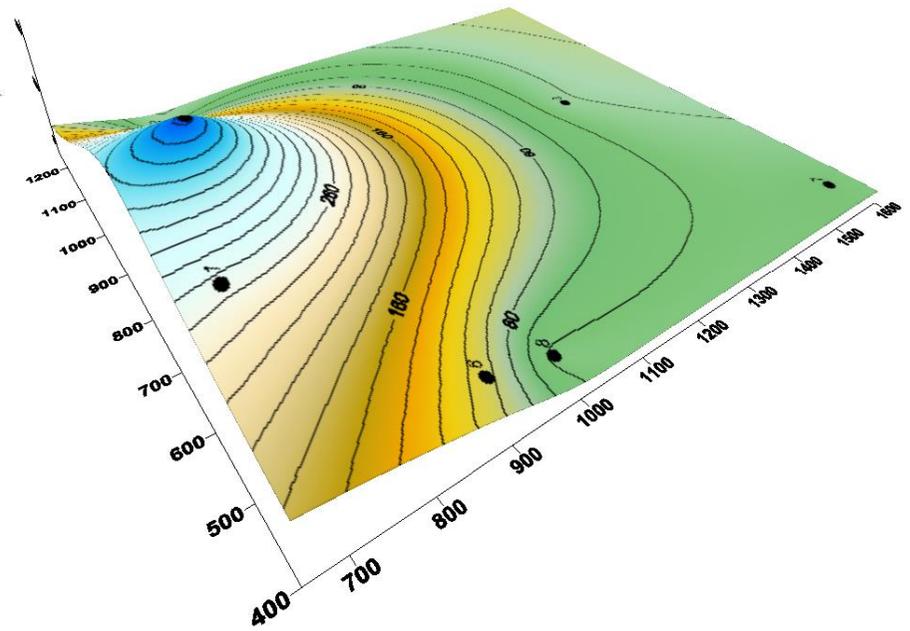


Рис. 2.3. Модель распределения НП в грунтах на глубине 4 метра (АЗС по ул.Смирнова, 45)

### 2.2.3. Гидрография

Развитие гидрографической сети шло в условиях плоской предгорной аккумулятивной равнины, слабо наклоненной к северу-северо-востоку. Поверхностные воды юга Томской области составляют часть бассейна реки Оби. Густота речной сети на Томь-Яйском междуречье –  $0,03 \text{ км/км}^2$ . Все реки берут начало из болот, заболоченных участков, а также получают питание из слабых ключей, атмосферных осадков, талых и подземных вод, т.е. имеют смешанное питание и характеризуются высоким весенним половодьем. По гидрологическому режиму реки района относятся к горно-равнинному типу [1, 42, 43, 47].

Основной водной артерией является р. Томь, правобережный приток р. Оби, впадающая в нее в 65 км ниже г. Томска. Свое начало река берет на юго-западном склоне Кузнецкого Алатау. Направление течения – северо-западное. Наиболее крупными притоками р. Томи являются реки Ушайка, Басандайка, Киргизка. Ширина русла р. Томь в межень 500-600 м, уклон  $0,00024$ . Долина реки достигает 1,5 км в ширину и имеет хорошо выраженную асимметричную форму.

Среднегодовой расход р. Томи  $1092 \text{ м}^3/\text{с}$ . Наивысший уровень отмечается весной (925 см) [1, 42, 43].

Процесс формирования ледяного покрова на р. Томь различен в разные годы. Ледяные массы забивают пойму и русло, в связи с этим, вода резко повышается и затопляет пониженную часть города.

Площадь водосбора р. Томь  $57000 \text{ км}^2$ . Годовой сток равен  $36 \text{ км}^3$ .

Притоки р. Томи – Басандайка, Ушайка, Киргизка имеют западное – северо-западное направление. Долины рек хорошо разработаны. Их ширина и продольный профиль зависит от геологического строения, состава дренируемых пород. В палеозойских породах долины неширокие, у них крутые склоны, течение быстрое с большим количеством перетоков. Протекая по участкам рыхлых пород, реки имеют медленное течение, ширина долины 500-600 м. Террасы здесь развиты хорошо. Расходы в

межень колеблются в пределах 1,5-1,8 м<sup>3</sup>/с. Ширина их русла 10-30 м, глубина не более 2 м) [1, 42,43].

По данным [59, 81, 82] периодически в водах р.Томи, р.Ушайки фиксируются повышенные (выше ПДК) содержания нефтепродуктов. На 1999 год, по данным приведенным в работе А.В. Мананкова, В.П. Парначева «Геоэкологическое состояние поверхностных и подземных вод города Томска», содержание нефтепродуктов в воде р.Томь и р.Ушайке составила 0,38-0,39 мг/л. Загрязнение поверхностных вод происходит как путем непосредственного смыва НП в водоемы, так и опосредовано, путем дренирования загрязненных подземных вод.

*Таким образом, эксплуатация АЗС, АЗК, складов ГСМ приводит к загрязнению поверхностных вод НП.*

### **2.3 Геологическое строение**

Территория Томска располагается на стыке двух разновозрастных структур: Западно-Сибирской плиты и Томь-Колыванской складчатой зоны. Западно-Сибирская плита имеет двухъярусное строение. Нижний ярус – фундамент плиты, представлен палеозойскими породами, смятыми в складки. Верхний ярус включает мезозойско – кайнозойский платформенный чехол. В геологическом строении территории участвуют различные отложения, возраст которых меняется от позднего протерозоя до голоцена. Так как в основном загрязнению подвержены отложения кайнозойской эратемы, то стратиграфия палеозойской и мезозойской эратемы приведены кратко.

#### **2.3.1 Стратиграфия**

Территория г. Томска в геологическом отношении приурочена к области сопряжения Колывань-Томской складчатой зоны, сложенной флишоидной толщей, и перекрывающих разнофациальных образований чехла юго-восточной окраины Западно – Сибирской платформы.

Граница между этими двумя структурными составляющими условная, так как структуры Колывань - Томской складчатой зоны в северо-западном направлении постепенно погружаются под все увеличивающийся покров мезозойско-кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности [2].

В настоящее время в геологическом строении территории г. Томска в строении разреза, слагающих городскую территорию, принимают участие следующие стратиграфические подразделения.

*А. Каменноугольная система*

Отложения визейского яруса – С<sub>1</sub>

*Б. Палеогеновая система*

Олигоцен. Новомихайловская–лагернотомская свиты нерасчлененные

– Р<sub>3</sub> nm - lt

*В. Четвертичная система*

*Эоплейстоцен*

Кочковская свита (laЕкж)

*Нижний – средний неоплейстоцен I-II*

Тайгинская свита (la I-II tg)

*Верхний неоплейстоцен III*

Покровные отложения (sa III)

Лимноаллювий ложбин стока la III (флювиоаллювий – fa II-III)

Отложения II-ой надпойменной террасы р. Томи (a2 III)

Отложения I-ой надпойменной террасы р. Томи (a1 III)

*Голоцен*

Высокая пойма

Низкая пойма

Характеристика геологических условий (рис.2.4) приводится по данным [2, 20, 69]. Основание геологического разреза представлено отложениями нижнего карбона (С<sub>1</sub>) – сланцами, песчаниками и алевролитами. Толщу карбона перекрывают отложения мел-палеогеновой коры выветривания

которая отсутствует лишь в русле р. Томи. Представлены отложения коры выветривания преимущественно алевритами и глинами.

### ***Б. Палеогеновая система***

Палеогеновые отложения в пределах территории г. Томска имеют почти повсеместное распространение (рис 2.4), за исключением долины р. Ушайки, где осадки четвертичного возраста залегают непосредственно на породах палеозоя и их коре выветривания.

Палеогеновые отложения в пределах территории г. Томска представлены нерасчлененным и отложениями новомихайловской и лагернотомекой свит олигоцена  $P_3^{nm} - It$ .

### **Олигоцен. Новомихайловская + лагернотомская свиты нерасчлененные – $P_3^{nm} - It$**

Объединенные отложения новомихайловской и лагернотомской свит пользуются широким распространением на городской территории. Исключение составляют площади долины р. Ушайки и долина р. Томи в юго-западной части территории города, где четвертичные осадки залегают на породах палеозоя и их коре выветривания.

Осадки объединенных свит выходят на дневную поверхность по правому борту р. Томи (Лагерный сад), по левому и правому бортам р. Ушайки, а также вскрываются многочисленными скважинами.

Гипсометрические отметки подошвы объединенных отложений изменяются от 40 м до 124 м.

Отложения объединенных свит залегают на размытой поверхности палеозойского фундамента.

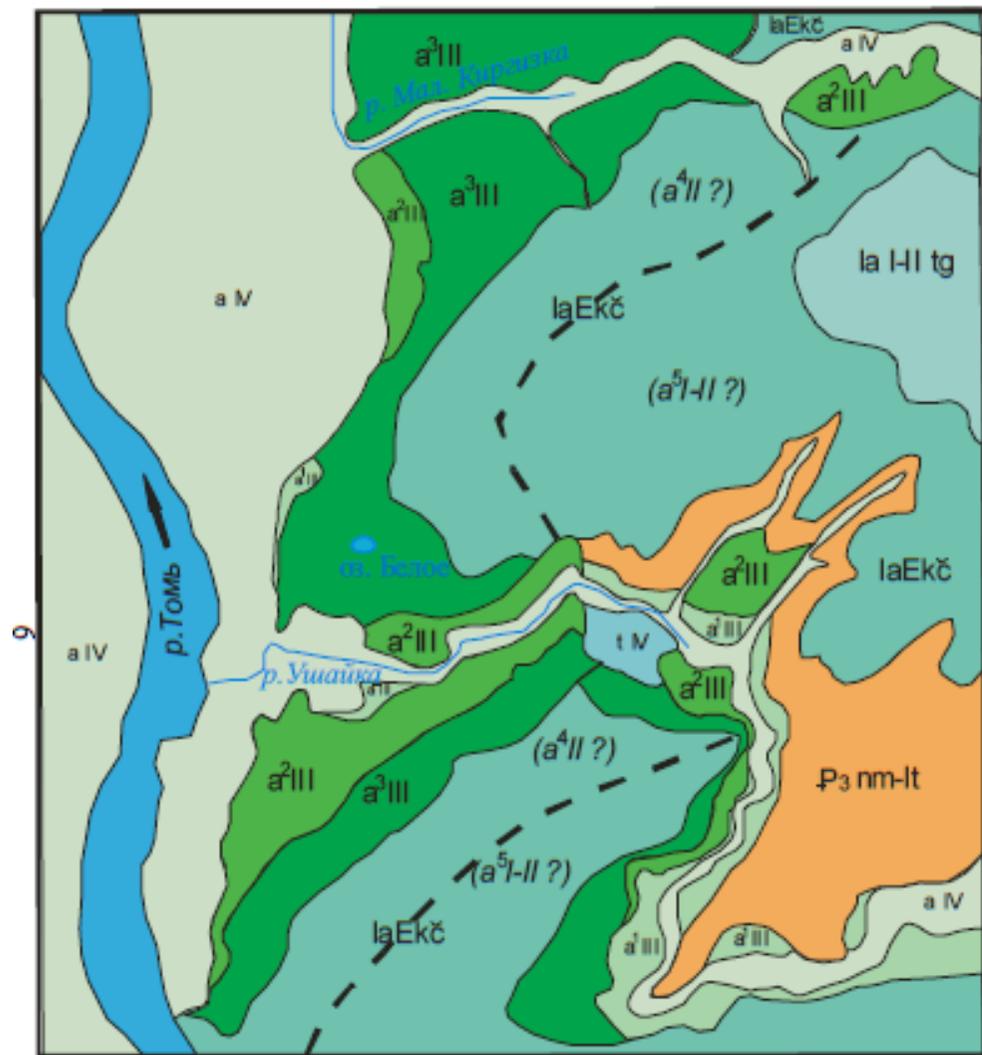
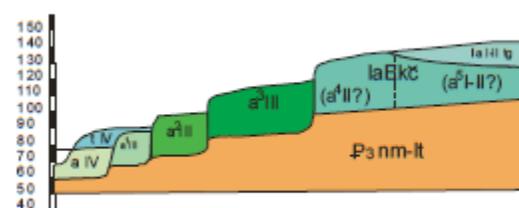


Схема соотношений четвертичных отложений



- tIV Техногенные отложения
- aIV Современные аллювиальные отложения пойм рек Томь, Киргизка, Ушайка. Галечники, пески, супеси, суглинки.
- a<sup>1</sup>III Верхнечетвертичные отложения I н/п террасы рек Томь, Ушайка. Галечники, пески, супеси, суглинки.
- a<sup>2</sup>III Верхнечетвертичные отложения II н/п террасы рек Томь, Ушайка, Киргизка. Галечники, пески, супеси, суглинки.
- a<sup>3</sup>III Верхнечетвертичные отложения III н/п террасы реки Томь. Пески, супеси, суглинки
- la I-II tg Озерно-аллювиальные отложения тайгинской (федосовской) свиты
- laEkč Эоплейстоценовые озерно-аллювиальные отложения кочковской свиты. Галечники, пески, суглинки, глины (ранее выделялись как отложения IV и V террас)
- P<sub>3</sub> nm-lt Дочетвертичные отложения
- Граница между предполагаемыми IV и V террасами

Рис. 2.4 Карта четвертичных отложений г. Томска (толща покровных лессовидных суглинков с карты снята)

по С.С. Гудымовичу [20]

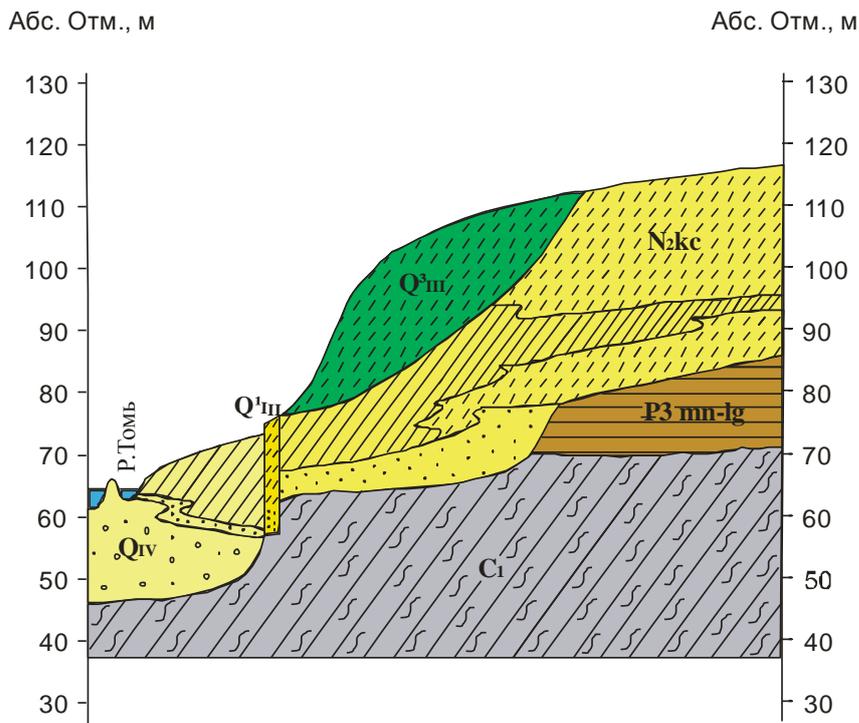
В результате изучения обнажений и керна скважин установлено, что отложения объединенных свит имеют преимущественно двучленное строение: снизу по разрезу, в основном, преобладают пачки песчаного состава, вверху, как правило, пачки глины. В то же время, в тех и других пачках осадков встречаются линзы и прослой переслаивающихся отложений.

В качестве примера ниже приводится описание разреза в районе Лагерного Сада (описание М.Г.Горбунова, 1971) (рис 2.5)

В разрезе Лагерного Сада отложения, относящиеся к новомихайловской и лагернотомской свитам, выделяются две толщи (сверху вниз):

1. Верхняя толща (мощность 7,5 м) сложена рыхлыми песками серого и светло-серого, в отдельных прослоях - желтоватого цвета. Пески среднезернистые и мелкозернистые, иногда глинистые, горизонтально-слоистые, реже - с признаками кривой слоистости. На разных уровнях в виде прослоев залегает желтая режа - буровато-серая, плотная или тонкослоистая, иногда песчаная глина. В самом основании, на границе с нижней толщей, встречается гравий кремнистых пород.

2. Нижняя толща, в свою очередь, состоит из двух пачек: верхняя пачка представлена глинами различных цветов: темно-бурой, бурой, сероватой со слабым зеленоватым оттенком, почти черной, вязкой глиной. В глине по всему слою рассеяны обломки расплющенной древесины. Нижняя пачка представлена песчаными отложениями. В основании пачки - песок коричневатый-серый, с горизонтальной слоистостью, среднезернистый с линзами темно-бурого песка. Мощность толщи 7,4 м.



## УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

### 1. Стратиграфия

Q <sub>IV</sub>	Современные аллювиальные отложения поймы рек Томи, Киргизки, Ушайки, Басандайки. Иловатые суглинки, супеси, пески, гравийный грунт
Q <sup>1</sup> <sub>III</sub>	Аллювиальные отложения первой надпойменной террасы рек Томи, Ушайки. Супесь с прослоями суглинка. В основании слоя пески среднезернистые
Q <sup>2</sup> <sub>III</sub>	Аллювиальные отложения второй надпойменной террасы рек Томи, Киргизки, Ушайки. Пески с прослоями суглинка и супеси. В основании гравий
Q <sup>3</sup> <sub>III</sub>	Аллювиальные отложения третьей надпойменной террасы реки Томи. Пески, супеси, суглинки, глины, гравий
N <sub>кс</sub>	Верхнеэоценовые плиоценовые аллювиальные отложения Кочковской свиты. Суглинки и глины, пески, гравий
P <sub>3 mn-lg</sub>	Верхнепалеогеновые олигоценые озерные отложения Новомихайловской и Лагернотомской свит. Пески, глины (только на разрезе)
C <sub>1</sub>	Нижнекаменноугольные отложения. Глинистые сланцы (только на разрезе)

### 2. Литология

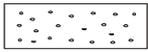
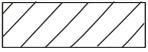
	Глины		Гравий
	Суглинки		Пески
	Супеси		Глинистые сланцы

Рис. 2.5. Геологический разрез района Лагерного сада

## Четвертичная система

Отложения четвертичной системы широко развиты на территории г. Томска, как на водоразделах, так и в речных долинах. Они охватывают стратиграфический интервал от эоплейстоцена до голоцена (табл. 2.6).

Общая шкала (МКС - 1995)					Региональная шкала (МКС 1999, 2000)			Местная схема стратиграфии четвертичных отложений окрестностей г.Томска				Абсолютный возраст												
система	надраздел	раздел	звено	ступень	над-горизонт	горизонт	под-горизонт	водоразделы (плакоры)		долины														
								субаэральные фации	субаквальные фации															
ЧЕТВЕРТИЧНАЯ - Q	ПЛЕЙСТОЦЕН - P	НЕОПЛЕЙСТОЦЕН - N	верхнее - III	4	современный	Зырянский	покровные отложения эоплеистоценовые, делювиальные, лессовидные суглинки - <i>saII-IV</i> (еловская свита)	эоплеистоценовые, делювиальные, лессовидные суглинки - <i>saII-IV</i> (еловская свита)	эоловые пески - VIII - IV	озерные илы, мергели - <i>pI-V</i> ; болотный торф - <i>vI-V</i>	пролювиальные супеси, суглинки дниц логов - <i>pIII-IV</i>	высокая - <i>a<sub>1</sub>IV</i> низкая - <i>a<sub>2</sub>IV</i> пойма	0,01											
				3									I терраса - <i>a<sup>1</sup>III</i>											
				2										II терраса - <i>a<sup>2</sup>III</i>										
				1																				
				среднее - II									Бахтинский	Краснодубровская свита - лессовидные суглинки с погребенными почвами	4	Казанцевский	лимноаллювий - <i>la-III</i> флювиоаллювий - <i>fa II-III</i> ложбин стока Супеси, суглинки, пески с гравием (пайдугинская свита)	III терраса - <i>a<sup>3</sup>II-III</i>						
															3									
															2				IV (?) терраса - <i>a<sup>4</sup>II-III</i>					
															1									
															нижнее - I				Тобольский	Тайгинская свита - аллювиально-озерные глины - <i>I-I-II</i> / <i>tg</i>	4	Тазовский	Федосовская свита аллювиально-озерные илы, суглинки, супеси, пески	тобольская свита "диагональные" пески с флорой
																					3			
				2									Кривошеинская свита - аллювиальные пески											
				1										отложения прадолин										
0,38	шайтанский	Кочковская свита <i>Ia E Kc</i>	0,8	Талагайкинский	верхняя подсвита - озерные глины, суглинки	нижняя подсвита - аллювиальные пески, галечники																		
			1,8																					

Табл. 2.6 Схема стратиграфии четвертичной системы [69]

### Эоплейстоцен

**Кочковская свита (*IaE<sub>Kc</sub>*).** Отложения кочковской свиты широко распространены на водораздельных пространствах рек Томь и Яя, размыты в

долине р.Томи. Свита разделяется на две пачки: нижнюю – аллювиальную, сложенную песчано-галечниковыми отложениями, и верхнюю – озёрную, представленную в основном глинами и алевритами. Состав свиты: глины и алевриты серые, буровато-серые и желтовато-серые, плотные, местами каолинизированные, с редкими линзами и гнёздами тонкозернистых кварцевых песков светло-серого или жёлтого цвета, с пятнами бурых окислов железа и прослоями лигнита. По результатам спорово-пыльцевого анализа, комплексу остракод, полученных из отложений этого стратиграфического уровня, отложения кочковской свиты датируются как поздний эоплейстоцен. Характер растительности (кустарниковые, мхи) позволяет делать вывод о холодном влажном климате времени формирования верхнекочковской под-свиты. Мощность отложений свиты составляет 10-30 метров [20].

### **Неоплейстоцен**

Отложения неоплейстоцена развиты повсеместно в районе г.Томска, как на водоразделах, так и в речных долинах. Ниже приводится их краткая характеристика.

### **Нижний – средний неоплейстоцен I-II**

*Тайгинская свита (la I-II tg).* Впервые эти отложения были описаны К.В.Радугиным на междуречье рек Томи и Яи в 1934 г. Свита сложена серыми, голубовато-серыми иловатыми озёрными, аллювиально-озёрными глинами, суглинками, супесями и песками. Залегают на породах палеозоя, реже на кочковской свите. К.В. Радугин связывал образование глин с гюнцским оледенением, М.П. Нагорский (1962) относил их к послесамаровскому среднечетвертичному времени, В.А.Мартынов (1965) сопоставляет их с ранне-среднечетвертичной федосовской свитой. На водораздельных пространствах свита перекрывается покровными лёссовидными суглинками позднего неоплейстоцена. Максимальная мощность отложений тайгинской свиты по данным бурения достигает 45 м [20].

*Отложения IV (?) надпойменной террасы р.Томи a<sup>4</sup>I-II.* Выделены в долине реки Томь на основании геоморфологических и палинологических

исследований в соответствии с решением Региональной межведомственной стратиграфической комиссии (2003). Распространены отложения в северной части по ул. Пушкина на отрезке между ул. Яковлева и пр. Комсомольский и далее на север вдоль проспекта Мира. В южной части города терраса полосой (более 1 км) тянется от Лагерного Сада на северо-восток до района «Опытное поле». Высота террасы до 50-60 м.

Аллювий представлен галечниками, светло-серыми косослоистыми песками, местами ржаво-бурыми, суглинками и залегает с глубоким размывом на породах олигоцена (новомихайловская свита) на абсолютных отметках 160 м. Возраст IV-ой террасы – средний неоплейстоцен.

### **Верхний неоплейстоцен III**

К верхнему неоплейстоцену в районе практики относятся отложения как субаэральных, так и субаквальных фаций.

**Покровные отложения (sa III)** эолово-элювиальные, делювиальные, суб-аэральные лёссовидные суглинки желтовато-бурые, светло-серые карбонатные, с хорошо выраженной столбчатой отдельностью с одним – двумя горизонтами погребённых почв, местами с маломощными линзами песка и мелкого гравия. Они залегают на разновозрастных отложениях, как на водоразделах, так и в речных долинах, перекрывая аллювий террас до второй включительно. В лёссовидных суглинках встречаются раковины мелких наземных гастропод *Pupilla muscorum*, *Succinia ob-longa*.

В лёссовидных суглинках Лагерносадского разреза на глубине около 3 м в начале прошлого века были обнаружены кости мамонта (*Mammuthus primigenius*), абсолютный возраст которых составляет 17000 лет по результатам радиоуглеродного анализа. В районе села Корнилово в 1997 году Э.Д.Рябчиковой была найдена трубчатая кость мелкой лошади *Equus caballus* на глубине 3,5 м. Мощность лёссовидных суглинков достигает 7-10 м.

В северной части Обь-Томского водораздела лёссовидные суглинки замещаются эоловыми песками.

### ***Лимноаллювий ложбин стока Ia III (флювиоаллювий – fa II-III)***

формируется во время осадконакопления III-ой надпойменной террасы р.Томи. Отложения террасы развиты на Воскресенской горе и вокруг оз.Белого, южнее – узкой (300 – 500 м) полосой тянется от перекрестка пр. Ленина и ул. Учебной до восточного конца пр. им.Фрунзе. Сложена супесями, суглинками, песками с гравием (пайдугинская свита), которые формировались во время казанцевского межледниковья в процессе таяния ледникового покрова предшествовавшего тазовского оледенения, вероятно за счет сброса вод подпрудных приледниковых озёр.

Высота террасы 39-42 м. Нижняя часть аллювия сложена песками, супесями, иногда подстилаемыми галечниками; верхняя часть террасовых отложений представлена супесями, иногда – облессованными суглинками. Аллювий второй и третьей надпойменных террас перекрывается покровными лёссовидными суглинками, составляющими единый комплекс покровных субаэральных отложений.

***Отложения II-ой надпойменной террасы р. Томи a2 III.*** Терраса хорошо выражена в рельефе, с высотой над руслом 20-25 м. Она широко развита по левобережью: на ней стоит пос.Тимирязево, Кафтанчиково. В пределах города на этой террасе расположены Главпочтамт и Гос. Университет. Возраст террасы – середина позднего неоплейстоцена.

***Отложения I-ой надпойменной террасы р. Томи a1 III.*** Выражена незначительно. Наиболее четко она развита в районе пос. Коларово, который стоит на ней. В г.Томске встречается спорадически. Аллювий террасы сложен галечниками, песками, супесями, суглинками. По данным дешифрирования аэрофотоснимков наиболее четко нижняя пойма, высокая пойма и первая надпойменная терраса выражены с явным отличиями по высоте друг от друга в районе пос. Коларово.

### **Голоцен**

На водоразделах голоцен представлен современными почвами, элювиально-делювиальными суглинками, эловыми песками. В депрессиях

рельефа встречаются озерные илы, мергели, болотный торф в понижениях между дюнными гривами.

В долинах рек широко распространены русловой и пойменный аллювий высокой и низкой пойм, озёрные и болотные отложения.

**Высокая пойма** с высотой 5-6 м и до 9 м занимает основную часть площади дна долины на левобережье, а в пределах города развита вдоль Московского тракта. Нижняя часть разреза пойм сложена песчано-гравийно-галечными отложениями изменчивой мощности от 0,5 до 12,5 метров, являющимися ценным строительным материалом. Суммарная мощность аллювия достигает 20 м.

**Низкая пойма** развита вдоль русла р.Томи, возвышаясь над ней на 2-4 м.

По поводу приведенного террасового ряда (лестницы террас) необходимо сделать следующие серьезные замечания. Высокая пойма и I-я надпойменная терраса в большинстве мест сливаются и составляют один уровень дна долины, который логичнее по преобладанию площади считать высокой поймой. Выделение III-ей, IV-ой и V террас затруднено отсутствием у них четко выраженных тыловых швов – их поверхности сливаются и постепенно переходят в водораздельную поверхность. Спорным является и отнесение развитых на площади распространения высоких террас, в особенности IV-ой и V-ой, галечников и песков к террасовым отложениям. На последних геологических и геоморфологических картах эта галечно-гравийно-песчаная толща отнесена к регионально развитой кочковской свите эоплейстоцена, а вышележащие глины, рассматриваемые по варианту террас как пойменные – Ia I–II tg. Таким образом, четко морфологически выраженной в окрестностях г.Томска является только II-я (Университетская, Боровая) терраса, которая формально должна считаться I-ой надпойменной.

Другой проблемой, связанной с выделением высоких террас, является возможность принять за высокие аллювиальные террасы ступенчатость верхней части склонов долин р.Томи в полосе сочленения ее с

водораздельной поверхностью, являющуюся результатом общей селективной денудации горизонтально залегающих толщ (упомянутые кочковская и тайгинская свиты и перекрывающие их покровные лессовидные суглинки га III-IV) с разной устойчивостью против денудации с образованием структурно-денудационных псевдотеррас.

Такие небольшие по размерам структурно-денудационные псевдотеррасы отмечаются по правому борту долины р.Ушайки в пределах города, где их на некоторых картах показывают как III, IV и V террасы р.Томи. Гораздо большие по площади структурно-денудационные псевдотеррасы отмечаются по левым склонам долины р.р.Басандайки и Тугояковки в их приустьевой части (на стрелках долин р.Томи и ее притоков) [20] .

#### 2.4. Геоморфология

Город Томск расположен на западном склоне Томь-Яйского водораздела Чулымо-Енисейского плато. Рельеф территории может быть отнесен к равнинно-холмистому эрозионно-аккумулятивному типу характерному для предгорий с абсолютными отметками от 200 до 400 метров. Приподнятые участки Чулымо-Енисейского плато представляют собой чередование плоско-волнистых и холмистых участков, имеющих общий наклон к северо-западу.

Формы рельефа в районе могут быть разделены на следующие формы рельефа речных долин Томи, Ушайки, М. Киргизки и междуречья рр. Томь-Яя.

***Вывернутые поверхности четвертичного возраста, созданные нерусловыми потоками.*** К этому типу рельефа относится поверхность междуречья рек Томь-Яя, представляющая собой слабо всхолмленную равнину, в которую врезана долина реки Томи с серией вложено-прислоненных террас, и долины ее притоков – рек Ушайки, М. Киргизки, Басандайки. Склоны междуречья характеризуются широко развитой

овражно-балочной сетью. В пределы города равнина подходит с востока, постепенно сливаясь с высокими среднечетвертичными террасами реки Томи. Современная поверхность аккумулятивно-денудационной равнины сформировалась в результате накопления покрова лессовидных суглинков (мощностью 8-10м), преимущественно элювиально-делювиальных при участии эоловых процессов в позднем плейстоцене. Общий уклон поверхности на северо-запад в сторону Западно-Сибирской равнины.

В целом главной особенностью геоморфологии района г. Томска является преобладание склонов различной крутизны и длины над равными поверхностями.

