

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
"Уфимский государственный нефтяной технический университет"

*На правах рукописи*



Муфтахова Эльмира Дамировна

**ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ  
ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА РАСТВОРИТЕЛЕЙ  
АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ**

Специальность 2.10.1. – Пожарная безопасность (технические науки)

Диссертация  
на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель:  
Доктор технических наук, доцент  
Хафизов Ильдар Фанилевич

Уфа – 2023

**ОГЛАВЛЕНИЕ**

Введение	5
Глава 1 Литературный обзор	11
1.1 Анализ и требования к аварийной безопасности на производственных объектах нефтегазового комплекса	11
1.2 Стабилизация газового конденсата	18
1.2.1 Технологические схемы блока стабилизации газового конденсата	19
1.3 Анализ возможных причин возникновения и развития пожаров при переработке газового конденсата	21
1.4 Анализ природы и составов асфальтосмолопарафиновых отложений	22
1.5 Анализ механизмов формирования асфальтосмолопарафиновых отложений	23
1.6 Анализ различных методов предотвращения и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений	24
1.6.1 Механический метод	25
1.6.2 Термический метод	27
1.6.3 Физический метод	28
1.6.4 Применение гладких покрытий	29
1.6.5 Химический метод	29
1.7 Применение эффекта кавитации на изменение агрегатного состояния вещества	31
Выводы к 1 главе	32
Глава 2 Методология проведения экспериментальных исследований растворимости асфальтосмолопарафиновых отложений	33
2.1 Краткая характеристика изучаемого объекта	33
2.2 Исследование физико-химического свойства нефти Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения	34

2.3	Анализ применяемых геолого-технических исследований на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении	36
2.4	Планирование эксперимента для проведения регрессионного анализа	38
2.5	Разработка технологической схемы процесса переработки газового конденсата	42
2.6	Основные методы количественного хроматографического анализа	45
2.6.1	Хроматографический анализ группового состава газового конденсата	45
2.7	Методика оценки эффективности растворителей для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений	50
2.8	Методика определения фракционного состава газового конденсата	53
2.9	Исследование влияния эффекта кавитации на растворитель	53
2.10	Планирование эксперимента	54
	Выводы ко 2 главе	57
Глава 3	Разработка состава растворителя для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений	59
3.1	Результаты определения группового состава асфальтосмолопарафиновых отложений	60
3.2	Исследование и подбор компонентов растворителя асфальтосмолопарафиновых отложений	62
3.2.1	Исследование по применению стабильного газового конденсата в качестве растворителя	62
3.2.2	Исследование фракции газового конденсата для повышения эффективности растворителя	64
3.2.3	Исследование по подбору присадки для повышения показателей растворителя	67
3.3	Исследование влияния кавитационно-вихревого эффекта	

на эффективность комплексного растворителя	70
3.4 Оценка эффективности применения разработанного растворителя по сравнению с ныне существующим аналогом	73
3.5 Исследование влияния изменения температуры на растворения асфальтосмолопарафиновых отложений	75
3.6 Расчет аварийного давления и интенсивности теплового излучения при возникновении пожара	77
3.7 Экономическая эффективность	86
Выводы к 3 главе	87
Глава 4 Анализ и оценка пожарных рисков на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении	89
4.1 Анализ основных причин аварий на установке многократного испарения газового конденсата	89
4.2 Причины аварий и их факторы, приводящие к возникновению пожаров имеющие природный и техногенный характера	91
4.3 Оценка риска и расчет последствий разрушения установки многократного испарения газового конденсата	91
4.4 Исходные данные для расчета	92
4.5 Расчет последствий разрушения	93
4.6 Определение сценариев аварий с участием опасных веществ	95
4.7 Оценка риска	96
Выводы к 4 главе	102
Заключение	103
Список сокращений и условных обозначений	104
Список использованных источников	106

## **ВВЕДЕНИЕ**

### **Актуальность темы исследования**

Одной из актуальных проблем нефтяной промышленности является повышение эффективности разработки месторождений. В процессе длительной и интенсивной эксплуатации нефтедобывающих скважин происходит ряд нежелательных последствий, а именно повышение обводненности продукции и осаждение асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в призабойной зоне пласта (ПЗП) и на поверхности нефтепромыслового оборудования, что приводит к снижению продуктивности скважины, увеличение доли высоковязких нефтей с повышенным содержанием асфальто-смолистых веществ.

