

Министерство образования Российской Федерации
Пермский государственный технический университет

**В.В. Середин, А.Г. Чернов, В.И. Галкин, В.Ю. Петров,
В.П. Сухарев, В.М. Шуверов, Н.А. Щеколдин, М.Э. Мерсон**

**НАУЧНОЕ ОБОСНОВАНИЕ И ПРАКТИЧЕСКАЯ
РЕАЛИЗАЦИЯ СПОСОБОВ ОЧИСТКИ
НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ ТЕРРИТОРИЙ**

Пермь 2000

УДК 504.06
C32

Рецензенты:

Кафедра охраны окружающей среды
Пермского государственного технического университета;
Засл. эколог РФ, д-р. геол.-мин. наук, проф. *В.Н. Быков*

В.В. Середин и др.

C32 Научное обоснование и практическая реализация способов очистки нефтезагрязненных территорий /В.В. Середин, А.Г. Чернов, В.И. Галкин, В.Ю. Петров, В.П. Сухарев, В.М. Шуверов, Н.А. Щеколдин, М.Э. Мерсон; Перм. гос. техн. ун-т. Пермь, 2000. 91 с.

ISBN 5-88151-262-6

Рассмотрены способы санации грунтовых массивов и подземных вод, загрязненных нефтью и нефтепродуктами. Проведен анализ распределения нефтепродуктов в почвогрунтах и в зоне водоносного горизонта, даны методики выбора возможных и эффективных способов санации, а также управления процессом санации. Приведены и проанализированы результаты практических работ по очистке нефтезагрязненных территорий.

УДК 504.06

ISBN 5-88151-262-6

©В.В. Середин, А.Г. Чернов,
В.И. Галкин, В.Ю. Петров,
В.П. Сухарев, В.М. Шуверов,
Н.А.Щеколдин, М.Э. Мерсон, 2000

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1. ВОЗДЕЙСТВИЕ КОМПОНЕНТОВ НЕФТИ НА БИОТУ	4
2. САНАЦИЯ ПОЧВОГРУНТОВ, ЗАГРЯЗНЕННЫХ НЕФТЬЮ И НЕФТЕПРОДУКТАМИ	5
2.1. Распределение углеводородов в почвогрунтах	5
2.2. Выбор возможных способов санации.....	9
2.3. Выбор эффективных способов санации	17
2.4. Оценка геэкологических признаков для управления процессом санации.....	20
2.5. Промышленное применение технологий санации почвогрунтов.....	31
2.5.1. Методика принятия управленческих решений по санации нефтезагрязненных территорий.....	31
2.5.2. Санация почвогрунтов путем сбора жидкой фазы углеводородов с поверхности местности на примере мазутного хозяйства г. Тейково Ивановской области	33
2.5.3. Санация почвогрунтов путем отделения нефти от их минеральной части на примере мазутного хозяйства пос. Звездный (г. Улан-Удэ).....	36
2.5.4. Санация почвогрунтов агробиологическими способами на примере АО «Нефтехимик» Пермской области.....	44
3. САНАЦИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД, ЗАГРЯЗНЕННЫХ НЕФТЬЮ И НЕФТЕПРОДУКТАМИ	58
3.1. Распределение углеводородов в зоне водоносного горизонта.....	58
3.2. Результаты санации подземных вод.....	61
3.2.1. Санация подземных вод посредством дренажной системы на примере реки Пыж (Пермская область).....	61
3.2.2. Санация подземных вод на примере нефтебазы «Юбилейная»	77
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	89
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	90

ВВЕДЕНИЕ

Мировой опыт показывает, что при добыче, транспортировке и хранении нефти и нефтепродуктов проливы их на почвы и водные поверхности случаются достаточно часто. Так, при транспортировке нефти по внутрипромысловым и магистральным продуктопроводам на территории России ежегодно отмечается около 40 тыс. аварий, из которых до 40 аварий – крупные.

Исследования, проведенные И. Мазуром, показывают, что потери нефти в результате аварийных проливов составляют около 3% от годовой добычи нефти, или около 9 млн. т. В. Аренс оценивает потери нефти в размере 25 млн. т/год. С. Островский, ссылаясь на данные Международного социально-экологического союза, считает, что потери нефти составляют около 4,5 млн. т/год. В результате проливов нефти загрязняются воздушная среда, почвогрунты, подземные и поверхностные воды, т.е. среда обитания биоты, в том числе и человека.

Проблема защиты природной среды в целом, и в частности очистки грунтов и подземных вод от загрязнения нефтью и продуктами ее переработки, стоит достаточно остро. Санация объектов природной среды представляет собой важную народно-хозяйственную задачу.

Как показывает опыт, для решения проблемы санации необходимы комплексные исследования. По мнению авторов работы, только комплексный научно-производственный подход дает возможность эффективного выполнения работ по очистке нефтезагрязненных территорий.

Для этого необходимо изучить наиболее существенные компоненты природно-техногенной среды, участвующие в процессах санации и определяющие возможность использования существующих технологий санации и их эффективность. Отсутствие теоретического обоснования выбора оптимальных способов санации нефтезагрязненных территорий приводит к тому, что при санации не изучаются и, следовательно, не учитываются геоэкологические условия очистки нефтезагрязненных территорий.

Цель исследований – разработка научных принципов оценки геоэкологических условий территорий, загрязненных нефтью и нефтепродуктами, и разработка методических основ санации этих территорий.

Основные задачи исследований заключались в анализе методов санации и их классификации; выявлении закономерностей пространственно-го распределения углеводородов (УВ) в почвогрунтах и водах на площадях, загрязненных нефтью и нефтепродуктами; проведении экспериментов в лабораторных и полевых условиях для обоснования геоэкологических критериев, определении их граничных значений в целях разработки методики выбора возможных способов санации и обоснования энергетического критерия для разработки методики выбора эффективных способов санации; выявлении закономерностей изменения геоэкологических критериев в процессе санации и разработке на их основе математических моделей.

1. ВОЗДЕЙСТВИЕ КОМПОНЕНТОВ НЕФТИ НА БИОТУ

Установлено, что население в районах развитой нефтехимической промышленности чаще страдает от раковых, респираторных, кожных и других опасных заболеваний, чем в других регионах. Частота заболеваний пропорциональна числу источников и интенсивности загрязнения почвогрунтов, вод, воздуха.

Анализ материалов по исследованию влияния нефтезагрязненных почвогрунтов на всхожесть и произрастание растений показал, что при сильном нефтезагрязнении резко снижается всхожесть семян и густота травостоя. При слабом загрязнении нефть оказывает стимулирующее действие на рост оставшихся (выживших) растений – усиливается сгущение и увеличивается мощность растения (вес одного растения). Степень воздействия нефти и нефтепродуктов зависит от степени загрязнения, агротехнического фона и срока посева. Влияние нефти в большей степени сказывается на росте, чем на развитии растений.

Особенно сильное негативное влияние на животный и растительный мир оказывает легкая фракция нефти. Влияние нефтяных загрязнений на жизнь и здоровье человека многопланово: через воздух, содержащий испарения нефти и нефтепродуктов, через воду, также содержащую растворенные в ней вредные вещества, через животный и растительный мир. Поэтому очистка территорий от нефти и нефтепродуктов, то есть их санация, жизненно необходима для восстановления окружающей среды и представляет собой важную народно-хозяйственную задачу.

2. САНАЦИЯ ПОЧВОГРУНТОВ, ЗАГРЯЗНЕННЫХ НЕФТЬЮ И НЕФТЕПРОДУКТАМИ

2.1. Распределение углеводородов в почвогрунтах

Исследования пространственного распределения углеводородов в почвогрунтах в условиях наземных ландшафтов разных природных зон отражены в ряде работ 80–90-х гг. настоящего столетия (М.А. Глазовская, Ю.И. Пиковский, Н.П. Солнцева, Е.М. Никифорова, А.А. Оборин и др.). Анализ этих результатов показал, что исследование процессов миграции нефти в почвогрунтах в настоящее время находится пока на стадии накопления фактического материала.

Познание процессов перераспределения техногенных потоков нефти и количественный анализ этих процессов являются важной задачей, решение которой позволяет обоснованно оценить степень загрязнения почвогрунтов углеводородами и дать прогноз степени загрязнения почвогрунтов на других участках. Полученная информация позволяет выбрать оптимальные технологии санации почвогрунтов.

Под *санацией (очисткой)* почвогрунтов от нефти и продуктов ее переработки понимается снижение концентраций углеводородов в них.

Изучение распределения углеводородов по разрезу грунтового массива и его площади производилось по экспериментальным данным, полученным на территории АО «Нефтехимик» (Пермская область), а распределения их над водоносным горизонтом – на территории АО «Пермнефтеоргсинтез».

Анализ фактического материала о распределении углеводородов *по разрезу* исследуемой толщи показал, что традиционные геологические методы не позволяют достаточно надежно выявить закономерности такого распределения, что обусловлено различным характером распределения УВ (рис. 1).

Однако в целом можно выделить следующие типы распределения углеводородов по глубине: а) с увеличением глубины содержание УВ уменьшается; б) с увеличением глубины содержание УВ увеличивается; в) распределение по разрезу характеризуется нестационарным режимом изменчивости (рис. 2).

Анализ геэкологических условий показал, что эти типы распределения углеводородов в массиве грунтов определяются литологическим составом пород, их пористостью, содержанием в грунтах воды, составом и объемом углеводородов, пролитых на поверхность земли.

Для первого типа распределения (с увеличением глубины содержание углеводородов уменьшается) характерны следующие геэкологические условия: породы, слагающие грунтовый массив, представлены суглинками, глинами, супесями, то есть породами, в которых имеются мелкие поры (углеводороды находятся в дисперсном состоянии). Данный тип распределения обусловлен капиллярным поднятием углеводородов к земной поверхности.

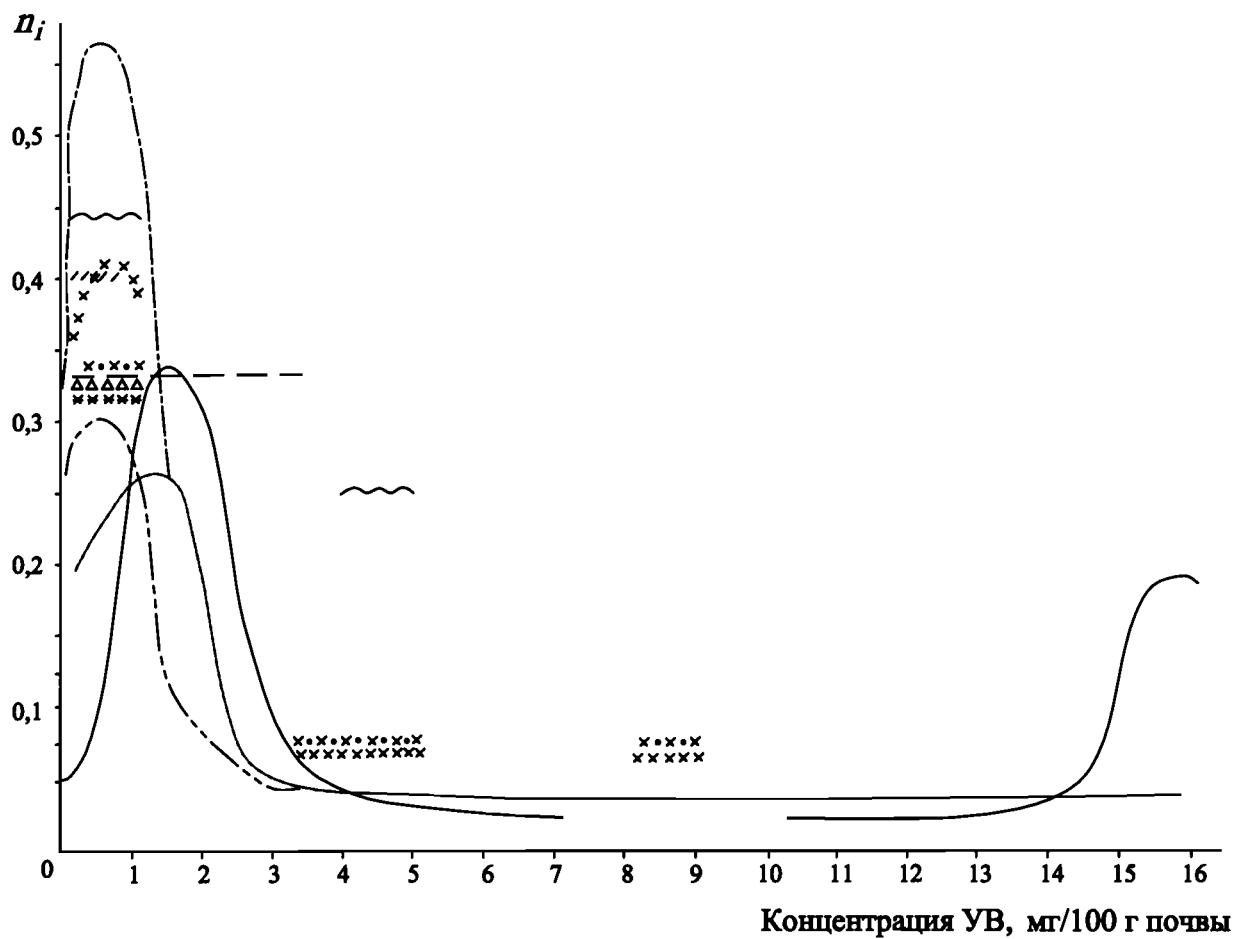


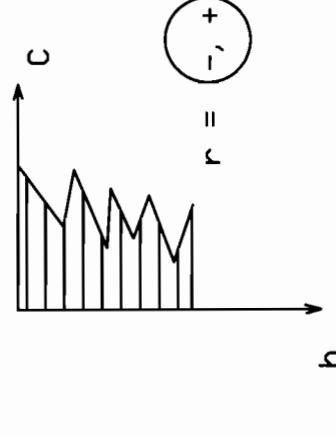
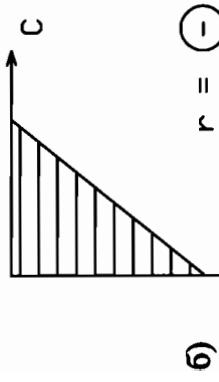
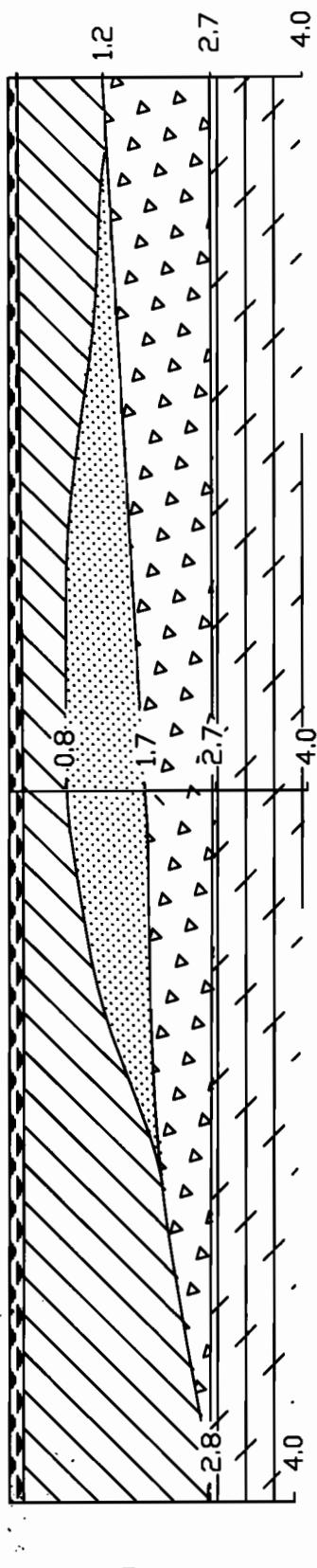
Рис. 1. Распределение концентрации УВ по срезам на глубинах:

—	- 0,25 м	-----	- 0,75 м	— · —	- 1,25 м	—	- 1,75 м
xxxxxx	- 2,25 м	-----	- 3,25 м	xxx	- 4,25 м	///	- 5,25 м
~~~	- 5,75 м	△△△△	- 6,25 м	*****	- 6,75 м		

СКВ. 3

СКВ. 15

СКВ. 14



7

Рис. 2. Модели распределения углеводородов по геологическому разрезу:

а – геологический разрез; б – графики распределения углеводородов

Условные обозначения:

- почвенно-растительный слой;
- суглинок;
- песок;
- щебенистый грунт;
- аргиллит;

$C$  – концентрация углеводородов в почвогрунтах, мг/100г почвы;  $h$  – глубина, м;  $r$  – коэффициент корреляции

Для второго типа распределения (с увеличением глубины содержание углеводородов увеличивается) характерны следующие геоэкологические условия: породы, слагающие грунтовый массив, представлены плотными трещиноватыми отложениями (песчаники, алевролиты). Иначе говоря, пустотность в них обусловлена высокой пористостью и трещиноватостью, и углеводороды находятся в этих породах в свободном (жидкокапельном) состоянии. Данный тип распределения обусловлен гравитационными силами, под воздействием которых углеводороды скапливаются в зоне первого водоносного горизонта.

Для описания вышеназванных распределений использованы вероятностно-статистические методы и, в частности, регрессионный анализ, который проводился по трем выборкам. В первую вошли скважины, где наблюдается тенденция уменьшения содержания углеводородов ( $C$ ) с глубиной ( $h$ ). Во вторую – где содержание УВ с глубиной увеличивается. Для третьей выборки отмечается хаотичное изменение содержаний УВ с глубиной отбора проб. Изучение взаимосвязей производилось с помощью линейной и нелинейной регрессий по девяти наиболее часто используемым в практике уравнениям.

Для первого типа распределения уравнение регрессии имеет следующий вид:

$$C = 0,045 - 0,650h \text{ при } r = -0,90, t_p > t_t.$$

Расчетное уравнение регрессии для второго типа распределения следующее:

$$C = -1,454 + 1,126h \text{ при } r = 0,79, t_p > t_t.$$

Для третьей выборки описать распределение с помощью регрессионной модели не представляется возможным.

Распределение углеводородов *по площади* также во многом определяется геоэкологическими условиями исследуемой территории. Для разделения на аномальные и фоновые концентрации углеводородов в грунтах был применен линейный дискриминантный анализ (ЛДА). Рассчитана линейная дискриминантная функция, которая имеет следующий вид:

$$R = 2,26m_2 + 4,44m_3 + 0,52h_6 - 4,83,$$

где  $m_2$  – мощность суглинка, м;  $m_3$  – мощность аргиллита, м;  $h_6$  – средняя глубина залегания песчаника, м.

По данным показателям процент верных реализаций составил 94,7%. Количественных связей между содержанием концентраций и другими факторами для остальной территории выявить не удалось.

Используя полученную математическую модель, можно по мощностям суглинка и аргиллита, а также глубине залегания песчаников опреде-

лить потенциально возможные участки, где могут сформироваться без значительного разрушения во времени аномальные концентрации УВ.

Согласно СП 11-102-97, загрязнение почвогрунтов оценивается по суммарному показателю химического загрязнения, являющемуся индикатором неблагоприятного воздействия на здоровье населения. При степени загрязнения почвогрунтов больше 5 ПДК территория загрязнения относится к сильноопасным для здоровья человека; от 2 до 5 ПДК – к среднеопасным; от 1 до 2 ПДК – к слабоопасным.

По результатам выполненных работ на одной из территорий исследований была построена схема загрязнения территории нефтепродуктами (рис. 3), из которой видно, что выделяются сильноопасные (на востоке, западе и юго-западе), опасные (в основном, на западе) и слабоопасные участки. Необходимо отметить, что на юго-западе наблюдается наиболее дифференцированная картина по степени загрязнения территории УВ, где имеются все виды участков по степени опасности. Поэтому этот участок был выбран в качестве эталонного для проведения очистных работ.

## **2.2. Выбор возможных способов санации**

На основании результатов анализа существующих технологий санации составлена *схема* их группировки (табл. 1).

По механизмам санации все существующие технологии можно разделить на две основные группы: отделение углеводородов от минеральной части почвогрунтов с их последующим сбором; разложение, или деструкция углеводородов в почвогрунтах.

В первую группу входят технологии, направленные на сбор нефти и нефтепродуктов с поверхности рельефа местности, а также на отделение УВ от почвогрунтов. При этом углеводороды либо перекачиваются посредством насосов или собираются скиммерами в резервуары, либо отделяются от минеральной части путем отмычки их паром, растворителями и т.д. и собираются в резервуары. В табл. 1 этой группе соответствуют классы А и Б.

Во вторую группу входят технологии, направленные на разрушение УВ за счет физико-химических и биологических процессов. Все они сводятся к окислению УВ и их дальнейшему разложению вплоть до  $H_2O$  и  $CO_2$ . Этой группе соответствуют классы В и Г.

Вторым аспектом классификации являются типы технологических процессов и связанные с ними способы воздействия на загрязненные почвогрунты (способы санации). Если в первой группе доминируют механические способы санации, то для второй группы характерно значительное разнообразие этих способов. Для физико-химических процессов (класс В) это термические, электромагнитные и химические способы. Агробиологические процессы (класс Г) характеризуются агротехническими, биологическими и фитологическими способами.

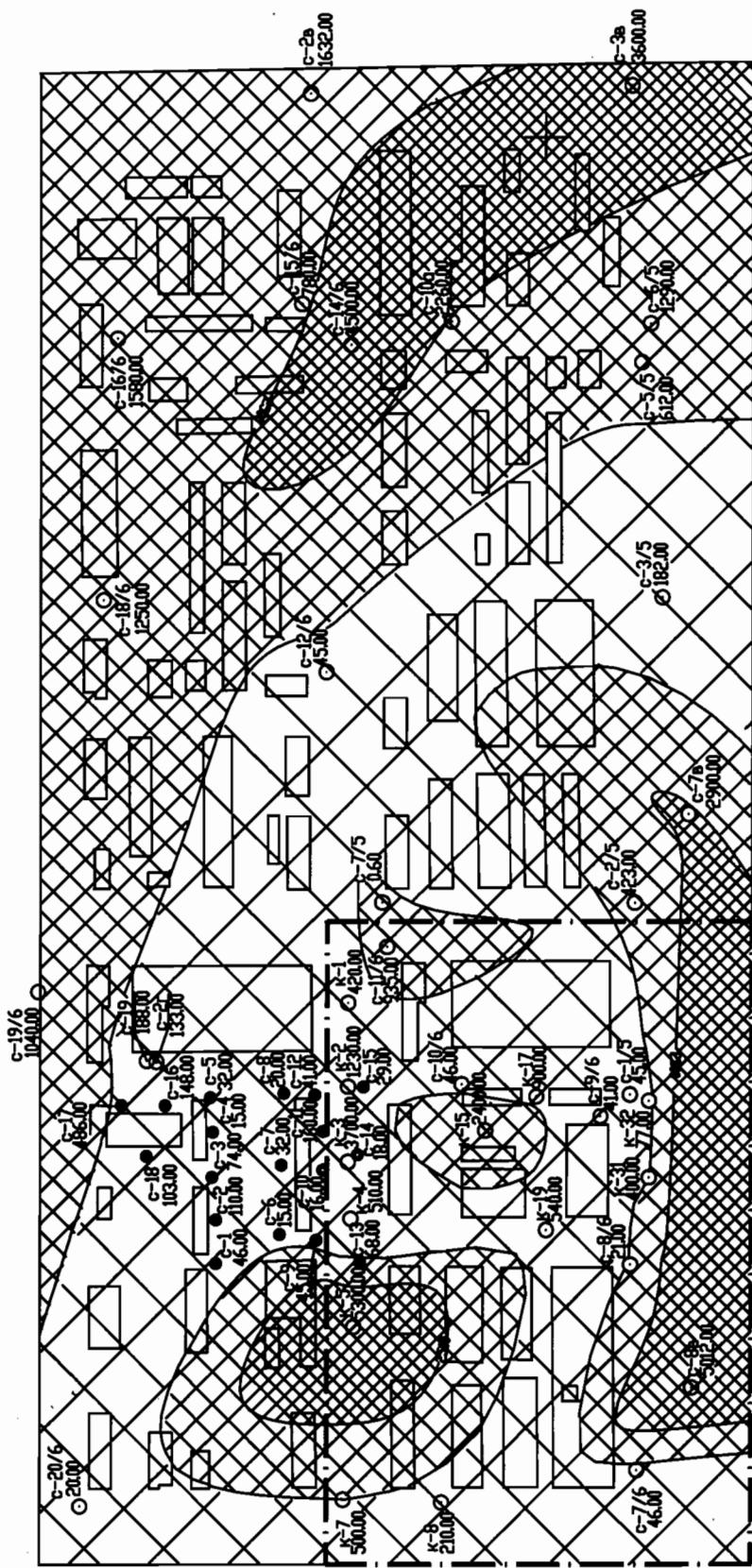


Рис. 3. Районирование по экологической опасности нефтезагрязненной территории АО "Нефтехимик"

**Условные обозначения:**

- сильная опасность по неблагоприятному воздействию на человека;
- средняя опасность;
- слабая опасность;
- территория санации

Таблица 1

**Классификация технологий санации почвогрунтов, загрязненных нефтью и нефтепродуктами**

				Пороговые значения критерии, определяющих возможность применения технологий санации		Значения энергий, выделяемых способами санации, $H_t$	
Класс	Способы санации	Технический вид воздействия на грунты	Оборудование и материалы, используемые при санации	Сорбционная способность почвогрунтов по УВ $v$ , сСт	Температура воздуха $t$ , °C	Степень загрязнения почвогрунтов (мощность слоя УВ)	
<b>A</b>		1	2	3	4	5	6
		1. Сбор нефти и нефтепродуктов с рельефа местности (жидкая фаза)	Насосы ТКА-63/20 Насосы ТКА-65/125	≤ 100 —	7 Не облад.	8 -50 ÷ +100 +100	9 ≥ 10 см ≥ 10 см
<b>Б</b>	Механический	2. Сбор загрязненного грунта (твердая фаза) с последующей утилизацией путем отмычки загрязненного грунта:	- «Эластэк 1300 Мини-Вак» – установка для отмычки вакуумной зачистки грунта. - «Эластэк 1300 Порта-Вак» – установка для сбора остаточной нефтяной жидкости и зачистки грунта. - ПУ – паровая установка	200 - 13000 — —	200 - 13000 — —	8 -40 +80 -35 ÷ +60 — —	10 ≥ 8 см ≥ 8 см — —
						Не ограничена — —	Менее 8 см — —

(ниже пороговых значений нефти)  
I pymina

Борьба

Очищение УВ от минеральных асфальтов

Продолжение табл. 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Термич- еский	Сжигание загрязнен- ного грунта	Печи и другие устройства	Не огра- ничена	> 400	Не огра- ничена	" —	" —	" —
			γ-излучение (источник площадью 1 см ² )	" —	" —	> 5	" —	" —	$46 \times 10^5$ кДж/с
			УФ-излучение (источник площадью 1 м ² )	" —	" —			≤ 2 %	0,27 кДж/с
			Свет (источник площадью 1 см ² )	" —	" —	> 5		≤ 0,5 %	0,00125 кДж/с
			ИК-излучение (источник площадью 1 см ² )	" —	" —			≤ 0,5 %	0,00002 кДж/с
			Озонирование	" —	" —			1 кг озона выделяет	
						≥ 5		12815 кДж	
			Серные кислоты	" —	" —			1 кг H ₂ SO ₄ выделяет	
								2000 кДж	
			Обработка грунтов химическими веще- ствами, окисление до H ₂ O и CO ₂	" —	" —	> 5		1 кг H ₂ O выделя- ет 3088 кДж	
	Химиче- ский	Перекись водорода							
			Избыточная подача воз- духа	" —	" —	≥ 5		22,1 кг воздуха окисля- ет 1 кг бензина	

B (finnico-ximnikekne)

Pazjokhene (recycling) VB

Окончание табл. 1

1	2	4	5	6	7	8	9	10	11
Агротехнический*	Агротехническая обработка грунтов (вспашка, дискование, боронование и т.д.) для ускорения окислительных процессов воздухом, природными штаммами		Дополнительная подача воздуха, активизация природных штаммов	Не ограничена	>5	$\leq 0,1 \%$			
Биологический*	Обработка грунтов штаммами		Путиодойл, диворойл, природные штаммы	— " —	— " —	$\leq 1,0 \%$			
Фитологический*	Посев растений		Соево-бобовые, клевер и другие травы	— " —	— " —	$\leq 0,5 \%$			

Параметры (метрики) YB

* Степень загрязнения (порог токсичности) определена экспериментально.

*Обоснование геоэкологических факторов, определяющими возможность санации.* Одним из аспектов вышеприведенной классификации являются природно-техногенные (геоэкологические) условия, которые определяют возможность практического применения тех или иных способов очистки.

Для класса А факторами, определяющими возможность использования перекачивающего оборудования, являются физико-механические свойства нефтепродуктов и, в том числе, вязкость углеводородов. Вязкость УВ – главный фактор, определяющий работу технологического оборудования и, следовательно, определяющий выбор перекачивающего оборудования. Он зависит от состава УВ, природно-климатических условий и, прежде всего, от температуры УВ.

Остальные факторы имеют подчиненное значение, в том числе и степень загрязнения почвогрунтов углеводородами (мощность слоя УВ).

Технологические процессы класса Б – это процессы отделения УВ от почвогрунтов с последующим их (УВ) сбором. При этом нефть и нефтепродукты находятся в грунтах либо в связанном (сорбированном) состоянии, либо в свободном (гравитационном). Наибольшая энергия тратится на преодоление (разрушение) сорбционных связей при отделении УВ от минеральной части почвогрунтов. Затраты энергии на извлечение УВ, находящихся в порах грунта в гравитационном состоянии, на несколько порядков меньше. Поэтому в качестве ведущего геоэкологического признака, определяющего возможность отделения УВ от почвогрунтов, принимается показатель, характеризующий сорбционную емкость почвогрунтов.

Для технологий класса В физическая суть составляющих их процессов (термических, электромагнитных и химических) заключается в том, что под воздействием кислорода или другого окислителя происходит разложение углеводородов. При отрицательных температурах физико-химические процессы окисления углеводородов замедляются. Чем выше температура, тем интенсивнее происходит окисление УВ и, тем самым, повышаются возможности санации. Следовательно, ведущим фактором для данного класса технологий является температура почвогрунтов. Другие факторы: тип почвогрунтов, их водонасыщенность, тип и количество находящихся в них УВ – также важные признаки, но с точки зрения возможности применения конкретного способа санации носят вспомогательный характер.

Наконец, факторами, определяющими возможность применения технологий санации класса Г, являются те, которые отражают степень загрязнения почвогрунтов углеводородами и их температуру. При загрязнении выше определенных пороговых значений данные способы не применимы, так как количество кислорода, находящегося в почвогрунтах в естественном состоянии, недостаточно для полного химического окисления УВ либо для обеспечения жизнедеятельности микроорганизмов и растений. Повы-

шенное загрязнение токсически опасно для живых организмов. Оптимальная температура для жизнедеятельности микрофлоры 20-40°C.

Для определения порога токсичности (степени загрязнения) при применении указанных способов проведены лабораторные и полевые исследования.

В табл. 2 приведены результаты лабораторных исследований по установлению порога токсичности углеводородов в почвогрунтах при их санации агротехническим, микробиологическим и фитологическим способом.

Таблица 2

**Пороги токсичности нефтезагрязняющих веществ  
для произрастания растений**

Способ очистки (санации)	Опытный материал (мелиорант)	Порог токсичности
1.Агротехнический (рыхление, полив, внесение NPK)	Культурные растения: ячмень, овес, вика	Бутиловый спирт: 0,384% - для ячменя 0,266% - для овса 0,335% - для вики 2-этилгексанол: 0,027% - для овса Смесь: 0,046% - для овса
2.Микробиологический	Природные штаммы	0,8–3,0% - ароматические углеводороды 0,15-2,0% - органические углеводороды
3.Фитомелиоративный	Семена культурных трав	0,67% - бутиловый спирт 0,74% - толуол, бензол

Для практических целей значения порогов токсичности приняты следующие:

- для агротехнического способа 0,1%,
- для микробиологического способа 1,0%,
- для фитологического способа 0,5%.

Таким образом, с точки зрения возможности применения различных способов санации выделяются следующие геоэкологические признаки:

класс А – вязкость УВ;

класс Б – сорбционная способность почвогрунтов;

класс В – температура почвогрунтов;

класс Г – степень загрязнения и температура почвогрунтов.

Критические значения этих показателей приведены в табл.1.

В методическом плане выбор возможных способов санации осуществляется следующим образом: первоначально определяются численные

значения вышеприведенных геоэкологических признаков на территории санации ( $P_s$ ). Затем они сопоставляются с критическими значениями этих признаков ( $P_k$ ) (см. табл. 1). Если  $P_s < P_k$ , то санация возможна.

*Пример практического применения* описанной методики. В мае 1991 г. на территории АО «Нефтехимик» проведено рекогносцировочное обследование. Установлено, что на земной поверхности не наблюдается скоплений жидкой фазы нефтепродуктов. С учетом полученной информации были проведены работы по оценке ведущих геоэкологических признаков (степени загрязнения, температуры и сорбционной способности почвогрунтов), определяющих возможность применения различных способов санации.

При этом установлено, что грунты загрязнены бензолом, толуолом, этилбензолом, мета-, пара-, ортоксилолами, стиролом, изомасляным альдегидом, изобутиловым спиртом, бутиловым спиртом, 2-этилгексанолом и 2-этилгексаналем. Суммарное содержание углеводородов в пробах почвогрунтов изменяется от 0,046 до 476,71 мг/100 г почвы.

Анализ количественных значений степени загрязнения показал, что в данном случае применимы агротехнический, биологический и фитологический способы санации.

Для определения возможности применения технологии санации путем отделения углеводородов от минеральной части почвогрунтов, входящих в класс Б, проанализированы типы пород, являющихся средой загрязнителей-нефтепродуктов. Установлено, что зона наибольшего загрязнения (до 0,63 м) сложена в основном почвенно-растительным слоем мощностью до 0,3 м и суглинком темно-бурого цвета, полутвердой-твердой консистенции, подстилающим почвенно-растительный слой. Согласно классификации почвогрунтов по их сорбционной способности УВ представленные породы характеризуются средней степенью сорбции УВ почвогрунтами. В данном случае применять способы санации грунтов, входящих в класс Б, нецелесообразно.

Для определения возможности использования технологий санаций, входящих в класс В, следует знать температурный (тепловой) режим почвогрунтов. По данным кафедры почвоведения Пермской сельскохозяйственной академии, в июне-июле температура почв на глубине до 30 см составляет 18-20°C. Следовательно, эти способы могут быть использованы для санации. Определено, что территории АО «Нефтехимик» возможно санировать с помощью технологий, входящих в классы В и Г, а именно: термических, электромагнитных, химических, агротехнических, микробиологических и фитологических.

Таким образом, на основании анализа взаимосвязей между технологиями санации и геоэкологическими условиями нефтезагрязненных территорий установлены основные факторы, определяющие возможность применения этих технологий. Установлены критические значения для этих факто-

ров, что позволяет использовать методику выбора возможных технологий санации применительно к конкретным природным условиям.

### **2.3. Выбор эффективных способов санации**

Общая методология санации нефтезагрязненных территорий предполагает, что из всех возможных способов санации необходимо в дальнейшем выбрать наиболее эффективные. Этап оценки и выбора наиболее эффективных способов санации требует своих методологических подходов, которым посвящена данная глава работы.

*Обоснование методики оценки эффективности способов санации.* При санации каждая технология обладает определенным энергетическим потенциалом, расходуемым на разрушение УВ. Поэтому в качестве обобщенного критерия, определяющего выбор эффективных способов санации, может быть использован энергетический показатель.

Этот показатель имеет интегральный характер и состоит из двух величин: количества энергии, выделяемой при санации ( $H_t$ ), и количества внутренней энергии углеводородов, находящихся в естественных природных условиях ( $H_0$ ). При условии

$$H_t > H_0$$

оцениваемый способ санации будет работать. Определив количественные значения энергии, необходимой для санации нефтезагрязненной территории, можно произвести оценку ее стоимости и необходимых временных затрат.

*Оценка энергии, необходимой для разрушения углеводородов загрязненных территорий.* Для оценки показателя  $H_0$  необходимо определить геоэкологические факторы, влияющие на величину этого показателя. Энергетическая емкость углеводородов соответствует количеству энергии (тепла), необходимого для разрушения УВ до воды и углекислого газа.

Наиболее существенными факторами, определяющими теплоемкость загрязненных УВ грунтов, являются: 1) тип и количество углеводородов в почвогрунтах; 2) тип почвогрунтов и их влажность. Другие факторы (пористость и т.п.) имеют подчиненное значение, так как определяются типом грунтов.

Энергия, необходимая для очистки нефтезагрязненных почвогрунтов,  $H_0$  рассчитывается по формуле

$$H_0 = H_{УВ} m_1 + H_{гр} m_2 + H_{воды} m_3,$$

где  $H_{УВ}$  – суммарная энергия разрушения 1 кг углеводородов по выделенным классам, кДж;  $m_1$  - количество (масса) углеводородов, загрязняющих грунт, кг;  $H_{гр}$  - энергия, необходимая на нагрев 1 кг грунта, кДж;  $m_2$  - ко-

личество (масса) грунта, кг;  $H_{\text{воды}}$  – энергия, необходимая на нагрев и испарение 1 кг воды, кДж;  $m_3$  - количество (масса) воды в грунтах, кг.

*Расчет энергии, необходимой для разрушения углеводородов,  $H_{\text{УВ}}$  ведется по формуле*

$$H_{\text{УВ}} = \Delta H_1 + \Delta H_2 + \Delta H_3.$$

где  $\Delta H_1$  – энергия, необходимая на нагрев УВ до температуры кипения; кДж;  $\Delta H_2$  – энергия, необходимая на перевод УВ из жидкой фазы в газообразную, кДж;  $\Delta H_3$  – энергия на нагрев пара до его самовоспламенения, кДж.

Значения энергии разрушения 1 кг углеводородов ( $H_{\text{УВ}}$ , кДж) составили для бензина – 2086; мазута (масла) – 38539; сырой нефти – 17252.

*Расчет энергий, необходимых для нагрева грунтов и воды ( $H_{\text{гр}}$  и  $H_{\text{воды}}$ ), осуществлялся с учетом того, что грунт необходимо нагреть до определенной температуры, при которой происходит деструкция УВ.*

Расчет энергии на нагрев грунтов производился по формуле

$$H_{\text{гр}} = C m(t_2 - t_1),$$

где  $C$  – теплоемкость породы, кДж/(кг·К);  $t_2$  – температура нагрева, °С;  $t_1$  – исходная температура;  $m$  – масса грунта, кг.

При расчетах  $H_{\text{гр}}$  изменяются параметры  $C$ ,  $t_2$ ,  $t_1$ , а  $m$  является величиной постоянной.

Результаты расчетов энергии, необходимой на нагрев пород, приведены в табл. 3.

Таблица 3

Результаты расчетов энергии на нагрев пород  $H_{\text{гр}}$

Породы	Энергия на нагрев пород $H_{\text{гр}}$ , кДж/кг		
	Бензин	Дизтопливо	Нефть сырья
Песок	380	460	700
Глина	650	790	1200
Песчаник	470	560	860
Алевролит	420	510	770
Аргиллит	410	500	760
Доломит	520	630	960
Известняк	430	510	780
Мергель	780	950	1440
Мел	930	1120	1700
Торф	840	1020	1550

Расчет энергии на нагрев и испарение воды в грунтах  $H_{\text{воды}}$  производится в следующем порядке:

1) рассчитывается энергия, необходимая для нагрева воды до температуры кипения;

2) определяется энергия, необходимая на перевод воды из жидкости в пар;

3) рассчитывается энергия, необходимая на нагрев водяного пара.

По результатам расчетов видно, энергия  $H_{\text{воды}}$  зависит от типа УВ, загрязняющего почвогрунты, и составляет (кДж) для бензина – 4000; для керосина – 4600; для мазута – 5900; для сырой нефти – 5600.