В речных долинах присутствуют следующие формы рельефа

**Пойма.** Низкая пойма р. Томи имеет относительную высоту 3 – 4 метра, развита преимущественно вдоль левого берега, а на правобережной части в пределах города занимает незначительные площади. Она тянется неширокой полосой вдоль Томи, в основном уступая место первой и более высоким надпойменным террасам, особенно хорошо пойма выражена в межень. Несколько шире развита высокая пойма, возвышающаяся на 5 – 7 метров, но так как большая часть высокой поймы отгорожена дамбой от русла Томи и теперь практически не заливается и, кроме того, уровень ее за счет техногенных отложений повысился на 1,5 – 3 метра, то практически она слилась с поверхностью — надпойменной террасы.

В долине реки Ушайки пойма развита несколько шире, местами достигает нескольких десятков метров. На поверхности поймы имеется много западин, иногда заполненных водой, в притеррасных частях развиты старицы, болота [1].

**Первая надпойменная терраса** реки Томи на территории района, прослеживается по правобережью почти вдоль всей долины от устья Басандайки до устья М. Киргизки и даже севернее. Поверхность террасы возвышается над меженным уровнем р. Томи на 8 – 10 метров, местами сливаясь с высокой поймой. Абсолютные отметки поверхности составляют

78 – 80 метров, однако местами она размывта до 75,4 или повышается до 81,8 метра за счет техногенных отложений мощностью до 5,5м. Цоколь террасы опущен на 7 – 10 метров ниже меженного уровня воды в р. Томи и представлен олигоценными и раннекаменноугольными отложениями. Поверхность цоколя обычно ровная, лишь в отдельных местах отмечаются возвышающиеся участки коренных пород в виде останцев, и при приближении к борту террасы она повышается. Поверхность террасы характеризуется сложным микрорельефом при общей ее равнинности. Она изобилует старицами, озерами.

Геологический разрез отложений 1 надпойменной террасы представлен русловой, пойменной и старичной фациями. Нижняя часть разреза аллювия сложена преимущественно галечниками, песчано-галечниковыми отложениями мощностью до 10м. Выше залегают пылеватые суглинки, супеси, глины пойменной фации, с прослоями и линзами гумусированных и илистых разностей стариц [1].

***Вторая надпойменная терраса (Университетская)*** развита наиболее широко в долине р. Томи в южной части района, прислоняясь к 3 и 4 надпойменным террасам, и в меньшей степени в северной части города в правобережном склоне долины р. М. Киргизки, где она возвышается 12-15 метровым уступом над 1 надпойменной террасой и прислоняется к 3 террасе.

Абсолютные отметки цоколя и поверхности террасы соответственно составляют 75 – 80 и 90 – 95 метров, относительная высота – 20 – 25 метров. Цоколем террасы в южной части района являются образования коры выветривания, а в северной – цоколь не вскрыт. Поверхность террасы ровная, местами осложнена плоскими микропонижениями. Амплитуда колебаний положительных и отрицательных форм микрорельефа исчисляется одним – двумя метрами, тем не менее, микропонижения являются участками, где концентрируются поверхностные воды и проявляются процессы заболачивания.

Террасовый аллювий характеризуется супесчано-суглинистым составом, в основании иногда залегает галечник [1].

**Третья надпойменная (наложенная) терраса** объединяет Воскресенскую и Лагерную террасы. В основании террасовых отложений отсутствует грубообломочный русловой аллювий, что затрудняет установление местоположений цоколя и нет доказательств их возраста. В то же время анализ литологического состава и физико-механических свойств пород свидетельствует об идентичности аллювия обеих террас и целесообразности их объединения в один геоморфологический элемент – третью террасу. На севере 3 терраса занимает междуречье Ушайки и М. Киргизки, район Белого озера. В южной части города полосой протягивается от крутого обрыва района Лагерного сада вдоль границы со второй надпойменной террасой к р. Ушайке. На востоке постепенно без четко выраженного перегиба, переходит в более высокую четвертую террасу.

Поверхность террасы ровная, слабо волнистая, полого наклонена в сторону реки. Вдоль бровки, в местах сочленения с более молодыми вложенными террасами, расчленена многочисленными оврагами и логами шириной от 20 до 100 метров. На южной окраине района обрывистые уступы подвержены современной эрозии, суффозионным и оползневым процессам. Относительные превышения над уровнем р. Томи 45 – 50 метров, в отдельных местах, будучи эродированной, высота террасы снижена до 30 – 45 метров.

Аллювий террасы представлен суглинками или супесями лессовидными, в нижней части переходящими в пылеватый или мелкий песок с редкой галечной и гравием. Характерным для разреза является тонкая параллельно-волнистая слоистость. Мощность отложений от 5,5 – 9,0 до 12 – 15 метров [1].

*АЗС и АЗК расположены на разных геоморфологических элементах (рис.2.6), в связи с чем можно прогнозировать неравномерность загрязнения*

грунтов НП как по глубине, обусловленной наличием грунтов разного состава и свойств; так и по площади, за счет выраженных уступов террас.

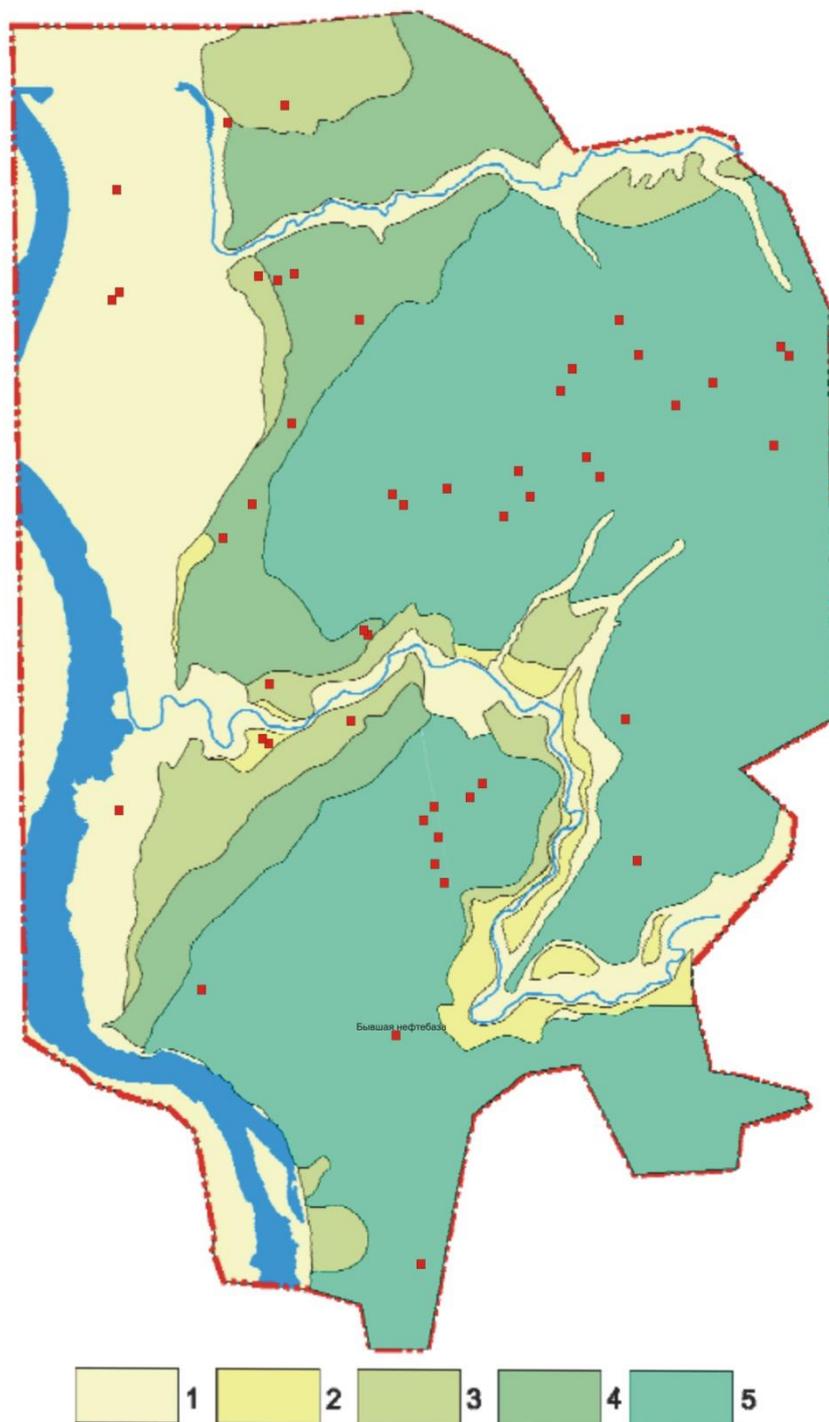


Рис. 2.6 Схематическая геоморфологическая карта, совмещенная с расположением АЗС и АЗК (1 – голоценовая пойма; 2 – плестоцен-голоценовая I надпойменная терраса; 3 – верхнеплейстоценовая II надпойменная терраса; 4 – средне-верхнеплейстоценовая III надпойменная терраса; 5 – выравненные поверхности водораздела четвертичного возраста)

## **2.5 Тектоника**

Территория г. Томска расположена на северо-западной окраине Саяно-Алтайской складчатой области в области погружения герцинид Томь-Колыванской складчатой зоны под мезозойско-кайнозойский чехол эпигерцинской Западно-Сибирской плиты. Глинистые сланцы и песчаники нижнего карбона в конце палеозоя подверглись интенсивной складчатости герцинского цикла тектогенеза, в результате чего были собраны в напряженные антиклинальные и синклинальные складки северо северо-восточного простирания с углами падения до 80 – 85°. Складки асимметричны, слегка опрокинуты на северо-запад, юго-восточные крылья антиклиналей положе, чем северо-западные. Породы нижнего карбона интенсивно рассланцованы, сильно раздроблены, часты зоны дробления, перетиранья, которые ориентированы параллельно складчатым структурам. Отмечаются нарушения взбросо-надвигового типа, ориентированные по простиранию складчатых структур. Кроме того, имеются нарушения с широтной ориентировкой, совпадающие с направлением даек, т.е. в восточном и юго-восточном направления [2].

## **2.6 Гидрогеологические условия**

Наиболее полная характеристика гидрогеологических условий дана в работе Кузеванова К. И., которая положена в основу их описания [55].

В соответствии с особенностями залегания водопроницаемых горных пород общими условиями их питания и разгрузки в пределах территории г.Томска выделяют: следующие водоносные комплексы: четвертичных отложений, комплекс неоген-палеогеновых отложений и палеозойских отложений (рис 2.7).

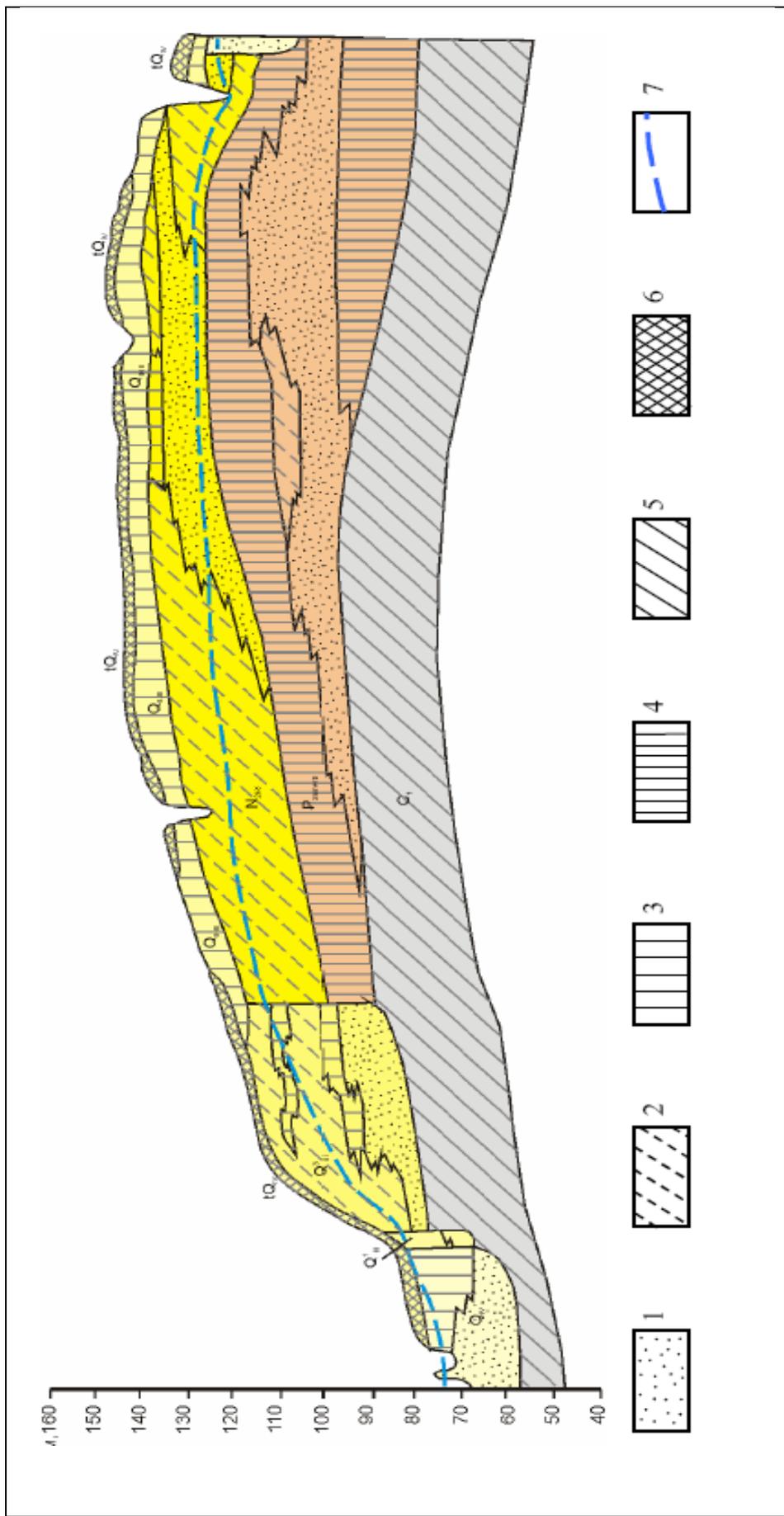


Рис 2.7. Схематический гидрогеологический разрез [Емельянова Т.Я., Дутова Е.М. Основы практической....]: 1 - пески; 2 – супеси; 3 – суглинки; 4 – глины; 5 – глинистые сланцы; 6 – насыпные грунты; 7 – уровень подземных вод

### **Водоносный комплекс четвертичных отложений**

Комплекс включает в себя водоносные горизонты низких террас рек Томи и Ушайки, высоких террас р. Томи, водораздела и его склонов, а также горизонты верховодки.

Верховодка в пределах города имеет значительное распространение и развита на всех геоморфологических элементах, за исключением второй террасы. Горизонты верховодки приурочены к супесчаным разностям пород, покровным суглинкам, особенно гумусированным и иловатым, болотным отложениям и насыпным грунтам. Глубина их залегания колеблется от 0,5 до 4-5 м. Водообильность образований, содержащих верховодку, низка - удельные дебиты, по данным Кузеванова К.И., для насыпных грунтов не превышают 0,03 л/с и 0,06 л/с - для иловатых суглинков в естественном залегании, часто верховодка имеет сезонный характер, а для постоянно действующих горизонтов характерны значительные колебания уровней.

Отмечается пестрота химического состава верховодных горизонтов, преобладают гидрокарбонатные кальциевые, кальциево-магниевые воды (табл. 2.7) с минерализацией на уровне 300-400 мг/л . Появление в пробах воды нитрат-иона с концентрацией до 40 мг/л свидетельствует о наличии загрязнения техногенного происхождения.

**Водоносный горизонт низких террас** объединяет отложения низкой и высокой пойм и первой надпойменной террасы. Мощность отложений колеблется от 6,1 до 13 м, в кровле их залегают суглинки, глины с прослоями песка, иногда иловатые. Глубины залегания кровли водоносных отложений зависят от строения разреза, гипсометрических отметок рельефа и колеблются от 5,5 до 22 м. Водообильность отложений неравномерна, зависит от гранулометрического состава и промытости водовмещающих пород и характеризуется удельными дебитами от 0,19 до 6,94 л/с. Фильтрационные параметры пород также изменяются в широких пределах.

Минимальные значения коэффициентов фильтрации составляют 1-2 м/сут, максимальные до 70–80 м/сут. По составу воды гидрокарбонатные кальциево-магниевые, реже магниевые-кальциевые и кальциево-натриевые, с минерализацией 0,19-0,6 г/л (табл.2.5).

**Водоносный горизонт высоких террас** объединяет отложения второй и третьей террас и развит на большей территории города. В южной половине города он выполняет практически всю площадь междуречья Томь – Ушайки, в северной ему принадлежат обширные территории западного склона долины р.Томи. В южной части города обводнены отложения всех высоких террас, в северной - третья терраса расположена выше уровней грунтовых вод. Водоносными являются пески, супеси, иногда (в южной части города в основании второй террасы, линзы и прослойки на склоне водораздела) галечники. Воды порового типа, как правило, безнапорные, но иногда приобретают местные напоры за счет наличия перекрывающих слоев и линз суглинков и глин, залегают на разновозрастных отложениях.

Мощности обводненных отложений разнообразны. Наиболее характерными являются значения 8-12 м, на отдельных участках отмечены мощности до 20-25 м (на второй террасе в южной части города).

Уровни подземных вод имеют абсолютные отметки от 80- до 130 м в северной части города и от 80 до 115 м - в южной. Направление потока ориентированно в сторону основных дренажей - рек Томи, Ушайки, Киргизки. Удельные дебиты единичных скважин, расположенных в пределах склона водораздела, составляли 0,07 - 0,24 л/с. Удельный дебит 0,25 - 0,3 л/с был получен из скважин, пройденных на третьей террасе. Коэффициенты фильтрации песков, по ориентировочным оценкам, составляют 3-5 м/сут. На территории города фиксируется наличие родниковой разгрузки подземных вод этого водоносного горизонта. Источники нисходящего типа характеризуются дебитом 0,3-0,5 л/с.

Таблица 2.7

Химический состав подземных вод комплекса четвертичных отложений на территории города [55]

Компоненты		Водораздел	III терраса	II терраса	пойма и I терраса	Комплекс четвертичных отложений
Ca <sup>2+</sup>	мг/л	<u>24,0-230,0</u>	<u>13,2-268,0</u>	<u>96,0-2580,0</u>	<u>86,0-240,0</u>	<u>13,2-4240</u>
		123,7	172,7	174	181,2	157,4
Mg <sup>2+</sup>	мг/л	<u>3,7-15,9</u>	<u>&gt;1-85,4</u>	<u>9,8-36,6</u>	<u>11,0-203,4</u>	<u>&gt; 1-203,4</u>
		9,4	34,9	23,9	48,6	26,6
Na+K <sup>-</sup>	мг/л	<u>0,69-36,3</u>	<u>3,5-85,6</u>	<u>6,9-131,1</u>	<u>19,3-240,1</u>	<u>0,69-240,1</u>
		10,6	37,3	68,1	76,6	43,4
Cr <sup>+</sup>	мг/л	<u>17,7-142,0</u>	<u>7,0-191,7</u>	<u>85,2-248,5</u>	<u>63,9-291,0</u>	<u>7,0-291,0</u>
		35,5	93,1	136,7	134,1	95,2
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	мг/л	<u>12,0-100,0</u>	<u>&gt;1-70,0</u>	<u>&gt;1-131,0</u>	<u>&gt;1-75,0</u>	<u>&gt;1-131,0</u>
		45,4	34,4	60,1	37,2	43
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	мл/л	<u>67,1-658,0</u>	<u>115,9-854,0</u>	<u>57,3-780,8</u>	<u>305,0-1891,0</u>	<u>57,3-1891,0</u>
		339	396,5	491,8	727,1	455,6
CO <sub>2</sub> <sup>-</sup>	мг/л	<u>44,0-79,2</u>	<u>22,0-171,6</u>	<u>35,6-225,2</u>	<u>41,8-391,6</u>	<u>13,2-391,6</u>
		61	95,4	89,6	147,1	89
Жесткость	мг- экв/л	<u>1,5-11,8</u>	<u>4,0-18,3</u>	<u>6,0-15,2</u>	<u>5,2-23,6</u>	<u>1,5-23,6</u>
		6,96	9,43	11,29	13,1	10,1
Минера- лизация	г/л	<u>0,099-0,687</u>	<u>0,229-1,309</u>	<u>0,536-1,138</u>	<u>0,378-1,905</u>	<u>0,099-1,905</u>
		0,386	0,625	0,708	0,842	0,618

Примечание: в числителе минимальные - максимальные значения, в знаменателе - среднее

По химическому составу воды гидрокарбонатные кальциево-магниевые с минерализацией до 0,36 г/л (табл.2.7)

При изучении гидрогеологических условий для анализа условий строительного освоения городской территории в верхней части

геологического разреза по гидродинамическому принципу, определяющему сходные условия питания и разгрузки подземных вод, условно выделяется **водоносный горизонт водораздела**. Он объединяет предположительно разновозрастные породы (покровные субаэральные суглинки и средневерхнечетвертичные отложения тайгинской свиты), в которых, благодаря высокому гипсометрическому положению территории, подземные воды хорошо дренированы, залегают на больших глубинах, обычно превышающих 25-30 м, и сохраняют самостоятельное значение лишь при наличии глинистого волнистого водоупора, на котором они сохраняются в западинах. Пески и супеси, слагающие его, залегают на отложениях палеогена, представленных всеми литологическими разностями от песков до глин.

Водоносный горизонт имеет наиболее слабую степень изученности по сравнению с другими образованиями четвертичного возраста. Относительно глубокое залегание уровней подземных вод не фиксируется большинством скважин разведочного бурения для целей изысканий под строительство, разновременные материалы которых использованы при анализе гидрогеологических условий.

**Водоносный горизонт среднечетвертичных озерно-аллювиальных отложений тайгинской свиты** ограниченное распространение в северо-восточной и южной частях территории г. Томска. Приобретают самостоятельное значение при глубоком залегании уровней. Подземные воды приурочены к прослоям и линзам песков и супесей мощностью от 0.7 до 16 м, залегающих в толще суглинков. В подошве водоносного горизонта тайгинской свиты лежат одновозрастные глины, а также суглинки кочковской свиты. Таким образом, водоносные отложения тайгинской свиты оказываются изолированными от нижележащих водоносных горизонтов, что затрудняет возможность питания первых за счет подтока вод из нижележащих горизонтов. Основным источником питания тайгинских водоносных пород является инфильтрация атмосферных осадков и поверхностных вод. Воды слабонапорные, редко безнапорные. Уровни

устанавливаются на глубинах 11,3-28,4 м. от дневной поверхности. Величина напоров изменяется от 0,0-0,7 до 7,7 м. Химический состав однороден, воды гидрокарбонатные кальциево-магниевые с минерализацией до 0,3-0,4 г/л (табл.2.7).

### **Водоносный горизонт верхнеплиоценовых отложений кочковской свиты.**

Данный водоносный горизонт на территории г. Томска имеет широкое распространение. На большей части городской территории подстилает условно выделенный водоносный горизонт водораздела и может рассматриваться как его нижняя граница в разрезе. В кровле водоносного горизонта лежат одновозрастные суглинки и глины.

В северо-восточной и южной частях территории, на глинах кочковской свиты залегает супесчано-суглинистая слабопроницаемая толща озерно-аллювиальных отложений тайгинской свиты.

Глубина залегания кровли водоносного горизонта резко изменяется по площади. Минимальные глубины отмечаются в пределах 8-16 м, максимальные - на возвышенных участках водоразделов - 50 м.

Мощность водоносного горизонта аллювиальных отложений кочковской свиты меняется, увеличиваясь с востока на запад к террасам р. Томи и ее притоков.

На большей части территории гравийно-галечниковые отложения подстилаются глинами новомихайловской свиты.

Воды отложений кочковской свиты напорно-безнапорные. Напоры обычно небольшие, а вблизи русел рек напоры часто отсутствуют.

Водообильность отложений различная, удельные дебиты меняются от 0,013 до 7,8 л/с при понижениях уровня на 4,4 и 7,6 м.

Областью питания водоносного горизонта кочковской свиты является область их распространения, в пределах которой фильтруются атмосферные осадки. Воды по составу гидрокарбонатные кальциевые, кальциево-магниевые.

## **Водоносный комплекс палеогеновых отложений**

Водоносный комплекс палеогеновых отложений, представленный рядом водоносных горизонтов, широко развит в пределах северной части городской территории. В южной части отмечены отложения новомихайловской свиты, залегающие на коре выветривания глинистых сланцев палеозойского фундамента, но здесь они представлены алевроитами с прослоями глин и бурых углей и являются, в основном, водоупором. Глубины залегания отложений палеогена колеблются от 20 до 50 м в пойме р.Томи и от 25 до 52 м на водораздельных участках. Водовмещающие породы представлены разнозернистыми песками с прослоями глин и лигнитов. Водоносные горизонты отделяются друг от друга, а также от залегающих выше четвертичных отложений глинистыми водоупорами, имеющими "литологические окна", через которые осуществляется достаточно тесная гидравлическая связь.

Подземные воды палеогеновых отложений имеют напорный характер, пьезометрические уровни их устанавливаются на отметках близких к дневной поверхности. На водораздельных территориях уровни залегают на глубинах до 70,5 м. Водообильность отложений неравномерная и зависит от их гранулометрического состава, отсортированности и промытости. Низкими фильтрационными свойствами коллекторы обладают на водораздельных площадях и у границы выклинивания палеогеновых отложений. Удельные дебиты скважин здесь не превышают десятых долей литра в секунду. На участках, непосредственно прилегающих к р.Томи, водообильность значительно возрастает в связи с большей промытостью песков продуктивной толщи. Эксплуатационные скважины, расположенные в районе Черемошников, дают дебиты до 4-6 л/с.

Водоносный горизонт олигоценых отложений лагернотомской и ново-михайловской свит в пределах участка распространен почти повсеместно. Залегают они на коре выветривания пород палеозойского фундамента и, в северо-западной части участка, на осадках юрковской свиты.

Литологически отложения свит представлены разномерными песками, иногда с галькой, плотными глинами.

Воды отложений почти повсеместно напорные. Максимальная величина напора достигает 2 м. Пьезометрическая поверхность подземных вод располагается на глубинах 0,85-7,0 м. Общая мощность водоносной толщи до 55 м.

Кровлей обводненных песков лагернотомской и новомихайловской свит служат глины того же возраста и, реже, - пески кочковской свиты или аллювиальные отложения террас. Отсутствие на отдельных участках водоупора в кровле обуславливает взаимосвязь его с вышележащими водоносными горизонтами и создает условия возможного питания за счет инфильтрации атмосферных осадков.

Разгрузка их осуществляется в долины р. Томи и ее притоков.

Водообильность отложений, в связи с их неоднородностью разная. Она характеризуется дебитами от 0,3 до 4 л/с при понижениях уровня на 3,2-24 м.

Воды в основном гидрокарбонатные кальциево-магниевые, реже гидрокарбонатные кальциево-магнезио-натриевые.

Воды пресные, слабоминерализованные, жесткие, умеренно-жесткие, мягкие и очень мягкие.

**Водоносный горизонт верхнеэоценовых-нижнеолигоценовых отложений юрковской свиты** пользуется ограниченным распространением на северо-западе города. Литологически горизонт представлен разномерными песками кварц - полевошпатового состава, гумусированными, слюдистыми, с обломками лигнити-зирванной древесины с тонкими прослоями глинистых алевритов и грубо-зернистыми песками с гравием и галькой в основании.

Горизонт вскрывается на глубине 23-45 м. Мощность изменяется от 16 до 45. Установившиеся уровни подземных вод располагаются на глубине 1-30 м. Пески юрковской свиты залегают непосредственно на плотных глинах люлинворской свиты. Распространяясь на восток, отложения юрковской

свиты ложатся на породы палеозоя и их кору выветривания. Кровля почти повсеместно представлена песками, реже глинами новомихайловской свиты.

При откачке из одиночных скважин (по материалам ТКГРЭ) получены дебиты от 1,4 л/с до 26 л/с, при понижениях уровня соответственно на 2 м и 8,3 м.

Удельные дебиты скважин – 0,4-3,33 л/с. По химическому составу воды юрковской свиты являются слабоминерализованными, с сухим остатком 100-300 мг/л и с преобладанием гидрокарбонатного аниона. Из катионов преобладающим являются кальций. Воды мягкие и умеренно-жесткие.

### **2.7. Современные геологические процессы и явления**

Природные условия города благоприятны для развития широкого комплекса современных экзогенных процессов и явлений (рис 2.8). Этому способствуют – резко континентальный климат, пересеченный рельеф, наличие легкоразмываемых водой лессовых пород, условия питания и дренирования подземных вод первого от поверхности водоносного горизонта и верховодки.

В условиях современного города развитие процессов определяется не только естественными условиями, но и инженерно-строительной и хозяйственной деятельностью человека. Из современных геологических процессов и явлений, испытывающих влияние деятельности человека, на территории развиты: оврагообразование, оползни, осыпи, морозное пучение, наледи, речная эрозия, заболачивание и подтопление в связи с подъемом уровня подземных вод и формированием техногенной верховодки.

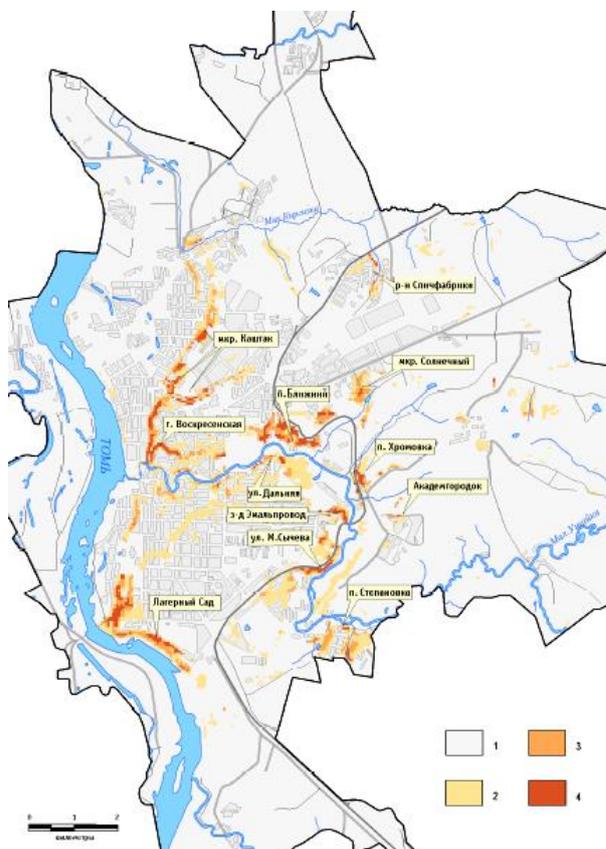


Рис. 2.8 Схема районирования территории города по уровню опасности эрозионных процессов.

