

**Министерство науки и высшего образования  
Каспийский университет технологий и инжиниринга им.Ш.Есенова**

**Утилизация нефти в твердом агрегатном состоянии с исследованием  
зависимости выпадения парафина**

Монография

**АКТАУ  
2024**

УДК 662.106.33

ББК

К

**Рецензенты:**

Пермяков В.Н. – доктор технических наук, Тюменский индустриальный университет, Российская Федерация, г.Тюмень.

Сырлыбекқызы С. – доктор PhD, ассоциированный профессор, Университет Есенова, г.Актау

Рекомендовано к изданию исследовательским советом Каспийского университета технологии и инжиниринга имени Ш.Есенова (Протокол № 3, 25.11.2024 г. ).

Автор: Койбакова С.Е.

**Утилизация нефти в твердом агрегатном состоянии с исследованием зависимости выпадения парафина.** Монография. / С.Е.Койбакова – Актау: Университет Есенова, 2021, 104 стр.

ISBN

Интенсивное развитие нефтегазового комплекса, использование устаревшей и изношенной техники и технологического оборудования, нерациональное использование природно-сырьевых ресурсов сильно дестабилизирует регион, создает напряженность экологических и социально-экономических условий жизни населения.

Установлено, что «сырая» нефть находящаяся в амбарах, в зависимости от длительности хранения подвергается деструкции с образованием токсичных, химически активных кислородсодержащих углеводородов. Для решения этой проблемы на основании лабораторных, опытно-промышленных и экспериментальных исследований изложены новые обоснованные результаты и технологические решения удаления и утилизации сливной парафинистой нефти с поверхности амбаров-отстойников способствующие улучшению экологической ситуации в районе амбаров.

Полученные результаты исследований могут быть рекомендованы для решения экологических проблем в районе в нефтяных месторождениях.

УДК 662.106.33

ББК

ISBN

© Койбакова С.Е. 2024

© Университет Есенова, 2024

## СОДЕРЖАНИЕ

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ	4
ОПРЕДЕЛЕНИЯ	5
ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	6
ВВЕДЕНИЕ	7
ОБЗОР И ОЦЕНКА КОНЦЕПЦИЙ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОС И МЕТОДОВ ОЧИСТКИ	10
1.1 Оценка состояния окружающей среды Мангистауской области	10
1.2 Оценка экологической нагрузки Мангистауской области	13
1.3 Обзор состояния мониторинга объектов нефтедобычи МО	
1.4 Состояние мониторинга почв в районах нефтедобычи МО	
1.5 Геоинформационный подход при мониторинге состояния почв	
1.6 Опыт извлечения нефти из ПШН ближнего и дальнего зарубежья	17
1.7 Обзор действующих методов очистки нефтешлама	21
1.8 Анализ воздействия транспорта и промышленности на ландшафты	
Вывод по главе	27
УТИЛИЗАЦИЯ НЕФТИ В ТВЕРДОМ АГРЕГАТНОМ СОСТОЯНИИ И ИССЛЕДОВАНИЯ ЗАВИСИМОСТЕЙ ВЫПАДЕНИЯ ПАРАФИНА	28
2.1 Выбор энергетически целесообразного варианта разогрева застывшей амбарной нефти в береговых плавильных установках	28
2.2 Оценка условий осаждения, сепарации и уноса частиц при плавлении твердой нефти в цилиндрических резервуарах	37
Вывод по главе	45
ГЕЛИОМЕХАНИЧЕСКОЕ УСТРОЙСТВО ИЗВЛЕЧЕНИЯ СЛИВНОЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ ПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ ИЗ НАКОПИТЕЛЕЙ	46
3.1 Разработка гелиотехнического устройства извлечения из амбаров-накопителей парафинистой сливной нефти в твердом агрегатном состоянии.	46
3.2 Экспериментальные исследования извлечения нефти в твердом агрегатном состоянии	51
3.3 Исследование содержания твердых осадков методом центрифугирования	53
Вывод по главе	55
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	56
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	57

## ВВЕДЕНИЕ

Интенсификация народного хозяйства и научно-технический процесс резко обострили экологическую ситуацию Мангышлакского нефтегазового региона, усилили развитие процессов антропогенной деградации и опустынивания территории. Открытие крупных природных запасов углеводородного сырья и развитие на этой основе нефтегазовой индустрии, использование богатейших запасов энергетического сырья и строительного материала за короткое время преобразило облик безводной пустыни и одновременно создали экологически кризисные очаги для жизнедеятельности биogeоценоза и социально-экономической напряженности в регионе.

Оздоровление экологической обстановки и рациональное хозяйственное использование природных ресурсов становится сейчас важнейшей государственной задачей регионов. В этой связи актуально своевременная оценка экологического состояния территории, химические и биологические исследования отходов, насыщенных высокопарафинистой нефтью, моделирование процесса осаждения и порозности тяжелых нефтей в условиях сепарирования, физико-химические исследования состава сливной нефти в твердом агрегатном состоянии, изучение процессов антропогенных изменений почв, содержания в них тяжелых металлов и углеводородов, а также разработка практических рекомендаций по снижению антропогенного загрязнения территории, приемов утилизации промышленных нефтяных отходов на предприятиях нефтегазового комплекса.

Порывы внутрипромысловых и магистральных трубопроводов приводят к образованию нефтяных амбаров. Вокруг эксплуатационных нефтяных скважин наблюдаются разливы нефти и замазученность почвенного покрова.

Проблема заключается в отборе застывшей нефти с помощью экскаваторов с дальнейшим перемещением в блок подготовки нефти и утилизации ее механическими средствами в береговых плавильных установках. Решение вопроса выбора возможных вариантов разогрева нефти и разработка способа извлечения застывшей нефти из амбаров – накопителей определяет актуальность работы.

Разработка способа отбора и утилизации высокопарафинистой нефти в твердом агрегатном состоянии с исследованием зависимости выпадения парафина необходимо для реализации следующих задач:

- оценка состояния окружающей среды Мангистауской области и воздействия на окружающую среду накопителей нефтяных отходов,
- анализ методов подогрева и извлечения застывшей нефти из накопителей;
- разработка способа утилизация амбарной нефти в твердом агрегатном состоянии механическими средствами в береговых плавильных установках;
- разработка способа извлечения нефти в высоковязком состоянии из отстойников «вырезкой» в виде цилиндрических пластин;
- выбор оптимального варианта разогрева застывшей амбарной нефти в системе плавления;

- исследование условий осаждения, сепарации и уноса частиц при плавлении твердой нефти в цилиндрических резервуарах.

# 1. ОБЗОР И ОЦЕНКА КОНЦЕПЦИЙ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОС И МЕТОДОВ ОЧИСТКИ

## 1.1 Оценка состояния окружающей среды Мангистауской области

Атмосферный воздух - одна из основных сред обитания человека, и от его качества во многом зависят здоровье человека, уровень физического развития, репродуктивные возможности, подверженность различным заболеваниям и продолжительность жизни. Около 5 млн. жителей Казахстана проживает в районах с повышенным уровнем загрязнения атмосферного воздуха, а более 2 млн. жителей - в условиях крайне высокого уровня загрязнения.

Процесс загрязнения атмосферного воздуха территории в Мангистауской области имеет локальное и мелкоплощадное распространение, промышленное происхождение, косвенный характер. Атмосферный воздух в целом характеризуется как «умеренно загрязненный». Загрязнение воздуха в Мангистауской области обусловлено выбросами предприятий нефтегазового комплекса, карьеров по добыче нерудных материалов, дорожно-строительной, химической промышленности, энергетики и автотранспорта. К числу крупных загрязнителей относятся предприятия нефтегазодобывающей промышленности: ПФ «Озенмунайгаз», ОАО «Мангистаумунайгаз», ОАО «Каражанбасмунай», «Тексако Норе Бузачи», «Майерск Ойл Казахстан Гембл» (СП «Арман»), СП «Каракудукмунай», «Майерск Ойл Казахстан Гембл» (СП «Партекс»), ТОО «Казахтуркмунай» и ТОО «МАЭК-Казатомпром» [6]. Санитарно-экологическое состояние воздушного бассейна областного центра и административных районов за последнее десятилетие удовлетворительное, так как содержание основных загрязняющих веществ воздуха ( $\text{CO}$ ,  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ , фенола, взвешенных частиц) не значительно превышает предельно допустимые концентрации (ПДК). Среднегодовой объем выбросов по Мангистауской области за 17 лет составляет 73,5 тыс. т и характеризуется незначительными колебаниями валовых выбросов по годам (рисунок 1). Снижение выбросов в 1999-2000 гг. связано с утилизацией попутного нефтяного газа, а увеличение выбросов в 2002-2003 гг. по сравнению с 2001 г. связано с ростом выбросов загрязняющих веществ от основных загрязнителей области. Состав газа на месторождениях очень разнообразен. Количество метана колеблется от 58,4 до 96,7%.

Попутный газ месторождения «Каракудук» содержит 14,5% этана и 11,5% пропана. В составе выбросов в атмосферу около 1 % от общего объема составляют твердые вещества, 99% - газообразные. Динамика валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по ингредиентному составу показывает на преобладание оксида углерода - 50- 60% от общего объема выбросов, углеводородов - 20-30%, сернистого ангидрида- 5-10%. Количество прочих соединений изменяется от 1 до 10%. Углеводороды испаряются из нефтяных амбаров, мест проливов нефти, из технологического оборудования. Оксиды азота, диоксид серы и сажа выбрасываются при сжигании попутного и природного газа на факелах, печах, котельных и турбокомпрессорах. В целом

по области соотношение выбросов по ингредиентам в 2012 г. было следующее: диоксид углерода - 63%, углеводороды - 25%, оксид азота - 8%, диоксид серы - 1%, твердые - 1%, прочие - 2% [5].

*Загрязнение почвенного покрова.* Почвенный покров Мангистауской области испытывает высокую техногенную нагрузку, связанную с функционированием промышленных объектов и транспорта. Наибольший вклад в загрязнение почвенного покрова различными химическими соединениями вносят предприятия нефтегазового комплекса. Факторами загрязнения и нарушения почвенного покрова выступают использование мощной буровой и строительной техники с высоким разрушающим воздействием, большая протяженность транспортных коммуникаций для вывоза сырья, недостаточная надежность эксплуатируемого промышленного оборудования и транспортных средств, образование нефтяного и бурового шлам, высокое содержание сероводорода в сырье, нефтяные разливы, организованные и несанкционированные свалки токсичных отходов.

В условиях антропогенного воздействия качественное состояние земель сельскохозяйственного использования в значительной степени определяется характером их загрязнения токсичными веществами (рисунок 2): радионуклидами, тяжелыми металлами, нефтепродуктами, химическими средствами защиты растений, удобрениями, хозяйственно-бытовыми отходами и т.д. Загрязнение почв приводит к снижению продуктивности сельскохозяйственных угодий, качества получаемой продукции, вызывает изменения экологического состояния почв, ухудшение условий проживания населения. Регулярные наблюдения за загрязнением почв проводятся только в окрестностях городов и на крупных месторождениях, что дает опосредованное представление о загрязнении ландшафтов. Промышленные отходы в основной массе представлены отходами нефтедобывающей промышленности. Небольшое увеличение отходов в 2000 г., было связано с возобновлением бурения на месторождении Узень. Динамика изменения образования токсичных отходов производств за последние 4 года в целом по области (рисунок 2) показывает, увеличение количества отходов, что происходило за счет увеличения образования отходов предприятий: ОАО «ММГ», «Аджип ККО» ПФ «Озенмунайгаз», ТОО «Тасбулат Ойл», ТОО «Ойл Сервис Компани», ТОО «Бургылау», ТОО «МАЭК-Казатомпром». В 2002 г. увеличилось бурение скважин на месторождениях нефти и газа: Узень, Каламкас, Каражанбас. Начато бурение на месторождениях Северный Каражанбас и Тасбулат [6].

По уровню загрязнения окружающей среды второе место в области после города Актау занимает г. Жанаозен. Все основные предприятия г. Жанаозен относятся к ПФ «Озенмунайгаз» или обслуживающим его предприятиям. Зоны экологической угрозы находятся на расстоянии 3 км. и более от г. Жанаозен, на КазГПЗ и нефтепромыслах. В зависимости от степени хозяйственной освоенности и остроты антропогенной нагрузки изменялся и основной фактор, по которому проводились границы экологических районов. Так, в восточной части области, особенно в районе г.г., Актау, Жанаозен, Форт-Шевченко, где

природные рубежи оказались размытыми в силу длительного и интенсивного антропогенного воздействия, границы экологических районов проводились главным образом по контурам ареалов антропогенной нагрузки.

Таблица 1.— Динамика изменения образования по способу переработки

Вид	Тысячи тонн			
	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.
Образовано				
Всего	14 5,6	179,2	140,9	229,36
Твердые	76,4	86,2	56,5	103,78
Жидкие	69,2	93	84,4	125,58
Использовано				
Всего	39,8	97	39,2	-
Твердые	0,7	25,6	1,2	-
Жидкие	15,8	43,7	11,2	-
Обезврежено				
Всею	0,01	0,01	0,03	-
Твердые	0	0,01	0,02	-
Жидкие	0,01	0	0,01	-
На полигон				
Всего	151,2	156,5	133,1	-
Твердые	86,1	91,7	64,6	-
Жидкие	13,2	15,9	10,3	-

К наиболее подверженным антропогенным комплексам относятся урбанизированные территории. На территории Мангистауской области сложились пять урбосистем в границах которых осуществляется основная хозяйственная деятельность: Актау-Жанаозенская, Бейнеуская, Бузачинская, Форт-Шевченко, Шетпе.

Оставшаяся территория, в связи с наличием на ней особоохраняемых природных территорий, являющихся экологическим каркасом области, а также с высоким уровнем антропогенной нагрузки и тяжелыми природно-климатическими факторами области, разделена на два района – район экологической буферной зоны и район экологического резерва.

Оценка экологических рисков позволит рекомендовать на территории области выделение буферных зон вокруг урбосистем, создающих так называемую экологическую буферную зону, состоящую из площадных элементов, которые включают в себя территории окружающие районы с повышенным антропогенным воздействием. Районы, удаленные от урбанизированных систем необходимо объединить в район экологического резерва, в связи с неблагоприятными природно-климатическими



характеристиками района и высокой антропогенной нагрузкой на область в целом [4,7].

## 1.2 Оценка экологической нагрузки Мангистауской области

Экологическая оценка районов проводилась на основе факторно-ранговой (рейтинговой) оценки, которая включила в себя два основных фактора: природная среда и воздействие на территорию (экологическая нагрузка). В процессе анализа природной среды, то есть оценки значимости ПТК для сохранения разнообразия были получены ареалы со степенью значимости по 5-ти признакам (рисунок 1):

- 1- очень низкозначимые,
- 2-низкозначимые,
- 3-значимые,
- 4-высоко значимые,
- 5-очень высокозначимые.

В результате графо-аналитического анализа сложившихся для урбосистем и оценки значимости ПТК, экологическим районам присвоены ранги по количеству территорий с высокими коэффициентами значимости для сохранения биоразнообразия. (табл.2).

Оценка экологической нагрузки проводилась по трем видам антропогенной нагрузки: выбросы в атмосферный воздух, сбросы сточных вод и отходы. Также в процессе районирования учитывалась комплексное воздействие на территорию по всем трем видам антропогенных нагрузок.

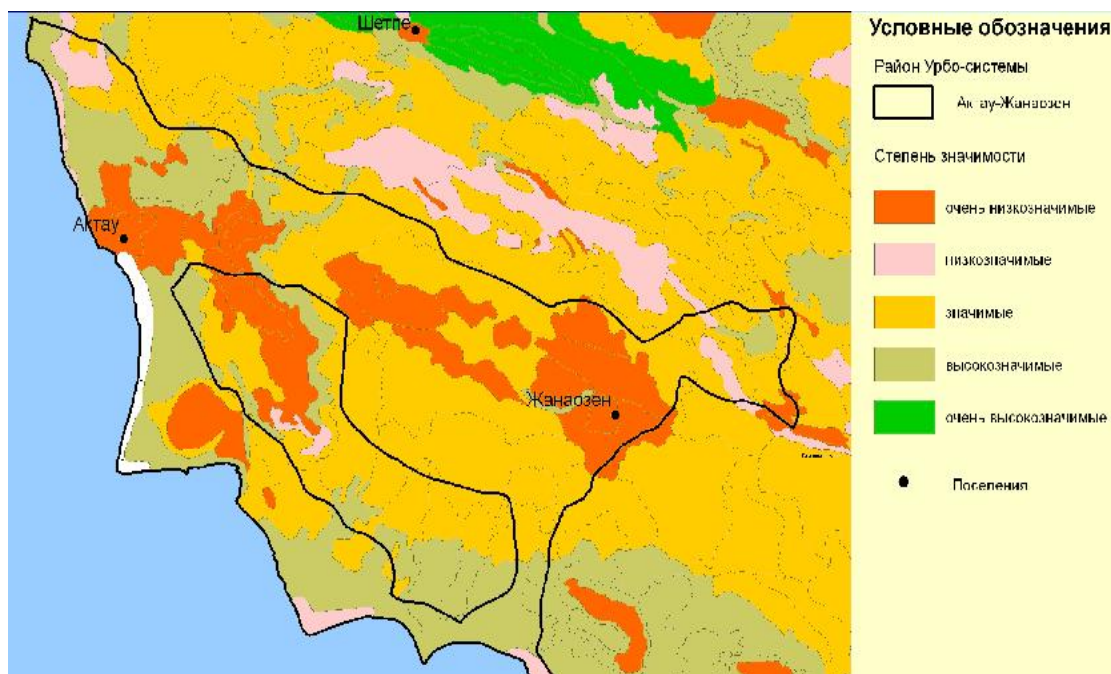


Рисунок 1. – Ареалы со степенью значимости по 5-ти признакам

Таблица 2. – Ранги территорий области по ПТК

Наименование района	Ранг по ПТК
Актау-Жанаозенский	4
Бейнеуский	4
Бузачинский	3
Форт-Шевченко	5
Шетпе	5

Для учета нагрузок на окружающую среду была применена методика М.П. Ратановой, по которым определялась степень воздействия экологической нагрузки. На основании проведенных расчетов были получены следующие результаты (табл. 3,4; рисунки 2-3) [6]:

Таблица 3. – Уровень воздействия экологических районов региона

Наименование района	Уровень воздействия в усл.т./год		
	Выбросы в атмосферный воздух	Сбросы в водные объекты	Образование и размещение отходов
Актау-Жанаозенский	17805,3702	29331,822	99103,903
Бейнеуский	21768,2051	327,6581	23409,256
Бузачинский	4791,1374	2272,16	26287,144
Форт-Шевченко	171,643	-	498,473
Шетпе	290,923	-	40,04

Вместе с этим, для определения степени экологической напряженности района (урбосистемы) необходимо было определить количество выбросов в атмосферный воздух, сбросов сточных вод и количество образования промышленных отходов от промышленных предприятий Мангистауской области. Рассмотрим данные, использованные для оценки экологической напряженности экологических районов (урбосистем) из [4,7].



Рисунок 2. – Выбросы в атмосферный воздух



Рисунок 3. – Сброс в водные объекты

Из таблицы 3 и диаграмм (Рисунок 2,3,4) видно, что очень высокая степень нагрузки в Актау-Жанаозенском, Бейнеуском и Бузачинском районах, а в Шетпе и Форт-Шевченко нагрузка находится в пределах нормы. При этом при присвоении степени воздействия учитывалось наличие определенного типа воздействия, которому подвергается территория, они в свою очередь делятся на: комплексное (вода, воздух, почва) и типичное (вода).

Содержание таблицы 4, свидетельствует о том, что районы Мангистауской области, в частности: Актау-Жанаозенский, Форт-Шевченко, Шетпе подвержены комплексному воздействию, а Бейнеуский и Бузачинский соответственно воздействию на атмосферный воздух и почвенные ресурсы.

Для выявления общей картины экологической оценки по трем факторам была выполнена таблица 5 со значениями рангов районов. Найден усредненный ранг каждого района по трем факторам и проведена комплексная оценка районов Мангистауской области [2,5].

Известно, что в отличие от воды и атмосферного воздуха, которые являются лишь миграционными средами, почва является наиболее объективным и стабильным индикатором техногенного загрязнения. Она четко отражает эмиссию загрязняющих веществ и их фактического распределения в компонентах городской территории.

Наиболее крупные районы к которым относится и Шетпе, образуя обширные зоны загрязнений, постепенно превращаются в сплошные техногенные территории, представляющие серьезную опасность для здоровья, проживающего на них населения[11].

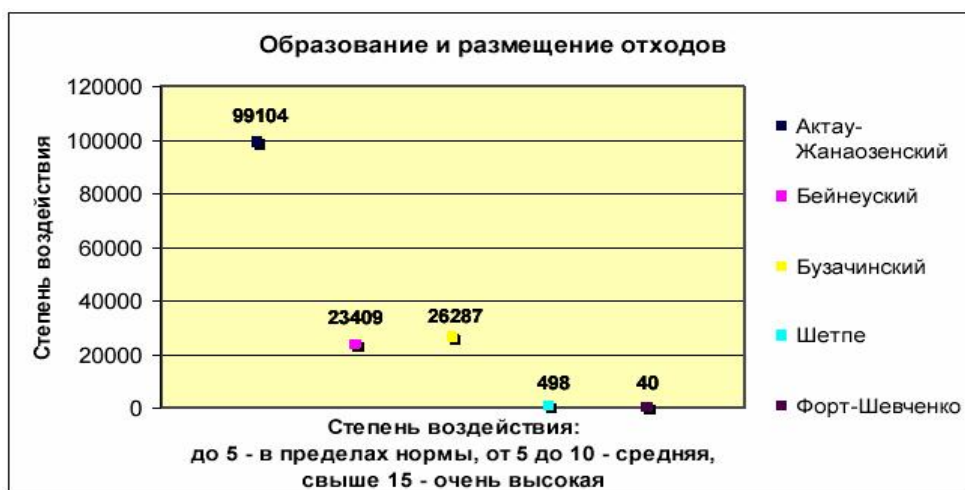


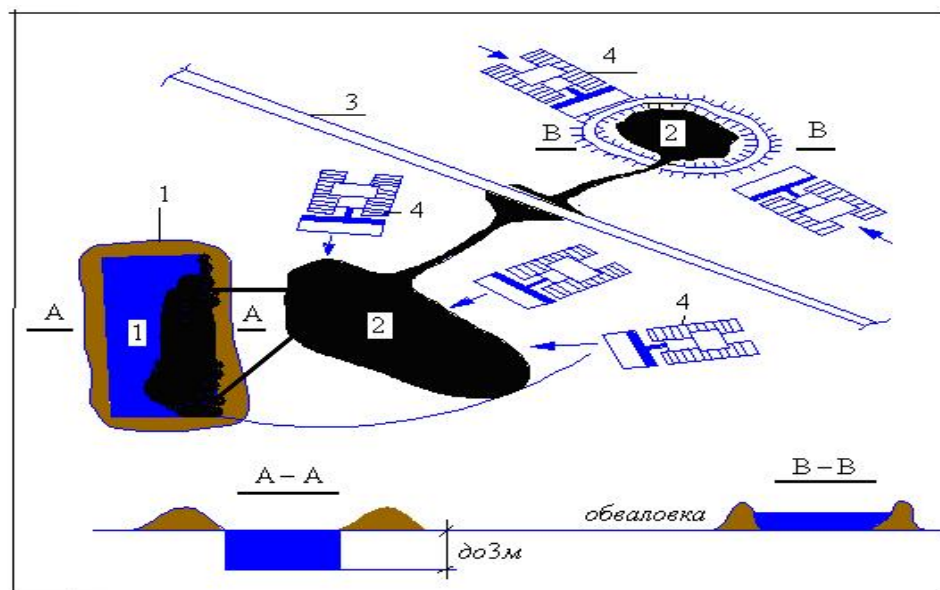
Рисунок 4. – Образование и размещение отходов

Таблица 4. - Степень воздействия районов на компоненты ОС

Тип воздействия	Описание	Наименование районов
Комплексное	Воздействие на все компоненты окружающей среды (воздух, вода, почва)	Актау-Жанаозенский Форт-Шевченко Шетпе
На водные объекты	Воздействие в основном на водную среду	
На атмосферный воздух	Наибольшее воздействие на атмосферный воздух	Бейнеуский
Почвенные ресурсы	Воздействие на почвенные ресурсы	Бузачинский

Комплексная оценка экологического районирования территории Мангистауской области, показывает, что все районы относятся в среднем к IV-му рангу, по трем факторам, но вместе с тем, очень низок медико-демографический показатель Бейнеуского района, а экологическая нагрузка очень высока в Жанаозенском районе, в частности в г. Жанаозен. Это связано с тем, что площадь промышленных зон, расположенных в непосредственной близости от селитебной зоны, на порядок превышает площадь жилых территорий и составляет 80%. Кроме этого, экологическая обстановка обострена, расположением в непосредственной близости от города (до 5 км) мелких разливов нефти [10]. Они образуются в основном в результате аварийных ситуаций обусловленных аномальными свойствами парафинистой нефти месторождения Узень. Известно, что локализация образовавшихся по различным причинам разливов нефти и нефтепродуктов осуществляется механическими средствами (тракторами, бульдозерами), за счет создания грунтовых обваловок, с последующей перекачкой насосным оборудованием и сбросом в подготовленные отстойники. Так, накопление и хранение сливных

нефтяных отходов (СНО), осуществляется в открытых земляных емкостях – технологических амбарах-накопителях различной конструкции (рисунок 7).



1 - земляной амбар (предварительно подготовленный);  
2 - разлитый нефтепродукт; 3 - нефтепровод; 4 - бульдозер.

Рисунок 5. - Схема локализации разлива нефти при разрыве трубопровода:

Свойства амбарной нефти переменны во времени, и зависят от множества факторов - физико-химических свойств, наличия механических примесей, их состава, температуры застывания за счет высокого содержания парафина, что определяет периодическое изменение их агрегатного состояния. Устойчивость таких систем сильно возрастает при их длительном хранении в открытых земляных емкостях и технологических амбарах. Наличие амбаров-накопителей оказывает существенное влияние на окружающую среду – воздух, почву, воду, растительный и животный мир. В этой связи для успешного достижения цели разработки способа утилизации нефти в твердом агрегатном состоянии, и очистки загрязненных высоковязкой нефтью грунтов, необходимо проведение анализа исследований причин образования сливных нефтеотходов,

### 1.3 Обзор состояния мониторинга объектов нефтедобычи МО

В настоящее время Мангистауская область обеспечивает до четверти республиканского объема нефтедобычи. На 5 крупных месторождениях – Озен, Каламкас, Каражанбас и Северный Бозащы – сосредоточены около 70% всех разведанных запасов нефти области. Из расположенных на шельфе около 120 нефтегазовых блоков, несколько десятков приходится на прилегающую к Мангистауской области часть Каспийского моря. Сырьевая направленность экономики области предопределила приоритетность горнодобывающей промышленности, от состояния развития которой находятся в прямой

зависимости все остальные секторы экономики. На 275 промышленных предприятиях области производится 1/7 объема промышленной продукции республики. Доля горнодобывающей отрасли составляет 23% в общем объеме промышленного производства республики и уступает только Атырауской области (31%). Общее производство нефти составляет 18 000 000 тонн в год. Занимая 7 место в республике по площади территории – по объему образования токсичных отходов и по объему выбросов загрязняющих веществ в атмосферу область занимает одно из последних мест в республике. По объему инвестиций на охрану окружающей среды и рациональному использованию природных ресурсов область занимает 1 место в республике.

Воздействие нефтегазового комплекса на окружающую среду разнообразно и проявляется в результате осуществления ряда видов деятельности, представляющих собой весь комплекс инженерно-технологических процессов разведки, оценки, строительства, добычи, переработки и транспортировки углеводородного сырья.

Все эти процессы становятся причиной техногенного изменения, загрязнения и, в конечном итоге, деградации компонентов природной среды. В числе негативных факторов, воздействующих на окружающую среду при нефтедобыче, опаснейшим является загрязнение почвы и водоемов нефтепродуктами, высокоминерализованными пластовыми водами и химическими реагентами, применяемыми в технологии добычи.

Это загрязнение приводит к наибольшему ущербу, как в ресурсном, так и в экологическом и социальном отношении.

Исторические загрязнения несут целый пласт экологических проблем в настоящем и будущем. Среди исторических загрязнений в регионе имеют место затопленные буровые установки, суда в бухте Баутино, скважины и нефтяной амбар на побережье полуострова Бозащы (рис.13). Эти объекты находясь в море или контактируя непосредственно с морской водой, обуславливают локальное загрязнение грунтов и морской воды. На суше исторические загрязнения представлены также законсервированными скважинами и повсеместной замазученностью грунтов на старых месторождениях, эксплуатируемых более 25 лет.

Территории некоторых месторождений, расположенных на прилегающих к морю пологих участках побережья в значительной степени загрязнены нефтепродуктами, в связи с чем, велика вероятность попадания в морские биотопы токсичных веществ путем смыва в море при сильных нагонах, а также в результате фильтрации их через грунтовые растворы.

На побережье Мангистауской области существует ряд мест, где скопились значительные объемы отходов переработки нефти и буровых работ, преимущественно шламовых растворов, которые продолжают увеличиваться. Для их капитального захоронения или промышленной переработки пока нет проектов, соответствующих жестоким экологическим требованиям.

Значительное воздействие на атмосферный воздух в регионе оказывает сжигание попутного газа, утилизаций которого на некоторых предприятиях



области составляет всего 50% (рис.13). За все время деятельности предприятий нефтегазового комплекса на факелах сожжены миллиарды кубометров газа.

В настоящее время ежегодный объем сжигаемых газов предприятиями нефтегазового комплекса в Мангистауской области составляет десятки миллионов кубометров.

На многих нефтедобывающих предприятиях Мангистауского региона до сих пор не решены вопросы утилизации попутного газа.



Рисунок 13. – Затопленный амбар и сжигание газа на факелах

Вопросы охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности Каспийского моря и его прибрежных зон, являются приоритетами в Концепции экологической безопасности Республики Казахстан на 2004-2015 годы, и отражены в основных направлениях экономического и социального развития РК на период до 2050 года.

Решение задач управления территориями земель, в частности прибрежной зоны Каспия в районах размещения нефтяных промыслов, подверженных нагонно-сгонным явлениям, и контроля процессов и явлений, происходящих на них, обуславливает обеспечение возможности получения, обновления и использования больших объемов актуальной экологической информации.

В этой связи приведем обзор материалов исследований проведенный в районах прибрежной зоны Каспия по программе Государственного мониторинга, утвержденных Управлением природных ресурсов и регулирования природопользования (УПРиРП) Мангистауской области. Территория, на которой проводились мониторинговые исследования предприятием Казахстанское агентство прикладной экологии (КАПЭ), располагается в пределах морской новокаспийской аккумулятивной равнины.

В прибрежной части преобладают равнинные формы рельефа, по мере удаления от моря они сменяются грядово-бугристо-увалистым рельефом.

В пределах месторождений естественные формы рельефа нарушаются различными техногенными образованиями.

Формирование почв происходит на морских отложениях, представленных породами различного механического состава (илистые пески, суглинки, супеси) с большим количеством обломков ракушек. Отличительной особенностью почвообразующих пород является их высокое засоление. Из отложений соли в результате геохимических миграций постоянно поступают в почвенный профиль.

Процессы почвообразования в прибрежной зоне находятся в тесной связи с колебаниями современного уровня моря. Колебания уровня Каспийского моря вызывают подтопление или обсыхание сформированных почв и ландшафтов.

При снижении уровня воды на освободившемся дне моря начинают формироваться молодые примитивные почвы и наблюдаются процессы опустынивания существующих ландшафтов морской равнины. Подъем уровня моря привел к формированию гидроморфных условий почвообразования. Изменения гидрологических условий, связанных с колебаниями уровня Каспия, приобрели настолько динамичный характер, что признаки почвообразовательного процесса не успевают накопиться и закрепиться в конечных продуктах почвообразования.