Таким образом, разработана методика определения в цифровом виде энергетического показателя  $H_0$ , посредством которого оценивается энергия, необходимая для разрушения углеводородов в конкретных геоэкологических условиях.

**Расчет энергий, выделяемых при различных способах санации.** Результаты расчета показателей  $H_t$  приведены в табл. 1.

**Методики оценки эффективных технологий санации.** Оценка эффективных способов санации заключается в выполнении следующих процедур.

Первоначально определяются граничные условия санации, прежде всего: а) требуемая концентрация УВ в почвогрунтах; б) допустимое время очистки.

Далее оцениваются полные энергетические затраты на санацию, т.е. энергия, необходимая на разложение всех типов углеводородов в почвогрунтах по всей территории санации ( $H_0$ ). Затем по каждому из возможных способов санации определяется его энергетический потенциал ( $H_t$ ). Сопоставление этих показателей позволяет рассчитать энергию и время, необходимое для очистки. Если время санации слишком велико или в допустимое время не может быть достигнута требуемая концентрация углеводородов в почвогрунтах, выбранный способ санации не может оцениваться как эффективный и необходимо либо рассматривать другой способ, либо менять граничные условия.

Для способов санации, удовлетворяющих заданным условиям, определяются ресурсы, требуемые для очистки нефтезагрязненной территории, а также их стоимость. После дополнительных экономических расчетов определяется общая стоимость санации тем или иным способом.

На основе полученных временных, стоимостных и качественных (степень очистки) показателей можно установить наиболее эффективный способ санации.

**Пример использования методики выбора оптимальной технологии санации** (для АО «Нефтехимик»). Для выбора оптимальных способов санации произведен расчет энергий, необходимых для разрушения углеводородов, находящихся в конкретных условиях ( $H_0$ ), по методике, изложенной выше.

Расчет эффективности технологий санации производился для следующих условий: время санации – 3 года, степень очистки – до ПДК. Ус-

ловия территории санации:  $S = 100 \text{ м}^2$ ;  $h$  – глубина санируемого слоя, равная 0,6 м;  $V$  – объем санируемой массы,  $V = 60 \text{ м}^3$ .

При этих условиях  $H_0 = 1500 \text{ кДж/кг}$  почвогрунтов.

Результаты расчетов приведены в табл. 4, из которой видно, что использование агротехнического способа санации экономически наиболее эффективно. Следует отметить, что агротехнический способ санации также предпочтителен с точки зрения сохранности биоты в почвогрунтах и их дальнейшего использования.

Таблица 4

Сводная таблица стоимости санации 100 м²  
территории АО «Нефтехимик»

Способ санации	Объем санации, м ³	Продолжительность санации	Стоимость работ, руб.	Стоимость 1 м ³ санации, долл.
Термический	60	3 года	5720	11,87
Электромагнитный (УФ-облучение)	60	3 года	14494	30,20
Химический (озонирование)	60	1 год	23880	50,0
Агробиологический	60	3 года	290	~ 1,0

#### 2.4. Оценка геоэкологических признаков для управления процессом санации

Система «загрязненные нефтепродуктами почвогрунты – технологии санации» является многокомпонентной и все факторы, определяющие эффективность процесса санации, учесть достаточно сложно. Для управления (корректировки) процессом санации необходим аппарат, позволяющий оценивать и прогнозировать эффективность санации как до начала работ по очистке, так и в процессе этих работ.

Выполненный анализ показал, что из всех возможных способов санации для территории АО «Нефтехимик» наиболее эффективными являются агротехнический, микробиологический и фитологический. Процесс санации проводился в два этапа: первый этап – май–июль 1992 г.; второй – июль–сентябрь 1992 г., а по одной из скважин – еще и июль 1993 г.

Для контроля за динамикой загрязнения грунтов на каждом участке были установлены реперы, возле которых бурились опорные скважины. Скважины бурились в мае (до начала санации), в июле (в процессе санации) и в сентябре (в конце работ по санации). Из каждой скважины отбирались пробы грунта в интервалах 10–30 см по глубине. В пробах грунта хроматографическим анализом определялись состав и количество углеводородов, загрязняющих почвогрунты исследуемой территории.

Анализ полученных результатов показал, что на исследуемой территории с мая по сентябрь 1992 г. наблюдалось практически повсеместное снижение концентраций углеводородов, загрязняющих почвогрунты. Поэтому в качестве показателя, характеризующего эффективность процесса санации, использован критерий степени очистки почвогрунтов ( $CO$ ), под которым понимается отношение первоначальных концентраций углеводородов в почвогрунтах к концентрациям после очистки. При  $CO = 1$  санации нет, при  $CO > 1$  санация идет.

Выявлена закономерность, которая заключается в том, что величина первоначального загрязнения почвогрунтов углеводородами оказывает существенное влияние на эффективность процесса санации, а именно: с увеличением содержания углеводородов в почвогрунтах степень очистки ( $CO$ ) возрастает, и наоборот, при начальных концентрациях углеводородов менее 10-20 мг/100 г почвы очистка практически не происходит. Поэтому в качестве следующего показателя, характеризующего эффективность процесса санации, можно использовать первоначальную концентрацию углеводородов в почвогрунтах ( $C$ ).

Ранее было показано, что существует три вида распределения УВ: с увеличением глубины содержание УВ уменьшается, с увеличением глубины оно увеличивается и, наконец, с увеличением глубины оно изменяется хаотично. Для первого вида до санации установлены высокие отрицательные значения коэффициента корреляции. После проведения санации эти связи нарушаются, о чем свидетельствуют низкие значения коэффициентов корреляции. При этом коэффициенты корреляции могут иметь как положительные, так и отрицательные значения. Это обусловлено разрушением углеводородов. Таким образом, эффективность санации может контролироваться численными значениями коэффициентов корреляции ( $r'$ ).

Для первого типа распределения также установлена следующая закономерность. До начала санации глубина, на которой УВ имеют нулевые концентрации, максимальна, и после каждого этапа санации она уменьшается. Поэтому глубина  $h_0$ , на которой УВ имеют нулевые концентрации, также может быть использована в качестве критерия, характеризующего эффективность санации.

**Исследование процесса санации по показателям  $CO$  и  $C$ .** При биологической санации содержание УВ изменилось наиболее значительно, чем при других методах. Содержание УВ варьирует в интервале от 0,36 до 195 мг/100 г почвы при среднем значении 27,29 мг/100 г почвы. Установлено, что максимальная степень очистки составляет 16,9. При этом коэффициент вариации по биологической очистке составляет 1,88. Установлена значимая корреляционная зависимость между степенью очистки ( $CO$ ) биологическим способом и содержанием углеводородов в почвогрунтах ( $C$ ), которая имеет следующий вид:

$$CO = 0,089 + 0,083C \text{ при } r = 0,93.$$

Следует отметить, что данное уравнение можно использовать для прогноза степени очистки почвогрунтов в условиях, приближенных к условиям проведенного эксперимента (климатические – средняя полоса России; время санации – май-сентябрь).

На первой стадии была достигнута средняя степень очистки 2,63 при максимальном коэффициенте вариации на фоне высоких концентраций УВ (40,51 мг/100 г почвы). Санация на первой стадии описывается следующим уравнением:

$$CO = -0,536 + 0,089C \text{ при } r = 0,99.$$

На второй стадии биологической очистки снижается среднее содержание УВ до 16,70 мг/100 г почвы, уменьшается коэффициент вариации и полностью отсутствует корреляционная зависимость между CO и C ( $r = -0,06$ ), что, видимо, свидетельствует о том, что УВ с концентрацией менее 10-15 мг/100 г почвы биологическим способом разлагаются недостаточно интенсивно, степень их разрушения растянута во времени.

При *агротехническом способе* очистки почв с высокими концентрациями УВ наблюдается достаточно высокая степень очистки. В случае, когда  $CO > 1$ , существует значимая корреляционная связь между изучаемыми показателями и она имеет следующий вид:

$$CO = -2,21 + 0,133C \text{ при } r = 0,99.$$

При данном способе санации значительный эффект наблюдается на второй стадии при достаточно высоких средних содержаниях УВ (220,00 мг/100 г почвы) и вариациях (1,08). Средняя степень очистки достигает 26,04.

*Фитологический способ* очистки применялся при невысоких средних концентрациях УВ (13,14 мг/100 г почвы) и незначительных вариациях (0,93). В случае, когда  $CO > 1$ , при средних концентрациях УВ порядка 20 мг/100 г почвы установлена связь между CO и C следующего вида:

$$CO = 0,751 + 0,084C \text{ при } r = 0,83.$$

При снижении концентраций в 5-7 раз ( $CO < 1$ ) очистка фитологическим способом не происходит. На первой стадии санации при незначительных концентрациях УВ процесс санации идет достаточно слабо (среднее значение CO равно 1,06). На второй стадии (при увеличении концентраций УВ, при некотором снижении коэффициента вариации) эффективность процесса санации значительно повышается.

Таким образом, разработанные зависимости позволяют оценить эффективность очистки. Определена общая закономерность, связывающая снижение концентрации УВ в почвогрунтах с продолжительностью санации.

По обобщенным результатам наблюдаются сильные корреляционные связи между СО и С на обеих стадиях очистки, что свидетельствует о достаточно высокой универсальности предлагаемых методов очистки.

С целью изучения изменения УВ во времени построена осредненная регрессионная модель, которая имеет вид

$$C = 44,796 - 2,498t \text{ при } r = -0,85,$$

где  $t$  – время санации в месяцах.

Изучение построенной модели во времени показало, что содержание УВ равно нулю при продолжительности санации 17,9 месяца. К сожалению, по агротехническому и фитологическому методам санации построение временных моделей не представляется возможным из-за отсутствия достаточных для статистической обработки данных и большой вариации имеющихся данных.

Полученные выше модели, связывающие степень очистки (СО) с первоначальным содержанием УВ в почвогрунтах ( $C$ ), являются общими. По данным моделям могут быть получены конкретные результаты, позволяющие прогнозировать степень очистки по показателю  $C$  как до проведения работ по санации, так и в ее процессе. Эти модели дают возможность управлять процессом санации путем изменения технологических приемов.

*Исследование процесса санации по показателям  $h_0$  и  $r'$ .* Проанализированы глубины, на которых как суммарные концентрации УВ, так и концентрации отдельных компонентов равны нулю ( $h_0$ ). По этим данным определены средние значения, стандарт и размах по величине  $h_0$ . Кроме того, проведен анализ показателя коэффициента корреляции ( $r'$ ), характеризующего меру связи между концентрацией УВ в почвогрунтах и глубиной их залегания. Полученные данные анализировались сначала по суммарным концентрациям УВ, а затем по отдельным компонентам.

До выполнения санации величина  $h_0$  изменялась в значительном интервале при среднем значении 0,51 при этом 41,6% всех данных соответствует нулевой концентрации, которая характерна для глубин 0,4 – 0,5 м.

Наблюдается отсутствие корреляционной связи между  $h_0$  и средней концентрацией ( $r = 0,23$ ) и наличие связи со значением  $r'$ :

$$h_0 = 0,31 - 0,30 r' \text{ при } r = -0,67.$$

Анализ связей между глубиной отбора проб и концентрацией ( $C$ ) в них УВ показывает, что обратные связи наблюдаются в 0,83%, при этом, что очень важно, значение  $r'$  в интервале от –0,8 до –1,0 встречается в 58% случаев. Средний коэффициент корреляции равен –0,55.

После проведения первой санации средняя величина  $h_0$  уменьшилась в 2 раза и составила 0,26, при этом нарушилась связь с  $r'$  ( $r = 0,002$ ), но связь между  $h_0$  и  $r'$  сохранилась и даже несколько усилилась:

$$h_0 = 0,26 - 0,23 r' \text{ при } r = -0,77.$$

Изучение изменения величины  $r'$  показывает, что количество отрицательных связей уменьшилось до 58,3%, при некотором снижении интервала варьирования максимальная отрицательная связь меньше -0,8 при среднем коэффициенте корреляции -0,002 .

При второй санации средняя величина  $h_0$  равна 0,26, при этом соотношение между положительными и отрицательными значениями коэффициента  $r'$  практически не изменилось. Также наблюдается корреляционная связь между  $h_0$  и  $r'$ . Уравнение регрессии в данном случае имеет следующий вид:

$$h_0 = 0,21 - 0,37 r' \text{ при } r = -0,90.$$

На рис. 4 показано, как изменяются в процессе санации значения  $h_0$  и  $r'$  по отдельным углеводородам. В целом видно, что в процессе санации величины  $h_0$  и  $r'$  закономерно снижаются, что было описано выше, но характер происходящих изменений для различных ароматических УВ различен. По бензолу происходит направленное уменьшение значений  $h_0$  и ослабление отрицательных связей между количеством УВ, содержащихся в грунтах, и глубиной их залегания. При этом значительно изменяются величины до начала санации и на первом этапе санации. По толуолу на первом и втором этапе санации практически равномерно изменяется величина  $h_0$  и более интенсивно  $r'$ .

По этилбензолу процесс санации как по глубине, так и по  $r'$  практически не наблюдается. По метапараксилолу на первом этапе санация проходила достаточно эффективно, на втором несколько снизилась. Аналогичным был процесс санации и по ортоксилолу. По стиролу на первом этапе санация была более эффективной, чем на втором. Санация по изомасляному альдегиду прошла достаточно успешно, особенно уменьшилась глубина  $h_0$ . По масляному альдегиду снижение величин  $h_0$  и  $r'$  наблюдается на обоих этапах санации. Результаты санации по изобутиловому спирту показывают, что она протекала не так интенсивно, как по другим изучаемым органическим УВ соединениям.

В результате анализа вышеописанных изменений можно выделить три группы ароматических УВ с точки зрения их разрушения во времени и по разрезу изучаемых грунтов. В первую группу, характеризующуюся уменьшением глубин и ослаблением связи между содержанием УВ и их расположением по разрезу, входят: бензол, толуол и масляный альдегид. Для второй группы (метапараксилол, ортоксилол, изобутиловый спирт,

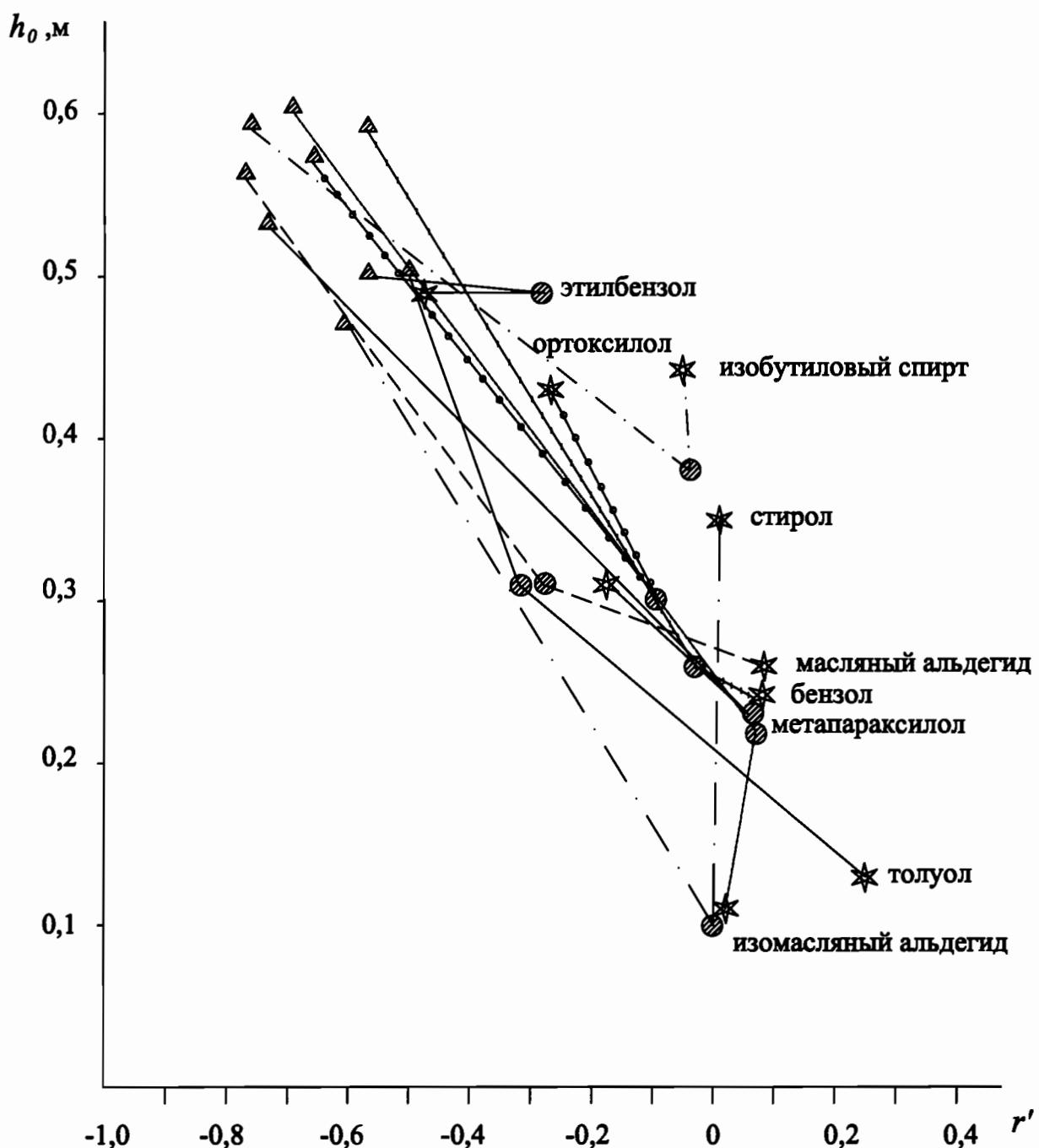


Рис. 4. Изменение  $h_0$  и  $r'$  в процессе санации

Условные обозначения:

$\blacktriangle$  - до санации;  $\bullet$  - первая санация;  $\star$  - вторая санация

стирол, изомасляный альдегид) более эффективна санация на первом этапе, чем на втором. К третьей группе относится этилбензол, по которому санация практически не наблюдается.

Построено суммарное корреляционное поле между  $h_0$  и  $r'$ , по которому видно, что при отрицательных значениях  $r'$  можно определить реальные прогнозные значения глубин, до которых нужно выполнить санацию (случай, когда наблюдается уменьшение концентраций углеводородов вниз по разрезу почв). В случае, когда значения  $r'$  положительны, глубина необходимой санации должна быть определена дополнительно, для чего нужно отобрать пробы на определение содержания в них УВ с больших глубин, чем были ранее.

В табл. 5 приведены значения величин  $h_0$  и  $r'$  при различных методах санации.

Таблица 5

Некоторые статистические характеристики эффективности санации по методам

Название метода, стадия санации	Глубина, на которой концентрации УВ равны нулю, $h_0$ , м	Коэффициенты корреляции между концентрацией и глубиной отбора проб $r'$
Биологический: до санации 1-я санация 2-я санация	0,57	-0,80
	0,16	0,39
	0,22	-0,09
Фитологический: до санации 1-я санация 2-я санация	0,37	-0,10
	0,31	-0,28
	0,25	-0,12
Агротехнический: до санации 1-я санация 2-я санация	0,51	-0,5
	0,26	-0,58
	0,40	-0,21

При очистке по биологическому методу величина  $h_0$  уменьшилась на первом этапе более чем в 3,5 раза, при значительном изменении величин  $r'$  (-0,80 до 0,39). Эффективность санации фитологическим методом намного меньше, чем биологическим, как по  $h_0$ , так и по  $r'$ . По агротехническому методу величина  $h_0$  несколько снизилась, а значительного уменьшения величины  $r'$  удалось добиться только после второго этапа санации.

По величинам  $h_0$  и  $r'$  были построены схемы изменения данных величин до санации и в процессе ее. До санации максимальные глубины, где концентрации равны нулю, располагаются в районе скв. к-2 и к-17, доля данных глубин от всей площади исследований составляет 6%. В западном,

восточном и южном направлениях происходит закономерное снижение значений максимальных глубин  $h_0$ . Необходимо отметить, что интенсивность снижения более значительна в восточном направлении, чем в западном.

Территория со значениями глубин в интервале 0,5 – 0,75 м составляет 15% от всей площади исследований, 0,5–0,25 м – 72%, 0–0,25 м – только 7%. Эти данные свидетельствуют о том, что максимальная площадь характеризуется глубиной  $h_0$  в интервале 0,25–0,50 м (табл.6).

Таблица 6

Изменение показателей  $h_0$  и  $r'$  в процессе санации

Значения показателя	Размер площади, %		
	до санации	1-я санация	2-я санация
Максимальная глубина $h_0$ , м			
< 0	–	–	2,0
0 – 0,25	7,0	31,0	23,0
0,25 – 0,5	72,0	63,0	65,0
0,5 – 0,75	15,0	6,0	10,0
> 0,75	6,0	–	–
Коэффициент корреляции $r'$			
0,75 – 1,0	2	1,5	1,1
0 – 0,75	32	67,9	48,3
0 – (-0,75)	51	30,5	49,9
-0,75 – (-1,00)	15	0,1	0,7

В процессе первой санации распределение  $h_0$  по площади значительно изменилось. Во-первых, на всей территории исследований нет значений  $h_0$  более 0,75 м, во-вторых, в два раза сократилась площадь распределения глубин  $h_0 = 0,5 \dots 0,75$  м. И самое важное заключается в том, что значительно увеличилась площадь со значениями  $h_0$  от 0 до 0,25 м (31%).

После проведения второй санации наблюдаются некоторые изменения в распределении  $h_0$  после первой санации, но нужно отметить, процесс санации не наблюдался в районе скв. к-2.

Характер распределения величины  $r'$  по площади аналогичен распределению  $h_0$ . Можно отметить, что закономерное изменение величин  $h_0$  и  $r'$  по площади свидетельствует об эффективности процессов санации на территории исследований.

Итак, предложенные математические модели, связывающие коэффициент корреляции  $r'$ , определяющий характер распределения УВ по глубине, с глубиной, на которой концентрации УВ равны нулю  $h_0$ , позволяют и до проведения санации и в ее процессе прогнозировать и контролировать

мощность санируемого слоя. Показатель  $r'$  определяется методами регрессионного анализа на основании конкретных данных.

Такой анализ может производиться по каждому способу санации и, тем самым, может быть спрогнозирована эффективность процессов санации различными способами по показателю  $h_0$ .

**Исследование процесса санации по комплексу показателей.** Для комплексной оценки проводимых работ по очистке грунтов от углеводородов проведен линейный дискриминантный анализ (ЛДА) по величинам  $C$ , СО,  $r$  и  $h_0$  в пределах трех групп. Первая группа – до начала санации, вторая – в процессе первой, третья – второй санации. Для применения ЛДА введено дополнительное условие, заключающееся в том, что значение СО до начала санации равно 1. До проведения расчетов по ЛДА определены корреляционные связи между показателями и классами (табл. 7).

Таблица 7

## Корреляционная матрица

Показатель	$C$	СО	$r$	$h_0$	$N$
Концентрация углеводородов $C$	1,00	-0,14	-0,22	0,17	0,23
Степень очистки СО		1,00	-0,06	-0,02	0,30
Коэффициент корреляции $r$ между $C$ и глубиной			1,00	-0,81	0,26
Глубина $h_0$ , на которой концентрации УВ равны 0				1,00	-0,35
Этапы санации $N$					1,00

Из корреляционной матрицы видно, что вышеприведенные критерии не описывают полностью происходящие процессы санации, поэтому в качестве комплексной оценки предлагается использование ЛДА. В результате расчетов получены следующие линейные дискриминантные функции:

$$R_1 = -0,004851C - 0,055598\text{CO} - 0,267388r + 2,998533h_0 - 0,599428,$$

$$R_2 = -0,002143C + 0,09434\text{CO} - 0,683967r + 0,050252h_0 - 0,407157.$$