*Уровень опасности: 1– не опасный; 2 – малоопасный; 3 – среднеопасный; 4 – опасный*

## 2.8. Состав и физико-механические свойства грунтов

Петрографический состав и физико-механические свойства пород, которые на территории города являются основанием или средой для строительства зданий и сооружений и называются в данном случае грунтами, характеризуются значительной изменчивостью. Она связана с принадлежностью грунтов к определенным стратиграфо-генетическим комплексам пород, что отражает особенности их формирования. Стратиграфо-генетический комплекс – это комплекс пород одного возраста, одного генезиса, сформировавшиеся в одной физико-географической обстановке. Геологические индексы стратиграфо-генетических комплексов пород, состав и свойства которых хорошо изучены и показатели физико-механических свойств грунтов приведены в табл. 2.8.

Характеристика физико-механических свойств [1]

Индекс стратиграфо-генетических комплексов пород	Инженерно-геологические разновидности (по ГОСТ 25100-95)	Мощность, м	Плотность, г/см <sup>3</sup>		Природная влажность, W%	Влажность на границе		Удельное сцепление, C <sup>H</sup> , МПа	Угол внутреннего трения, φ <sup>H</sup> , град
			ρ	Сухого грунта, ρd		Текучности, Wi, %	Раскатывания, Wp, %		
a <sub>QIV</sub>	Глина с примесью органических веществ	2–8	<u>1,73–1,94</u> 1,85 (8)	<u>1,24–1,42</u> 1,36 (8)	<u>20–45</u> 36 (13)	<u>39–59</u> 46 (12)	<u>20–30</u> 24	0,029	15
	Суглинок с примесью органических веществ	1–10	<u>1,81–1,99</u> 1,91 (140)	<u>1,41–1,54</u> 1,46	<u>25–36</u> 31 (120)	<u>29–36</u> 36 (140)	<u>19–25</u> 22	0,017	14 (21)
	Супесь с примесью органических веществ	2–15	<u>1,96–1,99</u> 1,98 (28)	<u>1,50–1,62</u> 1,59	<u>21–29</u> 25 (28)	<u>20–27</u> 23 (28)	<u>16–21</u> 19	0,013	12 (18)
a <sub>1QIII</sub>	Суглинок с примесью органических веществ	2–10	<u>1,87–1,91</u> 1,90 (97)	<u>1,37–1,69</u> 1,5	<u>27–42</u> 31 (96)	<u>31–42</u> 34 (97)	<u>21–28</u> 10 (97)	0,021	10 (14)
	Супесь текучая с примесью органических веществ	> 10	<u>1,90–2,05</u> 1,99 (6)	<u>1,60–1,68</u> 1,651	<u>16–22</u> 20 (67)	<u>18–22</u> 21 (67)	<u>15–18</u> 16	0,015	13 (10)
	Песок мелкий	2,0–5,0	<u>н.о.</u>	<u>н.о.</u>	<u>н.о.</u>	–	–	–	–
a <sub>2QIII</sub>	Суглинок лессовидный	2–8	<u>1,90–1,98</u> 1,94 (91)	<u>1,50–1,61</u> 1,581	<u>21–27</u> 23 (81)	<u>24–32</u> 29 (91)	<u>14–19</u> 18	0,03	16 (39)
	Супесь лессовидная	0,5–8	<u>1,83–2,07</u> 1,95 (55)	<u>1,41–1,63</u> 1,57	<u>22–26</u> 20 (55)	<u>19–23</u> 21 (55)	<u>15–21</u> 16	0,015	19 (12)
	Супесь	0,5–10	<u>1,85–2,05</u> 1,98 (89)	<u>1,54–1,72</u> 1,67	<u>19–24</u> 21 (89)	<u>19–26</u> 21 (89)	<u>14–20</u> 16	0,012	17 (18)
	Суглинок	0–8	<u>1,87–2,08</u> 1,96 (147)	<u>1,43–1,60</u> 1,59	<u>20–27</u> 25 (147)	<u>24–38</u> 30 (147)	<u>16–22</u> 19	0,022	19 (25)
	Песок пылеватый	2–4	<u>1,75–1,93</u> 1,81 (40)	<u>1,54–1,71</u> 1,63	<u>9–15</u> 11(40)	–	–	0,005	23 (14)

Продолжение табл. 4

Индекс страти графо-генетических комплексов пород	Инженерно-геологические разновидности (по ГОСТ 25100-95)	Мощность, м	Плотность, г/см <sup>3</sup>		Природная влажность, W%	Влажность на границе		Удельное сцепление, C <sup>H</sup> , МПа	Угол внутреннего трения, φ <sup>H</sup> , град
			ρ	Сухого грунта, ρd		Текучности, Wi, %	Раскатывания, Wp, %		
a <sub>3</sub> Q <sub>III</sub>	Супесь лессовидная	2–9	<u>2,16–1,83</u> 2,02 (30)	<u>1,43–1,67</u> 1,57 (30)	<u>27,5–15</u> 20,09 (30)	<u>27–16</u> 21,0 (29)	<u>20–13</u> 16,1 (30)	н.о.	н.о.
	Супесь	1–10	<u>1,68–2,16</u> 2,0	<u>1,54–1,62</u> 1,60 (60)	<u>13–25</u> 19 (59)	<u>15–27</u> 21 (60)	<u>12–20</u> 16 (60)	н.о.	н.о.
Sa <sub>II-III</sub>	Суглинок лессовидный	0,5–8	<u>1,84–2,05</u> 1,99 (335)	<u>1,43–1,63</u> 1,54	<u>24–28</u> 26 (335)	<u>27–34</u> 30 (335)	<u>17–20</u> 19	0,038	15 (29)
	Супесь лессовидная		<u>1,83–1,90</u> 1,87	<u>1,47–1,56</u> 1,53	<u>18–28</u> 20	22	<u>14–18</u> 15	0,025	38
Q <sub>intg</sub>	Суглинок	2–8	1,98	1,62 (161)	28 (159)	38 (161)	28	0,027 (20)	21
	Супесь	3–5	2,01	1,67 (40)	21 (41)	24 (41)	18	0,017	19 (14)

Примечание: 1) Приведены пределы колебания показателей (в числителе дроби) и средние значения (в знаменателе); в скобках – количество определений;

2) н.о. – показатели не определялись

### 3. СОСТОЯНИЕ КОМПОНЕНТОВ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ ТЕРРИТОРИЙ АЗС И АЗК Г.ТОМСКА

#### Расчет фонового значения нефтепродуктов в грунтах

Определение нефтепродуктов проводилось в соответствии с 2-мя НД (ПНД Ф14.2:116-97 [120] и ПНД Ф 16.1:2.2-22-98 [119]) (табл. 3.5-3.15). Порог чувствительности в соответствии с ПНД Ф14.2:116-97 – 0,3 мг/дм<sup>3</sup>, кроме того данный метод предназначен для определения концентрации нефтепродуктов в природных и очищенных сточных водах методом хроматографии. Порог чувствительности согласно ПНД Ф 16.1:2.2-22-98 – 50 мг/кг.

При расчете фона использованы данные с учетом диапазона измерений в соответствии с ПНД Ф 16.1:2.2-22-98 (от 50 мг/кг и выше). В соответствии требованиями по геохимической съемке масштаба 1:200000 для значений ниже диапазона измерений берется 0,5 порога чувствительности (25 мг/кг).

Далее была выполнена проверка на нормальность распределения нефтепродуктов в выборке тестом Колмогорова-Смирнова. Для нефтепродуктов наблюдается отличное от нормального распределение (рис. 3.1).

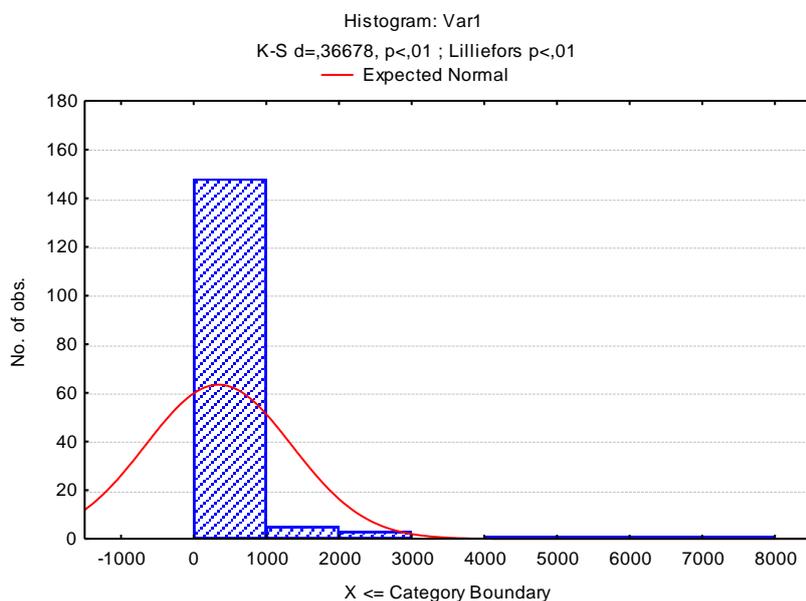


Рис. 3.1. Гистограмма распределения содержания нефтепродуктов с кривой плотности нормального распределения и результатами теста Колмогорова-Смирнова

В соответствии с методикой, изложенной в пособии Савичева О.Г. и др. [98] была проведена проверка на наличие экстремальных значений (табл. 3.1) по формулам:

$$I' = \frac{C_{\max} - C_{\text{ср}}}{\sigma}, \quad (1)$$

Таблица 3.2

Предельные значения  $I_n$

$$I'' = \frac{C_{\text{ср}} - C_{\min}}{\sigma}, \quad (2)$$

где  $C_{\text{ср}}$ ,  $C_{\max}$ ,  $C_{\min}$  - соответственно средняя, максимальная и минимальная концентрации вещества за рассматриваемый период;  $\sigma$  - среднеквадратическое отклонение значений концентрации вещества.

В том случае, если  $I' > I_n$  или  $I'' > I_n$  (где  $I_n$  - нормативное значение, определяемое по таблице 3.2), то взятое для анализа экстремальное значение концентрации вещества исключается из рассматриваемого ряда данных

Таблица 3.1

Результаты проверки на наличие экстремальных значений (выборка 147 проб)

Параметр	Значение
Среднее	348,4
Максимум	7257,0
Минимум	25
Стандартное отклонение	1005,6
$I_n$	2,86
$\Gamma$	6,9
$\Gamma''$	0,3

$n$	$I_n$	$n$	$I_n$	$n$	$I_n$	$n$	$I_n$
3	1,150	10	2,180	17	2,480	50	2,860
4	1,460	11	2,230	18	2,500	200	3,076
5	1,670	12	2,290	19	2,530	250	3,339
6	1,820	13	2,330	20	2,560	500	3,528
7	1,940	14	2,370	25	2,635		
8	2,030	15	2,410	30	2,696		
9	2,110	16	2,440	40	2,792		

Так как,  $I_n < 6,9$  исключается максимальное значение. Таким образом, в таблице 3.3 приведены статистические параметры после исключения максимальных значений.

Таблица 3.3

Статистические параметры распределения содержания нефтепродуктов в грунтах г. Томска (объем выборки – 85 проб)

	<b>m,</b> мг/кг	<b>min</b>	<b>max</b>	<b>S</b>
Нефтепродукты, мг/кг	122,5	25	557,4	163,8

Примечание: m – среднее значение; min – минимум; max – максимум; S – стандартное отклонение.

Формула для расчета фоновой концентрации вещества  $C_{\phi}^*$  имеет вид [98]:

$$C_{\phi}^* = C_{\phi(\text{cp})} + \frac{\sigma_{\text{ст}}}{\sqrt{n}}, \quad (3)$$

где  $C_{\phi(\text{cp})}$  - средняя концентрация вещества в основном месяце;

$\sigma$  - среднеквадратическое отклонение значений концентрации;

$n$  - число данных в градации.

Таким образом, фоновое значение составит:

$$C_{\phi} = 122,5 + \frac{163,8 * 1,6}{\sqrt{85}} = 150,9$$

Полученное фоновое значение вполне коррелирует с данными других авторов приведенных в таблице 3.4.

Кроме того, следует отметить, что при содержании нефти и нефтепродуктов в почвах и грунтах свыше 1 г/кг в воздухе уже фиксируется их запах. В Бельгии обязательной является очистки почв от нефтепродуктов

при их содержании свыше 1 г/кг для жилых зон и 1,5 г/кг для промышленных; в Эстонии – свыше 0,5г/кг для жилых и 5 г/кг для промышленных зон.

Таблица 3.4

Уровни и пределы загрязнения почв нефтепродуктами (сводка опубликованных данных)

Уровни загрязнения	Пределы загрязнения, мг/кг					
	По данным различных источников					
	1*	2*	3*	4*	5*	6*
Фоновый					до 100-500	
Допустимый	<1000					
Незагрязненные почвы		1-100				До 100
песчаные			0-220			
суглинистые			0-140			
торфяные			0-530			
Условно загрязненные		100-500				
Минимальный уровень загрязнения				50		
Низкий	1000-2000				500-1000	
Слабо загрязненные почвы		500-1000				100-1000
Умеренный					1000-5000	
Средний	2000-3000				5000-10000	
Загрязненные почвы		1000-2000				1000-5000
Повышенное загрязнение				1000		
Высокий	3000-5000			5000	10000-50000	
Сильно загрязненные почвы		2000-5000				Более 5000
Очень высокий	>5000					
Очень сильно загрязненные почвы		5000-50000				
песчаные			340-130000			
суглинистые			150-13330			
торфяные			600-62500			

1\* - согласно «Методические рекомендации по выявлению деградированных и загрязненных земель» (утв. Роскомземом 28.12.1994, Минсельхозпродом РФ 26.01.1995, Минприроды РФ 15.01.1995г.) [112], 2\* - по Д.В. Московченко, 1998г. [62], 3\* - по Н.Б. Пыстиной и др., 1999 г., 4\* - по Ю.М. Пиковскому, 1993 г. [72], 5\* - по В.В. Тетельмину, В.А. Язеву, 2009 г. [19]. 6\* - по В.М. Гольдбергу, Ю.В. Ковалевскому, 1997г [25]

В Финляндии нормы определены по фракциям (Постановление Правительства № 214/2007) и составляют для промышленных зон: легкая

фракция (C5-C10) -500 мг/кг; средняя (C10-C21) – 1000 мг/кг; тяжелая (C21-C40) – 2000 мг/кг. Для бензина в соответствии с ГН 2.1.7.2041-06 ПДК составляет 0,1 мг/кг.

### 3.1 Анализ содержания нефтепродуктов в грунтах на площадках АЗС

Нами собраны, обобщены и систематизированы данные инженерно-экологических изысканий по 9 участкам эксплуатации сооружений использующих нефтепродукты.

1. Склад ГСМ в районе Приборного завода. В геоморфологическом отношении приурочен к поверхности Томь-Яйского междуречья. Функционирует с 1970 года. В геолого- литологическом строении участка до глубины 2,6-4,3 залегают современные ( $t_{QIV}$ ) отложения, представленные насыпными грунтами, неоднородными по составу и представленными до глубины 0,5 метров гравием (50%), галькой (20%), песком (30%), с глубины 0,5 м до глубины 0,6 м. представлены суглинком голубовато-серым мягкопластичным с включением гальки. Ниже залегают верхнечетвертичные озерно-аллювиальными отложениями Томь-Яйского междуречья, представленные суглинками и супесями.

Содержание нефтепродуктов в грунтах на территории ГСМ представлено в таблице 3.5 Концентрация нефтепродуктов достигает максимальных значений по сравнению с другими АЗС – 2186,5- 7257,0 мг/кг.

Таблица 3.5

Содержание нефтепродуктов в грунтах (территория ГСМ в районе Приборного завода, 1996 год) (НД на методику выполнения измерений ПНД Ф14.2:116-97)

Разновидность грунта, вода	Глубина залегания, м	Концентрация
Техногенный грунт	2,0	6503,9 мг/кг

Суглинок мягкопластичный	7,0	2186,5 мг/кг
Супесь текучая	8,0	7257,0 мг/кг

За пределами склада насыпной грунт представлен суглинком бурым и темно-серым, с включением органического вещества. Давность отсыпки этого грунта более 16 лет. Верхнечетвертичные озерно-аллювиальные отложения подстилают насыпные грунты с глубины 2,6-4,3 метра. Озерно-аллювиальные отложения представлены преимущественно суглинками серыми, голубовато-серыми, с примесью органического вещества, мягкопластичными, реже тугопластичными. В интервале глубин 7,2-15,4 залегают супеси бурые и серые пластичные, близкие к текучим. За пределами территории склада ГСМ наблюдается загрязнение грунтов нефтепродуктами в пределах 12,8-47,9 мг/кг, содержание представлено в таблице 3.6.

Таблица 3.6

Содержание нефтепродуктов в грунтах  
(за пределами территории склада ГСМ, 1996 год)

(НД на методику выполнения измерений ПНД Ф14.2:116-97)

Разновидность грунта, вода	Глубина залегания, м	Концентрация
Суглинок мягкопластичный	6,0	47,9 мг/кг
Супесь текучая	10,0	47,3 мг/кг
Супесь текучая	14,0	12,8 мг/кг

2. **АЗК - 3** по ул. Герцена. Расположена в восточной части г.Томска, вблизи склона террасы. В геологическом строении участка до разведанной глубины 17 метров принимают участие современные насыпные грунты, представленные гравием с песком и верхнечетвертичные аллювиальные отложения третьей надпойменной террасы р.Томи, представленные неоднородными глинистыми грунтами – супесями, суглинками пойменных, русловых, старичных фаций, переслаивающимися в разрезе, содержащими включения гумуса, значительное количество песчаных фракций, что характерно для аллювиальных отложений и что способствует инфильтрации поверхностных вод и нефтепродуктов. Изыскания на участке проводились в

1995 и 1999 г.г с изучением грунтов и подземных вод по скважинам. Содержание нефтепродуктов в грунтах и воде представлено в табл. 3.7

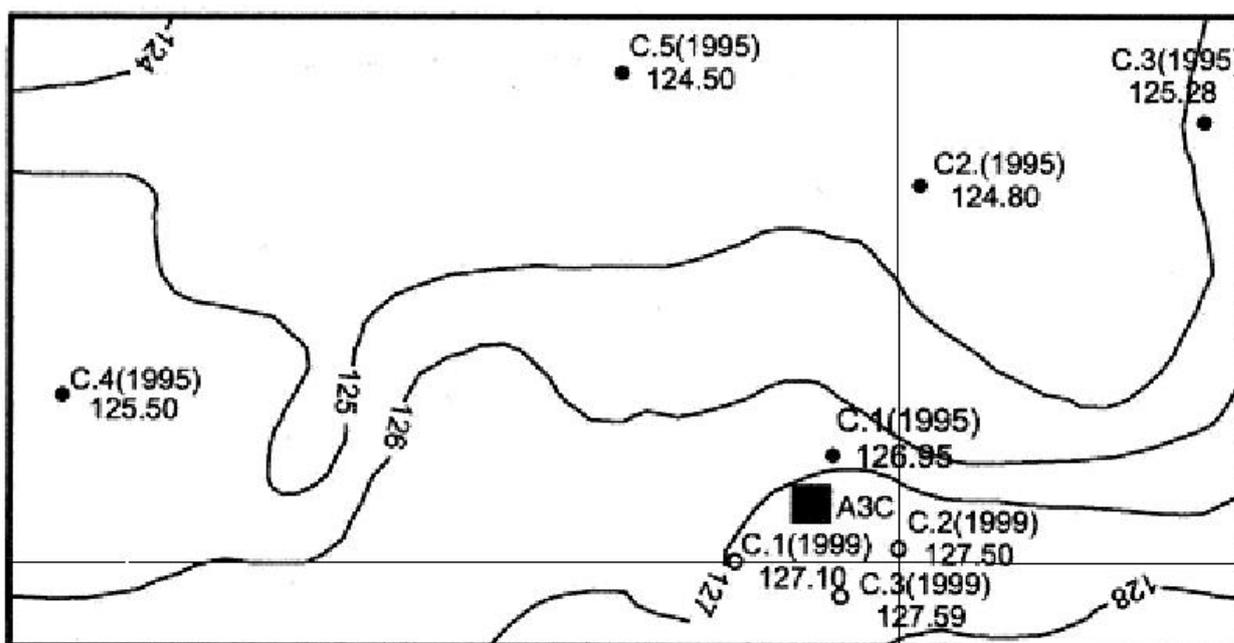
Таблица 3.7

Содержание нефтепродуктов в грунтах на площадке АЗК - 3 по ул.Герцена  
( на 1995 и 1999 года) (НД на методику выполнения измерений ПНД  
Ф14.2:116-97)

1995 год				1999 год			
№ скважины	Разновидность грунта, вода	Глубина, м	Концентрация, мг/кг	№ скважины	Разновидность грунта, вода	Глубина, м	Концентрация, мг/кг
1	Суглинок мягкопластичный	3	61,1	1	Супесь пластичная	4,5	28,39
	Супесь текучая	11	30,8		Супесь пластичная	7	28,2
	Супесь текучая	20	23,8		Супесь текучая	14,5	706,78
2	Супесь текучая	11	9,4	2	Вода	10,2	359,03 мг/дм3
	Супесь текучая	20	16,5		Суглинок мягкопластичный	3,5	29,2
	Вода	11	41,2 мг/дм3		Супесь пластичная	7,5	208,41
3	Супесь текучая	12	18,8	3	Супесь текучая	9,5	977,01
	Супесь текучая	17	15,6		Супесь пластичная	4,5	2,23
4	Суглинок мягкопластичный	1,5	46,7	3	Супесь пластичная	7	2,94
	Суглинок мягкопластичный	3,5	10,1		Супесь текучая	10,5	67,34
5	Насыпной грунт	1,5	15,3		Вода	9,1	142,60мг/дм3
	Насыпной грунт	3	84,4				
	Суглинок мягкопластичный	6	0,8				

Результаты за 1999 год показывают загрязнение грунтов нефтепродуктами по всей площади АЗК с глубины 3,5 м до 15 м. Степень загрязнения грунтов различна и увеличивается с глубиной. В верхней и средней частях разрезов с глубины 2,3 м. до глубины 7,2 м. уровень загрязнения невысокий и равен 28,2-29,2 мг/кг. В скважине 3 до глубины 8 метров концентрация нефтепродуктов в грунтах соответствует фоновым значениям – 2,23 мг/кг. Загрязнение грунтов наблюдается не только по глубине, но и по площади. На глубине 10 метров происходит увеличение концентрации нефтепродуктов от скв. 3 к скв. 2, расположенной ближе к АЗС. Наибольшее значение загрязнения наблюдается на поверхности водоносного

горизонта, где оно составляет 977,01 мг/кг. Супеси текучие, вскрытые до глубины 15 м., являющиеся водовмещающими грунтами, загрязнены нефтепродуктами в количестве от 67,34 до 706,70 мг/кг. Содержание нефтепродуктов в грунтовых водах изменяется от 142,6 до 359,03 мг/дм<sup>3</sup>, что значительно превышает ПДК (СанПин). Увеличение загрязнения грунтов с глубиной непосредственно на площадке АЗК, по – видимому, связано с тем, что она функционирует уже долгое время (более 30 лет) [33]. За это время источниками загрязнения грунтов и подземных вод являлись испарения нефтепродуктов, проливы бензина при заправке автомашин и закачке бензина в резервуары, выхлопы отработанных газов автомашин. Загрязнение грунтов и подземных вод наблюдается не только непосредственно на площадке АЗС, но и на прилегающей территории в скважинах 1,2,3,4 (1995г.). Но здесь ситуация несколько иная. Концентрация нефтепродуктов в грунтах скв.1 у АЗС изменяется от 23,8 до 61,1 мг/кг, причем наибольшая концентрация нефтепродуктов отмечается в верхней части разреза. Концентрация нефтепродуктов в грунтах остальных скважин, пробуренных в направлении уклона местности, также значительна и составляет 0,8-81,4 мг/кг. Наибольшие концентрации наблюдаются в верхней и средней частях разреза, что, по – видимому, связано с тем, что суглинки разреза менее проницаемые и нефтепродукты концентрируются в верхних частях разреза. На глубине 11 метров происходит увеличение концентрации нефтепродуктов от скв. 1 к скв. Концентрация нефтепродуктов в грунтовых водах составляет 41,2 мг/л, что намного превышает ПДК. Загрязнение грунтов и подземных вод нефтепродуктами с территории АЗК распространяется за ее пределы путем стока подземных вод по уклону местности, а также путем смыва нефтепродуктов с площадки АЗС атмосферными осадками по рельефу местности с инфильтрацией их в грунты и подземные воды. Это подтверждается результатами бурения скв. 5 (рис 3.2), удаленной по уклону от площадки АЗК на расстояние более 123м., где наблюдается наибольший ореол загрязнения АЗК.



● C.4(1995)  
125.50

номер скважины, в скобках - год опробования пород

абсолютная отметка поверхности

Масштаб 1:2000

Рис 3.2. Схема расположения скважин на территории прилегающей к АЗС-3.

3. **АЗС-24** по ул. Иркутский тракт, расположена северо-восточной части г. Томска. В геоморфологическом отношении участок приурочен к поверхности Томь-Яйского междуречья (у бровки склона к долине р. Ларинки). Абс. отметки 167,34 до 165,50м., вниз по склону до 158,8м. Функционирует с 1977 года. Геологический разрез до изученной глубины 10,8 метров представлен средне-верхнечетвертичными озерно-аллювиальными отложениями – суглинками бурыми туго-мягко-текучепластичными с прослоями темно-серых; в основании разреза – супеси текучие. Перекрыты данные отложения насыпными грунтами (гравий, суглинок), мощностью 2,8 метров. Для оценки загрязнения грунтов нефтепродуктами на данной площадке было пробурено 8 скважин: 1 и 7 – вблизи подземных резервуаров, 3 – в 5 метрах от раздаточной бензоколонки, 2 – в 60 метрах от АЗС-24. Сква. 8, 4, 6, 5 пробурены на склоне и в гипсометрическом отношении находятся значительно ниже самой АЗС-24.

В 1997г. до реконструкции АЗС – 24 концентрация нефтепродуктов на площадке в грунтах составляла 6,9 – 818,8 мг/кг, а в воде – до 18000 мг/л (табл. 3.8).

Таблица 3.8

Содержание нефтепродуктов в грунтах и подземных водах АЗС – 24  
(НД на методику выполнения измерений ПНД Ф14.2:116-97)

№ скважины	Глубина, м	Абсолютные отметки, м	Концентрация НП, мг/кг
1	2,0	165,3	29,1
	4,0	163,3	31,6
	6,0	161,3	73,7
	8,0	159,3	130,0
	8,3	159,0	18000 мг/дм <sup>3</sup>
2	2,0	164,2	20,01
	4,2	162,0	12,12 мг/л
3	1,0	166,2	40,02
	3,0	164,2	20,44
	5,0	162,2	11,88
	5,5	161,7	0,70 мг/дм <sup>3</sup>
4	2,0	157,05	71,2
	4,0	155,05	69,1
5	4,0	137,5	21,17
6	2,5	151,1	78,84
	11,5	142,1	16,7
7	4,0	163,3	818,81
	5,0	162,3	390,90
	6,0	161,3	29,88
	7,0	160,3	23,71
	8,0	159,3	22,88
8	2,0	163,5	6,94
	2,5-4,9	158,6	1800 мг/дм <sup>3</sup>

Ореол загрязнения по площади значительно превышает площадь АЗС, имеет вытянутую форму по уклону борта реки (рис 3.3).

При реконструкции АЗС-24 на площадках сооружений была проведена выемка грунта и замена его незагрязненным, что привело к снижению загрязнения грунта и подземных вод. После реконструкции АЗС эксплуатируется со строгим соблюдением правил по недопущению загрязнения геологической среды. Но опробование грунта и воды в скважине на площадке АЗС в 1999 г. и анализ их на содержание нефтепродуктов на реконструированной площадке снова показал, что концентрация нефтепродуктов остается повышенной (таблица 3.9).

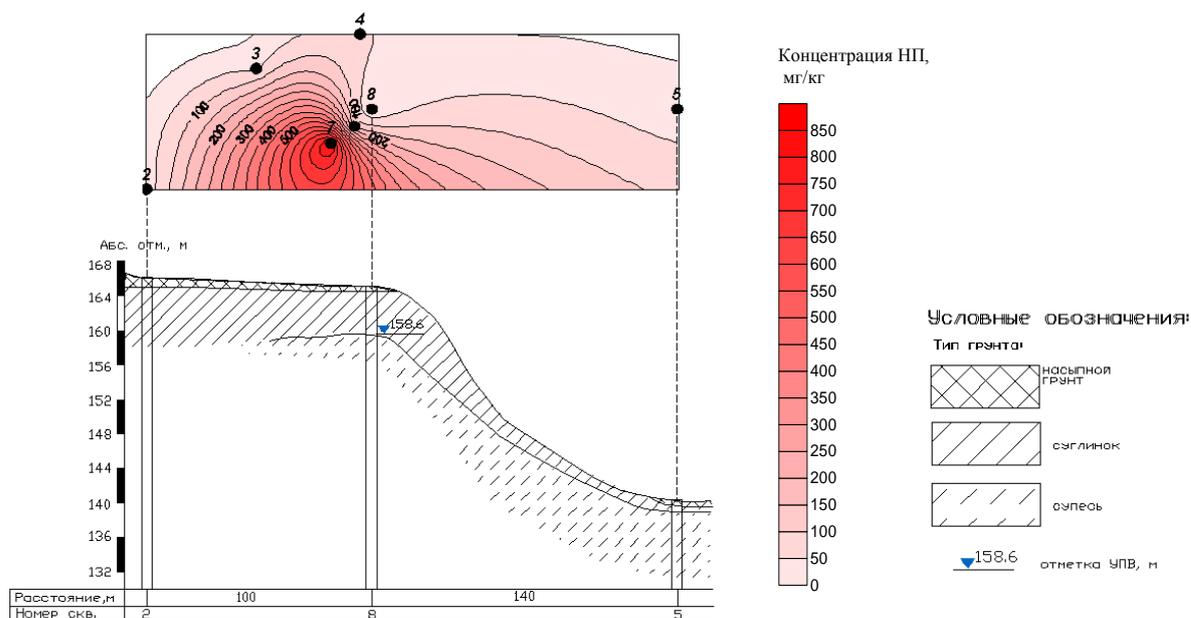


Рис. 3.3. Ореол распространения НП в суглинках (АЗС – 24)

Возможно, увеличение концентрации нефтепродуктов связано не с новым загрязнением, а с перераспределением нефтепродуктов в ореоле загрязнения в результате фильтрации в грунте.