Для устойчивого закрепления в профиле почв признаков протекающего почвообразовательного процесса и формирования почв требуется значительно более длительный период времени, т.е. почвы не успевают пройти полный цикл почвообразования и несут в своем профиле признаки, как прошлых стадий своего развития, так и свойства, определяемые условиями формирования.

В соответствии с «Природно-сельскохозяйственным районированием земельного фонда Республики Казахстан» характеризуемая территория относится к Арало-Каспийской провинции пустынной зоны, где зональным типом почв являются бурые пустынные почвы. С точки зрения сельскохозяйственного использования почвы имеют низкую ценность и могут служить только в качестве сезонных пастбищ.

Зональным почвенным типом на описываемой территории являются бурые пустынные почвы. Однако ввиду значительного влияния моря на почвообразовательный процесс, молодости территории, близкого залегания к поверхности минерализованных грунтовых вод наибольшее распространение здесь получили интразональные почвы, луговые приморские и солончаки, а на территории месторождений пески и техногенно-нарушенные земли.

Региональными особенностями почвенного покрова в районе исследований являются молодость почв, высокая комплексность, широкое развитие интразональных почв, почти повсеместное высокое засоление и карбонатность почв. На стационарных экологических площадках (СЭП) выполнялся комплекс работ, включающий полевое описание почв и отбор проб для последующего лабораторного определения основных физико-химических свойств, содержания общих углеводов, тяжелых металлов.

В составе почвенного покрова на исследованной территории наибольшее распространение получили следующие почвы:

- Луговые приморские;



- Солончаки приморские;
- Солончаки соровые;
- Солончаки маршевые;
- Техногенно-нарушенные земли.

Луговые приморские почвы формируются в полосе современной морской равнины, вышедшей из-под периодического затопления морскими водами при нагонах. Гидроморфные условия формирования почв обеспечиваются грунтовыми водами, находящимися на таком уровне (2,0-3,0 м), при котором происходит осушение и рассоление почв и развитие лугового дернового процесса. Нестабильный режим Каспия в последние десятилетия определяет нестабильность такой зоны и динамичность процесса почвообразования в ней. Поэтому морфогенетические признаки и физико-химические показатели луговых приморских почв подвержены значительному варьированию.

Их профиль обычно слабо сформирован, но в нем четко обособляется оструктуренный гумусовый горизонт серого цвета мощностью 11-18 см с большим количеством корней и полуразложившихся остатков луговой растительности. Глубже местами встречаются карбонатные новообразования, сизые и ржавые пятна окислов железа, а также видимые формы водорастворимых солей. Луговые приморские почвы характеризуются высокой карбонатностью и повышенным содержанием водорастворимых солей. Луговые приморские почвы доминировали в составе почвенного покрова на месторождениях Каламкас и Каражанбас.

Солончаки приморские являются доминирующим компонентом почвенного покрова плоских приморских равнин. Образование их связано с недавним отступлением моря и началом развития биологических процессов. Они формируются под непосредственным влиянием сильно минерализованных грунтовых вод, залегающих на глубине 2,0-3,0 м. Приморские солончаки - молодые почвенные образования.

Профиль их слабо сформирован, слоистый, оглеенный и засоленный, с большим количеством включений ракушечника. Солевой режим этих почв неустойчивый и тесно связан с колебаниями уровня грунтовых вод и водной поверхности в море. В целом, в приморских солончаках процессы рассоления преобладают над засолением. Почвы содержат ничтожно малое количество гумуса карбонатны и засолены уже в поверхностном горизонте. Солончаки приморские являлись ведущим компонентом почвенного покрова на месторождения Каражанбас, месторождений Арман и Каламкас.

Солончаки соровые приурочены к относительно пониженным участкам рельефа - замкнутым западинам и депрессиям различных размеров и конфигурации. Высокое засоление в них обеспечивается за счет сноса солей вместе с талыми водами с вышележащей территорий, за счет выпаривания вод, оставшихся после отступления моря и, главным образом, за счет близкого залегания сильно минерализованных грунтовых вод. Солончаки соровые слабо затронуты процессом почвообразования.

Близкое залегание грунтовых вод и их высокая минерализация обеспечивают постоянное поступление солей в профиль описываемых почв. Высокая величина испарения в летний период при малом количестве атмосферных осадков обуславливает процесс кристаллизации солей в верхних горизонтах. На поверхности почв образуется сплошная солевая корка толщиной до нескольких сантиметров. Ниже залегают мокрые, очень сильно засоленные грунты суглинистого и глинистого гранулометрического состава.

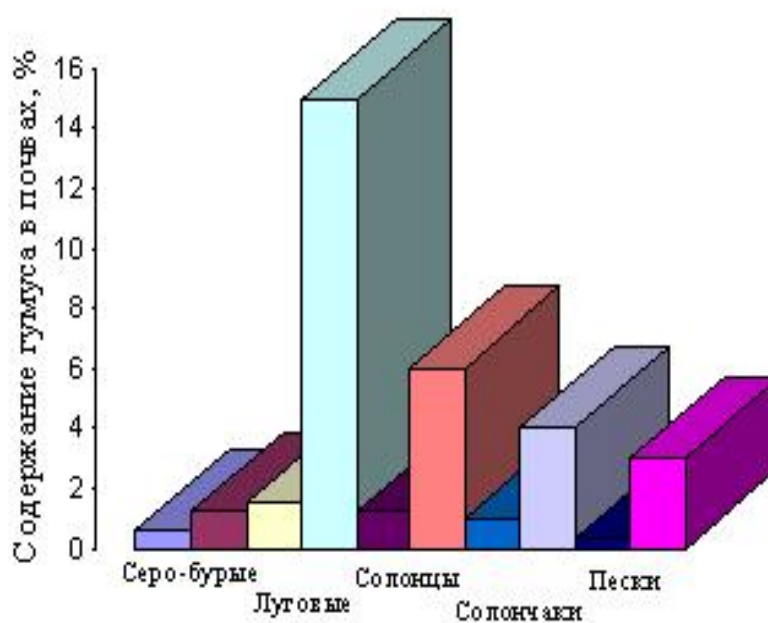
По профилю солончаков соровых часто выделяются прослои водорастворимых солей и гипса. Нижние горизонты имеют следы оглеения в виде охристых, сизых, зеленоватых, ржавых пятен и прослоев. Грунтовые воды залегают на глубине около одного метра.

Солончаки соровые доминируют в составе почвенного покрова месторождения Каламкас.

Солончаки маршевые – самые молодые почвы обследованного региона. Они занимают самый низкий уровень современной приморской равнины, подвергающийся периодическому затоплению при нагонах морской воды.

Профиль маршевых солончаков еще не сформировался и практически состоит из слоёв морских отложений, содержащих большое количество ракушек. Для всего профиля характерно очень высокое увлажнение, засоление, карбонатность и оглеение. Состав морских отложений и грунтовых вод определяют их основные физико-химические свойства.

Солончаки маршевые доминируют на месторождении Арман.



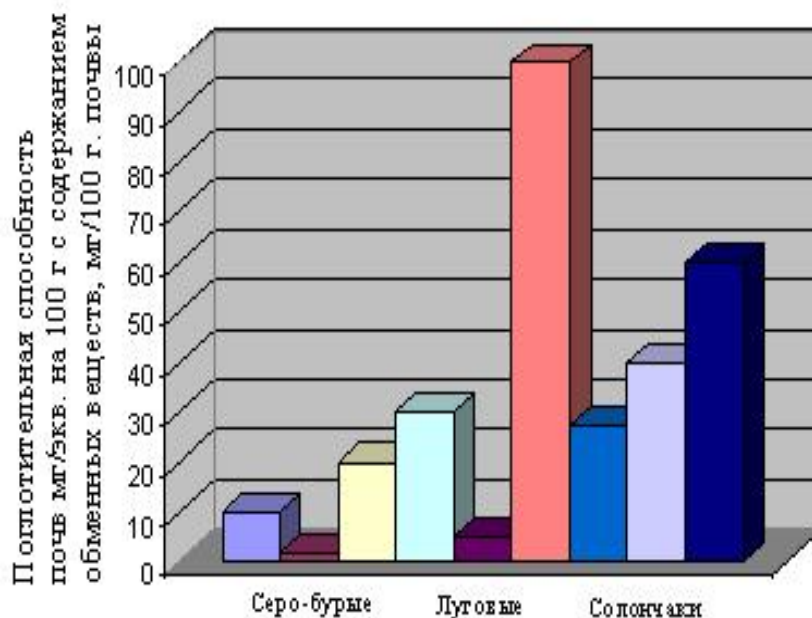
■ - в песчаных и супесчаных; ■ - в глинистых; ■ - на суффозионных западинах; ■ - в увлажненных лугах; ■ - в пустынных; ■ - в степных; ■ - в приморских и соровых; ■ - в луговых солончаках; ■ - низкогумусные; ■ - высокогумусные пески.

Рисунок 14. – Содержание гумуса в почвах прибрежной зоны Каспия

Техногенно-нарушенные земли образовались вследствие строительства и эксплуатации на территории нефтепромыслов различных объектов: дорог, трубопроводов и т.п.

Почвы на таких участках потеряли признаки типовой принадлежности. Нарушениям подвержены не только профиль почвы, но и литологическая основа. В результате антропогенных воздействий формируются новые техногенные формы рельефа– различные выемки грунта, откосы, траншеи насыпи грунта, значительно отличающиеся по форме и составу от естественных образований.

Техногенно-нарушенные земли встречаются, практически, на каждом месторождении. По результатам анализа данных исследований построены диаграммы содержания гумуса и суммы поглощенных оснований в почвах Мангистауской области с включением районов прибрежной зоны Каспия, с содержанием в составе P, K, Na (рис. 14 и 15).



■ - сумма поглощенных оснований (5-10); ■ - фосфора (P); ■ - калия (K); ■ - поглотительная способность (20-30); ■ - фосфора; ■ - калия; ■ - степень поглощения; ■ - натрия (Na) в солончаках степных; ■ - натрия в солончаках пустынных

Рисунок 15. - Сумма поглощенных оснований в почвах с содержанием в составе P, K, Na

Установлено, в отличие от всех компонентов ландшафта (биоценоза, экосистем) почва обладает наиболее выраженной способностью к отражению факторов изменения географической среды. «Почвенная память» зависит от условий среды и не может «мигрировать вслед за факторами среды» (в отличие от живых организмов) [22].

Морфологию почвенного профиля можно рассматривать как воплощение консервативной составляющей (почвы-память) и динамической компоненты (почвы-момент). В этой связи необходим постоянный мониторинг почв прибрежной зоны Каспийского моря, в районах размещения месторождения нефтедобычи.

В настоящее время масштабы и уровень воздействия, оказываемого на окружающую среду в процессе функционирования технологических объектов этих предприятий, достоверно неизвестны.

Многолетние исследования ученых показывают что почвы в зависимости от содержания гумуса, влажности, механического состава, карбонатности, наличия солей, эродированности и других особенностей изображаются на снимках широкой гаммой тонов.

Спектральная отражательная способность достаточно полно изучена, в этой связи следует сослаться на фундаментальные исследования И. И. Карманова, который измерил при помощи спектрофотометра СФ-10 коэффициенты спектрального отражения в диапазоне 400-750 нм 4 тыс. почвенных образцов.

На черно-белых снимках почвы имеют серый, темно-серый тон, тогда как растительность – светлый, светло-серый [1,2].

Исключение составляют солончаковые, эродированные и песчаные почвы.

В ближней инфракрасной зоне (0,75-1,3 мкм) для почв отмечается плавный подъем кривых. Характер и уровень спектральных кривых позволяют довольно надежно определять генетические разности почв.

Для изучения почв при многозональной съемке используют различия коэффициента спектральной яркости почв в разных диапазонах спектра.

При проведении дистанционных почвенных исследований очень часто отмечается возможность идентификации засоленных и солонцеватых почв.

Во многих случаях это касается участков естественного засоления (drylands), а также локального засоления, обусловленного ирригационными мероприятиями (irrigate lands).

Практически отсутствуют работы по дистанционной оценке техногенного засоления в связи с разработкой месторождений нефти и газа.

Техногенное засоление почв на нефтяных месторождениях явление довольно частое, оно вызвано изливающимися на поверхность техногенными потоками, отличающимися высокой минерализацией вод с преобладанием в солевом комплексе хлорида натрия.

Засоление обуславливает резкое изменение свойств почв и вызывает обеднение или перерождение растительного покрова. В первую очередь, это касается солонцеватых почв.

Почвенные коллоиды, насыщенные натрием, подвергаются пептизации, почвенные агрегаты распадаются, и физические свойства почвы меняются.

Наиболее очевидны изменения плотности, агрегатного и механического состава почв. Не менее существенны и трансформации органической составляющей почв. Из сказанного следует, что техногенное засоление резко

меняет различные характеристики почв и, как следствие, спектрально-яркостный образ засоленных и солонцеватых почв на нефтепромыслах характеризуется ощутимым своеобразием.

В то же время для их идентификации и картирования может быть использован довольно богатый опыт изучения природных засоленных территорий и почвенных массивов, подвергшихся засолению в результате ирригационных мероприятий.

Идея о возможности оценки засоления орошаемых почв по дистанционным данным зародилась в 60-е годы XX столетия но данные оказались весьма скудными.

В дальнейшем на основании исследований аридных, в основном хлопкосеющих, областей были получены более детальные результаты, появились представления о том, какую информацию о засолении почв можно получить по снимкам и каковы дешифровочные признаки почв разного типа засоления [4].

С необходимостью выявлять засоленные и солонцеватые почвенные разности приходится сталкиваться при крупномасштабном почвенном картировании.

Отмечается, что такие разности хорошо фиксируются на аэро- и космических снимках благодаря изменению тона (цвета) и рисунка изображения. По данным Ю. П. Киенко и Ю. Г. Кельнера [5] космические снимки с разрешением более 10 м передают 100% информации о формах элементарных почвенных структур, для фотоснимков с более низким разрешением (20–30 м) изображаются не более 80% почвенных ареалов.

Прикладное дешифрирование космических снимков предполагает работу с сериями снимков [5].

Рекомендуется использовать снимки одной и той же местности, различающиеся яркостью изображения идентичных точек в зависимости от свойств и состояния объектов или условий и параметров съемки.

Наиболее часто применяемые из них: снимки в разных спектральных диапазонах, многозональные снимки с расчленением по длинам волн, разновременные снимки, снимки при разных условиях освещения, разном направлении съемки, снимки разных масштабов, разрешения.

Одним из эффективных методических приемов является последовательное дешифрирование, которое применяется в тех случаях, когда на разных зональных снимках отображаются различные объекты. Например, солончаки и степень засоления хорошо фиксируются на снимках в голубой зоне, заболоченные участки и степень увлажнения – на снимках в ближней инфракрасной зоне.

Последовательное дешифрирование предусматривает анализ отдельных временных срезов с составлением разновременных схем дешифрирования. С. В. Овечкин и И. Ю. Савин [5] вводят понятие временной цикличности изображения (ВЦИ), которая является характерной для каждого района.

Например, ВЦИ Оскольского района (Белгородская обл., Россия) характеризуется в раннее весеннее время чередованием серых и светло-серых тонов и очень редкой прямой узкой долинно-балочной сетью, в раннее летнее время, в то же время в позднее весеннее время – серой тональностью и очень редкой прямой узкой долинно-балочной сетью, в летнее время. Вместе с этим в раннее осеннее время – наблюдается чередование серых тонов с контрастной черно-белой тональностью, крупными сельскохозяйственными полями.

На методике «поточечного» или «попиксельного» сравнения дистанционного сигнала для аэрокосмического мониторинга динамики почвенного покрова останавливается Б. В. Виноградов [6].

Эта методика состоит в сравнении дистанционного сигнала, измеренного в фотометрических или радиометрических единицах, одних и тех же участков в разные годы и интерпретации соответствующих им почвенных показателей.

Способ поточечного сравнения фотометрических и радиометрических измерений разных лет достаточно корректен, но сложен.

Он требует стандартизации природных и технических условий съемки, которые бы позволили правильную идентификацию одних и тех же точек на последовательных снимках.

Кроме того, при фотометрическом и радиометрическом поточечном сравнении необходим учет пространственно-временной неоднородности исследуемого участка местности. Временные неоднородности исключаются путем сравнения снимков, полученных в одни и те же агрофенологические фазы. Для учета пространственной неоднородности вычисляются средневзвешенные характеристики из элементов, составляющую каждую последующую «мишень» [6].

Для сравнения используются опознанные на последовательных снимках точки, расположенные на распаханых полях и посевах культур с покрытием растительности до 30%. Так при сравнении раннелетних панхроматических снимков крупного масштаба была выявлена динамика содержания гумуса в почвах Казахстана. Для стандартизации были использованы два оптических «реперных» участка, коэффициент отражения почв которых заведомо стабилен: это сурчины с выбросами лессов на поверхность, где содержание гумуса ничтожно мало, а коэффициент отражения в спектральном интервале 0,3–0,32; и потяжины с лугово-каштановыми почвами, где содержание гумуса более 5%, а коэффициент отражения самый низкий – 0,08–0,12.

Методику «попиксельной» корреляции для распознавания образов «Landsat TM» использовали и другие исследователи [7].

Задача выявления засоляющихся почв является одной из наиболее важных в процессе дистанционных почвенно-мелиоративных исследованиях. При наблюдении за солевым режимом орошаемых почв оценивают степень и тип засоления почв, направленность изменения засоленности пород, запасы солей, причины засоления.

Засоление почв обнаруживается дистанционными методами как при непосредственном появлении солей на поверхности почв, так и изменении

отражательной способности сельскохозяйственных культур вследствие выпадения отдельных растений, их угнетения и появления галофитных сорняков. За счет указанных явлений изменяются тон и рисунок изображения засоленных почв. Подобные исследования широко проводились на орошаемых массивах в бассейнах Амударьи и Сырдарьи [3,7].

Большой опыт дистанционной оценки почвенных свойств получен при составлении государственной почвенной карты СНГ с использованием космической информации. При этом применялись многозональные снимки, составители пользовались преимущественно двумя каналами: 0,6–0,7 (красная зона) и 0,8–1,1 мкм (инфракрасная зона).

Выявление засоленных почв производилось при составлении мелкомасштабной почвенной карты Узбекистана [4,7]. Во время работы над картой использовались черно-белые космические снимки разных масштабов. Для солончаков установлены пятнистая и мелкопятнистая структура фотоизображения и от светло-серого до темно-серого тон. Специализированная карта «Засоления почв» составлена для Памиро-Алая [7].

Как указывают авторы, на космических снимках солончаки и сильнозасоленные почвы дешифрировались довольно уверенно по фототону и структуре фотоизображения. На космических снимках также дешифрируются небольшие пятна слабо- и средnezасоленных почв, развитых среди незасоленных сероземно-луговых почв, эти почвы на снимках имеют пятнистое изображение с расплывчатыми границами светло-серого и серого фототонов.

Процессы засоления оценивались дистанционными средствами в Южном Ставрополье. Природное засоление в этом регионе проявляется преимущественно в почвах, формирующихся на майкопских глинах в условиях повышенного гидроморфизма. Преобладающие слабо- и среднесолончаковатые почвы имеют на аэрофотоснимках серый тон, фоновый для подобных территорий. На этом фоне хорошо выделяются мелкие очень светлые пятна сильнозасоленных почв.

Высокую информативность по отношению к засолению почв В. Л. Андроников и др. [5] отмечают для обычных черно-белых панхроматических снимков, полученных в год и сезон наземных наблюдений. Дешифрирование засоления орошаемых почв аридных территорий проводится по состоянию хлопчатника [7].

Дешифрирование по открытой поверхности почвы в этих условиях невозможно, поскольку коэффициенты спектральной яркости незасоленных аридных почв и засоленных почв очень близки.

Основными дешифровочными признаками засоления являются тон и рисунок фотоизображения.

За основу взяты две контрастные градации тона: темный – для участков с хорошим состоянием хлопчатника и светлый – для поверхности, лишенной растительности.

Процент светлых пятен в пределах поля или контура и их размер позволили установить и на основе наземных данных статистически обосновать связь фотоизображения со степенью засоления в метровом слое почв [8].

Этот принцип позволил выделить при визуальном дешифрировании на снимках крупного масштаба четыре градации почв по засолению, на снимках среднего масштаба – три, на космических снимках – две.

Изучение явлений вторичного засоления в зоне влияния инфильтрационных вод проводилось по материалам аэрофотосъемки на Право-Егорлыкской оросительной системе в Ставропольском крае (Россия). В результате этих работ была установлена информативность и оптической плотности изображения и характера его рисунка. Оконтурирована зона влияния канала и его внутренняя структура, отражающая степень засоления почвы, глубина солевого горизонта, уровень и степень минерализации грунтовых вод. На Апшеронском п-ове в районе г. Баку (Азербайджан) проводились оценки отражательной способности почв, загрязненных нефтепродуктами [8].

Было показано, что в зависимости от уровня загрязнения почв нефтью и нефтепродуктами меняется характер кривой спектрального отражения по сравнению с фоновыми почвами, что выражается снижением отражательной способности по мере увеличения степени загрязнения. При сильном загрязнении кривые спектрального отражения становятся почти горизонтальными во всем диапазоне длин волн.

Если интегральное отражение фоновых почв составляет 27–30%, то сильнозагрязненных почв 1–12%, причем коэффициент отражения в сине-фиолетовой области снижается до 9–10%, а в красной части спектра до 8–13%.

В начале XXI ст. дешифрирование почвенных комплексов на космических снимках осуществлялось преимущественно средствами структурно-зонального анализа. Последний состоит в оптическом преобразовании фотоснимков и получении количественной оценки пространственно-частотного спектра путем оптической фильтрации наиболее информативных признаков, характеризующих пространственную структуру изображения.

В настоящее время спутники оснащены оптической сканирующей аппаратурой высокого разрешения, позволяющей получать изображение в цифровом виде. В связи с этим вместо оптического когерентного спектрального анализа применяются другие приемы обработки цифровых исходных данных.

Особое место среди новых методик обработки данных дистанционного зондирования занимает Data Fusion Technology [9], которая в русскоязычных работах рассматривается под названием «синергетические методы» или «методика слияния данных».

Суть методики слияния данных состоит в использовании комплексного подхода при получении, обработке и интерпретации аэрокосмической информации. В рамках Data Fusion Technology используются разновременные снимки, полученные в разных диапазонах электромагнитного спектра, сводятся результаты различной обработки исходных материалов, привлекаются данные



различных экспериментов, результаты наземных исследований, специальные картографические материалы и т.п.

К методике слияния данных обращаются тогда, когда изучаемая методами дистанционного зондирования система является слабоструктурированной и достаточно изменчивой во времени. Безусловно, информация о почвенном засолении относится к этой категории, поэтому наиболее интересные работы по засолению почв, опубликованы в последнее время.

В 2009 г. опубликован довольно объемный обзор [10], посвященный современному состоянию методов дистанционного зондирования как инструмента для оценки солёности почв.

В этой статье рассматриваются различные датчики (в том числе аэрофотографические, спутниковые и самолетные мультиспектральные, микроволновые, видео, аэрогеофизические, гиперспектральные, электромагнитные индуктометры) и подходы, которые были использованы для дистанционной индикации и картирования засоленных площадей.

Отмечается важная роль обработки исходных данных дистанционного зондирования, среди наиболее эффективных для оценки засоленных почв обсуждаются такие методики, как спектральное разделение (spectral unmixing), классификация по максимальному правдоподобию (maximum likelihood classification), классификация на основе нечетких множеств (fuzzy classification), совмещение диапазонов (band rationing), анализ главных компонент (principal components analysis), корреляционные уравнения (correlation equations).

Наконец, статья показывает моделирование временной и пространственной изменчивости солёности с использованием комбинированных подходов с привлечением методик слияния и разделения данных. В других публикациях также отмечается достаточно высокая эффективность для выделения почвенных разностей и картирования засоленных почв таких методов обработки исходных данных, как пространственно-частотный анализ, метод фрактальной геометрии, авторегрессия, нейронные сети (neural networks) [10] и др.

Масштабные экспериментальные работы по использованию дистанционного зондирования для картирования почвенного засоления проведены в 2001-2012 годах в провинции Альберта (Канада) [11].

В рамках этих работ были изучены два ключевых участка, один с естественным засолением, второй – засоленный вследствие искусственного орошения. Почвенная солёность контролировалась с помощью наземного электромагнитного индуктометра солёности в слое почвы от 0 до 60 см. Дистанционные исследования проводились с использованием мультиспектрального датчика, установленного на самолете.

В первый год исследований были получены снимки с разрешением 3-4 м, во второй – 0,5 м. Используются четыре диапазона электромагнитных волн: голубой (0,45–0,52 мкм), зеленый (0,52–0,60 мкм), красный, так или иначе, используют элементы Data Fusion Technology.

Процедуры «ERDAS Image 8.4» для анализа космических снимков и классификации земной поверхности Крымского п-ова использовали В. И. Придатко и Ю. М. Штепа [12].

На основе дешифрирования четырех снимков «Landsat-7 ETM», полученных в 1999 и 2000 годах, разработаны классификации земной поверхности Крыма, в том числе выделены засоленные территории. Применение метода нечетких множеств (fuzzy modelling) для повышения эффективности выделения типов засоленных почв по данным дистанционного зондирования рассматривает Д. А. Матернайт [10].

Ею изучались снимки Landsat TM, полученные над засоленной площадью Боливии. Моделирование с использованием нечетких множеств позволило повысить точность результатов, отделение почв с хлорид-сульфатным типом засоления от сульфат-хлоридного достигнуто в 44% случаев. Более высокая точность получена при разделении сульфат-хлоридных солончаков и солонцеватых почв, наиболее информативными оказались данные в ближнем и тепловом инфракрасных диапазонах спектра.

Для картирования засоленных почв предложено использовать интегрированные разновременные классификации данных дистанционного зондирования, физические и химические свойства почв и атрибуты форм земли. Три экспертные системы, использующие нечеткие множества и лингвистические правила нечетких множеств для формализации экспертных знаний об актуальной возможности изменений, обработаны и внесены в ГИС.

Системы используют подход семантического импорта нечетких множеств, что позволяет интегрировать разнородные данные в базы данных по правилам нечетких множеств. Выход системы – три карты, представляющие «правдоподобные изменения», «природу изменений» и «магнитуду (размеры) изменений». Эти карты затем комбинируются с ландшафтной информацией, представленной на различных слоях ГИС.

В другой работе Д. А. Матернайт [13] показано, что растительность, толерантная к солям, как индикатор для отделения солончаков и солонцеватых почв от неизмененных почв не всегда применима в случае использования оптических датчиков Landsat TM или Spot.

Более эффективны для этой цели радиолокационные материалы.

Метод нечетких множеств применен для классификации радиолокационных спутниковых образов (JERS-1).

Полученный опыт свидетельствует, что классификация радиолокационных данных обеспечивает надежное определение (общая точность равна 81%) площадей, деградированных из-за процессов засоления и осолонцевания. Основные проблемы появляются вследствие различной шероховатости почв, определенные классы поверхностей по шероховатости с засоленными и солонцеватыми почвами ошибочно относятся к неизмененным.

Методики дистанционного зондирования, использующие в качестве показателя степени засоления почв тип и состояние растительности [9,3], были применены для обеспечения широкой пространственной оценки солёности и

подтопления в Восточном и Западном графствах Укаро (Австралия). В бассейне рек Муррей и Дарлинг (Австралия) производились исследования спектральных особенностей засоленных почв на участках орошения [13].

Исследования с целью оценки влияния солености почв на урожай путем применения ГИС и технологий дистанционного зондирования предприняты в юго-восточной части долины Харран (Турция), где довольно широко распространены засоленные почвы [14].

Комплексная интерпретация аэрофотоматериалов использовалась для выделения в различной степени засоленных пахотных земель и пустошей в провинции Шаньси (Китай) [10,15,16], по данным авторов была достигнута воспроизводимость 90%.

Для оценки степени засоления почв и урбанизации сельскохозяйственных территорий в дельте Нила и в прилегающей к ней районах обрабатывались снимки Landsat TM, датированные 1984-98 годами. Результаты обработки разновременных снимков показали, что для 3,74% сельскохозяйственных земель в дельте продуктивность почв уменьшается.

Исследование возможности установления солености гипсоносных почв, используя данные Landsat TM, предпринято в провинции Исмаилия в Египте. Используя классификацию контролируемых образцов, отделены гипсоносные почвы от засоленных почв и от других почв. Наиболее эффективно для разделения гипсоносных и засоленных почв использование теплового диапазона Landsat TM [9,11,17,18].

Почти всегда использование для оценки природного и ирригационного засоления почв дистанционных методов приносит хорошие результаты.

Во многих случаях исследователи опираются не столько на изучение почвенных характеристик, сколько на степень деградации растительности на солончаках и солонцах, особенно в районах нефтедобычи [19,20]. Для выявления и оценки нарушенных в результате техногенного воздействия и засоленных почв в аридных зонах с жарким сухим климатом также можно использовать изменение растительного покрова, которое определяется по результатам мониторинговых исследований.

Современные приемы обработки исходных космических снимков с соответствующим разрешением позволяют достаточно уверенно идентифицировать такие эффекты.

Поскольку техногенное засоление почв всегда связано с наличием технологического объекта, то зону поиска участков загрязнения можно существенно сократить, имея точную карту объектов – потенциальных загрязнителей почв.

Такая карта создается с использованием ГИС-технологий, а наличие космических снимков среднего и высокого разрешения с космических аппаратов (КА) Landsat, SPOT, Ikonas, QuickBird в комплексе со средствами обработки, заложенными в современных программных продуктах, например ERDAS Imagine, позволяет решить задачу оценки техногенного засоления почв в районах размещения нефтепромыслов в нефтегазовом секторе [21].

#### **1.4 Мониторинг почв в районах нефтедобычи МО**

В настоящее время Мангистауская область обеспечивает до четверти республиканского объема нефтедобычи. На 5 крупных месторождениях – Узень, Каламкас, Каражанбас и Северный Бозащы – сосредоточены около 70% всех разведанных запасов нефти области.

Из расположенных на шельфе около 120 нефтегазовых блоков, несколько десятков приходится на прилегающую к Мангистауской области часть Каспийского моря.

Сырьевая направленность экономики области предопределила приоритетность горнодобывающей промышленности, от состояния развития которой находятся в прямой зависимости все остальные секторы экономики. На 275 промышленных предприятиях области производится 1/7 объема промышленной продукции республики. Доля горнодобывающей отрасли составляет 23% в общем объеме промышленного производства республики и уступает только Атырауской области (31%).

Общее производство нефти составляет 18 000 000 тонн в год. Занимая 7 место в республике по площади территории – по объему образования токсичных отходов и по объему выбросов загрязняющих веществ в атмосферу область занимает одно из последних мест в республике. По объему инвестиций на охрану окружающей среды и рациональному использованию природных ресурсов область занимает 1 место в республике.

Воздействие нефтегазового комплекса на окружающую среду разнообразно и проявляется в результате осуществления ряда видов деятельности, представляющих собой весь комплекс инженерно-технологических процессов разведки, оценки, строительства, добычи, переработки и транспортировки углеводородного сырья.

Все эти процессы становятся причиной техногенного изменения, загрязнения и, в конечном итоге, деградации компонентов природной среды. В числе негативных факторов, воздействующих на окружающую среду при нефтедобыче, опаснейшим является загрязнение почвы и водоемов нефтепродуктами, высокоминерализованными пластовыми водами и химическими реагентами, применяемыми в технологии добычи.

Это загрязнение приводит к наибольшему ущербу, как в ресурсном, так и в экологическом и социальном отношении.

Практически все крупные нефтяные промыслы в Мангистауской области размещены в прибрежной зоне Каспийского моря.

В этой связи, значительная степень антропогенного воздействия, наблюдается на территории от поселка Омирзак практически до нефтяного промысла Каламкас, протяженностью порядка 360-380 км, что составляет около 67% всего побережья Мангистауской области (рисунок 1).

В зависимости от характера антропогенных воздействий деградация почв проявляется в полном или частичном уничтожении почвенного профиля, в изменении физических и химических свойств почв, нарушении водного режима;

загрязнении почв тяжелыми металлами, нефтяными углеводородами и другими ингредиентами. В таблице 1, представлены данные о экологически проблемных территориях области.