С помощью полученных уравнений произведен расчет значений  $R_1$  и  $R_2$  как до санации, так и в ее процессе. Результаты расчетов отображены на рис. 5. До санации значения  $R_1$  и  $R_2$  находятся в правой части графика и между ними существует достаточно тесная корреляционная связь, при этом интервал варьирования значений  $R_1$  больше, чем  $R_2$ . Значения  $R_1$  и  $R_2$  при первой санации располагаются в основном левее, чем до санации, и при этом ослабляется корреляция между ними и несколько увеличивается интервал изменения  $R_2$ .

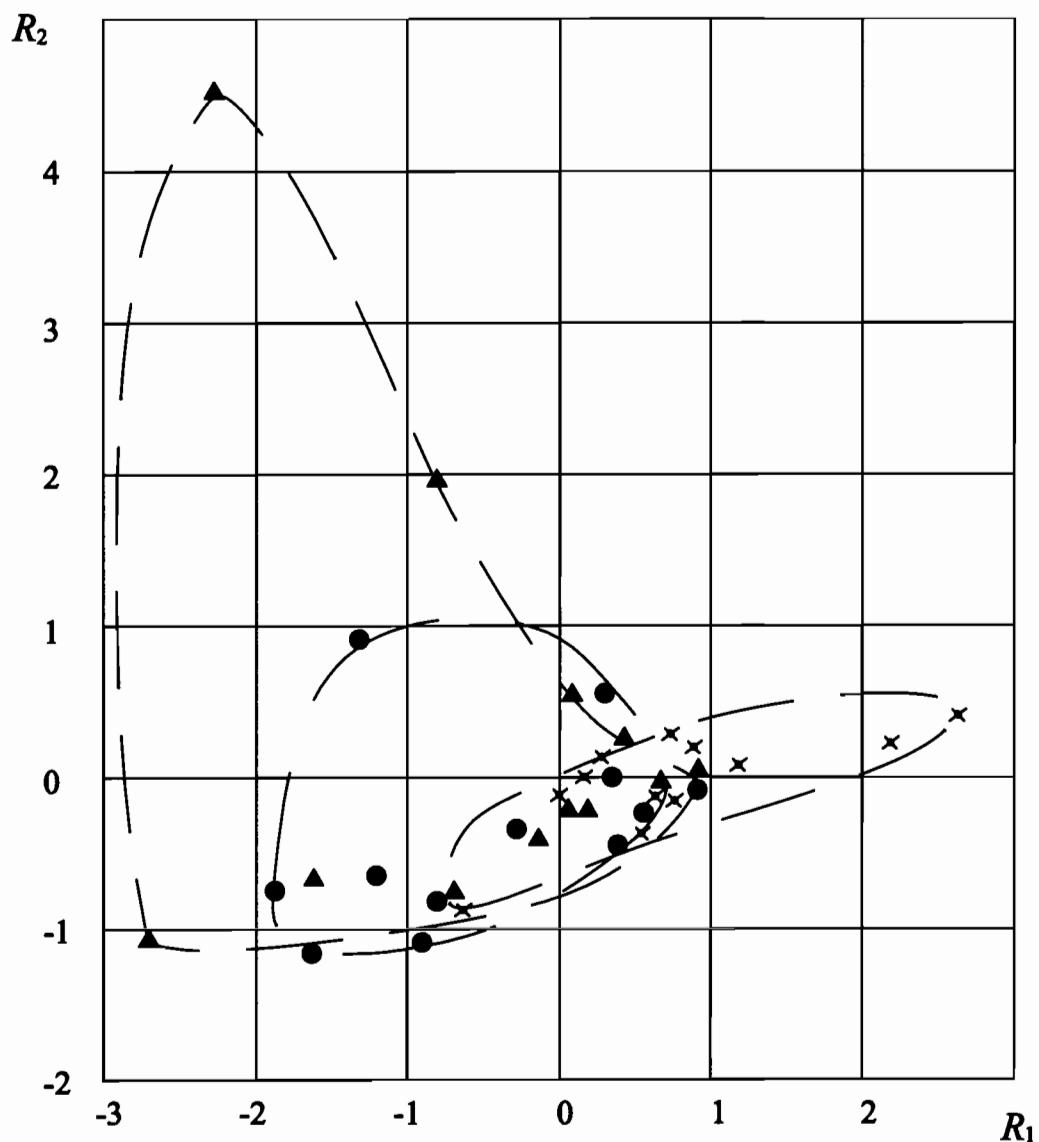


Рис. 5. Соотношения  $R_1$  и  $R_2$  в процессе санации

**Условные обозначения:**

$\times$  - до санации; ● - первая санация; ▲ - вторая санация

При проведении второй санации происходит смещение значений влево и вверх, и, самое существенное, нарушается корреляция между  $R_1$  и  $R_2$ . Таким образом, на данном графике наблюдается динамика санации во времени, о чем свидетельствует группирование точек на поле корреляции по двум группам. Первая – до санации, вторая – после санации. Разделение на группы на отдельных этапах санации происходит значительно хуже.

Для оценки эффективности процесса санации выполнен расчет с выделением только двух классов (групп): первый – до санации, второй – в процессе первой санации, а данные, полученные в процессе второй санации, использовались как экзаменационные.

В результате реализации данной задачи получена следующая ЛДФ:

$$R = 0,00483C + 0,07838CO + 0,44175r - 3,02591h_0 + 0,83370,$$

при  $R < 0$  – данные до санации, при  $R > 0$  – после санации.

При проверке этой модели по данным, полученным в результате второй санации, выявлено, что 75% всех данных имеют значение больше нуля, 25% – меньше нуля, но значительно больше, чем значение  $R = -0,71$ , являющееся центром группы значений  $R$  до санации.

Выше была дана комплексная оценка эффективности санации независимо от используемых видов. Проанализируем эффективность санации по биологическому и фитологическому видам раздельно. Агротехнический метод не может быть отдельно рассмотрен, так как исследования по нему выполнены в двух скважинах.

По биологическому методу получены следующие дискриминантные функции:

$$R_1 = 0,003693C + 0,068261CO + 1,869893r - 0,080595h_0 - 0,162881,$$

$$R_2 = -0,008584C - 0,115523CO + 1,707161r + 3,334322h_0 + 0,011989.$$

Правильность классификации данных до санации составляет 100%, после первой санации – 66,6%, после второй – 50%. Эти данные свидетельствуют о том, что до санации они значительно различались, затем в процессе санации они сблизились.

Разделение данных на группы по значениям  $R_1$  и  $R_2$  наблюдается до санации, а в процессе проведения санации они не разделяются. В связи с этим была определена ЛДФ по двум классам: до санации (класс 1) и в процессе ее (класс 2). Полученная ЛДФ имеет вид

$$R = 0,0016C - 0,0336CO - 2,6329r - 0,3313h_0 - 0,11975$$

при  $R_1 = 1,48$  и  $R_2 = -1,48$ . Правильность разделения на группы до санации и после нее составляет 91,66%.

По фитологическому способу получены следующие функции:

$$R_1 = 0,1088C - 0,6723\text{CO} + 2,0304r + 2,2868h_0 + 2,1048,$$

$$R_2 = -0,008844C - 0,30903\text{CO} + 0,62634r - 2,32395h_0 + 0,65608.$$

Правильность классификации соответственно 75, 50 и 25%.

При использовании только двух классов (до санации и после нее) функция

$$R = 0,1143C + 0,7189\text{CO} - 2,1149r - 2,4914h_0 + 2,1921$$

при  $R_1 = -1,200993$ ,  $R_2 = 0,60496$ . Правильность разделения на группы до санации и после нее составляет 91,67%.

Для более полного понимания процессов, протекающих при санации, проанализированы данные путем деления их на классы по методам санации (биологический, фитологический и агротехнический) без учета этапности санации. Получены следующие уравнения:

$$R_1 = -0,0096C - 0,0928\text{CO} - 0,2482r - 0,9190h_0 + 0,9664,$$

$$R_2 = -0,0048C - 0,0001\text{CO} - 0,6070r + 2,1348h_0 - 0,5885.$$

Итак, процесс санации описывается математическими зависимостями. Они позволяют прогнозировать эффективность процесса санации по разным показателям и на разных этапах (как до начала проведения работ, так и в процессе их выполнения). При этом комплексное использование показателей дает более надежные результаты прогнозов. Управление процессом санации с практической точки зрения осуществляется путем применения различных технологических приемов.

## **2.5. Промышленное применение технологий санации почвогрунтов**

Результаты, полученные в процессе исследований, были использованы при санации территорий, находящихся в разных геологических и природно-климатических условиях.

### **2.5.1. Методика принятия управлеченческих решений по санации нефтезагрязненных территорий**

На основании многолетних исследований и практического опыта работы по очистке загрязненных нефтью и нефтепродуктами территорий предлагается следующая схема принятия управлеченческих решений по санации таких территорий.

Первоначально производится рекогносцировка территории санации, в результате которой получают следующую предварительную информацию:

- количество вылитых на поверхность местности углеводородов;

- пути поверхностного стока углеводородов (по рельефу местности);
- площади загрязнения;
- мощности жидкой фазы углеводородов, находящихся на земной поверхности.

На основании полученной информации принимаются следующие оперативные решения:

- определяются способы ограничения распространения углеводородов (локализации нефтепроливов);
- при необходимости возводятся защитные сооружения (дамбы, заграждения и т.д.);
- определяется возможность использования оборудования для сбора жидкой фазы углеводородов с поверхности местности.

Затем с учетом методических рекомендаций, приведенных выше, определяются:

- вязкость углеводородов, залегающих на земной поверхности;
- сорбционная способность почвогрунтов;
- температура почвогрунтов;
- степень загрязнения почвогрунтов.

Возможные способы санации устанавливаются путем сопоставления фактических значений этих показателей с их критическими значениями, приведенными в табл. 1.

Далее из возможных методов и способов санации необходимо выбрать такие, которые удовлетворяют критериям технологической и экономической эффективности. Для такой оценки применима методика расчета энергетических затрат, требуемых для санации нефтезагрязненных почвогрунтов. Исходными данными для этих расчетов являются тип почвогрунтов, содержание в них воды, количество углеводородов, загрязняющих грунт, и их состав.

При сопоставлении полученных значений энергетических показателей ( $H_0$ ) со значениями энергетических возможностей технологий санации ( $H_t$ ) (см. табл. 1) определяется эффективность способов санации по критериям продолжительности санации и эксплуатационных затрат.

Для определения территорий, требующих санации, необходимо значения показателей, определяющих степень загрязнения грунтов, сопоставить со значениями ПДК в почвогрунтах. Санации подлежат территории с показателями загрязнения выше ПДК. Результаты этих исследований отражаются на планах (картах).

Окончательное решение по выбору способов санации принимается исходя из наличия у исполнителя необходимых технических и материальных средств, сроков санации, народно-хозяйственного значения загрязненной территории, социально-экономических аспектов и т.п.

## 2.5.2. Санация почвогрунтов путем сбора жидкой фазы углеводородов с поверхности местности на примере мазутного хозяйства г. Тейково Ивановской области

Работы с применением технологии санации класса А (см. табл. 1) производились в мазутном хозяйстве военной части, находящейся в пригороде г. Тейково Ивановской области.

Рекогносцировка, проведенная в июне 1994 г., показала, что в 150 м от станции перекачки мазута находится загрязненный мазутом участок территории размерами  $100 \times 50$  м (рис. 6).

Обследование этого участка показало, что мазут находится в пониженной части рельефа. В понижениях есть слой воды мощностью до 1,0 м, на которой тоже залегает мазут. Вскрытая мощность мазута составляет 1,0 – 1,2 м. Предварительный расчет показывает, что на поверхность рельефа пролито около 5000 т мазута. Следует отметить, что под железнодорожным полотном находится водосливная труба диаметром 350 мм (см. рис. 6). При обильном снеготаянии и в период ливневых дождей уровень мазута в пониженной части местности повышается, и мазут по водосливной трубе попадает на другую сторону железнодорожной насыпи, периодически загрязняя новые участки. Вокруг замазученного участка имеется редколесье и травяной покров.

По результатам рекогносцировочных работ было принято решение о санации замазученной территории в два этапа. Первый этап – работы по сбору жидкой фазы мазута с поверхности рельефа. На втором этапе выполнялась очистка замазученных почвогрунтов.

Работы первого этапа предполагалось провести в июне–августе 1994 г. Для выбора перекачивающего оборудования определялась вязкость углеводородов по номограмме (рис. 7). В июне 1994 г. температура мазута была около  $20^{\circ}\text{C}$ , отсюда его вязкость составила 50–100°ВУ. Для сбора мазута с такой вязкостью было решено использовать насосы типа НШ.

Фактически работы по сбору жидкой фазы углеводородов с поверхности местности проводились в июле – августе 1994 г. Эти работы включали в себя сооружение (строительство) деревянной эстакады и мазутозаборника; установку и монтаж насоса НШ, трубопроводов, электрокабеля и электро-распределительного щита. Для предотвращения попадания веток и других крупных механических примесей мазутозаборник со всех сторон был огорожен сеткой с ячейкой 2 см. В комплекс установленного оборудования входила также емкость для собираемого мазута. В качестве емкости использовалась 60-тонная железнодорожная цистерна, которая подавалась ежедневно к наливному трубопроводу тепловозом. Всего за июль – август собрано 904 т мазута. Следует отметить, что на производительность насоса НШ существенное влияние оказала вязкость мазута. В пасмурную погоду при температуре воздуха  $t = 22 - 24^{\circ}\text{C}$  насос НШ практически не работает.

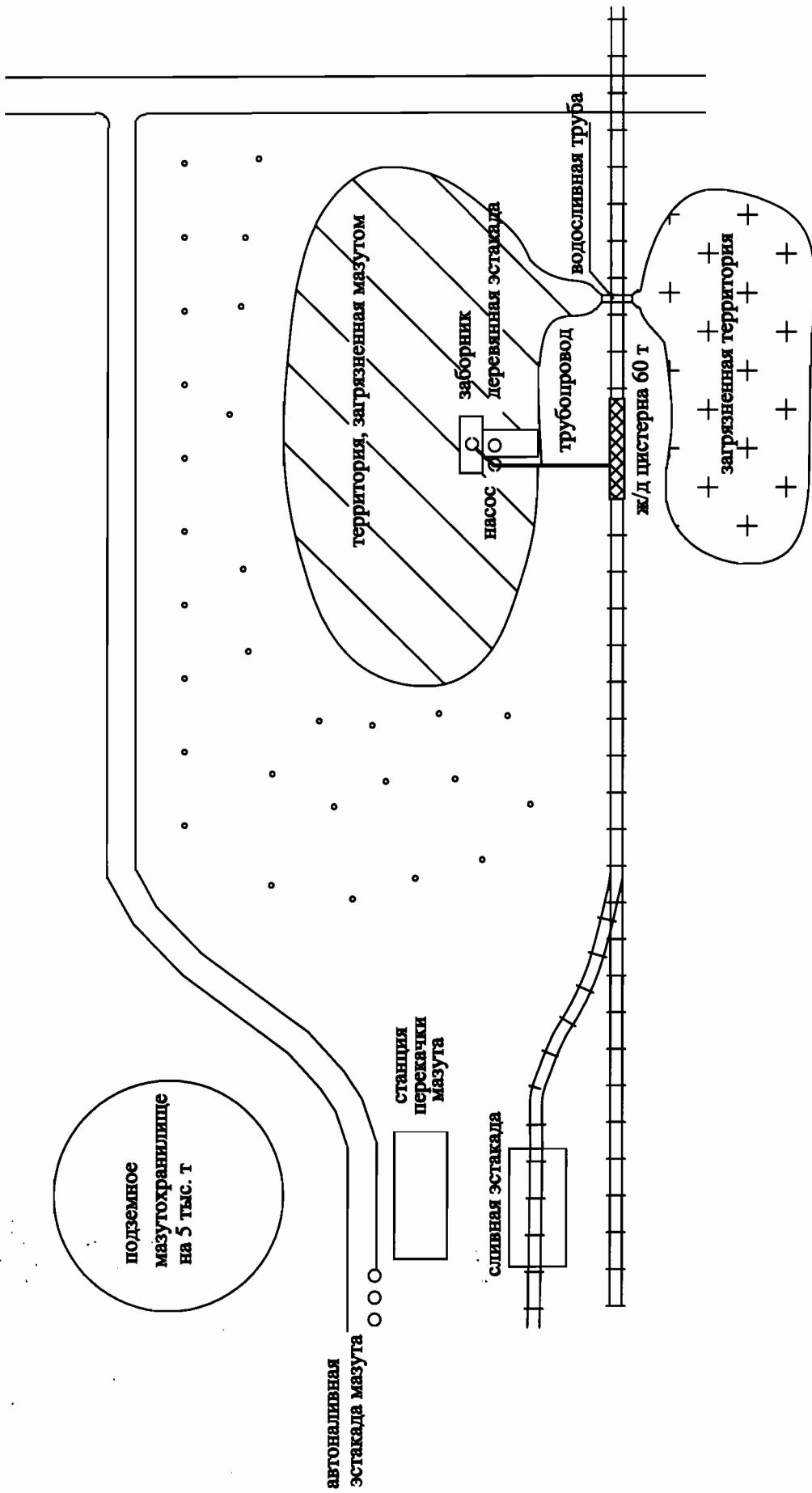


Рис. 6. Схема расположения участка санации на территории мазутного хозяйства г. Тейково Ивановской обл.

Условные обозначения: – участок санации

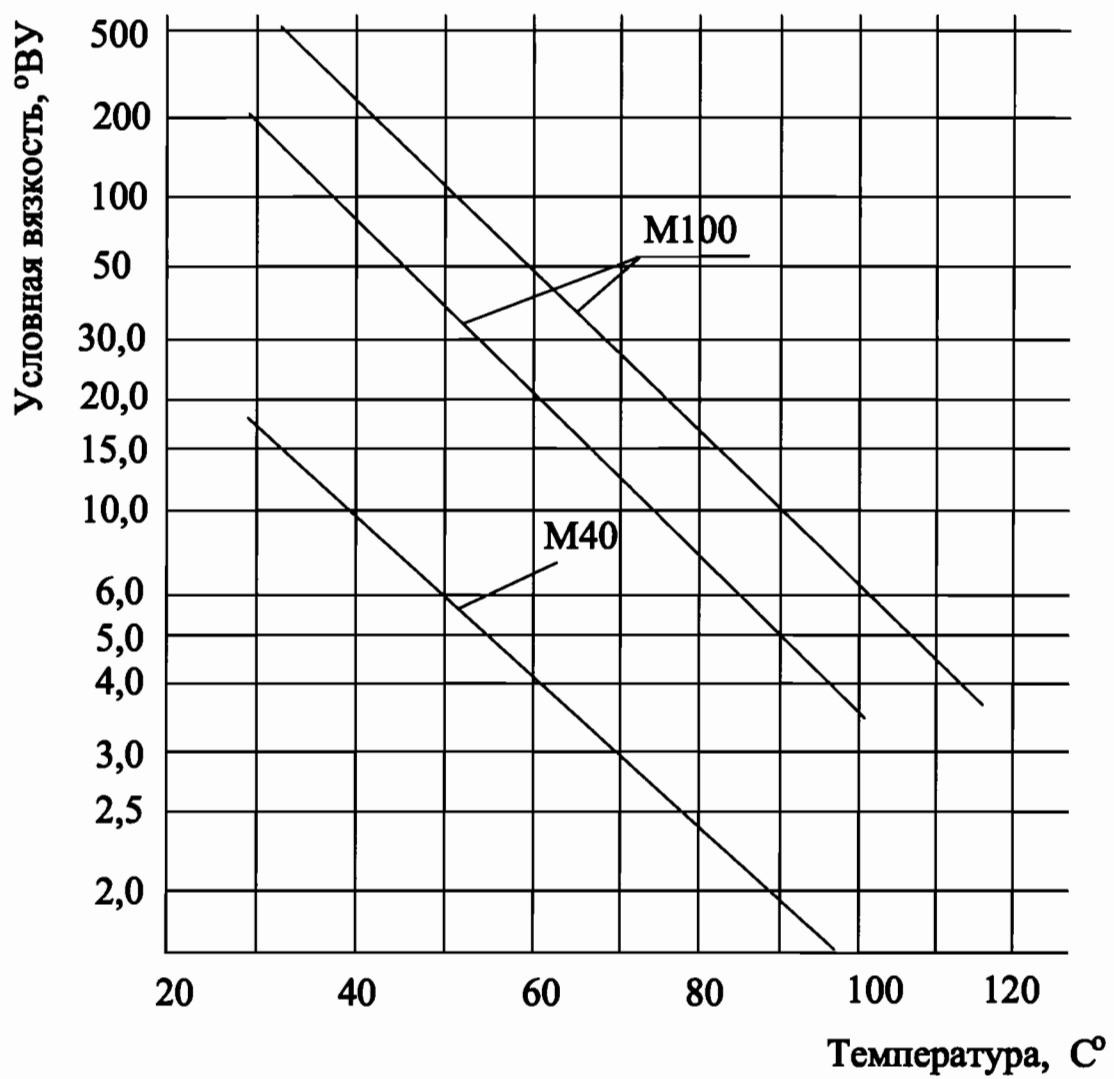


Рис. 7. Зависимость вязкости мазута от температуры

При температуре воздуха  $t = 28 - 35^{\circ}\text{C}$ , когда солнечные лучи, непосредственно попадая на мазут, разогревали его, скорость наполнения железнодорожной емкости в 60 т составляла 8 – 9 часов. Для разогрева мазута в пасмурную погоду была предпринята попытка использовать электрические тэнны. Время разогрева мазута в зоне заборника ( $2 \times 1,5$  м) составляло 1,5 – 2 часа. Выкачив разогретый объем мазута, насос НШ останавливался для охлаждения от перегрева.

Проведенные в 1994 г. работы по сбору мазута с поверхности местности показали, что использование насоса НШ при температуре воздуха (без солнечных лучей)  $t = 22 - 24^{\circ}\text{C}$  не целесообразно. Для разогрева мазута применение электрических тэнов не эффективно.

### **2.5.3. Санация почвогрунтов путем отделения нефти от их минеральной части на примере мазутного хозяйства пос. Звездный (г. Улан-Удэ)**

**Краткая физико-географическая характеристика района.** Мазутное хозяйство находится в пос. Звездный, который расположен на расстоянии около 40 км северо-восточнее г. Улан-Удэ и на расстоянии 130 км от оз. Байкал. Исследуемый участок относится к Байкальской горной стране (по рельефному признаку), состоящей из плосковершинных хребтов средней высоты, нагорий, плоскогорий и тектонических впадин, занятых реками и озерами.

Климат резко континентальный. Характерным является то, что в течение всего холодного периода года местность находится под влиянием антициклона – погода ясная и морозная, что приводит к глубокому промерзанию почвогрунтов. Среднемесячная температура воздуха составляет  $1,7^{\circ}\text{C}$ , абсолютный максимум температуры  $+40^{\circ}\text{C}$ , абсолютный минимум  $-51^{\circ}\text{C}$ . Продолжительность периода с температурой  $\leq 0^{\circ}\text{C}$  составляет 179 суток. Среднее количество осадков составляет 287 мм. Наибольшей месячной высоты снежный покров достигает в феврале – марте.

**Краткая характеристика мазутного хозяйства.** Мазутное хозяйство (МХ) находится в южной части п. Звездный. Площадка МХ ровная с уклоном в южном направлении, абсолютные отметки изменяются от 590 до 610 м (рис. 8). В состав МХ входят: сливная эстакада на 4 железнодорожные цистерны с нулевым резервуаром емкостью  $150 \text{ m}^3$ ; два стальных вертикальных резервуара емкостью по  $5000 \text{ m}^3$  для хранения мазута; насосная станция производительностью  $6,3 \text{ m}^3/\text{ч}$ ; резервуары стальные горизонтальные емкостью  $5 \text{ m}^3$  для присадок и емкостью  $10 \text{ m}^3$  для солярного масла; нефтоловушка. Годовой расход мазута составляет  $12 - 15$  тыс.  $\text{m}^3$ .

**Рекогносцировочные работы.** Рекогносцировочные работы, проведенные в июне 1992 г., показали, что территория мазутного хозяйства загрязнена углеводородами. Основными источниками загрязнения являются

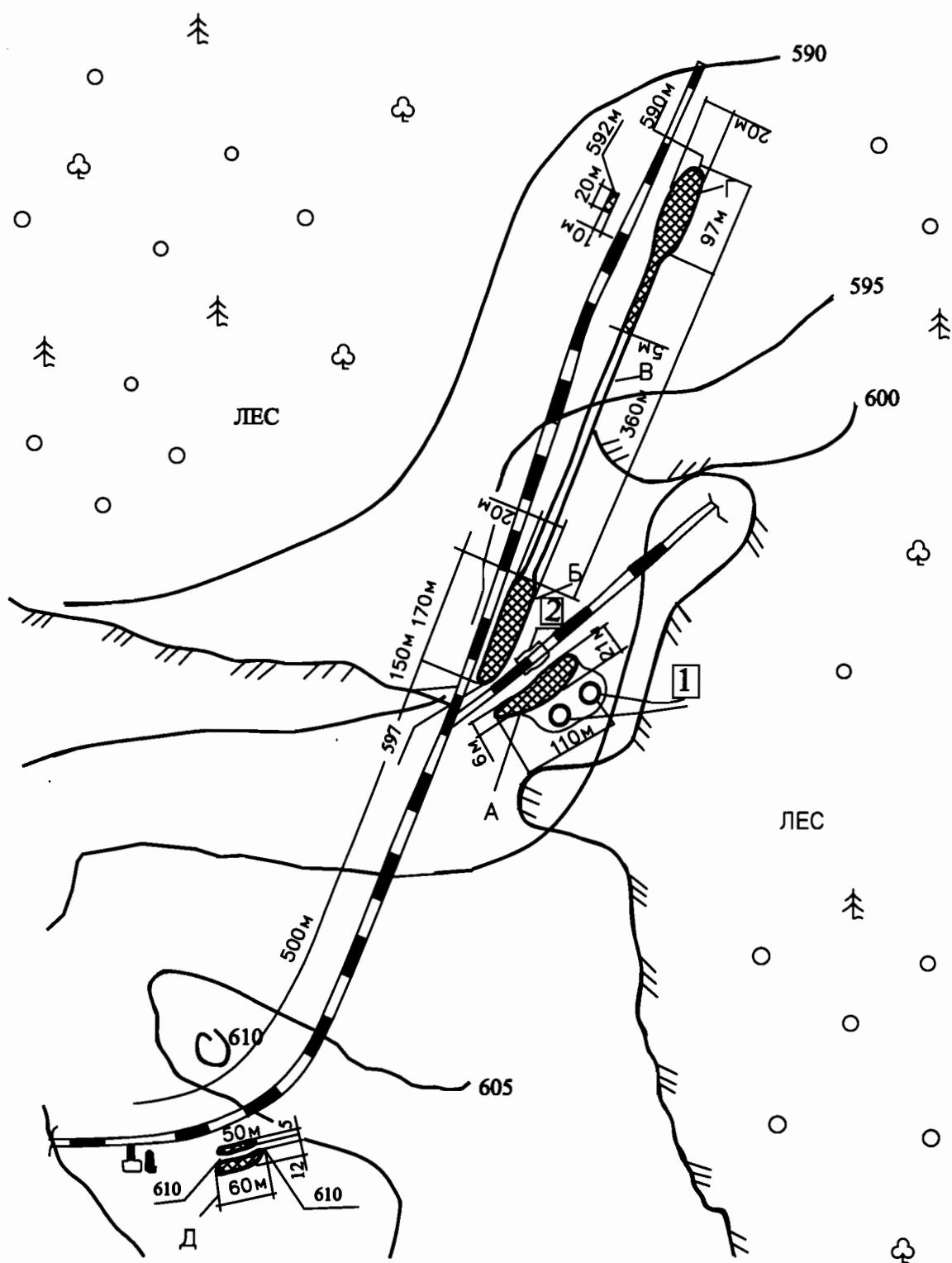


Рис. 8. Схема загрязнения нефтепродуктами территории МХ

## Условные обозначения:

The diagram consists of four pairs of boxes. Each pair contains a symbol on the left and a descriptive label in Russian on the right. The symbols are: 1. A box with a diagonal hatching pattern representing oil spills. 2. A box with horizontal hatching representing contaminated sand. 3. A box with vertical lines representing storage tanks. 4. A box with diagonal lines representing a drainage platform.

утечки мазута, периодически происходящие при сливе цистерн на сливной эстакаде и на трубопроводах. На сливной эстакаде отсутствуют ветроотбойники, а трубопровод имеет нитевидные трещины.

Обследование территории МХ показало, что участок А между сливной эстакадой и резервуарами для хранения площадью около  $1300\text{ м}^2$  загрязнен углеводородами. Результаты шурфовки этого участка показали, что мелкозернистый песок пропитан мазутом на глубину от 0,3 до 0,5 м. Участок Б, расположенный между сливной эстакадой и железнодорожной веткой и имеющий размеры  $170 \times 15$  м, представляет собой природную емкость, заполненную жидким мазутом мощностью от 0,1 до 1,0 м.

Объем пролитого на земную поверхность мазута составляет ориентировочно  $500\text{ м}^3$ . В период ливневых дождей уровень мазута на этом участке поднимается и по рельефу местности (участок В) мигрирует в сторону участка Г. Участок В представляет собой ровную слабонаклоненную территорию. Мощность пропитанного мазутом песка составляет 3-8 см. Размеры участка  $300 \times 5$  м. Участок Г представляет собой искусственную емкость (территория старого карьера), заполненную жидким мазутом. Мощность мазута изменяется от 0,3 до 1,5 м. Размеры участка  $97 \times 20$  м. Предварительный расчет показал, что объем нефтепродукта на этом участке составляет около  $2000\text{ м}^3$ . Участок Д представляет собой искусственную траншею, заполненную мазутом мощностью до 0,2 м.

На основании полученной информации было принято следующее решение:

- а) в 1992 г. провести профилактические работы по ликвидации источников загрязнения;
- б) в 1993 г. провести санацию участков Б и Г механическими способами;
- в) загрязненные мазутом почвогрунты, слагающие участки А и В, санировать путем отделения минеральной части почвогрунтов от углеводородов.

**Результаты санации по сбору мазута жидкой фазы с участка Б.** Работы по сбору мазута жидкой фазы с поверхности местности выполнялись в июле – августе 1993 г.

Технологическая схема включала в себя монтаж насоса НМШ 5-25, мазутосборника, трубопроводов. В комплекс оборудования входила также емкость для собираемого мазута. В качестве такой емкости использовался нулевой резервуар сливной эстакады. В период с 10 июля по 18 августа 1993 г. было собрано 250 т мазута.

**Технология санации почвогрунтов.** Для очистки почвогрунтов (песков), загрязненных мазутом, нами была разработана технология санации песков от мазута, основанная на разогреве замазученного песка с последующим отделением нефтепродуктов от минеральной части песков.

При данном способе используется одна из важнейших характеристик мазута: с повышением температуры вязкость мазута резко падает.

Для моделирования процессов, происходящих при тепловом воздействии на загрязненный грунт, была поставлена серия опытов. До начала всех опытов готовилась смесь из мелкозернистого песка и мазута, с различным содержанием последнего.

Первоначально эксперимент проводился путем обработки паром на-вески загрязненного грунта. Для данных опытов была приготовлена смесь с содержанием 200 г мазута на 1 кг грунта. Опыт проводился сначала в лабораторной пробирке диаметром 20 мм, затем в специальной колбе емкостью 250 мл с отводом (колба Вюрца). В обоих случаях с помощью электрооборудования проводился предварительный прогрев до 130°C, затем непосредственно в смесь подавался водяной пар из парогенератора. Пар в сосуды подавался сверху вниз через капилляр. Из пробирки отогнанные пары уходили в атмосферу, из колбы конденсировались в отводной трубке и собирались в приемнике. Остаточное содержание нефтепродукта определялось весовым методом, путем прокаливания в муфельной печи при температуре 800°C в течение 2 часов.

Содержание нефтепродуктов после обработки: в пробирке – 70 г/кг; в колбе – 90 г/кг.

Установлено, что применение острого пара с температурой выше 100°C резко улучшает отгонку нефтепродукта.

Для второй серии опытов готовилась смесь с содержанием мазута 300 г/кг. При прохождении пара через змеевик загрязненный грунт разогревался, мазут приобретал значительную текучесть и вытеснялся водой, подаваемой в нижнюю часть емкости. Мазут вытеснялся выше поверхности грунта и происходил его слив в специальный сосуд. Через 2 часа работы было установлено, что содержание мазута в песке снизилось с 300 г/кг до 80 г/кг, что составило 73% очистки.

В третьей серии опытов готовилась смесь с содержанием мазута 180 г/кг. Масса песка составляла 6 кг. Загрязненный грунт загружался в специально спроектированный металлический противень, с размерами 350 × 150 мм. В нижней части располагалось 7 цельных стеклянных трубочек и 7 металлических трубок с отверстиями. Данный металлический противень ставился в противень больших размеров и один край этой установки приподнимался. Первоначально пар подавался в стеклянные трубочки и происходил прогрев грунта, при этом никакого отделения мазута от песка не происходило. Затем пар подавался в металлические трубы, и часть мазута с поверхности песка испарялась, а часть вытеснялась паром на поверхность грунта и стекла в противень больших размеров. Через 8 часов работы установки содержание мазута в песке снизилось до 75 г/кг, т.е. процент очистки составил 58%. В результате проведенных экспериментов был сделан вывод, что с помощью теплового воздействия на загрязненный грунт и

создания определенных условий возможна его очистка до уровня, позволяющего применять биотехнологию.

Первой стадией отгонки мазута от песка должен был стать подогрев смеси минимум до 100°C (при меньшей температуре острый пар, подаваемый для отгонки, будет конденсироваться внутри слоя). Расчет проводился для 1 т смеси, содержащей 200 г мазута на 1 кг песка, т.е. в пересчете на массовые проценты – 16,7% мазута, 83,3% песка.

Рассчитаем количество глухого пара, необходимого для предварительного прогрева смеси песка с мазутом.

*Теплоемкость и теплосодержание компонентов.* Параметры песка определяем по оксиду кремния ( $B$ ).

Теплоемкость

$$C_p = 3,65 + 0,024m \text{ ккал/(кмоль·град);}$$

$$C_p^{20} = 10,7 \text{ ккал/(кмоль·град) или } 0,178 \text{ ккал/(кмоль·град)}$$

(молекулярная масса  $\text{SiO}_2 = 60$  а.е.м.).

$$C_p = 12,6 \text{ ккал/(кмоль·град) или } 0,21 \text{ ккал/(кмоль·град).}$$

Соответственно теплосодержание (энталпия)

$$q_{20} = 0,178 \times 20 = 3,56 \text{ ккал/кг;}$$

$$q_{100} = 21 \text{ ккал/кг.}$$

Плотность топочного мазута  $M_4O$ , согласно ГОСТ 10585-75, должна быть не выше 965 кг/м³ при температуре 20°C, то есть  $\rho = 0,965$  (относительная плотность).

Расчет ведем по эмпирической формуле для расчета теплосодержания нефтепродуктов.

$$q_t = \frac{1}{\sqrt{\rho \frac{15}{15}}} (0,403t + 0,000405t^2);$$