Таблица 3.9

Содержание нефтепродуктов в грунте и воде (АЗС-24) по ул. Иркутский тракт ( на 1999 год) (НД на методику выполнения измерений ПНД Ф14.2:116-97)

Разновидность грунта, вода	Глубина залегания, м	Концентрация, мг/кг
Вода	9,0	314,50 мг/дм <sup>3</sup>
Суглинок тугопластичный	4,0	35,53
Суглинок мягко и текучепластичный	6,0	64,93
Супесь текучая	9,0	147,04

4. ГСМ в районе речного порта расположена на первой правобережной террасе р.Томи. Поверхность сухая, застроенная. Сложена площадка с поверхности насыпными грунтами суглинками серого цвета

тугопластичной консистенции с включениями гравия, битого кирпича до 5% и песками гравелистыми. Мощность насыпных грунтов 3,3-3,5 метров.

Ниже залегают аллювиальные грунты: глины коричневого цвета мягкопластичной консистенции с гнездами ожелезнения, супеси коричневого цвета пластичной консистенции с линзами мягкопластичного суглинка и мягкопластичные суглинки с линзами и прослойками текучепластичных супесей.

В основании изученной части разреза гравийно-галечниковые грунты с супесчаным текучепластичным заполнителем до 30%.

Грунтовые воды до глубины 10 метров не встречены. Опробование грунтов на нефтепродукты проводилось с интервалом 1 метр и приводится в таблице 3.10.

Как видно из таблицы концентрация НП в грунтах не велика, по сравнению с грунтами территорий других АЗС. Скорее всего, данный факт можно объяснить геоморфологической приуроченностью (склад ГСМ находится в пойме реки Томи).

Таблица 3.10

Содержание нефтепродуктов в грунтах на площадке склада ГСМ (на 1997 год)  
(НД на методику выполнения измерений ПНД Ф14.2:116-97)

Скважина №1			Скважина №2		
Разновидность грунта	Глубина залегания, м	Концентрация, мг/кг	Разновидность грунта	Глубина залегания, м	Концентрация, мг/кг
Суглинок насыпной тугопластичный с включениями гравия	1	21,35	Песок насыпной гравелистый	1	28,8
	2	13,27		2	7,25
	3	14,4		3	6,75
Глина мягкопластичная	4	11,11	Супесь пластичная с линзами мягкопластичного суглинка	4	11,61
	5	4,77		5	18,56
	6	12,37		6	34,94
Суглинок мягкопластичный с линзами супеси текучей	7	27,47	Суглинок мягкопластичный	7	33,38
	8	1,06		8	9,04
	9	14,38	Грунт гравийно-галечниковый	9	32,8
Грунт гравийно-галечниковый	10	15,7			

5. АЗС-5 по ул. Парковая, 32, расположена северо-восточной части г.Томска. В геоморфологическом отношении участок приурочен к поверхности Томь – Яйского междуречья. Абс. отметки 150,8 до 151,95м. с поверхности геолого-литологический разрез площадки сложен насыпным грунтом (шлак с песком - 60%, гравий с галькой – 40%) , мощностью 1 метр. Ниже залегают озерно-аллювиальные отложения ( Ia Q<sub>II-III</sub>) в интервале глубин 1,0-10,5 представлены суглинками бурыми и серовато-бурыми туго-мягкопластичными с прослоями суглинков текучепластичных. С глубины 10,5 до 12,5 м. залегают супеси бурые от твердой консистенции до текучей. 12,0-16,0 – отложения кочковской свиты неогенового возраста (N<sub>2</sub>кс) представлены песком серовато-бурым мелким насыщенным водой с включениями гравия. 16,0-17,1 м – суглинки серовато-бурые туго-мягкопластичные. Грунтовые воды ( на 1997 г.) вскрыты на глубине 11,65 м. Разгрузка подземных вод происходит в северо-западном направлении к р.Малая Киргизка. Функционирует АЗС-5 с 1973 года. Площадь станции 2800 м<sup>2</sup>. Нефтепродукты хранятся в резервуарах, которые находятся на глубине 3,5 метра. В насыпном грунте сосредоточена максимальная концентрация нефтепродуктов (табл.4.10), В суглинках, количество НП значительно снижается и составляет 42,76-15,03 мг/кг. С глубины 8 метров происходит постепенное накопление НП и достигает своего максимума в супесях текучих – 1304,95 мг/кг. Такое распределение НП в грунтах по глубине определено их составом и свойствами: так в супеси и насыпном грунте больше порового пространства, которое может занять бензин, что непосредственно сказывается на концентрации нефтепродуктов (табл. 3.11).

Содержание нефтепродуктов в грунтах на АЗС-5 по ул. Парковая, 32  
( на 2001 год) (НД на методику выполнения измерений ПНД Ф14.2:116-97)

Разновидность грунта, вода	Скважина №9	
	Глубина залегания, м	Концентрация, мг/кг
Насыпной грунт	1	2099,31
Суглинок туго- мягкопластичный	2	42,76
	3	15,03
	4	16,17
	5	11,17
	6	14,38
	7	15,01
Супесь твердая	8	49,19
	9	43,42
Супесь пластичная	10	690,09
	11	853,81
Супесь текучая	12	1304,95
Вода	12,05	2275,0 мг/дм <sup>3</sup>

6. **АЗС-21** (по ул.Сенная курья), расположена на левобережье р.Томи. В геоморфологическом отношении участок приурочен к пойме р.Томи. Абс.отметки от 77,8 до 78,3 м. Функционирует с 1974 года. В геологическом отношении площадка сложена до глубины 1,7 метров – насыпным грунтом, представленным галькой, гравием с глинистым заполнителем до 25%, до глубины 6,1 м, залегают суглинки темно-коричневые тугопластичные, в интервале глубин 1,9-2,3 м – полутвердые. В интервале глубин 6,1-6,9 м залегают супесь коричневая пластичная, которая в свою очередь подстилается песком влажным (6,9-10,2 м), с глубины 9,5 метров – водонасыщенный. В основании разреза, с глубины 10,2 м. залегают водонасыщенный гравийный грунт. Глубина залегания уровня грунтовых вод составляет 9,5 метров (на 25.05.2000г). Распределение нефтепродуктов в грунтах по глубине приведено в таблице 3.12. Максимальное содержание нефтепродуктов содержится в водонасыщенных песках и гравийном грунте – 13,11-21,08 мг/кг.

Содержание нефтепродуктов в грунтах на АЗС-21 по ул. Сенная курья, 5  
( на 1999 год) (НД на методику выполнения измерений ПНД Ф14.2:116-97)

Вид пробы	Скважина №10- э	
	Глубина залегания, м	Концентрация, мг/кг
Грунт	2	7,32
Грунт	3	9,92
Грунт	4	8,62
Грунт	5	8,3
Грунт	6	9,17
Грунт	7	6,57
Грунт	8	4,71
Грунт	8,8	13,11
Грунт	10	21,08
Вода	10,5	2000г. -2,0 мг/дм <sup>3</sup> 2001г.-2,75 мг/дм <sup>3</sup>

7. Площадка **АЗС-4** (ул. Смирнова, 45) находится в северной части г.Томска. В геологическом отношении участок приурочен к поверхности II надпойменной террасы р. Томи с общим понижением рельефа на север и северо-запад в сторону р. Малая Киргизка. Абсолютные отметки площадки АЗС-4 изменяются от 90,45 до 91,44м. При обследовании территории, прилегающей к АЗС-4 выявлено, что имеющиеся ранее в частных усадьбах колодцы ликвидированы в связи с загрязнением воды нефтепродуктами (пос. Северокаштаный №37, Кольцевой проезд №46).

Геологический разрез площадки с поверхности (0-0,8м) сложен техногенными отложениями (tQ<sub>IV</sub>). Ниже залегают аллювиальные верхнечетвертичные отложения II надпойменной террасы р.Томи (a<sup>2</sup><sub>III</sub>), представленные 4 разновидностями грунтов.

1. Супесь бурая и коричневая пластичная, залегает в верхней и средней частях разреза мощностью до 7,8 м. Супесь содержит тонкие прослойки песка мелкого мощностью до 2 см., по гранулометрическому составу песчаная, загрязнена НП.

2. Песок мелкий имеет ограниченное распространение в виде прослоя мощностью до 2,5 м. в верхней и средних частях разреза. Песок содержит тонкие (до 2 см) прослойки супеси пластичной, загрязнен НП.

3. Супесь бурая и коричневая текучая песчаная залегает в средней части разреза в виде линзы мощностью до 1,6 м. и в основании разреза вскрытой мощностью до 15 м. Супесь по гранулометрическому составу песчаная, загрязнена НП.

4. Супесь бурая и коричневая твердая песчаная залегает в нижней части разреза в интервале глубин 7,8-12,5 м, слоем мощностью до 4,0 м. По гранулометрическому составу супесь песчаная, загрязнена НП.

Эксплуатируется АЗС-4 с 1971г. Площадь АЗС 7500 м<sup>2</sup>. Глубина залегания грунтовых вод на глубине 11-12 метров. Разгрузка подземных вод происходит в северо-западном и северном направлениях вниз по рельефу в сторону р. Малая Киргизка. Содержание НП в грунтах и подземных водах приведено в таблице 3.13.

Таблица 3.13

Содержание нефтепродуктов в грунтах на АЗС-4 по ул. Смирнова, 45  
( на 1999 год) (НД на методику выполнения измерений ПНД Ф14.2:116-97)

№ сква- жины	Глубина, м	Разновидность грунта, вода	Концентрация НП, мг/кг
1	2	3	4
7	4	Супесь пластичная, с глубины 11,9 м текучая. В интервале 7,8-9,8 твердая. С тонкими прослоями суглинка мягкопластичного и текучепластичного. С запахом нефтепродуктов с глубины 3,5м.	17,51
	6,5		18,08
	10		26,58
	13		3,77
	17		4,59
	11,9	вода	0,36 мг/дм <sup>3</sup>

Продолжение табл. 3.13

1	2	3	4
6	1	Насыпной грунт (песок, шлак-60%, гравий-40%, с глубины 0,8 м суглинок, почва – 30%, гравий с песком 70 %)	5142,86
	2	Супесь твердая, с 4,3 м пластичная, с глубины 11,0 м текучая. С тонкими прослоями суглинка мягкопластичного и текучепластичного. С запахом нефтепродуктов с глубины 4,5м.	32,95
	3		12,09
	4		87,16
	5		24,18
	6		11,47
	7		15,67
	8		10,61
	9		9,83
	10		10,61
	11		10,55
	12		53,4
	13		293,21
	14		397,16
	15		357,67
	16		557,35
	17		496
	11	вода	472,12 мг/дм <sup>3</sup>
5	1	Насыпной грунт (песок-30%, гравий -50 %, суглинок – 20%)	2413,81
	2	Супесь пластичная, с глубины 11,9 м текучая. С глубины 5,7 м с прослоями суглинка мягкопластичного и текучепластичного. С запахом нефтепродуктов с глубины 4,0м.	894,54
	3		673,91
	4		452,75
	5		461,1
	6		89,02
	7		15,74
	8		19,16
	9		22,97
	10		19,42
	11		53,79
	12		1592,55
	13		803,26
	14		297,58
	15		251,72
	16		522,97
	17		332,56
	11,2	вода	439,93мг/дм <sup>3</sup>
8	0,5	Насыпной грунт (песок – 50%, гравий – 50%)	26,68
	2	Супесь пластичная, с гллубины 11,6 м текучая. С тонкими прослоями суглинка мягкопластичного и текучепластичного, и песка мелкого. Грунт с запахом нефтепродуктов с глубины 5,6 м.	6
	3,5		13,87
	6		1723,83
	7,8		114,55
	12		1101,15
	16		1744,91
16	Вода	в пробе одни нефтепродукты	
2	4,5	Супесь пластичная и твердая	3,26
	19	Песок средней крупности, насыщенный водой с включениями гравия до 10%	12,53
	22		11,06

Продолжение табл. 3.13

1	2	3	4
	10,5	вода	14,34 мг/дм <sup>3</sup>
3	4,0	Супесь пластичная, с глубины 12,2 м. текучая. С тонкими прослойками суглинка мягкопластичного. Грунт с легким запахом нефтепродуктов.	3,41
	9,0		6,33
	15,0		11,99
	13,0	вода	20,68 мг/дм <sup>3</sup>
1	4-4,5	Супесь пластичная, с глубины 11,7м текучая	268,43
	10		10,46
	15		4882,00
	17,3	вода	в пробе одни нефтепродукты
4	10,9	вода	7,66 мг/дм <sup>3</sup>

Таким образом, основная концентрация нефтепродуктов сосредоточена в верхней части разреза (в насыпных грунтах - около 5000 мг/кг) и в пределах залегания уровня грунтовых вод – 200- 1700мг/кг. Кроме того, проведенные исследования показывают, что ореол загрязнения распространяется далеко за пределы площадки АЗС (рис 3.4), что непосредственно связано с наличием уклона в северо-западном направлении.

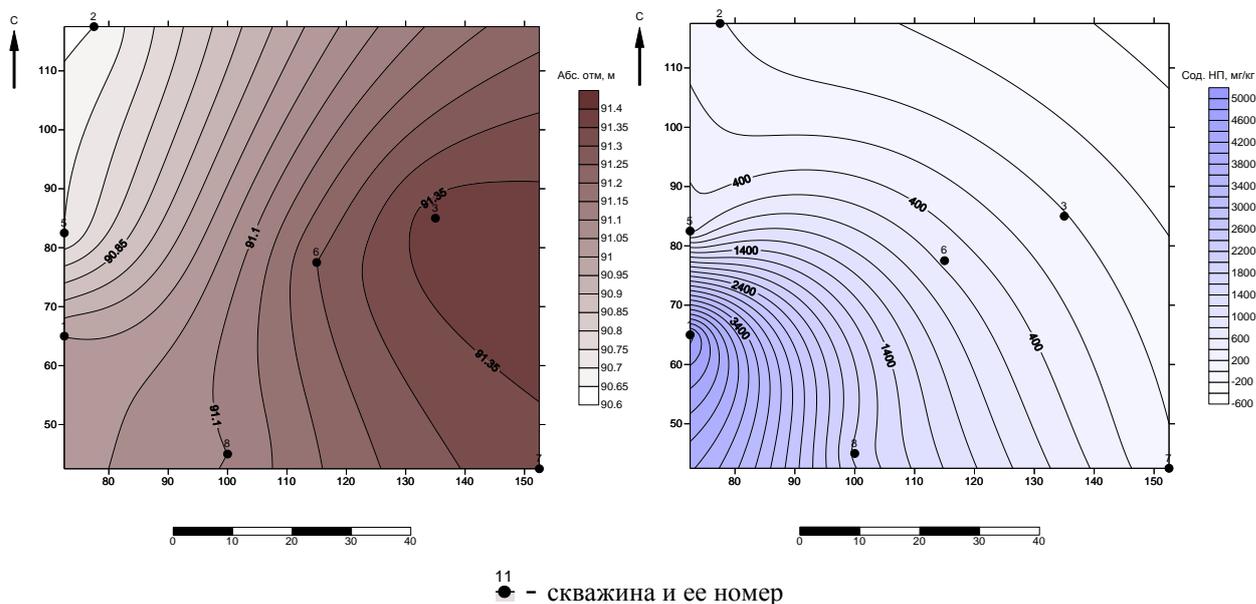


Рис. 3.4 Рельеф АЗС - 4 (слева) и прилегающей к ней территории, (справа) – ореол загрязнения грунтов НП на глубине 10 м.

8. Площадка бывшей Нефтебазы (ул. Мокрушина) функционировала с 1933 года (закрита в начале 2000 гг.). Площадь нефтебазы составляла 119700 м<sup>2</sup>. На фото 3.1 показаны сооружения, расположенные на территории бывшей Томской нефтебазы.

*Ниже приводится описание по данным на 1993 год.*

По данным треста "ТомскТИСИЗ" (1993г.) площадка нефтебазы в геоморфологическом отношении расположена на водораздельном плато, осложненном серией логов широтного направления, базисом эрозии для которых является р. Ушайка. Глубина логов от 8 до 14 м, ширина от 80 до 100. В целом площадь нефтебазы характеризуется изменением абсолютных



отметок от 129 до 140 м., с заметным понижением в восточном направлении.

Фото. 3.1 Сооружения бывшей нефтебазы (ул. Мокрушина).

При бурении в период с 28.10.93 по 10.12.93 подземные воды вскрыты в супесях бурых текучих и суглинках текучепластичных - текучих на глубине 2.8- 2.9 м. Подземные воды безнапорные, направление потока вод совпадает с уклонами поверхности к востоку. Разгрузка подземных вод происходит за пределами нефтебазы в виде нисходящих источников, в озеро на территории ботанического сада, в долине р. Ушайки, перетеканием в ниже залегающие горизонты подземных вод. По химическому составу подземные воды гидрокарбонатно-кальциевые, слабоминерализованные (табл.3.14).

По степени агрессивного воздействия воды- среды на бетон конструкций, согласно СНиП 2.03.11- 85, подземные воды слабоагрессивные по водородному показателю по отношению к бетону нормальной плотности, по отношению к другим бетонам и по всем остальным показателям

неагрессивные. По отношению к арматуре железобетонных конструкций воды слабоагрессивны по содержанию хлоридов (37 мг/л).

Таблица 3.14

Анализ химического состава воды из скважины № 2

По данным треста "ТомскГИСИЗ" (Отчет №3826 об инженерно-геологических изысканиях на территории г. Томска, 1993)

Дата отбора пробы 28.10.1993

Жесткость 72.24-25.8 мг/ экв

Дата поступления 29.10.1993

Свободная СОг 286.0 мг/ экв

Физические свойства: прозрачная. Цвет - нет окрашивания. Запах - бензиновый

	Катионы						Анионы		
	Ca <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Fe <sup>2+</sup>	Fe <sup>3+</sup>	всего	Cl	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	всего
мг	440.0	18.17	46.36	6.06	6.0	510.53	355.0	1024.8	1379.8
мг/экв	22.0	0.79	3.8	6.21	0.21	26.8	10.0	16.8	26.8
мг/экв (%)	81	3	14	1	1	100	37	63	100

По содержанию нефтепродуктов, воды относятся к сильно загрязненным, так как концентрация нефтепродуктов фактически изменяется от 0,4 до 44,9 мг/л. В геологическом разрезе выделяется один генетический комплекс - генетический комплекс четвертичных отложений. Генетический комплекс в пределах разреза представлен двумя стратиграфо- генетическими комплексами (СГК):

1. Современные техногенные отложения (t QIV )
2. Средне - верхнечетвертичные озерно - аллювиальные отложения третьей надпойменной реки Томи (1a Екс ).

1 слой: насыпной грунт представлен гравием (40%), шлаком (30%), битым кирпичом (10%), заполнен суглинком (10%). Мощность насыпного грунта изменяется от 0,5 до 2,5. Грунт несслежавшийся, слой характеризуется различной плотностью, сжимаемостью, фильтрационными свойствами. Коэффициент фильтрации насыпного грунта 0,5 м/сут.

2 слой: суглинок от тугопластичного до мягкопластичного, бурый с примесью органических веществ (5,5%), в основном слагает верхнюю часть разреза до глубины 9,2 м. Коэффициент фильтрации составляет 0,12 м/сут.

В результате анализа распределения концентрации НП на территории нефтебазы можно выделить 4 участка по степени загрязнения грунтов: с содержанием НП больше 400 мг/кг, 100-400 мг/кг, 10-100 мг/кг и менее 10мг/кг.

*УЧАСТОК С СОДЕРЖАНИЕМ НЕФТЕПРОДУКТОВ БОЛЬШЕ 400 мг/кг.* Участок характеризуется данными по скв. 1, 11, 16. Этот участок характеризуется тем, что максимальная концентрация нефтепродуктов отмечена в верхней части разреза до глубины 4 м (табл.4.15). Наибольшая концентрация нефтепродуктов отмечена недалеко от склада темных нефтепродуктов в скв. 2 (максимальное содержание 20000 мг/л) на глубине 2 м. Вблизи скважины 11 за забором нефтебазы находился склад ГСМ310. Результаты исследований в скв. 10 показывают, что загрязнение распространено до вскрытой скважиной глубины 20 м. С глубиной концентрации нефтепродуктов снижаются и в интервале глубин 18- 19 м концентрация нефтепродуктов составляет 15,8 мг/л, а на глубине 20 м составляет 7,3 мг/кг. Скв. 9 находится вблизи цистерны с нефтепродуктами, кроме того в зоне влияния скв. 11. Загрязнение в верхней части разреза незначительно, до глубины 13 м изменяется от 5.4 мг/кг в интервале глубин 3-4 м до 36,6 мг/кг в интервале глубин 12-13 м. Максимальная концентрация нефтепродуктов сосредоточена в нижней части разреза в интервале глубин 17-18 м, она составляет 121 мг/кг.

*УЧАСТОК С СОДЕРЖАНИЕМ НЕФТЕПРОДУКТОВ ОТ 100 ДО 400 мг/кг* характеризуется по результатам анализов проб в скв. 5, 7, 9, 10. Площадь этого участка составляет 4020 м. Результаты исследований показывают, что концентрация нефтепродуктов, более 100 мг/кг сосредоточено с поверхности до глубины 8.0 м. Эти скважины находятся вблизи отстойников (скв. 7), недалеко от склада нефтепродуктов (скв. 3), рядом с подъездными путями (скв. 9, 10), где производится разгрузка нефтепродуктов из железнодорожных цистерн.

*УЧАСТОК С СОДЕРЖАНИЕМ НЕФТЕПРОДУКТОВ ОТ 10 ДО 100 мг/кг ХАРАКТЕРИЗУЕТСЯ ПО ДАННЫМ СКВ. 2, 3, 4.* Площадь участка составляет ориентировочно 680 м<sup>2</sup>. Этот участок расположен вблизи склада светлых нефтепродуктов. По участку проходит трасса трубопровода, падающего топливо в котельную. Скв. 2, в которой обнаружена самая большая концентрация нефтепродуктов (в интервале 0,4-1,0 м – 54.6 мг/кг) находится на расстоянии 25 м от трубопровода. Мощность загрязненного нефтепродуктами грунта на данном участке составляет 10 м, то есть грунт загрязнен по всей глубине исследования (табл. 4.15). Значительная концентрация нефтепродуктов отмечена в скв. 1 (максимальное содержание - 1500 мг/кг), которая находится вблизи эстакады налива.

*УЧАСТОК С СОДЕРЖАНИЕМ НЕФТЕПРОДУКТОВ МЕНЕЕ 10 мг/кг* характеризуется по данным скв. 12, 13, 14, 17, 18. Эти скважины находятся на возвышенных местах или за пределами нефтебазы, вдали от источников загрязнения. Площадь участка составляет 970 м.

Загрязнение грунтов, а особенно подземных вод распространяется на прилегающие территории (рис 3.5). Наибольшая концентрация нефтепродуктов (600 мг/кг) в грунтах за пределами нефтебазы была обнаружена в скв. 16 (рис 3.5), пробуренной на юго-востоке от нефтебазы, в зоне транзита подземных вод и их частичной разгрузки в водоем ботанического сада.

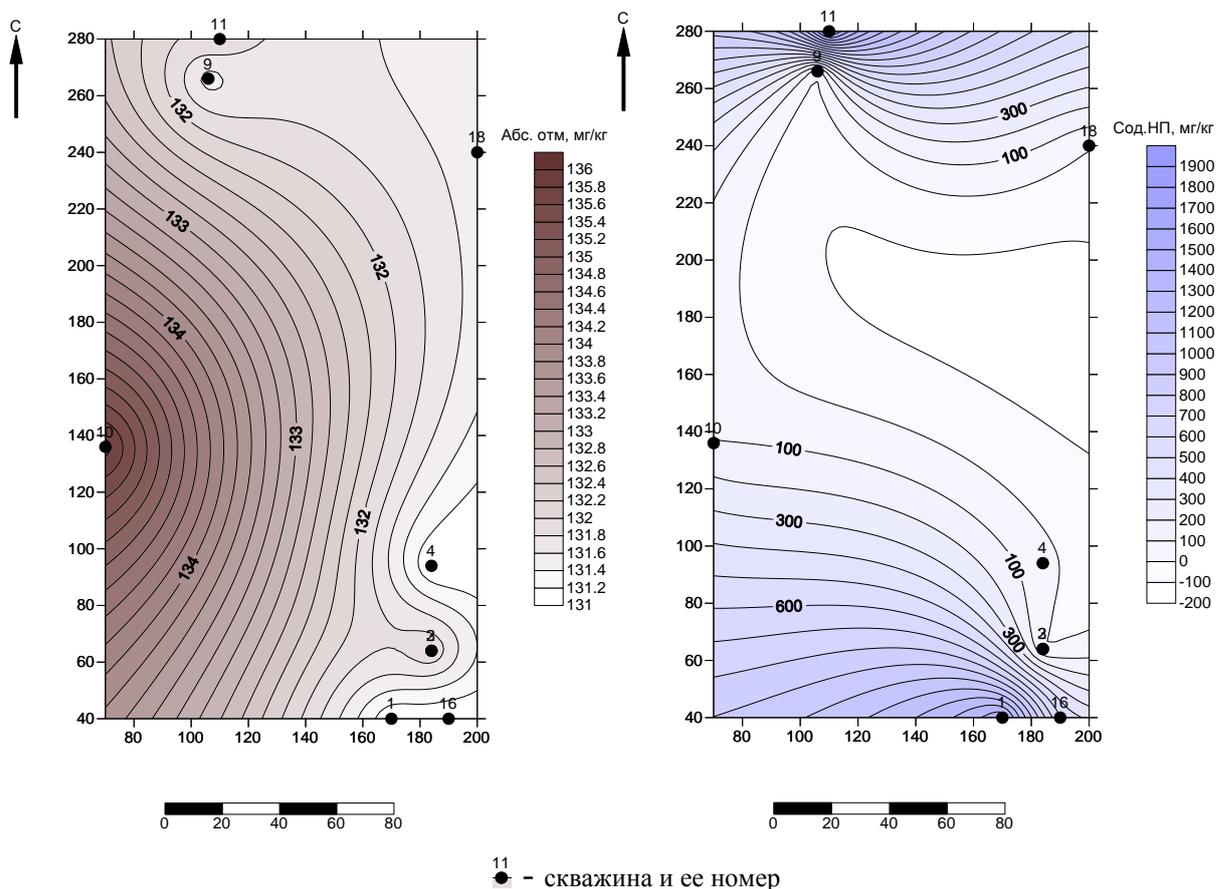


Рис. 3.5 Слева - рельеф бывшей нефтебазы и прилегающей к ней территории, справа - ареал загрязнения грунтов НП на глубине 6 метров. ●<sup>11</sup> - скважина и ее номер.

9. **АЗС-104.** Исследованная площадка автозаправочного комплекса АЗС-104 расположена в п. Тимирязево вблизи автодороги областного значения Томск–Колпашево. На прилегающей территории располагается лесной заповедник соснового и смешанного леса.

В геоморфологическом отношении исследованная площадка приурочена к склоновой части Томь-Обского междуречья. Поверхность площадки относительно ровная имеет уклон в северо-западном направлении. Абсолютные отметки поверхности земли изменяются от 98,68 до 98,90 м [4].

В геологическом строении площадки до изученной глубины 18,2-20,0 м принимают участие аллювиальные отложения склоновой части Томь-Обского междуречья, представленные разнородными песками с прослоями супеси,стилающиеся на глубине 16,0-16,5 м гравийно-галечниковым грунтом. С поверхности аллювиальная толща грунтов перекрыта современным

техногенным насыпным грунтом мощностью 0,5 м и почвенно-растительным слоем мощностью 0,20 м.

Литологический разрез площадки с поверхности представлен следующими слоями:

Слой 1а. Насыпной грунт имеет ограниченное распространение с поверхности до глубины 0,5 м на участке скважины №1 и песчано-гравийной смесью с примесью шлака до 10-12 %. На участке скважины № 2 распространен почвенно-растительный слой мощностью 0,20 м. Насыпной грунт, неоднородный по составу, сложению и мощности. Мощность слоя изменяется от 0,2 до 0,5 м.

Слой 1. Песок пылеватый бурого цвета аллювиальный влажный повсеместно залегает в интервале глубин 0,20–9,3 м. Песок пылеватый содержит прослойки и линзы супеси пластичной мощностью от 0,03 до 0,40 м. Мощность слоя песка составляет 8,5-9,1 м.

Слой 2. Песок пылеватый бурого цвета аллювиальный водонасыщенный повсеместно залегает в интервале глубин 9,0-13,5 м. Данный песок пылеватый содержит тонкие (0,03-0,05 м) прослойки и линзы супеси текучей. Мощность слоя песка пылеватого водонасыщенного составляет 4,2 м.

Слой 3. Песок гравелистый водонасыщенный серого цвета аллювиальный имеет повсеместное распространение в интервале глубин 13,2-16,5 м. Песок гравелистый содержит линзы песка средней крупности мощностью до 12-15 см. Мощность слоя песка гравелистого составляет 2,8-3,0 м.

Слой 4. Гравийно-галечниковый грунт с песчаным заполнителем обводненный аллювиальный вскрыт на глубине 16,0-16,5 м. Грунт неоднородный по составу и сложению. По слою пробурено 1,7-4,0 м.

Гидрогеологические условия изученной площадки обусловлены стратиграфической и геоморфологической приуроченностью ее к склоновой части Томь-Обского междуречья.

В процессе бурения скважин в июне 2008 г подземные воды до изученной глубины 18,2-20,0 м установлены на глубине 9,0-9,3 м, что соответствует абсолютным отметкам 89,60-89,68 м.

Водовмещающими грунтами являются разнозернистые пески: пылеватый, гравелистый и гравийно-галечниковый грунт. Питание горизонта осуществляется в основном за счет инфильтрации атмосферных осадков. Данный водоносный горизонт, с учетом повышения уровня подземных вод в паводковые периоды года на 1,3-2,5 м, на проектируемые фундаменты отрицательного влияния не окажет. Однако, в процессе эксплуатации комплекса АЗС в случае нарушения поверхностного стока дождевых и талых вод в многолетнем разрезе возможно образование локальных линз техногенных подземных вод в прослоях и линзах супеси на глубине заложения водоводов (2,0-2,5 м).

По химическому составу подземные воды относятся к гидрокарбонатным с переменным катионным составом и по отношению к бетонным конструкциям при периодическом их смачивании неагрессивные.

Концентрация нефтепродуктов в грунтах приведена в таблице 3.15

Таблица 3.15

Концентрация нефтепродуктов в грунтах, мг/кг (НД на методику измерений ПНД Ф 16.1:2.2-22-98)

Глубина, м	Концентрация
1,5	<50
3,5	<50
6,0	<50

Кроме того, АЗС-104 находится в третьем поясе зоны санитарной охраны Томского водозабора (рис. 3.6). По данным ОАО «Томскгеомониторинг» в наблюдательной скважине 29 р, находящейся вблизи данной АЗС, установлено загрязнение грунтовых вод четвертичного комплекса нефтепродуктами (на 1994 г концентрация НП составляла 0 мг/л, а в 2012 г – 0,097 мг/л) (таблица 3.16). Также установлено снижение уровня

грунтовых вод четвертичного комплекса (на 2,95 м с 1962 по 2013 годы) (рис. 3.7). Резкого снижения уровня подземных вод палеогеновых отложений практически не зарегистрировано (рис 3.8). Приведенный пример свидетельствует о наличии перетока подземных вод в палеогеновый комплекс из водоносного комплекса четвертичных отложений через гидрогеологические окна. Таким образом, возможно загрязнение подземных вод используемых для питьевого водоснабжения г. Томска нефтепродуктами. На 2006 год в подземных водах палеогенового комплекса уже зафиксировано загрязнение НП в количестве 1,52 мг/дм<sup>3</sup> (таблица 3.16).