Таблица 1 – Баланс экологически проблемных территорий региона

№	Наименование территории	Площадь, тысяч км <sup>2</sup>	%
1	Хвостохранилище Кошкар-Ата	0,8	0,48
2	Нарушенные земли бывших карьеров, требующие незамедлительной рекультивации (в районах нефтедобычи и геологоразведки)	2,1	1,27
3	Земли загрязненные отходами нефтедобывающих предприятий	0,20	0,12
4	Земли загрязненные промышленными отходами	0,96	0,58
5	Несанкционированные свалки	0,05	0,03
6	Земли залитые пластовыми водами	4,45	2,69
7	Площади эродированных сельскохозяйственных угодий	1,46	0,88
8	Итого: Общая площадь проблемных территорий	10	6
9	Итого: общая площадь территории области	165,5	100,0

К числу самых крупных загрязнителей окружающей среды и акватории Каспийского моря, относятся предприятия нефтегазодобывающей промышленности РК а также иностранных компаний: ПФ «Озенмунайгаз», ОАО «Мангистаумунайгаз», ОАО «Каражанбасмунай», «Тексако Норе Бузачи», «Майерск Ойл Казахстан Гембл» (СП «Арман»), СП «Каракудукмунай», «Майерск Ойл Казахстан Гембл» (СП «Партекс»), ТОО «Казахтуркмунай». Широкомасштабное освоение перспективных участков, расположенных на акватории Каспийского моря в пределах Мангистауского региона, вызывает необходимость оценки степени существующего техногенного воздействия и состояния компонентов окружающей среды. В этой связи руководством области и организован системный государственный мониторинг.

В 2007 году Казахстанским Агентством Прикладной Экологии (КАПЭ) по заказу Мангистауского областного управления природных ресурсов и рационального природопользования (УПРиРП) был проведен «Государственный экологический мониторинг морской части и прибрежной

зоны Мангистауской области с применением аэрокосмического дистанционного зондирования».

Были исследованы акватории, прилегающие к месторождениям Курмангазы, Каламкас, Тюб-Караган, Дархан, а также порты Актау, Курык, Баутино. В прибрежной зоне Мангистауской области был проведен экологический мониторинг на месторождениях Каражанбас, Курмангазы, Арман. Также был проведен мониторинг в зоне затопленных скважин и амбара на месторождении Каражанбас.



т – механическое нарушение почвенного покрова; п – пастбищная депрессия;

н – нефтехимическое загрязнение; Н – нефть и нефтепродукты;

О – органические вещества (фенол, хлор и другие); R - радионуклиды.

Рисунок 1 – Антропогенное воздействие на природную среду в прибрежной зоне Каспия в районе нефтяных промыслов

Исследования в прибрежной части показали, что почвенный покров месторождений Каражанбас, Каламкас и Арман представлен молодыми засоленными почвами гидроморфного ряда, нередко сильно трансформированными под влиянием антропогенной деятельности.

На территории месторождения Дунга в почвенном покрове доминируют бурые пустынные почвы. Физико-химические характеристики почв не выходят за пределы средних показателей характерных для региона в целом. Учитывая, что физико-химические свойства почв, являются относительно стабильными, в дальнейшем целесообразно проводить их изучение раз в три года.

На основании результатов изучения физико-химических свойств почв можно сделать вывод о том, что почвы на обследованной территории отличаются низким содержанием органического вещества, щелочной реакцией почвенных растворов, высоким засолением и слабой устойчивостью к антропогенным воздействиям.

В настоящее время почвенный покров подвержен сильным нарушениям непосредственно на территории месторождений и на прилегающих участках. На остальной территории нарушения почв не связаны с нефтедобычей.

На территории указанных месторождений повсеместно встречаются участки антропогенно-нарушенных земель, связанные с разработкой нефтяных месторождений. Наиболее часто загрязненные нефтью участки встречаются на месторождении Каражанбас.

В прибрежной зоне месторождения Дунга работы по освоению месторождения еще не начаты. Техногенное загрязнение отсутствует. Нарушения почв связаны с использованием земель в сельском хозяйстве.

В районе затопленных скважин нефтепродукты присутствовали в виде поверхностной пленки на поверхности моря. Анализ проб воды на содержание металлов выявил серьезные превышения ПДК для хрома, меди, железа, ртути, никеля, свинца, цинка и алюминия. Тростниковые заросли в районе скважин заселены большим количеством птиц, которые гнездятся здесь и посещают их во время миграций. Нефтепродукты, выделяемые в воду из разрушенных скважин, оказывают крайне негативное воздействие на орнитофауну.

Были получены данные, которые послужили основой для дальнейших исследований и контроля за окружающей средой в районах нефтяных месторождений.

В 2008-2010 годах были продолжены мониторинговые исследования на территории Мангистауской области. Исследованы затопленные скважины на полуострове Бузачи. В прибрежной части Мангистауской области обследованы месторождения Каражанбас, Каламкас, Арман и Дунга.

Осуществлен космический мониторинг факелов, находящихся на наземных месторождениях Мангистауской области. В морской части был проведен космический мониторинг нефтяных пленок и нефтепроявлений на поверхности воды.

2008 год. В прибрежной зоне Каспийского моря, в районе месторождений нефти, во всех пробах зафиксировано превышение содержания никеля на ПДК. Средневзвешенная концентрация никеля в слое 0-20 см изменяется от 50,9 до 55,1 мг/кг (1,45-1,57 ПДК). Относительно повышенные концентрации никеля не связаны с техногенными факторами, а обусловлены геохимическими особенностями территории.

Вместе с тем, на всех санитарно-экологических площадках СЭП месторождения Дунга выявлено повышенное содержание мышьяка. Средневзвешенное его содержание в слое 0-20 см соответствует 2,65-3,9 ПДК при среднем содержании 3,25 ПДК. Это выше, чем на действующих месторождениях Каражанбас, Арман, Каламкас.

2009. Превышение содержания мышьяка над ПДК в 1,3 - 6,35 раза отмечается на всех фоновых площадках. Содержание бария в почвах на фоновых участках в летний и осенний сроки наблюдений было примерно одинаковым. Среднее его содержание на фоновых площадках лето текущего года составило 663 мг/кг.

Средневзвешенная концентрация никеля в слое 0-20 см, составила 45,7 до 51,3 мг/кг (1,37-1,44 ПДК), что было ниже показателей 2008 г.

Повышенное содержание бария (Ba) в почвах прибрежной зоны было на том же уровне. Это скорее всего связано с попаданием на поверхность почв подземных вод при нефтедобыче (Каламкас, Каражанбас) и с испарением жестких грунтовых вод в естественных условиях (Арман).

По большинству из определяемых тяжелых металлов загрязнения почв на месторождениях отсутствует. В почвах всех месторождений наблюдается превышение предельно допустимых концентраций по мышьяку (As) до 3,67 ПДК и кларков по бария. Учитывая то, что на фоновых площадках содержание мышьяка также превышает ПДК, можно утверждать, что повышенное содержание мышьяка связано с естественными процессами накопления и миграции веществ в морских осадках и является региональной особенностью данной территории.

Содержание тяжелых металлов по сравнению с прошлым годом не увеличилось. Распределение общих углеводов в почвах исследованной территории крайне неоднородное. Загрязненные нефтью участки встречаются на месторождениях Каламкас и Каражанбас.

Наиболее чистыми являются почвы на месторождении Арман. Почвы в районе расположения обследованных скважин на месторождениях Северные Бузачи загрязнены нефтепродуктами (на скв. 19 (358 ПДК) и скв.133 (8,5 ПДК)), металлоломом, различным мусором, и при нагонных явлениях и с поверхностным стоком загрязнители могут попадать в море. Зафиксированы превышения ионов мышьяка и бария.

2010 год. Были продолжены мониторинговые исследования на территории Мангистауской области в районах размещения нефтепромыслов.

В почвах, практически, на всех месторождениях, как и в 2007-2009 гг. наблюдается превышение предельно допустимых концентраций по мышьяку и кларка по бария. Учитывая то, что на фоновых площадках содержание мышьяка также превышает ПДК, можно утверждать, что повышенное содержание мышьяка связано с естественными процессами накопления и миграции веществ в морских осадках и является региональной особенностью данной территории.



Аналитически превышения содержания нефтепродуктов выявлены на СЭП-11 месторождения Каламкас.

За период исследований по большинству из определяемых тяжелых металлов превышения предельно допустимых уровней не выявлено. В почвах, практически, на всех месторождениях наблюдается превышение предельно допустимых концентраций по мышьяку и кларка по бария. Превышение концентраций мышьяка над ПДК зафиксировано на уровне 1,26 - 5,56 раза, что ниже показателей 2009 года (Каламкас, Каражанбас, Дунга). В целом за период 2007-2009 г.г. средневзвешенное содержание бария в слое 0-20 см часто превышало Кларк и достигало значения 1250 мг/кг.

Учитывая то, что и на фоновых площадках содержание мышьяка также превышает ПДК, можно утверждать, что повышенное содержание мышьяка связано с естественными процессами накопления и миграции веществ в морских осадках и является региональной особенностью данной территории.

Весной 2010 года на СЭП-11, которая находится непосредственно на месторождении на нарушенных землях, выявлены превышения по содержанию Сdкадмия 1,38 ПДК и Рbсвинца 1,61 ПДК. Превышения концентрации кадмия на месторождениях Каламкас и Каражанбас на СЭП-10 и СЭП-4 соответственно связаны скорее всего с наличием банок из-под красок на полигонах ТБО. Поэтому необходимо срочно провести мероприятия по очистке почв от загрязнения.

В пробах, отобранных осенью 2010 года все определяемые элементы, за исключением мышьяка, содержались в пределах допустимых значений. Тенденции к накоплению тяжелых металлов в почвах по результатам наблюдений 2007-2010 годов на большинстве СЭП не выявлено.

Состояние растительности на обследованных площадках неоднородное. В ходе работ отмечались только механические нарушения растительного покрова. Видимых признаков химического воздействия выявлено не было.

Сравнение данных с 2008 по 2010 не выявило значительных изменений в параметрах сообществ, связанных с функционированием месторождений, на большинстве обследованных площадок.

В пределах территорий месторождений значительные изменения, связанные с добычей нефти наблюдались на станции СЭП-4 (месторождение Каражанбас) и СЭП-9 (месторождение Арман). СЭП-4 находится на участке, почвенно-растительный покров которого был нарушен в значительной степени в прошлые годы. В настоящее время здесь наблюдается восстановление растительности. Этот процесс протекает достаточно успешно, о чем свидетельствуют присутствие в составе растительных сообществ многолетних видов (полыни, курчавки), высокие показатели проективного покрытия и хорошее развитие растений.

На территории месторождения Каламкас СЭП находятся на соровых солончаках, практически лишенных растительности по естественным причинам (почвы сильно засолены). Как и в предыдущие годы изменения параметров растительных сообществ имели, главным образом, сезонный характер.

Такие показатели как высота растений, степень проективного покрытия, количество видов, в целом, варьировали в зависимости от сезона года.

В предыдущих отчетах неоднократно указывалось о необходимости срочного проведения работ по ликвидации или консервации скважин и очистке затопленного амбара, чтобы не допустить дальнейшего загрязнения, но за весь период наблюдений с 2007 года в этом плане не было сделано практических шагов. В 2010 году были проведены работы по консервации нескольких скважин на прибрежной зоне в районе месторождения Каражамбас.

Следует учесть, что район расположения затопленных скважин является важной в экологическом отношении зоной, так как здесь обитают многие ценные виды животных и происходит нерест ценных пород рыб.

По результатам наблюдений в 2007-2010 г.г. за состоянием почвенного покрова можно сделать вывод, что за этот период ухудшения экологического состояния почв не произошло. В дальнейшем следует осуществлять постоянный контроль за состоянием почв на участках расположения месторождений нефтедобычи [23,24,25].

В 2011 году, «Государственный экологический мониторинг на шельфе и в прибрежной зоне Каспийского моря с применением технологий космического дистанционного зондирования», был продолжен ТОО НПЦ «Мекенсак».

С целью оценки современного состояния почв почвенные исследования проводились на территории месторождений Комсомольское, Каражанбас, Каламкас и Арман. На основании результатов полевых исследований получены следующие ниже выводы. Весенне-летний период исследований.

На территории месторождений Каражамбас, Каламкас и Арман в пробах почв концентрации нефтепродуктов изменялись от 0,015 до 0,47 мг/л. При этом самые высокие концентрации выявлены на месторождении Каражамбас.

На территории месторождения Каражамбас (СЭП-3, СЭП-4) в пробах почв выявлено превышение содержания алюминия до 1,1 ПДК, а на территории месторождения Комсомольское (скв. 11) это превышение составляет до 30 раз.

На месторождении Комсомольское (скв. 4) выявлено превышение содержания хрома в 4,6 раз. На СЭП-6 месторождения Каражанбас отмечено содержание цинка на уровне ПДК. На СЭП-10, 12 месторождения Каламкас отмечено превышение ПДКп по мышьяку в 1,3 раза.

Исследования затопленных скважин. В пробах воды, отобранных из затопленных скважин, концентрации нефтепродуктов изменялись от 0,025 до 0,033 мг/л и находились в пределах на уровне ниже ПДК, установленных для морских вод. Концентрации цинка в почвах прилегающих прибрежных почв изменялись от 0,078 до 1,137 мг/л, превышение составило от 1,5 до 23 раз. Концентрации свинца изменялись от 0,001 до 0,05 мг/л, превышение составило от 1,1 до 5 раз.

Осенний период исследований. Состояние почвенного покрова. На территории месторождения Комсомольское выявлены превышения ПДКп для алюминия в 14,2 раза. На территории месторождения Каражамбас отмечаются концентрации ртути на уровне ниже ПДКп, но выше её кларка в земной коре.

На территории месторождения Каламкас отмечено наибольшее, по сравнению с месторождениями Каражамбас и Арман, количество птиц как в весенне-летний, так и осенний периоды обследования. Достаточно высокий уровень видового разнообразия говорит о незначительном уровне техногенного воздействия со стороны нефтедобывающего комплекса на площадках СЭП-10 и СЭП-12, исключая точку СЭП-11, где имеются территории с трансформированным почвенным покровом.

Космический мониторинг. В 2011 году мониторинг разливов на море проводился по акватории и портовой зоне Актау. На космоснимке от 21.08.11г. на расстоянии порядка 120км от г. Актау (на акватории РФ) был обнаружен нефтеразлив площадью 0,658км<sup>2</sup>. На космоснимке от 22.09.11г. в районе порта Актау было обнаружено 6 разливов площадью от 0,251 до 3,932км<sup>2</sup>. Сложность получения материалов космической съёмки связана со сроками заключения договора с организациями, предоставляющими космоснимки.

Вместе с этим проведение такого вида работ – весьма дорогостоящее мероприятие. Поэтому в качестве рекомендаций для своевременного отслеживания предлагается установка радара на возвышенном месте в Мангистауской области, например, в порту Актау, с охватом до 50км.

В целях интегральной оценки состояния почв прибрежной зоны Каспийского моря мониторинговые исследования следует продолжить.

С 2012 года исследования в рамках областного «Государственного экологического мониторинга на шельфе и в прибрежной зоне Каспийского моря» были приостановлены, по причине высокой стоимости работ.

Все всех проведенных с 2007 года, исследованиях морской среды и прибрежной зоны Каспийского моря, в пределах Мангистауской области, в целях принятия своевременных адекватных мер по предупреждению риска последствий экономического развития области, нет опыта проектирования и разработки баз данных (БД) о состоянии компонентов окружающей среды в задачах мониторинговых исследований и инвентаризации природных ресурсов.

Известно, что при мониторинге окружающей среды происходит накопление, систематизация и анализ соответствующей информации.

Помимо этого, необходимо опираться на нормативно-правовую базу в экологии, учитывать финансовые возможности данного региона, его общую физико-географическую обстановку и другие сведения.

После переноса информации по природно-ресурсному потенциалу с использованием геоинформационных систем (ГИС) можно создать итоговую прогнозную электронную карту состояния как морской среды так состояния почв прибрежной зоны Каспийского моря в не только в районах размещения нефтяных промыслов, но и по всему побережью Мангистауской области.

Создание карты деградации почв, на основе результатов экологического мониторинга состояния почв позволяет, не только сократить расходы на исследования, но и представить наглядную картину экологического состояния исследуемой территории прибрежной зоны Каспийского моря в районах нефтепромыслов.

Таким образом, выявление засоленных деградированных почв по данным космических съемок и идентификации их с применением программного продукта IDRISI и ERDAS Imagine для исследования состояния засоленных почв на объектах нефтегазодобывающих предприятий, должно найти применение при проведении мониторинга.

### **1.5 Геоинформационный подход при мониторинге состояния почв**

Моделирование экологических ситуаций обуславливается учетом как временных факторов (интенсивность образования выбросов, зависящую от сезона и климатических условий; интенсивность осадков и другие), так и пространственные (взаиморасположение источников выбросов, распределение зон загрязнения в пространстве).

Любой объект исследований, вследствие взаимосвязи с окружающей средой - другими объектами, изменяет свои свойства, и параметры во времени. Эти изменения могут быть «быстрыми» или «медленными».

Так, если рассматривать изменения концентраций загрязняющих веществ в течение одного часа, то можно говорить об их незначительности, стационарности. Если же эти свойства рассматривать на протяжении недели, месяца или сезона, то изменения будут более значительными.

При этом изменения будут только усиливаться как при меняющихся метеорологических параметрах, так и при изменении антропогенных факторов (изменение режима работы предприятия, смена техники и оборудования).

Разномасштабность координатных интервалов времени, используемых при моделировании экологических ситуаций, следует учитывать при совместном рассмотрении нескольких процессов, которые характеризует резко отличающаяся интенсивность изменения определяющих факторов. Это в полной мере относится к таким процессам как перенос загрязняющих веществ и примесей, накопление загрязнений.

Определяющие факторы для каждого из этих процессов имеют разную интенсивность (образования выбросов, осадков).

Как показано в работе [26], с позиций системного подхода не может быть незыблемых универсальных моделей: все модели должны строиться для конкретного времени, конкретной совокупности объектов и процессов с использованием накопленного на этот момент уровня знаний об этих объектах и процессах. Сложность пространственной структуры зон загрязнения, динамизм процесса образования выбросов, распространения и накопления загрязнений предопределяют проведение декомпозиции сложных процессов и формирование совокупности элементарных моделей-процессов (модель образования выброса, переноса, оседания примеси) и моделей-объектов (объект - источник выброса, объект - участок селитебной зоны и т.д.).

Эти элементарные модели должны быть организованы в единую систему — банк моделей, элементы которой взаимоувязаны между собой комплексами специализированных задач моделирования [27].

В этой связи, в рамках геоинформационного подхода к моделированию экологических ситуаций, необходимо использование не просто геоинформационных систем (ГИС) а геоинформационных технологий (ГИТ) позволяющих проводить мониторинг не отдельных «компонент природной среды» (атмосфера, гидросфера, биосфера), а целых пространственных систем (геосистем), исследовать их функционирование, развитие под влиянием человеческой деятельности и т.д. подхода к моделированию экологических ситуаций, который позволит проводить мониторинг не отдельных «компонент природной среды» (атмосфера, гидросфера, биосфера), а целых пространственных систем (геосистем), исследовать их функционирование, развитие под влиянием человеческой деятельности [25].

Как известно, ГИС - это особая многофункциональная информационная система, ориентирована на манипулирование географическими (пространственно распределенными) данными, их анализ, моделирование и отображение в целях решения задач планирования и управления (в том числе имеющих экологическую направленность). Вместе с этим, геоинформационные технологии (ГИТ) — это информационные технологии обработки географически организованной информации. Основной особенностью (ГИС), определяющей ее преимущества в сравнении с другими автоматизированными информационными системами (АИС), является наличие геоинформационной основы, т.е. цифровых карт (ЦК), дающих необходимую информацию о земной поверхности.

При этом (ЦК) должны обеспечивать:

- точную привязку, систематизацию, отбор и интеграцию всей поступающей и хранимой информации (единое адресное пространство);
- комплексность и наглядность информации для принятия решений;
- возможность динамического моделирования процессов и явлений;
- возможность решения задач, связанных с анализом особенностей территории;
- возможность оперативного анализа ситуации в экстренных случаях.

История развития (ГИТ) восходит к работам Р. Томлисона по созданию Канадской ГИС (CGIS), проводившимся в 1963-1971 гг. В широком смысле (ГИТ) - это наборы данных и аналитические средства для работы с координатно привязанной информацией.

(ГИТ) - это не информационные технологии в географии, а информационные технологии обработки географически организованной информации. Существо (ГИТ) проявляется в ее способности связывать с картографическими (графическими) объектами некоторую описательную (атрибутивную) информацию (в первую очередь алфавитно-цифровую и иную графическую, звуковую и видеоинформацию).

Как правило, алфавитно-цифровая информация организуется в виде таблиц реляционной базой данных (БД). В простейшем случае каждому графическому объекту (а обычно выделяют точечные, линейные и площадные объекты) ставится в соответствие строка таблицы - запись в (БД).

Использование такой связи, собственно, и открывает столь богатые функциональные возможности (ГИТ).

Эти возможности, естественно, различаются у разных систем, но есть базовый набор функций, обычно имеющийся в любой реализации (ГИТ), например, возможность указания объекта на карте и с выделением на карте объектов, отобранных по некоторому условию в базе данных (БД).

К базовым наборам функций можно также отнести и его различные модификации. Таким образом, (ГИТ) можно рассматривать как некое расширение технологии (БД) для координатно привязанной информации.

Но даже в этом смысле она представляет собой новый способ интеграции и структурирования информации [26]. Это обусловлено тем, что в реальном мире большая часть информации относится к объектам, для которых важную роль играет их пространственное положение, форма и взаиморасположение, то есть (ГИТ) во многих приложениях значительно расширяют возможности обычных систем управления базой данных (СУБД), так как ГИТ более удобны и наглядны в использовании и предоставляют свой «картографический интерфейс» для организации запроса к базе данных вместе со средствами генерации «графического» отчета.

(ГИТ) позволяет выполнять над множествами картографических объектов операции, подобные обычным реляционным (JOIN, UNION, INTERSECTION). Операции этой группы называются оверлейными, так как используют в разных вариантах пространственное наложение одного множества объектов на другое. Фактически оверлейные операции обладают большим аналитическим потенциалом, и для многих сфер применения ГИТ являются основными, обеспечивая решение прикладных задач (землепользования, комплексной оценки территорий и другие).

(ГИТ) предлагает совершенно новый путь развития не только картографии в целом, но и картирование экологических процессов. Прежде всего, преодолеваются основные недостатки обычных карт: статичность данных и ограниченность емкости «бумаги» как носителя информации.

В последние десятилетия не только сложные специализированные карты типа экологических, но и ряд обычных бумажных карт из-за перегруженности информацией становятся «нечитаемыми». ГИТ решает эту проблему путем управления визуализацией информации. Появляется возможность выводить на экран или на твердую копию только те объекты или их множества, которые необходимы пользователю в данный момент.

То есть фактически осуществляется переход от сложных комплексных карт к серии взаимосвязанных частных карт. При этом обеспечивается лучшая структурированность информации, что позволяет ее эффективно использовать (манипулирование, анализ данных и т.п.).

Очевидно, что наблюдается тенденция возрастания роли ГИТ в процессе активизации информационных ресурсов, т.к. огромные массивы картографической информации эффективно переводимы в активную машиночитаемую форму только с помощью ГИТ. Кроме того, в ГИТ карта

становится действительно динамическим объектом.

Последнее обусловлено следующими новыми возможностями ГИТ [27]:

- изменяемостью масштаба;
- преобразованием картографических проекций;
- варьированием объектным составом карты;
- «опросом» через карту в режиме реального времени многочисленных БД, содержащих изменяемую информацию;
- варьированием символикой, то есть способом отображения объектов (цвет, тип линии и т.п.), в том числе определение символики через значения атрибутивных признаков объектов, что позволяет синхронизировать визуализацию с изменениями в БД.

В настоящее время широко распространено понимание того, что ГИТ - это не класс или тип программных систем, а базовая технология {umbrella technology) для многих компьютерных приложений (методов и программ), работающих с пространственной информацией.

В свою очередь, ряд технологий обработки изображений, предназначенных для работы с данными аэро- и космических съемок, очень близко примыкают к ГИТ, а иногда частично выполняют и их функции. Но обычно они к ГИТ комплементарны и имеют специальные средства для взаимодействия с ними (ERDAS LiveLink to ARC/INFO).

Области применения ГИТ в настоящее время чрезвычайно многообразны. Прежде всего, это различные кадастры, системы управления распределенным хозяйством и инфраструктурой. Еще одной развитой областью применения (ГИТ) является учет, изучение и использование природных ресурсов, включая сюда и охрану окружающей среды.

К этой области применения непосредственно примыкает использование (ГИТ) в экологии, как в научных, так и в практических ее задачах. Это не только задачи информационного обеспечения, но и, задача прогнозирования экологического состояния месторождений нефтедобычи, контроль экологических последствий и ситуаций [28].

При применении в экологии, велика роль приложений, требующих сложного программирования или комплексирования (ГИТ) со специфическими системами обработки и моделирования. Характерной чертой внедрения (ГИТ) в настоящее время является интеграция систем и баз данных в национальные, международные и глобальные информационные структуры.

К глобальным проектам относится, например, GDPP – «Проект глобальной базы данных», разрабатываемый в рамках Международной геосферно-биосферной программы.

На национальном уровне существуют (ГИС) в США, Канаде, Франции, Швеции, Финляндии и других странах.

Анализ, существующего на сегодняшний день опыта применения ГИТ показывает, что основной формой применения ГИТ является различные по целям, сложности, составу и возможностям ГИС.

Современные ГИС представляют собой новый тип интегрированных

систем, которые, с одной стороны, включают методы обработки данных существующих автоматизированных систем, а с другой - обладают спецификой в организации и обработке данных.

В качестве программной среды в работе для моделирования распространения загрязнений выбраны программы (ГИС – MapInfo (PitneyBowes), ArcView (ESRI – EnvironmentalSystemsResearchInstitute). Выбор обусловлен тем, что в составе Единой государственной системы экологического мониторинга (ЕГСЭМ) в указанных выше странах, более чем 30% от всех видов специализированных программного обеспечения занимает (ГИС) – семейства Arc/Info.

Одной из главных функциональных особенностей (ГИС), как было отмечено выше является – географический (пространственный) анализ данных и связей между данными.

За эти функции отвечают геометрические и арифметические утилиты (ГИС). В настоящее время одной из самых важных научно-производственных задач является изучение, освоение и сохранение природных ресурсов Земли. В этой связи для получения большего объема оперативной информации о состоянии природной среды наряду с контактными методами исследований с применением (ГИТ), все большее применение находит дистанционное зондирование Земли из космоса.

На основании анализа приведенных выше исследований разработана региональная (ГИС). При разработке концептуальной модели и структуры научно обоснованной геоэкологической информационной системы мониторинга прибрежных зон (ГИС-МПЗ) нами использована модель автоматизированной информационной системы (АИС), предложенная Варламовым А.А. и Гальченко С.А [17].

Предлагаемая концептуальная модель удовлетворяет следующим ниже основным требованиям, в соответствии с которыми (ГИС-МПЗ) должна (рис. 1):

- обеспечивать достаточно четкую своевременность, достоверность, надежность систематизированной информации о состоянии прибрежных зон Каспия, в районах размещения предприятий нефтедобычи и техногенных объектов;
- обеспечивать достаточно полную функциональность системы, актуальность информации, надежность и целостность системы;
- обеспечивать надежную защиту информации.

На основании анализа приведенных выше исследований разработана региональная (ГИС). При разработке концептуальной модели и структуры научно обоснованной геоэкологической информационной системы мониторинга прибрежных зон (ГИС-МПЗ) нами использована модель автоматизированной информационной системы (АИС), предложенная Варламовым А.А. и Гальченко С.А.

Использование (ГИТ) обуславливает конкретную организацию сбора комплексной информации и обеспечение сохранения в системе интегрирующей



информационные ресурсы (рисунок 2).

Необходимо учитывать то, что вся информация, кроме табличных представлений имеет пространственную привязку, осуществляемую за счет послойного отображения.

При этом слои разрабатываются, с учетом отображения в них не только основной эколого-картографической информации, но и экологических ситуаций климатического характера, необходимой для регулирования природопользования.

Отдельные модели загрязнения, построенные в различных временных и географических масштабах, могут объединяться в интегрированные ГИС-модели объектов с использованием пространственного временного масштабирования в зависимости от этапов (ГИС-МПЗ).

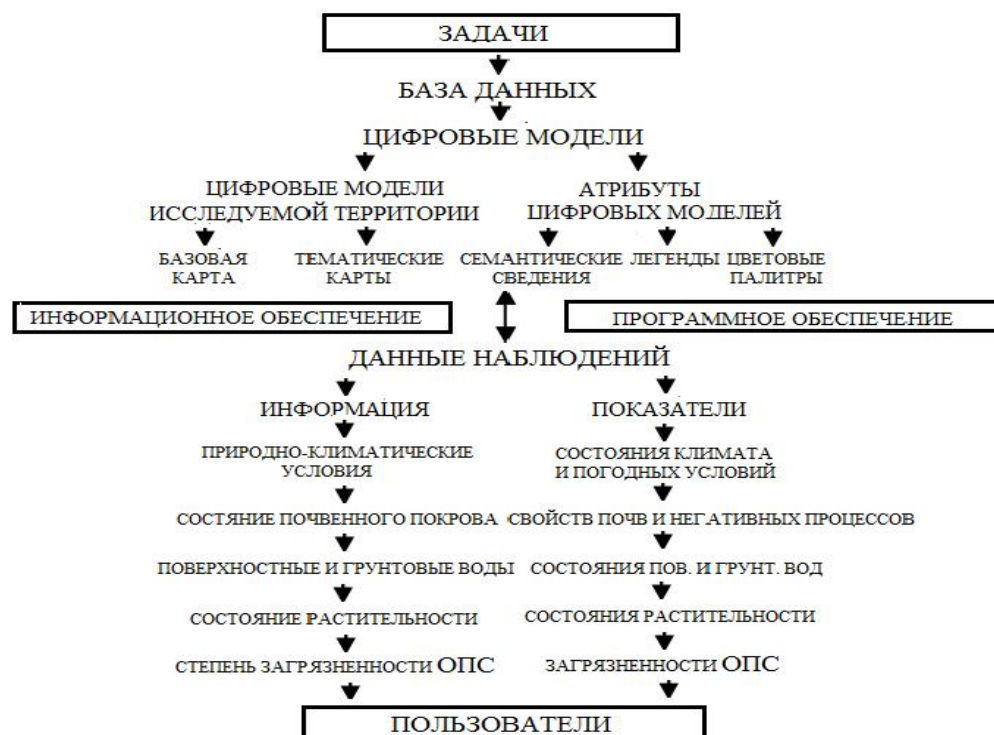


Рисунок 2 - Концептуальная региональная модель (ГИС-МПЗ)

Считаем, что элементарные объекты загрязнения образованы за  $n$  временных координатных интервалов, длительностью  $\Delta T_k$  согласно следующих правил [11]:

$$Model_k^n = \sum_{j=1}^n SubModel_k^j, \text{ если } n \in [1..L_{k+1}]; \quad (1)$$

$$Model_k^n = Model_k^j + \sum_{j=1+(n-b)}^n SubModel_k^j, \text{ при } \begin{cases} n > L_{k+1}, \\ n = aL_{k+1} + b, \\ a, b - \text{целые}, \end{cases} \quad (2)$$

где:  $k$  – номер координатного интервала времени (1 – час, 2 – сутки, 3 – неделя);  $k \in [0..K]$ ;  $n \in N$ ;  $\Delta T_k$  –  $k$  – ый координатный интервал времени;  $L_k$  – количество координатных интервалов времени.