В настоящий момент известно большое количество различных способов удаления и предотвращения органических отложений, но наиболее эффективными и широко применяемыми являются химические методы. Данный метод заключается в применении растворителей АСПО, которые в основном получают из добываемого сырья.

Современный этап развития нефтегазовой отрасли характеризуется комплексным подходом к использованию добываемого углеводородного сырья. К примеру, из газового конденсата можно получить эффективный растворитель АСПО, который получают путем многократного испарения на установке стабилизации газового конденсата.

В связи с актуальной проблемой удаления АСПО в нефтяной промышленности, предлагается совершенствование метода получения растворителя из добываемого углеводородного конденсата, обеспечивающего устойчивую пожарную безопасность технологического процесса.

### **Степень разработанности темы**

Различным аспектам проблемы предотвращения отложений парафиновых и асфальто-смолистых веществ в скважинном оборудовании посвящено большое число исследований. Среди тех, кто внес существенный вклад в решение данной проблемы, можно назвать таких исследователей, как Бабалян Г.А.,

Галонский П.П., Гуськова И.А., Девликамов В.В., Доломатов М.Ю., Люшин С.Ф., Мищенко И.Т., Непримеров Н.Н., Рогачев М.К., Телин А.Г., Требин Ф.А., Тронов В.П., Хисамутдинов Н.И., Шайдаков В.В. и многие другие.

Однако в указанных направлениях исследований получаемые зависимости не могут быть общепринятыми, поскольку каждое из месторождений и добываемая на нем нефтепродукты индивидуальны и отличаются как условиями добычи, так и составом добываемой продукции, а, следовательно, имеют уникальную совокупность факторов, определяющую формирование АСПО. Поэтому прогнозирование, выбор средств и способов реагирования на осложнения особенно актуально для вновь вводимых в эксплуатацию месторождений.

### **Соответствие паспорту заявленной специальности**

Тема работы и содержание исследований соответствуют области исследований, определяемой паспортом специальности 2.10.1. – «Пожарная безопасность (технические науки)», а именно пункту 14 «Исследование условий, разработка и совершенствование методов оценки и способов снижения пожарных рисков на объектах защиты и прилегающих к ним территориях».

### **Цель работы**

Разработка технологического процесса производства растворителя при низких температурах для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений на нефтепромысловых месторождениях, обеспечивающего пожарную безопасность.

### **Задачи исследований:**

1. Провести анализ статистических данных пожаров на установках многократного испарения при получении фракции газового конденсата.
2. Разработать методы и средства получения фракции стабильного газового конденсата для использования его в качестве растворителя АСПО.
3. Провести анализ применимости и достоверности разработанного метода путем оценки пожарных рисков при перегонке газового конденсата с помощью аппарата однократного испарения.

### **Научная новизна**

1. Предложен и научно обоснован метод, обеспечивающий снижение пожарных рисков безопасной эксплуатации технологического процесса получения растворителя органических отложений из фракции газового конденсата.

2. Впервые выявлен синергетический эффект взаимодействия факторов кавитации и неполярных химических соединений, что существенно повышает растворяющую и моющую способность растворителя и безопасную эксплуатацию нефтепромысловых систем.

**Теоретическая значимость.** Результаты работы вносят вклад в теоретические основы пожарной безопасности производства растворителя органических отложений, заключающиеся в:

- определении влияния кавитационно-вихревого воздействия на реологические свойства растворителя;
- разработке научных методов оценки управления пожарными рисками;
- выявлении синергетического эффекта взаимодействия факторов кавитации и неполярных химических соединений.