Таблица 3.16

Концентрация нефтепродуктов в подземных водах

Номер скважины	Дата опробования	Содержание НП, мг/дм <sup>3</sup>
1	2	3
234р	29.05.1981	0,024
234р	02.04.1982	0
234р	08.06.1982	0,08
234р	18.11.1983	0,02
234р	10.05.1984	0,03
234р	16.05.1985	0,03
234р	28.11.1985	0,072
234р	02.08.1985	0,024
234р	18.01.1988	0
234р	16.03.1989	0,02
234р	22.03.1990	0,032
234р	08.10.1990	0,02
234р	26.01.1991	0
234р	24.01.1992	0,096
234р	26.05.1992	0
234р	01.04.1993	0
234р	12.05.1993	0,006
234р	07.06.1993	0,006
234р	12.08.1993	0,02
234р	29.10.1993	0,013
234р	25.01.1994	0
234р	13.06.2006	1,52
234р	26.07.2007	0,08
29р	31.07.1982	0
29р	12.10.1982	0,024
29р	08.02.1984	0,01

Продолжение табл. 3.16

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
29p	30.05.1985	0,03
29p	16.12.1985	0,072
29p	30.04.1986	0,012
29p	16.12.1986	0
29p	17.12.1986	0,012
29p	07.07.1987	0,032
29p	21.10.1987	0
29p	15.01.1988	0,0012
29p	30.03.1989	0,012
29p	13.06.1989	0,04
29p	08.12.1989	0,032
29p	05.04.1990	0,012
29p	14.11.1990	0
29p	26.02.1991	0,012
29p	12.02.1992	0
29p	05.05.1993	0
29p	28.05.1993	0
29p	21.06.1993	0,006
29p	28.09.1993	0,012
29p	20.11.1993	0
29p	25.02.1994	0
29p	08.07.2008	0,025
29p	26.06.2009	0,261
29p	26.07.2010	0,263
29p	08.07.2011	0,025
29p	23.07.2012	0,097

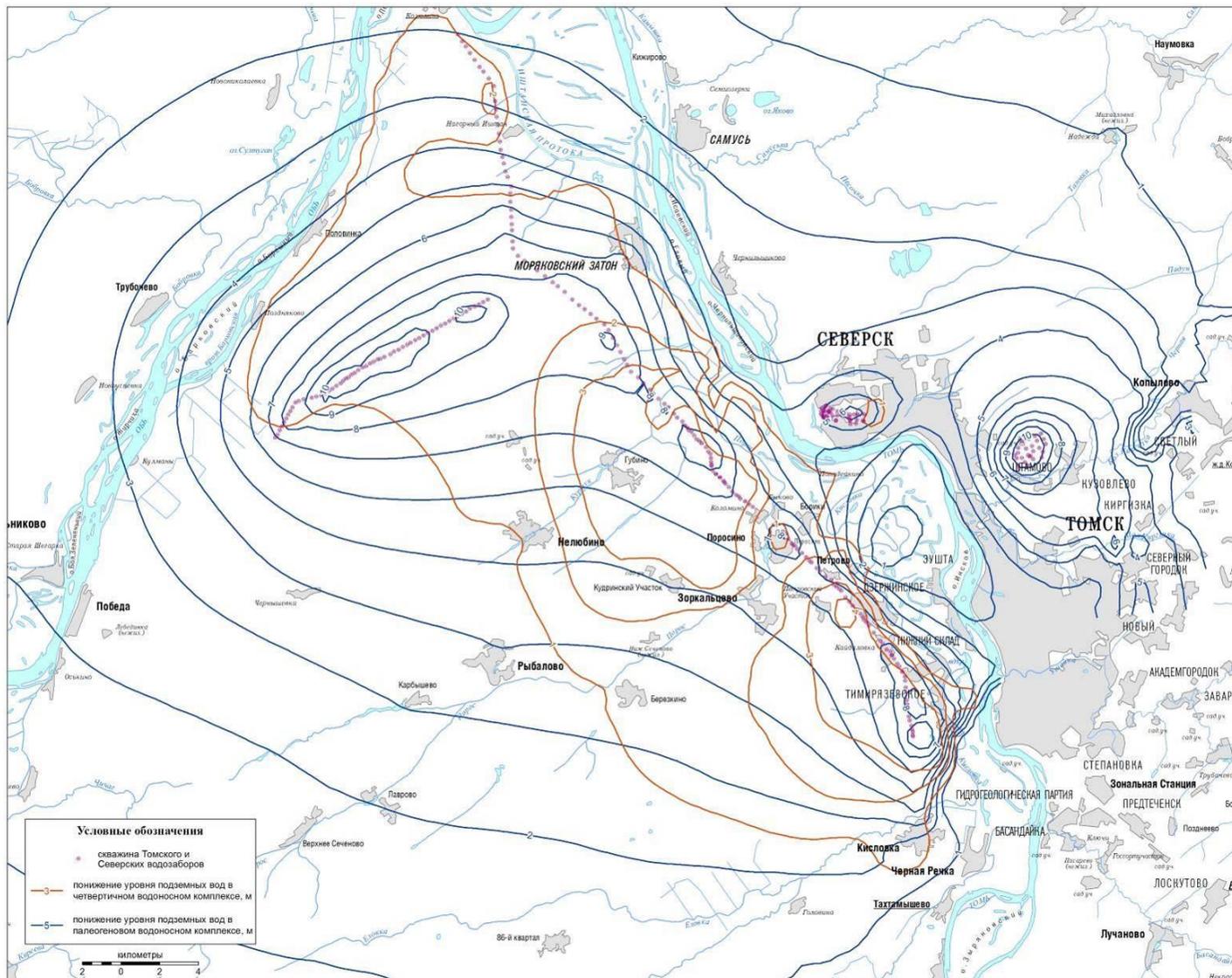


Рис. 3.6. Карта гидродинамических условий Томского и Северских водозаборов

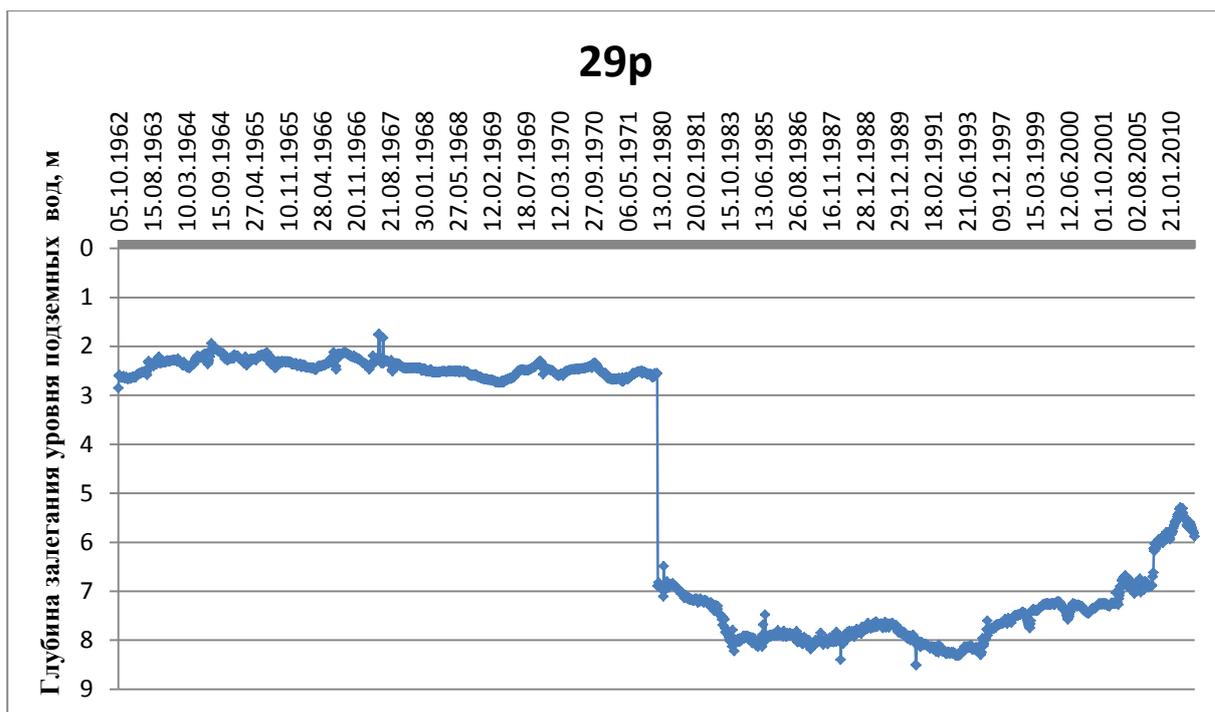


Рис. 3.7 Динамика колебаний уровня подземных вод четвертичного комплекса (по скважине 29 р)

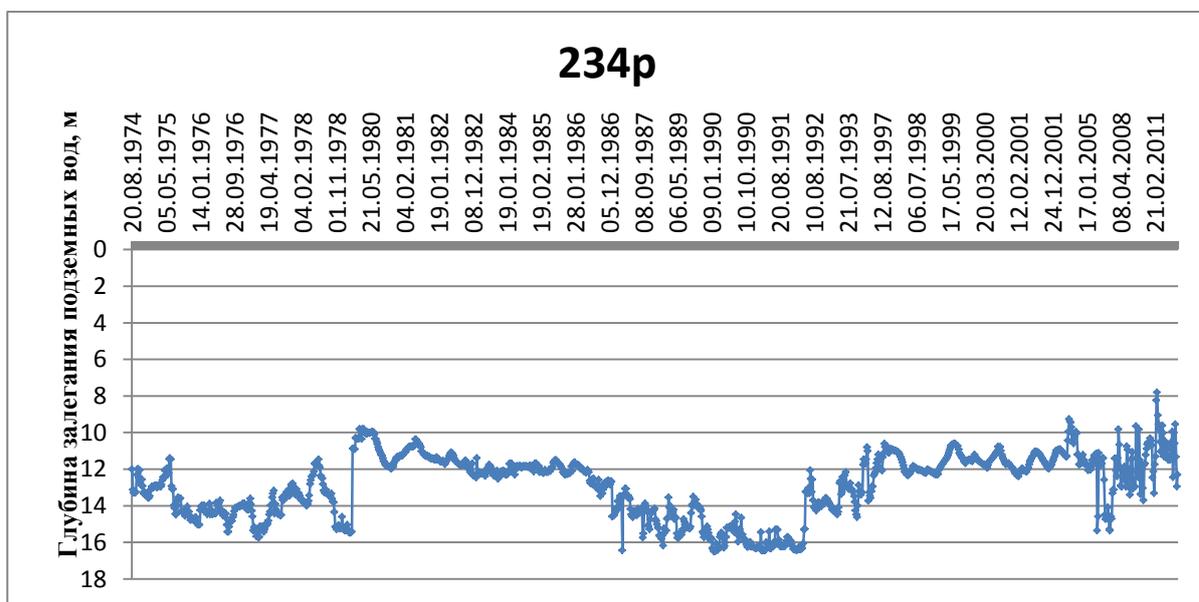


Рис. 3.8 Динамика колебаний уровня подземных вод палеогенового комплекса (по скважине 234 р)

Таким образом, анализ данных по содержанию нефтепродуктов в грунтах показывает, что их значения изменяются в широких пределах: от десятков мг/кг до нескольких тысяч мг/кг (табл.3.17). Загрязнение фиксируется до глубины 20 и более метров.

Такой разброс концентраций НП связан, в первую очередь, с возможной *аварийностью* при эксплуатации АЗС и АЗК. Так, в грунтах территории АЗК-3 на 1995 год максимальное содержание НП составило 84 мг/кг, а в 1999 году – уже 977 мг/кг (табл.1).

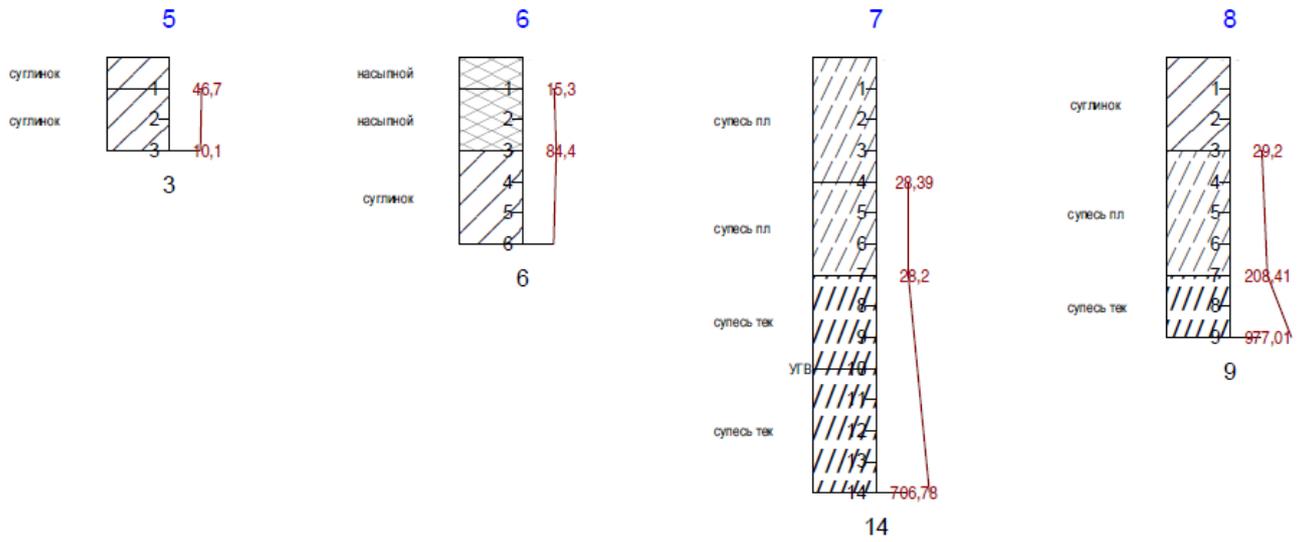
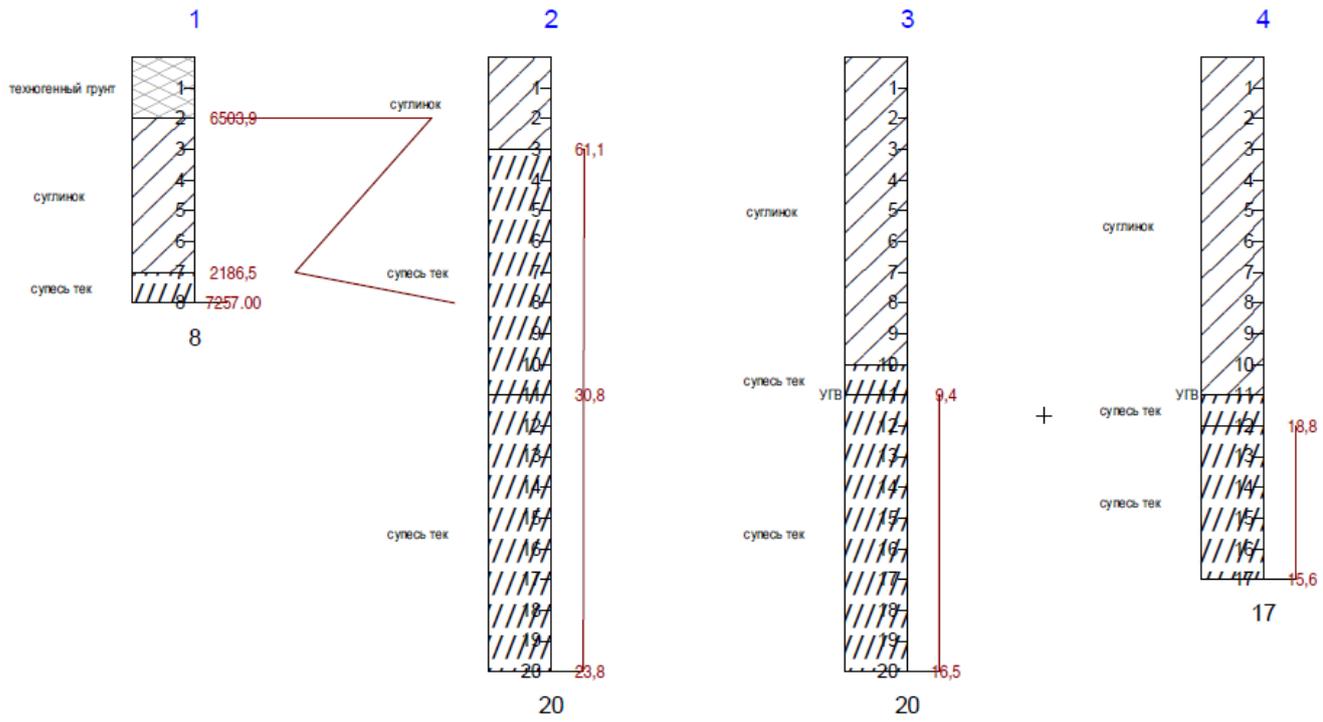
Таблица 3.17

Сводная таблица содержания нефтепродуктов в грунтах

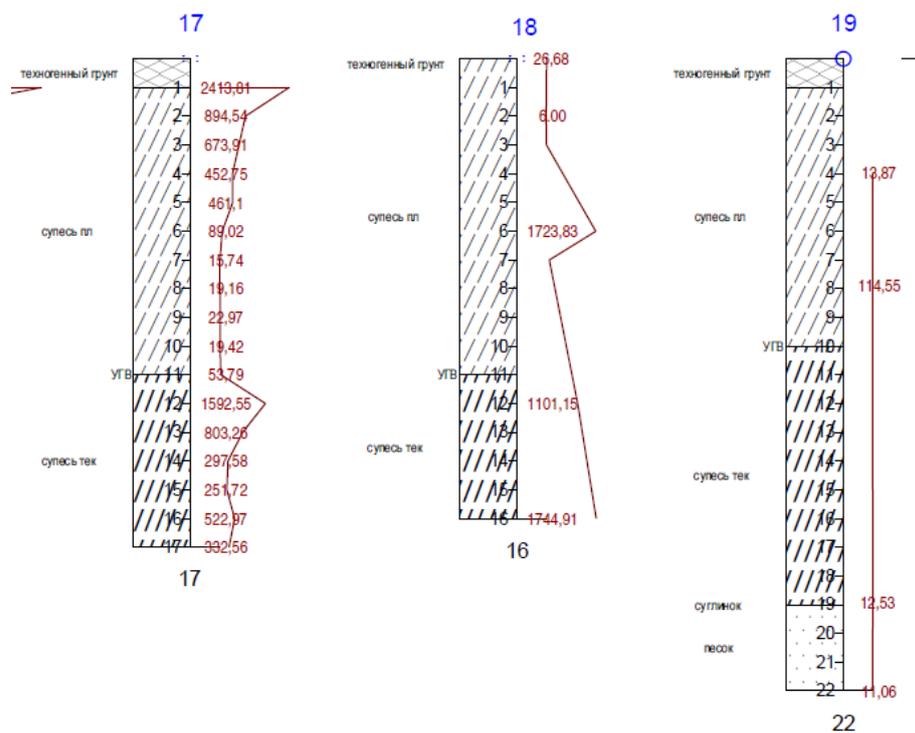
Местоположение точки отбора проб		Год начала эксплуатации АЗС	Концентрация нефтепродуктов, мг/кг min – max	Число проб	Фоновое значение, мг/кг
АЗК – 3	г. Томск, ул. Герцена,74а	н.д.	<50–84 (1995 год) <50–977 (1999 год)	21	151
АЗС – 24	г. Томск, Иркутский тракт,75	1977	<50–818	22	
ГСМ	Речной порт	н.д.	<50	19	
АЗС – 5	г. Томск, ул. Парковая,32	1973	<50–1305	12	
АЗК – 4	г. Томск, ул. Смирнова,45	1971	<50–4882	55	
АЗС – 21	г. Томск, Сенная Курья,5	1974	<50	9	
Нефтебаза	Пл.Южная	1933–2000	<50–1950	13	
ГСМ	Приборный завод	1970	2186,5– 7257	6	
АЗС – 104	г. Томск, п. Тимирязево	н.д.	<50–152	3	

*Примечание: Таблица составлена по данным автора, ОАО «ТомскТИСИз», ОАО «Томгипротранс», н.д. – нет данных, фоновое рассчитано в соответствии с РД 52.24.309-92.*

Кроме того немаловажную роль играет *геологическое строение территорий АЗС и АЗК, гидрогеологические условия, проницаемость отложений, глубина залегания грунтовых вод*. Эти факторы в значительной мере определяют не только распределение нефтепродуктов по разрезу, но и места их концентрации. Детальный анализ распределения (рис 3.9) нефтепродуктов по глубине показал, что в результате их фильтрации обычно формируется два максимума загрязнения грунтов: 1) вблизи поверхности; 2) в зоне колебаний уровня грунтовых вод (рис.3.10). Поскольку подавляющее большинство НП имеют плотность меньше плотности воды (плотность бензинов составляет 0,73–0,87 г/см<sup>3</sup>), они могут накапливаться на поверхности грунтовых вод, образуя «линзы».







1 – склад ГСМ (Приборный завод); 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 – АЗК-3 (ул. Герцена, 74а); 11, 12 – ГСМ (Речной порт); 13 – АЗС (ул. Парковая, 32); 14 – АЗС-21 (ул. Сенная курья, 5); 15, 16, 17 – АЗК-4 (ул. Смирнова, 45)

Рис. 3.9 Литографические колонки скважин опробованных на содержание нефтепродуктов совмещенная с графиком распределение нефтепродуктов в грунтах по глубине ( 17 - номер скважины)

Количество максимумов загрязнения может быть и больше в зависимости от литологического состава пород зоны аэрации, ее строения, и, как следствие, разной сорбционной способности и проницаемости грунтов, их пористости и содержания в них воды – влажности.

Так, если строение зоны аэрации характеризуется однородными хорошо проницаемыми отложениями (средне - крупнозернистые пески, гравий, галечники), НП фильтруются практически вертикально и быстро достигают уровня грунтовых вод, при этом сорбционная способность этих грунтов невелика, что приводит к сравнительно небольшой концентрации НП в них, достигая максимума в пределах залегания уровня грунтовых вод (рис.3.9).

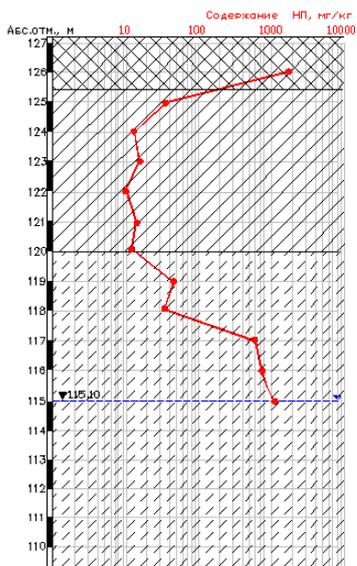


Рис. 3.10. Распределение концентраций НП в разрезе отложений на территории АЗК–3

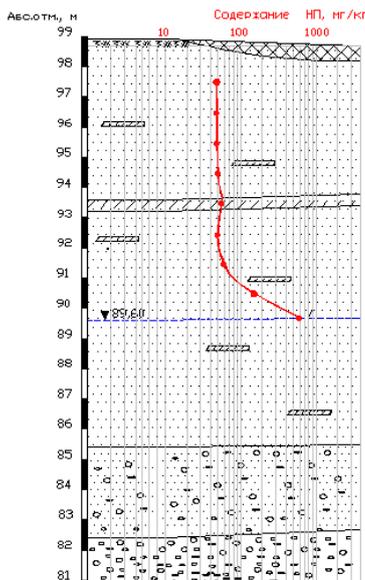
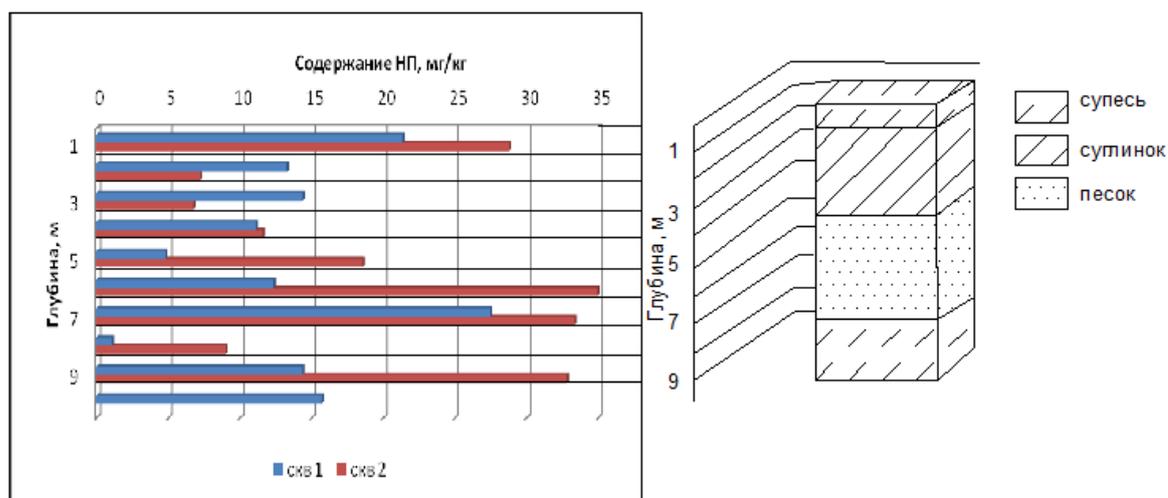


Рис. 3.11. Распределение концентраций НП в разрезе отложений на территории АЗС–104

В случае, если зона аэрации сложена однородными слабопроницаемыми породами (суглинки, супеси, глины), наблюдается постепенное уменьшение концентрации НП по глубине. В этом случае доля НП, участвующих в сорбции, увеличивается, и соответственно растет их концентрация в грунтах, а в подземных водах уменьшается.

Переслаивание грунтов разного состава приводит к неравномерному распределению НП по разрезу и развитию загрязнения в латеральном направлении (рис. 3.11).

В целом, для территории г. Томска можно выделить 3 типа распределения нефтепродуктов в грунтах: 1) незакономерное распределение НП по разрезу, 2) уменьшение концентрации НП с глубиной в грунтах, 3) характеризующееся увеличением содержания НП с глубиной.



а) б)  
Рис. 3.11. Распределение содержания НП в грунтах по глубине (а) и характер литологического разреза (б)

Другим важнейшим фактором, определяющим распределение НП является *рельеф*, вследствие чего ореол загрязнения может значительно превышать площадь самой АЗС (рис.3.3). Например, площадь ореола распространения загрязнения на АЗС-24, расположенной на бровке склона водораздела (на 1997 год) составила 32 488 м<sup>2</sup>, при площади самой АЗС – не более 100 м<sup>2</sup>.

Также необходимо отметить роль приуроченности АЗС и АЗК к геоморфологическим элементам. Так для грунтов и подземных вод территорий АЗС-21 по ул. Сенная курья и ГСМ в районе речного порта (расположенных в пойме реки Томи), характерно незначительное накопление НП в песчано-гравийных грунтах (не более 50 мг/кг) (табл. 3.17) и подземных водах ( до 5 мг/дм<sup>3</sup>), за счет их более быстрой миграции относительно террас и водораздела.

### 3.2 Характеристика загрязнения подземных вод нефтепродуктами

Загрязнение подземных вод нефтепродуктами является опасным, так как обладает способностью относительно быстро распространяться далеко за пределы первоначального очага и проникать в поверхностные водоемы и водотоки, тесно связанные с грунтовыми водами [22].

Кроме того, загрязнение грунтовых вод является универсальным показателем загрязнения геологической среды в целом. Загрязненные грунтовые воды одновременно являются объектом загрязнения и объектом – загрязнителем. Так при изменении уровня подземных вод возможно вторичное загрязнение грунтов, слагающих геологический разрез.

Городу более 400 лет, поэтому до сих пор сохраняется старая деревянная застройка, частный жилой сектор, который занимает значительную площадь. Здесь жители пользуются огородами, грунтовой водой для полива, а иногда и для питья. Естественно, загрязнение грунтовых вод создает здесь экологический и социальный ущерб.

Для характеристики загрязнения подземных вод г.Томска нефтепродуктами нами были использованы результаты личного опробования наблюдательных скважин, а также данные организаций ОАО «Томскгеомониторинг» [81, 82, 16] , ОАО «Томск ТИСИЗ» и ОАО «Томгипротранс». Степень загрязнения подземных вод оценивался исходя из его соответствия санитарным нормам, изложенным в СанПиН 2.1.4.1074-01 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества» [116].

В таблице 3.18 приведены результаты определения нефтепродуктов в подземных водах с 2006 по 2011 годы (личные данные, данные ОАО «Томскгеомониторинг»), за 2012 год только личные данные.

Возможность загрязнения подземных вод с поверхности земли в значительной степени определяется защищенностью водоносных горизонтов. Под защищенностью водоносного горизонта от загрязнения понимается его перекрытость отложениями, препятствующими проникновению загрязняющих веществ с поверхности земли или из вышележащего водоносного горизонта. Защищенность зависит от многих факторов, которые можно разбить на две группы: природные и техногенные.