Слой загрязнения образованный за  $T_k^n$  –  $n$  – ый координатный интервал времени длительности  $\Delta T_k$  определяется как:

$$SubModel_k^n = SubModel(T_k^n) = \sum_{j=1}^m Layer_j(T_k^n) = \sum_{j=1+(n-1)}^n SubModel_{k+1}^j$$

На базе этого разработанного метода можно сформировать электронные карты экологического состояния прибрежной зоны Каспийского моря в районах размещения нефтедобывающих предприятий, и выделить дополнительные тематические слои, необходимые для создания ГИС - модели прогноза экологической ситуации.

## 1.6 Опыт извлечения нефти из ПШН ближнего и дальнего зарубежья

Важной задачей нефтяных компаний, в связи с сокращением сырьевой базы, прослеживаемой с середины 90-х годов двадцатого века является поиск дополнительных нефтяных ресурсов. Таким дополнительным источником является на всех стадиях ее производства сокращение потерь нефти а также возвращение в оборот разлитой во время аварии нефти,. Решение этой задачи одновременно обеспечивает и улучшение экологической обстановки в районах размещения нефтяных объектов.

Выход нефти из оборота происходит в различных источниках от устья скважины до баков машин при добыче, сборе и хранении нефти, из резервуаров, при сливо-наливных операциях, отпуске нефтепродуктов потребителям, в результате утечек и аварий при транспорте по трубопроводам и т.д. Эта величина достигает больших значений и по различным источникам составляет от 5 до 17 % добываемой продукции.

Потери нефти и нефтепродуктов при аварийных разливах в системах добычи, транспорта и хранения являются непредсказуемым (случайным) явлением, зависят от многих факторов и на сегодня не поддаются строгому количественному определению.

Решением задач локализации и сбора нефти на различных временных этапах занимались: Богомольный Е.И., Воробьев В.А., Габдуллин А.М., Груздев А.А., Гумеров А.Г., Забела К.А., Калимуллин А.А., Каменщиков Ф.А., Карамышев В.Г., Кирнос В.И., Лебедич С.П., Лисин Ю.В., Мухутдинов Р.Х., Радченко Е.Я., Сабиров У.Н., Самойлов Н.А., Сощенко А.Е., Файзуллин Н.Х., Хасанов И.Ю., Хлесткин Р.Н., Черняев В.Д., Шаммазов А.А., Шаммазов А.М. и др.

Еще одним источником дополнительных запасов нефти и нефтепродуктов являются пруды-шламонакопители (ПШН), земляные амбары, ямы,

задействованные в технологических цепях объектов транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов. При правильной технологии эксплуатации таких объектов значительное количество извлекаемой из них нефти может быть направлена на нефтепереработку, а также использоваться как сырье для нефтехимической промышленности. Оценка возможности сбора нефти и нефтепродуктов и возвращение их в оборот, как при аварийных разливах, так и отбор из технологических прудов-шламонакопителей и амбаров не возможна без учета их физико-химических и реологических свойств, испаряемости, огнеопасности, взрываемости и т.д.

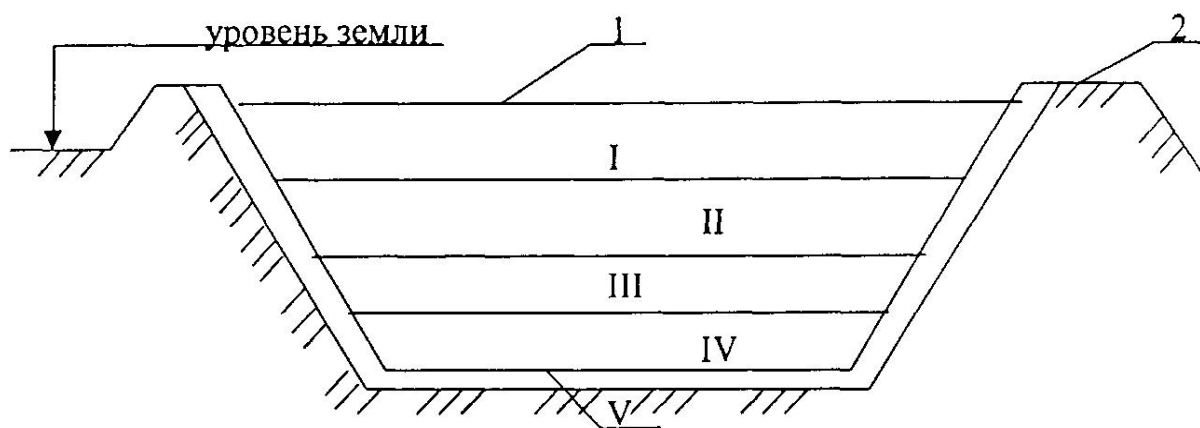
Решением задач исследования состава нефтешламов, их сбора, очистки занимались: Ахмедзянов Н.С., Ахметов А.Ф., Бикметов Р.Ф., Бриль Д.М., Валеев М.Д., Врондз Б.И., Габдуллин А.М., Галлеев Р.Г., Гимаев Р.Н., Имашев У.Б., Теляшев И.Г., Иоакимис Э.Г., Купцов А.В., Локшина А.А., Мастобаев Б.Н., Сайфуллин Н.Р., Танатаров М.А., Хасанов И.Ю., Шаммазов А.М. и др.

В связи тем, что быстрый и полный сбор разлитой нефти не представляется возможным вследствие испарения её легких фракций, растворения и структурных образований молекул и макромолекул в нефтяных системах, в большинстве случаев сбор нефти рассматривается как процесс удаления аномальных жидкостей с поверхности воды. Выход жидких углеводородов в окружающую среду сопровождается изменением их физико-химических и реологических свойств вследствие испарения легких фракций нефти и при этом частичного охлаждения.

Разгазирование нефти приводит к повышению концентрации в ней асфальтосмолопарафиновых соединений и температуры застывания. Растворение отдельных компонентов нефти при контакте с водой приводит к образованию эмульсий.

Широкий диапазон изменения физико-химических свойств жидких углеводородов отчетливо проявляется при хранении их в нефтешламовых амбарах в ожидании переработки и утилизации. Сброс нефтепродуктов в ПШН осуществлялся при очистке резервуаров на НПС из очистных сооружений, а также при авариях и неисправностях оборудования. По этой причине даже по площади одного пруда возможно наличие различных по свойствам и составу нефтепродуктов.

Аналогично и по глубине пруда-шламонакопителя основная часть прудов не однородна. Так большинство ПШН имеет следующую структуру по глубине (рисунок 6). Проведенные обследования прудов позволили реально оценить необходимость каждого конкретного пруда в общей технологической цепи НПС. Так часть прудов из рассмотренных выше может быть исключена из оборота без нарушения технологических процессов перекачки. Пруды, функционирование которых должно осуществляться и в последующем, необходимо оснастить надежной технологией эксплуатации, обеспечивающей быстрое удаление нефтяной фракции, и своевременную очистку и отвод накапливающейся воды.



1 –уровень нефтепродукта; 2 - обвалование; I - слой нефтепродукта, прогреваемый в летнее время; II - слой застывшего нефтепродукта; III - слой воды; IV - осадок; V- основание ПШН.

Рисунок 6. – Структура типового ПШН

Извлеченные из ПШН нефтепродукты (пробы отбирались на различных глубинах: зеркало пруда; 0,5 м; 1 м; 1,2 м) можно отнести к нефтесодержащим продуктам уловленным, в основном, в системах водоподготовки, находящиеся длительное время в бросовых земляных ямах - амбарах, в ловушках - представляют собой стойкие водонефтяные эмульсии с содержанием воды до 30% и механических примесей от долей до десятков процентов.

В настоящее время не существует удовлетворительных универсальных методов разрушения подобных особо стойких «амбарных» ловушечных эмульсий ни на нефтеперерабатывающих заводах, ни на промыслах. Большой проблемой является также само извлечение нефтеотходов из амбаров. Поэтому весьма актуальной является проблема изучения подобных систем для их последующего использования.

По потребительским свойствам и условиям поставки указанные продукты можно разделить на три основные группы.

I. Легкие маловязкие продукты: плотность 780-851 кг/м<sup>3</sup>, вязкость при 50°С - 1,4-6,0 мм<sup>2</sup> / с, содержание фракций, выкипающих до 300°С -от 42 до 84,5 % мае, температура застывания очищенной (от воды и мехпримесей) нефтяной фазы - от «-16 до -69° С».

II. Парафинистые продукты: плотность 828-882 кг/м<sup>3</sup>, содержание парафинов 19,9-38,6 % с температурой плавления 62-74° С, температура застывания очищенной (от воды и мехпримесей) нефтяной фазы от +26° С до +62° С.

III. Тяжелые высокосмолистые продукты: плотность от 895 до 954 кг/м<sup>3</sup>, содержание асфальтенов - 7,7-15,1 %, смол силикагелевых - 10,6-20,5 %, механических примесей - 0,01-6,6 %, тяжелых металлов: ванадия -0,9 - 10<sup>-2</sup> -1,7 • 10<sup>-2</sup> % масс, никеля - от 0,2 • 10<sup>-2</sup> до 0,6 • 10<sup>-2</sup> % масс, и др.

Проведенные исследования и их результаты по действующим ПШН показали, что на обследуемых объектах встречаются ПШН различных форм, и нефтепродукты в них по своему составу представляют весь спектр существующих нефтей и нефтепродуктов. При подборе технологии извлечения нефтепродуктов из ПШН установлена необходимость в определении, что представляет такой пруд как с точки зрения размеров и форм, так и с позиции его возраста и состава нефтепродукта в нем. Такой подход приемлем и для ликвидации земляных ям и амбаров, куда собирается разлитая во время аварий нефть или нефтепродукты. На этапе подбора технологии извлечения нефтепродукта необходимо знать и функциональное назначение пруда.

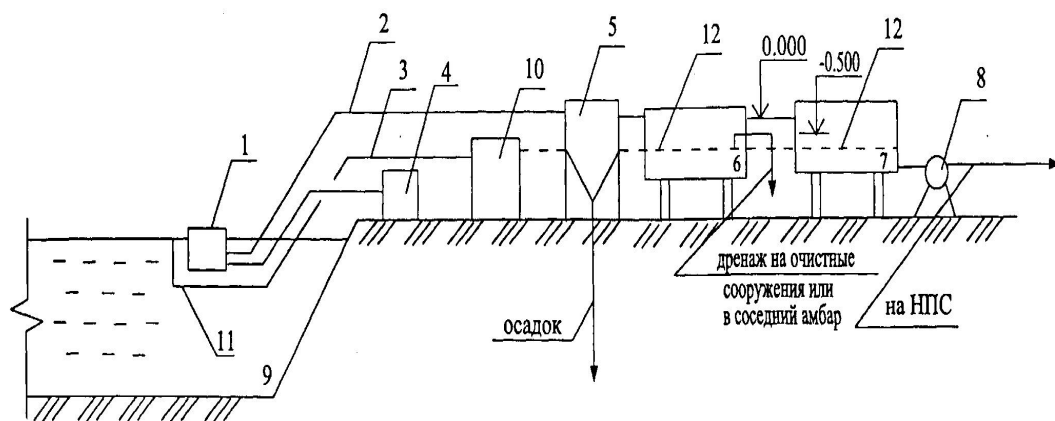
Разливы нефти и нефтепродуктов при механическом разрушении трубопроводов, а также при авариях на водном, железнодорожном и автомобильном транспорте являются значительным источником потерь нефтепродуктов и нефти. Во многих случаях эти потери становятся невозможными. Но при своевременной локализации разлитой нефти и быстром ее сборе такая нефть может быть возвращена в оборот сырьевых запасов для нефтепереработки и нефтехимии. Сбор нефти и нефтепродуктов, разлитых на поверхности почвы и особенно воды, является весьма сложной технической задачей. Тем не менее, на современном этапе задача сбора и удаления нефти и нефтепродуктов с поверхности воды решается довольно успешно с применением различных технологий и технических средств, совершенствование которых осуществляется постоянно.

Для очистки акваторий и ликвидации разливов нефти используют также нефтесборные устройства, или скиммеры, предназначенные для сбора нефти непосредственно с поверхности воды.

В зависимости от типа и количества разлившихся нефтепродуктов, погодных условий применяются различные типы скиммеров как по конструктивному исполнению, так и по принципу действия.

По способу передвижения или крепления нефтесборные устройства подразделяются на самоходные; устанавливаемые стационарно; буксируемые и переносные на различных плавательных средствах. По принципу действия - на пороговые, олеофильные, вакуумные и гидродинамические.

На объектах трубопроводного транспорта нефти амбары накопители нефтешламов могут содержать нефтепродукты и осадок, источником которых служат резервуары НПС, подвергнутые зачистным и ремонтным работам. Для них характерным является высокое содержание механических примесей (ржавчины, окалины), тяжёлых асфальтосмолистых соединений. В тоже время не везде существуют условия для подготовки нефтепродукта на НПС перед закачкой его в трубопровод. Так в работе, проанализирована возможность использования пескоуловителей и гидроциклонов.



- 1 - заборное устройство на понтоне; 2 - напорный шланг для откачки нефтепродукта;  
 3 - кабель электрический или маслопроводы; 4 - силовая установка; 5 - гидроциклон; 6 - отстойник с уровнем раздела фаз; 7 - емкость для нефтепродукта; 8 - насос откачки нефтепродукта; 9 - аварийный амбар; 10 - ППУ или паровой котел; 11 - змеевик подогрева нефти;  
 12 - змеевик для подогрева нефтепродукта в отстойнике и сборной емкости

Рисунок 7. – Установка извлечения нефти с последующей очисткой нефти

С целью снижения неравномерности (цикличности) откачки нефтепродукта на НПС помимо гидроциклона в схему была введена ёмкость-отстойник с уровнем раздела фаз, и разработана выше следующая технологическая схема (рисунок 7) [14].

При всех достоинствах данной установки для извлечения амбарной нефти, слабые стороны заключаются, в том, что в данном случае задействовано большое количество змеевиков подогрева нефти, что увеличивает как материальные, так и энергетические затраты.

При изучении опыта создания оборудования по обработке нефтешламов опирались на анализ импортных поставок такого оборудования в Россию (данные получены из источников: АТ Consulting, ФТС РФ). Большей частью импортное оборудование в Россию завозится модулями. Технологическую линию для сепарации жидкой фазы нефтешламов производит China Petroleum Technology & Development Corporation. Вес установки 5,6 тонн, стоимость - 39,3 тыс. USD . Линия внедрена в ООО «Петро Ин Трейд» (г. Санкт- Петербург). Такая же линия стоимостью 50,5 тыс. долларов США (вес - 7,2 тонны) внедрена в ООО «Юпитер», г. Санкт-Петербург. Мобильная установка Megamacs фазоразделения нефтешламов выпускается фирмой KMT International INC. Установка имеет вес 24,8 тонны, стоимость 1607,6 тыс. USD, внедрена в ОАО «ТНК-ВР ХОЛДИНГ» (Тюменская область). Трикан- терная установка Flottweg Tricanter тип z4e-4/441 vs2i фирмы Флоттвег АГ внедрена в городе Новокуйбышевске на ОАО «НК НПЗ».

Модули установки по утилизации нефтешламов, включая центрифуги Flottweg фирмы EISENMANN применяются в ООО «КИНЕФ», Кириши. Общий вес всей установки 20,2 тонн, стоимость - 2420,3 тыс. долларов США. Установка по переработке нефтешламов производительностью 10-12 куб. м. в час на основе трикантера Flottweg Tricanter Z5e-4/441 с приводом Sp4.12 (общим весом 75 тонн, стоимостью 1млн.669 тыс. долларов США) фирмы Флоттвег АГ (Flottweg AG) используется в ООО «Коммунальник», г. Нижневартонск. Оборудование фирмы Flottweg AG широко представлено на российских предприятиях. Так машина для сепарации нефтешлама (вес - 20,17 тонн, стоимость 363,15 долл. США) используется в ООО «Интерсервис», а мобильная установка по переработке нефтешлама (весом 97,17 тонн, стоимостью 2131,89 дол. США) представлена в ООО «Коммунальник».

Для утилизации жидкого нефтешлама и выделения из него товарной нефти необходимо комплексное оборудование (используется, как правило, оборудование импортного производства), в состав которого входят насосы для откачки нефтешлама и центрифуга для разделения фракций.

Для утилизации твердого нефтешлама используются различные типы оборудования. Так, например, при сжигании твердого нефтешлама используются специальные высокотемпературные печи, способные термически обезвредить АСПО фракцию нефтешлама. Более популярным методом утилизации нефтешлама является сорбция нефтешлама на минералах, используемых в строительстве. Для такого типа утилизации характерно оборудование, позволяющее размельчать и смешивать нефтешлам с сорбентом (обычно при повышенной температуре), а после использовать минерал при производстве бетона или обкладки дорог.

Для биоремедиации нефтешлама практически не требуется никакого сложного оборудования. При биоремедиации нефтешлам находится на специальной площадке, куда вносится биопрепарат по несколько раз в месяц.

Американская компания «АЕТЕ» International и ее минский филиал в Республике Беларусь занимаются разработкой технологий и производством оборудования для очистки промышленных, дождевых и бытовых сточных вод, для переработки нефтешламов и осадков. Компания поставляет различное оборудование для утилизации нефтешлама, а именно мобильные установки по восстановлению и переработки нефтешламов на базе 2- и 3-фазных центрифуг, радиоуправляемое устройство забора нефтешламов из амбаров и отстойников, центрифуги и гидроциклонные установки для разделения твердой и жидкой фазы.

Мобильные установки для переработки нефтешламов «MRU-50» и «OCSS-50» обеспечивают переработку загрязненных нефтесодержащих шламов из нефтяных амбаров, прудов и резервуаров, а также удаление взвеси и мусора, обеспечивая, в итоге, выход жидких нефтепродуктов, которые могут быть повторно использованы или переработаны в дальнейшем. Установки изготавливаются производительностью до 10 м<sup>3</sup>/час по нефтешламу.

Монтируются на мобильных трейлерах, которые могут перевозиться между кустовыми площадками. Перечень продукции компании «АЕТЕ» International:

- Передвижные установки по переработки нефтешламов (с минилабораторией для подбора хим. реагентов). Мобильная установка стоит 1 700 000 \$. Расход воды для работы установки составляет 0,2 куб. м. в час. - 0,5 куб. м. в час. Производительность - 10 куб.м, нефтешлама в час. Контейнерный вариант системы стоит 1 400 000 \$. Самая дешевая установка без источника энергии имеет стоимость - 630 000 \$ и включает заборное устройство, теплообменник, центрифугу, вибросито, полимиксер. Из 26 тонн нефтешлама можно получить 1 тонну чистых нефтепродуктов.

- Осветлительные безнапорные песчаные фильтры с непрерывной системой промывки производительностью до 300 м3/ч (от 20000 до 150000 долларов США).

- Водомасляные сепараторы для предварительной очистки сточных вод от нефтепродуктов до 10 мг/л производительностью до 1000 м3/ч (от 10 000 долларов США).

- Нефтесборщики различных типов (от 5 000 долларов США).

- Фильтр-прессы для обезвоживания осадков и шламов емкостью до 4,7 м3, площадью фильтрования до 392м2 (от 7 000 до 250 000 долларов США).

- Двух и трехфазные центрифуги для обезвоживания нефтешламов и осадков сточных вод.

- Воздушно-диафрагменные насосы для перекачки агрессивных сред, шламов и осадков сточных вод производительностью до 80 м3/ч (от 500 до 5 000 долларов США).

- Винтовые и поршневые компрессоры, воздуходувки (от 8 000 долларов США).

- Насосы-дозаторы для химических реагентов (кислот, щелочей, растворителей и др.) производительностью до 80 л/ч (от 700 до 2 000 долларов США).

Компании KMT International Inc являются ассоциацией профессиональных инженерных компаний, которые работают в области охраны окружающей природной среды на протяжении более 15-ти лет. В сферу интересов попадают как традиционные природоохранные мероприятия, так и специфичные, имеющие место на некоторых предприятиях. Кроме того компании выполняют в последние годы функции трейдинговой компании по внедрению различного оборудования, произведенного на территории США, являясь официальным дистрибьютором некоторых ведущих компаний.

Компании предлагают разработку технологий и поставку оборудования для комплексной и малоотходной очистки нефтешламовых прудов с возможностью их последующего закрытия и переработки нефтешламовых отходов предприятия в безотходном замкнутом цикле. Данные системы предусматривают применение технологии и оборудования для уничтожения (перевода в экологически безопасный продукт) твердых нефтесодержащих отходов. Компания KMT International Inc поставляет оборудование для



утилизации жидкого нефтешлама под маркой «Супер МАКС», «Мега МАКС» и «Гипер МАКС». «Супер МАКС» предназначен для предварительного фазоразделения нефтепродуктов и твердых отходов по размерам (с помощью вибропросеивателя) и по плотностям (гравитационно). Разжижающий агент после фазоразделения рециркулирует с помощью главного моющего насоса через теплообменник-нагреватель в очищаемую емкость, где установлено оборудование для разжижения осадков и их эвакуации из резервуара. Кроме основного комплекса для переработки нефтешлама «Супер МАКС», компанией KMT International Inc поставляется дополнительное оборудование, такое как «Фейзер» 450 / 600 (универсальная автоматизированная передвижная система концентрирования легкой и/или тяжелой фаз), роботизированная пушка для прописки емкостей, брандспойты, насосы. Стоимость оборудования - комплекса «Мега МАКС» для очистки хранилищ нефти и нефтепродуктов от донных отложений и сервисные условия:

- Комплектная система Megamax для очистки резервуаров хранения нефти и нефтепродуктов -1 496 550 долл.США;
- Доставка оборудования на условиях DDU (Пермь) -55 000 долл. США;
- Страховка -9 670 долл. США;
- Система фазоразделения (трехфазная центрифуга) -954 500 долл. США;
- Генератор азота -275 300 долл. США.

Компания Erco Procurement Company (Канада) (адрес: Equipment Procurement Company LTD, Suite 2800, 350 7th Avenue S.W. ,Calgary, Alberta, Canada T2P 3N9) занимается производством сервисного оборудования для нефтепромыслов, в том числе оборудования для промывки почвы, очистки резервуаров от нефтешламов, извлечения и перекачки шламов, термической утилизации и механического метода разделения фаз. Оборудование компании:

- Система сепарации жидкой фазы предназначена для очистки нефтяных эмульсий, собираемых из различных источников, включая: места разлива нефти; эмульсии нефти, отделяемые в процессе промывки почвы; резервуарные парки.
- Система термической утилизации нефтешлама во вращающейся барабанной печи с пылеуловителями и вторичной камерой догорания.
- Система сбора и транспортировки нефтешлама.
- Узел экстракции товарной нефти.

Во время очистки сгорает 95% всего вещества, на выходе образуется зола и вторичный материал.

Оборудование компании Erco используется в НК «ОАО «Сургутнефтегаз», однако, по мнению большинства экспертов, оборудование компании, установленное в «Сургутнефтегаз», работает несистемно с постоянными остановками из-за поломок вследствие разрушения его стенок сернистыми соединениям, образующимися в процессе инсинерации.

Компания ORECO / Totfejorg Technologies также представлена на российском рынке. Российский филиал датской компании ORECO A/S - разработчик, производитель и поставщик технологий и оборудования для бесконтактной очистки резервуаров и переработки нефтесодержащего осадка.

Технология и процесс обработки нефтесодержащих шламов и осадков основаны на термической обработке в сочетании с механическим разделением в центрифугах, с использованием декантера - для сепарации на твердую и жидкую фазы, и путём применения высокоскоростной центрифуги - для удаления воды из жидкой (нефтяной) фазы. Обычно сырьем является нефть или тяжелое нефтяное топливо с содержанием фракций взвешенных твердых частиц и воды. Продуктом, полученным после сепарации, будет нефть или нефтяное топливо с минимальным содержанием твердых частиц и воды, соответствующие международным стандартам по содержанию BS&W.

Процессы и оборудование, обеспечивающие разделение нефтешламов на фазы:

- Сепарация на твердую / жидкую фазы с использованием декантирующей центрифуги, Alfa Laval, OFNX418, производительностью 30 м<sup>3</sup>/час.
- Сепарация жидкой фазы на нефть / воду с использованием высокоскоростной центрифуги, тип Alfa Laval OFPX413, производительностью 24.5 м<sup>3</sup>/час. Температура загрузки: мин./макс. 1-100°С .

У компании есть опыт разработки и постройки комплектного оборудования для фазоразделения нефтешлама - в основном воскообразного шлама, образуемого в резервуарах в процессе хранения сырой нефти и хранилищах нефтешлама. Технологии компании позволяют осуществлять очистку сепараторов (без открытия резервуара), извлечение нефти из шламонакопительных амбаров и регенерацию углеводородов, содержащихся в осадке резервуаров для сырой нефти и тяжелого нефтяного топлива. Решения ORECO предусматривают вероятность переработки хлопьевидного материала, необходимость в деэмульгации или другой предварительной обработке исходного материала, перед тем как он поступит на фазоразделение.

Известная компания Westfalia Separator также представлена на российском рынке. Датой основания компании «Вестфалия Сепаратор» считается 1893 год. Первая центрифуга была применена для очистки и обезвоживания нефтепродуктов еще в 1907 г. Сегодня центрифуги компании Вестфалия Сепаратор обеспечивают очистку как нефтепродуктов, так и воды, загрязненной нефтепродуктами, а также обработку нефтешламов. Области применения технологий компании в нефтегазовой отрасли:

- обработка нефтешлама, буровых растворов;
- удаление нефти из промысловых и сточных вод;
- удаление воды из сырой нефти;
- очистка машинного и гидравлического масла;
- отделение мелких фракций катализаторов.

Компания поставляет на российский рынок декантеры и сепараторы, обеспечивает инженерное проектирование и сопровождение проектов.

В области утилизации нефтешламов компания также поставляет на российский рынок бывшие в употреблении центрифуги по более низкой

стоимости. Минимальная стоимость декантера - 150-200 тыс. евро, максимальная - 1,5-2 млн. евро при сдаче объекта под ключ с полной обвязкой.

Компания Альфа-Лаваль (Alfa Laval) - одна из крупнейших международных промышленных групп, в состав которой входят более 110 маркетинговых компаний и представительств в 95 странах. Производственный потенциал компании составляют 40 заводов и десятки вспомогательных производств. Научные разработки ведутся в 20 научно-исследовательских центрах. В компании работает более 10 000 сотрудников во всем мире. Основным направлением деятельности компании является производство сепараторов для различных отраслей промышленности, например, для отделения молока от сливок, производство теплообменного оборудования, фильтров для различных отраслей промышленности, а также производство запорно-регулирующей арматуры. Также компания выпускает оборудование для переработки жидких нефтешламов (на основе центрифуг и вспомогательного оборудования). Основными видами оборудования, используемым для переработки нефтешламов компании, являются:

- «ФОКС 15» (FOX 15)
- «ЛИНКС 20» (LYNX 20)
- Спиральный теплообменник

«ФОКС 15» и «ЛИНКС 20» являются специальными центрифугами, способными эффективно разделять фракции в нефтешламе и отделять товарную нефть. «ФОКС 15» является высокоэффективной центрифугой, которая позволяет перерабатывать большие объемы нефтешлама, при этом эффективно сепарировать фракции. Центрифугирование происходит с ускорением 8000 G, что позволяет разделить даже сложно-сепарируемые фракции. Центрифуга «ФОКС 15» обладает рядом характеристик:

- хорошо отделяет жидкую фазу от твердой;
- имеет удобную систему автоматического управления;
- мобильна, легко устанавливается и перевозится.

Центрифуга «ЛИНКС 20» специально предназначена для утилизации бурильного нефтезагрязненного шлама. Кроме этого, эта установка эффективна для утилизации нефтешламов, образующихся на НПЗ. К установке поставляется несколько разных модулей, в зависимости от того, какой тип нефтешлама будет перерабатываться. Такой «модульный» тип сборки позволяет лучше утилизировать соответствующий тип нефтешлама.

Характеристики «ЛИНКС 20» следующие:

- мобильна;
- высокая эффективность в удалении осадков;
- автоматическое управление;
- надежность и долгий срок эксплуатации;
- возможность использовать для практически любого типа загрязнителей.

Спиральный теплообменник является дополнительным оборудованием,

которое используется при переработке нефтешламов. Нередко необходимо нагреть нефтешламную суспензию с минимальными затратами энергии, что и позволяет осуществить этот тип оборудования.

Стоимость оборудования Альфа-Лаваль для переработки нефтешламов составляет от 2 до 7 млн. USD в зависимости от производительности и комплектации. Установка производительностью 5 куб. в час стоит 1,5 млн. евро. Стоимость установок Alfa Laval составляет: центрифуги - 150-300 тыс. евро, комплексная установка по переработке жидких нефтешламов - от 2 млн. евро.

Компания Флоттвег (Flottweg) - одна из крупнейших мировых компаний, производящих декантерные центрифуги для промышленности. Компания была основана в 1932 году и с самого начала занималась разработкой и поставкой центрифуг.

У компании почти 80-летний опыт работы с различными отраслями промышленности, в которых используются декантерные центрифуги. На данный момент компания поставляет на рынки более чем 70 стран центрифуги, ленточные прессы и сепараторы. В частности, центрифуги компании «Флоттвег» используются для разделения фаз при утилизации нефтешламов.

«Горизонтальный декантер» компании «Флоттвег» используется для продолжительной сепарации жидкой фазы от твердых частиц в нефтешламе.

«Трикантер» компании «Флоттвег» используется для продолжительной сепарации трехфазных систем (как правило, нефтешламы представляют собой смесь трех фаз).

Сепаратор компании «Флоттвег» представляет собой центрифугу, используемую для разделения трехфазных систем. Трехфазное разделение позволяет получить 2 несмешиваемые жидкости и твердый остаток. Таким образом, отделяется вода, нефть и твердый нефтешлам.

В комплекс по утилизации также добавляется сепаратор для получения высокого качества нефтепродуктов. Стоимость комплекса на основе трикантера 1-1,5 млн. евро.

Компания EISENMANN (ООО «АЙЗЕНМАНН») основана в 1951 году в г. Штутгарте. В настоящее время является одним из ведущих международных поставщиков оборудования в области обработки поверхности, автоматизации технологических процессов, обработки керамики, термообработки и техники защиты окружающей среды. К последним разработкам относятся, в частности, установки термической обработки отходов, системы очистки воздуха и сточных вод, водоподготовки. Для утилизации нефтешламов компания предлагает комплексное решение на базе центрифуг и печи для сжигания твердого осадка. Комплексная технология, используемая фирмой EISENMANN, состоит из следующих этапов:

1. Отходы с содержанием нефтепродуктов подаются насосными станциями от производственного оборудования и/или мест их сбора через нагреваемые накопители в трикантеры для механического удаления воды. Там происходит разделение смеси на три фракции: фракцию нефтепродуктов, твердую и водную фракции.

2. Далее фракция нефтепродуктов, состоящая примерно из 98,5% нефтепродуктов, 1% воды и 0,5% твердых веществ, направляется в накопитель.

3. Твердая фракция, состоящая примерно из 15% нефтепродуктов, 30% воды и 55% твердых веществ, служит снижению накопления отходов и преобразовывается в экологически безвредную золу. Теплота сгорания остатка нефтепродуктов, содержащихся в твердой фракции, используется в процессе сжигания. Избыток энергии может поставляться другим потребителям.

4. Остаточная водная фракция содержит 1% нефтепродуктов, 98,5% воды и 0,5% твердых веществ. Она очищается на ультрафильтрационной установке, чтобы снизить содержание нефтепродуктов до экологически безвредного уровня. (Концентрация нефтепродуктов, разрешенная в Германии к сбросу в водоёмы, составляет 0,001мг/л, в России -0,3 мг/л при сбросе в водоёмы хозяйственно-питьевого и культурно-бытового назначения и 0,05мг/л для водоёмов рыбохозяйственного водопользования).

Для более сложных шламов может быть применена печь «кипящего слоя».

Специализацией австрийской группы ANDRITZ является поставка оборудования и технологий для производства металла, бумаги. Также группа занимается комплексными поставками в сфере гидроэлектроэнергетики. В области утилизации нефтешламов, компания производит комплексы по термическому уничтожению отходов и сепараторы.