$$\rho \frac{15}{15} = \rho \frac{20}{4} + 5L = 0,965 + 5 \times 0,000554 = 0,968,$$

где  $L$  – температурная поправка к плотности.

$$q_{20} = \frac{1}{\sqrt{0,968}} (0,403 \times 20 + 0,000405 \times 20^2) = 8,36 \text{ ккал/кг;}$$

$$q_{100} = 45,08 \text{ ккал/кг.}$$

*Количество тепла, необходимого на нагрев 1 кг смеси:*

$$Q_1 = 0,833 (21,0 - 3,56) + 0,167 (45,08 - 8,36) = 8,4 \text{ ккал.}$$

*Расход пара.* Принимаем давление греющего пара 3 атм. Этому давлению соответствует температура 133°C (насыщенный пар). Расчет проводим с условием конденсации пара при той же температуре.

Теплосодержание такого пара 650,7 ккал/кг, удельный объем – 0,6169 м³/кг, для конденсата на линии насыщения 133,4 ккал/кг.

*Расход пара*

$$G_{\text{п}} = \frac{Q_1}{q_{133}^{\text{п}} - q_{133}^{\text{*}}} = \frac{8,4}{650,7 - 133,4} = 0,016 \text{ кг смеси,}$$

т.е. 16 кг/т смеси, или 9,87 м³/т ≈ 10 м³/т.

*Коэффициент теплопередачи и поверхность нагрева.* Теплопроводность углеродистой стали 40 ккал/(м·ч·°C), толщина стенки 10 мм.

Коэффициентом теплоотдачи со стороны пара к стенке трубы ( $L_1$ ) можно пренебречь (он высок).

Коэффициент теплоотдачи от стенки к нагреваемой смеси  $L_2$  принимаем равным 50 ккал/(м²·ч·°C) для передачи тепла и зернистому материалу, и газу (воздуху), и жидкости (мазуту). Если при нагреве пленка мазута будет полностью покрывать трубу, то этот коэффициент значительно возрастает (минимум в 2 раза).

*Расчетный коэффициент теплопередачи*

$$K_p = \frac{1}{0 + \frac{0,01}{40} + \frac{1}{50}} = 49,4 \text{ ккал/(м}^2\cdot\text{ч}\cdot\text{°C}).$$

Тогда требуемая поверхность для нагрева 1 тонны смеси:

$$F = \frac{Q_1 \times 1000}{K_p \times \Delta t_{cp}} = \frac{8,4 \times 1000}{49,4 \times 65} = 2,6 \text{ м}^2.$$

Здесь  $\Delta t_{cp}$  – средняя разность температур.

$$t_{\max} = 133^\circ\text{C},$$

$$t_{\text{nагр}} = 100^\circ\text{C},$$

$$t_{\text{нач}} = 20^\circ\text{C},$$

$$t_{\min} = 133 - 100 = 33^\circ\text{C},$$

$$t_{\max} = 133 - 20 = 113^\circ\text{C}.$$

$$\Delta t_{cp} = \frac{113 - 33}{8,3 \frac{113}{33}} = 65^\circ\text{C}.$$

Для стандартной трубы  $159 \times 10$  см поверхность 1 погонного метра  $F_1 = \pi \times d = 3,14 \times 0,159 \times 1 = 0,5 \text{ м}^2$ , т.е. для нагрева 1 тонны смеси надо 5,2 м трубы.

Таким образом, для частичной регенерации 1 тонны смеси необходимо:

$10 \text{ м}^3$  пара давлением 3 атм.;

поверхность теплообмена  $2,6 \text{ м}^3$  (5,2 м трубы  $159 \times 10$  см);

подача  $65 \text{ м}^3$  острого пара (объем определялся экспериментальным путем).

Расчет данных технологических параметров производился с условием, что нагрев смеси и отгонка мазута произойдет в течение 1 часа.

На основе полученных данных разработан проект санации почвогрунтов.

Для тепловой обработки загрязненного песка предполагалось использовать пар и соответствующие коммуникации, имеющиеся в МХ, поэтому положение площадки было выбрано на расстоянии не более 100 м от насосной станции, где была возможность подключиться к существующей системе теплоснабжения. Предварительно производилась планировка площадки, при этом делался уклон по рельефу местности. Территория площадки  $300-350 \text{ м}^2$ . По периметру ее была сделана обваловка. Схематический план сооружения по очистке сильно загрязненного песка представлен на рис. 9. В начале производился монтаж железобетонных плит, которые использовались как основание сооружения и предотвращали утечки мазута из очищаемого песка в грунтовый массив, а также служили теплоизоляционным материалом. Полезная площадь сооружения определялась как  $30-35 \text{ м}^2$ . С трех сторон по периметру плит монтировались железобетонные лотки. Открытой оставалась сторона, расположенная в верхней части площадки. Лотки использовались в качестве ограждающих конструкций, а также служили для накопления в них мазута. Для прогрева массива и подачи пара использовались трубы диаметром 120-160 мм. Монтаж их осуществлялся перед загрузкой песка в сооружение. Использовались имевшиеся в наличии железобетонные плиты и лотки.

При реализации технологии термического способа очистки песка выполнялись следующие работы.

1. Снятие слоя песка мощностью до 0,5 м на участках с содержанием мазута более 120 г на 1 кг. Работа выполняется бульдозером или экскаватором. Выделение таких участков производится визуально.

2. Перемещение снятого грунта до очистного сооружения, производится с помощью бульдозера или же (при наличии экскаватора) самосвала.

3. Загрузка очистного сооружения загрязненным мазутом. Работа выполняется с помощью бульдозера или экскаватора, возможна загрузка прямо из самосвала. Перед загрузкой производится монтаж труб для подачи пара, при этом используется автокран.

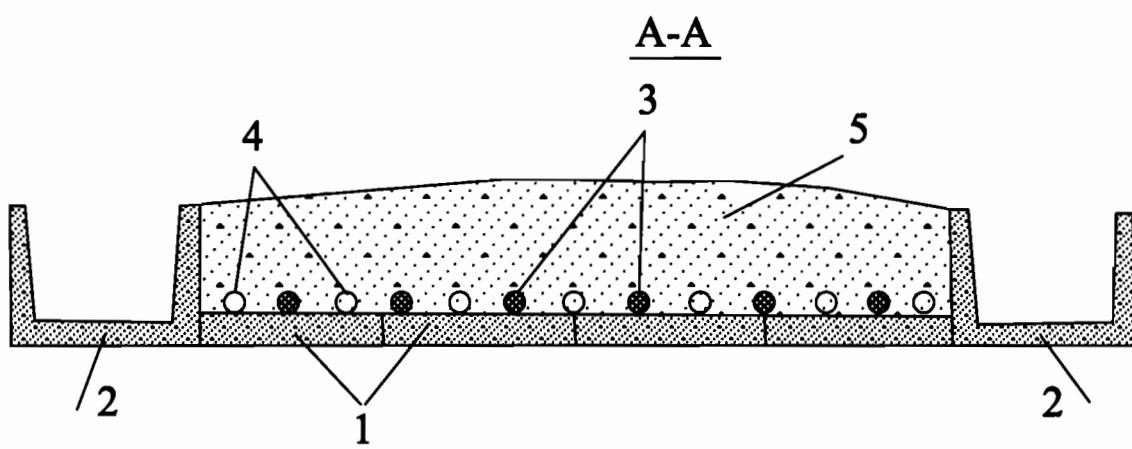


Рис. 9. Схематический план сооружения по очистке песка, сильно загрязненного мазутом, с помощью теплового способа:

1 - железобетонные плиты; 2 - железобетонные лотки для сбора мазута;  
3 - трубы для прогрева грунтовой массы ; 4 - трубы для подачи острого  
пара в загрязненный грунт; 5 - песок, загрязненный мазутом

4. Подсоединение труб к ранее смонтированным теплоподводящим трубам. Производится при заполнении опытного сооружения. После окончания монтажа сначала подается пар в трубы, служащие для прогрева загрязненного песка, затем пар по другим трубам подается в грунт.

5. Отсоединение теплоподводящих труб от труб, находящихся в массиве. Это отсоединение первоначально производится после окончания тепловой обработки. Затем трубы, находящиеся в массиве, демонтируются с помощью бульдозера или автокрана. После этого песок удаляется из опытного сооружения, а мазут, скапливающийся в лотках, периодически откачивается в промежуточный резервуар или прямо в нулевую емкость сливной эстакады. После этого цикл работ повторяется.

Данные рассчитывались для очистного сооружения площадью 30 м², при объеме загрузки 45 т загрязненного грунта. Для прогрева такой массы необходимо подать пара 550 м³ под давлением 3 атм.

Для обработки массива острый паром необходима его подача в объеме 800 м³. Прогрев загрязненного грунта должен производиться не менее 8 часов. Острый пар следует подавать не менее 4 часов. Уровень загрязнения песка после тепловой обработки должен быть ниже 90 г на 1 кг.

#### **2.5.4. Санация почвогрунтов агробиологическими способами на примере АО «Нефтехимик» Пермской области**

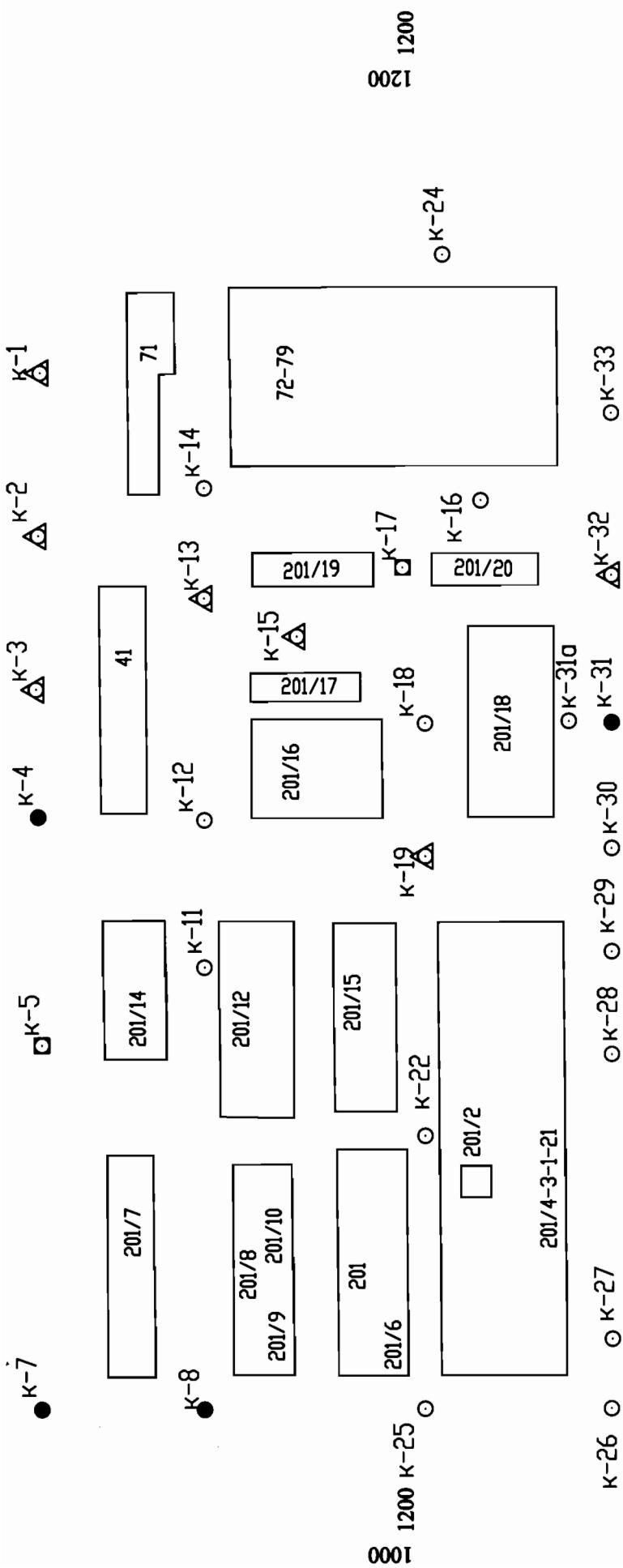
Очистка грунтов, загрязненных углеводородами, проводилась на территории цеха № 30 АО «Нефтехимик» (рис. 10). При санации грунтов использовались агротехнический, биологический и фитологический способы.

**Методика работ.** Первоначально была произведена рекогносцировка, на основании которой были выделены участки, подлежащие санации. Территории с травяным покрытием санировались микробиологическим способом, с выпавшим травяным покровом – агротехническим и фитологическим способами.

Для контроля за динамикой загрязнения грунтов на каждом участке были установлены реперы, возле которых бурились опорные скважины. Скважины бурились в мае (до начала санации), в июле (в процессе санации) и в сентябре (в конце работ по санации). Из каждой скважины отбирались пробы грунта в интервалах 10-30 см по глубине. В пробах грунта хроматографическим анализом определялось качество и количество углеводородов, загрязняющих исследуемую территорию.

Агротехническим способом проводилась очистка территорий в районе установки 201/14 (опорная скв. 5) (рис. 11) и на участке между установками 201/19 и 201/20 (опорная скв. 17).

Технологическая карта очистки грунтов приведена в табл. 8.



**Рис. 10. Схема расположения точек отбора проб на территории цеха № 30 АО "Нефтехимик"**

Условные обозначения:

- K-7 - номер контрольной точки опробования; △ – биологическая санация;
- – агротехническая санация; ● – фитологическая санация



Рис. 11. Подготовка территории (опорная скв. 5) к проведению санации агротехническим способом

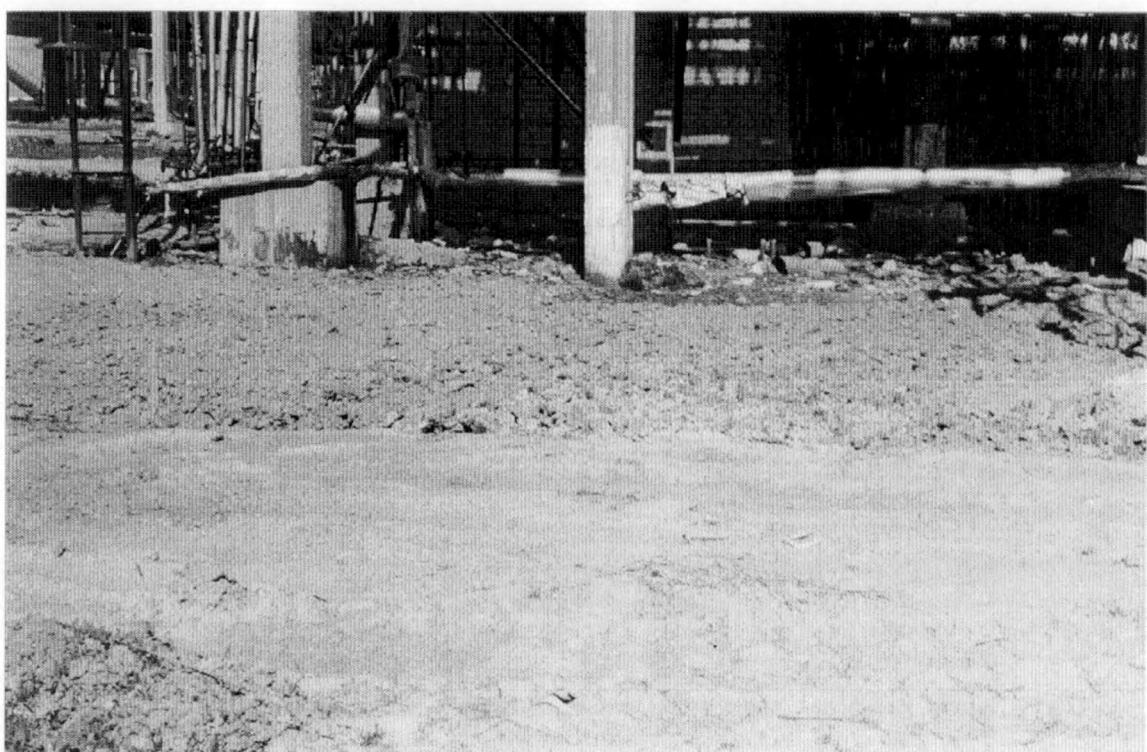


Рис. 12. Подготовка территории (опорная скв. 4) к проведению санации фитологическим способом

Таблица 8

Технологическая карта очистки грунтов, загрязненных углеводородами агротехническим способом на территории цеха № 30 АО «Нефтехимик»

№ п/п	Мероприятия	Марка машин и орудий	Площадь, подлежащая обработке, га	Сроки проведения – число, месяц 1992 г.
1	Внесение минеральных удобрений N 90 P 90 кг/га по действующему веществу	РТТ. 4.2 и вручную	0,40	1, 20 июня и 1, 19 и 20 июня
2	Вспашка на глубину 25-30 см	МТЗ-80	0,21	25-30 мая;
	Рыхление на глубину 20 см	Мотоблок	0,19	2, 15 июня
3	Внесение микрофлоры (технология внесения дана в описании микробиологического способа)	Поливочная машина	0,40	30 мая; 17 июня
4	Культивация на глубину 10-12 см с одновременным боронованием	МТЗ-80	0,21	1 июня
	Рыхление на глубину 10-12 см	Мотоблок	0,18	2 июля
5	Прикатывание	МТЗ-80	0,40	
6	Контрольный отбор образцов согласно ранее разработанной и уточненной схем и их анализ	ГЖХ и вручную		Май, июль, сентябрь

Микробиологический способ использовался на участках в районах установок 41 и 71 (опорные скв. 1, 2 и 3), между установками 41, 201/19 и 201/17 (опорные скв. 13 и 15), в районе установки 201/15, 201/16 и 201/18 (опорная скв. 19) и 201/20 (опорная скв. 32).

В технологическом плане микробиологический способ санации включал в себя следующие виды работ: первоначально отбирались пробы загрязненного грунта, из которых в лабораторных условиях выделялись наиболее сильные углеводородразрушающие микроорганизмы. После чего они наращивались. Затем готовился водный раствор, состоящий из микроорганизмов, минеральных удобрений и воды, которым обрабатывались исследуемые территории.

Обработка проводилась поливочной машиной в мае и июле 1992 г. Контроль за динамикой очистки осуществлялся по результатам хроматографического анализа проб, отобранных из опорных скважин.

Фитологический способ санации применялся на участках в районе установок 41, 201/7, 201/8 и 201/18 – опорные скв. 4 (рис. 12), 7, 8, 31.

Первоначально производилась вспашка участков на глубину 25-30 см, затем боронование, после чего вносились удобрения NPK в расчете 100 кг действующего вещества на га и посев трав – овес, ячмень.

Полив производился в июне и июле.

Степень очистки определялась по результатам хроматографических анализов проб грунта.

Таким образом, на исследуемой территории опробованы три технологии очистки грунтов, загрязненных углеводородами.

На основании полученной информации построена карта распределения загрязняющих веществ в грунтах на исследуемой территории в слое грунта до 0,1 м (рис. 13). На карте видно, что ареолы загрязнения приурочены к скв. 5 и 15, а на остальной территории уровень загрязнения на порядок ниже.

Рассмотрим динамику очистки грунтов по разработанным технологиям.

**Агротехнический способ очистки.** В процессе агротехнических мероприятий установлено, что на исследуемой территории в районе установки 201/14 (опорная скв. 5) с мая по сентябрь концентрации углеводородов, загрязняющих грунт, повсеместно снижаются. Так, в слое грунта до 0,2 м первоначальное загрязнение составляло 133,9 мг/100 г почвы (май), в процессе очистки оно снизилось до 6,6 мг/100 г почвы (сентябрь), т.е. степень очистки составила 95%. Следует отметить, что в июне на этой территории произошел выброс смолы пиролиза, т.е. участок подвергся вторичному загрязнению, о чем свидетельствует высокое содержание углеводородов в пробах грунта (453,1 мг/100 г почвы).

На рис. 14 показана изменение содержания углеводородов в грунтах в процессе их очистки. Видно, что даже при достаточно значительном вторичном загрязнении грунтов углеводородами агротехнические мероприятия эффективно санируют грунты. Так, в слое 0,0-0,1 м степень очистки составила 95%, в слое 0,1-0,2 м – 87,5%, в слое 0,2-0,3 м – 84% и слое 0,3-0,5 м – 86,4%.

На территории между установками 201/19 и 201/20 (скв. 17) также наблюдается снижение уровня загрязнения в грунтах. На рис. 14 видно, что в мае (до санации) содержание углеводородов в грунтах закономерно уменьшается с увеличением глубины. При санации грунтов (июль, сентябрь) выявлен другой вид распределения углеводородов: до глубины 0,5-0,7 м наблюдается закономерное увеличение содержания углеводородов в грунтах и далее их уменьшение. Это связано, вероятно, с тем, что до глубины 0,5 м процесс санации идет достаточно эффективно, накопление же углеводородов в зоне 0,5-0,7 м связано с вторичным загрязнением за счет капиллярного поднятия углеводородов с нижележащих слоев грунта, т.е. происходит санация всей толщи. На рис. 15 показана поверхность территории до и после санации. Видно, что после применения агротехнического способа очистки произошло самовосстановление травяного покрова.

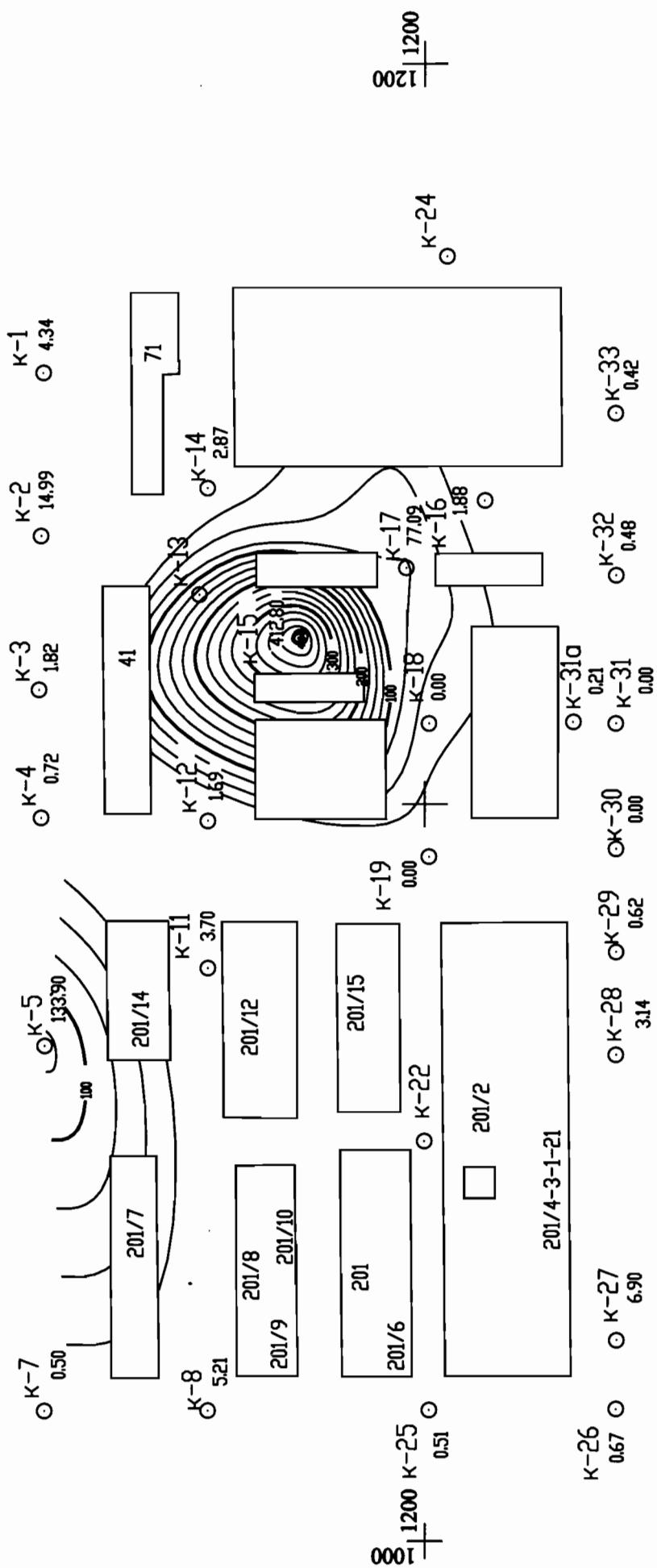


Рис. 13. Карта распределения загрязняющих веществ в грунтах на территории цеха № 30  
АО "Нефтехимик" до производства работ по санации грунтов на глубине до 0,1м

Условные обозначения:

- $\odot \frac{K-32}{0.48}$  - номер точки опробования;
- суммарное содержание загрязняющих веществ в грунтах, мг/100 г почвы (образцы отобраны в мае 1992 г.).

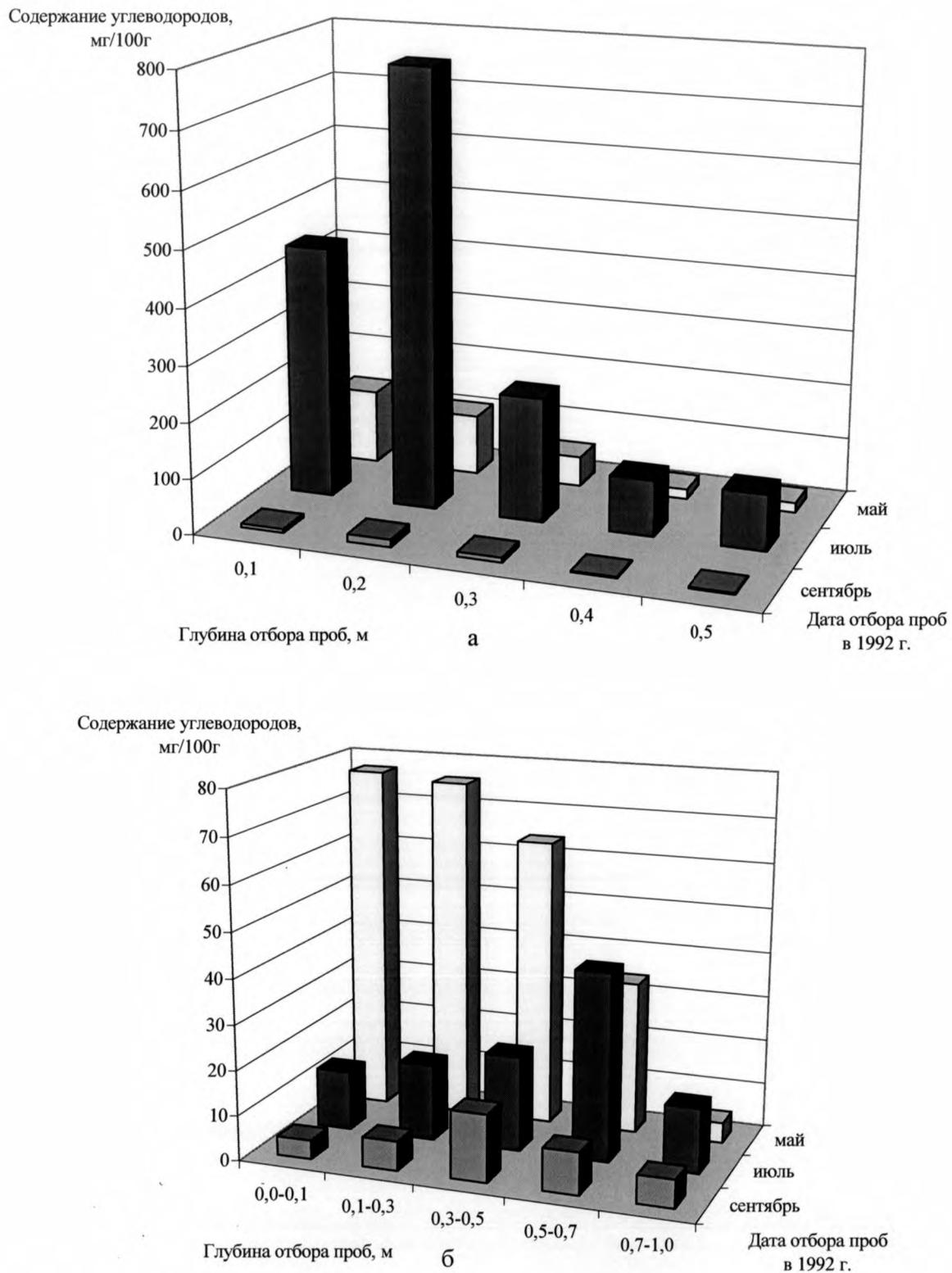
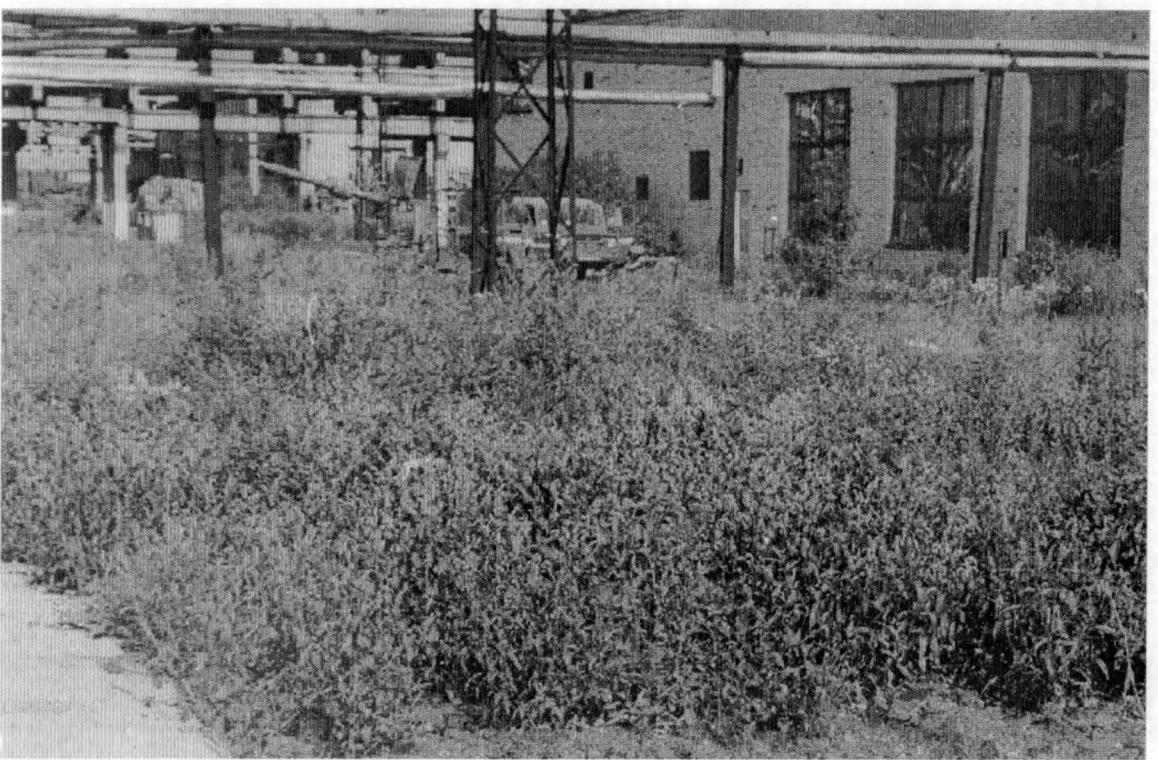


Рис. 14. Изменение содержания углеводородов в грунтах в процессе их очистки агротехническим способом: а - по скважине 5; б - по скважине 17



а



б

Рис. 15. Территория до (а) и после (б) проведения санации  
агротехническим способом

Таким образом, посредством простейших агротехнических мероприятий – рыхления, внесения удобрений и т.д., в приповерхностной зоне создаются благоприятные условия для улучшения физико-химических процессов (испарение, ультрафиолетовое облучение, окисление углеводородов) и микробиологического разрушения. Это позволяет снизить уровень первоначального загрязнения грунтов на 85-95%. Однако за счет капиллярного поднятия происходит вторичное загрязнение приповерхностной части массива, в то же время нижняя часть массива очищается. Следовательно, при значительном загрязнении территории процесс санации должен протекать достаточно долго.

На основании полученной информации можно сделать следующий вывод: при первоначальном уровне загрязнения до 133,9 мг/100 г почвы и при вторичном загрязнении до 782,8 мг/100 г почвы агротехнические мероприятия позволяют снизить уровень загрязнения за 4-5 месяцев на 84-95%.

**Микробиологический способ очистки.** Анализ результатов исследований показывает, что при достаточно высоком первоначальном загрязнении грунтов скв. 15, составляющем 412,8 мг/100 г почвы (слой 0,0-0,1 м), степень их очистки 95 – 98%. Изменение содержания углеводородов в грунтах показано на рис. 16. При незначительном первоначальном уровне загрязнения грунтов до 10 мг/100 г почвы повсеместно наблюдается вторичное загрязнение грунтов за счет капиллярного поднятия углеводородов из нижележащих слоев. Причем после двух первых месяцев очистки (к июлю) наблюдается максимальное вторичное загрязнение, затем содержание углеводородов в грунтах снижается. Так, в скв. 32 (см. рис. 16) в слое 0,0-0,1 м первоначальное загрязнение составляло 0,48 мг/100 г почвы (май), вторичное (июль) – 6,1 мг/100 г почвы и по окончании санации (сентябрь) 3,5 мг/100 г почвы. По сравнению с первоначальным загрязнением (май) вторичное (июль) увеличилось в 2,7 раза и по окончании санации (сентябрь) – в 7,3 раза. По отношению к вторичному загрязнению (июль) степень очистки (сентябрь) составила 43% в слое 0,0-0,1 м, 58% в слое 0,1-0,2 м, 76% в слое 0,2-0,3 м и 40% в слое 0,3-0,5 м.

Из приведенного следует, что микробиологический способ очистки (совместно с рыхлением) при уровнях первоначального загрязнения 412,8 мг/100 г почвы (скв. 15) работает достаточно эффективно – степень очистки составляет 95-98%, при первоначальных уровнях загрязнения до 10 мг/100 г почвы его эффективность резко снижается, так как скорость деструкции углеводородов в верхнем слое грунта меньше скорости «подсоса» углеводородов из нижних слоев массива, т.е. образуется вторичное загрязнение, хотя в целом происходит очистка массива пород.

На территории скв. 3 в августе произошел выброс, поэтому вторичное загрязнение увеличило содержание углеводородов в грунтах в слое 0,0-0,1 м в 207 раз, в слое 0,1-0,2 м в 331 раз, в слое 0,2-0,3 м в 250 раз и в слое 0,5-0,7 м в 300 раз (рис. 17).

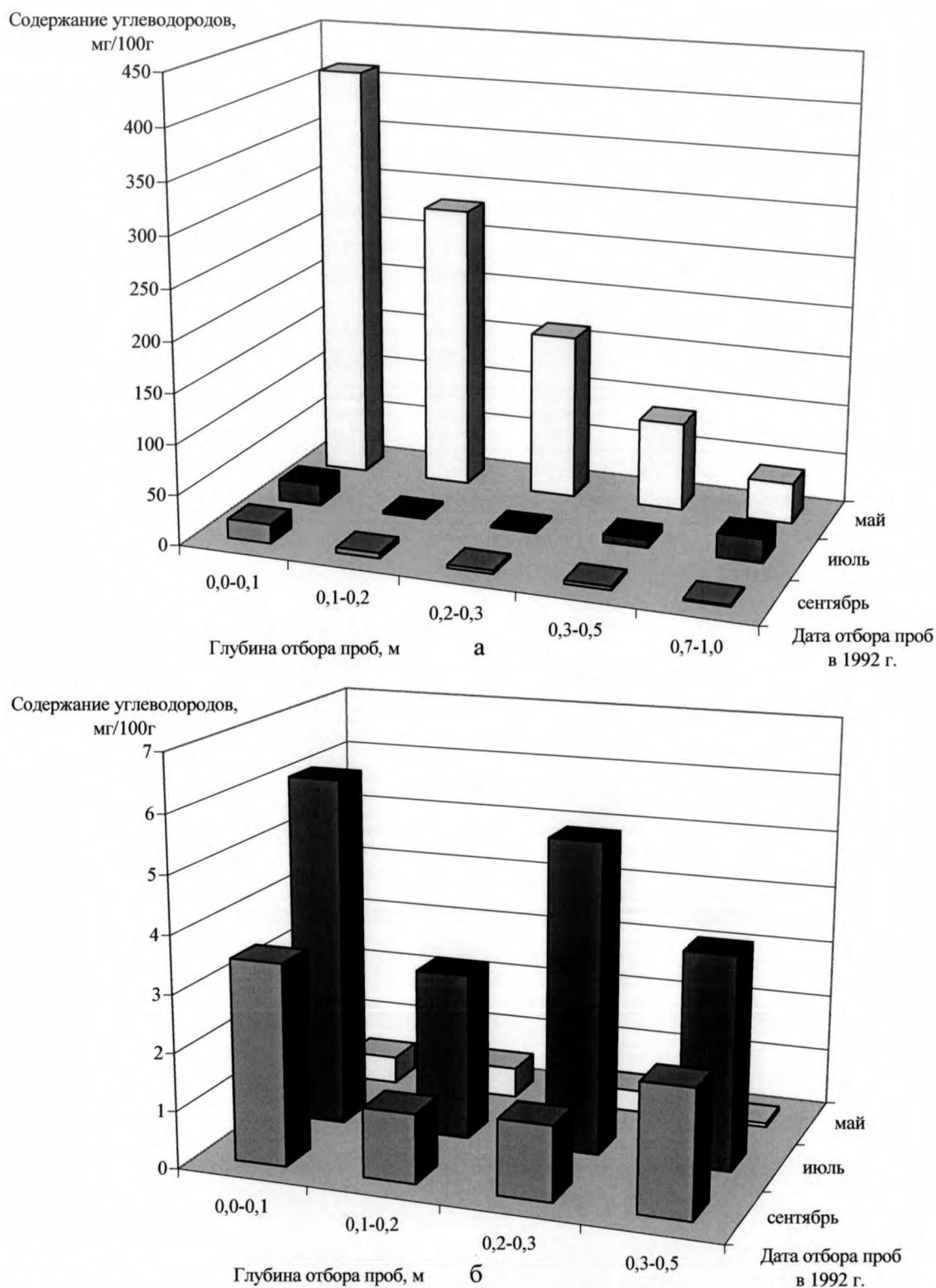


Рис. 16. Изменение содержания углеводородов в грунтах в процессе их очистки микробиологическим способом: а - по скважине 15; б - по скважине 32

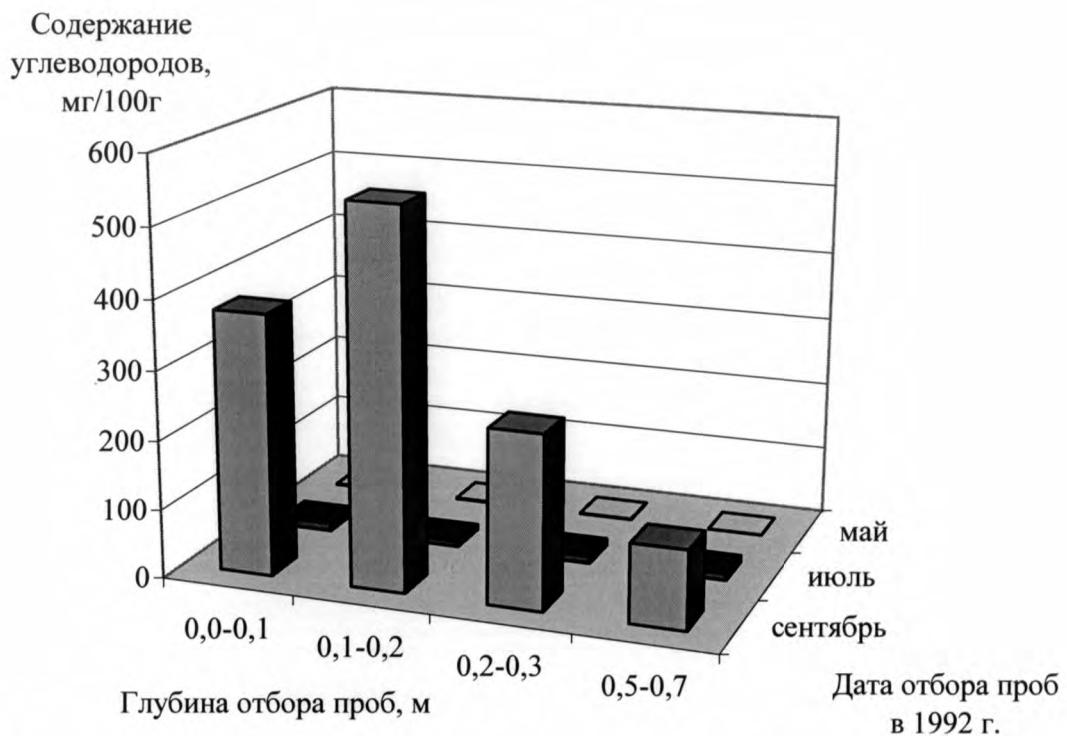


Рис. 17. Изменение содержания углеводородов в грунтах в процессе их очистки микробиологическим способом по скважине 3

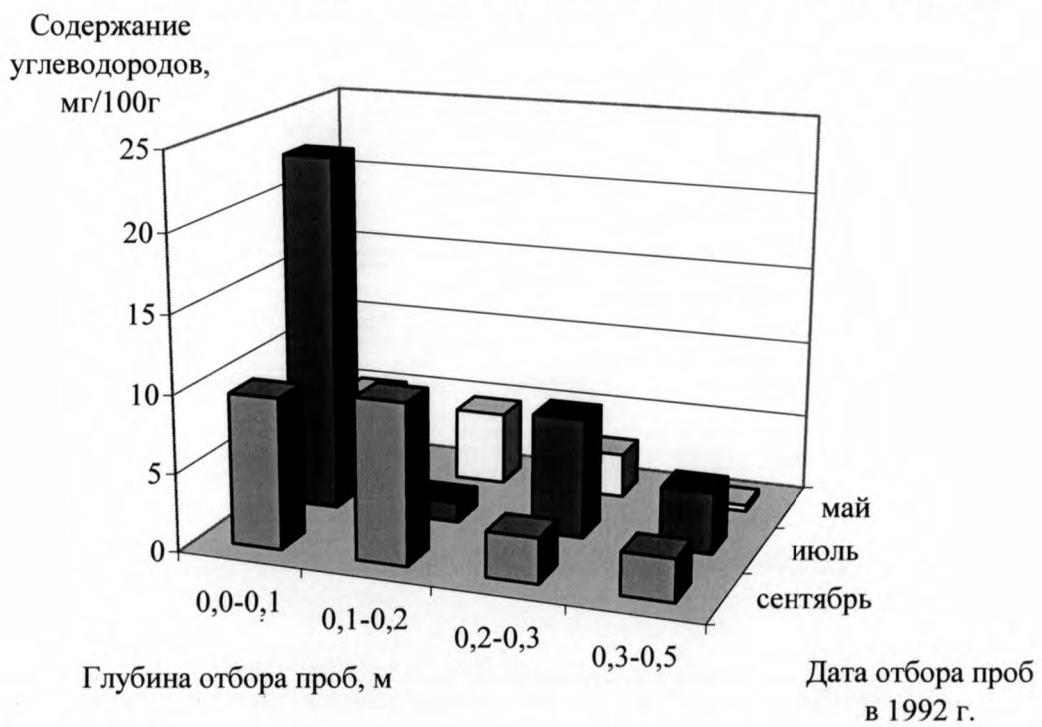


Рис. 18. Изменение содержания углеводородов в грунтах в процессе их очистки фитологическим способом по скважине 8

Таким образом, эффективность микробиологического способа санации грунтов на исследуемой территории ниже, чем агротехнического.

**Фитологический способ очистки.** Изменение содержания углеводородов в грунтах в процессе их очистки фитологическим способом показывает, что при первоначальном уровне загрязнения до 5,21 мг/100 г почвы (скв. 8) практически во всех случаях происходит вторичное загрязнение грунтов до 63,3 мг/100 г почвы (скв. 31) и затем по сравнению со вторичным загрязнением – их очистка. Степень очистки показана на рис. 18 и рис. 19. Так, в скв. 4 (см. рис. 19) в слое 0,0-0,1 м произошло увеличение содержания углеводородов (июль) по отношению к первичному загрязнению (май) в 20 раз, а степень очистки (сентябрь) по отношению к вторичному загрязнению (июль) составила 46%, в слое 0,1-0,3 м соответственно в 76 раз и степень очистки 84%, в слое 0,3-0,5 м в 78 раз и 83%, в слое 0,5-0,7 м в 48 раз и 65%, в слое 0,7-1,0 м в 33 раза и 20%.

Вторичное загрязнение грунтов связано, в основном, не столько с поднятием углеводородов посредством капиллярного давления с нижележащих слоев массива, сколько с производственным циклом.

Фитологический способ очистки, испытанный на территориях с небольшим содержанием углеводородов в грунтах, показал, что процесс очистки длителен во времени и скорость деградации углеводородов значительно ниже скорости вторичного загрязнения.

Анализ особенностей распределения углеводородов по исследуемой территории показал, что ареолы загрязнения приурочены к скв. 5 и 15 (см. рис. 13). Поэтому на участке, расположенном между установками 201/17 и 201/19 (контрольная скв. 15), было запланировано в 1992 г. провести испытание микробиологического способа санации грунтов (с рыхлением) и в 1993 г. продолжить исследования эффективности технологии самоочистки грунтов.

Анализ результатов исследований (рис. 20) показывает, что через год после санации грунтов эффективность ее снижается. Так, в слое 0,0-0,1 м в сентябре 1992 г. степень очистки грунтов составляла 95,4%, а июне 1993 г. – 96,9%. Это говорит о том, что очистка грунтов до уровня загрязнения 10-20 мг/100 г почвы идет достаточно быстро (5-6 месяцев), а затем – достаточно длительно (несколько лет, а может и десятилетий).

Кроме того, на глубине 0,7-1,0 м четко прослеживается вторичное накопление углеводородов за счет их миграции из нижележащих слоев.

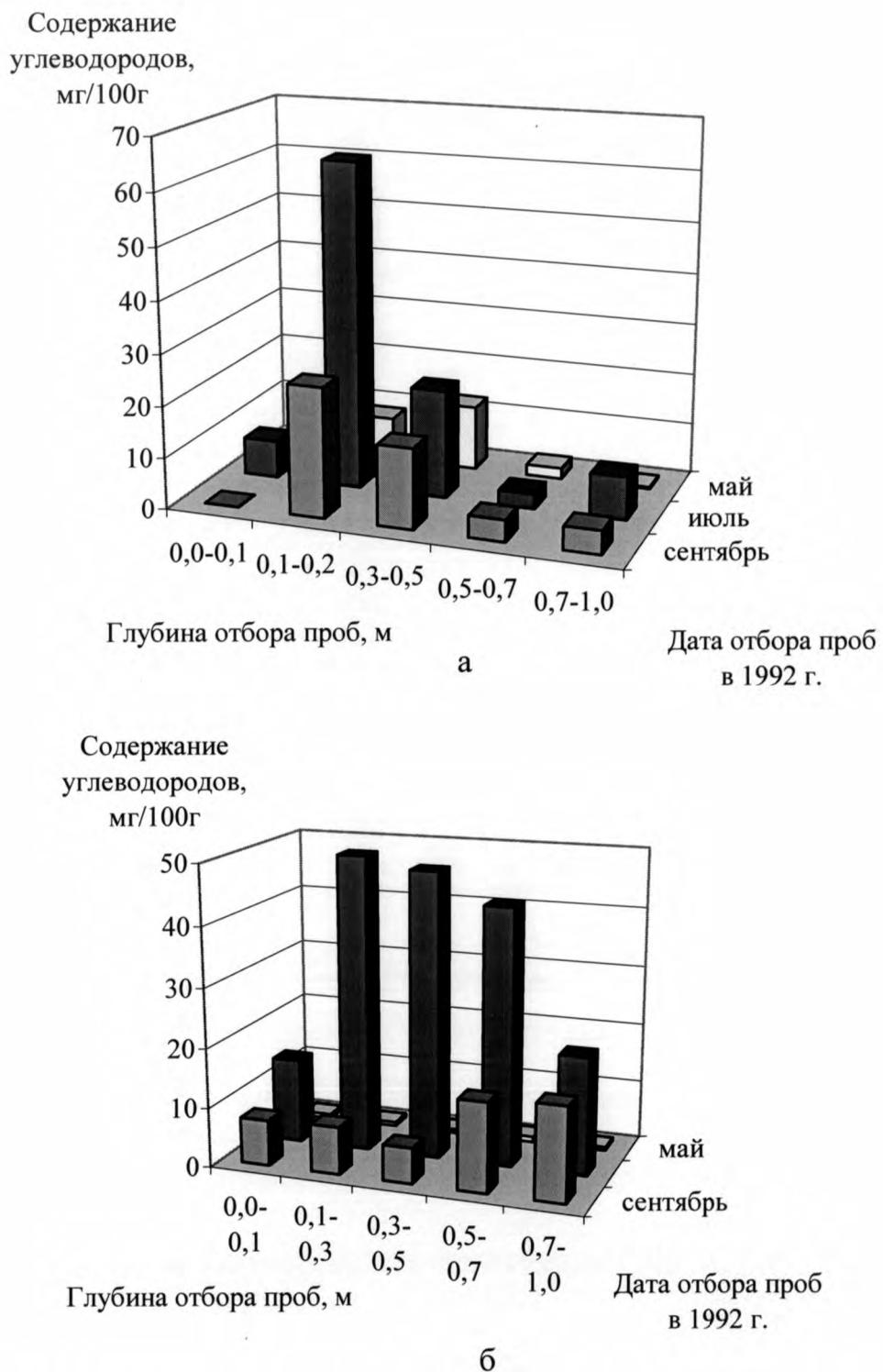


Рис. 19. Изменение содержания углеводородов в грунтах в процессе их очистки фитологическим способом: а - по скважине 31; б - по скважине 4

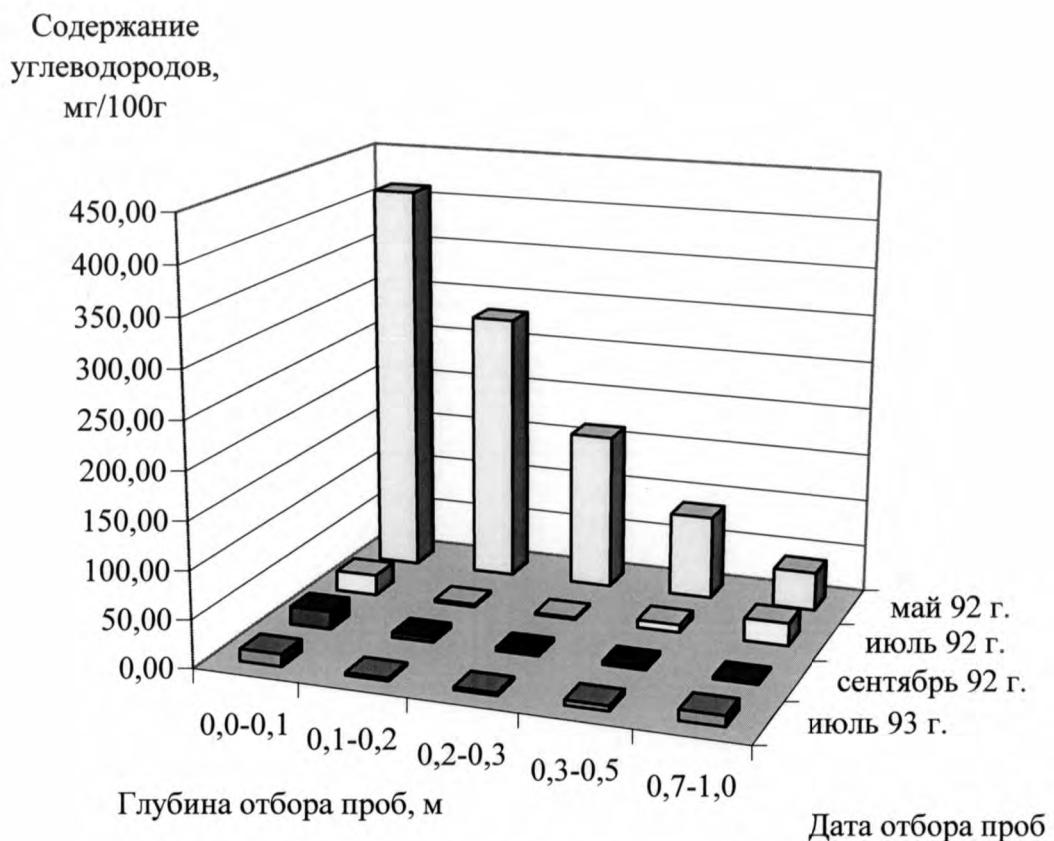


Рис. 20. Изменение содержания углеводородов в грунтах в процессе их очистки микробиологическим способом по контрольной скважине 15

### **3. САНАЦИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД, ЗАГРЯЗНЕННЫХ НЕФТЬЮ И НЕФТЕПРОДУКТАМИ**

#### ***3.1. Распределение углеводородов в зоне водоносного горизонта***

Для изучения особенностей распределения углеводородов в зоне водоносного горизонта использовались экспериментальные данные, полученные при исследовании территорий АО «Пермнефтеоргсинтез». Гидрогеологические условия территории характеризуются наличием одного водоносного горизонта, расположенного в породах шешминского горизонта. Глубина залегания грунтовых вод изменяется от 6 до 21,8 м.

Исследование особенностей распределения нефтепродуктов производилось поэтапно. Первый этап – выявление общих закономерностей изменчивости мощностей, глубин залегания и путей миграции нефтепродуктов в региональном плане, второй – в локальном.