**Практическая значимость** полученных результатов в диссертации заключается в предложении технологической схемы получения растворителя путем перегонки газового конденсата с помощью аппарата однократного испарения; расчетным путем показано снижение параметров пожарных рисков при применении предложенного аппарата однократного испарения для получения растворителя АСПО.

Результаты работы по обеспечению безопасного получения растворителя путем однократного испарения газового конденсата используются в учебном процессе ФГБОУ ВО УГНТУ при выполнении лабораторных работ по дисциплине «Пожарная безопасность технологических процессов» для направления подготовки 20.05.01 – «Пожарная безопасность» и по дисциплине «Пожарная и промышленная безопасность технологических процессов» для

направления подготовки 20.03.01 – «Техносферная безопасность», также отражены в учебно-методическом пособии по выполнению лабораторных работ.

### **Методология и методы исследований**

Методология выполнения работы заключалась в поэтапном проведении исследований, включающих анализ накопленных знаний в области оценки пожарных рисков на нефтяных объектах. При решении задач использовались методы регрессионного анализа, моделирование с применением программных комплексов Toxi, физико-химические методы исследования; хроматографический анализ, стандартные методики кинетических измерений, аналитические и численные методы решения задач.

### **Положения, выносимые на защиту:**

1. Предложен фракционный состав из газового конденсата в качестве растворителя органических отложений, позволяющий снизить риски безопасной эксплуатации нефтепромысловых систем и их промышленное производство.

2. Разработан метод и способ получения фракционного состава из газового конденсата для применения его в качестве растворителя органических отложений.

3. Результаты анализа применимости предложенного метода получения растворителя путем оценки пожарных рисков при перегонки газового конденсата в аппарате однократного испарения.

### **Степень достоверности и апробация результатов**

Достоверность результатов работы подтверждена данными экспериментальных исследований, полученными с использованием поверенных средств измерения и на аттестованном оборудовании по общепринятым методикам.

### **Апробация результатов**

Основные положения, результаты теоретических и экспериментальных исследований, выводы и рекомендации работы докладывались на: Международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала «Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016» (Уфа, 2016 г.); IX Международной научно-практической конференции молодых ученых



«Актуальные проблемы науки и техники – 2016» (Уфа, 2016 г.); I-ой Международной научно-практической конференции, посвященной 15-летию кафедры «Пожарная и промышленная безопасность» УГНТУ «Актуальные проблемы и тенденции развития техносферной безопасности в нефтегазовой отрасли» (Уфа, 2018 г.); 70-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых (Уфа, 2019 г.); II-ой Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы и тенденции развития техносферной безопасности в нефтегазовой отрасли» (Уфа, 2019 г.); X Международной научно-практической конференции «Наукоемкие технологии в решении проблем нефтегазового комплекса» (БашГУ, Уфа, 2020 г.); III-ой Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы и тенденции развития техносферной безопасности в нефтегазовой отрасли» (Уфа, 2020 г.); IV-ой Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы и тенденции развития техносферной безопасности в нефтегазовой отрасли» (Уфа, 2021 г.); VI Международная научная конференция «Современные агротехнологии, экологический инжиниринг и устойчивое развитие» – VI International Conference on Advanced Agritechnologies, Environmental Engineering and Sustainable Development (AGRITECH-VI – 2021) (г. Красноярск, 2021 г.); 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти (Филиал в г. Октябрьском, 2022 г.).

### **Публикации**

По теме диссертации опубликовано 18 научных работ, в том числе, 4 в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Министерства науки и высшего образования РФ, а также 1 статья в издании, входящем в базу данных Scopus и Web of Science.

### **Структура и объем работы**

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, библиографического списка использованной литературы, включающего

125 наименований. Работа изложена на 120 страницах машинописного текста, содержит 30 таблиц и 26 рисунков.