## **1.7 Обзор действующих методов очистки нефтешлама**

Простых способов, которые позволили бы восстановить земли до первоначального состояния не существует, а стоимость рекультивации определяется требуемым уровнем чистоты обработки. Все стоимостные оценки по выполняемым работам обычно берутся в долларах США.

В отношении ведения операций по очистке нефтегрунтов существует несколько методов, от фиксации углеводородов на месте, до очистки площадей с удалением 99,9999% углеводородов. Ниже приводятся методы обработки и краткое обсуждение технологии и затрат.

При добыче, транспортировке и переработке нефти происходит образование и накопление нефтешламов. В самом общем виде все нефтешламы могут быть разделены на три основные группы в соответствии с условиями их образования: грунтовые, придонные и резервуарного типа. Первые образуются в результате проливов нефтепродуктов на почву в процессе производственных операций, либо при аварийных ситуациях. Придонные шламы образуются за счет оседания нефтеразливов на дно водоемов, а нефтешламы резервуарного типа – при хранении и перевозке нефтепродуктов в емкостях разной конструкции[22].



Рисунок 8.- Амбар-накопитель нефтешлама и сливной нефти

В наиболее упрощенном виде нефтешламы представляют собой многокомпонентные устойчивые агрегативные физико-химические системы, состоящие главным образом, из нефтепродуктов, воды и минеральных добавок (песок, глина, окислы металлов и т.д.). Главной причиной образования нефтешламов является физико-химическое взаимодействие нефтепродуктов в объеме конкретного нефтеприемного устройства с влагой, кислородом воздуха и механическими примесями. В результате таких процессов происходит частичное окисление исходных нефтепродуктов с образованием смолоподобных соединений.

Попадание в объем нефтепродукта влаги и механических загрязнений приводит к образованию водно-масляных эмульсий и минеральных дисперсий. Поскольку любой шлам образуется в результате взаимодействия с конкретной по своим условиям окружающей средой и в течение определенного промежутка времени, одинаковых по составу и физико-химическим характеристикам шламов в природе не бывает.

Соотношение нефтепродуктов, воды и механических примесей (частицы песка, глины, ржавчины и т.д.) колеблется в очень широких пределах: углеводороды составляют 5-90%, вода 1-52%, твердые примеси 0,8-65%. Столь значительного изменения состава нефтешламов, диапазон изменения их физико-химических характеристик тоже очень широк. Плотность нефтешламов колеблется в пределах 830-1700 кг/м<sup>3</sup>, температура застывания от -3°C до +50°C. Температура вспышки лежит в диапазоне от 35 до 120°C [25].

При длительном хранении нефтешламы со временем разделяются на несколько слоев, с характерными для каждого из них свойствами. Верхний слой представляет собой обводненный нефтепродукт с содержанием до 5% тонкодисперсных мехпримесей и относится к классу эмульсий «вода в масле». В состав этого слоя входят 70-80% масел, 6-25% асфальтенов, 7-20% смол, 1-4% парафинов. Содержание воды не превышает 5-8%. Довольно часто органическая часть свежесформированного верхнего слоя нефтешлама по составу и свойствам близка к исходному нефтепродукту.

Средний, сравнительно небольшой по объему слой представляет собой эмульсию типа «масло в воде». Этот слой содержит 70-80% воды и 1,5-15% механических примесей.

Следующий слой целиком состоит из отстоявшейся минерализованной воды с плотностью 1,01-1,19 г/см<sup>3</sup>.

Наконец, придонный слой (донный ил) обычно представляет собой твердую фазу, включающую до 45% органики, 52-88% твердых механических примесей, включая окислы железа. Поскольку донный ил представлен в виде гидратированной массы, то содержание воды в нем может достигать до 25%. В процессе переработки шламов могут быть применены различные технологические приемы в зависимости от их физико-механических характеристик. Собранные нефтешламы жидко-вязкой консистенции подвергаются разделению на нефтепродукт, воду и твердые механические примеси. Эта фаза переработки имеет своей целью извлечение из шламов нефтепродуктов с исходными свойствами и их использование по прямому назначению. Существуют два основных способа фазового разделения жидковязких нефтешламов – механический и химический. Для более глубокой очистки нефтепродуктов иногда прибегают к комплексной технологии. Разрушение устойчивых водно-масляных эмульсий механическим способом основано на технологических приемах искусственного изменения концентраций дисперсной фазы эмульсии с последующей коалесценцией мелких капель этой фазы. Для осуществления операции межфазного разделения жидковязких нефтешламов в настоящее время разработано большое количество технологических аппаратов, включая сепараторы, центрифуги, гидроциклоны различных конструкций [31].

#### *Описание технического решения.*

Для реализации подобных задач предлагается комплекс, с помощью которого можно убирать шлам из нефтешламовых накопителей и резервуаров с одновременной переработкой нефтешлама и разделением его на 3 составляющих: нефтяную, водную и твердую фракции. Производительность одной стандартной системы составляет 4-5 м<sup>3</sup> шлама в час при следующих характеристиках шламов (количество нефти в твердом остатке <2%) [32].

Комплекс представляет собой совокупность отдельных блоков, которые легко перемещаются с одного места на другое. Система забора нефтешлама из резервуаров и отстойников отличается друг от друга. Система переработки нефтешлама одинакова как при переработке нефтешлама из отстойников, так и из резервуаров.

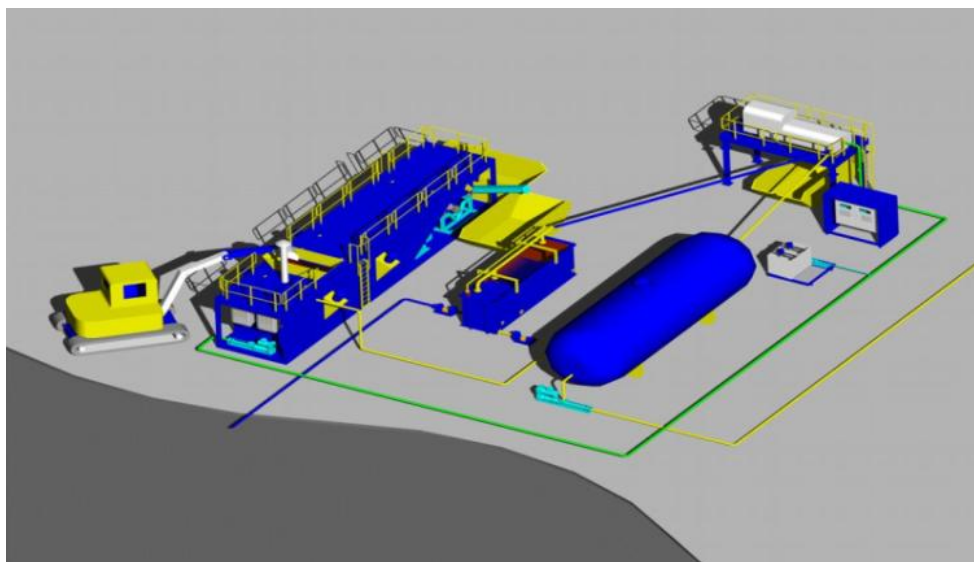


Рисунок 9. - Принципиальная схема технологического комплекса

Принципиальная схема технологического комплекса, состоящая из двух комплексных систем, включает:

- Систему извлечения и первичной переработки шлама из прудов-накопителей и резервуаров;
- Систему фазоразделения нефтешламов.

Технологический комплекс можно представить в виде представленной ниже блок-схемы «трехфазного» разделения шламов.



Рисунок 10. - Блок-схема «трехфазного» разделения шламов

Забор нефтешлама осуществляется с помощью насоса и ковша экскаватора с вращающимся решетчатым барабаном. Для нагревания шлама, при его перемешивании, через змеевик в ковш подается пар. Пар подается с



помощью парогенератора. Жидкая часть нефтешлама перекачивается винтовым насосом в установку восстановления нефти.



Рисунок 11. - Разборный бульдозер-экскаватор с гидравлическим приводом

Для зачистки резервуаров используется высокопроизводительное разборное устройство – трактор для компактного сбора и разжижения отложений со дна резервуара. Устройство представляет собой миниатюрный разборный бульдозер-экскаватор с гидравлическим приводом и винтовым насосом для перекачки отложений, разжижаемых с помощью установленных перед входом в насос специальных насадок, на их дальнейшую обработку и фазоразделение. Трактор вносится в резервуар по частям через люк (510 мм) и собирается внутри. Трудозатраты на сборку – от 3 до 4 человеко-часов. Наиболее тяжелая часть механизма весит около 30 кг.

На предварительной стадии работ имеющаяся жидкая фаза откачивается дополнительным насосом, входящим в состав комплекса. После максимального удаления жидкой фазы из резервуара начинается его очистка от тяжелых «донных» шламов-осадков (парафинов, асфальтенов, слежавшейся грязи и посторонних предметов) мини-бульдозером на траках с циркуляционным разжижением осадка. Снятие донных отложений проводится до появления поверхности, не загрязненной нефтепродуктами.

Также имеются дополнительное навесное оборудование: погрузочный ковш и ковш со шнековым механизмом. Бульдозер удовлетворяет требованиям безопасности для работ в таких условиях, его гидропривод питается от внешнего гидравлического блока питания.

Одна из частей составного трубопровода от блока питания включает дыхательный воздухопровод для оператора. После того, как нефтешлам вынут из накопителей, в работу подключается установка предварительной обработки для удаления любого тяжелого материала, как например камни и др.

Система позволяет безопасно и эффективно нагревать, перемешивать, циркулировать и осветлять шлам. Благодаря использованию паровых змеевиков, нефтяной шлам можно безопасно нагревать до необходимой температуры для получения оптимальной сепарации в декантере. Миксеры с двойной крышей позволяют перемешивать нефтяной шлам для фильтрации любых твёрдых веществ, предотвратить образование осадка и гарантировать, что нефть будет обработана.

Для дальнейшего улучшения эффективности, для шлама, которому необходим дополнительный нагрев для получения хорошего качества сепарации, может быть задействован теплообменник.



Рисунок 12. - Система предварительной обработки шлама

Это даёт возможность увеличить нагрев, когда необходимо, без задержек в производстве.

Теплообменник устанавливается в системе рециркуляции около установки первичной обработки. Когда шлам нагрет и гомогенизирован, он закачивается при контролируемой скорости в трёхфазный горизонтальный декантатор через смесительный трубопровод и химическую дозирующую систему.

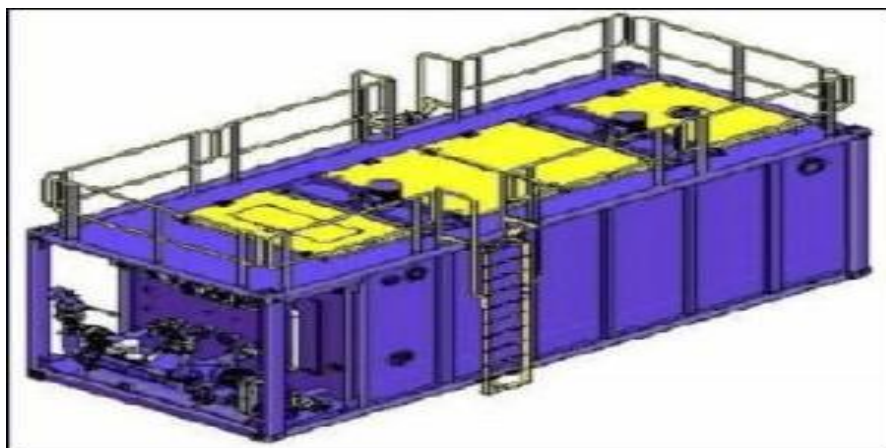


Рисунок 13. - Химическая дозирующая система

Химические флокулирующие средства также подаются в центрифугированный сырьевой трубопровод через смесительный трубопровод. Это позволяет хорошо перемешивать шлам с химическими агентами. Химическая дозирующая система позволяет перемешивать порошкообразные химикаты и добавлять их в различных контролируемых количествах. Дозировочные резервуары установлены со смесительными мешалками для перемешивания сухих порошкообразных флокулирующих агентов с водой. Дозирующая система состоит из двух резервуаров, так как для должного перемешивания порошка и воды требуется время.

Для корректной работы флокулирующие средства необходимо перемешивать не менее часа. Пока один резервуар перемешивает, другой питает пульпопровод декантатора. Размер резервуаров сконструирован таким образом, чтобы опустошаться как раз за час, за это время, закрывая один клапан, открывается другой и питание может быть переключено на полный резервуар, где флокулирующие агенты основательно перемешаны.

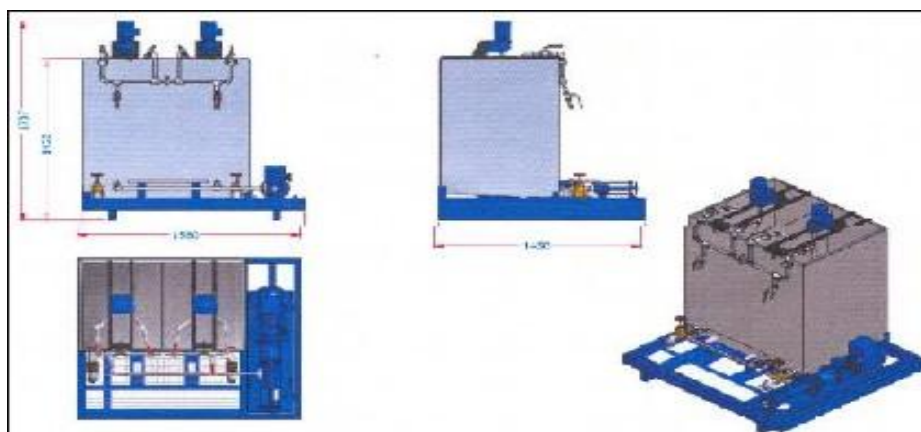


Рисунок 14. - Трёхфазный горизонтальный декантатор

Статичная декантация это процесс, в котором взвешенные твёрдые вещества в жидкости в контейнере отделяются. Сила центрифугирования

усиливает данный процесс. Удельная масса продукта определяет выход из центрифуги. Центрифуга состоит из двух принципиальных элементов: вращающейся чаши – отстойника и винтового конвейера, который подводит твёрдые вещества, которые были отделены в центрифуге, к выходным отверстиям [32].

Декантатор позволяет разделять нефтяной шлам на три фазы: воду, нефть и твёрдые вещества, которые более приемлемы с точки зрения экологии, нежели традиционные двухфазные системы, которые отделяют только твёрдые вещества и жидкость (нефтяную суспензию), которую приходится вторично перерабатывать. Объём отходов значительно сокращается и, затем, может быть безопасно использован.

## 1.8 Анализ воздействия транспорта и промышленности на ландшафты

Процесс загрязнения атмосферного воздуха территории в Мангистауской области имеет локальное и мелкоплощадное распространение, промышленное происхождение, косвенный характер. Атмосферный воздух в целом характеризуется как «умеренно загрязненный» (рисунки 16 и 17). Загрязнение воздуха в Мангистауской области обусловлено выбросами предприятий нефтегазового комплекса, карьеров по добыче нерудных материалов, дорожно-строительной, химической промышленности, энергетики и автотранспорта. К числу крупных загрязнителей относятся предприятия нефтегазодобывающей промышленности: ПФ «Озенмунайгаз», ОАО «Мангистаумунайгаз», ОАО «Каражанбасмунай», «Тексако Норе Бузачи», «Майерск Ойл Казахстан Гембл» (СП «Арман»), СП «Каракудукмунай», «Майерск Ойл Казахстан Гембл» (СП «Партекс»), ТОО «Казахтуркмунай» и ТОО «МАЭК-Казатомпром» [1].

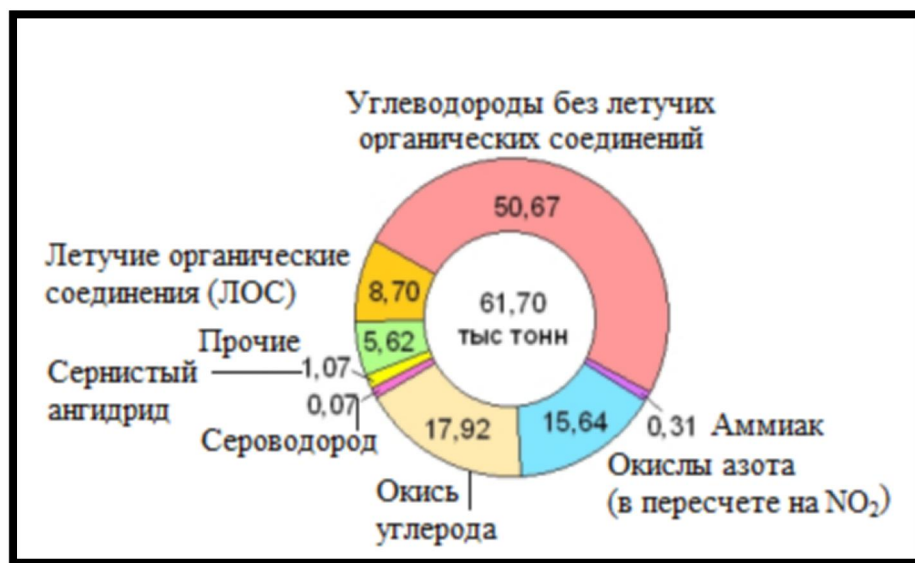


Рисунок 16. – Объем выбросов загрязняющих веществ от стационарных источников в %



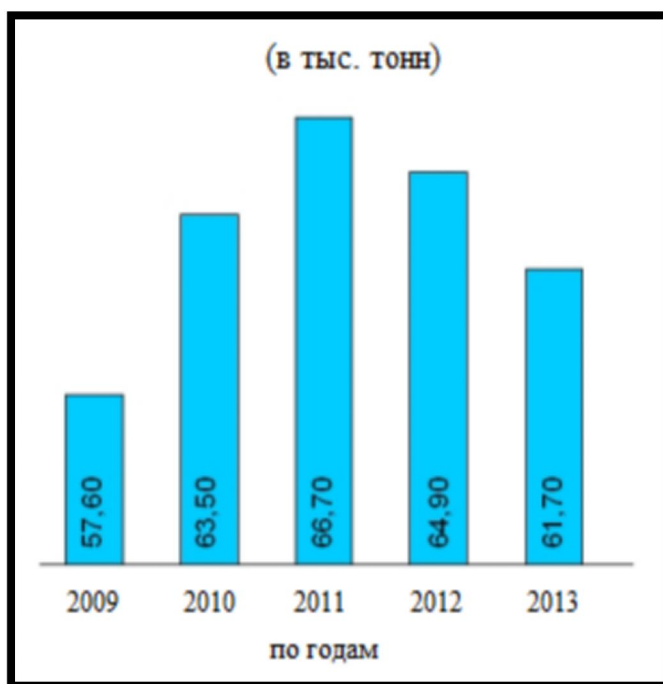


Рисунок 17. – Динамика выбросов загрязняющих веществ от стационарных источников (в тыс. тонн)

Санитарно-экологическое состояние воздушного бассейна областного центра и административных районов за последнее десятилетие удовлетворительное, так как содержание основных загрязняющих веществ воздуха ( $\text{CO}$ ,  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ , фенола, взвешенных частиц) не значительно превышает предельно допустимые концентрации (ПДК). Самый большой объем выбросов наблюдался в 2011 году (66,7 тыс.т), снижение выбросов до 61,7 в 2013 году связано с мероприятиями по утилизации попутного нефтяного газа на месторождениях нефтедобычи (рис.18).

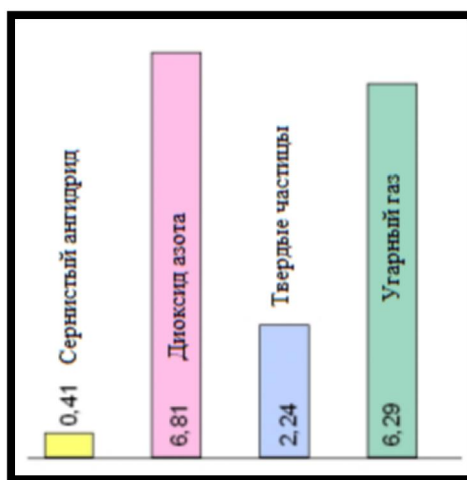


Рисунок 18. – Объем выбросов основных загрязняющих веществ в атмосферу за 2013 год (в тыс. тонн)

Загрязнение почвенного покрова ландшафтов. На территории Мангистауской области нарушенные ландшафты в результате техногенного воздействия отмечаются практически везде. По характеру техногенного воздействия и уровню ландшафтной организации территории выделено два класса: промышленно и линейно-техногенный.

Промышленно-техногенное воздействие на ландшафты проявляется посредством группы показателей, включающих добычу нефти и попутного газа, разработку карьеров и рудников, добычу строительного камня и других полезных ископаемых, загрязнение почв и воздушного бассейна промышленными предприятиями.

Линейно-техногенное воздействие на ландшафты оценивается через показатели густоты автомобильных дорог с учетом типа дорог (с твердым покрытием, грунтовые, проселочные), железнодорожных магистралей и трубопроводов.

Все виды линейно-техногенного класса воздействия на ландшафты области оказывают механическое воздействие на почвенный покров линейного характера, проявляющиеся при прокладке различных типов дорог и выражающихся в форме дорожной дигрессии.

Для оценки негативного воздействия на ландшафты промышленности и транспорта в последнее время применяется классификация по степени нарушенности ландшафтов, отражающая площадное соотношение участков разной степени техногенного воздействия на ландшафты: сильная, умеренная, слабая и незначительная (рисунок 19).



Рисунок 19. – Степень техногенного воздействия на ландшафты, в %

Сильная степень техногенной нарушенности отмечается на территории 7,67 тысяч га., в западной части области, где сформирован мощный нефтегазодобывающий комплекс на основе углеводородного сырья.

Умеренная степень техногенной нарушенности на ландшафты отмечается в северной, западной и центральной части области на площади 11,50 тыс. га.в местах добычи урановых, железных, марганцевых, медных руд, битума, барита,

сульфата натрия, известняка, облицовочного камня, и в районах прохождения железнодорожных магистралей и трубопроводов.

Слабая и незначительная степень техногенного воздействия на ландшафты отмечается в сельскохозяйственных районах северо-восточной, центральной и южной части области на площади 146,5 тысяч гектаров, где практически отсутствуют промышленные предприятия.

Степень нарушенности ландшафта (территории) - степень изменения процессов функционирования и состава компонентов ландшафта в результате внешнего (в т. ч. антропогенного) воздействия (рисунки 20 и 21).



Рисунок 20. – Распределение ландшафтов Мангистауской области по степени антропогенной нарушенности

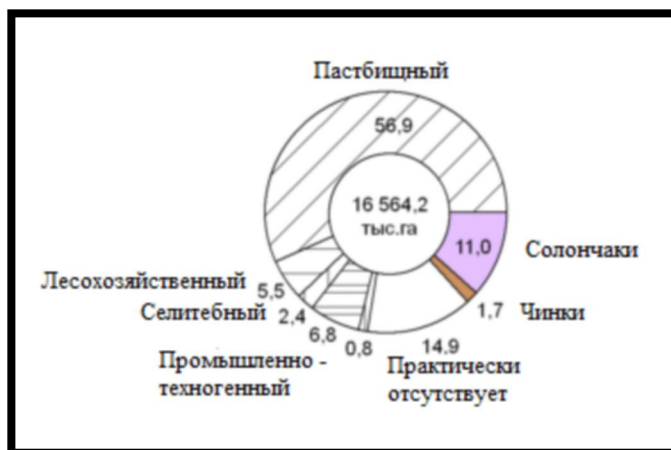


Рисунок 21. - Распределение ландшафтов Мангистауской области по видам антропогенного воздействия

С позиций антропоцентризма можно условно выделить пять (зон):

1) относительного экологического благополучия (состояние природных комплексов обеспечивает традиционные формы хозяйственной деятельности без ущерба для здоровья населения);

2) экологического риска (изменение свойств природных комплексов, приводящее к негативным для природы и человека последствиям);

3) экологического кризиса (изменение свойств природных комплексов представляет угрозу для ведения народного хозяйства и здоровья человека);

4) экологического бедствия (негативные изменения природных комплексов приводят к нарушению традиционной технологии хозяйственной деятельности, к существенному повышению заболеваемости человека; для устранения ущерба требуется серьезная система мероприятий);

5) экологической катастрофы (негативные изменения природных комплексов приводят к невозможности ведения традиционной хозяйственной деятельности и проживания человека).

Известно, что в отличие от воды и атмосферного воздуха, которые являются лишь миграционными средами, почва является наиболее объективным и стабильным индикатором техногенного загрязнения.

Она четко отражает эмиссию загрязняющих веществ и их фактического распределения в компонентах городской территории.

Наиболее крупные районы, к которым относится и Шетпе, образуя обширные зоны загрязнений, постепенно превращаются в сплошные техногенные территории, представляющие серьезную опасность для здоровья, проживающего на них населения[11].

Обзор и анализ исследований комплексной оценки экологического районирования территории Мангистауской области, показал, что все районы относятся в среднем к IV-му рангу, по трем факторам, но вместе с тем, по степени воздействия районов на компоненты окружающей среды район (Актау-Жанаозенский Форт-Шевченко, Шетпе), отличается комплексным воздействием на все компоненты окружающей природной среды (воздух, вода, почвы). Вместе с этим очень низок очень низок медико-демографический показатель в Шетпе, а экологическая нагрузка высока в Жанаозене.

#### *Выводы по главе*

1. Комплексная оценка экологического районирования территории Мангистауской области, показывает, что экологическая нагрузка очень высока в районе города Жанаозен, обусловленная близостью промышленных объектов, превышающих площадь жилых территорий на 80%. Наличие технологических амбаров для нефтяных отходов и мелких разливов нефти, оказывают негативное влияние на окружающую среду.

2. Установлено, количество исследований и публикаций по проблеме ликвидации скоплений значительного количества нефтепродуктов в естественном углублении земли и имеющих высокую температуру плавления, весьма ограничено. Нет практически разработок плавления и утилизации нефтеотходов в твердом агрегатном состоянии, позволяющих решить эту проблему.

3. Сравнительный анализ известных методов, технологий и средств извлечения и переработки высоковязких нефтяных отходов, показывает,



существующие методы недостаточно технологичны, очень энергоемки, требуют значительных капитальных затрат. Объемы утилизации отстают от объемов их образования, и к уже накопленным продолжают добавляться новые.

4.Приведенный выше обзор и анализ состояния вопроса исследований определил необходимость разработки альтернативного энергосберегающего способа ликвидации накопителей со сливными нефтеотходами с высокой температурой застывания находящихся практически весь годовой цикл в твердом агрегатном состоянии.

5.В числе негативных факторов, воздействующих на окружающую среду при нефтедобыче, опаснейшим является загрязнение почвы и водоемов нефтепродуктами, высокоминерализованными пластовыми водами и химическими реагентами, применяемыми в технологии добычи.

6. Сильная степень техногенной нарушенности отмечается на территории 7,67 тысяч га., в западной части области, где сформирован мощный нефтегазодобывающий комплекс на основе углеводородного сырья.

## 2 УТИЛИЗАЦИЯ НЕФТИ В ТВЕРДОМ АГРЕГАТНОМ СОСТОЯНИИ И ИССЛЕДОВАНИЯ ЗАВИСИМОСТЕЙ ВЫПАДЕНИЯ ПАРАФИНА

### 2.1 Выбор энергетически целесообразного варианта разогрева застывшей амбарной нефти в береговых плавильных установках

Рассмотрим различные аспекты решения проблемы сбора и утилизации твердой нефти механическими средствами в береговых установках. Путь решения вопроса в рассмотрении возможных вариантов системы разогрева и выбор наиболее энергетически целесообразного варианта. Для выбранного варианта системы плавления твердой нефти необходимо определить теплотехнические характеристики процесса и оптимальный отбор разогретой нефти при различных температурах окружающей среды.

Из опыта, проведения подобных работ, известны следующие варианты. В первом рассматриваемом варианте загрузку нефти в виде кусков неправильной формы предполагалось проводить непосредственно на поверхность верхнего ряда труб подогревателя. Этот вариант чреват механическим разрушением труб. При этом, площадь непосредственного контакта нефти с поверхностью нагревателя и, как следствие, скорость разогрева весьма незначительна (отбор нефти менее 0,5 л/с) [30]. В связи, с тем, что температура наружной поверхности подогревателя близка к температуре насыщения пара  $t_{s1} \cong 170^\circ\text{C}$ , вполне вероятно качественное изменение подогреваемой нефти из-за испарения из нее высококипящих фракций.

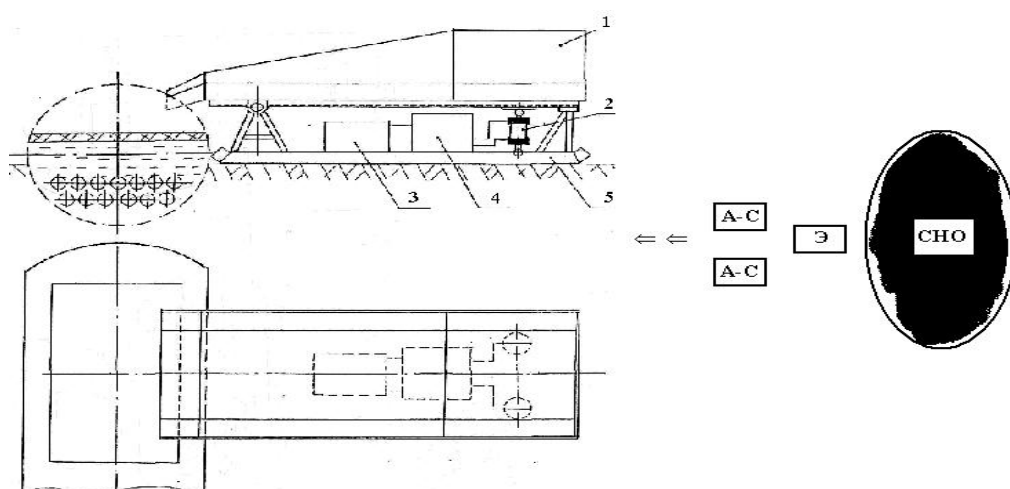
Известна также система разогрева, когда трубы подогревателя полностью закрыты разогретой нефтью, а загрузка твердой застывшей нефти производится в объем разогретой нефти. В этом случае, максимально возможный отбор нефти из емкости не превышает  $V_n = 0,784$  л/с. Кроме того, возможно коксообразование на поверхности труб и ухудшение качества нефти [44].

На основании проведенного анализа существующих вариантов утилизации нефти в твердом агрегатном состоянии и проведенных исследований, для обеспечения качества извлекаемой нефти, считаем целесообразным использование разработанного варианта разогрева застывшей нефти.

Суть заключается в том, что до загрузки кусков нефти, половину емкости заполнить водой, затем воду разогреть до температуры  $55-60^\circ\text{C}$ . Загрузку застывшей нефти производить в горячую воду, температуру которой при выходе на квазистационарный режим должна быть равной  $t_b \cong 90^\circ\text{C}$ . Разогрев нефти проводится за счет конвективного теплообмена между горячей водой и кусками застывшей нефти. При этом нефть, подогревается до температуры  $35 - 40^\circ\text{C}$ , приобретает подвижность и всплывает на поверхность воды, образуя пленку, которая контактируя с водой, разогревается до температуры  $70 - 80^\circ\text{C}$  и отбирается насосным оборудованием [54].

Твердая нефть механическими средствами, экскаваторами или погрузчиками, грузится в автомобили - самосвалы и доставляется к пункту утилизации, где перегружается в бункер системы загрузки.

Система загрузки состоит из бункера – приемника 1, объемом 6 - 8 м<sup>3</sup>, и представляет собой коробчатую конструкцию, сваренную из листовой стали и усиленную профилированным прокатом для увеличения жесткости. Нижняя часть бункера - приемника имеет раму-салазки 5, которая является несущей конструкцией (рис. 15). Рама соединена с основанием блока двумя опорами-гидроциклонами 2, одна из которых шарнирная, а другая является упором. Конструкция позволяет бункеру - приемнику подниматься аналогично кузову автомобиля - самосвала. Угол плоскости пола бункера - приемника к горизонту может изменяться в широких пределах (до 45 °), что обеспечивает плавное сползание нефти в емкость для плавления, дозирование в процессе загрузки, предотвращение интенсивного разбрызгивания горячей нефти и повреждения теплообменных аппаратов и системы промывки [46].