Установлено, что с увеличением высотных отметок рельефа местности мощность слоя нефтепродуктов в скважинах и глубина их залегания увеличиваются (рис. 21) и наблюдается их гидродинамическая связь.

Для прогноза мощности слоя нефтепродуктов в скважинах ( $m_{\text{пп}}$ ) в пределах всей территории исследований (в региональном плане) можно использовать следующее уравнение связи между  $m_{\text{пп}}$  и абсолютной отметкой устья скважины  $H_{yc}$  (при  $r = 0,67$ ,  $n = 58$ ):

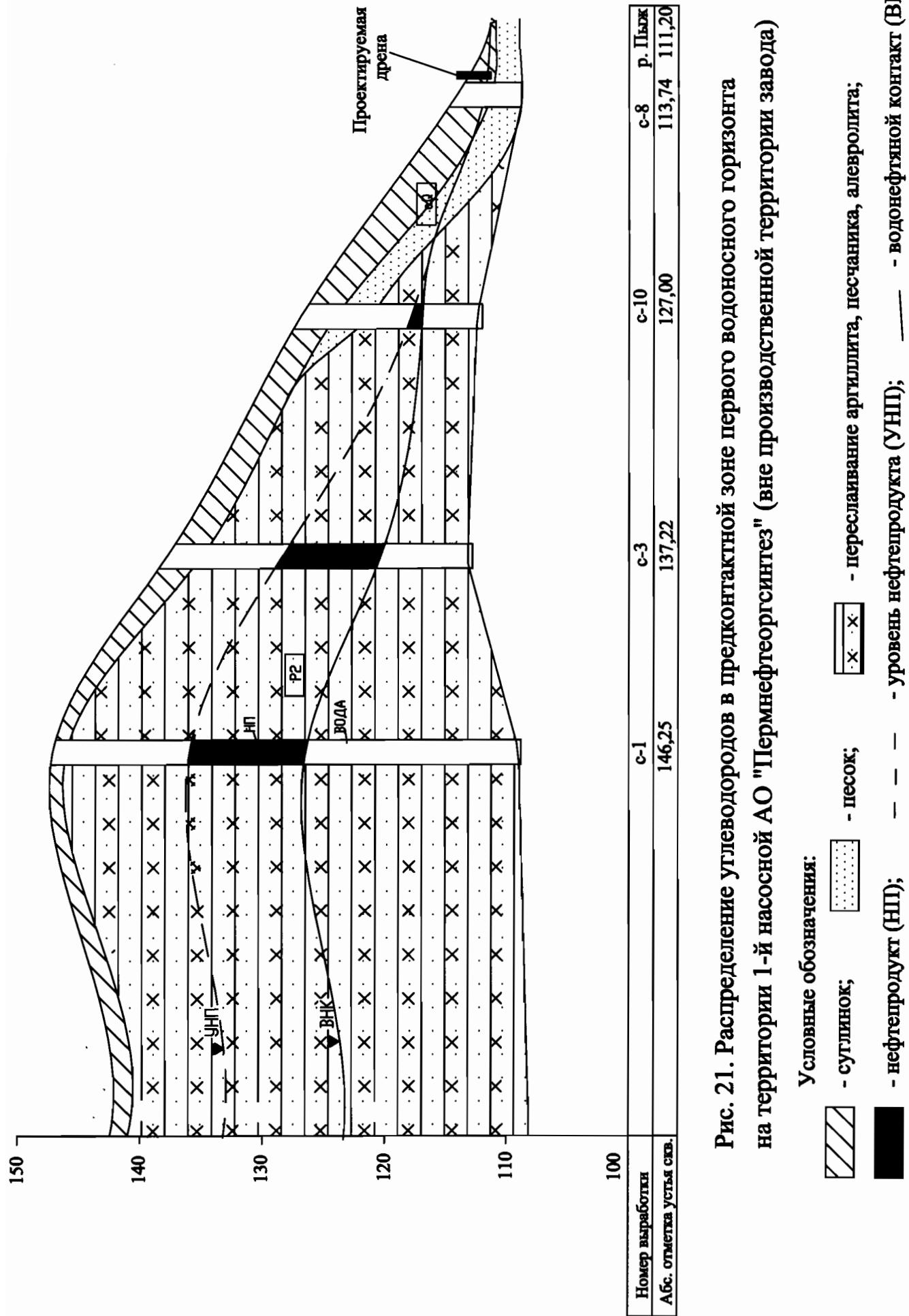
$$m_{\text{пп}} = 0,319 H_{yc} - 34,34.$$

Для прогноза глубины залегания нефтепродуктов в скважинах на территории исследований сопоставлены абсолютные отметки устья скважин и глубина залегания верхней установившейся границы слоя нефтепродуктов в скважинах. Получена следующая линейная корреляционная связь (при  $r = 0,84$ ,  $n = 12$ ):

$$H_{\text{пп}} = 0,366 H_{yc} - 38,641.$$

С помощью полученных зависимостей и построенной вероятностной кривой составлена прогнозная карта распределения мощностей нефтепродуктов в скважинах, залегающих на водоносном горизонте по территории АО «Пермнефтеоргсинтез» и первой насосной.

Анализ прогнозной схемы распределения  $m_{\text{пп}}$  (рис. 22) показывает, что в пределах территории исследований выделяются три района: первый приурочен к террасе р. Пыж, абсолютные отметки земной поверхности изменяются от 110,0 до 127,0 м, мощность нефтепродукта варьирует от 0 до 0,5 м, глубина залегания – от 2,5 до 5,0 м. Второй район расположен



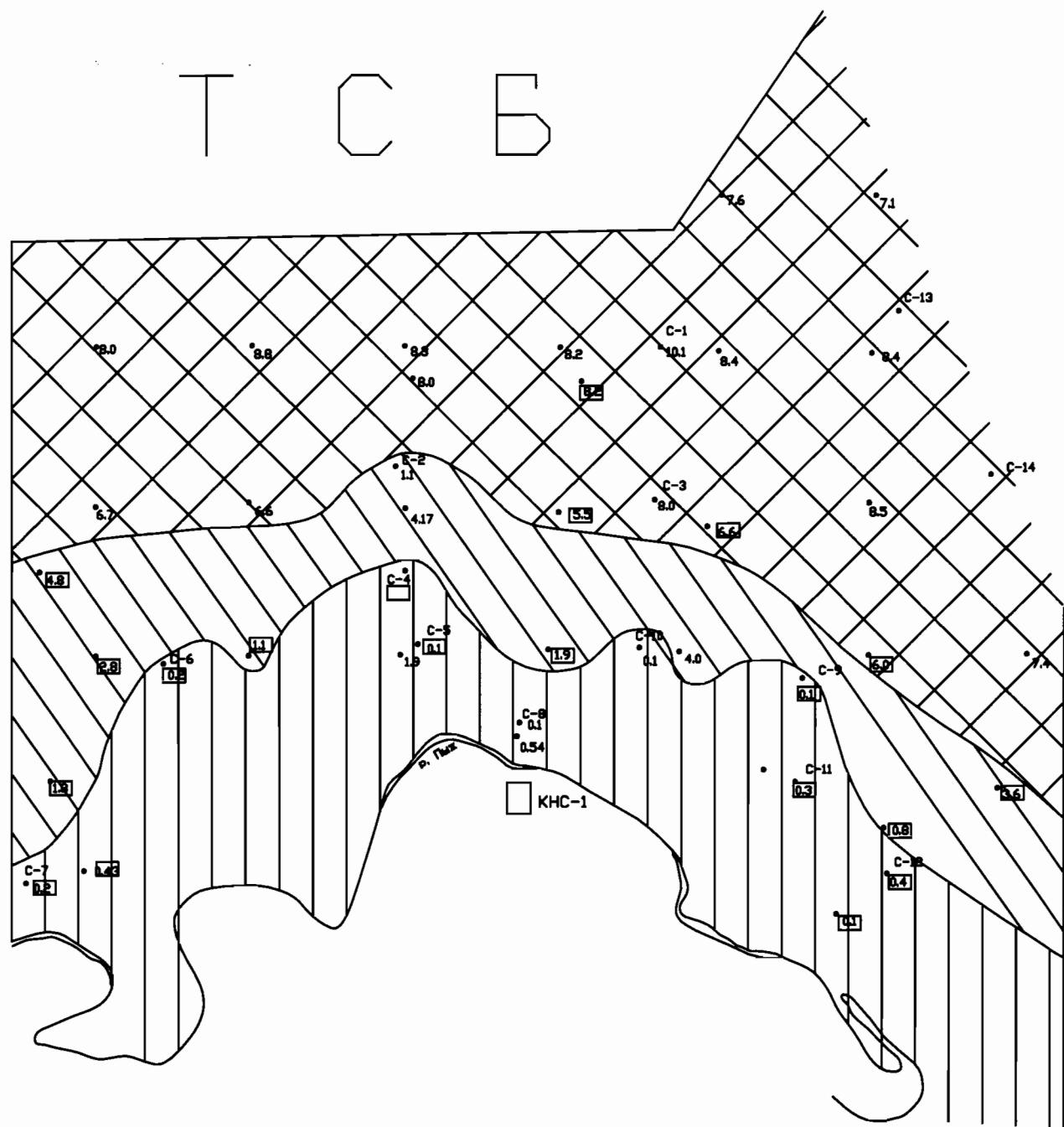


Рис. 22. Схема распределения мощности НП, залегающих на водоносном горизонте по северному участку КНС-1 АО "ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез"

**Условные обозначения:**

- ^{8,0} - опытные данные; •[2,8] - прогнозные данные; | | | | | - мощность НП в интервале 0-0,5 м;
- - мощность НП в интервале 0,5-5,0 м;      ■■■■■ - мощность НП более 5,0 м

на склоновой части территории. Абсолютные отметки земной поверхности изменяются от 127,0 до 135,0 м, мощность нефтепродукта – от 0,5 до 5,0 м, глубина его залегания – от 5,0 до 10 м. Третий район характеризуется следующими показателями: абсолютные отметки  $> 130,0$  м,  $m_{\text{пп}} > 5,0$  м, глубина залегания нефтепродукта  $> 10$  м.

Произведен предварительный подсчет запасов техногенной залежи, который показал, что под заводом находится около 6000 т нефтепродукта, представленного смесью низкооктанового бензина, дизельного топлива и других фракций УВ.

Исследования показали, что приведенные выше модели распределения углеводородов, как по площади и разрезу, так и в зоне водоносного горизонта, носят общий характер и могут быть использованы в реальных конкретных условиях для выполнения необходимых расчетов. По этим моделям может быть определена степень загрязнения грунтового массива и подземных вод углеводородами, которая, в свою очередь, в значительной мере определяет выбор возможных и эффективных методов санации.

### **3.2. Результаты санации подземных вод**

#### **3.2.1. Санация подземных вод посредством дренажной системы на примере реки Пыж (Пермская область)**

**Общие сведения.** После длительной эксплуатации нефтеперерабатывающих производств АО «Пермнефтеоргсинтез» (АО «ЛУКОЙЛ-ПНОС») в результате утечек через неплотности стыков коммуникаций и оборудования и ряда других причин в грунтах на территории промплощадки появились значительные образования нефтепродуктов, которые в результате фильтрации через грунты вместе с подземными водами попадают в р. Пыж и далее - в рр. Мулянку и Каму. В момент утечек только часть их выносится грунтовыми водами; значительное количество нефтепродуктов накапливается в грунтах. Наибольшее количество нефтепродуктов выносится в реку при подъеме уровней грунтовых вод - после весеннего снеготаяния и в периоды обильных дождей.

Основная идея мероприятий по защите р. Пыж от загрязнения нефтепродуктами заключается в перехвате верхней, наиболее загрязненной части грунтового потока на пути его разгрузки в р. Пыж при помощи системы линейных дренажей, закладываемых в основании правого борта долины.

Решено осуществить защиту р. Пыж от загрязнений НП на всем ее протяжении в пределах зоны влияния промплощадки ПНОС с помощью линейных перехватывающих дренажей. Разработана «Программа работ по внедрению мероприятий по предотвращению попадания нефтепродуктов в р. Пыж», утвержденная генеральным директором АО «Пермнефтеоргсин-

тез» в феврале 1987 г. Все дальнейшие работы выполнены в соответствии с этой программой или в ее развитие.

Участок дренажа № 1 (район КНС-1) проектами 1989-1990 гг. был намечен вдоль правого борта долины р. Пыж в юго-западном направлении от ТСБ. Линия, соединяющая центральные точки дренажа и ТСБ, ориентирована по нормали к направлению р. Пыж. Такое расположение обусловлено направлением движения подземного потока, ориентированного с юго-востока на северо-запад с расходжением токов на восток и на юго-запад, к рекам Мулянка и Пыж (рис. 23).

Инженерно-гидрогеологическая съемка выполнена летом 1990 г. в основном для уточнения гидрогеологической ситуации в районе КНС-1.

«В результате проведенных работ выяснено следующее: загрязнителем поверхностных и техногенно-грунтовых вод, в пределах исследуемого участка, является товарно-сырьевая база ПНОС, расположенная в приводораздельной части между рекой Пыж и руч. Половинным (бассейн р. Мулянка). Основные потоки загрязнения с территории ТСБ направлены к руч. Половинному. Существующее загрязнение грунтовых и подземных вод в долине р. Пыж является следствием утечек из подземных коммуникаций, размещенных в правом борту ее долины».

В геоморфологическом отношении в пределах участка выделяются:

- склон IV левобережной надпойменной террасы р. Камы (правый борт долины р. Пыж);
- III надпойменная терраса р. Камы, осложненная долиной р. Пыж.

По доминирующем склоноформирующими процессам, большая часть склона IV надпойменной террасы относится к делювиальному, а юго-западная, обращенная к долине р. Пыж и являющаяся ее правобережным бортом, представляет эрозионный склон.

Эрозионный склон крутой, обрывистый, в основном обнажен и в нижней его части на отдельных участках прослеживаются элювиально-делювиальные четвертичные отложения. Поверхность эрозионного склона изрезана оврагами и промоинами. В нижней части эрозионного склона наблюдается разгрузка трещинно-грунтовых вод в виде нисходящих родников.

Долина р. Пыж в районе ПНОС ориентирована в основном в северо-западном направлении, на участке КНС-1 – в северном, северо-северо-западном.

Долина асимметричная, в основном с более широкой левобережной поймой; русло в большей степени прижато к правому борту долины и врезано в цоколь III надпойменной террасы р. Камы. Русло р. Пыж меандрирует, при отходе его от правого коренного склона оно врезано в аллювиальные четвертичные суглинки; в этих местах долина р. Пыж заболочена.

Абсолютные отметки поверхности рельефа изменяются от 110,0-113,0 м в долине р. Пыж до 145,0 м в пределах делювиального склона IV надпойменной террасы р. Камы.

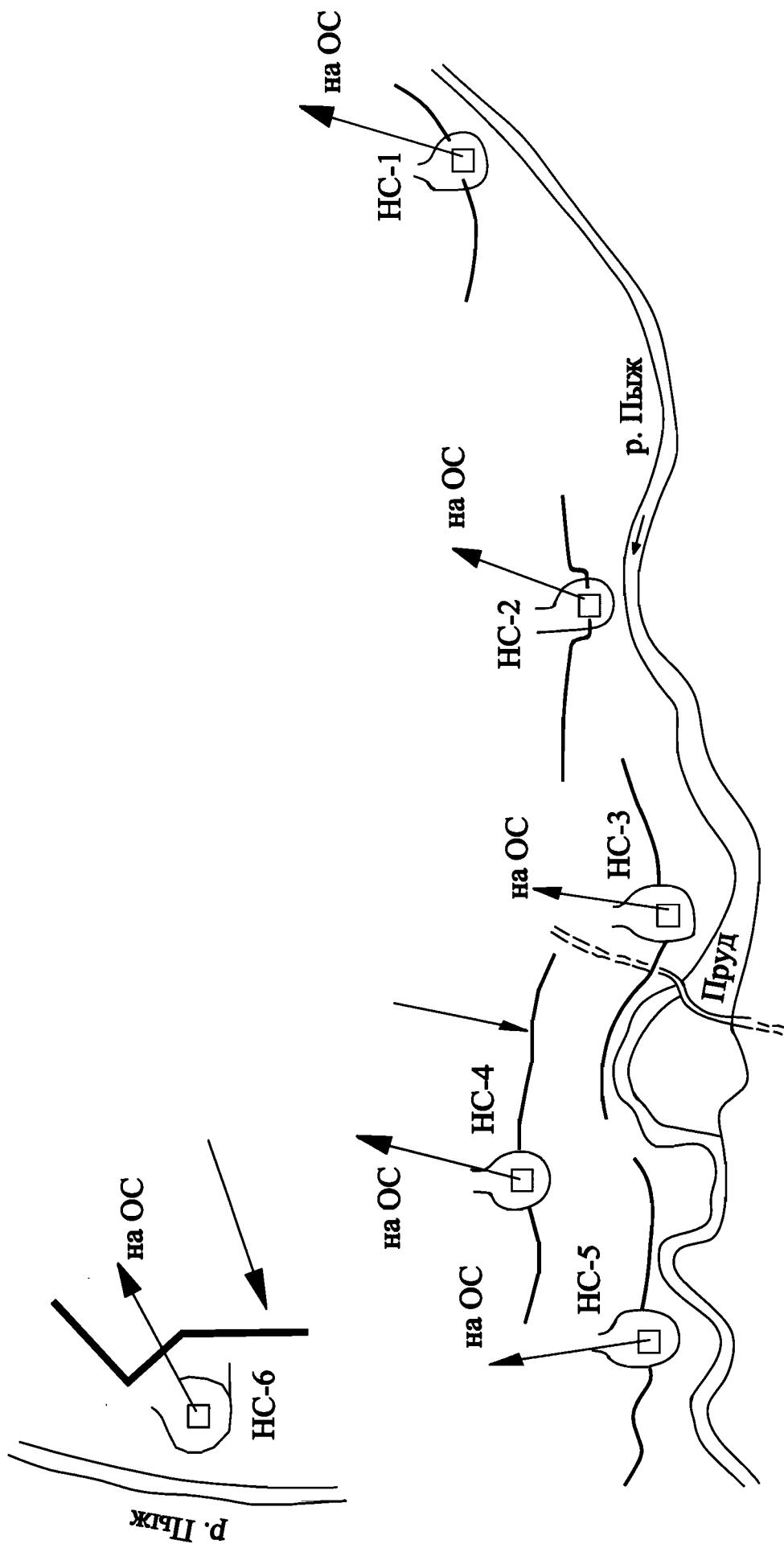


Рис. 23. Схема дренажной системы р. Пышк

Условные обозначения:

- вода, подающаяся на очистные сооружения;
- грунтовые воды;
- дренажная сеть

**Климат** района умеренно-континентальный. Зимой воздействие отрога Сибирского антициклона вызывает сильные морозы, а приток теплых воздушных масс Атлантики вызывает потепление и даже оттепели. Летом территория находится в основном в области низкого давления.

Среднегодовая температура воздуха  $+1,7^{\circ}\text{C}$ . Максимальная амплитуда колебаний температуры воздуха составляет  $84^{\circ}$  от наивысшего значения  $+37^{\circ}\text{C}$  летом до наименее высокого  $-47^{\circ}\text{C}$  зимой. Среднемесячная температура самого холодного месяца  $-14,1^{\circ}\text{C}$ , самого теплого  $+18,8^{\circ}\text{C}$ .

Средние даты перехода среднесуточных температур через  $0^{\circ}\text{C}$  – 23 марта и 9 ноября. Средняя продолжительность безморозного периода 115 дней, наименьшая – 93 дня, наибольшая – 143 дня. Средняя дата первого заморозка осенью – 8 сентября, последнего весной – 2 июня.

Среднегодовое количество осадков составляет  $596 \text{ mm}^*$ , из них на теплый период (месяцы IV-X) приходится 385 мм, на холодный (месяцы XI-III) – 211 мм.

Средняя дата появления снежного покрова – 16 октября, устойчивого покрова – 4 ноября. Средняя дата разрушения устойчивого снежного покрова – 18 апреля. Полностью снег сходит в среднем 26 апреля. Число дней со снежным покровом – 174. Средняя высота снежного покрова за зиму – 55 см, максимальная – 75 см, минимальная – 35 см.

**Гидрология.** Река Пыж берет свое начало в Пермском районе в 4 км южнее д. Широково, является левобережным притоком р. Мулянки, впадает в нее в 11 км от устья. Общая длина водотока 22 км, площадь водосбора 100  $\text{km}^2$ .

Длина водотока от истока до расчетного створа (конец дренажа КНС-1) равна 15,5 км.

Водосбор р. Пыж имеет грушевидную форму, вытянут с юга на север.

Абсолютные отметки по водораздельной линии (поверхностный водосбор) изменяются от 340 м на юге до 112 м (отметка поймы) в створе изысканий. Абсолютная отметка истока р. Пыж составляет 240 м, средний уклон водной поверхности 0,00845.

Площадь водосбора в створе изысканий (конец дренажа КНС-1) составляет около 62  $\text{km}^2$ ; заболоченность водосбора практически нулевая, залесенность 31%, распаханность 69%.

На реке выше расчетного створа расположены два пруда с площадью зеркала 0,1-0,2  $\text{km}^2$ ; ближайший из них расположен в 2,3 км выше расчетного створа. На участке выше строящейся дренажа КНС-1 (северный участок) русло р. Пыж отведено в искусственный канал.

Долина реки асимметричная, с более распластанной и неясно выраженной левобережной частью.

Ширина долины по водоразделам в расчетном створе составляет 6,5 км.

---

* По СНиП 2.01.01-82 среднегодовой слой осадков для г. Перми составляет 697 мм.

Пойма на рассматриваемом участке - чередующаяся по берегам, характерная для рек с ограниченным меандрированием. Общая ширина пойменного участка долины составляет около 200 м.

Русло р. Пыж - корытообразной формы, высота бровок 0,5-0,7 м, глубина русла до 1,0 м (в межень).

Расчетные максимальные паводковые расходы и уровни р. Пыж приведены в табл. 9.

Таблица 9

## Максимальные расходы и уровни р. Пыж на участке дрены КНС-1

Обеспеченность $P$ , %	Максимальные расходы $Q$ , м ³ /с		Отметки уровней $H_p$ , м
	весенние	дождевые	
1	27,3	34,6	112,25
5	21,0	21,4	112,00
10	18,0	16,9	111,85

*Примечание.* Местоположение расчетного створа соответствует расположению гидрометрического створа 4 по изысканиям 1997 г.

Измеренные расходы воды в расчетном створе в период 25.09.95 г. – 21.01.96 г. составили 0,53-0,38 м³/с.

Весенние паводковые уровни, соответствующие расходам 1% обеспеченности, должны затапливать всю пойму и находиться примерно на отметках наивысших точек поймы. В месте расположения гидроствора 4 подъем паводковых уровней реально возможен до отметок 112,8-113,0 м, у гидростворов 1 и 2 - до отметок 114,0-114,2 м.

19 мая 1997 г. проведено измерение расходов и уровней р. Пыж в пяти створах (табл. 10). Средний уклон водной поверхности от створа 1 до створа 5 составил 0,00175.

Таблица 10

## Расходы и уровни р. Пыж на участке дрены КНС-1 на 19.05.97 г.

Номер гидроствора	Расстояния между гидростворами, м	Измеренные расходы, м ³ /с	Отметки уровней, м	Уклоны водной поверхности, %
1		0,48	111,58	
	350			0,71
2		0,57	111,33	
	450			2,56
3		0,36	110,18	
	320			0,78
4		0,43	109,93	
	690			2,20
5		0,48	108,41	

**Геотектоника.** В геотектоническом отношении исследуемая территория относится к Предуральскому краевому прогибу, к северной его депрессии, и характеризуется условиями, характерными для границы платформенных и складчатых областей. В этих зонах породы дислоцированы умеренно или очень слабо.

На участке ТСБ - дрена КНС-1 выделяется антиклинальная складка северо-северо-западного простирания ( $322 - 340^\circ$ ), достаточно хорошо выраженная в рельефе местности. Осевая линия складки проходит через высоты местности с абсолютными отметками (в направлении с юго-востока на северо-запад) 174,2; 147,7; 146,6; 148,7; 142,6 м и испытывает погружение в северо-западном направлении в районе ТСБ. Крылья складки относительно пологие и наклонены к линии свода под углами  $9-12^\circ$  (чаще - под углом  $10^\circ$ ); южная часть складки в настоящее время частично размыта и занята долинами рр. Пыж и Каменка.

Антиклинальная складка в настоящее время значительно денудирована, в сводовой части прорезана небольшими оврагами. Крылья складки полого погружаются к северо-востоку и юго-западу. Мощность четвертичных отложений увеличивается в этих направлениях.

**Инженерно-геологические условия северного участка КНС-1.** Северный участок представлен верхнепермскими породами уфимского яруса шешминского горизонта, перекрытыми четвертичными отложениями различного генезиса (изученная глубина 23 м).

Геолого-литологический разрез площадки (сверху вниз):

#### *Четвертичная система Q*

Почвенный слой -  $pQ$ , представлен чернозёмом. Встречен по всей площадке, мощность 0,1 - 0,3 м.

#### *Аллювиальные отложения aQ*

Суглинок коричневый тугопластичный с примесью органических веществ, встречен в долине р. Пыж, мощностью 0,5 м, скв. 8.

Суглинок серый мягкотекущий и текучепластичный, встречен скважинами в пойме р. Пыж, вскрытая мощность 7,5 - 8,2 м.

Гравийный грунт серый с суглинистым заполнителем до 30%, водонасыщенный. Встречен в основании аллювиальных отложений в виде прослой мощностью 0,3 - 0,5 м.

#### *Пермская система P*

#### *Уфимский ярус P₂ и*

#### *Шешминский горизонт P_{2 ss}*

Шешминские отложения представлены аргиллитами выветрелыми с подчиненными прослойками алевролитов и песчаников. В пределах склона (правый борт долины р. Пыж) шешминские породы обнажены, в пойменной части долины перекрыты четвертичными отложениями.

В соответствии с полевым описанием грунтов, лабораторными данными и классификацией их по ГОСТ 25100-97, на участке долины р. Пыж выделены следующие инженерно-геологические элементы:

ИГЭ 1а - суглинок с примесью органических веществ;

ИГЭ 1 - суглинок;

ИГЭ 2 - гравийный грунт;

ИГЭ 3 - аргиллит.

Нормативные характеристики грунтов по лабораторным данным с учетом табл. 2.3 СНиП 2.02.01-83 рекомендуются следующие:

#### ИГЭ 1а.

Плотность природная  $\rho = 1,79 \text{ г}/\text{см}^3$

Плотность сухого грунта  $\rho_d = 1,33 \text{ г}/\text{см}^3$

Удельное сцепление  $C = 12,0 \text{ кПа}$

Угол внутреннего трения  $\varphi = 120^\circ$ .

#### ИГЭ 2.

Расчетное сопротивление, согласно СНиП 2.02.01-83 (табл. 1), рекомендуется принять как для гравийного грунта с глинистым заполнителем:  $R_0=350 \text{ кПа}$ .

#### ИГЭ 3.

Расчетное сопротивление, согласно СНиП 2.02.01-83 (табл. 1), рекомендуется принять как для крупнообломочных грунтов:  $R_0 = 400 \text{ кПа}$ .

Гидрогеологические условия участка определяются рядом факторов: геоструктурными особенностями территории, геолого-литологическим строением, геоморфологическим строением, техногенной нагрузкой, от которых зависит гидрогеологическая обстановка на участках.

По материалам изысканий установлено наличие подземных вод, приуроченных:

а) к терригенным породам шешминского горизонта уфимского яруса верхней перми (шешминский водоносный комплекс);

б) к элювиально-делювиальным четвертичным глинистым отложениям (подземные воды спорадического распространения);

в) к аллювиальным четвертичным отложениям.

*A. Шешминский водоносный горизонт.* Наиболее сложное литологическое строение имеют шешминские отложения. Водоносными являются песчаники, водоупорными – прослои аргиллитов и алевролитов. Водопритоки из аргиллитов и алевролитов, как правило, связаны не с водонасыщенностью этих пород, а с перетоком вод по трещинам из вышележащих песчаников.

В результате чередования в разрезе водопроницаемых пород образуется система этажно расположенных водоносных прослоев и горизонтов со сложной гидравлической связью.

В отложениях шешминского горизонта, залегающих выше вреза долины р. Пыж, выделены подземные воды трещинно-грунтового типа, безнапорные и слабонапорные. В отложениях, залегающих ниже вреза, распространены напорные подземные воды трещинно-пластового типа.

Первый водоносный горизонт трещинно-грунтовых вод залегает на глубинах от 1,6 - 14,8 м (абс. отм. 110,08 - 119,33 м). На участке, приуроченном к делювиальному склону (скв. 25, 26, 1к), установившиеся уровни подземных вод фиксируются на глубинах 5,4 - 9,2 м (абс. отм. 110,4 - 117,6 м). В районе куполообразной возвышенности, осложняющей делювиальный склон (скв. 14, 15), глубина залегания подземных вод увеличивается до 12,7 - 14,8 м (абс. отм. 113,6 - 113,7 м).

На участке крутого обнаженного эрозионного склона скважинами, пройденными в верхней части (скв. 4, 11, 12, 13), установленные уровни подземных вод зафиксированы на глубинах 3,9 - 7,1 м (абс. отм. 118,1 - 118,9 м); в средней части (скв. 3, 5, 8) – на глубинах 2,4 - 3,6 м (абс. отм. 113,7 - 115,3 м). Отмечается «этажность» водоносных пластов, при бурении фиксируются как местные напоры, достигающие 4 м (скв. 3, 14, 15, 24), так и перетоки из верхних слоев в нижние (скв. 1а, 24а).

Область питания трещинно-грунтовых вод совпадает с площадью их распространения. Основной источник питания подземных вод – атмосферные осадки, дополнительный – утечки из водонесущих коммуникаций. Оба источника загрязнены нефтепродуктами, о чем свидетельствует высокое их содержание в пробах воды, достигающее 195-330 мг/л.

Уровень трещинно-грунтовых вод подвержен сезонным колебаниям с годовой амплитудой порядка 1,5-2,0 м. Сравнение уровней подземных вод в пределах площади, зафиксированных зимой 1974-1975 гг. и в октябре-декабре 1995 г., показало повышение отметок меженных уровней за прошедшие 20 лет на 2-3 м.

Трещинно-грунтовые воды, распространенные в пределах исследованной площади, образуют грунтовый поток, направленный от делювиального склона IV надпойменной террасы к III надпойменной террасе р. Камы в общем направлении на запад. Долина р. Пыж дренирует часть грунтового потока. Частичная разгрузка трещинно-грунтовых вод наблюдается в виде нисходящих родников в пределах эрозионного склона, а также в четвертичные элювиально-делювиальные отложения в нижней части склона и в русловой аллювий р. Пыж.

Кроме разгрузки в эрозионную сеть, происходит и скрытая разгрузка трещинно-грунтовых вод путем перетока в нижележащие шешминские отложения. Поэтому значительная часть разгрузки трещинно-грунтовых вод происходит в отложения III надпойменной террасы р. Камы за пределами исследованной площади, в левом борту долины р. Пыж.

Водообильность верхней части шешминских отложений незначительна и неравномерна. По результатам откачки из скв. 2, дебит составил

5,2 м³/сут, удельный дебит – 0,84 м³/сут. Коэффициент фильтрации шешминских пород в зависимости от литологического состава изменяется от 0,02 м/сут (аргиллит) до 0,68 м/сут (песчаник).

Второй водоносный горизонт шешминских отложений - трещинно-пластовые воды - приурочен к хорошо выдержанному по площади слою песчаников серовато-зеленоватых слабосцементированных, трещиноватых. В зависимости от геоморфологического положения участка этот слой песчаников прослеживается скважинами на глубинах от 4,5-6,0 м (абс. отм. 105,5-108,7 м) в долине р. Пыж до 16,5-17,7 м (абс. отм. 103,3-108,5 м) в пределах делювиального склона. Слой песчаников залегает ниже эрозионного вреза р. Пыж, и подземные воды, приуроченные к нему, обладают напором. В пойме р. Пыж пьезометрический уровень трещинно-пластовых вод наблюдался на уровне подземных вод аллювиальных четвертичных отложений, их напор на подошве покровных аллювиальных суглинков составляет 2 - 8 м.

Как выявлено при исследованиях, трещинно-грунтовые и трещинно-пластовые воды гидравлически взаимосвязаны, об этом свидетельствует понижение уровней трещинно-грунтовых вод (скв. 2к и 3к) при откачке из трещинно-пластовых вод (скв. 1к), а также переток из трещинно-грунтовых вод в скв. 1к.