## Концентрация нефтепродуктов в подземных водах вблизи АЗС (мг/л)

Местоположение точки отбора проб		Индекс водоносного горизонта/год начала эксплуатации АЗС	Концентрация нефтепродуктов, мг/л (по личным данным, ОАО «Томскгеомониторинг»)					
			2006г.	2007г.	2008г.	2009г.	2011 г.	2012г.
АЗС - 95	г. Томск, Иркутский тракт, 167	Q <sub>I-II</sub> fd	3,66-8,21	36,2	1,1-41,9	н/с	н/с	н/с
АЗС - 96	г. Томск, ул. Рабочая и ул. Мичурина	Q <sub>Екс</sub>	0,07-0,66	0,1	0,04-0,12	н/с	н/с	н/с
АЗС - 100	г. Томск, пер. Первомайский, 1	<sup>3</sup> Q <sub>III</sub>	<0,02-0,64	<0,02	0,05	н/с	н/с	н/с
АЗС - 101	г. Томск, пр. Ленина, 206а	Q <sub>IV</sub>	0,12-0,90	0,13	0,08	н/с	н/с	н/с
АЗС - 103	г. Томск, ул. Мостовая, 38 б	Q <sub>IV</sub>	0,42-1,34	0,88	0,18-0,41	н/с	н/с	н/с
АЗС - 104	г. Томск, п. Тимирязево	<sup>2</sup> Q <sub>III</sub>	0,12-0,38	0,08	0,03-0,07	н/с	н/с	н/с
АЗС - 105	г. Томск, ул. Яковлева, 65	C <sub>1</sub>	0,11-0,15	0,16	0,18	н/с	н/с	н/с
АЗС - 106	г. Томск, Богашевский тр.,34	Q <sub>Екс</sub>	-	-	0,05-0,58	н/с	н/с	н/с
АЗС - 109	пр. Мира, 48	<sup>3</sup> Q <sub>III</sub>	0,03-1,75	0,21	0,05-0,14	н/с	н/с	н/с
АЗК - 3	г. Томск, ул. Герцена,74а	Q <sub>Екс</sub>	13,4	6060,2	351,5	1920	672,5	7,41
АЗК - 4	г. Томск, ул. Смирнова,45	<sup>3</sup> Q <sub>III</sub> /1971	0,64	12,5	0,94	0,358		0,3-27,5
АЗС - 5	г. Томск, ул. Парковая,32	Q <sub>Екс</sub> /1973	35,9	0,23	3,44	11,64	1,55	н/с
АЗС - 6	г. Томск, ул. Осенняя, 1	C <sub>1</sub>	3,53	0,83	1,46	7,54	1,07	н/с
АЗС - 21	г. Томск, Сенная Курья,5	Q <sub>IV</sub> /1997	3,16	0,08	0,44	7,65	5,14	н/с
АЗС - 24	г. Томск, Иркутский тракт,75	Q <sub>I-II</sub> fd/1977	-	24,9	17,8	586	47,0	н/с
АЗС- 28	г. Томск, Иркутский тр.,213	<sup>1</sup> Q <sub>III</sub>	1048,0	16420	536	1688	570,0	2250
АЗС- 32	г.Томск, Богашевский тракт, 41	Q <sub>Екс</sub>	0,57	0,29	2,06	0,42	1,59	н/с
АЗС- 37	г.Томск, ул. Мичурина, 98/2	Q <sub>I-II</sub> fd/1990	84,3	5,6	0,61	8,76	2,69	1,75
АЗК- 50	г.Томск, пр. Комсомольский, 1з	Q <sub>Екс</sub> /1997	85	17,5	14,2	5,24	6,39	4,8
АЗК- 52	г.Томск, ул. Елизаровых, 58	Q <sub>Екс</sub> /1999	2,64	3,9	1,49	1,147	н/с	
АЗС- 60	г.Томск, Московский,123	Q <sub>IV</sub>	98,0	61	3	3,82	3,56	0,83

Примечание: ПДК нефтепродуктов в подземных водах составляет - 0,1 мг/л, н.с – нет сведений.

К основным природным факторам относятся: глубина до уровня подземных вод, наличие в разрезе и мощность слабопроницаемых пород, литология и сорбционные свойства пород, соотношение уровней исследуемого и вышележащего водоносных горизонтов. К техногенным факторам, прежде всего, следует отнести условия нахождения загрязняющих веществ на поверхности земли и, соответственно, характер их проникновения в подземные воды, химический состав загрязняющих веществ и, как следствие, их миграционную способность, сорбируемость, химическую стойкость, время распада, характер взаимодействия с породами и подземными водами.

Защищенность подземных вод можно охарактеризовать качественно и количественно. В первом случае в основном рассматриваются только природные факторы, во втором - природные и техногенные. Детальная оценка защищенности подземных вод с учетом особенности влагопереноса в зоне аэрации и характера взаимодействия загрязнения с породами и подземными водами требует, как правило, создания гидрогеохимической модели процессов проникновения загрязнения в водоносный горизонт. Качественная оценка может быть проведена в виде определения суммы условных баллов или на основании оценки времени, за которое фильтрующиеся с поверхности воды достигнут водоносного горизонта (особенности влагопереноса в зоне аэрации и процессы взаимодействия загрязнения с породами и подземными водами при этом не учитываются). Балльная оценка защищенности грунтовых вод детально разработана В.М.Гольдбергом [9]. Сумма баллов, зависящая от условий залегания грунтовых вод, мощностей слабопроницаемых отложений и их литологического состава, определяет степень защищенности грунтовых вод. По литологии и фильтрационным свойствам слабопроницаемых отложений выделяют три группы: а - супеси, легкие суглинки (коэффициент фильтрации ( $k$ ) - 0,1 - 0,01 м/сут), с - тяжелые суглинки и глины ( $k < 0,001$  м/сут), b - промежуточная между а и с - смесь пород групп а и с ( $k$  0,01 - 0,001

м/сут). Ниже приведены данные для определения баллов в зависимости от глубины уровня грунтовых вод Н:

Н, м	Баллы
< 10	1
10 - 20	2
20 - 30	3
30 - 40	4
> 40	5

Ниже в таблице представлены баллы защищенности водоносного горизонта в зависимости от мощности  $m$  и литологии слабопроницаемых отложений (табл. 3.19).

Таблица 3.19

Баллы защищенности

$m_0$ , м	Литол. группы	Баллы	$m_0$ , м	Литол. группы	Баллы
<2	a	1	12-14	a	7
	b	1		b	10
	c	2		c	14
2-4	a	2	14-16	a	8
	b	3		b	12
	c	4		c	18
4-6	a	3	16-18	a	9
	b	4		b	13
	c	6		c	18
6-8	a	4	18-20	a	10
	b	6		b	15
	c	8		c	20
8-10	a	5	>20	a	12
	b	7		b	18
	c	10		c	25
10-12	a	6			
	b	9			
	c	12			

Для расчета суммы баллов необходимо сложить баллы, полученные за мощность зоны аэрации, и баллы за мощности имеющихся в разрезе

слабопроницаемых пород. Например, если грунтовые воды залегают на глубине 14 м (2 балла) и имеется слой супеси 3 м (2 балла) и слой глин 6 м (6 баллов), то сумма баллов составит 10. По сумме баллов выделяются шесть категорий защищенности грунтовых вод. Категории защищенности грунтовых вод, по В.М.Гольдбергу, приведены ниже (табл. 3.20).

Таблица 3.20

Категории защищенности

Категория	Сумма баллов
I	<5
II	5-10
III	10-15
IV	15-20
V	20-25
VI	>25

Наименьшей защищенностью характеризуются условия, соответствующие категории I, наибольшей - категории VI.

В таблице приведена оценка категории защищенности подземных вод территории г. Томска (табл. 3. 21).

Таким образом, для подземных вод старейших АЗС и АЗК характерно максимальное ( $500 - >7000 \text{ мг/дм}^3$ ) загрязнение (например: АЗС–24, АЗК–3, АЗС–28, срок службы которых более 30 лет). Кроме того, на концентрацию НП в грунтовых водах, безусловно, влияет литологический состав грунтов, слагающих разрез зоны аэрации, глубина залегания уровня грунтовых вод, что выражается в степени их защищенности. Согласно методике, разработанной В.М. Гольдбергом, защищенность подземных вод территорий АЗС и АЗК соответствует I–III категориям (от наименьшей до средней, табл. 3.21).

Анализ временной динамики загрязнения грунтовых вод нефтепродуктами показал отсутствие явной зависимости между временем эксплуатации АЗС, АЗК и количеством НП в грунтовых водах, что обусловлено поступлением нефтепродуктов в подземные воды преимущественно за счет аварийных утечек (рис .3.12).

Таблица 3.21

## Характеристика защищенности подземных вод АЗС и АЗК

Объект	Литологическое описание – мощность, м	Литологическая группа	Балл	Глубина залегания уровня грунтовых вод	Балл	Суммарный балл	Категория защищенности подземных во
АЗС–35	Суглинок – 11,5 Песок – 2,5	a b	9 2	14	2	13	III категория
АЗС – 4	Переслаивание супесей и песков–10,0	a	5	10,7	2	7	II категория
АЗС–6	Кора выветривания–13,0	c	10,0	8,7	1	11	III категория
АЗС–104	Пески– 3,0 Суглинки, супеси –5,0	a	4	8	1	5	I категория
АЗС – 95	Суглинки, супеси–12	a	6	11,8	2	8	II категория
АЗС–3	Насыпной грунт – 2,8 Супесь, суглинок – 6,0	a	4	8,0	1	5	I категория
АЗС–106	Суглинок – 5 Глина – 15	b	15	18	2	17	IV категория
АЗС – 100	Суглинок – 5 Глина – 5	b	7	8	1	8	II категория
АЗС–101	Суглинок с прослоями песка–7	a	3	5	1	4	I категория
АЗС–109	Суглинок, глина – 20	b	15	20	2	17	IV категория
АЗС–21	Суглинок – 6,5 Гравийно–галечниковый грунт–3,5	a	5	10,2	2	7	II категория
АЗС–5	Суглинок–3,0 Глина–5,5 Суглинок–3,0	b	9	11,6	2	11	III категория

Выполненный нами анализ, включающий: 1) срок эксплуатации АЗС и АЗК; 2) расстояние до наиболее уязвимых объектов окружающей среды; 3) глубину до уровня грунтовых вод территорий АЗС и АЗК, в соответствии с методическими рекомендациями по выявлению, обследованию, паспортизации и оценке экологической опасности очагов загрязнения геологической среды нефтепродуктами (утв. МПР РФ) [111], показал, что 70 % исследованных АЗС и АЗК относятся к потенциально опасным объектам.

Таким образом, АЗС и АЗК на территории г.Томска являются источниками загрязнения геологической среды. Содержание нефтепродуктов в грунтах этих территорий достигает 7250 мг/кг, при фоне – 151 мг/кг. Характер их распределения в грунтах по глубине – неравномерный, определяется объемами оборота НП, геологическим строением территории, глубиной залегания грунтовых вод, составом, состоянием и свойствами грунтов,

рельефом местности. Уровень загрязнения подземных вод в пределах АЗС составляет 0,5–50 мг/дм<sup>3</sup>, ураганные значения превышают 5000мг/дм<sup>3</sup>. Масштаб загрязнения подземных вод определяется степенью их защищенности от загрязнения НП с поверхности.

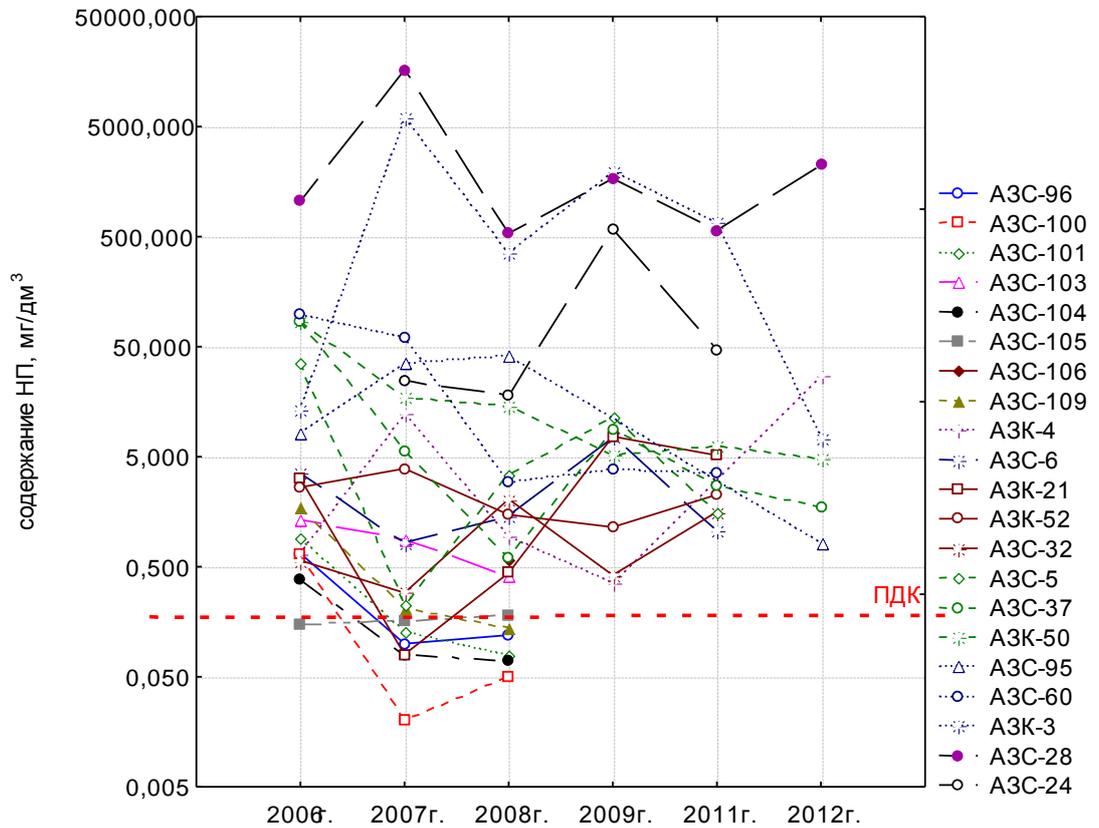


Рис. 3.12. Содержание нефтепродуктов в подземных водах территорий АЗС и АЗК

## **4. ВЛИЯНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ НА СОСТАВ И ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГРУНТОВ И КАЧЕСТВО ПОДЗЕМНЫХ ВОД**

### **4.1 Влияние нефтепродуктов на состав и физико-механические свойства грунтов**

*Современные представления о загрязнении грунтов нефтепродуктами.*

На сегодняшний день сложились две различные точки зрения на положение нефти в дисперсных грунтах. Согласно более ранней принимается, что часть компонентов нефти растворяется в жидкой компоненте грунтов или смешивается с ней, образуя эмульсию, но основная часть нефти представляет собой несмешивающуюся с водой жидкую фазу, которая по законам физики должна приобретать форму капли. В связи с этим многими исследователями принимается, что во влагонасыщенных грунтах нефть занимает центральную часть поры и не соприкасается с минеральными частицами. В маловлажных грунтах часть нефти может соприкасаться с минеральными частицами и сорбироваться их активными центрами. Сорбция органических соединений на природных воздушно-сухих глинах наблюдается в полевых и лабораторных условиях. Т.Т. Клубова, изучив контактные явления, протекающие на границе нефть – минеральная масса коллектора, приходит к выводу, что основным механизмом взаимодействия органического вещества и минералов осадочных пород является сорбция органических ионов или радикалов поверхностью минералов именно теми ее участками, где вследствие дефектов в структуре создается дефицит положительных зарядов. «Заключенная между минеральными частицами остаточная вода имеет структуру льда. В пустоты этой ледяной пленки входят молекулы углеводородов нефти, заполняя их» [37].

Другую точку зрения четко сформулировал В.А. Королев: растворенные в воде нафтеновые кислоты и другие полярные компоненты нефти, содержащие молекулы кислорода, серы, азота и др., могут диффундировать через пленки связанной воды дисперсных грунтов и вытеснять воду из активных центров минеральных частиц и адсорбироваться на поверхности

глинистого грунта. Гидрофобизированные нефтепродуктами глинистые и пылеватые дисперсные грунты сохраняют точечные или переходные контакты при последующем водонасыщении. Действие нефтяного загрязнения при определенных условиях может заключаться в образовании пленок на поверхности частиц и их «склеивании», что фиксируется на микрофотографиях, на которых прослеживается увеличение и уплотнение минеральных частиц загрязненного грунта и уменьшение крупных пор.

Взаимодействие компонентов, составляющих дисперсные грунты, с нефтью, качество и количество новых контактов между грунтовыми агрегатами и минеральными частицами, преобразование микро- и макроструктуры грунтов будет определять изменение их свойств.

Ниже приводятся экспериментальные данные и непосредственно выводы по изучению влияния нефтепродуктов на состав и физико-механические свойства грунтов, с дополнениями относительно опубликованных наших работ [49-53].

### Влияние нефтепродуктов на состав грунтов

При воздействии нефтепродуктов на грунт в течение длительного времени происходит изменение состава грунта – увеличение содержания тонкодисперсного материала.

Таблица 4.1

Гранулометрический состав грунтов (по данным собственных экспериментов)

№ скв.	Глубина отбора образца, м	время воздействия НП на грунты	Состояние грунта	Гранулометрический состав, % размер фракций, мм.									
				1-0,5	0,5-0,25	0,25-0,1	0,1-0,05	сумма песка	0,05-0,01	0,01-0,005	сумма пыли	<0,005	сумма глины
726	10,00	1 мес.	ест	0,03	0,03	2,00	22,93	24,99	39,62	19,01	58,63	16,38	16,38
726	10,00	1 мес.	НП	0,03	0,03	2,00	22,90	24,96	35,5	17,23	52,73	22,31	22,31
119	4,10	6 мес.	ест			0,37	5,92	6,29	50,30	18,53	68,83	24,88	24,88
119	4,10	6 мес.	НП			0,23	3,63	3,86	45,13	14,32	59,45	36,69	36,69

Увеличение содержания тонкодисперсного материала связано с тем, что присутствие органики (в данном случае НП) в грунтах приводит к формированию восстановительной обстановки. В восстановительных условиях происходит разрушение цементационных связей за счет соединений трехвалентного железа в глинистых грунтах в процессе его редукции ( $\text{Fe}^{3+} \rightarrow \text{Fe}^{2+}$ ). Присутствие  $\text{Fe}^{2+}$  в грунтах вызывает разрушение агрегатов и повышение содержания тонкодисперсных фракций, сопровождающееся ростом гидрофильности глинистых отложений [34, 27]. В ходе личных экспериментов (при взаимодействии НП с грунтом в течении более 6 месяцев) нами установлено появление в образцах пятен зеленого цвета (закисная форма железа –  $\text{Fe}^{2+}$ ).

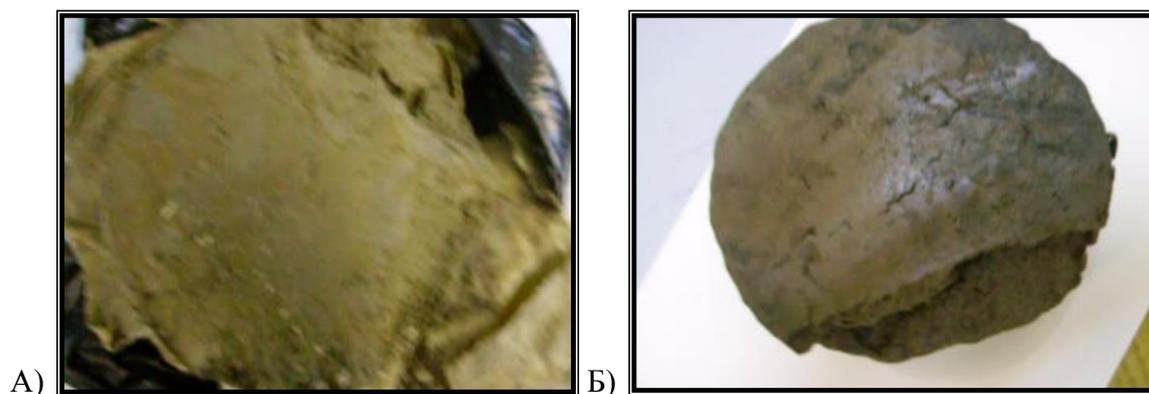


Рис.4.1 Фото грунта: А - в естественном состоянии, Б - после воздействия бензина

Для суглинка характерно более значительное изменение в составе, чем для супеси. Данный факт обусловлен тем, что в суглинках больше пылеватой фракции (агрегатов глинистой фракции), которая может быть разрушена в процессе взаимодействия нефтепродуктов с грунтом.

#### **Влияние нефтепродуктов на физические свойства**

В таблице 4.2 приведены преобладающие значения показателей физических свойств грунта в естественном состоянии и при воздействии на него нефтепродуктов (плотности, влажности, коэффициента пористости). Таким образом, коэффициент пористости суглинка при загрязнении возрастает, а коэффициент пористости супеси – изменяется незначительно. Данный факт также можно объяснить тем, что в суглинках больше пылеватой

фракции (агрегатов глинистой фракции), которая может быть разрушена в процессе взаимодействия нефтепродуктов с грунтом. Известно, что для глинистых грунтов характерно большее значение коэффициента пористости, чем для песчаных грунтов [26, 27].

Плотность грунта при загрязнении нефтепродуктами изменяется незначительно.

Таблица 4.2

#### Показатели физических свойств грунтов

Разновидность грунта	Состояние грунта	Показатели физических свойств		
		Плотность, г/см <sup>3</sup>	Коэффициент пористости, д.е.	Влажность, %
суглинок	естественное	1,93-1,97; 1,98-2,0	0,63-0,80	20-24; 27-31
	НП	1,9-2,01; 2,04-2,1	0,65-0,9	18-26; 29-31
супесь	естественное	1,9-1,96; 2,0-2,04	0,41-0,60	6-8; 15-18
	НП	1,9-2,0; 2,04-2,1	0,46-0,58	8-13; 17-25

Примечание: преобладающее значение показателей свойств зависит от консистенции грунтов.

#### Влияние нефтепродуктов на механические свойства грунтов

Механические свойства грунтов являются наиболее важными параметрами их инженерно-геологической оценки. В этой связи, в работе наибольшее внимание уделено влиянию НП на такие показатели свойств грунтов как: модуль деформации при нагрузке 0,25-0,3 МПа, модуль осадки под нагрузкой от 0,05 до 0,3 МПа, сцепление и угол внутреннего трения. Образцы грунтов для анализа, представленные суглинком и супесью, были отобраны с площадок по ул. Московский тракт, п. Просторный, пл. Южной г. Томска.

Как показывают данные таблицы 4.3, для грунтов загрязненных НП, наблюдается снижение значений удельного сцепления (на 12,5% для суглинка и более чем на 30 % для супеси) и угла внутреннего трения (на 10% для суглинка и более 20 % для супеси). Данное изменение связано с рядом факторов: 1) изменением физического состояния загрязненных грунтов (консистенции), так как при загрязнении происходит дополнительное

увлажнение; 2) адсорбцией НП на минеральной поверхности частиц, и как следствие – своеобразной «смазкой» частиц грунта НП.

Таблица 4.3

Изменение прочностных свойств грунтов под воздействием НП

Наименование грунта по ГОСТ 25100-2011	Удельное сцепление грунта в естественном состоянии, Кпа, <u>min-max</u> среднее	Удельное сцепление грунта, загрязненного НП, Кпа <u>min-max</u> среднее	Угол внутреннего трения грунта в естественном состоянии, градус <u>min-max</u> среднее	Угол внутреннего трения грунта, загрязненного НП, градус <u>min-max</u> среднее	Содержание НП, мг/кг
Суглинок тугопластичный (8)	<u>23,0 – 31,7</u> 27,2	<u>22,0 – 25,0</u> 23,8	<u>17,0 – 26,0</u> 22,6	<u>17,0 – 24,0</u> 20,1	500
Суглинок твердый* (6)	<u>14,0 – 20,0</u> 18,0	<u>10,0 – 15,0</u> 13,0	<u>23,0 – 31,0</u> 29,5	<u>22,0 – 26,0</u> 23,5	400 - 1700
Супесь твердая (15)	<u>14 – 20</u> 17,6	<u>8 – 16</u> 11,86	<u>23 – 33</u> 29,8	<u>22 – 26</u> 23,8	500

\* данные по изучению грунтов, полученные Томскими геологическими предприятиями, при изысканиях под реконструкцию автозаправочных станций, сопоставленные с результатами изучения таких же грунтов на участках с отсутствием объектов НП; в скобках приведено количество определений.

При изучении влияния НП на компрессионные свойства суглинка установлена следующая закономерность:

- грунт (суглинок мягкопластичный) с влажностью 22% в естественном состоянии сжимается в два раза меньше (модуль осадки изменяется от 38 мм/м незагрязненного грунта до 59 мм/м под воздействием НП, при нагрузке 0,3 МПа), чем этот же грунт после воздействия на него нефтепродуктов (табл. 4.4),

- грунт (суглинок мягкопластичный) с влажностью 25,4% при небольших нагрузках сжимается менее, чем естественный грунт, а сжимаемость начинает увеличиваться при нагрузках от 0,2 МПа (табл. 4.4),

- сжимаемость грунта с влажностью 37% (суглинок текучепластичный) до конечной нагрузки 0,4 МПа после воздействия бензина в течение 2 недель значительно меньше (модуль осадки 56,4 мм/м, при нагрузке 0,3 МПа), чем сжимаемость этого же грунта в естественном состоянии (модуль осадки 80,4 мм/м, при нагрузке 0,3 МПа) (табл. 4.4).

Таблица 4.4

## Модуль осадки грунтов с разной начальной влажностью

Вертикальное давление, Мпа	Модуль осадки грунта в естественном состоянии, мм/м			Модуль осадки грунта загрязненного НП, мм/м		
	Влажность, 22%	Влажность, 25,4%	Влажность, 37%	Влажность, 22%	Влажность, 25,4%	Влажность, 37%
0,05	<b>16</b>	31,6	18,4	<b>23,2</b>	19,2	20,4
0,10	<b>21,6</b>	43,2	34,4	<b>29,2</b>	38,8	33,2
0,15	<b>26,8</b>	50,8	43,2	<b>38,8</b>	50	37,6
0,20	<b>30</b>	<b>56</b>	51,6	<b>42</b>	<b>61,6</b>	42
0,30	<b>34</b>	<b>65,6</b>	68,4	<b>48,4</b>	<b>76</b>	48,8
0,40	<b>38</b>	<b>71,6</b>	80,4	<b>59,2</b>	<b>91,6</b>	56,4

Таким образом, сжимаемость загрязненных грунтов зависит от количества НП, которая в свою очередь зависит от влажности. В целом, для загрязненных НП грунтов характерно уменьшение значений модуля деформации (увеличение сжимаемости).

### Влияние нефтепродуктов на набухаемость и удельное электрическое сопротивление грунтов

Набухание грунта в воде значительно превышает набухание грунта в бензине (рис. 4.2), в связи с тем, что пленки НП могут покрывать частицы и агрегаты глинистых частиц грунта, вызывая их гидрофобизацию.

Как известно, природные воды, находящиеся в порах грунтов, представляют собой природный электролит различного состава. Для него характерна ионная электропроводность. Удельное сопротивление природных вод в зависимости от их химического состава и концентрации изменяется в широких пределах (от  $10^{-2}$  до  $10^3$  Ом•м и более) и уменьшается с увеличением степени минерализации природных вод и влажности. Для грунтов, загрязненных нефтепродуктами выявлено снижение удельного электрического сопротивления (рис. 4.3), что, по всей видимости, связано с изменением минерализации поровых вод вследствие загрязнения их НП. В этой связи, встает необходимость характеристики макро- и

микрокомпонентного состава подземных вод, загрязненных НП, для более полной оценки влияния НП на геологическую среду.

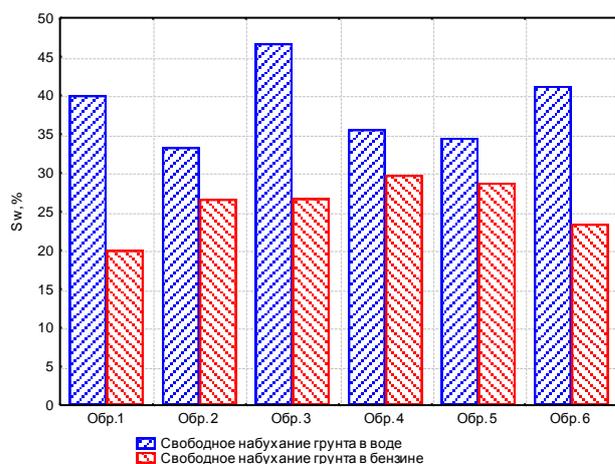


Рис. 4.2. Свободное набухание грунта

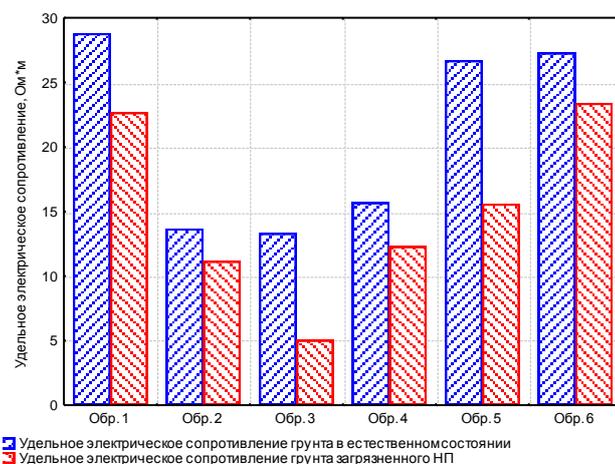


Рис. 4.3. Удельное электрическое сопротивление грунта

Все выше сказанное позволяет сделать следующие выводы:

- 1) в результате взаимодействия грунтов с НП, в зависимости от времени и содержания железа в составе грунта может изменяться петрографический состав песчано-глинистых грунтов, а именно увеличивается содержание тонкодисперсной фракции,
- 2) загрязнение грунтов нефтепродуктами приводит к изменению величины сжимаемости грунта в зависимости от начальной влажности. Избыточное увлажнение, и изменения в составе грунта (увеличение пластичности грунта), могут приводить к увеличению осадки грунта в основание сооружений,
- 3) при загрязнении нефтепродуктами глинистых грунтов наблюдается снижение сцепления и угла внутреннего трения.

Изменения преимущественно неблагоприятны для устойчивости грунтов в сфере взаимодействия их с сооружениями.

### **Влияние нефтепродуктов на фильтрационные свойства грунтов и содержание в них органического вещества**

Проницаемость пород при миграции НП является решающим фактором, определяющим формирование ореолов рассеяния НП. Водопроницаемость грунтов определяется их химико-минеральным составом и структурно-

текстурными особенностями, составом, концентрацией и свойствами фильтрующейся жидкости, а также условиями, при которых происходит фильтрация (величина напорного градиента, температура и др.). Наиболее важными из этого многообразия факторами являются геометрия порового пространства (размер пор, их извилистость и т. п.) и характер раскрытия трещин, а также свойства фильтрующейся жидкости.

Значения коэффициента фильтрации (Кф) воды для грунта, пропитанного бензином в два раза меньше, чем в грунтах в естественном состоянии (табл. 4.5). Такое изменение, возможно, связано с тем, что при взаимодействии нефтепродуктов с грунтом произошло заполнение бензином свободного порового пространства.

Таблица 4.5

Значения коэффициента фильтрации (результаты личных экспериментов)

Описание грунта	Глубина отбора образцов, м	Значения Кф для грунта в естественном состоянии (см/с)	Значения Кф для загрязненного грунта (см/с)
Суглинок мягкопластичный	7,0-7,2	$0,23 \cdot 10^{-3}$	$0,10 \cdot 10^{-3}$
Суглинок текучепластичный	6,0-6,2	$0,13 \cdot 10^{-3}$	$0,06 \cdot 10^{-3}$
Суглинок текучепластичный	8,0-8,2	$0,17 \cdot 10^{-3}$	$0,07 \cdot 10^{-3}$

Содержание органического вещества в образцах пропитанных бензином увеличивается (табл. 4.6).