СНО – сливные нефтяные отходы; Э – экскаватор; А-С – автосамосвал;  
 1 – бункер-приемник; 2 – гидроциклоны; 3 – приводной двигатель;  
 4 – блок силового привода; 5 – салазки.

Рисунок 15. – Схема загрузки твердой нефти механическими средствами

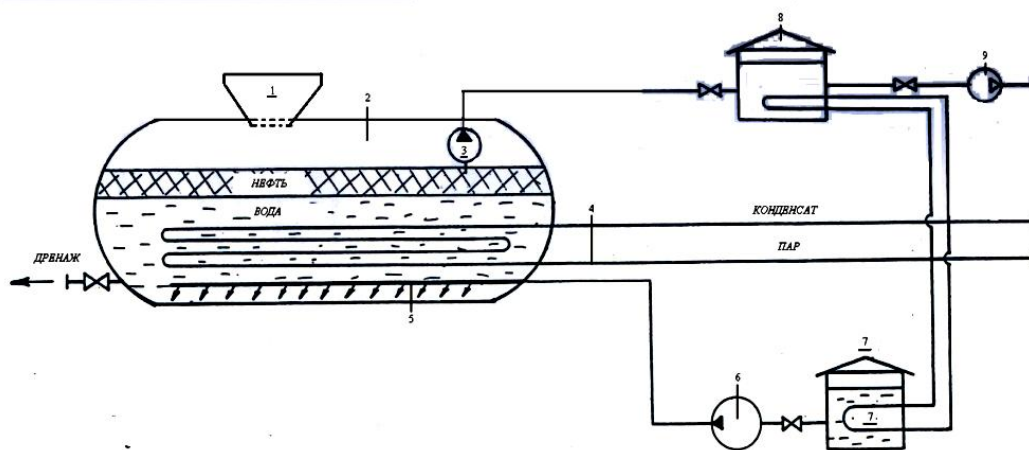
Подъем осуществляется двумя силовыми гидроцилиндрами 2, шарнирно - соединенными с рамой бункера - приемника и основанием блока. Жидкость в гидравлические цилиндры подается от силового блока 4, состоящего из приводного электродвигателя, масляного насоса, емкости для хранения жидкости, фильтров, системы управления и предохранительных устройств. Управление процессом загрузки осуществляется с пульта, вынесенного на безопасное для операторов расстояние. Все элементы системы загрузки смонтированы на салазках 5, сваренных из трубчатого проката, что позволяет облегчить операции по его перемещению.

Система плавления твердой нефти состоит из горизонтального аппарата (рис.16), в верхней части которого расположен загрузочный диск с устройством, исключающим попадание крупных посторонних предметов в емкость для

плавления. В нижней части аппарата находится паровой трубчатый подогреватель, обеспечивающий поддержание температуры на уровне 85-90°C.

Для удаления твердой фазы, выпадающей из расплавленной нефти, и скапливающейся на дне аппарата имеется гидромониторная система промывки, состоящая из трубопровода с насадками. Ориентация насадок выбрана таким способом, что максимальный эффект перемешивания имеет место в нижней части аппарата, а составляющая линейной скорости направлена вдоль оси в сторону патрубка дренажной системы (рис. 16).

Жидкость к гидромониторным насадкам подается промывочным насосом из емкости, оборудованной системой подогрева. Использование горячей воды для промывки позволяет сохранить температурный режим плавления в аппарате и реализовать непрерывный технологический процесс утилизации. Смесь жидкости с твердой фазой откачивается дренажным насосом, либо удаляется за счет разности уровней самотеком. При этом обеспечивается равенство расходов в дренажной линии и системе промывки. Для уменьшения перемешивания верхнего слоя воды аппарат имеет систему перегородок, препятствующую возникновению восходящих потоков жидкости в процессе промывки [54].



- 1 – система загрузки; 2 – плавильная емкость; 3 – откачивающий насос;  
4 – пароподогреватель; 5 – система удаления осадка; 6 – насос;  
7 – емкость с горячей водой; 8 – емкость сбора нефти; 9 – насос.

Рисунок 16. – Технологическая схема установки утилизации нефти в твердом агрегатном состоянии

Цилиндрическая емкость для плавления твердой высоковязкой нефти (рис. 16), имеет объем  $v = 200 \text{ м}^3$ , диаметр  $D = 4,0$  метра, а длина емкости  $L = 16$  метров. В нижней части емкости установлен трубчатый подогреватель, выполненный из труб диаметром 100 мм, с толщиной стенок 3.5 мм. Общая длина труб подогревателя составляет  $l = 200$  метров. Трубы подогревателя установлены в два ряда. В качестве горячего теплоносителя, подаваемого в

трубчатый подогреватель, планируется использовать водяной пар, имеющий температуру  $t_{s1} = 170^\circ \text{C}$  и давление  $P = 0.8 \text{ Мпа}$ . Производительность парогенератора составляет  $G_{\text{п}} = 1 - 2$  тонны в час.

Для обеспечения процесса утилизации твердой амбарной нефти необходимо определить технологические характеристики процесса и оптимальный отбор разогретой нефти при различных температурах окружающей среды  $t_{o.c} = +10; +20; +25; +30; 0; -10; -20^\circ \text{C}$ .

Согласно вышеприведенных данных теплового режима разогрева нефти в твердом агрегатном состоянии, прогнозирование коэффициента теплоотдачи от горячей воды к кускам застывшей нефти велось по уравнению подобия [59]:

$$\text{Nu}_1 = c(\text{Gr} \cdot \text{Pr})^N. \quad (1)$$

где,  $\text{Nu}$ ;  $\text{Gr}$ ;  $\text{Pr}$  – критерии Нуссельта; Грасгофа; Прандтля.

Коэффициент теплоотдачи от горячей воды к застывшей нефти составил:

$$\alpha_{\text{BH}} = 550 \text{ Вт}/(\text{м}^3 \text{ К}). \quad (2)$$

что позволяет оценить максимально возможный тепловой поток к застывшей нефти:

$$Q_{\text{BH}} = \alpha_{\text{BH}} (t_{\text{В}} - t_{\text{BH}}) F_{\text{T}} = 550 (90 - 40) 48 = 1320 \text{ кВт}.$$

где,  $t_{\text{BH}}$  - температура нефти на поверхности горячей воды  $^\circ \text{C}$ ;  $F_{\text{T}}$  – площадь поверхности труб  $\text{м}^2$ .

Расчет характеристик теплопередачи от пара к воде при условии конвективной теплоотдачи от наружной поверхности труб подогревателя производился из решения системы уравнений [59]:

$$\bar{\alpha}_{\text{C1}} = \frac{A}{(t_{s1} - t_{\text{C1}})}, \quad (3)$$

$$A = 0,564 \sqrt{\frac{g \cdot r \cdot \rho_{\text{В}} \cdot \lambda_{\text{В}}^3}{\nu_{\text{В}} \cdot d_{\text{BH}}}} \quad (4)$$

где,  $A$  - площадь поверхности воды,  $g$  - ускорение свободного падения  $\text{м}^2$ ;  $r$  - расстояние от образующих труб до поверхности нефти мм;  $\rho_{\text{В}}, \lambda_{\text{В}}$  - соответственно плотность и теплопроводность воды ( $\text{кг}/\text{м}^3$ ),  $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{град})$ ;  $\nu_{\text{В}}$  - скорость воды  $\text{м}/\text{с}$ ;  $d_{\text{BH}}$  - внутренний диаметр труб, мм.

$$q_{\text{B1}} = \alpha_1 (t_{s1} - t_{\text{C1}}) \pi \cdot d_{\text{BH}} \quad (5)$$

где,  $q_{\text{Bi}}$  - плотность теплового потока,  $\text{Вт}/\text{м}^2$ .

$$t_{C2} = t_{C1} - \frac{q_{B1}}{B}, \quad (6)$$

где, В - ширина поверхности нагрева (воды).

$$B = \frac{\pi(d_H - d_{BH})}{\frac{\delta_1}{\lambda_1} l_{II} d_{BH}}, \quad (7)$$

где,  $R = \frac{\delta}{\lambda}$  - термическое сопротивление теплопередаче;  $\delta$  - толщина слоя, мм.

$$Nu_2 = c(Gr \cdot Pr)^N. \quad (8)$$

$$\bar{\alpha}_{C2} = \frac{Nu_2 \lambda}{B}, \quad (9)$$

$$q_{B1} = \alpha_2 (t_{C2} - t_B) \pi d_H \quad (10)$$

$$\bar{q}_{B1} = \frac{q_{B1} + q_{B2}}{2}, \quad (11)$$

Решение приведенной системы уравнений показало, что температура наружной поверхности труб подогревателя выше температуры кипения воды при атмосферном давлении  $t_{C2} > t_{s2}$ . Это дает возможность предположить, что имеет место поверхностное кипение на трубах подогревателя. В этой связи уравнения (11) и (12) в представленной системе необходимо заменить на уравнение [13]:

$$\bar{\alpha}_{C2} = 14,55 (\delta t_{C2})^{2,33} \quad (12)$$

где,  $\bar{\alpha}_{C2}$  - средний коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности труб подогревателя к воде при пузырьковом кипении;  $\Delta t_2 = (t_{C2} - t_B)$  – разность температур наружной поверхности труб подогревателя и воды.

В результате решения системы уравнений (46-49; 52-55) методом итерации получены следующие соотношения характеристики процесса теплопередачи от конденсирующегося пара, протекающего в трубах, к воде, находящейся в резервуаре:

$$t_{C1} = 160^\circ\text{C} \quad \bar{\alpha}_{C1} = 7580 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}); \quad t_{C2} = 103^\circ\text{C},$$

этим подтверждается, что на трубах подогревателя имеет место поверхностное кипение воды.

$$\alpha_2 = 5733 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}, \quad q_{B1} = 22135 \text{ Вт/м}, \quad q_{B2} = 23400 \text{ Вт/м}, \quad q_{bl} = 22770 \text{ Вт/м},$$

Характеристики процесса теплопередачи на участке переохлаждения конденсата от температуры  $t_{s1} = 170^\circ \text{С}$  до  $t_1 = 90^\circ \text{С}$  определялись при совместном решении уравнений (44) - (51) с заменой уравнений (45) и (46) на следующие уравнения:

$$\text{Nu}_1 = 0,021 \text{Re}^{0,8} \text{Pr}^{0,43} \quad (13)$$

$$\bar{\alpha}_{c1} = \frac{\text{Nu}_1 \lambda}{d_{\text{BH}}}, \quad (14)$$

Решение системы уравнений (44-51) и (51-57) проводилось при условии подачи пара в подогреватель  $G_{\text{п}} = 1$  т/час в один поток. Минимальная скорость пара в трубах подогревателя при этом условии не превышает  $w_{\text{п}}^{\text{max}} = 9.93$  м/с, что вполне допустимо. В результате решения указанной выше системы уравнений получены следующие характеристики процессов теплопередачи на участке переохлаждения конденсата:

$$t_{c1} = 180^\circ \text{С}; \quad \bar{\alpha}_{c1} = 443 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}; \quad t_{c2} = 101^\circ \text{С}; \quad \bar{\alpha}_{c2} = 692 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)};$$

$$q_{B1} = 2587 \text{ Вт/м}; \quad q_{B2} = 2477 \text{ Вт/м}; \quad \bar{q}_{B1} = 2532 \text{ Вт/м}.$$

При работе парогенератора в половину мощности, ( $G_{\text{п}} = 1$  т/час = 0,278 кг/с) тепловой поток, передаваемый к воде в емкости составляет:

$$Q_{\text{п}} = Q_{\text{п}}' + Q_{\text{п}}'' = G_{\text{п}} t + G_{\text{п}} C_{\text{PM}} (t_{s1} - t_D) = 0,238 \cdot 2049 \cdot 10^2 + 0.278 \cdot 4220 (170 - 90) = 570 \cdot 10^2 + 93,9 \cdot 10^3 = 663,9 \cdot 10^3 \text{ Вт} = 663,9 \text{ кВт}. \quad (15)$$

Длина труб подогревателя, необходимая для передачи теплового потока  $Q_{\text{п}}$  от горячего теплоносителя к воде равна:

$$l_{\text{тр}} = l_{\text{тр.кп}} + l_{\text{тр.п}} = \frac{Q}{q_{B1}} + \frac{Q}{q_{B2}} = \frac{570 \cdot 10^3}{22770} + \frac{93,9 \cdot 10^3}{2532} = 62 \text{ м}. \quad (16)$$

где,  $l_{\text{тр.к}}$  - длина участка трубы, на котором происходит конденсация пара;  $l_{\text{тр.п}}$  - длина участка трубы, на котором происходит переохлаждение конденсата.

Длина установленных труб подогревателя более чем достаточна для передачи теплового потока  $Q_{\text{п}}$ , так как  $l_{\text{тр}} < l$ . Тепловые потери от горизонтальной емкости в окружающую среду оценивались по уравнению

$$Q_{nom} = \alpha_n (t_B - t_{o.c}) F_p = 10,0 \cdot (90 - t_{o.c}) \cdot 226, \quad (17)$$

где,  $\alpha_n$  - коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности резервуара в окружающую среду;  $F_p$  - площадь наружной поверхности резервуара.

Тепловые потери от установки в окружающую среду составили:

при $t_{o.c} = 30^\circ\text{C}$	$Q_{пот} = 135,6 \text{ кВт};$
при $t_{o.c} = 25^\circ\text{C}$	$Q_{пот} = 146,9 \text{ кВт};$
при $t_{o.c} = 20^\circ\text{C}$	$Q_{пот} = 158,2 \text{ кВт};$
при $t_{o.c} = 10^\circ\text{C}$	$Q_{пот} = 180,8 \text{ кВт};$
при $t_{o.c} = 0^\circ\text{C}$	$Q_{пот} = 203 \text{ кВт};$
при $t_{o.c} = -10^\circ\text{C}$	$Q_{пот} = 226 \text{ кВт};$
при $t_{o.c} = -20^\circ\text{C}$	$Q_{пот} = 249 \text{ кВт};$

Тепловой поток, передаваемый к застывшей нефти, определялся следующим образом:

$$Q_H = G_{\Pi} - G_{пот} \quad (18)$$

и составляет:

при $t_{o.c} = 30^\circ\text{C}$	$Q_H = 528,0 \text{ кВт};$
при $t_{o.c} = 25^\circ\text{C}$	$Q_H = 516,7 \text{ кВт};$
при $t_{o.c} = 20^\circ\text{C}$	$Q_H = 505,7 \text{ кВт};$
при $t_{o.c} = 10^\circ\text{C}$	$Q_H = 483,9 \text{ кВт};$
при $t_{o.c} = 0^\circ\text{C}$	$Q_H = 460,9 \text{ кВт};$
при $t_{o.c} = -10^\circ\text{C}$	$Q_H = 437,9 \text{ кВт};$
при $t_{o.c} = -20^\circ\text{C}$	$Q_H = 414,9 \text{ кВт};$

Передача таких тепловых потоков к разогреваемой нефти возможна, так как их значение ниже прогнозируемого значения максимально возможного теплового потока, равного  $Q_{\Pi.H}^B = 1320 \text{ кВт}$ . Отбор разогретой нефти с температурой  $t_H = 80^\circ\text{C}$  в квазистационарном режиме при различных температурах окружающей среды  $t_{o.c}$  определяется по формулам [20]:

$$G_H = \frac{Q_H}{C_{PM}^H (t_H - t_{o.c})}, \quad (19)$$

$$V_H = \frac{G_H}{\rho_H}. \quad (20)$$

и имеет следующие значения в зависимости от температуры среды:

при $t_{o.c} = 30^\circ\text{C}$	- $V_H = 4,85 \text{ л/с};$	$G_H = 3,95 \text{ кг/с} = 14,23 \text{ т/час} = 342 \text{ т/сутки};$
при $t_{o.c} = 25^\circ\text{C}$	- $V_H = 4,41 \text{ л/с};$	$G_H = 3,61 \text{ кг/с} = 12,99 \text{ т/час} = 312 \text{ т/сутки};$
при $t_{o.c} = 20^\circ\text{C}$	- $V_H = 4,36 \text{ л/с};$	$G_H = 3,57 \text{ кг/с} = 12,86 \text{ т/час} = 307 \text{ т/сутки};$



при  $t_{o.c} = 10^{\circ}\text{C}$  -  $V_H = 4,03$  л/с;  $G_H = 3,30$  кг/с = 11,89 т/час = 285 т/сутки;  
 при  $t_{o.c} = 0^{\circ}\text{C}$  -  $V_H = 3,55$  л/с;  $G_H = 2,94$  кг/с = 10,6 т/час = 254 т/сутки;  
 при  $t_{o.c} = -10^{\circ}\text{C}$  -  $V_H = 3,03$  л/с;  $G_H = 2,52$  кг/с = 9,18 т/час = 218 т/сутки;  
 при  $t_{o.c} = -20^{\circ}\text{C}$  -  $V_H = 2,61$  л/с;  $G_H = 2,18$  кг/с = 7,8 т/час = 187 т/сутки.

Результаты расчетов, тепловых потерь  $Q_{\text{пот}}$  от установки в окружающую среду, передачи теплового потока к от горячей воды к загруженной в емкость нефти  $Q_H$ , а также интенсивность отбора извлеченной из амбаров-накопителей твердой нефти приведены в таблице 5, и на графиках (рис. 17, 18).

Результаты расчетов показывают, что тепловые потери от плавильной ёмкости, в виде цилиндрического резервуара, длиной 16 метров, с площадью переизлучения порядка  $80 \text{ м}^2$ , с увеличением температуры среды уменьшаются, так при  $t_{o.c} = 30^{\circ}\text{C}$   $Q_H = 135,0$  кВт, а при  $t_{o.c} = 10^{\circ}\text{C}$   $Q_{\text{пот}} = 180,8$  кВт, при этом, с увеличением температуры среды на  $10^{\circ}\text{C}$ , теплотери уменьшаются в среднем на 22 кВт.

Таблица 5. – Результаты расчетов по формулам (18), (19), (20).

№	$t_{o.c}^{\circ}\text{C}$	$Q_H$ кВт	$Q_{\text{пот}}$ кВт	$V_H$ л/с	$G_H$			$\rho_H$ т/м <sup>3</sup>
					кг/с	т/час	т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	30	135,6	528,0	4,85	3,95	14,23	342	0,811
2	25	146,9	516,7	4,41	3,61	12,99	312	0,814
3	20	158,2	505,7	4,36	3,57	12,86	307	0,817
4	10	180,8	483,9	4,03	3,30	11,89	285	0,822
5	0	203	460,9	3,55	2,94	10,6	254	0,827
6	-10	226	437,9	3,03	2,52	9,1	218	0,832
7	-20	249	414,9	2,61	2,18	7,8	187	0,835

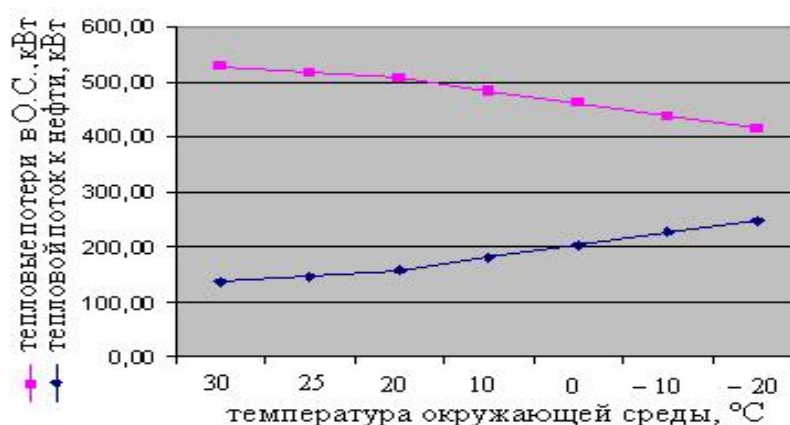


Рисунок 17. – Зависимость тепловых потерь и тепловых потоков от температуры среды при разогреве нефти в плавильной емкости

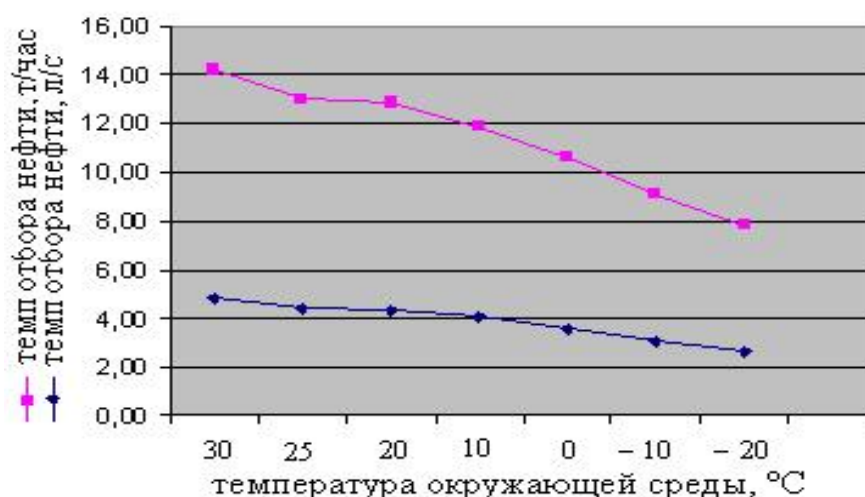


Рисунок 18.– Темп отбора разогретой нефти при различных температурах наружного воздуха

Вместе с этим, установлено, что тепловой поток передаваемый от горячей воды к застывшей нефти при её загрузке в цилиндрический резервуар, также зависит от температуры среды, и с увеличением температуры наружного воздуха, теплопередача растёт. Так, при потеплении среды от  $t_{o.c} = -20^{\circ}\text{C}$  до  $t_{o.c} = -10^{\circ}\text{C}$ , тепловой поток к нефти вырос от 414,9 кВт до 437,9 кВт, а при повышении от  $t_{o.c} = 10^{\circ}\text{C}$  до  $20^{\circ}\text{C}$ , соответственно величина тепла составила 483,9 кВт и 505,7 кВт, с разницей в обоих случаях порядка 23 кВт.

Благоприятные условия окружающей среды, в конечном счете, также способствуют интенсивности отбора разогретой нефти. Так, максимальное количество отбора нефти установлено при потеплении температуры воздуха от  $-10^{\circ}\text{C}$  до  $0^{\circ}\text{C}$ , соответственно 218 т/сутки и 254 т/сутки, что составляет порядка 36 т/сутки, и подтверждает влияние положительных температур на производительность отбора разогреваемой нефти при решении проблемы ликвидации амбаров-отстойников сливных нефтяных отходов.

Полученные значения отборов разогретой нефти определяют интенсивность загрузки емкости застывшей нефтью при достижении квазистационарного режима. Время выхода установки на квазистационарный режим разогрева может быть оценено по соотношения:

$$\tau = \frac{V_B \rho_B C_{PM(B)} (t_B - t_{o.c})}{Q_{\Pi} - Q_{\text{пот}}} \quad (21)$$

$V_B$  - объем заливаемой в резервуар воды;  $\rho_B$ ,  $C_{PM(B)}$  - средние плотность и изобарная теплоемкость воды;  $t_B$  - температура воды при выходе на квазистационарный режим разогрева;  $t_{o.c}$  - температура воды, заливаемой в емкость;  $Q_{\Pi}$  - тепловая мощность парогенератора;  $Q_{\text{пот}}$  - средние потери в окружающую среду в процессе вывода установки на квазистационарный режим работы.

При заполнении резервуара водой с температурой воды, заливаемой в емкость  $t_{\text{в}} = +5^{\circ}\text{C}$  до половины  $V_{\text{в}} = 100 \text{ м}^3$  и разогрева ее до  $t_{\text{в}} = +80^{\circ}\text{C}$ , время выхода установки на квазистационарный режим работы может составлять  $\tau = 17 \pm 3$  часа в зависимости от температуры окружающей среды.

Таким образом, рабочий процесс по утилизации нефти в твердом агрегатном состоянии осуществляется по следующей схеме:

1. В предварительно нагретую воду загружается нефть.
2. Вследствие разности плотностей воды и нефти, последняя всплывает образуя нефтяной слой.
3. По мере подачи тепла от воды к нефти, происходит ее полное плавление и нагрев до  $50\text{-}60^{\circ}\text{C}$ , в результате вязкость нефти резко снижается и частицы грунта начинают выпадать на дно аппарата.

## 2.2 Оценка условий осаждения, сепарации и уноса частиц при плавлении твердой нефти в цилиндрических резервуарах

Система отделения твердой фазы от нефти основана на действии сил гравитации во время движения расплавленной нефти от места загрузки к устройству отбора жидкости. Плавление жидкости на входе и движение в сторону отбора со скоростью  $\omega$  сопровождается отделением диспергированных частиц и выпадением их на дно, под влиянием силы тяжести приобретая при этом постоянную скорость. Это явление известно под названием скорости осаждения или степени осаждения и обозначается как  $V_D$  (рис. 19).

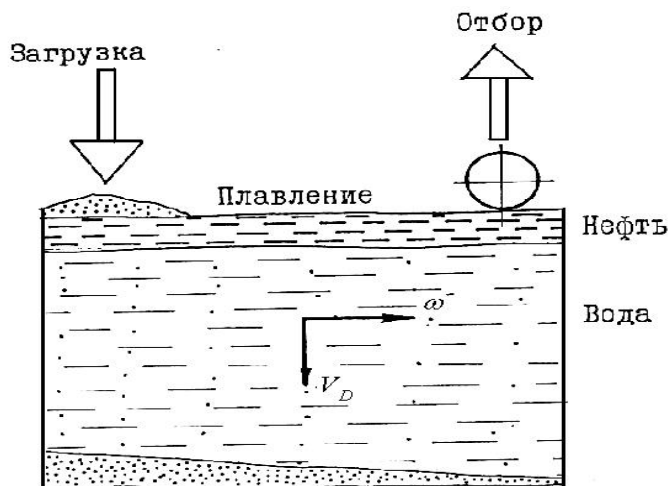


Рисунок 19. – Схема отделения твердой фазы от нефти

Используя формулу, выведенную по закону Стокса, скорость осаждения можно рассчитать если знать следующие физические параметры [51]:

- диаметр частиц  $d$  ;
- плотность материала частицы  $\rho$  ;

- плотность однородной фазы  $\rho_{\Phi}$ ;
- вязкость однородной фазы  $\nu_{\Phi}$ ;
- ускорение силы тяжести  $g$ .

Следующая формула определяет соотношение между различными параметрами. В случае гравитационного сепарирования она имеет вид:

$$V_D = \frac{d^2(\rho - \rho_{\Phi})}{18\nu_{\Phi}} g. \quad (22)$$

Пропускную способность системы сепарации  $Q$  рассчитываем на основании условия сепарирования, в результате которой нефть на выходе не содержит частиц по диаметру не больше чем  $d_{\min}$ .

Включив эту величину в уравнение (31) вместе с известными значениями плотности, вязкости и ускорения силы тяжести получим  $V_{\min}$ , то есть скорость осаждения для предельных частиц диаметром  $d_{\min}$ . С другой стороны в течение того же времени частицы размером  $d_{\min}$  должны иметь время для того, чтобы опуститься на дно сепаратора. Требуемое для этого время выражается следующим образом [57]:

$$t = \frac{H}{V_{\min}} \text{ или } t = \frac{V}{Q} = \frac{B}{Q} \frac{H}{L}, \quad (23)$$

где,  $H$  – высота сепаратора, м;  $Q$  – пропускная способность системы сепарации.

С учетом того, что площадь сепаратора  $A$  (рис. 19) представляет из себя соотношение  $B \cdot L$  (ширина и длина) устройства, и в результате приравнивания выражений времени  $t$  нахождения жидкости в сепараторе, получим формулу для определения пропускной способности

$$Q = V_{\min} A. \quad (24)$$

Из этого уравнения можно сделать два важных вывода. Первый заключается в том, что  $H$  сепаратора не влияет на пропускную способность. Второй вывод в том, что пропускная способность этого типа сепаратора прямо пропорциональна площади, которая может быть использована для сепаратора.

Из приведенного анализа следует, что расчет системы сепарации «нефть-твердая фаза» может быть выполнен на основе учета процессов осаждения в нефтяном слое. Толщина нефтяного слоя не оказывает существенного влияния на процессы сепарации и разогрева нефти и может быть принята из условия, обеспечивающего максимальную площадь поверхности сепарации. Для цилиндрического горизонтального аппарата высота заполнения его жидкостью должна составлять около половины диаметра. Пропускная способность сепаратора может быть увеличена, если увеличить площадь поверхности и

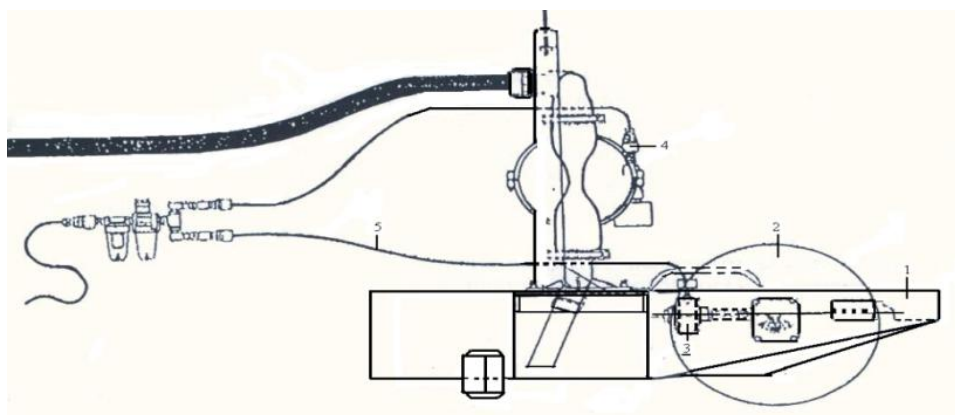
установить наклонные пластины (рис. 20). Тогда общая пропускная способность сепаратора будет [60]:

$$Q = N V_{\min} A. \quad (25)$$

где  $N$  - число сепарационных каналов.

Произведение  $N A$  общая площадь, определяющая пропускную способность. В случае непрерывного сепарирования в аппарате, оборудованном горизонтальными пластинами, каналы в конце концов будут засорены осадком, процесс сепарирования прекратится, а извлечение осадка потребует значительных затрат времени. Уравнение (27) может быть применено для расчета пропускной способности горизонтального сепаратора при утилизации нефти в твердом агрегатном состоянии.

Система сепарирования нефти от воды объединена с откачивающим насосом и представляет собой скиммер специального назначения (рис. 20), состоящий из вращающегося барабана для сбора тонкого слоя, расплавленной нефти и откачивающего диафрагменного насоса.



1 – рама; 2 – барабан; 3 – привод барабана; 4 – насос;  
5 – система коммуникаций

Рисунок 20. – Скиммер для откачки высокотемпературной нефти:

Вращение барабана и привод насоса осуществляется энергией сжатого воздуха, чем достигается возможность эксплуатации скиммера при температуре 90-110°C. Отбор поверхностного слоя нефти скиммером способствует лучшей сепарации твердой фазы. По мере откачки расплавленной нефти из аппарата, производят его дозагрузку новой порцией твердой нефти. Очистка аппарата от твердой фазы производится периодически, без остановки процесса утилизации.

Для более полного использования возможностей аппарата необходимо техническое решение для обеспечения возможно большей площади при

минимальной высоте, достаточной для предотвращения засорения каналов в процессе сепарации.