По результатам откачки из скв. 1к, дебит составил 26 м³/сут при понижении уровня воды на 1,06 м, коэффициент фильтрации песчаников (с глубины 17,7 м, абс. отм. 109,1 м) 14,6 м/сут, коэффициент пьезопроводности –  $1,2 \times 10^5$  м²/сут. По результатам геофизических исследований в скв. 1к, в интервале глубин 11,0-12,5 м коэффициент фильтрации составил 14,4 м/сут.

Третий водоносный горизонт вскрыт скв. 28 на глубине 28,0 м (абс. отм. 84,5 м), мощность горизонта 9,0 м, приурочен к песчаникам трещиноватым, напорный, скорость фильтрации составляет 2,0 м/сут.

*Б. Подземные воды элювиально-делювиальных четвертичных отложений.* Подземные воды элювиально-делювиальных четвертичных отложений в пределах исследованной площади имеют спорадическое распространение и встречены на отдельных участках в нижней части склона, где терригенные шешминские породы перекрыты глинистыми элювиально-делювиальными отложениями. Водовмещающие отложения – суглинки и супеси, мощность их не превышает 4,0 м. Установившиеся уровни подземных вод зафиксированы на глубине от 0,0 м (абс. отм. 111,5 - 112,80 м) в районе скв. 2в, ба до 0,8-2,6 м по скв. 7,9.

По данным экспресс-откачки из скв. ба, коэффициент фильтрации супеси составил 0,39 м/сут.

Питание подземных вод элювиально-делювиальных четвертичных отложений осуществляется за счет частичной разгрузки в них трещинно-грунтовых вод. Разгрузка происходит в пойму р. Пыж.

*B. Подземные воды аллювиальных четвертичных отложений.* Подземные воды аллювиальных четвертичных отложений встречены в юго-восточной части исследованной площади, в заболоченной пойме р. Пыж, приурочены к аллювиальным серым текучепластичным и текучим суглинкам. Мощность водовмещающей толщи от 2,0 до 4,9 м. Установившийся уровень подземных вод в феврале 1994 г. зафиксирован на глубине 0,3-1,5 м (абс. отм. 110,95 - 112,90 м).

В северной части поймы вода стоит на поверхности слоем 0,2-0,9 м.

Питание подземных вод аллювиальных отложений осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков, речных вод и разгрузки подземных вод элювиально-делювиальных четвертичных отложений и трещинно-грунтовых вод со склонов.

В табл. 11 приведены данные по содержанию нефтепродуктов в трещинно-грунтовых и трещинно-пластовых подземных водах.

Таблица 11

Содержание нефтепродуктов в подземных водах

Место отбора проб	Высотная привязка отбора проб воды		Содержание нефтепродукта, мг/л
	глубина отбора, м	абсолютная отметка, м	
<b>Трещинно-грунтовые воды (I водоносный горизонт)</b>			
19.09.95 г.			
Канава с поверхности:			
- до откачки			49,0
- после откачки			153,6
Скважина ас-6в:	1,16	112,84	
- до откачки			82,1
- после откачки			307,3
21.09.95 г.			
Скважина ас-2	3,67	115,85	52,3
Скважина ас-3	5,22	113,45	280,0
Скважина ас-5	2,32	113,81	330,2
Скважина ас-11	7,28	118,72	290,1
Скважина ас-13	3,60	118,40	139,5
Скважина ас-15	12,61	113,69	195,5
Скважина ас-17 ^a	9,72	110,08	260,5
<b>Трещинно-пластовые воды (II водоносный горизонт)</b>			
Скважина ас-22	6,70	117,90	0,32
Скважина ас-25	5,40	117,40	0,11

Для повышения эффективности дрены по перехвату загрязненных стоков решено выполнить ее по принципу дренажной завесы: весь пласт аллювиальных пойменных отложений, в которые закладывается дрена, прорезается дренажной траншееей насеквоздь, до хорошо проницаемых ко-

ренных пород. Траншея затем заполняется фильтрующей засыпкой, ядром которой является дренажная труба. Фильтрующая засыпка доводится до поверхности траншеи. Назначение сквозной фильтрующей засыпки – прием напорных подземных вод через дно траншеи, безнапорных вод через борта и поверхности стока через поверхность засыпки сверху (рис. 24).

Для установления экологической эффективности проектируемых мероприятий определены среднемноголетние расходы приточности в дрену из условий гидрогеологического и гидрохимического балансов.

Обращает на себя внимание завышенный примерно в 10 раз по сравнению с обычными значениями ( $n \times 10^{-2}$  м/сут) коэффициент фильтрации суглинков, определенный по результатам опытных фильтрационных работ (0,33 м/сут), причем практически одни и те же значения получены разными авторами в разные годы. Этот факт может свидетельствовать об увеличении проницаемости глинистых грунтов при длительном их взаимодействии с нефтесодержащими стоками, то есть в данном случае эффект влияния НП на проницаемость прямо противоположный тому, который был отмечен по песчаникам и гравелистым грунтам. Объясняется это различной физической структурой грунтов.

Гидратные оболочки связанный воды, существующие вокруг глинистых частиц и определяющие низкую проницаемость пористых глинистых грунтов, при фильтрации нефтесодержащих стоков покрываются гидрофобной нефтяной пленкой, благодаря чему сопротивление движению молекул свободной воды между гидратными оболочками глинистых частиц значительно ослабевает. Грубодисперсная фракция НП, приводящая к закупорке крупных пор песчано-гравелистых грунтов, через более мелкие поры глинистого грунта «проскальзывает» благодаря наличию гидратных оболочек с гидрофобной пленкой.

Песчано-гравелистые, щебенистые грунты и трещиноватые горные породы имеют размеры водопроводящих пор (трещин), сопоставимые с размерами частиц грубодисперсных фракций нефтепродуктов, которые, налипая на частицы и стенки трещин, не имеющие гидратных оболочек, постепенно уменьшают эффективные размеры водопроводящих пор и трещин, вплоть до их полной закупорки.

Следует заметить, что доля НП, содержащихся в жидкой фазе (поровой воде), от общего содержания НП в грунтах очень невелика: для песчаников она составляет около 2%, для суглинков – менее 5%. Поэтому 95-98% от общего содержания НП составляет нефтяная пленка на частицах грунта и (возможно) агрегатные частицы нефтепродуктов, застрявшие в порах грунта.

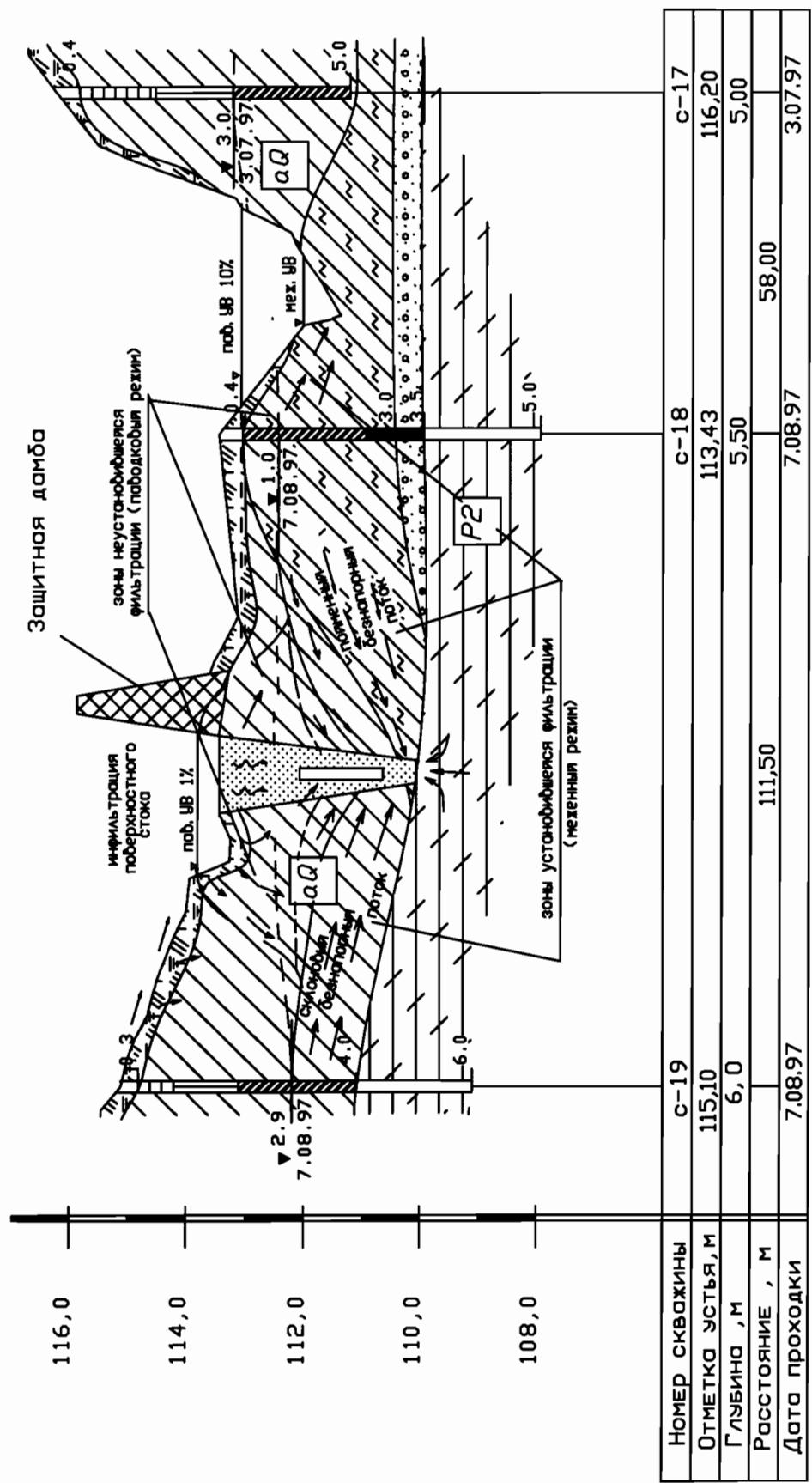


Рис. 24. Схема устройства дренажа

## Условные обозначения:

**Консистенция глинистых грунтов:**

- полутвердые;
- гипопластичные;
- текучепластичные;
- текущие

<p><b>ПГОВ:</b></p> <p> - почвенно-растительный слой;</p> <p> - насыпной грунт;</p> <p> - суглинок с примесью аргиллитов;</p> <p></p>	<p>- аргиллит</p> <p>- аргиллит</p> <p>- гравелистый грунт;</p> <p>- суглинок;</p>
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------

**Оценка эффективности проектируемой дренеи.** На основе имеющихся геологических данных рассмотренный участок берегового склона общей длиной 1000 м разделен на две части: восточную протяженностью 350 м и западную протяженностью 650 м. Восточная сложена в основном аргиллитами, осредненное значение коэффициента фильтрации для нее может быть принято равным 0,18 м/сут. В западной части значительно выше доля песчаников и, соответственно, намного выше значение коэффициента фильтрации. Выше был вычислен осредненный коэффициент фильтрации для всего 1000-метрового участка – 1,54 м/сут, который рассчитывался по следующей формуле:

$$0,18 \times 0,35 + x \times 0,65 = 1,54,$$

где 0,35 и 0,65 – относительная протяженность восточного и западного участков; 0,18 и  $x$  – коэффициенты фильтрации восточного и западного участков, м/сут.

Отсюда

$$x = \frac{1,54 - 0,18 \times 0,35}{0,65} = 2,27 \text{ м/сут.}$$

Геоморфологические характеристики по выделенным участкам дрены, а также результаты расчетов приточности со стороны берегового склона приведены в табл. 12. Дополнительно в табл. 12 рассчитана приточность в открытую дрену со стороны участка поймы между руслом р. Пыж и дреной - по нормам для поверхностного стока с коэффициентом стока 0,4 (300 мм/год). В результате общий водоприток в траншее стабилизируется примерно на том уровне, какой показан в табл. 12.

В табл. 13 дан расчет поступления нефтепродуктов с подземными водами и поверхностным стоком к трассе проектируемой дрены. Вынос нефтепродуктов (НП) со склоновым подземным стоком рассчитан по его расходам из табл. 9 при средней концентрации загрязнений 187 мг/л.

Концентрация НП в поверхностном стоке принята по аналогии с водой р. Пыж – на уровне 2 мг/л.

Как отмечено выше, некоторая часть НП на пути их следования с подземным стоком к русловой дрене р. Пыж, задерживается грунтами поймы, накапливаясь в их порах. При нормально работающей дрене этот процесс практически прекращается. Более того, с прекращением постоянной подпитки новыми порциями НП с берегового склона, наблюдается противоположный процесс: самоочищение грунтов поймы за счет их промывки атмосферными осадками и речными паводками. Вымываемые нефтепродукты выносятся грутовыми водами с поймы в р. Пыж и (при отсутствии экранирования речного борта дренажной траншеи) в дрену. В табл. 13 показано общее количество НП, выносимых пойменным стоком. Концентрация НП в промывной воде пойменного стока может быть уста-

новлена экспериментально при проведении специальных исследований в течение нескольких лет после пуска дрены. В проектных расчетах концентрация НП в пойменных стоках принята 100 мг/л, т.е. примерно в половинном размере относительно подземного стока берегового склона.

Таблица 12

**Характеристика стока с правобережного склона и поймы р. Пыж  
в районе северного участка дрены КНС-1**

Показатель	Обозначение	Единицы измерения	Участок дрены		
			Западный ПК2+67 - ПК4 +17 (150 м)	Восточный ПК0 - ПК2 + 67 (267 м)	Вся дрена (417 м)
Протяженность берегового склона	<i>l</i>	м	200	350	550
Площадь водосбора: – берегового склона – поймы между руслом р. Пыж и дреной	<i>F</i>	га	2,5 0,5	6,5 0,8	9,0 1,3
Отметка дна дренажной траншеи относительно дна русла	$\Delta h$	м	0,0	-1,5	
Осредненное значение коэффициента фильтрации пород берегового склона	<i>K_ф</i>	м/сут	2,27	0,18	0,94
Относительная доля в объеме стока расчетного участка <i>L</i> =1000 м (без поймы): – подземного – поверхностного			0,29 0,25	0,04 0,65	0,33 0,90
Абсолютные значения среднемноголетних расходов склоновой приточности: – подземного стока – поверхностного стока	<i>Q_ф</i> <i>Q_а</i>	$\frac{\text{м}^3 \cdot \text{сут}}{\text{тыс.м}^3 / \text{год}}$ $\frac{\text{м}^3 \cdot \text{сут}}{\text{тыс.м}^3 / \text{год}}$	124,7/45,5 12,5/4,6	17,2/6,3 32,5/11,9	141,9/51,8 45,0/16,5
Дополнительный подземный сток со стороны поймы	<i>Q_п</i>	$\frac{\text{м}^3 \cdot \text{сут}}{\text{тыс.м}^3 / \text{год}}$	4,0/1,46	6,6/2,41	10,6/3,87

Таблица 13

**Вынос нефтепродуктов подземным и поверхностным  
стоком в районе проектируемой дрены  $Q_{\text{пп}}$ , т/год**

Источник выноса НП (расчетная концентрация НП)	Западный участок дрены ПК2+67 - ПК4+17	Восточный участок дрены ПК0 - ПК2+67	Вся дрена
Поверхностный склоно- вый сток (2 мг/л)	0,009	0,024	0,033
Подземный склоновый сток (187 мг/л)	8,51	1,18	9,69
Подземный сток с поймы (100 мг/л)	0,337	0,556	0,893

**Экологическая эффективность построенной дрены.** Спроектирована и построена дренажная система для защиты р. Пыж (Пермская область) от нефтезагрязнений, которая включает в себя 3 участка дрены и 6 насосных станций (см. рис. 23). Первый участок длиной 880 м, второй участок длиной 2115 м и третий – 1015 м.

Реальная эффективность построенной дренажной системы определялась по результатам анализа проб воды, взятых из р. Пыж. Эти результаты показали, что до ввода комплекса защитных сооружений (1993 г.) концентрации НП в воде в среднем составляли  $7,2 \text{ мг}/\text{м}^3$  (рис. 25), после ввода они стали закономерно снижаться. Рассмотрим, как изменились концентрации нефтепродуктов в р. Пыж во времени. Для этого построим линейные модели зависимости концентраций  $C$  во времени  $t$ . Первую модель построим в интервале времени 1993–1995 гг., так как для анализа необходимо не менее трех измерений, затем последовательно будем увеличивать количество данных на один год. Таким образом, сможем построить и проанализировать 5 последовательных временных моделей. Результаты расчетов приведены в табл. 14. Рассмотрим, как изменяются числовые характеристики этих моделей в период 1993–1995 гг. В качестве меры взаимосвязи  $C$  и  $t$  будем использовать коэффициент корреляции  $r$ . Начиная с временной модели 1996 г. в интервале 1993–1999 гг., значение  $r$  становится статистически значимым при доверительной вероятности 0,95. Анализ построенных моделей в период 1993–1999 гг. показывает, что угловые коэффициенты и свободные члены уравнения изменяются вполне закономерно, при практически одинаковой тесноте связи между  $C$  и  $t$ , что подтверждает усиление влияния комплекса защитных сооружений на изменение концентраций нефтепродуктов в р. Пыж во времени.

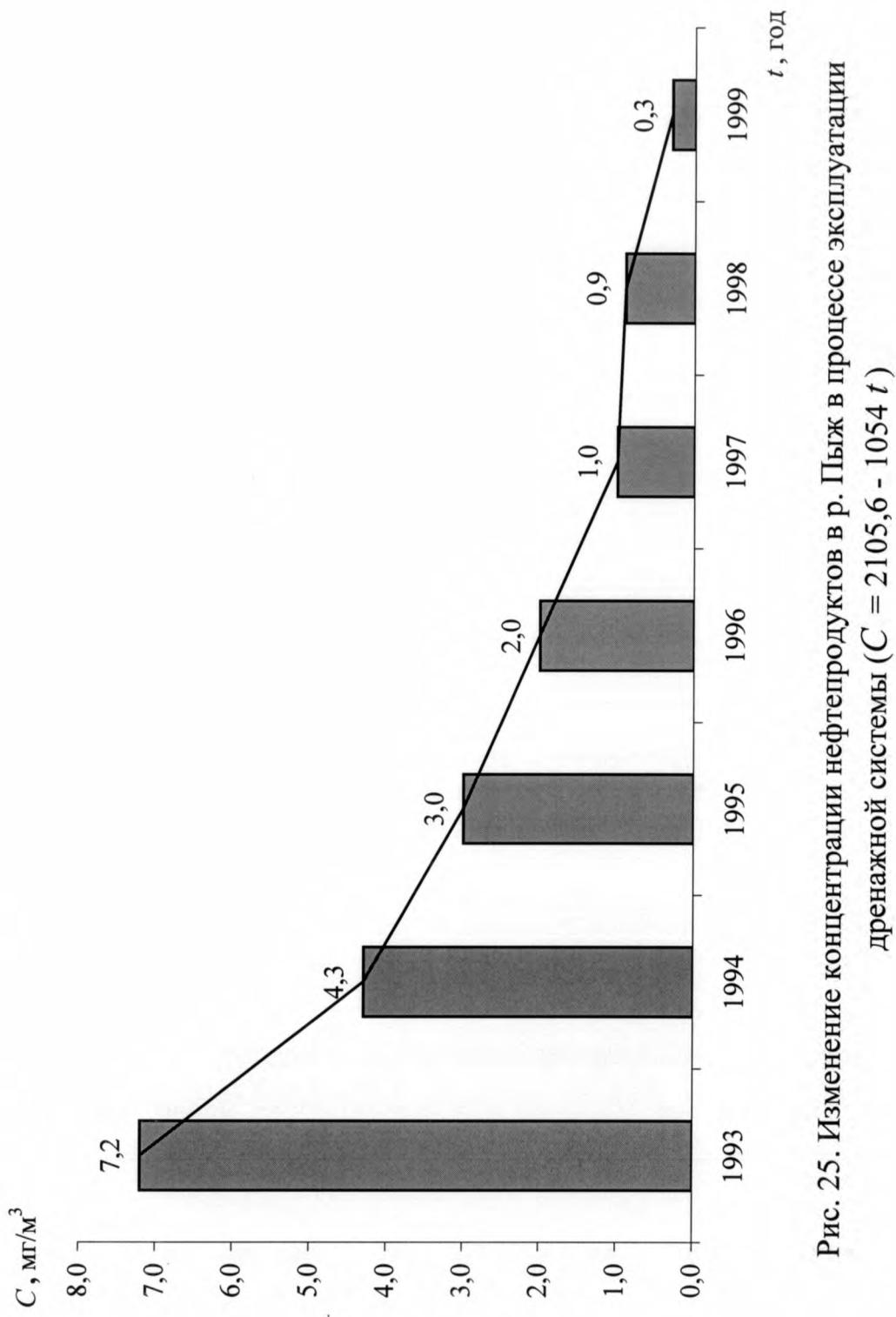


Рис. 25. Изменение концентрации нефтепродуктов в р. Пыж в процессе эксплуатации дренажной системы ( $C = 2105,6 - 1054 t$ )

Таблица 14

Модель изменения концентраций нефтепродуктов в р. Пыж во времени

Период эксплуатации	Свободный член	Угловой член	Коэффициент корреляции
1993–1995	4192,2	-2,100	-0,97
1993–1996	3374,8	-1,690	-0,97
1993–1997	2936,1	-1,470	-0,96
1993–1998	2420,5	-1,211	-0,95
1993–1999	2105,6	-1,054	-0,94

Графические результаты изменения концентраций нефтепродуктов в водах р. Пыж при работе дренажной системы (см. рис. 25), показывают, что концентрации НП со временем уменьшались и в 1999 г. составили  $0,3 \text{ мг}/\text{м}^3$  воды. Это свидетельствует о том, что разработанная и эксплуатируемая дренажная система приносит реальный экологический эффект.

### 3.2.2. Санация подземных вод на примере нефтебазы «Юбилейная»

**Общие сведения.** Пермское предприятие № 2 по обеспечению нефтепродуктами (нефтебаза «Юбилейная») расположена в 300 м от железнодорожной станции Ферма (Пермская область). С северной стороны нефтебаза ограничена жилым массивом, с востока – железнодорожными путями, с юга и запада полями конезавода № 9. Необходимо отметить, что в южной части нефтебазы протекает р. Мулянка.

Нефтебаза построена в 1968 г. и реконструирована в 1976 г. Общая площадь, занимаемая нефтебазой, составляет 16 га. В состав нефтебазы входят следующие товарные парки: светлых нефтепродуктов – 13 резервуаров; темных нефтепродуктов – 1 резервуар. Общая емкость парков составляет  $24400 \text{ м}^3$ . Поставка нефтепродуктов на базу осуществляется железнодорожным транспортом. Подача нефтепродуктов в товарные парки производится путем их перекачки по подземным трубопроводам, общая протяженность которых составляет 4448 м.

На нефтебазе оборудовано 12 стоянок по наливу нефтепродуктов в автоцистерны.

**Краткая физико-географическая характеристика участка.** По физико-географическому районированию Прикамья бассейн р. Мулянки, где находится нефтебаза «Юбилейная», располагается на территории Восточно-Европейской равнины, в полосе тайги, входит в круг возвышеностей равнины Пермского Прикамья.

Основным элементом рельефа является долина р. Камы, расчленённая р. Мулянкой и её притоками. Площадь бассейна р. Мулянка составляет 467 км².

Реки питаются как атмосферными осадками, так и подземными водами. Большая расчленённость рельефа способствует активному дренированию подземных вод, циркулирующих выше местного базиса эрозии.

**Краткая геологическая характеристика участка.** В геологическом строении площадки принимают участие четвертичные отложения, представленные суглинками. Геологический разрез приведен на рис. 26.

Геолого-литологический разрез площадки следующий:

- насыпной грунт, представленный суглинком серовато-коричневым, мягко-, тугопластичным; мощностью 0,4 - 1,8 м, вскрыт всеми скважинами;
- суглинок серый, тёмно-серый, твёрдый, полутвердый, мощностью 3,5-4,0 м, вскрыт всеми скважинами;
- суглинок тёмно-коричневый, мягко-, текучепластичный; вскрытая мощность – до 4,0 м.

Показатели физических свойств суглинков следующие:

- природная влажность 0,21-0,29 долей ед. (сред. значение 0,25);
- влажность на границе текучести 0,25-0,45 долей ед. (сред. значение 0,34);
- влажность на границе раскатывания 0,18-0,28 долей ед. (сред. значение 0,24);
- число пластичности 0,07-0,17 долей ед. (сред. значение 0,10);
- показатель текучести от 0 до 0,54 долей ед.;
- плотность грунта 1,79-1,90 г/см³ (сред. значение 1,86 г/см³);
- плотность частиц грунта 2,70-2,73 (сред. значение 2,72 г/см³);
- коэффициент пористости 0,815-0,948 (сред. значение 0,867);
- степень влажности 0,794-0,901 (сред. значение 0,857).

Показатели прочностных и деформационных свойств суглинков твердых, полутвердых следующие:

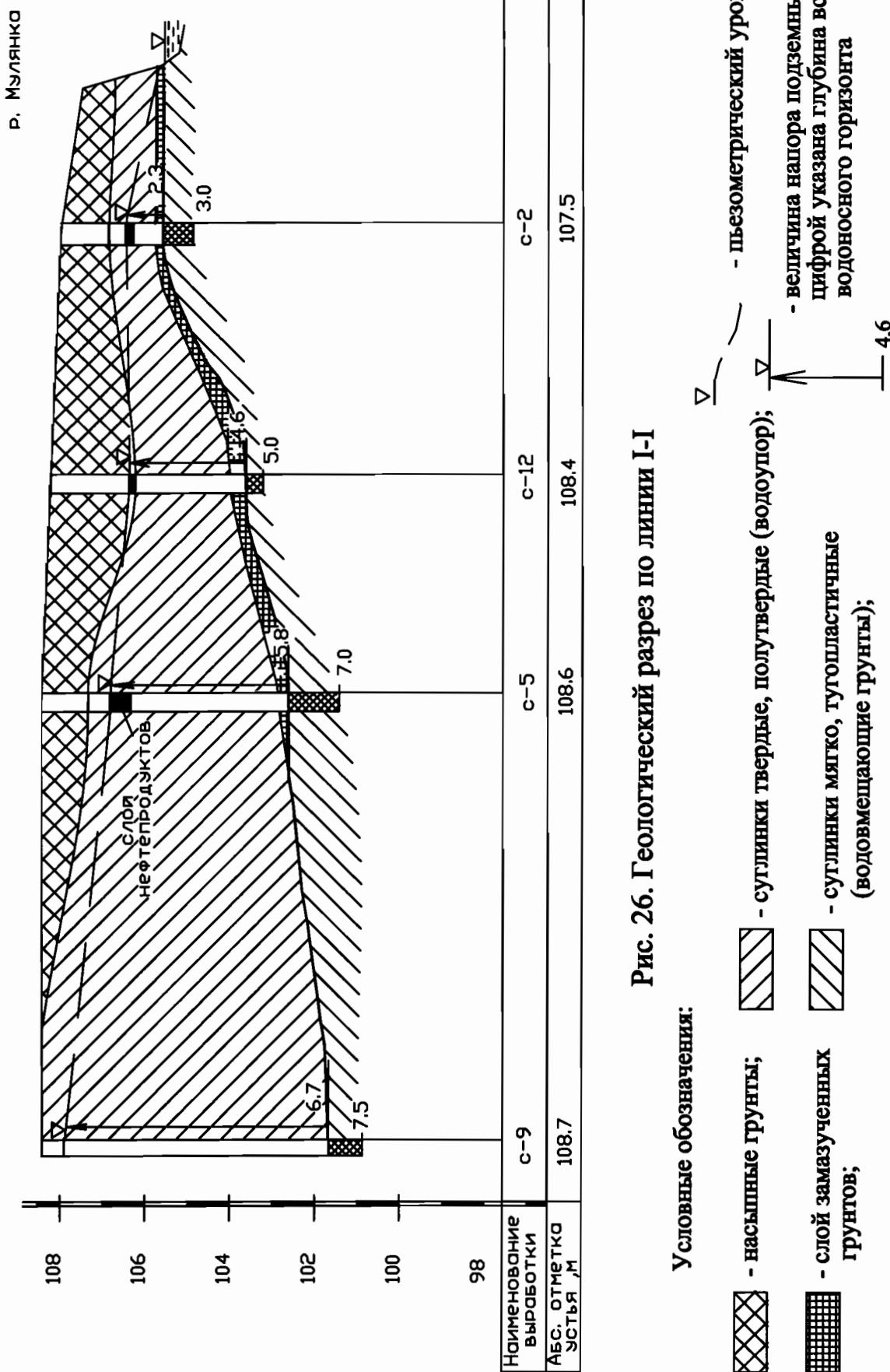
- удельное сцепление 19 кПа;
- угол внутреннего трения 20°;
- модуль деформации 11 МПа.

Показатели прочностных и деформационных свойств суглинков туго-, мягкотекущих следующие:

- удельное сцепление 15 кПа;
- угол внутреннего трения 17°;
- модуль деформации 8 МПа.

Показатели прочностных и деформационных свойств суглинков мягко-, текучепластичных следующие:

- удельное сцепление 14 кПа;



- угол внутреннего трения  $14^{\circ}$ ;
- модуль деформации 6 МПа.

Грунтовые воды зафиксированы на глубине 2,0-10,5 м. Воды имеют гидравлическую связь с р. Мулянка.

*Рекогносцировочные работы* проведены в 1991 г. На территории нефтебазы «Юбилейная» не выявлено проливов нефтепродуктов на земную поверхность. Однако в береговой части р. Мулянка обнаружены выходы нефтепродуктов. Опрос персонала показал, что в 1987 г. на поверхность земли было выпито около 300 т светлых нефтепродуктов в результате разгерметизации товарных парков. Часть нефтепродуктов была собрана с поверхности земли, после чего в течение 3 лет проводились рекультивационные работы с заменой поверхностного слоя почвогрунтов. В весенне-осенние периоды с 1988 по 1991 годы в р. Мулянка постоянно происходила разгрузка углеводородов.

На основании полученной информации было принято решение провести санацию в два этапа: на первом этапе – установить степень и источник загрязнения массива пород нефтепродуктами, а на втором – разработать технологию санации.

*Оценка степени загрязнения.* Для оценки степени загрязнения почвогрунтов производилось бурение скважин, из которых отбирались пробы грунтов и вод. В пробах химическими и хроматографическими анализами определялось количество и качество загрязняющих их углеводородов. Кроме того, в скважинах определялись уровни подземных вод и мощности залегающих на них нефтепродуктов (табл. 15).

Результаты анализов проб грунтов показали, что грунтовый массив загрязнен бензолом, толуолом, этилбензолом, метапара- и ортоксиолами, бутилбензолом, тетраметилгексаном, гексилбензолом, тетрадецилбензолом, дифенилом, гектаном, октаном, нонаном, деканом, 2-метилбутаном, 2-метилпентаном, бутилциклогексаном, пропиленом, метилбутиленом, тетралином, пропилтетралином, бутилтетралином, додеканом, ундеканом, гексадеканом и октадеканом. Концентрации загрязняющих грунтовый массив углеводородов в большинстве случаев выше ПДК.

Результаты замеров уровней грунтовых вод (УГВ) и мощностей нефтепродуктов, залегающих на поверхности вод, приведены в табл. 15 (1991 г.) и в табл. 16 (1992 г.). Из табл. 15 видно, что в скважинах 1, 4, 7, 9, 10 и 11 нефтепродукты не обнаружены. В районе скважины 5 выявлена наибольшая мощность нефтепродуктов, составляющая в среднем 0,40 м. В остальных скважинах мощность нефтепродуктов изменяется от 0,01 до 0,03 м.

Дополнительные исследования, проведенные в 1992 г. (см. табл. 16), показали, что в районе скважины 20 наблюдается слой нефтепродуктов (НП) мощностью 0,45-0,50 м. Также обнаружены НП в скважине 21 (мощность 0,02-0,10 м) и в скважине 25 (мощность до 0,01 м). В остальных скважинах нефтепродуктов не обнаружено.

Таблица 15

Результаты замеров уровней грунтовых вод и мощностей НП, (1991 г.), залегающих на поверхности вод

Но- мер скв.	Дата замеров									
	15.06.91		25.06.91		5.07.91		15.07.91		28.07.91	
	Глубина залегания УГВ, м	Мощность НП, м								
1	1,55	0	1,70	0	1,83	0	1,90	0	1,90	0
2	1,30	0,02	1,40	0,02	1,50	0,02	0,70	0,02	1,70	0,02
3	0,90	0,01	1,00	0,01						
4	0,60	0	0,75	0	0,93	0				
5	2,10	0,50	2,05	0,35	2,27	0,37	2,40	0,35	2,40	0,35
6	1,10	0,02	1,23	0,02	1,30	0,02	1,34	0,02	1,35	0,02
7	2,25	0	2,35	0	2,30	0	2,60	0	2,60	0
8	1,55	0,02	1,75	0,02	1,90	0,02	2,00	0,02	2,00	0,02
9	0,50	0	0,60	0	0,80	0				
10	1,00	0	1,05	0	1,23	0	1,30	0	1,32	0
11							0,60	0	0,60	0
12	1,60	0,03	1,75	0,03	1,80	0,03	1,95	0,03	1,95	0,03

Таблица 16

Результаты замеров уровней грунтовых вод и мощностей НП, (1992 г.), залегающих на поверхности вод

Но- мер скв.	Дата замеров							Амплитуда колебаний уровней подземных вод	
	3.07.92		6.07.92		14.07.92				