Таблица 4.6

Содержание органического вещества, %

Описание образцов			Содержание $S_{орг}$ на 50 г образца
обр.1	2,8-3,0	не пропитан	0,21
обр.1а	2,8-3,0	пропитан	0,336
обр.2	8-8,5	не пропитан	0,008
обр.2а	8-8,5	пропитан	0,026

Примечание: анализ выполнен в Институте химии нефти СО РАН

## 4.2 Влияние нефтепродуктов на химический состав подземных вод

Среди ведущих факторов формирования состава подземных вод в наше время особое значение приобретают техногенные, обусловленные деятельностью человека [95].

Для выяснения особенностей, характера гидрогеохимического состояния вод, загрязненных нефтепродуктами использован фактический материал, полученный автором в результате исследований химического состава природных вод отобранных из наблюдательных скважин в пределах территорий АЗС и АЗК.

В качестве фоновых значений для гидрогеохимической характеристики вод, загрязненных нефтепродуктами использованы средние значения компонентов вод для конкретного водоносного горизонта (по материалам ОАО «Томскгеомониторинг» [81, 82] и материалам Дутовой Е.М., Кузеванова К.И., Покровского Д.С., Наливайко Н.Г., Безруковой О.А., Федоровой В.П [30]). Относительно выбранных значений содержаний элементов и будут проводиться дальнейшие сравнения.

В таблицах 4.7, 4.8 приведены данные по химическому составу вод вне территорий АЗС и АЗК.

Таблица 4.7

Статистические параметры распределения содержания элементов в подземных водах поймы и надпойменных террас реки Томи (объем выборки –1262 пробы)

Эл-ты	$X_{med}$	$X_{mod}$	min	max	S	$\sigma$	Кв
Натрий, мг/ дм <sup>3</sup>	7,6	8,280000	0,20	158,40	15,22	0,55	231,62
Калий, мг/ дм <sup>3</sup>	1,11	Multiple	0,50	16,30	1,54	0,14	2,36
Кальций, мг/ дм <sup>3</sup>	28,6	4,800000	0,10	543,80	32,46	1,17	1053,50
Магний, мг/ дм <sup>3</sup>	7,3	6,800000	0,50	52,26	8,27	0,29	68,47
Аммоний-ион, мг/ дм <sup>3</sup>	0,65	,1000000	0,10	23,90	1,52	0,06	2,32
Хлорид-ион, мг/ дм <sup>3</sup>	5,3	Multiple	0,20	219,81	17,59	0,63	309,53
Сульфат-ион, мг/ дм <sup>3</sup>	4,51	Multiple	0,15	1251,70	66,42	3,52	4412,22
Нитрит-ион,	0,30	,1000000	0,10	18,00	1,79	0,16	3,22

<b>мг/ дм<sup>3</sup></b>							
Нитрат-ион, <b>мг/ дм<sup>3</sup></b>	2,00	2,000000	0,10	28,00	4,58	0,32	20,97
Гидрокарбонат – ион, <b>мг/ дм<sup>3</sup></b>	158,6	195,2600	1,53	2986,78	163,02	5,86	26577,02
Карбонат-ион, <b>мг/ дм<sup>3</sup></b>	6,00	6,000000	0,80	36,00	9,47	2,37	89,70
рН	7,20	Multiple	1,32	12,98	0,74	0,03	0,54
Железо общее, <b>мг/ дм<sup>3</sup></b>	4,50	2,000000	0,10	81,00	8,54	0,33	72,88
Углекислота св. , <b>мг/ дм<sup>3</sup></b>	17,1	13,20000	2,90	82,72	18,40	3,36	338,53
Общая жесткость, °Ж, <b>мг-экв/ дм<sup>3</sup></b>	3,0	3,000000	0,15	28,90	1,88	0,07	3,55
Минерализация по сумме солей, <b>мг/ дм<sup>3</sup></b>	97,5	Multiple	1,00	786,00	131,09	5,16	17183,80

Примечание:  $m$  – среднее значение;  $x_{med}$  – медиана;  $x_{mod}$  – мода;  $min$  – минимум;  $max$  – максимум;  $S$  – стандартное отклонение;  $\sigma$  – стандартная ошибка;  $Kv$  – коэффициент вариации; Multiple – многомодальное распределение.

Таблица 4.8

Статистические параметры распределения содержания элементов в подземных водах водораздела (объем выборки – 488 проб)

<b>Эл-ты</b>	<b><math>x_{med}</math></b>	<b><math>x_{mod}</math></b>	<b>min</b>	<b>max</b>	<b>S</b>	<b><math>\sigma</math></b>	<b>Kv</b>
Натрий , <b>мг/ дм<sup>3</sup></b>	8,5	Multiple	0,23	232,20	20,22	0,92	408,63
Калий, <b>мг/ дм<sup>3</sup></b>	0,94	Multiple	0,30	17,68	2,91	0,31	8,47
Кальций, <b>мг/ дм<sup>3</sup></b>	44,9	9,18	1,00	122,24	31,71	1,44	1005,40
Магний, <b>мг/ дм<sup>3</sup></b>	13,37	12,15	0,60	63,19	8,51	0,39	72,57
Аммоний-ион, <b>мг/ дм<sup>3</sup></b>	0,7	0,10	0,10	13,00	1,05	0,05	1,10
Хлорид-ион, <b>мг/ дм<sup>3</sup></b>	3,55	3,55	0,20	425,40	27,49	1,25	756,16
Сульфат-ион, <b>мг/ дм<sup>3</sup></b>	2,69	1,64	0,20	146,80	17,65	1,84	311,53
Нитрит-ион, <b>мг/ дм<sup>3</sup></b>	0,2	0,10	0,10	2,00	0,33	0,03	0,11
Нитрат-ион, <b>мг/ дм<sup>3</sup></b>	1,00		0,17	25,00	4,53	0,59	20,51
Гидрокарбонат – ион, <b>мг/ дм<sup>3</sup></b>	274,56	341,7	3,51	678,30	141,77	6,42	20097,47
Карбонат-ион, <b>мг/ дм<sup>3</sup></b>	3,00	3,0	0,6	156,20	45,90	13,84	2106,95
рН	7,64	7,5	2,00	11,35	0,61	0,03	0,37
Железо общее, <b>мг/ дм<sup>3</sup></b>	4,00	1,0	0,10	38,00	4,98	0,24	24,83
Углекислота св., <b>мг/ дм<sup>3</sup></b>		Multiple					

Общая жесткость, °Ж, мг-экв/дм <sup>3</sup>	4,40	5,00	0,30	11,10	1,52	0,07	2,32
Минерализация по сумме солей, мг/дм <sup>3</sup>	224,00	24,00	2,00	756,00	132,46	6,17	17544,77

Примечание:  $\bar{x}$  – среднее значение;  $x_{med}$  – медиана;  $x_{mod}$  – мода;  $\min$  – минимум;  $\max$  – максимум;  $S$  – стандартное отклонение;  $\sigma$  – стандартная ошибка;  $Kv$  – коэффициент вариации; Multiple – многомодальное распределение.

## Гидрогеохимическая характеристика вод, загрязненных нефтепродуктами

По результатам исследований в подземных водах на территории г. Томска вблизи АЗС выявлены превышения значений ПДК натрия, нефтепродуктов, свинца (таблица 4.9, 4.10).

Таблица 4.10

### Химический состав подземных вод

Компоненты		Содержание (минимальное – максимальное)			
		Пойма и надпойменные террасы		Водораздел	
		фоновое (количество проб)	загр. НП	фоновое (количество проб)	загр. НП
pH	мг/дм <sup>3</sup>	7,2 (1262)	6,68-6,76	7,64 (488)	5,91-6,15
Na <sup>+</sup>	мг/дм <sup>3</sup>	7,6 (1249)	4,15-46	8,5 (483)	5,27-40
K <sup>+</sup>	мг/дм <sup>3</sup>	1,11 (137)	2,23-5,43	0,94 (87)	2,22-5,1
Ca <sup>2+</sup>	мг/дм <sup>3</sup>	28,6 (1264)	60-148	44,9 (487)	18-24,2
Mg <sup>2+</sup>	мг/дм <sup>3</sup>	7,3 (1240)	9,76-80,52	13,3 (483)	1,22-3,54
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	мг/дм <sup>3</sup>	0,65 (1151)	1,58-5,69	0,7 (473)	0,53-2,44
Cl <sup>-</sup>	мг/дм <sup>3</sup>	5,3 (1263)	19,5-101,2	3,5 (482)	19,52-62,5
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	мг/дм <sup>3</sup>	4,51 (513)	<2-27,6	2,69 (92)	<2-2,04
NO <sub>2</sub> <sup>-</sup>	мг/дм <sup>3</sup>	0,3(170)	0,01-0,025	0,2 (91)	0,025-0,112
NO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	мг/дм <sup>3</sup>	2,0 (269)	0,51-2,46	1,0 (57)	0,32-0,37
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	мг/дм <sup>3</sup>	158,6 (1265)	180-810	274,6 (487)	42,7-98
CO <sub>2</sub> св	мг/дм <sup>3</sup>	17,1 (40)	132-176	19,6 *	35,2-61,6
Общая жесткость	мг-экв/дм <sup>3</sup>	3,0(1256)	3,8-14	4,4 (486)	1,0-1,5
Минерализация	мг/дм <sup>3</sup>	97,5(1256)	303-1191	224 (461)	91-233

*Примечание: в скобках – количество проб*

Полученные результаты значительно отличаются от фоновых значений, характерных для подземных вод поймы и надпойменных террас и водораздела (вне территорий АЗС) (таблица 4.10). Для вод, загрязненных нефтепродуктами характерно снижение значений pH относительно фона, что говорит об увеличении их кислотности. Значительные превышение фона наблюдается

для следующих компонентов загрязненных подземных вод: хлор, сульфаты, свободная углекислота.

*Таким образом, влияние АЗС и АЗК на геологическую среду проявляется в изменении свойств грунтов и состава подземных вод.*

*При загрязнении нефтепродуктами глинистых грунтов наблюдается изменение их механических свойств, что выражается в увеличении значений показателей сжимаемости, снижении сцепления и угла внутреннего трения. Для подземных вод, загрязненных НП характерно превышение фоновых концентраций для ряда макро- и микрокомпонентов: нефтепродуктов, хлора, сульфатов, свободной углекислоты и свинца и др.*

Таблица 4.9

## Химический состав подземных вод, загрязненных нефтепродуктами (по данным автора)

Компонент	АЗС-28	АЗС-37	скв.Н-1 АЗК-4	скв.9 АЗК-4	скв.6 АЗК-4	скв.3 АЗК-4	скв. АЗС-60	скв. АЗК-3	скв. АЗК-50	скв. АЗК-4	ПДК по СанПиН 2.1.4.1074-01
Индекс водоносного горизонта	<sup>1</sup> Q <sub>III</sub>	Q <sub>I-IIfd</sub>	<sup>3</sup> Q <sub>III</sub>				Q <sub>IV</sub>	Q <sub>Екс</sub>	Q <sub>Екс</sub>		
pH, ед. pH	6,68	6,27	6,48	7,57	7,59	7,81	6,76	5,91	6,15	8,67	в пределах 6-9
Удельная электрическая проводимость, мS/см	0,42	0,128	0,338	0,244			1,292	0,301	0,1		
Гидрокарбонат – ион, мг/дм <sup>3</sup>	180	61	165	166	315	335	810	98	42,7	480	
Карбонат-ион, мг/дм <sup>3</sup>	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	36	
Углекислота св., мг/дм <sup>3</sup>	176	35,2	48,4	3,52			132	61,6	37,84	<3	
Аммоний-ион, мг/дм <sup>3</sup>	5,69	0,1	0,33	0,066	0,57	0,04	1,58	2,44	0,53	0,41	
Нитрит-ион, мг/дм <sup>3</sup>	<0,01	0,037	<0,01	0,25	0,19	2,43	0,025	0,025	0,112	0,09	3,0
Нитрат-ион, мг/дм <sup>3</sup>	2,46	0,25	0,14	0,59	9,2	4,04	0,51	0,37	0,32	1,41	
Сульфат-ион, мг/дм <sup>3</sup>	27,6	2,23	<2	<2	90	27,6	<2	<2	2,04	<2	
Хлорид-ион, мг/дм <sup>3</sup>	19,5	19,5	64	23,1	510	49	101,2	62,5	19,52	254	
Фосфат-ион, мг/дм <sup>3</sup>	0,03	<0,01	<0,01	0,01	0,003	0,005	0,014	<0,01	<0,01	0,01	
Общая жесткость, °Ж, мг-экв/дм <sup>3</sup>	3,8	1,1	3,7	1,4	6,6	2,44	14	1,5	1,0	8,3	7,0
Кальций, мг/дм <sup>3</sup>	60	20	44	24	95	39	148	24,2	18	80	
Магний, мг/дм <sup>3</sup>	9,76	1,22	18,3	2,44	22,73	7,83	80,52	3,54	1,22	52,46	
Натрий, мг/дм <sup>3</sup>	4,15	10,3	17,1	40	<b>330</b>	111	46	40	5,27	197	200
Калий, мг/дм <sup>3</sup>	2,23	1,33	2,5	9	19	7,34	5,43	5,1	2,22	4,1	
Железо общее, мг/дм <sup>3</sup>	<b>681</b>	<b>124,5</b>	<b>69,1</b>	<b>31,65</b>	<b>18,87</b>	<b>257,7</b>	<b>137,7</b>	<b>55,86</b>	<b>27,2</b>	<b>46,55</b>	0,3
Минерализация по сумме солей, мг/дм <sup>3</sup>	303	116	311	264	1382	574	1191	233	91	1104	1000
Нефтепродукты, эмульсия, мг/дм <sup>3</sup>	<b>2250</b>	<b>1,75</b>	<b>0,54</b>	<b>0,298</b>	<b>0,601</b>	<b>0,915</b>	<b>0,833</b>	<b>7,41</b>	<b>4,8</b>	<b>27,5</b>	0,1
Нефтепродукты, объёмн %	7,98							8,42			
Литий, мг/дм <sup>3</sup>	0,003	0,002	0,007	0,001	0,0012	0,0009	0,005				0,03
Цинк, мг/дм <sup>3</sup>	0,22	0,055	0,5	0,22	0,11	0,58	0,36	0,089	0,068	0,26	5,0
Кадмий, мг/дм <sup>3</sup>	<0,0002	<0,0002	0,00021	<0,0002	<0,0002	0,00022	0,00056	<0,0002	<0,0002	0,0009	0,001
Свинец, мг/дм <sup>3</sup>	<b>0,21</b>	0,018	0,05	<b>0,038</b>	0,0045	0,029	<b>0,076</b>	0,0045	0,0059	0,0092	0,03
Медь, мг/дм <sup>3</sup>	0,52	0,029	0,11	0,06	0,022	0,19	0,056	0,2	0,024	0,57	1,0

## 5. ОЦЕНКА УСТОЙЧИВОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ К УГЛЕВОДОРОДНОМУ ЗАГРЯЗНЕНИЮ ТЕРРИТОРИИ Г.ТОМСКА

Одна и та же область литосферы проявляет различную устойчивость к разным техногенным взаимодействиям, может быть устойчива по отношению к одним видам загрязнения и неустойчива - к другим. Для каждого вида взаимодействия свои структура и границы области его проявления. Эти обстоятельство предопределяет необходимость дифференцированного подхода к оценке взаимодействий и требует разработки комплекта карт устойчивости геологической среды (ГС).

Понятие «устойчивость» относится к терминам свободного пользования и в разных науках применяется неоднозначно (Королев В.А.). Анализ этого понятия дается в работах А.Д. Арманда, А.С. Герасимовой, Г.А. Голодковской, М.Д. Гроздинского, Т.П. Куприяновой, Г.К. Бондарика и т.д [45].

Согласно определению М.Д. Гроздинского (1987) «устойчивость геосистемы состоит в ее способности при воздействии внешнего фактора пребывать в одном из состояний и возвращаться в него за счет инертности и восстанавливаемости, а также переходить из одного состояния в другое за счет пластичности, не выходя при этом за рамки инварианта в течение заданного интервала времени».

А.Д. Арманд (1992) предлагает две трактовки понятия «устойчивость»:

- неизменность во времени или в пространстве безотносительно к причине, инертность, стабильность,

- способность систем противостоять внешним и внутренним возмущениям, сохраняя равновесное или гомеостатическое состояние, а также структуру, характер функционирования и траекторию движения в течение относительно продолжительного времени, сравнимого с характерным временем изменяющих систему процессов.

Г.А. Голодковская [21] и Ю.Б. Елисеев (1989) относительно применения понятия «устойчивость» выделяют три возможных случая, различающиеся по принципу конкретизации объекта. В первом случае «устойчивость» системы трактуется лишь относительно определенного вида воздействия на эту систему: например, механическая устойчивость массива по отношению к механическому воздействию и т.д.

Во втором случае предполагается, что свойство устойчивости геологической среды является изначальным и не зависит от внешнего воздействия. Например, тип геологического строения территории, особенности взаимосвязи водоносных комплексов, определяют устойчивость данного типа территории к ее химическому загрязнению.

В третьем случае – устойчивость геологической среды определяется на компонентной основе, т.е. выясняется подверженность отдельных компонентов геологической среды техногенным изменениям.

Под устойчивостью геологической среды нами вслед за Емельяновой Т.Я., Строковой Л.А. [85], предлагается понимать способность компонентов геологической среды сопротивляться внешним воздействиям *без перехода в новое качество*.

Для проектных решений оценка устойчивости геологической среды к углеводородному загрязнению имеет огромное значение, поскольку позволяет более рационально разместить АЗС и АЗК. При этом естественно, наиболее разумно будет размещать АЗС и АЗК на территориях устойчивых к загрязнению НП.

Алгоритм создания картографической модели, отражающий весь комплекс связей в системе геологическая среда – инженерно-хозяйственная деятельность (по Голодковской Г.А., Рященко Т.Г. [75, 76]): классификация типов строения геологической среды, а затем выявление, оценка и прогноз антропогенных изменений в этой конкретной системе. Этот алгоритм и принят нами для оценки устойчивости геологической среды территории г.Томска к углеводородному загрязнению.

Таким образом, изначально нами была выполнена типизация грунтовых толщ территории г.Томска, которая впоследствии явилась основой для районирования территории по степени устойчивости геологической среды к нефтепродуктовому загрязнению.

*Типизация грунтовой толщи по строению разреза и составу пород территории г.Томска.*

За основные критерии для выполнения типизации грунтовой толщи мощностью до 20 м, взяты петрографический состав пород и тип распределения нефтепродуктов в данных грунтах. Под грунтовой толщей, по В.Т. Трофимову [87], понимается толща горных пород, находящихся в зоне активного воздействия сооружения.

Картографирование типов грунтовых толщ выполнено на основе анализа карт инженерно-геологических условий масштабов 1:25000 и 1:10000 г. Томска, геологических разрезов по большому количеству скважин и результатам определений НП в грунтах, анализ которых выполнен нами и приведен в главе 4.

Для территории г. Томска выделено 7 типов грунтовых толщ по составу и проницаемости грунтов (рис 5.1). Анализ состава техногенных отложений мощностью до 3 метров в характеристике типов не учитывался. Использована классификация грунтов согласно ГОСТ 25100-2011[107].

**1-ый тип** – преимущественно глинисто-суглинистый разрез, мощностью 17–18 м подстилается песчаным грунтом. Данный тип занимает значительные площади на севере и юге территории г. Томска, приурочен к водораздельной поверхности и характеризуется высокой адсорбционной способностью (рис 5.1).

**2-ой тип** – разрез представляет собой переслаивание суглинков, супесей, песков. Данный тип приурочен к водораздельной поверхности, располагается в центральной части г. Томска и характеризуется незакономерным распределением содержания НП.

**3-ий тип** – двухслойная толща: суглинки мощностью 5–10 м, подстилаются песчаным грунтом мощностью более 10 м. Приурочен к 3 надпойменной террасе р. Томи (рис 5.1). В данном типе разреза обнаружено увеличение содержания НП с глубиной.

**4-ый тип** – представлен суглинками и песками, также как и тип 3, но мощность суглинков меньше. Приурочен ко второй надпойменной террасе (рис 5.1).

Анализируя 3-ий и 4-ый тип можно сказать, что для 3-его типа характерно более медленное проникновение НП вниз по разрезу, чем для 4-ого типа, вследствие наибольшей мощности суглинка в верхней части разреза.

**5-ый тип** – разрез представлен техногенными грунтами мощностью 3–7 метров, залегающих на суглинках, супесях с линзами торфа и гравийно-галечниковом грунте, переслаивающихся в разрезе. Данный тип характеризуется нестационарным распределением нефтепродуктов и характеризуется высокой проницаемостью.

**6-ой тип** – супесчано-песчаный разрез. Данный тип характеризуется постепенным накоплением НП с глубиной. Приурочен ко второй надпойменной террасе и пойме в северной части города (рис 5.1).

**7-ой тип** – суглинок до 5 м залегает на скальных грунтах. Приурочен к выходам скальных грунтов. Для данного типа характер изменения содержания НП не установлен.

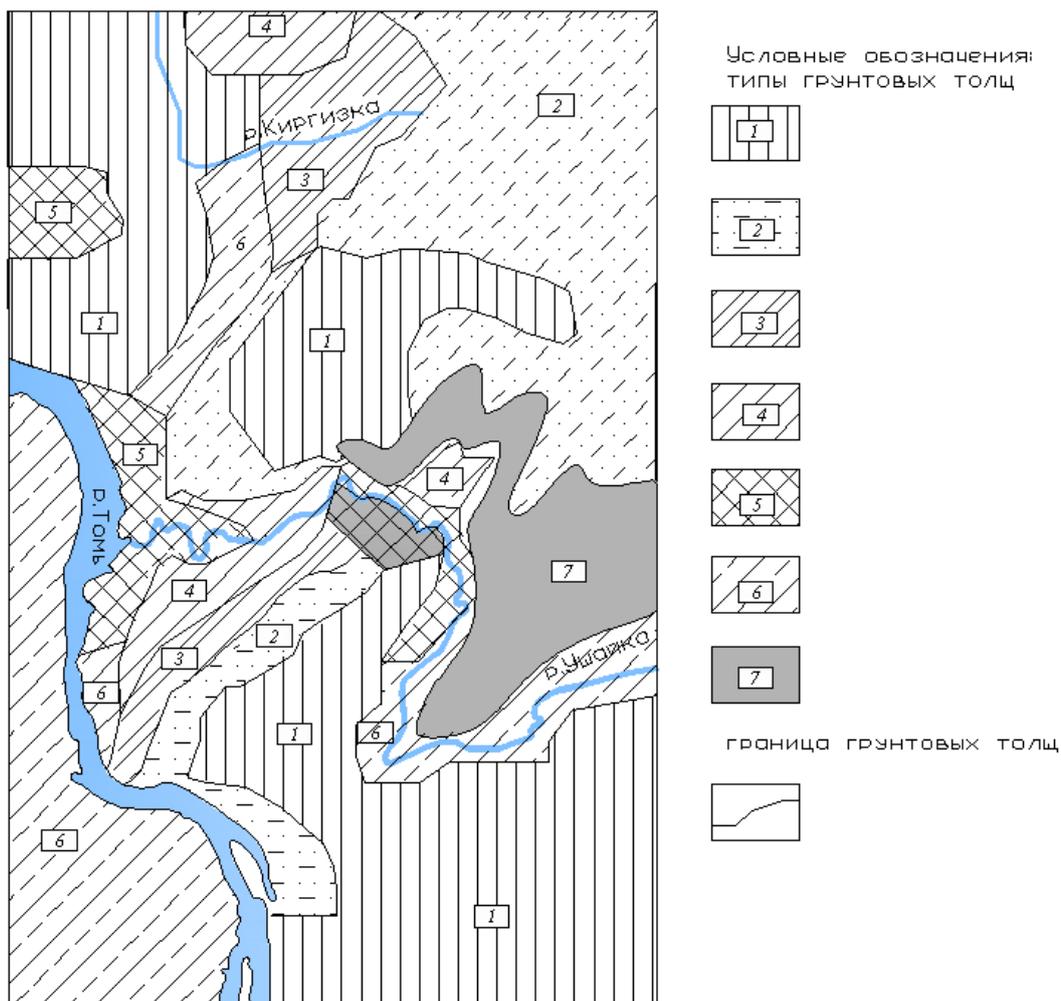


Рис. 5.1. Карта – схема типизации грунтовой толщи по строению разреза и составу пород территории г. Томска.

Для оценки устойчивости геологической среды г.Томска к углеводородному загрязнению и его степени нами был использован подход, основанный на суммарном учете частных оценок факторов, предложенных Бондариком Г.К. [9], Трофимовым В.Т. [87].

По мнению Бондарика Г.К. [9] основным фактором, определяющим устойчивость геологической среды к влиянию нефтепродуктов в зоне аэрации и полного водонасыщения является способность грунтов сорбировать и пропускать нефтепродукты. Бондарик Г.К. [9] при картировании геологической среды по влиянию нефтепродуктов использовал следующие критерии: проницаемость песчаных пород; сорбционная способность глинистых грунтов; пороговые

значения коэффициента фильтрации; гидрогеологические и геоморфологические условия.

Нами в качестве основных факторов взяты: *проницаемость грунтов в отношении НП; сорбционная способность грунтов; масштаб изменения состава, состояния и свойств грунтов при взаимодействии с нефтепродуктами; гидрогеологические и геоморфологические условия.*

В соответствии с особенностями геологической среды г.Томска (песчано-глинистый состав геологического разреза) и ее взаимодействия с нефтепродуктами мы несколько изменили критерии Бондарика Г.К.

Оценивалась проницаемость не только песчаных грунтов. Кроме того, оценивали масштаб изменения состава, состояния и свойств грунтов при взаимодействии с нефтепродуктами.

*Проницаемость грунтов* оценена по расчетам времени, затрачиваемого на фильтрацию нефтепродуктов (для условного расчета нами взят объем 10 м<sup>3</sup>).

Оценка проводилась по методике изложенной в литературе [17, 63, 17].

Эти расчеты проводились для реальных разрезов зоны аэрации по данным пробуренных скважин. Средние значения коэффициентов фильтрации взяты по Б.Н. Солонину [79].

Расчетная формула имеет следующий вид:

$$t = \frac{\mu H_0}{k} \left[ \frac{m}{H_0} - \ln\left(1 + \frac{m}{H_0}\right) \right]; \quad (1)$$

где  $H_0$  - высота столба загрязнителя (для условного расчета предположен случай аварии в результате деформации емкости в 10 м<sup>3</sup> с бензином), м;  $m$  - мощность зоны аэрации, м;  $k$  - коэффициент фильтрации пород зоны аэрации (м/сут);  $\mu$  – недостаток насыщения.

Формула (1) в представленном виде используется для расчета времени фильтрации через однородную по фильтрационным свойствам зону аэрации. Если зона аэрации, как это обычно бывает, имеет неоднородное строение, т.е. состоит из нескольких слоев пород различной литологии и, следовательно, разных фильтрационных свойств, то расчет времени фильтрации

производится следующим образом. По формуле (1) находится время фильтрации ( $t_j$ ) через каждый ( $i$ -й слой) с учетом мощности и коэффициента фильтрации определяемого слоя и пористости. Общее время находится суммированием частных времен:

$$t = \sum t_i; \quad (2)$$

В данных расчетах не учитываются сорбция, диффузия и т.д. С их помощью можно ориентировочно определить максимально возможную скорость инфильтрации загрязнителей.

В таблице 5.1 приведены данные и непосредственно расчеты времени инфильтрации, доработанные по сравнению с данными приведенными нами в работе [14].

Таблица 5.1

Сравнительная характеристика типов грунтовых толщ по скорости инфильтрации

Номер типа толщи	Наименование грунта	Влажность $W_e$ , д.е	Пористость $n$ , д.е	Недостаток насыщения $\mu$ , д.е	Коэффициент фильтрации $k$ , м/сут	Мощность $m$ , м	Время инфильтрации $t$ , сут
1 тип	суглинки	<u>0,16</u>	<u>0,34</u>	<u>0,18</u>	0,005	20	<u>324,5</u>
		0,33	0,50	0,17			306,5
2 тип	суглинки	0,28	0,40	0,12	0,005	19	200,5
	супесь	0,21	0,38	0,17	0,1	1	0,7
3 тип	суглинки	<u>0,18</u>	<u>0,37</u>	<u>0,19</u>	0,005	10	<u>116,6</u>
	супесь	0,34	0,48	0,14			85,9
4 тип	суглинки	<u>0,13</u>	<u>0,40</u>	<u>0,27</u>	0,1	10	<u>8,3</u>
		0,25	0,43	0,18			5,5
	песок	0,20	0,41	0,21	0,005	5	39,7
6 тип	супесь	0,27	0,47	0,20	0,1	10	37,8
	песок	<u>0,19</u>	<u>0,40</u>	<u>0,21</u>	1	5	<u>6,4</u>
6 тип	супесь	0,24	0,43	0,19	0,1	10	5,8
		<u>0,09</u>	<u>0,42</u>	<u>0,33</u>			<u>0,3</u>
6 тип	песок	0,15	0,36	0,21	1	10	0,2
		<u>0,19</u>	<u>0,40</u>	<u>0,21</u>			<u>6,4</u>
6 тип	песок	0,24	0,43	0,19	0,1	10	5,8
		<u>0,09</u>	<u>0,42</u>	<u>0,33</u>			<u>1,0</u>
6 тип	песок	0,15	0,36	0,21	1	10	0,6

Примечание: в дроби: в числителе – минимальные значения влажности и пористости, в знаменателе – максимальные.

Таким образом, нами выделено три границы по проницаемости пород (табл. 5.2).

Таблица 5.2

## Ранжирование по проницаемости пород

Время инфильтрации, сут	Менее 100	100-200	Более 200
Балл	1	2	3

*Сорбционная способность грунта.* Количество сорбированных нефтяных углеводородов в единице объема грунта зависит от общего свободного объема капилляров, т.е. от гранулометрического состава и влажности. В таблице 5.3 приведена классификация основных грунтов по их способности поглощать нефтепродукты.

Таблица 5.3

Способность разных грунтов сорбировать нефтепродукты (по Королеву В.А. [46])

Грунт	Количество сорбированных НП, л/м <sup>3</sup>
Крупный гравий, валуны	-
Гравий, грубозернистый песок	8
Песок крупный - средний	15
Песок средний - мелкий	25
Песок глинистый - глины	40

Литературные данные вполне коррелируют с фактическими данными авторов (табл.5.4)

Таблица 5.4

Содержание нефтепродуктов в грунтах разного состава (данным автора)

	Количество определений	Minimum	Maximum
Содержание НП в суглинках, мг/кг	29	0,80	4466,09
Содержание НП в супесях, мг/кг	78	2,23	1744,91
Содержание НП в песках, мг/кг	22	4,71	173,61

Таким образом, данный фактор оценивается максимально в четыре балла (табл. 5.5) .