Обычно более крупные частицы отводятся через каналы сепаратора, мелкие частицы (зерна) выносятся потоком на слив. Теоретические и экспериментальные исследования процессов сепарирования особенно твердой нефтяной массы с механическими примесями, в литературе практически не освещены, что затрудняет проектирование оборудования для извлечения и отделения нефти от твердой фазы, очистки и утилизации загрязненных нефтегрунтов. В условиях динамического равновесия осаждающейся твердой частицы в потоке жидкости, действующие на частицу силы гидродинамического давления (инерционные силы) уравнивают массовые силы, при этом для сферических частиц применима зависимость [27]

$$\frac{\pi}{6} d_{\text{чи}}^3 g(\rho_{\text{ч}} - \rho_{\text{с}}) = \xi_i \frac{\pi}{4} \frac{d_{\text{чи}}^2}{2} \rho_{\text{с}} u_{\text{oi}}^2, \quad (26)$$

где,  $d_{\text{чи}}$  – диаметр частицы;  $\rho_{\text{с}}$ ,  $\rho_{\text{ч}}$  – плотность среды и частицы и среды соответственно;  $\xi_i$  – коэффициент сопротивления среды, зависящий от режима осаждения частиц.

Уравнение (26) обычно представляют в критериальной форме

$$\xi \text{Re}_0 = \frac{4}{3} \text{Ar} \quad (27)$$

где,  $\text{Re}_0$ ,  $\text{Ar}$  – критерии Рейнольдса и Архимеда, определяющие гидродинамические режимы осаждения частиц,  $\text{Re}_0 = \frac{u_o d_{\text{чи}} \rho_{\text{с}}}{\mu_{\text{с}}}$ ,  $\text{Ar} = \frac{d_{\text{чи}}^3 g (\rho_{\text{ч}} - \rho_{\text{с}})}{\mu_{\text{с}}^2}$ ,  $\mu_{\text{с}}$  – вязкость среды, Па·с.

В обобщенной форме критериальное уравнение представляют зависимостью

$$\text{Re}_0 = C \cdot \text{Ar}^n \quad (28)$$

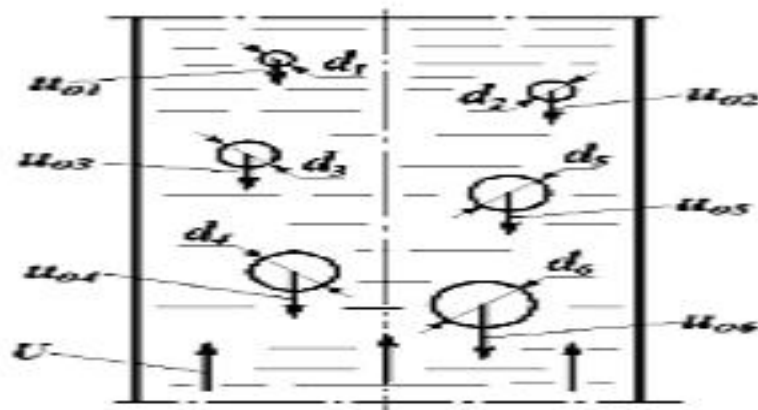
где,  $C$  и  $n$  – коэффициент и показатель, зависящие от режима и действия фаз.

Для ламинарного обтекания частиц ( $\text{Re}_0 < 2$ ,  $\text{Ar} < 36$ ,  $\xi = 24/\text{Re}_0$ )  $C=0,056$ ,  $n=1$ ; для переходного режима ( $2 < \text{Re}_0 < 500$ ,  $36 < \text{Ar} < 8,3 \cdot 10^4$ ,  $\xi = 18,5/\text{Re}_0^{0,6}$ )  $C=0,152$ ,  $n=0,715$ ; для турбулентного режима ( $500 < \text{Re}_0$ ,  $8,3 \cdot 10^4 < \text{Ar} < 10^7$ ,  $\xi=0,43$ )  $C=1,74$ ,  $n=0,5$  [86].

На основе уравнений (26) и (27) для соответствующего режима определяют число Рейнольдса и рассчитывают скорость свободного осаждения частиц по уравнению

$$u_o = \frac{Re_o \mu_c}{d_u \rho_c}, \quad (29)$$

Осаждение частиц в аппаратах рассматриваемого типа происходит в нестесненных условиях. Расчетная схема осаждения частиц в нестесненных условиях показана на рис. 21. Взаимодействие твердых частиц диаметром 0,5-0,4 мм с потоком жидкости чаще всего происходит в переходном режиме обтекания фаз в диапазоне чисел  $36 < Ar < 10^5$ , при этом значения коэффициентов сопротивления в этом режиме могут быть уточнены в зависимости от влияния действующих сил.



$d_1 \dots d_6$  - диаметры осаждающихся частиц;  $U$  - средняя скорость потока среды;  $u_{01}, u_{06}$  - скорости свободного осаждения частиц.

Рисунок 21. - Расчетная схема процесса осаждения частиц в потоке жидкости в аппарате в нестесненных условиях

В работе [35] отмечено, что в переходном режиме обтекания частиц можно выделить от трех до пяти зон с различным влиянием действующих сил. В исследовании [38] отмечено, что при свободном и стесненном осаждении частиц в диапазоне чисел Рейнольдса  $2 < Re_o < 500$  и Архимеда  $36 < Ar < 10^5$  можно выделить три характерные области:

- первую, охватываемую диапазоном чисел  $36 < Ar_i \dots Ar_i < 2500$ , в которой сильнее проявляется влияние сил вязкостного трения и коэффициент сопротивления среды следует определять по зависимости:

$$\xi_{il} = \frac{24}{Re_o^{0,72}}, \quad (30)$$

- вторую, охватываемую диапазоном чисел  $2500 < Ar_i \dots Ar_i < 10^5$ , в которой преимущественно влияние оказывают инерционные силы потока жидкости и коэффициент сопротивления среды рекомендовано определять по зависимости:

$$\xi_{i2} = \frac{7,5}{\text{Re}_o^{0,72}}, \quad (31)$$

Формулы (31) и (32) более точно учитывают гидродинамическое взаимодействие фаз в переходном режиме обтекания частиц.

Подставив в уравнение (30) значения коэффициентов сопротивления из уравнений (31) и (32) и решив зависимости относительно чисел Рейнольдса, получены критериальные уравнения для расчета скоростей осаждения:

- для вязкостной области обтекания частиц в диапазоне чисел  $36 < \text{Ar}_i < 2500$

$$\text{Re} = 0,105 \text{ Ar}_i^{0,78}, \quad (32)$$

- для инерционной области обтекания частиц в диапазоне чисел  $2500 < \text{Ar}_i < 10^5$

$$\text{Re} = 0,335 \text{ Ar}_i^{0,63}, \quad (33)$$

Уравнения (33) и (34) позволяют рассчитать скорость осаждения и скольжения частиц в неестественных условиях в потоке жидкости с учетом влияния преобладающих сил, режима осаждения и диаметра частиц. Записав уравнение (34) для частиц диаметрами  $d_1$  и  $d_3$ , осаждающихся в зоне влияния вязкостных сил, получили:

$$\frac{\pi}{6} d_1^3 g(\rho_q - \rho_c) = \xi_1 \frac{\pi}{4} \frac{d_{qi}^2}{2} \frac{\rho_c}{2} u_{o1}^2,$$

$$\frac{\pi}{6} d_3^3 g(\rho_q - \rho_c) = \xi_3 \frac{\pi}{4} \frac{d_{qi}^2}{2} \frac{\rho_c}{2} u_{o3}^2.$$

Подставив значения коэффициентов сопротивления из формулы (34) и разделив почленно составляющие уравнений, нашли:

$$\frac{d_3^{1,72}}{d_1^{1,72}} = \frac{u_{o3}^{1,28}}{u_{o1}^{1,28}},$$

$$\frac{u_{o3}}{u_{o1}} = \frac{d_3^{1,344}}{d_1^{1,344}},$$

$$\text{или } u_{o1} = u_{o3} \frac{d_1^{1,344}}{d_3^{1,344}}. \quad (34)$$

где,  $u_{o1}, u_{o3}$  - скорости осаждения мелких ( $d_1$ ) и крупных ( $d_3$ ) частиц соответственно.



Отметим, что при неизменных физико-химических свойствах взаимодействующих фаз диаметры частиц могут быть заменены соответствующими числами Архимеда:

$$d_i = [Ar \mu_c^2 / \rho_c (\rho - \rho_c)]^{0,333}, \quad \frac{d_1}{d_i} = (Ar_1 / Ar_i)^{0,333} \quad (35)$$

Подставив зависимость в виде отношения чисел Архимеда, получили:

$$\frac{u_{01}}{u_{03}} = (Ar_i / Ar_1)^{0,447} \quad (36)$$

Уравнение (36) учитывает относительную скорость скольжения и свободного осаждения частиц в вязкостном режиме обтекания в зависимости от диаметров частиц и свойств жидкости (чисел Архимеда  $36 < Ar_i \dots Ar_3 < 2500$ ).

Для данной области переходного режима осаждения в соответствии с уравнением (36) предельное отношение скоростей осаждения крупных частиц максимального диаметра ( $d_3$ ) и мелких частиц минимального диаметра ( $d_1$ ) составляет:

$$\frac{u_{03}}{u_{01}} = (Ar_3 / Ar_1)^{0,447} = \frac{2500^{0,447}}{36} = 6,65.$$

Видим, что скорость скольжения крупных частиц, совместно осаждающихся с мелкими в вязкостном потоке, более чем в 6 раз выше скорости осаждения мелких частиц. Подобным образом, для частиц с диаметрами частиц ( $d_4$ ) и ( $d_6$ ) которые осаждаются в зоне влияния инерционных сил (в диапазоне чисел  $2500 < Ar_4 \dots Ar_6 < 10^5$ ), подставив соответствующие значения коэффициентов сопротивления из уравнения (36), получили соотношения:

$$\frac{d_6^{1,41}}{d_4^{1,41}} = \frac{u_{06}^{1,59}}{u_{04}^{1,59}}, \quad \frac{u_{06}}{u_{04}} = \frac{d_6^{0,89}}{d_4^{0,89}},$$

или  $u_{04} = u_{06} \frac{d_4^{0,89}}{d_6^{0,89}}.$  (37)

где,  $u_{04}, u_{06}$  - скорости осаждения частиц мелких ( $d_4$ ) и крупных ( $d_6$ ) соответственно в инерционном режиме обтекания частиц.

Представив режим обтекания частиц ( $z_i$ ) в форме зависимости между числами Архимеда, находим:

$$\frac{u_{06}}{u_{04}} = (Ar_6/Ar_4)^{0,295} = \frac{10^5}{2500}^{0,295} = 2,97.$$

Следовательно, максимальная скорость скольжения крупных частиц, совместно осаждающихся со средними и мелкими частицами в инерционном потоке в диапазоне чисел  $2500 < Ar_6 \dots Ar_4 < 10^5$ , почти в 3 раза больше скорости скольжения этих частиц.

Подобным методом можно оценить относительную скорость скольжения частиц, совместно осаждающихся в разных областях переходного режима обтекания твердой фазы.

Под влиянием действующих массовых, вязкостных и инерционных сил происходит гидравлическая сепарация и классификация частиц, в результате которой формируются локальные зоны в которых распределяются частицы определенных размеров и определенной локальной порозности. Условия такого расширения взвешенного слоя частиц описываются уравнением Ричардсона-Заки [37,38]:

$$u_c = u_{0i} \varepsilon_i^{z_i}, \quad (38)$$

где  $u_c$  - скорость течения среды в сечении аппарата под слоем нефти;  $u_{0i}$  - скорость свободного осаждения частиц;  $\varepsilon_i$  - средняя порозность (разрозненность) частиц;  $z_i$  - показатель, учитывающий режим обтекания частиц и физико-химические свойства взаимодействующих фаз.

В работе [38] показано, что для переходного режима обтекания частиц жидкостью разной формой показатель  $z_i$  можно определить по формуле:

$$z_i = 5,2/Ar_i^{0,06} \quad (39)$$

Заменив отношение  $(Ar_1/Ar_i)$  и через уравнение (39) и решив систему относительно локальной порозности  $\varepsilon_i$  под слоем разжиженной нефти с диаметром частиц  $d_i$ , нашли:

$$\varepsilon_i^{\frac{d_1}{d_i}^{0,18}} = \varepsilon_1 \frac{d_1}{d_i}^{0,2577 Ar^{0,06}} \quad (40)$$

Для частиц двух диаметров омываемых в диапазоне чисел  $2500 < Ar_i \dots Ar_1 < 10^5$  записав уравнение (40) и решая полученное тождество относительно локальной порозности частиц получили:

$$\varepsilon_i^{\frac{d_1}{d_i}^{0,18}} = \varepsilon_1 \frac{d_1}{d_i}^{0,17 Ar^{0,06}} \quad (41)$$

На базе этого уравнения провели расчеты и определили изменение локальной порозности частиц, в разных условиях взаимодействия фаз с учетом отношения диаметров частиц ( $d_1/d_i$ ), числа Архимеда ( $Ar_1$ ) и порозности слоя ( $\epsilon_1$ ) для крупных фракций твердой фазы (рис. 22).

Результаты расчетов представлены на рис. 23, где изменение локальной порозности отражено семейством кривых справа для чисел  $2500 < Ar_i \dots Ar_1 < 10^5$ . Кривые справа отражают изменение локальной порозности для мелких частиц  $d_i$  в зависимости от степени налипания парафина.

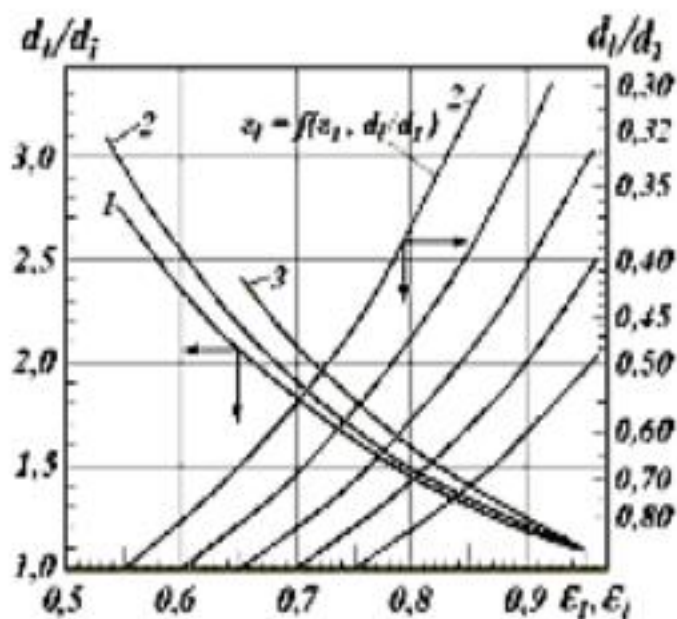


Рисунок 22. - Зависимость диаметра (мелких  $d_i$  и крупных  $d_1$  сепарируемых частиц) от порозности на границе перетока отбираемой нефти, числа Архимеда для них  $Ar_1$ : 1 –  $2,5 \cdot 10^3$  по формуле (18); 2 –  $1 \cdot 10^5$ ; 3 –  $2,5 \cdot 10^4$  (по формуле 19).

Установлено, что при порозности частиц на сливе разогретой и отделенной от твердой фазы нефти весьма заметно повышается локальная порозность, что объясняется увеличением потока отбираемой нефти увлекающей с собой частицы меньшего диаметра, что ведет к увеличению диаметра сепарируемой твердой фазы.

Результаты расчетов отображены на (рис. 23).

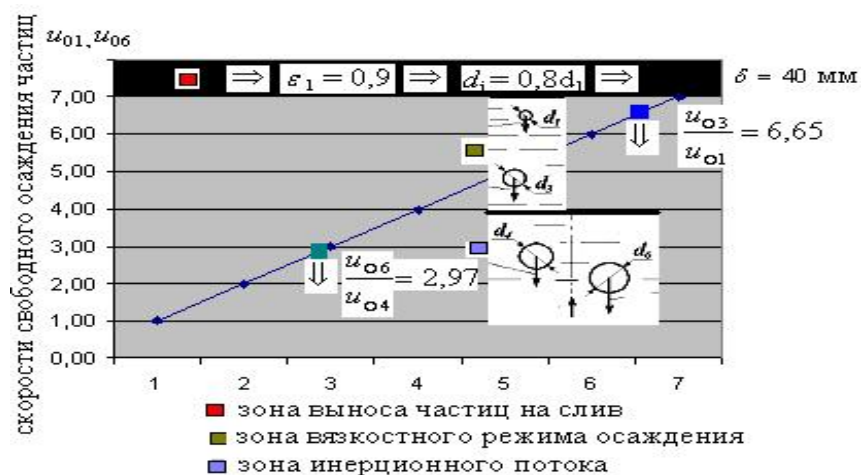


Рисунок 23. – Унос частиц в зоне перетока разогретой нефти и скорости осаждения частиц в зонах вязкостного обтекания и инерционного потока

Установлено, с повышением порозности  $\varepsilon_1 = 0,9$ , из взвешенного слоя при повышении температуры до  $80^\circ\text{C}$ , с разогретой нефтью выносятся частицы диаметр которых составляет  $d_i = d_1/1,25 = 0,8d_1$ , а в зонах вязкостного режима и инерционного потока скорость осаждения частиц крупных соответственно в 6,65 и 2,97 больше скольжения мелких частиц. Следующий этап предполагает очистку отсепарированных грунтов от парафинистой высоковязкой нефти.

#### Выводы по главе

1. Выполнен наиболее энергетически целесообразный выбор варианта утилизации нефти в твердом агрегатном состоянии.
2. Установлено, загрузка затвердевшей нефти в горячую воды разогреваемую системой труб, устраняет возможность коксообразования на поверхности труб, и ухудшение качества утилизируемой нефти.
3. Превышение темпов отбора над темпами загрузки недопустимо, что может привести к уменьшению пленки нефти на поверхности воды и закипанию воды.
4. Оценкой условий сепарации установлено, максимальная скорость скольжения крупных частиц, совместно осаждающихся со средними и мелкими частицами в инерционном потоке почти в 3 раза больше скорости скольжения этих частиц.
5. Установлено, что повышение локальной порозности твердых частиц, объясняется увеличением потока отбираемой нефти увлекающей с собой частицы меньшего диаметра, что ведет к увеличению диаметра сепарируемой твердой фазы.

## **ГЛАВА 3 ГЕЛИОМЕХАНИЧЕСКОЕ УСТРОЙСТВО ИЗВЛЕЧЕНИЯ СЛИВНОЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ ПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ ИЗ НАКОПИТЕЛЕЙ**

### **3.1 Разработка гелиотехнического устройства извлечения из амбаров-накопителей парафинистой сливной нефти в твердом агрегатном состоянии**

Исследованиями установлено, что локализованные сливные нефтяные отходы с большим содержанием парафина, сбрасываются на поверхность воды в технологических амбарах или зачастую заполняют естественные углубления в почве. Толщина нефтяного слоя составляет около 0,1-0,5 метра. Толщина слоя воды под нефтяным слоем составляет от 0,5 до 0,8 метра. Таким образом, суммарная глубина отстойника составляет не более 1,5 метра, что является весьма ориентировочной, так как, учитывая площадь отстойника, точное определение глубины и зоны раздела фаз является трудоемкой и проблематичной задачей.

Нефтепродукт находится в кристаллизованном в основном в твердом агрегатном состоянии, и лишь небольшой верхний слой, в летний период времени, под действием солнечной радиации переходит в жидкую фазу. Глубина этого слоя не превышает 50 мм, что связано с теплофизическими свойствами нефти. Физико-механические свойства нефтяного пласта неоднородны по его толщине, что обусловлено внешними воздействиями - солнечная радиация, атмосферные осадки, абразив, накапливающийся в верхнем слое вследствие сильных ветров

Принципиально новым и актуальным, на предприятиях нефтедобычи, средством решения поставленной задачи является широкое внедрение в нефтяной отрасли устройств и установок с использованием солнечной энергии, для извлечения из накопителей разлитой при аварийных ситуациях парафинистой нефти.

Наиболее важным и экономически значимым является процесс извлечения верхнего нефтесодержащего слоя. Решение этой задачи предполагает полное удаление с поверхности отстойника нефти или доведение толщины поверхностного слоя до параметров, при которых возможна перекачка оставшейся нефтяной фракции вместе с подстилающей водой. Анализ технической задачи, связанный с ликвидацией скопления значительного количества нефтепродуктов, расположенных в естественном углублении земли и имеющих высокую температуру извлечения, показал, что ее решение путями известными в настоящее время, описанными в технической литературе или патентной документации, влечет за собой значительные затраты труда и энергии. При выборе технологической схемы, метода или способа переработки, отмывки нефтесодержащего грунта, прежде всего, необходимо уточнить состав и свойства нефтепродукта, условия залегания фазы или состава тех или иных компонентов содержащих нефть или нефтепродукты.

Аномальные свойства такой «нефти» и предполагают все трудности, связанные с решением этой проблемы. В этой связи особую актуальность приобретает до этих пор нерешенная проблема комплексного и системного подхода к вопросам разработки наиболее экономичных и рациональных устройств, плавления нефти в твердом агрегатном состоянии, принимая во внимание то, что:

- исходным моментом технологии извлечения сливной нефти из амбаров-накопителей является наличие толстого (0,5 м) слоя застывшей нефти на водной поверхности, разогрев которой осуществляется Солнцем.

Таким образом, диссертационная работа направлена на упрощение существующих разработок в этой области, на повышение эффективности сбора застывшей парафинистой нефти в накопителях, за счет использования лучистой энергии Солнца, для получения хладагента, и увеличения активного периода подогрева и сбора сливных нефтяных отходов обретает присущую ей актуальность, принимая во внимание затяжное решение этого вопроса из-за отдаленности районов месторождений и отсталости технологий. Предметом исследований являются изученные, обоснованные и проверенные в практике способы и методы извлечения сливных нефтеотходов, а также технические и технологические аспекты использования солнечной энергии с применением подогревателей, в условиях жаркого климата. Для решения поставленных исследований, необходимо проведение научно-исследовательских работ, которые можно разбить на основные этапы:

- Анализ известных способов и методов в практике извлечения сливных нефтяных отходов из земляных емкостей;
- Разработка и создание на основе существующего устройства более эффективного устройства извлечения высоковязких материалов, за счет максимального использования климатических условий жаркого климата региона.
- Исследование теплового режима нагрева водоаммиачного раствора в устройстве, и экологическое обоснование эффективности устройства;
- Исследование условий изменения агрегатного состояния парафинистой нефти в накопителях;
- Разработка на основе результатов расчетно-теоретических и экспериментальных исследований, технических рекомендаций по применению солнечного холодильника в системе извлечения и сбора парафинистой нефти с поверхности амбаров-накопителей.

Проблема извлечения застывшего нефтепродукта с высоким содержанием парафина из (земляных ёмкостей) накопителей предполагает концепцию ликвидации отстойников, имеющих место на месторождениях. Опыт ведения работ в этом направлении свидетельствует о том, что процесс очистки распадается на несколько этапов, а ликвидация отстойников осуществляется в следующей последовательности:

- Извлечение верхнего нефтесодержащего слоя;
- Удаление воды из отстойников;

- Извлечение нефтесодержащего грунта и грязевых отложений и засыпка отстойника нейтральным грунтом.

В нашем случае лучистая солнечная энергия используется для нагрева водоаммиачного раствора, за счет сжижения которого образуется холод. Известно, что для научных исследований и технических выкладок необходимы данные о различных параметрах твердых тел, газов и жидкостей; параметры эти можно рассчитывать, при этом в основе этих расчетов лежит ряд принципов: аддитивности и конститутивности свойств; соответственных состояний. В простейшем случае аддитивны те свойства, значения которых равны сумме некоторых составляющих, относящихся к элементам и атомным группам, образующих данное соединение, то есть суммируются атомные и структурные составляющие; для молекул с ионными связями суммируются составляющие для ионов, а при ковалентной связи – составляющие для атомов и связей.

В настоящее время, в технологиях особое значение приобрели сжиженные газы (жидкий воздух, кислород, азот, гелий, аргон, двуокись углерода, аммиак). Сжиженные газы при высоких температурах и давлениях – в большинстве случаев не только хорошие растворители, но и способствуют процессу истечения газов – дросселированию, установлению дроссельного эффекта. Дросселирование – это процесс неравновесного расширения газа (жидкости) при резком увеличении сопротивления (при протекании через узкое отверстие) и падения давления. Изменение температуры в результате дросселирования (без подвода к газу или отвода от него тепла) будет дроссельным (интегральным) эффектом или эффектом Джоуля-Томсона. Этот эффект уменьшается с повышением температуры.

Дросселирование при обычных температурах и давлениях сопровождается охлаждением. Температура газа, при которой дроссельный эффект обращается в нуль, называется инверсионной. С увеличением давления дроссельный эффект уменьшается затем проходит через нуль (инверсионная точка). Температура инверсии с повышением давления уменьшается. Большинство газов имеют высокую инверсионную температуру и при дросселировании охлаждаются (кроме водорода и гелия, которые нагреваются, а при достаточно низких температурах также охлаждаются). Для сжижения водорода и гелия нужно до дросселирования значительно их охладить.

Холодопроизводительность  $Q_0$  при дросселировании – это разность энтальпий газа (энтальпия – это функция состояния системы, равная величине внутренней энергии ( $U$ ), сложенной с произведением объема на давление:  $H = U + PV$ ), до и после его изотермического сжатия. Удельная холодопроизводительность (Дж/кг):

$$g_0 = H_1 - H_4, \quad (42)$$

где  $H_1, H_4$  – энтальпия 1 кг хладагента, после и до испарения, определяемые по соответствующим диаграммам).

Практически охлаждение наступает в результате совершения хладагентом (например аммиаком  $\text{NH}_3$ ) кругового процесса; при уменьшении давления полученный после конденсации паров жидкий аммиак испаряется, «отнимая» от охлаждаемого тела необходимую для его испарения теплоту, затем пары аммиака снова сжижают.

При детандировании газа (расширение сжатого газа в детандере, газовом двигателе) он охлаждается.

Для повышения холодопроизводительности комбинируют методы расширения газа в детандере и дросселирования его. Вместо дросселирования можно расширить газ, заставляя его совершать работу под поршнем.

Таким образом, в основе идеи разработки заложен принцип совершения аммиаком кругового процесса, при нагревании и уменьшении давления.

Для нагрева водоаммиачного раствора, используется солнечный коллектор в верхнем цилиндре 2, являющийся к тому же контргрузом-прессцилиндром, (вдавливающим) втапливающим, цилиндрический корпус 1, в застывшую массу парафинистой нефти, снабженный в основании «зубьями», для достижения через слой нефти, уровня подстилающего слоя из воды. Для получения эффекта сжижения водоаммиачного раствора, за счет нагрева до  $100^\circ\text{C}$ , дополнительно используется пароподогреватель.

Принцип работы, заключается в следующем. Необходимо отметить, что предлагаемое устройство, будет эффективным при максимальных толщинах верхнего нефтеобразующего слоя, порядка 0,5 – 0,7 метра, так как высота слоя нефти оказывает влияние на устойчивость устройства при малой толщине слоя.

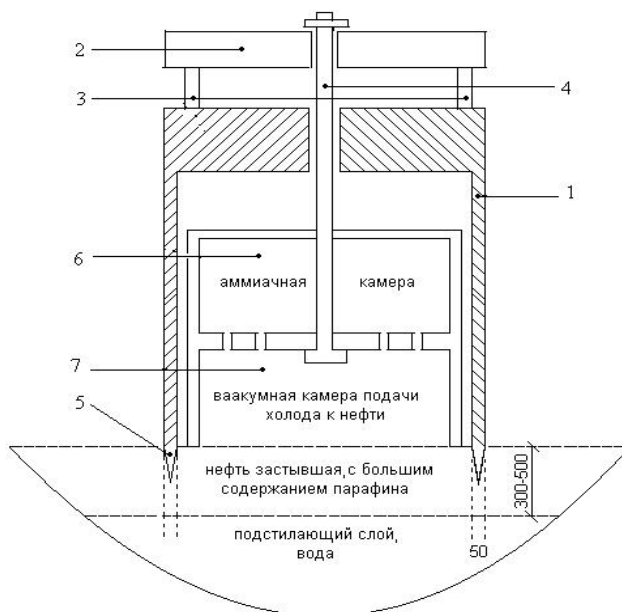
На поверхность амбара-накопителя, с помощью грузоподъемных механизмов (автокрана, траверс) устанавливается устройство, с подвижным корпусом 1, с возможностью его скольжения по телу застывшего нефтепродукта, за счет давления под собственным весом верхнего цилиндра 2. При этом часть застывшей нефти, заключенная в объеме корпуса, охлаждается за счет паров аммиака, поданного в вакуумную камеру подачи холода 7, причем пары аммиака поступают из аммиачной камеры 6. Водоаммиачный раствор располагается в верхней части корпуса 1.

Под силой веса верхнего цилиндра 2, стенки корпуса 1, погружаясь в толщу застывшей нефти, пронизывают её до подстилающего слоя из воды. В это же время, часть нефти, заключенная в теле полого цилиндра-корпуса 1, охлаждается. Это необходимо, для более быстрого замещения водой, зазора, образованного зубьями- стенками корпуса. Замещение водой «прорези» по диаметру цилиндра, будет способствовать отделению этой части «круга» от общей массы нефти.

При извлечении устройства из толщи нефти, на поверхности накопителя, будет находиться «цилиндр» но уже из нефти, отделенный от общей массы замещенным слоем воды, по диаметру устройства, с зазором равным толщине стенки-корпуса. Основное преимущество этого устройства заключается в возможности использования для их работы дешевых источников тепла низкого потенциала, например: теплоты солнечной энергии, отработавшего пара,



использованной в производстве горячей воды, отходящих газов, низкосортного топлива и др.



1 – корпус цилиндрический, диаметром 2 м, с толщиной стенок 5 см, высотой 3 м; 2 – пресс-цилиндр, являющийся с другой стороны теплоприемником; 3 – упоры пресс-цилиндра-коллектора; 4 – центральный шток для регулирования положения вакуумной камеры над поверхностью нефти; 5 – «зазубрины» в основании корпуса, для погружения устройства в толщу застывшей нефти; 6 – камера сжиженных газов аммиака (хладоагента); 7 – вакуумная камера подачи хладоагента к поверхности нефти.

Рисунок 24. – Устройство для извлечения сливной парафинистой нефти за счет охлаждения

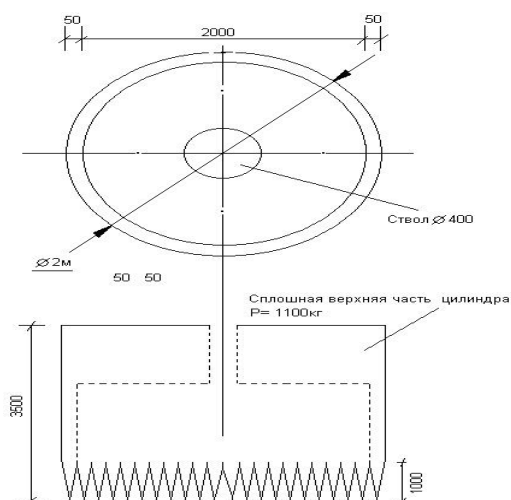


Рисунок 25. – Корпус цилиндрический с «зазубринами» в основании, для обеспечения лучшего погружения в застывшую массу сливной нефти

Это преимущество указывает на целесообразность применения абсорбционных машин, прежде всего на тех производственных предприятиях, имеющих дешевые источники тепла, или в районах с жарким климатом. Кроме того, эти машины выгодно применять в районах, которые, не располагая электроэнергией, имеют низкосортное топливо. Абсорбционные машины просты в обслуживании, их основные элементы не имеют быстро изнашивающихся движущихся частей. В качестве рабочего вещества как и в современных абсорбционных машинах, в устройстве, применяем бинарную смесь - водоаммиачный раствор, в котором холодильным агентом является аммиак, а поглотителем - вода.

### **3.2 Экспериментальные исследования извлечения нефти в твердом агрегатном состоянии**

Лабораторные исследования проводились в феврале месяце 2013 года в лаборатории кафедры «Экология и безопасность жизнедеятельности». Для экспериментальных исследований использовали нефть амбарную с поверхности и бортовую у береговой части отстойника (рис. 26).