	Глубина уровня грунтовых вод в скважине, м	Мощность нефте-продукта в скважине, м	Глубина уровня подземных вод в скважине, м	Мощность нефте-продукта в скважине, м	Глубина уровня подземных вод в скважине, м	Мощность нефте-продукта в скважине, м	Глубина уровня подземных вод в скважине, м		
19	2,60	0	2,53	0	2,45	0	0,15		
20	2,85	0,45	2,90	0,50	2,83	0,50	0,07		
21	1,90	0,05	1,93	0,08	1,92	0,10	0,02		
22	1,55	0	1,60	0	1,53	0	0,07		
23	1,65	0	1,65	0	1,55	0	0,10		
24	2,74	0	2,78	0	2,59	0	0,09		
25	2,03	0,01	2,00	0,01	1,94	0,01	0,07		

Примечание. Глубина уровня подземных вод измерялась от устья скважины.

Анализ экспериментального материала показывает, что нефтепродукты мигрируют в сторону р. Мулянка. Следует отметить, что при бурении скважин 5, 23 и 2 в верхней зоне контакта с водоносным горизонтом выявлен слой грунтов, пропитанный нефтепродуктами. Мощность слоя изменяется от 0,05 до 0,3 м. Это свидетельствует о том, что суглинки, залегающие над напорным водоносным горизонтом, являются «упором» для воды и коллектором для нефтепродуктов.

Таким образом, на территории нефтебазы «Юбилейная» выявлены очаги нефтезагрязнения, приуроченные к районам скважин 5 и 23 и пути их (нефтепродуктов) миграции в сторону р. Мулянка.

Фракционный анализ пробы нефтепродукта, взятой из скважины 5, показал, что исследуемый продукт представляет собой смесь бензина (75%) и керосина (25%). Плотность данной смеси при 20°C составляет 0,750 кг/м³.

В пробах воды, взятых из скважины 2 на глубине 2,5 м и скважины 8 на глубине 7,5 м, содержание НП в подземных водах изменяется от 2,0 мг/л (скважина 2) до 5,0 мг/л (скважина 8), pH от 6,78 до 7,2, содержание хлоридов от 29,2 мг/л (скважина 8) до 47,5 мг/л (скважина 2).

С целью защиты р. Мулянка и подземных вод от нефтезагрязнения принято решение о разработке двух вариантов технологий санации. Первый вариант – строительство дренажной системы, второй – скважинная санация.

**Дренажная система.** Для первого варианта – защита р. Мулянка от нефтезагрязнений путем сбора углеводородов дренажной системой – произведен ориентировочный расчет работы горизонтальной дрены.

Дрена располагается в створе скважин 20 – 25, ее длина составляет 270 м, диаметр 1000 мм. Результаты предварительных расчетов показали, что в период летней межени количество нефтепродуктов, поступающих в дрену, составляет: а) на начальном этапе ее работы (до 15 - 30 суток) – 150 л/сут; б) при установившемся режиме (более 30 суток) – 15 л/сут.

По нашему мнению, эффективность горизонтальной дрены очень низкая при высокой стоимости ее строительства, поэтому этот вариант не рекомендуется к проектированию и строительству.

**Технология очистки подземных вод посредством скважин.** Для локализации очага загрязнения было выбрано перехватывающее устройство в виде кольцевой системы скважин: одна центральная и 5 равномерно расположенных по окружности с радиусом 10 м. Месторасположение скважин выбрано в центральной части участка с наибольшим загрязнением.

На подготовительном этапе были пробурены 6 скважин, обсаженных трубами Ø=127 мм. Изготовлено и смонтировано следующее оборудование:

- нефтеловушка для гравитационного разделения воды и нефтепродукта, ёмкостью  $2,8 \text{ м}^3$ , оборудована водомерным стеклом для наблюдения за количеством извлекаемого нефтепродукта;
- бак для слива воды ( $V = 2,0 \text{ м}^3$ );
- емкость для слива нефтепродукта ( $V = 1,5 \text{ м}^3$ );
- насосное оборудование и электрические сети.

Работы по очистке подземных вод производились в несколько этапов. На первом этапе воды, загрязненные НП, и «чистый» нефтепродукт откачивались из скважины 13 в период с 2.06 по 20.07.92 г.

На втором этапе откачка одновременно производилась из двух скважин: а) с 21.07 по 24.07.92 г. из скважин 13 и 15; б) с 13.08 по 04.09.92 г. из скважин 14 и 15; в) в период с 7.09 по 17.09.92 г. из скважин 16 и 18. На третьем этапе откачка одновременно производилась из трех скважин: а) в период с 24.09 по 25.09.92 г. из скважин 13, 14, 18; б) 21.09.92 г. из скважин 13, 14, 15.

Работы проводились в два цикла: первый цикл – откачка загрязненной НП воды, и второй цикл – откачка «чистого» нефтепродукта из скважин.

В целом технологическая схема санации осуществлялась следующим образом: первоначально производилась откачка из скважин загрязненной нефтепродуктами воды (первый цикл) или «чистых» нефтепродуктов (второй цикл), затем поднятая из скважин жидкость подавалась в нефтеловушку, где происходило гравитационное разделение жидкости на нефтепродукт и воду. После чего разделенные нефтепродукты и вода подавались в накопительные емкости. Затем нефтепродукты отправлялись на нефтепереработку, а вода подавалась в водоносный пласт.

**Результаты работ по очистке подземных вод, загрязнённых нефтепродуктами.** Результаты механической санации подземных вод приведены в табл. 17. Необходимо отметить, что следующим этапом работ санации является биологическая очистка загрязнённых нефтепродуктами подземных вод.

За время работы на объекте с 2.06 по 25.09.92 г. откачано  $92 \text{ м}^3$  воды, нефтепродукта 390 л, при среднем содержании нефтепродукта 4,24 л на  $1 \text{ м}^3$ . Ниже приведены данные по всем скважинам.

Всего из скважины 13 откачано воды  $29,08 \text{ м}^3$  и нефтепродуктов 171,9 л, что составляет от общих объёмов соответственно – воды 31,6% и нефтепродукта 44,1%, при этом среднее значение откаченных нефтепродуктов составляет 5,91 л на  $1 \text{ м}^3$  воды.

Из скважины 14 откачано воды  $18,49 \text{ м}^3$ , нефтепродуктов 74,7 л, или соответственно 20,1 и 19,15% от общего объёма, при среднем значении 4,04 л нефтепродуктов на  $1 \text{ м}^3$ .

Из скважины 15 откачано воды  $16,79 \text{ м}^3$ , нефтепродукта 52,9 л, что составляет соответственно 18,25 и 13,3% от общего объема, при среднем значении 3,09 л нефтепродуктов на  $1 \text{ м}^3$ .

Таблица 17

Замеры уровней грунтовых вод и нефтепродуктов (НП) в скважинах  
(ежедневно до начала работ)

Даты замеров	Уровни, м	Номер скважины					
		13	14	15	16	17	18
2.06.92 г.	НП	2,35	2,35	2,60	2,80	2,00	2,75
	Вода	3,25	2,40	2,70	2,85	2,10	2,85
3.06.92 г.	НП	2,50	-	-	-	-	-
	Вода	3,00	-	-	-	-	-
4.06.92 г.	НП	2,15	-	2,90	2,30	2,50	-
	Вода	4,35	2,40	3,00	2,35	3,25	-
8.06.92 г.	НП	2,25	2,60	2,90	2,95	2,90	-
	Вода	4,40	2,65	2,95	3,05	3,00	2,95
9.06.92 г.	НП	2,65	2,55	2,90	3,05	2,95	-
	Вода	3,20	2,50	2,95	3,10	3,05	3,05
10.06.92 г.	НП	2,80	-	-	-	-	-
	Вода	2,90	-	-	-	-	-
11.06.92 г.	НП	2,70	-	2,95	3,05	3,00	-
	Вода	3,25	2,60	3,00	3,10	3,05	3,10
15.06.92 г.	НП	2,65	-	2,95	3,05	3,00	-
	Вода	3,35	2,70	3,00	3,07	3,05	2,97
16.06.92 г.	НП	2,90	-	-	-	-	-
	Вода	2,92	-	-	-	-	-
17.06.92 г.	НП	2,80	-	2,98	3,08	3,02	-
	Вода	2,87	2,70	3,03	3,10	3,05	3,08
18.06.92 г.	НП	2,85	-	-	-	-	-
	Вода	2,95	-	-	-	-	-
19.06.92 г.	НП	2,88	-	3,02	3,20	3,07	-
	Вода	2,98	2,70	3,05	3,21	3,10	3,10
23.06.92 г.	НП	2,38	-	3,00	3,15	3,05	-
	Вода	3,05	2,75	3,03	3,17	3,08	3,05
24.06.92 г.	НП	2,85	-	-	-	-	-
	Вода	3,20	-	-	-	-	-
25.06.92 г.	НП	2,85	-	3,05	3,18	3,17	-
	Вода	3,20	2,75	3,07	3,20	3,22	3,20
3.07.92 г.	НП	2,90	3,20	3,00	3,15	3,10	3,10
	Вода	3,35	3,25	3,02	3,16	3,13	3,11
6.07.92 г.	НП	2,93	3,33	3,07	3,20	3,11	3,18
	Вода	3,37	3,40	3,10	3,22	3,15	3,20
14.07.92 г.	НП	2,73	3,12	2,88	3,00	3,00	3,12
	Вода	3,20	3,25	2,90	3,04	3,02	3,14
17.07.92 г.	НП	2,75	-	-	-	-	-
	Вода	3,20	-	-	-	-	-
20.07.92 г.	НП	2,80	-	-	-	-	-
	Вода	3,28	-	-	-	-	-
21.07.92 г.	НП	3,00	-	3,15	-	-	-
	Вода	3,45	-	3,15	-	-	-
22.07.92 г.	НП	2,85	-	3,16	-	-	-
	Вода	3,35	-	3,17	-	-	-
23.07.92 г.	НП	2,85	-	3,19	-	-	-
	Вода	3,40	-	3,20	-	-	-
24.07.92 г.	НП	2,85	-	3,15	-	-	-
	Вода	3,40	-	3,16	-	-	-
12.08.92 г.	НП	2,15	2,55	2,20	2,45	2,47	2,65
	Вода	2,63	2,65	2,20	2,53	2,53	2,65

Окончание табл. 17

Даты замеров	Уровни, м	Номер скважины					
		13	14	15	16	17	18
13.08.92 г.	НП	2,18	2,57	2,30	2,55	2,43	2,70
	Вода	2,63	2,65	2,35	2,70	2,50	2,71
14.08.92 г.	НП	2,18	2,58	2,35	2,52	2,47	2,55
	Вода	2,63	2,65	2,40	2,63	2,52	2,56
17.08.92 г.	НП	2,35	2,60	2,43	2,60	2,57	2,67
	Вода	2,80	2,90	2,68	2,75	2,62	2,68
19.08.92 г.	НП	2,20	2,55	2,25	2,40	2,51	2,60
	Вода	2,65	2,80	2,70	2,55	2,55	2,61
25.08.92 г.	НП	1,70	1,95	1,57	2,25	2,00	2,45
	Вода	2,18	2,40	2,13	2,37	2,05	2,46
26.08.92 г.	НП	1,90	1,90	2,20	2,25	2,20	2,18
	Вода	2,40	1,93	2,50	2,38	2,23	2,20
27.08.92 г.	НП	2,10	2,20	2,00	2,40	2,20	2,20
	Вода	2,57	2,70	2,05	2,54	2,23	2,21
31.08.92 г.	НП	2,03	2,23	2,03	2,49	2,35	2,47
	Вода	2,55	3,03	2,53	2,60	2,38	2,48
1.09.92 г.	НП	1,98	1,95	1,60	2,26	2,23	2,29
	Вода	2,46	2,80	2,30	2,38	2,26	2,30
2.09.92 г.	НП	1,93	1,85	1,55	2,17	2,18	2,18
	Вода	2,38	2,95	2,45	2,30	2,23	2,19
3.09.92 г.	НП	1,78	1,87	1,55	2,17	2,17	2,18
	Вода	2,25	3,06	2,55	2,28	2,20	2,19
4.09.92 г.	НП	1,90	1,86	1,62	2,20	2,17	2,17
	Вода	2,37	3,28	2,68	2,34	2,20	2,18
7.09.92 г.	НП	2,20	2,01	1,93	2,39	2,31	2,35
	Вода	2,67	3,79	3,00	2,50	2,32	2,38
8.09.92 г.	НП	2,15	2,13	2,01	2,44	2,35	2,31
	Вода	2,62	3,93	3,07	2,54	2,37	2,60
9.09.92 г.	НП	2,60	2,53	2,22	2,40	2,43	2,40
	Вода	3,05	4,34	3,30	2,85	2,45	2,80
10.09.92 г.	НП	2,21	2,21	2,13	2,38	2,48	2,29
	Вода	2,68	4,02	3,19	3,00	2,50	2,97
14.09.92 г.	НП	2,32	2,32	2,30	2,50	2,54	2,34
	Вода	2,82	4,15	3,37	3,20	2,56	3,42
15.09.92 г.	НП	2,62	2,58	2,42	2,50	2,67	2,32
	Вода	3,09	4,36	3,48	3,30	2,69	3,56
16.09.92 г.	НП	2,42	2,43	2,39	2,53	2,71	2,37
	Вода	2,91	4,21	3,44	3,44	2,73	3,70
17.09.92 г.	НП	2,48	2,48	2,42	2,55	2,73	2,36
	Вода	2,96	4,26	3,50	3,46	2,75	3,79
18.09.92 г.	НП	2,49	2,49	2,45	2,51	2,75	2,40
	Вода	2,97	4,26	3,51	3,47	2,77	3,85
21.09.92 г.	НП	2,70	2,65	2,57	2,69	2,85	2,46
	Вода	3,17	4,43	3,64	3,54	2,88	4,02
22.09.92 г.	НП	2,86	3,11	2,81	3,03	2,88	2,80
	Вода	2,94	3,13	2,83	3,05	2,90	2,94
23.09.92 г.	НП	2,76	2,97	2,82	2,93	2,90	2,78
	Вода	2,88	2,99	2,83	2,95	2,93	3,00
24.09.92 г.	НП	2,67	3,00	2,86	3,00	3,08	2,81
	Вода	2,83	3,06	2,88	3,02	3,11	3,06
25.09.92 г.	НП	2,70	3,01	2,86	2,98	3,01	2,83
	Вода	2,86	3,09	2,87	3,01	3,03	3,09
16.10.92 г.	НП	2,55	2,90	2,75	2,84	2,86	2,67
	Вода	2,86	3,00	2,78	2,88	2,88	3,15

Из скважины 16 откачано  $8,52 \text{ м}^3$  воды и 27,6 л нефтепродукта, или соответственно 9,26 и 7,07% от общего объема, при среднем значении 3,24 л нефтепродукта на  $1 \text{ м}^3$  воды.

Из скважины 18 откачано  $14,71 \text{ м}^3$  воды и 61,2 л нефтепродукта, или соответственно 15,99 и 15,69% от общего объема, при среднем значении 4,16 л нефтепродукта на  $1 \text{ м}^3$  воды.

Анализ полученных данных показал, что интенсивность притока нефтепродуктов к скважинам различна. Наиболее характерной в этом отношении явилась скважина 13.

Самым эффективным был первоначальный период откачки. За первые три дня его откачано 115,5 л нефтепродукта, или 67,2% от общего объема из скважины, при среднем содержании за данный период 27,7 л на  $1,0 \text{ м}^3$  воды. За первые 10 дней откачано 147 л нефтепродукта, или 85,5% на  $1,0 \text{ м}^3$  воды, при среднем содержании за указанный срок 13,1 л на  $1 \text{ м}^3$  воды.

Затем приток нефтепродуктов в скважину стабилизировался и составил в среднем за оставшийся период 1,4 л на  $1,0 \text{ м}^3$  воды.

Установленная закономерность – с увеличением времени откачки жидкости из скважин содержание НП в воде уменьшается и затем стабилизируется – связана, вероятно, с условиями массопереноса нефтепродуктов, залегающих в верхней зоне водоносного горизонта. На начальном этапе откачки в скважины поступает нефтепродукт, находящийся в поровом пространстве суглинков в свободном виде, т.е. поступление идет за счет механической фильтрации углеводородов. После чего поступление нефтепродуктов в скважину происходит за счет преодоления сорбционных сил суглинков, поэтому скорость массопереноса углеводородов снижается.

Замеры количества нефтепродуктов в скважине показали, что приток нефтяных веществ в период между откачками был несколько выше – 53,4%, чем в момент откачек. Поэтому длительный отстой в скважине (например, в 13-й) позволял при возобновлении откачек увеличить приток нефтепродуктов в скважину. В табл. 18 приведены данные объемов нефтепродуктов, поступивших в скважины в период между откачками.

Таблица 18

**Количество нефтепродуктов, поступивших в скважины  
в период между откачками и в процессе откачек**

Приток нефтепродуктов, л	Номер скважины					Суммарное количество нефтепродуктов, л
	13	14	15	16	18	
Естественный ¹	25,5	34,8	32,7	8,7	40,8	142,5
Принудительный ²	28,2	38,1	19,2	19,2	19,5	124,2

¹ Естественный приток – количество нефтепродукта, поступившее в скважину в период между откачками.

² Принудительный приток – количество нефтепродукта, поступившее в скважину в процессе откачек.

По результатам экспериментальных исследований предпринята попытка установления корреляционных связей между объемом поступающих нефтепродуктов в скважину и временем откачки смеси, состоящей из воды и нефтепродуктов. Расчеты проводились по периодам откачки, под которыми понимаются объемы откачиваемых из скважин нефтепродуктов от начала первого до конца второго циклов откачки. Так, для скважины 13 первый период 0-173 часов, второй период 192-313 часов и третий 318-2668 часов.

При расчетах использовались следующие модели:

$$Q_h = a + b \times t;$$

$$1/Q_h = a + b^t;$$

$$Q_h = \exp(a + b^t);$$

$$Q_h = a \times t^b.$$

Оценка взаимосвязи производилась по коэффициенту корреляции ( $r$ ) в линейных случаях или корреляционных отношениях ( $R$ ) при нелинейных связях.

Статистический анализ показал, что наилучшим образом экспериментальные данные описываются четвертой математической моделью, поэтому рассмотрим взаимосвязь между  $Q$  и  $t$  по каждой скважине, используя эту модель:

$$Q_h = a \times t^b.$$

По скважине 13 расчет производился по трем периодам. Для первого периода рассчитано следующее уравнение:

$$Q_h^1 = 11 \times t^{0,156} \text{ при } R = 0,98.$$

Для второго периода тип модели аналогичен, но наблюдаемые значения  $Q_h^2$  намного ниже, чем в первом.

В третьем периоде также происходит снижение значений  $Q_h^3$ .

Для скважины 14 имеется некоторое отличие в изменении значений  $Q_h$  от  $t$ . В первом цикле откачки значение  $Q_h^1 < 6$ , во втором наблюдается некоторое повышение  $Q_h^2$  с 6 до 18, что не согласуется с результатами, полученными по скважине 13. В третьем заключительном периоде произошло резкое снижение объемов нефтепродуктов, как и в скважине 13.

В скважине 15 наблюдается изменение  $Q_h$  во времени аналогично изменению в скважине 14, что свидетельствует об их хорошей динамической связи, данные по  $Q_h$  взаимокоррелированы.

Для скважины 16 расчет выполнен только по двум периодам откачки нефтепродуктов. Изменение количества нефтепродуктов во времени также

хорошо описывается мультипликативной моделью, при  $R = 0,85$  в первом периоде и при  $R = 0,91$  во втором периоде  $Q_h^2$  резко снижается.

Скважина 18 характеризуется наиболее высокими связями между  $Q_h$  и  $t$  ( $R_1 = 0,98$  и  $R_2 = 0,99$ ).

С целью получения универсальных зависимостей изменения  $Q_h$  от  $t$  выполнено сопоставление  $Q_h$  и  $t$  по всем скважинам исследуемой площади.

Как и в каждом конкретном случае, имеющиеся данные наблюдения лучше описываются мультипликативной моделью. В первом периоде корреляционное отношение  $R = 0,39$ , во втором  $R = 0,69$  при некотором снижении  $Q_h$ . В третьем периоде связь стала еще более сильной ( $R = 0,78$ ) при снижении значений  $Q_h$ . Повышение значений  $R$  от 0,39 до 0,78 в цикле работ свидетельствует об усилении гидродинамической связи между скважинами во времени.

Таким образом, за время работ по санации подземных вод (с 2.06 по 16.10.92 г.) извлечено 390 л нефтепродуктов, при этом частично локализованы очаги загрязнения. Для условий нефтебазы «Юбилейная» рекомендуются следующие технологические параметры очистки: расстояние между скважинами 10 - 15 м, время откачки нефтезагрязненной воды из скважины – около 10 дней, время отстоя скважины между откачками 20 - 25 дней, интенсивность откачки 2 - 3  $m^3$ /сут. Следует отметить, что содержание нефтепродукта в откачиваемой воде уменьшается в 20 раз (скважина 13). Предложенная технология достаточно эффективна.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе научных исследований и внедрения их в практику очистки нефтезагрязненных территорий получены следующие результаты:

1. Установлены закономерности пространственного распределения углеводородов в почвогрунтах. С учетом полученных закономерностей разработаны вероятностно-статистические модели, позволяющие прогнозировать степень загрязнения почвогрунтов углеводородами.

2. Выявлено распределение углеводородов по разрезу над водоносным горизонтом. Вид распределения УВ зависит от морфологических характеристик рельефа и гидродинамического режима подземных вод. Разработаны математические модели, позволяющие прогнозировать глубину залегания и мощность углеводородов, находящихся в зоне водоносного горизонта.

3. Разработаны методики санации нефтезагрязненных территорий, которые использованы при очистке ряда различных нефтезагрязненных территорий.

4. Выполнена оценка эффективности способов санации различных нефтезагрязненных территорий.

5. Разработаны способы прогнозирования протекания процессов санации для различных условий, для чего составлены соответствующие математические модели.

6. Результаты выполненной научной работы использованы при рекультивации территорий, загрязненных нефтью и нефтепродуктами, на нефтедобывающем (АО «ЛУКОЙЛ-Пермь»), нефтеперерабатывающих (АО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез», АО «Нефтехимик») предприятиях, на нефтебазах «Юбилейная» (Пермская область), в мазутных хозяйствах г. Тейково (Ивановская область) и пос. Звездный (Бурятская Республика).

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Галкин В.И., Середин В.В., Бачурин Б.А. Применение вероятностно-статистических моделей при изучении распределения углеводородов в грунтах и выборе технологий их санации. – Пермь, 1999. 143 с.
2. Пат. 2043312 РФ, Способ очистки грунтовых вод, загрязненных нефтепродуктами /Середин В.В., Водяников В.К., Чернов А.Г., Рахмангулов В.К., Иларионов С.А. - № 5030348/13; Приоритет 03.03.92 .
3. Петров В.Ю., Середа Т.Г. Химическая и физико-химическая очистка фильтрата от ионов тяжелых металлов //Проблемы охраны окружающей среды на урбанизированных территориях. Варна–Пермь. 1997. Т. 1 с. 67-68.
4. Середин В.В. Оценка геоэкологических условий санации территорий, загрязненных нефтью и нефтепродуктами. – Пермь, 1998. 153 с.
5. Середин В.В., Галкин В.И., Рахмангулов В.К., Шуверов В.Н. О некоторых результатах геоэкологических исследований на территории химического завода ПО «Пермнефтеоргсинтез» // Проблема технологического изменения геологической среды и охраны недр в горнодобывающих районах: Тез. докл. регион. совещ. Пермь, 1991.
6. Середин В.В., Шуверов В.М., Щеколдин Н.А., Иларионов С.А., Рахмангулов В.К. Оценка степени загрязнения грунтов на территории промышленных предприятий //Охрана геологической среды в связи с народнохозяйственным освоением Прикамья: Тез. докл. – Пермь, 1990.
7. Фусс В.А., Мерсон М.Э. Социально-ответственное природопользование на территории деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефть» //Актуальные проблемы экологической безопасности территорий и населения: тр. междунар. конф. – Бангкок, Таиланд, 2000. С. 189–196.
8. Шуверов В.М., Калинин Н.Ф. Опыт ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» по решению проблем защиты окружающей среды //Актуальные проблемы экологической безопасности территорий и населения: Тр. Междунар. конф. – Бангкок, Таиланд, 2000. С. 206–209.
9. Microbiol. treat eat of oil and oilpvudwest polluted Subsurface layers //Int. symh. Subsurf. Microbiol. Bath. 1993.
10. Projektinhalt //Grundwassersanierung und Bodenrekultivierung. – Leipzig, 8-12 März 1994.

**Научное издание**

**Середин Валерий Викторович,  
Чернов Александр Григорьевич,  
Галкин Владислав Игнатьевич  
и другие**

**НАУЧНОЕ ОБОСНОВАНИЕ И ПРАКТИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ  
СПОСОБОВ ОЧИСТКИ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ ТЕРРИТОРИЙ**

Редактор, корректор Н.В. Бабинова

Лицензия ЛР № 020370 от 29.01.97

Подписано в печать 19.06.2000. Формат 60 × 90/16.  
Печать офсетная. Набор компьютерный.  
Усл. печ.л. 5,75. Уч.-изд.л. 6. Тираж 100 экз. Заказ 92

Редакционно-издательский отдел и ротапринт  
Пермского государственного технического университета  
Адрес: 614600, Пермь, Комсомольский пр., 29а