Таблица 5.5

## Характеристика сорбционной способности пород

Объем сорбированных НП, л/м <sup>3</sup>	8	15	25	40
Балл	4	3	2	1

Эксперименты показали, что наибольшему воздействию на состав, состояние и свойства подвергаются глинистые грунты, чем песчаные разновидности (табл. 5.6).

Таблица 5.6

Ранжирование по степени изменения состава и свойств грунтов под воздействием нефтепродуктов

Разновидности грунтов	Глинистые	Песчаные
Балл	1	2

В таблице 5.7 приведена балльная оценка гидрогеологических и геоморфологических условий.

Таблица 5.7

Ранжирование по гидрогеологическим и геоморфологическим условиям пород

Геоморфологический элемент	пойма	2-ая и 3-я надпойменные террасы	Междуречье	Выходы скальных грунтов
Глубина залегания уровня подземных вод, м	6,1-10	8-12	25-30	
Балл	1	2	3	4

Таким образом, для территории г. Томска на основе анализа ведущих факторов оценки устойчивости геологической среды и ее балльной оценки выделены три типа геологической среды с высокой (10 более баллов), средней (8-10) и низкой (менее 8) степенью устойчивости к углеводородному загрязнению (табл. 5.8)

Под устойчивостью геологической среды нами предлагается понимать способность массивов горных пород сопротивляться внешним воздействиям без перехода в новое качество. Это определение полностью соответствует определению Голодковской Г.А. и др. Считаем, что при оценке степени устойчивости вместо понятий «устойчивая» и «неустойчивая» лучше использовать категории «высокая», «средняя», «низкая» степень устойчивости геологической среды к техногенным воздействиям.

На основе разработанной классификации составлена карта (рис. 5.2). Содержание этой карты отражает распределение типов природно-технических систем с различной степенью устойчивости к углеводородному загрязнению. Все типы таких систем делятся на три категории: I тип – территории с высокой степенью устойчивости, II тип – со средней степенью устойчивости, III тип – с низкой степенью устойчивости (рис. 5.2).

Таблица 5.8

Оценка устойчивости геологической среды к углеводородному загрязнению

Типы грунтовых толщ	Факторы оценки устойчивости геологической среды к углеводородному загрязнению				Сумма баллов	Степень устойчивости
	Время инфильтрации, сут	Количество сорбированных НП, л/м <sup>3</sup>	Степень изменения состава и свойств грунтов под воздействием нефтепродуктов	Геоморфологический элемент Глубина залегания уровня подземных вод, м		
3 тип	2	2	1	2	7	низкая
4 тип	1	3	1	2	7	
6 тип	1	3	2	2	7	
1 тип	3	1	1	3	8	средняя
2 тип	3	1	1	3	8	
5 тип	1	4	2	1	8	
7 тип	3	1	2	4	10	высокая

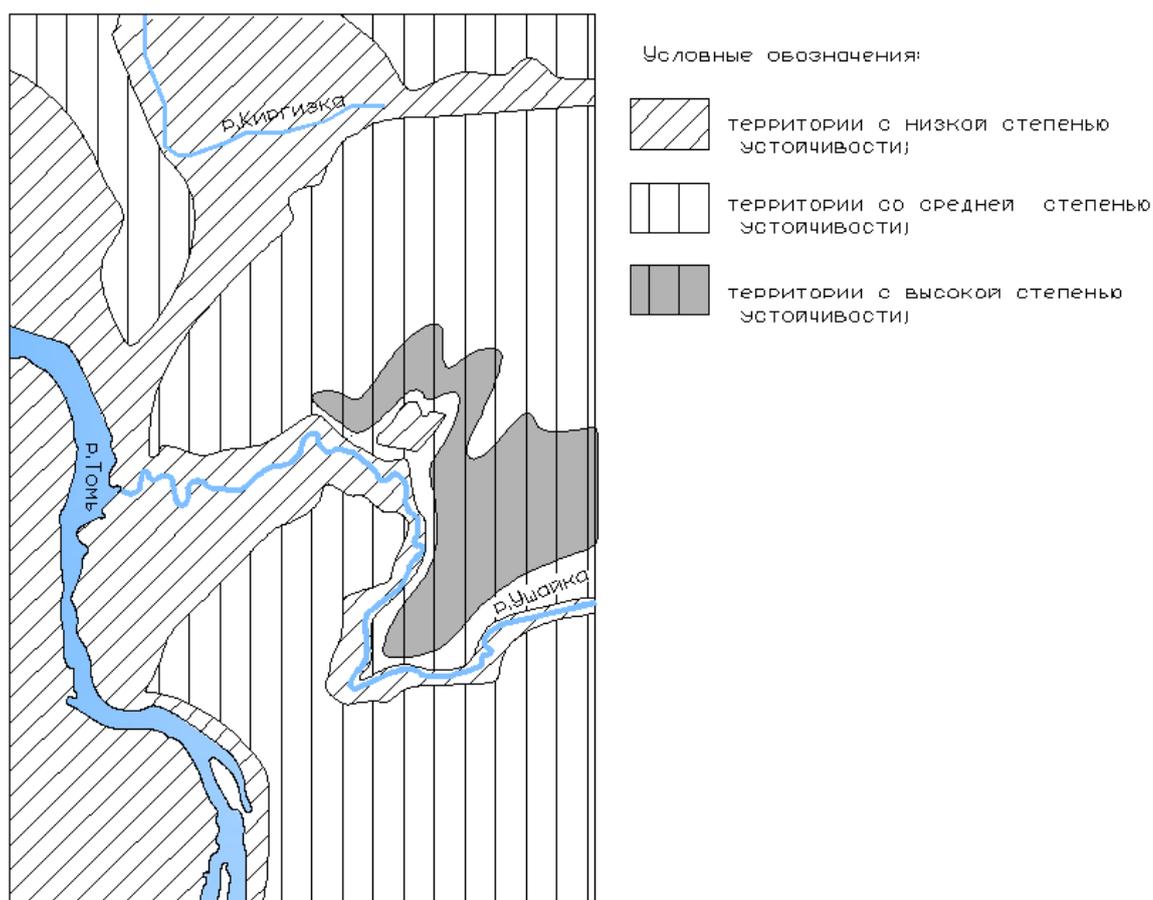


Рис. 5.2. Карта-схема прогноза устойчивости геологической среды г. Томска к углеводородному загрязнению.

Таким образом, территории с низкой степенью устойчивости приурочены к современным отложениям пойм, первой, второй, третьей надпойменных террас рек Томь, Киргизка, Ушайка. Разрез представлен суглинками небольшой мощности (5-10 метров), супесью, песком, с высокой скоростью инфильтрации НП (менее 100 м/сут), средней сорбционной способностью (8-25 л/м<sup>3</sup>), с неглубоким залеганием уровня грунтовых вод (6-12 метров).

Территории со средней степенью устойчивости приурочены к водоразделу. Преимущественно представлены глинисто-суглинистым разрезом, с высокой сорбционной способностью, более глубоким, в сравнении с территориями низкой степени устойчивости, залеганием уровня грунтовых вод (25-30 метров), высокой степенью изменения свойств грунтов.

Территории с высокой степенью устойчивости представлены суглинком, глинами с лигнитами. Приурочены к выходам палеогеновых отложений.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Выполненные исследования позволили получить следующие результаты.

1. Собраны и проанализированы данные характеризующие природные условия и инженерно-геологические условия г. Томска.
2. Систематизированы и обобщены материалы по загрязнению грунтов и подземных вод нефтепродуктами на территории г. Томска.
3. Установлено, на территории города Томска на участках эксплуатации сооружений использующих нефтепродукты (НП) грунты содержат нефтепродукты преимущественно значительно выше фонового. Изменчивость содержания нефтепродуктов в грунтах по глубине незакономерна и зависит от строения геологической среды, гидрогеологических условий, состава и свойств грунтов, слагающих разрез. Кроме того выявлено загрязнение грунтов нефтепродуктами по площади, связанное с наличием уклонов земной поверхности в пределах площадки АЗС.
4. Установлено загрязнение грунтовых вод (преимущественно выше ПДК) вследствие низкой их естественной защищенности от загрязнения НП с поверхности.
5. Изучено влияние НП на гранулометрический состав, физико-механические свойства и коррозионные свойства.
6. Выявлено изменение петрографического состава песчано-глинистых грунтов, изменение величины сжимаемости грунта в зависимости от начальной влажности, изменение прочностных свойств загрязненных грунтов: уменьшение значений сцепления и угла внутреннего трения (за счет «смазки» свободного порового пространства грунта НП).
7. На основе выявленных особенностей распределения нефтепродуктов в

грунтах по глубине предложена карта-схема типизации грунтовых толщ территории г.Томска. Выделены 7 типов грунтовых толщ по составу и проницаемости грунтов.

8. Проведено геоэкологическое районирование по устойчивости геологической среде к углеводородному загрязнению.

9. Предложены научно-практические предложения по проектированию, строительству и эксплуатации АЗС и АЗК.

## Список литературы

### Фондовая литература

1. Рождественская Л.А., Крепша М.В., Покровский Д.С. Инженерно-геологические условия территории г. Томска и их изменения в связи с хозяйственным освоением – Томск: 1981. – 286с.
2. Скогорев А.И., Егоров Б.А. и др. Проект по инженерно-геологической съемке масштаба 1:25000 г. Томска – Томск:1997. – 135с.
3. Переоценка эксплуатационных запасов подземных вод Томского месторождения. Отчет по договору №35-нт от 10.11.2005. – ОАО «Томскгеомониторинг» – Томск, 2005 г.
4. Инженерно-геологические изыскания для реконструкции АЗС-104 ЗАО «Газпромнефть-Кузбасс» по адресу: Томская обл., г. Томск, с. Тимирязевское – НПО «Геостройпроект» – Томск – 2008г.

### Опубликованная литература

5. Архандельский И.В. Оценка деформативности грунтов оснований при техногенных воздействиях на геологическую среду //Геозкология. - 1995. – N4. - с.118-131.
6. Аренс В.Ж., Гридин О.М., Яншин А.Л.. Нефтяные загрязнения: как решить проблему. Экология и промышленность России, сентябрь, 1999, с. 33-36.
7. Белоусова А.П. Индикаторы экологической безопасности / Геозкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология. - 2008. –N5 –с. 443–451.
8. Бозин Д.А., Темердашев З.А., Сапрыкин Л.В. Разработка и оптимизация методики определения суммарного содержания нефтепродуктов в объектах окружающей среды./ Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. - 2005. –N5 –с. 24–30.
9. Бондарик Г. К. Инженерно-геологические изыскания: учебник / Г. К. Бондарик, Л. А. Ярг. — М.: КДУ, 2007. — 424 с. : ил. — Библиогр.: с. 417-418.
10. Бондарик Г. К. Методика инженерно-геологических исследований: учебное пособие. — М.: Недра, 1986. — 332 с.
11. Бондарик Г. К. Общая теория инженерной (физической) геологии / Г. К. Бондарик. — М.: Недра, 1981. — 256 с.
12. Бондарик Г. К. Основы теории изменчивости инженерно-геологических свойств горных пород / Г. К. Бондарик. — М.: Недра, 1971. — 272 с.
13. Боровский Б.В., Боровский Л.В., Бухарин С.Н., Григоров С.И., Егоров Н.Н., Шипулин Ю.К., Шипанский А.А., Юнак А.И. К проблеме локализации и ликвидации нефтяных загрязнений на объектах Минобороны РФ //

Геозкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология. - 1997. – N5 –с. 75–81.

14. Бракоренко Н.Н., Емельянова Т.Я. Типизация грунтовых толщ по составу и проницаемости в связи с прогнозом загрязнения их нефтепродуктами (на примере г.Томска) //Вестник Томского государственного университета, 2007, - № 302. - с. 215-219 (84135214)

15. Булатов А.И., Макаренко П.П., Шеметов В.Ю. Справочник инженера-эколога нефтедобывающей промышленности по методам анализа загрязнителей окружающей среды. В 3 ч.- М.: ООО «Недра – Бизнесцентр» , 1999 – Ч.2:Почва – 634с.

16. Ведение государственного мониторинга состояния недр территории Томской области – информационный бюллетень за 2007 год – Выпуск 13-Томск, 2008

17. Водоснабжение и инженерные мелиорации. Ч.1 Гидрогеозкологические исследования при решении практических задач: Учеб, пособие для студентов геологических и строительных специальностей/ Под общ. Ред. А.Я. Гаева; Перм. Ун-т. – Пермь, 2005. – 367 с.

18. Вишневская Ю.Г.Исследование изменения свойств глинистых пород в основании действующих хвостохранилищ по «Фосфорит» //Инженерно-геологические основы оценки изменений геологической среды районов территориально-промышленных комплексов. - 1989. –том 118 - с.85-91.

19. Геозкология углеводородов. Учебное пособие /Тетельмин В.в., Язев В.А. – Долгопрудный: Издательский Дом «Интеллект», 2009. – 304 с

20. Геологическое строение окрестностей г.Томска (территории прохождения геологической практики): учебное пособие / С.С. Гудымович, И.В. Рычкова, Э.Д. Рябчикова. – Томск: Изд-во Том-ского политехнического университета, 2009. – 84 с.

21. Голодковская Г.А., Елисеев Ю.Б. Геологическая среда промышленных регионов:–М.: Недра, 1989. – 220 с

22. Гольдберг В.М., Газда С. Гидрогеологические основы охраны подземных вод от загрязнения. М.: Недра, 1984. 262 с.

23. Гольдберг В.М. Проницаемость и фильтрация в глинах/ В.М. Гольдберг, Н. П. Скворцов. — М. : Недра, 1986. — 160 с.

24. Гольдберг В.М. Распределение концентраций нефтепродуктов //Геозкология. - 1999. - N3. – с. 55-65.

25. Гольдберг В.М. , Ковалевский Ю.В. Особенности загрязнения нефтепродуктами территории бывшего мазутоохранилища в г.Череповце // Геозкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология. - 1997. – N5 –с. 84-90.

26. Грунтоведение: учебник для вузов / В. Т. Трофимов, В. А. Королев, Е. А. Вознесенский и др.; Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова; под ред. В. Т. Трофимова. — 6-е изд., перераб. и доп. — М. : Изд-во Моск. ун-та : Наука, 2005. — 1023 с.

27. Грунтоведение. Под ред.Е.М. Сергеева. М.: Изд. МГУ, 1983.-392 с.

28. Добровольский В.В. Основы биохимии. Учеб для ВУЗов. – М.: Изд. Центр «Академия», 2003. – 400с.
29. Другов Ю.С., Родин А.А. Экологические анализы при разливах нефти и нефтепродуктов. – С.- Пб., 2000 – 250с.
30. Дутова Е.М., Кузеванов К.И., Покровский Д.С., Наливайко Н.Г., Безрукова О.А., Федорова В.П. Химический и микробиологический состав подземных вод и поверхностных водопроявлений территории Томска // 300 лет горно-геологической службы России: Региональная конференция геологов Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока России: Материалы. – 18-23 сентября 2000. – Томск: КПР Томской области, 2000. – Т. 1. – С. 373–375.
31. Егоров Н. Н., Шипулин Ю. К. Особенности загрязнения подземных вод и грунтов нефтепродуктами // Водные ресурсы. - 1998. –N5 –с. 598-602.
32. Евсеева Н.С. География Томской области. - Томск: Изд. ТГУ, 2001, - 175с.
33. Емельянова Т.Я., Л.М. Солоницкая, О.В. Шмачков. Загрязнение геологической среды нефтепродуктами (на примере г.Томска)// Материалы Международной научно-технической конференции “Горно-геологическое образование в Сибири.100 лет на службе науки и производства”. – Томск, 2001.- с 24-26.
34. Ершов Э.Д. Общая геокриология. Учеб. для вузов – М.:Недра, 1990г – 559с.
35. Есенкова Н.П. и др. Технология разливов нефтепродуктов на основе нетканого сорбента //Экологическая и промышленная безопасность.- 2003. – N2. -с.95-97
36. Желвакова Е.А.. Загрязнение нефтепродуктами песчаных грунтов различного гранулометрического состава и промывка их водой. Дис. ... канд. геол. - мин. наук. – Санкт – Петербург – 2004г.
37. Журавлев И. И., Мотенко Р. Г., Ершов Э. Д. Формирование теплофизических свойств мерзлых дисперсных грунтов при загрязнении нефтью и нефтепродуктами // Геоэкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология. - 2005. –N1 –с. 50-60.
38. Закруткин В.Е., Холодков Ю.И., Подольский А.Д.. Экологические последствия эксплуатации нефтехранилищ в междуречье рек Дон и Сал// Геоэкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология. - 2007. – N6 –с. 506-517.
39. Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе: научно-технический журнал / ВНИИОЭНГ. — М. : Б.и., 2000-2001. № 1. — 2006.
40. Зверев В.П., Путилина В.С. Массопотоки диоксида углерода и интенсивность его взаимодействия с горными породами// Геоэкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология. - 1999. –N6 –с. 518-525.
41. Инженерно – геологические прогнозы и моделирование: Учеб.пособие/ Розовский Л.Б. и др. М.- К.: Одесса; . Головное изд-во,1987. – с. 208.

42. Иоганзен Б.Г. Природа города Томска.– Новосибирск. 1971, – с. 222.
43. Кадастр возможностей. Данченко А.М., Задде Г.О., Земцов А.А., Земцов В.А., Инишева Л.И., Лукутин Б.В., Мезенцев А.В., Маслов С.Г., Назаров А.Д., Обухов С.Г., Севостьянов В.В., Севостьянова Л.М., Слуцкий В.И. – Издательство НТЛ, 2002 г. – 280с
44. Казенов А.И., Арбузов Ю.В., Ковалевский Ю.В. Воздействие объектов нефтепродуктообеспечения на геологическую среду //Геозкология. - 1998. - N1 -с.54-74.
45. Королев В.А. Мониторинг геологической среды: Учебник /Под редакцией В.Т. Трофимова – М.: Изд-во МГУ, 1995. – 272 с.
46. Королев В.А.. Очистка грунтов от загрязнений. – М.:Наука/Интерпериодика, 2001. – 365 с.
47. Косова Л.С. Природа города Томска. – Томск: Изд. ТГУ. Учебное пособие,1999,-с115.
48. Котлов Ф.В. Изменение геологической среды под влиянием деятельности человека. – М.: Недра, 1978. –263с.
49. Краснощекова Н.Н. Влияние нефтепродуктов на физико-механические свойства грунтов.//Труды VII Международного научного симпозиума имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр»; г. Томск, 2003г. С.174-176
50. Краснощекова Н.Н. Воздействие нефтепродуктов на грунты //Труды научно-технической конференции «Геология, поиски и разведка полезных ископаемых и методы геологических исследований»; г. Иркутск, 2004г.
51. Краснощекова Н.Н. Загрязнение природной среды нефтепродуктами.//Труды VII Международной школы-конференции студентов и молодых ученых «Экология Южной Сибири и сопредельных территорий»; г. Абакан, 2003г. с.22-23
52. Краснощекова Н.Н. Характер воздействия нефтепродуктов на компоненты геологической среды на участке АЗС //Труды VI Международного научного симпозиума имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр»; г. Томск, 2002г. с.146-147
53. Краснощекова Н.Н.Типизация геологического разреза г. Томска, с целью выявления характера распределения нефтепродуктов в грунтах //Труды VIII Международного научного симпозиума имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр»; г. Томск, 2004г.
54. Кржиж Л., Чепелакова И., Мотейль П., Пашковский И.С. Опыт применения технологии очистки почвы, загрязненной нефтепродуктами, в условиях Крайнего Севера// Геозкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология. - 2007. –N6 –с. 561–567.
55. Кузеванов К.И. Исследование техногенных изменений гидрогеологических условий г. Томска: Дис. ... канд. геол.-мин. наук. – Томск, 1998. – 208 с.
56. Курбатова А.С., Герасимова С.А., Решетина Т.В., Федоров И.Д., Башкин В.Н., Щербаков А.Б. Оценка состояния почв и грунтов при

- проведении инженерно-экологических изысканий. Серия: Экологическое сопровождение градостроительной деятельности – М.: Научный мир, 2005. –180 с.
57. Куркина Л.А. Типизация изменений геологической среды Каратауского фосфоритового бассейна// Геоэкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология. - 2006. –N1 –с. 9–21.
58. Лукашев В.К. Геологическая среда и проблема рака //Геоэкология. - 1994. –N4 -с.70-76.
59. Мананков А.В., Парначев В.П. Геоэкологические аспекты состояния поверхностных и подземных вод города Томска //Обской вестник. - 1999. – N1-2 -с.105-117.
60. Мазур И.И. Экология строительства объектов нефтяной и газовой промышленности. М.: Недра, 1991.-279 с.
61. Макушин Ю.В., Плевако Г.Л. и др. Оценка загрязнения подземных вод на территории СФО нефтепродуктами// Разведка и охрана недр. - 2007. –с. 45-48.
62. Московченко Д.В. Нефтегазодобыча и окружающая среда// Эколого-геохимический анализ Тюменской области. Новосибирск, Наука, 1998, 112 с.
63. Мироненко В.А., Румынин В.Г.. Проблемы гидрогеоэкологии. В 3 т / М: Изд. МГУ, 2002.-732 с.
64. Мироненко В.А., Петров Н.С. Загрязнение подземных вод углеводородами. //Геоэкология. - 1995. –N1 -с.3-28.
65. Нефтепродукты. Свойства, качество, применение : справочник / Под ред. Б. В. Лосикова. — М.: Химия, 1966. — 776 с.
66. Нефтепродукты: методы анализа: в 3 ч.: Межгосударственный стандарт /Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации. — Официальное изд. — Минск : Стандартинформ, 2006.
67. Оборин А.А, Калачникова И.Г., Масливец Т.А.. Нефтяная промышленность и охрана окружающей среды. – М.: Пермь, ППУ, 1984. – 345 с.
68. Осипов В.И. Урбанизация и природные опасности. Задачи, которые необходимо решать// Геоэкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология. - 2007. –N1 –с. 3–9.
69. Парначёв В.П., Парначёв С.В. Геология и полезные ископаемые окрестностей города Томска. Материалы к полевой геологической экскурсии. Справочное пособие. – Томск: Томский государственный университет, 2010. –192 с.
70. Пашковский И.С. и др. Применение математического моделирования при ликвидации загрязнения почвы и подземных вод нефтепродуктами// Геоэкология.– 2002. – N5. – с.436 – 441.
71. Пашковский И.С., Коннов Д.В., Клейн И.С., Кржиж Л., Мотейл П. Применение математического моделирования при ликвидации загрязнения почвы и подземных вод нефтепродуктами // Геоэкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология. - 2002. –N5 –с. 436-441.

72. Пиковский ЮМ. Природные и техногенные потоки углеводородов в окружающей среде. М.: Изд-во МГУ, 1993. 207 с.
73. Плевако Г.Л., Егоров Б.А., Жульмина Г.А., Варюгина А.Г., Савичева О.Г., Пешехонова М.В. – Информационный бюллетень о состоянии недр Сибирского федерального округа за 2008 год, Выпуск 5, стр. 237, рис. 95, табл. 36. ОАО «Томскгеомониторинг»
74. Почвенно-экологический мониторинг и охрана почв /Под ред. Д.С. Орлова, В.Д. Васильевой. – М.: МГУ, 1994. – 272 с.
75. Рященко Т.Г. Региональное грунтоведение (Восточная Сибирь). – Иркутск: ИЗК СО РАН, 2010. –287с.
76. Рященко Т.Г., Ухова Н.Н. Химический состав дисперсных грунтов: возможности и прогнозы (юг Восточной Сибири). – Иркутск: ИЗК СО РАН, 2008. –131 с.
77. Середин В.В. Санация территорий, загрязненных нефтью и нефтепродуктами //Геозкология.- 2000. - №6. - с.525-540.
78. Солнцева Н.П., Садов А.П.. Закономерности миграции нефти и нефтепродуктов в почвах лесотундровых ландшафтов Западной Сибири//Почвоведение.- 1998. – №8. -с.996 – 1008.
79. Солонин Б.Н. Краткий справочник по проектированию и бурению скважин на воду. – 2-е изд., перераб. И доп, М.: Недра, 1983, 107 с.
80. Соромотин, А. В. Нефтянное загрязнение земель в зоне средней тайги Западной Сибири / А. В. Соромотин // Экология и промышленность России: Ежемесячный общественный научно-технический журнал. — М. — 2004. — № 8. — С. 8-11.
81. Состояние недр территории Томской области. Информационный бюллетень за 2008 год. Вып.14 – Томск: Территориальный центр «Томскгеомониторинг», 2009.
82. Состояние недр территории Томской области. Информационный бюллетень за 2009 год. Вып.15 – Томск: Территориальный центр «Томскгеомониторинг», 2010.
83. Слинко О.В. Оценки опасности и риска загрязнения геологической среды на промплощадках нефтегазового комплекса //Геозкология. 1999. № 1–2. с.32–38.
84. Справочник по инженерной геологии. М.: Изд-во МГУ, 1939. 340 с.
85. Строкова Л.А., Емельянова Т.Я. Инженерно-геологические критерии региональной оценки устойчивости геологической среды к техногенным воздействиям (на примере Томского Приобья) //Обской Вестник, 2006. № 4. с.349–359.
86. Сыроватко Ю.С. Гидрогеозкология четвертичных отложений республики Хакасия: Автореферат дис. ... канд. геол.-мин. наук. – Томск, 2008. – 24 с.
87. Трофимов В.Т., Красилова Н.С. Инженерно-геологические карты. М.: Изд-во КДУ, 2007. – 384 с

88. Трофимов В.Т., Герасимова А.С., Красилова Н.С., Комиссарова Н.Н., Минервин А.В. Содержание и методика составления карт устойчивости массивов дисперсных грунтов к техногенным воздействиям// Геоэкология. - 1994. - 6. - С.91 - 107.
89. Тескер И.М., В.В. Аникеев. Математическая модель распространения нефтяного пятна при разливах нефти и нефтепродуктов на поверхности водных объектов./ Известия высших учебных заведений. Геология и разведка - 2005. –N2 –с. 64–68.
90. Техногенное загрязнение природных вод углеводородами и его экологические последствия / В. М. Гольдберг, В. П. Зверев, А. И. Арбузов, С. М. Казеннов. — М.: Наука, 2001.
91. Товарные нефтепродукты, свойства и применение: справочник /Под ред. В. М. Школьников. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Химия, 1978. — 470 с. — Предметный указатель: с. 450-463. — Указатель марок: с. 464-470.
92. Чаповский Е.Г. Лабораторные работы по грунтоведению и механике грунтов. М:Изд. «Недра», 1983.–392 с.
93. Чепрасова А.С. Гидрогеологические условия формирования нефтяного загрязнения в приустьевой части долины реки Туапсе (Северный Кавказ) и пути улучшения экологического состояния геологической среды: Автореферат дис. ... канд. геол.-мин. наук. – Томск, 2012. – 21 с.
94. Чернышев В.В. Опыт использования шагающей машины для ликвидации аварийного разлива нефти//Безопасность жизнедеятельности.- 2003. – N5. – с.28-30.
95. Шварцев С.Л. Общая гидрогеология: учебник для вузов /С. Л. Шварцев. — М.: Недра, 1996. — 423 с.
96. Шевченко Л.В., Ширшова И.В.. Прочностные свойства мерзлых глинистых грунтов, загрязненных нефтью //Геоэкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология. - 2008. –N1 –с. 78–84.
97. Экогеохимия Западной Сибири. Тяжелые металлы и радионуклиды /РАН, Сиб.отд-ие, Объед. Ин-т геологии, геофизики и минералогии; Науч. Ред. Чл.-кор. РАН Г.В.Поляков. Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1996. 248с.
98. Экологическое нормирование: методы расчета допустимых сбросов загрязняющих веществ в поверхностные водные объекты суши: учебное пособие. Часть 1 /О.Г. Савичев, К.И. Кузеванов, А.А. Хващевская, В.В. Янковский; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – 3-е изд. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 108 с.
99. Studies on the Effects of Certain Soil Properties on the Biodegradation of Oils Determined by the Manometric Respirometric Method //Juhani Kaakinen, Pekka Vähöja, Toivo Kuokkanen, Katri Roppola – <http://www.sciencedirect.com>
100. Effects of crude oil contamination on geotechnical properties of clayey and sandy soils// Mashalah Khomehchiyan' Amir Hossein Charkhabi' and Majid Tajik – <http://www.sciencedirect.com>

101. Effect of hydrocarbon pollution on the microbial properties of a sandy and a clay soil // Valeria Labud, Carlos Garcia and Teresa Hernandez – <http://www.sciencedirect.com>

#### Нормативная литература

102. ГОСТ 12248-2010 Грунты. Методы лабораторного определения характеристик прочности и деформируемости.
103. ГОСТ 5180-84 Грунты. Определение физических характеристик.
104. ГОСТ 12536-79 Грунты. Определение гранулометрического состава.
105. ГОСТ 12071-2001 Грунты. Отбор, упаковка, транспортировка и хранение образцов.
106. ГОСТ 17.4.3.06-86 Охрана природы. Почвы. Общие требования к классификации почв по влиянию на них химических загрязнений
107. ГОСТ 25100-2011 Грунты. Классификация.
108. ГОСТ 17.1.3.05-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами.
109. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения.
110. ГОСТ 9.015-74. Единая система защиты от коррозии и старения. Подземные сооружения. Общие требования.
111. Методические рекомендации по выявлению, обследованию и паспортизации и оценке экологической опасности очагов загрязнения геологической среды нефтепродуктами. – Москва – 2002г.
112. Методические рекомендации по выявлению деградированных и загрязненных земель. (утв. Роскомземом 28.12.1994, Минсельхозпродом РФ 26.01.1995, Минприроды РФ 15.01.1995г.)
113. МУ 2.1.7.730-99. Почва, очистка населенных мест, бытовые и промышленные отходы, санитарная охрана почвы.
114. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах (утв. Минтопэнерго РФ 1 ноября 1995 г.)
115. НПБ 111-98. Автозаправочные станции. Требования пожарной безопасности.
116. СанПиН 2.1.4.1074-01 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества».
117. РД 153-39.4-033-98 Нормы естественной убыли нефтепродуктов при приеме, транспортировании, хранении и отпуске на объектах магистральных нефтепродуктопроводах.

118. СНиП 2.11.03-93. Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы.

119. ПНД Ф 16.1:2.2.22-98 Методика выполнения измерений массовой доли нефтепродуктов в минеральных, органогенных, органо-минеральных почвах и донных отложениях методом ИК-спектроскопии

120. ПНД Ф 14.1:2.116-97 Количественный химический анализ вод. Методика выполнения измерений массовой концентрации нефтепродуктов в пробах природных и очищенных сточных вод методом колоночной хроматографии с гравиметрическим окончанием.