Рисунок 26. – Амбарная и бортовая нефть из амбаров-накопителей месторождения Узень.

Для начала работы была измерена температура в помещении и на поверхности нефти (рис.27) в стеклянной емкости с помощью инфракрасного термометра DT882, путем бесконтактного измерения лазерным указателем с точностью  $\pm 5^{\circ}\text{C}$ . В помещении температура составляла  $23^{\circ}\text{C}$ , при этом температура поверхности нефти была чуть ниже, то есть  $17^{\circ}\text{C}$ , что объясняется действием эффективной температуры небосвода, в ночное время суток.

Размеры емкости экспериментального устройства следующие: ширина 40 см., длина 60 см., высота 40 см. В нее была залита минерализованная вода, порядка 25-30 см., затем на ее поверхность была слита разогретая амбарная нефть, которая в течении 15-20 минут приняла твердое агрегатное состояние.

Для отбора нефти в твердом агрегатном состоянии в лабораторных условиях было разработано устройство для извлечения амбарной нефти, которое состоит из подвижного корпуса 1, с возможностью его скольжения по телу застывшего нефтепродукта, за счет давления под собственным весом верхнего цилиндра 2, и вакуумной камеры подачи холода 3 для охлаждения. (рис. 28).



Рисунок 27.- Разработанный в лабораторных условиях установка для извлечения амбарной нефти

Как было описано выше, верхний цилиндр, погружаясь в толщу застывшей нефти, пронизывают её до подстилающего слоя из воды, что ясно видно на рисунке. При медленном вытягивании цилиндра происходит быстрое замещения водой, зазора, образованного зубьями - стенками корпуса. Замещение водой «прорези» по диаметру цилиндра, способствует отделению этой части «круга» от общей массы нефти. При извлечении устройства из толщи нефти, на поверхности накопителя, будет находиться «цилиндр» (рис. 28) но уже из нефти, отделенный от общей массы замещенным слоем воды, по диаметру устройства, с зазором равным толщине стенки-корпуса.



Рисунок 28.- Фрагмент погружки цилиндра в застывшую нефть.

Полученный «вырезкой» цилиндр амбарной нефти был вынут из стеклянной емкости и помещен на стеклянную пластину для последующего исследования нефти на предмет определения твердой парафиновой фазы при различных температурах методом центрифугирования (рис. 29).



Рисунок 29.- Извлечение нефти с помощью установки утилизации нефти в твердом агрегатном состоянии.

### 3.3 Исследование содержания твердых осадков методом центрифугирования

При центрифугировании нефти с последовательным снижением температуры наблюдается вполне закономерное нарастание осадка, которое достигает максимума (табл. 6). По экспериментальным данным построены кривые зависимости выпадения твердой фазы от температуры (рис. 30).

Полученные результаты осадков дают представление о количестве твердой фазы, выпадающей при определенных температурах, а их компонентный анализ – о составе. Максимальное количество осадка получается при температурах 10-15°C, если время центрифугирования остается примерно одинаковым, порядка 20 мин.

Наибольшая интенсивность выпадения твердой фазы из раствора характерна для первых этапов снижения температуры. Однако, выпадающая твердая фаза отличается высокой степенью дисперсности, ввиду чего несущая способность потока по отношению к ней высока: чем мельче кристаллы или частички твердой фазы, тем трудней они разделяются при центрифугировании.

Вот почему с понижением температуры отмечается четкое нарастание количества осадка. С одной стороны, при  $t = 5^{\circ}\text{C}$  следовало бы ожидать, если и не большого количества осадка, по крайней мере осадка равного максимальной его величине.

Данные таблицы показывают, осадка же при этой температуре получено намного меньше, чем при температуре  $t = 10^{\circ}\text{C}$  (табл. 6).



Таблица 6. - Нарастание осадков при снижении температуры

№ Опыта	Температура центрифугирования нефти, °С	Время центрифугирования нефти, мин	Отношение осадка к весу нефти, %		
			амбарная извлеченная	амбарная бортовая парафин	мехпримеси
1	5	20	7,4	3,5	25,4
2	10	20	12,6	9,1	21,3
3	15	20	11,1	7,3	20,2
4	20	20	8,86	5,9	23,9
5	25	20	5,66	3,5	24,6
6	30	20	2,37	2,1	26,6
7	35	20	1,54	1,2	27,8
8	40	20	1,2	1,0	27,9
9	45	20	0,78	0,4	28,9
10	50	20	0,2	0,1	29,3

Повышение удерживающей способности нефти в этом случае произошло по причине увеличения ее вязкости. Очевидно, что если с понижением температуры все время увеличивать и время центрифугирования, то можно получить непрерывное увеличение количества осадка, что и подтверждается лабораторными опытами.

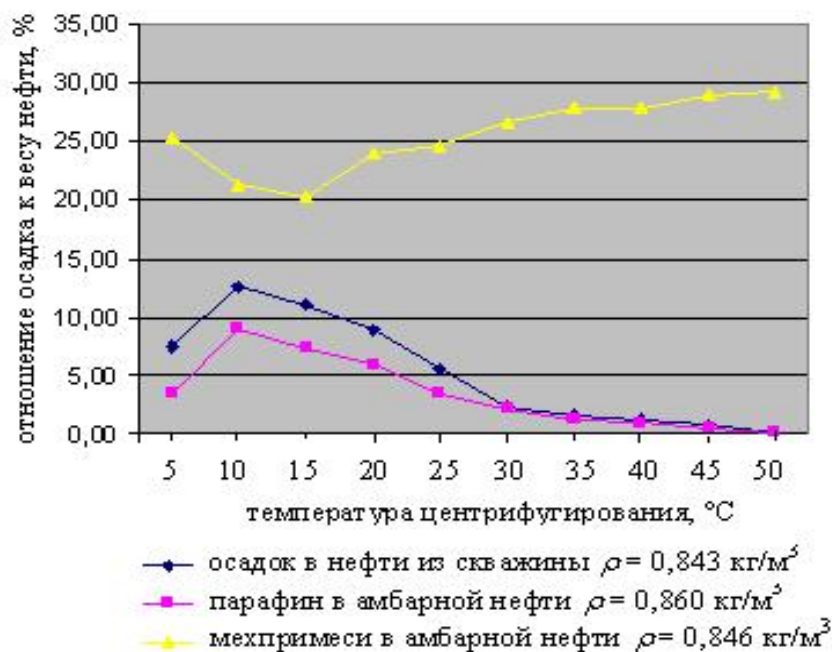


Рисунок 30. – Зависимость выпадения твердой фазы от температуры при центрифугировании

С другой стороны, при  $t = 5^{\circ}\text{C}$  наблюдалось выпадение максимального количества твердой фазы из амбарной нефти, содержащей более 30% механических примесей (грунт, абразив). Но вместе с тем при температурах 10-15°C, происходит обратный процесс, количество выпавших мехпримесей

уменьшается до 5%, и наблюдается увеличение отложений из раствора парафина также до 5%, что объясняется как сказано выше, скорее всего наличием асфальтовых веществ за счет дисперсности способствующих выпадению парафина в диапазоне этих температур.

В дальнейшем при температурах 15-50°C наблюдалось повышение отложений мехпримесей от 20 до 30% [33]. Экспериментально установлено, в амбарной с мехпримесями нефти, количество выпавшего парафина гораздо ниже в среднем на 35-45%, что объясняется наличием в нефти грунта и абразива, которые являются центрами выкристаллизовывания парафина.

Адсорбция смол и высококонденсированных ароматических соединений нефти приводит к созданию у поверхности адсорбента, в частности песчаного грунта микроучастков, где парафин в нефти находится в состоянии насыщения.

Таким образом, исследования показывают, что выкристаллизовывание парафина при перенасыщении раствора на активных центрах поверхности, если для этого имеются соответствующие условия, может происходить и вне зависимости от влияния смолистых веществ.

Следует заметить, что опыт разработки технологий переработки нефтесодержащих грунтов весьма ограничен, а имеющиеся результаты неразрывно связаны с характеристиками обрабатываемой продукции. Литературный обзор зарубежных источников информации позволил сделать вывод, что типовые технологии обработки грунтов, насыщенных высокопарафинистой нефтью, отсутствуют [36,37].

Кроме того, в отечественной научно - технической литературе изложены лишь общие положения по теории работы центрифуг. Специфические данные относительно их использования в процессах сепарации практически отсутствуют, вследствие преимущественного применения рассматриваемых методов разделения в технологиях, составляющих государственную тайну.

Перспективы и другая информация зарубежных фирм не содержит конкретных рекомендаций по использованию оборудования в широком спектре технологических задач, в том числе и для переработки грунта, так как данная область деятельности является приоритетом фирмы, а технологии и технологические решения составляют «know how» и не разглашаются.

Стоимость инжиниринга и изготовления нестандартного оборудования для предварительной подготовки продукции к разделению, по имеющимся данным составляет 150-400 тысяч долларов США. Общая стоимость стационарной установки по переработке нефтесодержащего грунта производительностью около 300 кубических метров в сутки составит более 3 миллионов долларов США.

Затраты на транспорт, монтаж, пуско-наладочные работы, обучение обслуживающего персонала и формирование вспомогательных структур тепло и энергоснабжения увеличит стоимость до 3.5 миллионов долларов США. Изложенное выше, предполагает изыскание путей решения проблемы очистки грунтов насыщенных парафинистой нефтью.

### 3.4 Обоснование экономической эффективности

Имеющаяся в настоящее время и в перспективе неопределенность в государственной ценовой политике на энергоносители, с одной стороны и стоимости энергетического оборудования с другой делает актуальным оценку энергетической окупаемости сооружения гелиотехнических устройств и установок. При этом количество тепловой энергии, вырабатываемое гелиоустановкой за расчетный срок службы сопоставляется с затратами энергии на производство материалов солнечных коллекторов, оборудования и конструкций гелиоустановок. За рубежом экономические сравнительные расчеты показали, что при одинаковых энергетических затратах на изготовление оборудования солнечных установок и тепловых энергетических станций в расчете на единицу установленной мощности удельная стоимость гелиоустановок должна составлять 108-216 долл. США на м<sup>2</sup>, при средней стоимости гелиоустановок в США 538 долл. США м<sup>2</sup> устройства. В нашем случае стоимость устройства составляет, согласно расчетов порядка 180 долларов США, что приемлемо для предприятий, проводящих природоохранные мероприятия по очистке загрязненных ими территорий разливами нефти и нефтепродуктов.

Для определения срока энергетической окупаемости гелиоустановки для тепловой обработки бетона без дублирующего нагрева воспользуемся формулой

$$T_{\text{э}} = \frac{[(m_r \text{Э})_r - (m_y \text{Э})_y] 1,2}{Q_r n}$$

где  $(m_r \text{Э})_r - (m_y \text{Э})_y$  - суммы произведений масс и энергоемкости материалов соответственно солнечных коллекторов и вспомогательных конструкций, оборудования гелиоустановки;  $Q_r$  - количество тепловой энергии, выработанное гелиоустановкой за год;  $n$  - расчетный срок ее эксплуатации. Коэффициент 1,2 учитывает затраты энергии при монтаже гелиоустройства.

В связи с тем, что до сих пор отсутствуют твердые цены на гелиотехнические устройства, установки и установки, целесообразно сопоставить их с традиционными системами, в частности используемыми при тепловой обработке бетона, и подогреве нефти с высоким содержанием нефти. В качестве тепловой характеристики тепловой эффективности принимают показатель  $\zeta$ , определяемый по формуле

$$\zeta = \frac{Q}{B Q_H^p}$$

где  $\sum Q$  - годовая выработка тепловой энергии коллектором;  $B$  - годовой расход топлива в традиционных топливоиспользующих установках;  $Q_H^p$  - низшая теплота сгорания кДж/кг.

Чем выше показатель  $\xi$ , тем эффективнее гелиотехническое устройство, установка или система. Он зависит от температуры наружного воздуха, поэтому его следует представлять в виде функции этого параметра

$$\xi = f(t_n)$$

Выбор оптимального варианта гелиосистемы горячего водоснабжения в каждом конкретном случае должна производиться на основе технико-экономического расчета, проведенного с учетом всех особенностей рассматриваемого хозяйственного объекта.

Поэтому для получения обоснованных технико-экономических данных, прежде всего, необходимо сгруппировать потребителей по общности их основных характеристик, затем для каждой группы потребителей привести технико-экономические показатели возможных вариантов.

Путем проведения вариантных расчетов устанавливаются границы применимости тех или иных конструкций гелиоустановок для различных групп потребителей.

Гелиосистемы призваны обеспечить получение производственного энергетического эффекта, поэтому эффективность гелиосистемы должна, прежде всего, определяться экономией органического топлива, которая может быть получена при ее эксплуатации. Экономическая эффективность может быть обоснована только при апробации гелиоподогревателя в промышленных условиях.

Нами же были проведены исследования в полупромышленных условиях, в пределах экспериментального полигона. На основании этого в данном случае ограничились приведением затрат на изготовление конструктивных элементов разработанного устройства, включающего солнечный коллектор-подогреватель водоаммиачного раствора, состоящий из *-воздухонагревателей*, для изготовления которых будут использованы металлические тонкостенные трубы, *поплавков-рассекателей-воздухонагревателей*, в качестве материала применимы металлические или жестяные листы толщиной до 3 мм, и *U – образные трубы подогреватели*, для изготовления которых будут также использованы металлические трубы малого диаметра.

Также включается стоимость расходов на организацию экспериментального полигона, с устройством подобия земляной емкости заполненной сливной нефтью, с подстилающим слоем воды, что будет являться прототипом амбара-накопителя, для обеспечения условия приближенных к реальным. Для организации экспериментального полигона, необходимы отходы нефтепродуктов из амбаров рассматриваемых месторождений, на что потребуются согласие руководителей соответствующих предприятий.

Опыт привлечения Западных фирм к решению подобных задач свидетельствует о высокой стоимости разработки технологической части проекта, ориентированной на адаптацию оборудования к местным условиям



эксплуатации. Затраты на эту часть проекта составляют, в зависимости от сложности решаемой задачи, от десятков тысяч до сотен тысяч долларов.

Известно, что стоимость инжиниринга и изготовление нестандартного оборудования для извлечения и предварительной подготовки продукции в частности сливной парафинистой нефти, к разделению, по имеющимся данным, составляет 350- 400 тысяч долларов. Общая стоимость стационарной установки по переработке нефтесодержащего грунта, производительностью около 300 м<sup>3</sup> /сутки, составит более 2,0 млн. долларов. Затраты на транспорт, монтаж, пуско - наладочные работы, обучение обслуживающего персонала и формирование вспомогательных структур тепло-энергоснабжения увеличит стоимость до 2,5 млн, долларов. Все стоимостные оценки по вышеуказанным методам взяты из материалов, использующих зарубежные источники, применительно к условиям США.

#### *Выводы по главе*

1. Разработан новый способ извлечения нефти находящиеся в твердом агрегатном состоянии путем охлаждения верхнего слоя за счет гелиоразогрева водоаммиачной смеси с последующей вырезкой.

2. В условиях лаборатории кафедры «ЭиБЖ» выполнены эксперименты с применением модельной установки извлечения амбарной в твердом агрегатном состоянии нефти. Для экспериментальных исследований использовали нефть амбарную с поверхности и бортовую у береговой части отстойника.

3. Выполнено исследование содержания твердых осадков методом центрифугирования при котором наблюдалось вполне закономерное нарастание осадка, которое достигает максимума.

4. На основании результатов экспериментов установлен, механизм зависимости выпадения парафина из нефти, от наличия смолистых веществ.

5. Установлено, при 5°C, происходит выпадение плотной «части» парафина, а дальнейшее повышение температуры до 20°C приводит к размягчению уплотненных отложений парафина, и выносу их с потоком отбираемой нефти, за счет мощного гидравлического влияния.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные результаты, полученные в работе следующие:

1. Комплексная оценка экологического районирования территории Мангистауской области, показывает, что экологическая нагрузка очень высока в районе города Жанаозен, обусловленная близостью промышленных объектов, превышающих площадь жилых территорий на 80%. Наличие технологических амбаров для нефтяных отходов и мелких разливов нефти, оказывают негативное влияние на окружающую среду.

2. Установлено, количество исследований и публикаций по проблеме ликвидации скоплений значительного количества нефтепродуктов в естественном углублении земли и имеющих высокую температуру плавления, весьма ограничено. В известных работах, не учитываются изменения агрегатного состояния нефти связанные с переходом микродисперсной фазы в макродисперсную при формировании отложений парафина, приводящие к образованию монолитного слоя в отстойнике, и определяющие несколько стадий в этапе ликвидации амбаров, и применение альтернативных источников энергии для решения проблемы в условиях сухого и жаркого климата.

3. Сравнительный анализ известных методов, технологий и средств извлечения и переработки высоковязких нефтяных отходов, показывает, существующие методы недостаточно технологичны, очень энергоемки, требуют значительных капитальных затрат. Объемы утилизации отстают от объемов их образования, и к уже накопленным продолжают добавляться новые. Все это определяет необходимость разработки альтернативного энергосберегающего способа ликвидации накопителей, с использованием экологически чистой солнечной энергии в районах с благоприятными для этого условиями.

4. Выполнен наиболее энергетически целесообразный выбор варианта утилизации нефти в твердом агрегатном состоянии.

5. Установлено, загрузка затвердевшей нефти в горячую воды разогреваемую системой труб, устраняет возможность коксообразования на поверхности труб, и ухудшение качества утилизируемой нефти.

6. Превышение темпов отбора над темпами загрузки недопустимо, что может привести к уменьшению пленки нефти на поверхности воды и закипанию воды. Оценкой условий сепарации установлено, максимальная скорость скольжения крупных частиц, совместно осаждающихся со средними и мелкими частицами в инерционном потоке почти в 3 раза больше скорости скольжения этих частиц.

7. Установлено, что повышение локальной порозности твердых частиц, объясняется увеличением потока отбираемой нефти увлекающей с собой частицы меньшего диаметра, что ведет к увеличению диаметра сепарируемой твердой фазы.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Баширов В.В., Бриль Д.М., Харламов Г.П. Характеристика нефтешламовых амбаров и их влияние на окружающую среду // Экспресс-информ. Сер. 12. Защита от коррозии и охрана окружающей среды. Выпуск 10. – М.: 1992. – С 15-26.
2. Диаров М.Д. Экология и нефтегазовый комплекс. – Алматы: Гылым, 2003. Том 2, 4. с 147.
4. Заиканов В.Г. и др. Комплексная геоэкологическая оценка территорий (основные положения методики). М.: 1997. 67с .
5. Комплексная оценка образования отходов по предприятиям НГК Мангистауской области // Отчет Мангистауского областного управления ООС. Актау. 2008. 112 с.
6. Комплексная оценка образования отходов по предприятиям НГК региона // ТОО «Экосервис». Актау. 2008. 169 с.
7. Критерии оценки экологической обстановки территорий для выделения зон чрезвычайной экологической ситуации и экологического бедствия. М.: Устойчивое развитие. 1992. 165 с.
8. Отчет о работах по определению степени и типов загрязнения, и влияния загрязняющих веществ на окружающую среду предприятий региона // Управление природных ресурсов и регулирования природопользования Мангистауской области. Актау, 2007. 187 с.. Ратанова М.П. Типология узлов по их воздействию на окружающую среду // Рациональное природопользование. М.: 1998. 98 с.
9. Огарь Н.П., Стогова Л.Л. Техногенная трансформация природных экосистем Прикаспия под воздействием нефтедобывающих отраслей промышленности // Трансформация природных экосистем и их компонентов при опустынивании. – Алматы, 1999. – 123 с.
10. Мероприятия по ликвидации комплекса амбаров-накопителей на месторождении Узень // Жанаозенская экологическая компания. «ЖОЭК». Узень. 2005. 193 с.
11. Кенжетаяев Г.Ж., Юнусов Н.Х. «Кристаллизация парафина как составляющая реологических уравнений при транспортировке нефти с высоким содержанием парафина».//. «Вестник» МОиН и НАН РК №2, Алматы 2003, С. 115-120.
12. Тимонин В.И. Добыча, сбор и внутрипромысловый транспорт высокопарафинистых нефтей на месторождениях Южного Мангышлака. – М.: ВНИИОЭНГ, 1973. - 52 с.
13. Туктамышев А.Ф. Совершенствование технологий сбора разлитых во время аварий нефтей и нефтепродуктов для вовлечения их в сырьевую базу нефтепереработки и нефтехимии
14. Туктамышев А.Ф., Бикметов Р.Ф., Мастобаев Б.Н., Дмитриева Т.В. Исследование свойств нефтей, находящихся в прудах-шламонакопителях

нефтеперекачивающих станций с целью вовлечения их в сырьевую базу углеводородов. Башкирский химический журнал. 2009 – Т 16. С 36-41.

15. Туктамышев А.Ф., Дмитриева Т.В., Иляева М.А. Развитие технических средств и технологий для возвращения в оборот нефти. Материалы IX Международной научной конференции «Современные проблемы истории естествознания в области химии, химической технологии и нефтяного дела». Уфа – 2008 - С.120-122.

16. Трубопроводный транспорт высоковязких нефтей / Надиров Н.К., Тугунов Б.И., Брот Р.А. и др. – Алматы: Наука, 1985. – 263 с.

17. Саттаров Р.М. Диагностирование реологических свойств вязкоупругопластичных сред при их движении в трубах // Инженерно-физический журнал. Том 6. 1981. с. 1061-1072.

18. Переверзев А.Н. Депарафинизация нефтяных продуктов. Гостоптехиздат., М.: Недра. 1997. 112 с.

19. Методы извлечения остаточной нефти / Сургучев М.Л., Горбунов А.Т., Забродин Д.П. и др. – М.: Недра, 1991. – 346 с.

20. Патент № 10116 РК, МПК E02B 15/04. Способ сбора амбарной нефти / Ершин Ш.А., Жапбасбаев У.К., Айсаев С.У., Утегалиев С.А., Хаиров Г.Б. - Оpubл. 17.12.2002; Бюл. № 12

21. Кузнецова Е.В., Мастобаев Б.Н. Методы и технические средства очистки нефтешламовых отходов. – Спб.: Недра, 2006. – 192 с.

22. Александров В.К. Семьянистов А.И. Опыт откачки Мангышлакской нефти и нефтешламов из земляных емкостей // М.: Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1989. - № 9. – С 28-31.

23. Извлечение сливных нефтяных отходов (СНО) из амбаров АО «Узеньмунайгаз». Актау-Москва, 2003 г. 145 с.

24. Маяцкий Г.А. Голованов О.М. Рудой А.Д. Ткачев О.А. Способ откачки высокопарафинистой нефти из земляных емкостей. Авторское свидетельство № 512487 (СССР), 1977. № 33.

25. Семьянистов А.И. Способы и технические средства для ликвидации нефтеотходов в твердом агрегатном состоянии. М.: Недра, 1991. – 176 с.

26. Утилизация амбарной нефти в твердом агрегатном состоянии на ЦППН НГДУ «Узеньнефть». Проект АО «Эконафтэ». – М.: 1994. 190 с.

27. Анализ способов и методов очистки грунтов загрязненных высокопарафинистой нефтью в условиях месторождения Узень. АО «Эконафтэ». – М.: 1995. 187 с.

28. Извлечение СНО из амбаров НГДУ// Проект «Узеньнефть» АО «Эконафтэ». М.: 1997. 213 с.

29. Жантохов С.К., Жалгасулы Н., Гуменников Е.С. Безопасная очистка нефтяных отстойников от шлама и его переработка //Промышленность Казахстана.-2006.-№5.-С.58-60.

30. Пат. РФ, МКИ C1 B 01 D 17/05. Способ обработки нефтешламов// Е. Н. Сафонов, А. А. Калимуллин, Д.М. Бриль, В.М. Фердман, Р.М. Тухтеев. – № 2154515; заявлено 01.06.99. – Бюл. № 23.

31. Габбасова И.М. Хазиев Ф.Х. Безотходная технология переработки нефтяных шламов. // Современные проблемы естествознания на стыках наук. Матер.науч-практ. конф.Уфа., 1998. – Т.2. – С. 183-186.
32. Ягафарова Г.Г. Комплексная технология очистки нефтешламов / Г.Г. Ягафарова, С.В. Леонтьева, А.Х. Сафаров, И.Р. Ягафаров. // Нефтепереработка-2008: материалы международной научно-практической конференции. – Уфа, 2008. – С. 330-331.
33. Минашина Л.П., Фаизов К.Ш. Почвы Мангышлакской области// Почвы Казахской ССР, в 16 выпусках, вып. 13. - Алма-Ата, 1970. – 352
34. Минашина Н. Г., Розанов А. Н., Щувалов С. А., Почвы, в кн.; Средняя Азия, М., 1968. 172 с.
35. ГОСТ Р 50683-94. «Почвы. Определение подвижных соединений цинка и меди, по методу Крупского и Александровой в модификации ЦИНАО».
36. Отчет о результатах исследований загрязненности земель в районах необвалованных временных хранилищ сливных нефтяных отходов. Мангистауский филиал Жайык-Каспийского департамента экологии.- Кафедра «ЭиБЖ» КГУТиИ имени Ш.Есенова. Актау. 2008 г. 67 с.
37. Методические указания по оценке степени опасности загрязнения почв химическими веществами. № 3. 01. 006. 97.
- 38.РД 52.24.486-95 «Методические указания выполнения измерений массовой доли подвижных форм металлов (меди, свинца, цинка, кобальта, хрома, марганца) в пробах почвы атомно-абсорбционным анализом».
39. Экологическая партия КГЭ-39. Отчет о мониторинговых исследований на месторождениях Узень и Карамандыбас для определения степени загрязнения первых от поверхности водоносных горизонтов и влияния загрязняющих веществ на окружающую среду за первый квартал 2008 г.
40. Пиковский Ю.И. Экспериментальные исследования трансформации нефти в почвах // Миграция загрязняющих веществ в почвах и сопредельных средах. Л., 1985. 142 с.
41. Кенжетаев Г.Ж. Ахмеджанов Т.К. Диханова Ж. К вопросу извлечения сливных нефтяных отходов из амбаров-накопителей. // Материалы семинара-совещания «Инновационный потенциал Мангистауской области». Актау-2005. 13.12.05. С 150-160.
42. Х.Уонг. Основные формулы и данные по теплообмену для инженеров. Справочник. М.: «Атомиздат». 1979., 211 с.
43. Лыков А.В., Михайлов Ю.А. Теория тепло- и массо переноса. – М., «Госэнергоиздат». 1983. с.162.
44. Усов А.Т. Приближенные методы расчета нестационарно нагреваемых тел простой формы. М.: «Машиностроение». 2002. 110 с.
45. Кенжетаев Г.Ж., Туркпенбаева Б.Ж., Баймуханова А.К., Балекова А.А. Энергосберегающий способ извлечения сливной парафинистой нефти из амбаров накопителей на месторождении. Вестник КБТУ № 2010 с

46. Клейн С., Даффи Дж. Исследование теплообмена поглощающих поверхностей систем солнечного теплоснабжения. «Энергоиздат». – М., 1988. С.17-27.
47. Баймуханова А.А. Способ извлечения сливных нефтеотходов из земляных емкостей. // Международный научный альманах, Выпуск № 8. Таганрог-Актюбинск, 2010. с.291-296
48. Туктамышев А.Ф., Дмитриева Т.В., Иляева М.А. Развитие технических средств и технологий для возвращения в оборот нефти. Материалы IX Международной научной конференции «Современные проблемы в области химической технологии и нефтяного дела». Уфа – 2008 - С.120-122.
49. Кенжетаев Г.Ж., Баймуханова А.К., Омирзак А.А., Сарсенова У.Е. Оценка энергетической эффективности установки утилизации амбарной нефти. Материалы VIII Международной научно-практической конференции «Безопасность жизнедеятельности предприятий в промышленно развитых регионах», 12 ноября 2009, г. Кемерово, Россия, том 2, стр 58
50. Технология утилизации нефти в твердом агрегатном состоянии месторождения Узень. Пробная эксплуатация установки по утилизации нефти. ТОО «ЖОЭК». Жанаозен-Актау. 1998. 148 с.
51. Золотухин В.А. Новая технология для переработки тяжелой нефти и осадков нефтеперерабатывающих производств // Химическое и нефтегазовое машиностроение. 2004. № 10. С 8 – 11.
52. Агаев Г.Н., Березина З.Н., Халин. К вопросу увеличения пропускной способности сепараторов системы «нефть-твердая фаза» // Нефтепромысловое дело – 1996. - № 5. – С. 16-17.
53. ГОСТ 03.23.1.03-78. Методы определения массовой доли парафина в нефти. С изменениями и дополнениями.
54. Цветков Л.А. Условия отложения парафина в промысловых трубопроводах и мероприятия по их предотвращению. Тр. Гипровостокнефть. Вып. 4. Гостоптехиздат, 1976. 94 с.
55. Фокеев В.М., Намиот А.Ю. Об отложениях парафина из пластовых нефтей. Тр. ВНИИ, вып 8. Гостотехиздат. 1973. 67 с.
56. Кенжетаев Г.Ж., Баймуханова А.А., Балекова А.А., Омирзак А. Формирование парафиновых отложений из нефтей месторождения Узень при различных температурах. // Научный журнал МОиН РК «ПОИСК». Серия естественных и технических наук. № 1, Алматы, 2010. с. 116-120.
57. Старобинец И.С., Арутюнов Г.Б., Гулуев А.Т. О выпадении твердой фазы из нефти при движении в пористой среде. Труды ВНИИИ, вып 8. Гостотехиздат. 1971. 84 с.
58. Шапницкий В.Н. Разработка нормативов ПДВ для защиты атмосферы. Справочник. – М.: Металлургия, 1990.
59. ГОСТ 17.2.1.01 – 76 «Охрана природы. Атмосфера. Классификация выбросов по составу».
60. Шицкова А.П. Охрана окружающей среды в нефтеперерабатывающей промышленности. – М.: Химия. 1989. 245 с.

61. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. ОНД-86. ГОСКОМГИДРОМЕТ. –Л.: Гидрометеиздат, 1987. 273 с.
62. ГОСТ 17.2.3.02-78. «Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями».
63. «Методика расчета и руководство по контролю источников загрязнения атмосферы» ОНД-90.
64. СанПиН. «Санитарно-эпидемиологические требования к атмосферному воздуху». Утверждены 18. 08. 2004. № 629.
65. РНД 03.3.04.01-96. Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства.
66. Дополнительные ставки платы за загрязнение окружающей среды для предприятий нефтегазовой отрасли Мангистауской области на 2009 г. Решение областного Маслихата № 18/335 от 29 ноября 2008.  
Решение Акима Мангистауской области от
67. Ставки платежей за загрязнение окружающей среды для предприятий Мангистауской области на 2009 г. Решение областного Маслихата № 17/335 от 29 ноября 2008.
68. Хачатуров Т.С. Экономика природопользования. М.: Наука. 1987. с. 255.
69. Жукова И.Ю. Экономические проблемы охраны окружающей среды. – М.: Знание. 1991. с. 64. – (Новое в жизни, науке, технике. Сер. «Экономика и организация производства». № 6)
70. Охрана окружающей среды и рациональное использование природоохранных ресурсов. Статистический сборник // Госкомиздат СССР. – Финансы и статистика. 1989. с. 174.
71. Анучкин С.М. Охрана природопользования. Теоретический аспект. – М.: Мысль. 1978. с. 293.
72. Dehaan R. L., Taylor G. R. Field-derived spectra of salinized soils and vegetation as indicators of irrigation-induced soil salinization // Remote Sensing of Environment 80, 2002, N 3. P. 406-417.
73. Dwivedi R.S.; Sankar T.R. Principal component analysis of Landsat MSS data for delineation of terrain features. International Journal of Remote Sensing 13, 1992, N 12. P. 2309-2318.

Научное издание  
Койбакова С.Е.

**Утилизация нефти в твердом агрегатном состоянии с исследованием  
зависимости выпадения парафина**

монография

Подписано в печать 25.11.2024  
Формат 60×84  
Уч.изд.л. 13,9  
Тираж 500 экз.