## ГЛАВА 1 Литературный обзор

### 1.1 Анализ и требования к пожарной безопасности на производственных объектах нефтегазового комплекса

Объекты нефтегазовой промышленности, согласно Федеральному закону №116 от 21.07.1997 года (статья 2, приложение 1), попадают под определение опасных производственных объектов (ОПО), поскольку на них образуются, содержатся, применяются, перерабатываются и транспортируются опасные вещества [1]. В связи с этим в процессе их эксплуатации могут привести к возникновению чрезвычайных ситуаций (ЧС), связанных с выбросами токсических веществ, взрывами или сгоранием паровых облаков, приводя к тяжелым экономическим и экологическим последствиям, причиняя огромный урон жизнедеятельности человека и окружающей среде [2].

По данным мировой статистики по авариям на промышленных объектах связанные с добычей и переработкой нефтепродуктов имеет прямую зависимость от региона и условий, в которой он находится. К ним относятся климатические, геологические, инженерно-технические, геодинамические, степень состояния промышленной инфраструктуры [2-4].

На территории России ведется наблюдение за аварийностью на объектах нефтегазодобывающей промышленности федеральным органом исполнительной власти – Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор) [4,5]. Из ежегодных отчетов, представленных на официальном сайте Ростехнадзор, можно провести статистический анализ аварий и несчастных случаев за последние десять лет в период с 2012 по 2021 год.

Основные аварийные ситуации для объектов нефтехимического и нефтеперерабатывающего комплекса являются [6-8]:

- разрушение технологических установок и аппаратов;
- пожар пролива;
- образование токсичных облаков высокой концентрации;

- взрыв газо-воздушной смеси;
- иные опасные ситуации.

Аварийность на объектах нефтепереработки и нефтехимии в России все еще имеет высокий уровень, несмотря на ужесточённые меры законодательной базы в сфере обеспечения пожарной и промышленной опасности.

Для применения необходимых мероприятий по снижению возможных аварийных ситуаций необходимо выявить источник их появления. С этой целью был произведен анализ следующих аварийных ситуаций в период с 2012 по 2021 год:

- пожары;
- взрывы;
- выбросы вредных веществ [9].

Высокая степень пожарной опасности обусловлена наличием большого объема опасных веществ и соединений, обращающихся в технологическом процессе. Разгерметизация технологического оборудования на комплексах по переработке углеводородного сырья может привести к взрывам и пожарам [10]. Поэтому необходимо проводить оценку возможных чрезвычайных ситуаций, которые, определяются методом аналитического обзора ранее произошедших аварий [9,10].

По статистическим данным произошедших аварий последние за десять лет, число аварийных ситуаций и пострадавших в них людей заметно снижается, но показатели все еще далеки от идеальных. В Таблице 1.1 представлена подробная статистика аварий, произошедших за период с 2012 по 2021 гг.

Таблица 1.1 – Статистика чрезвычайных происшествий за 2012 – 2021 гг

Год	Вид и количество чрезвычайных происшествий						Всего
	Пожар	%	Взрыв	%	Выброс	%	
1	2	3	4	5	6	7	8
2012	5	28	6	33	7	39	18
2013	6	43	3	21	5	36	14
2014	8	42	5	26	6	32	19

1	2	3	4	5	6	7	8
2015	11	58	6	32	2	10	19
2016	3	17	8	44	7	39	18
2017	9	47	6	32	4	21	19
2018	9	75	2	17	1	8	12
2019	12	68	3	16	3	16	18
2020	2	22	3	33	4	45	9
2021	2	20	6	60	2	20	10
Итого	67	43	48	31	41	26	156

Ключевыми вероятными сценариями, представляющими опасность для объекта экономики и окружающей среды, являются, взрыв газозвушной смеси, пожар пролива и аварийная загазованность. Так, за период с 2012 по 2021 гг по стране произошло 156 аварийных ситуаций, в том числе 67 пожаров (43 % от общего количества чрезвычайных происшествий), 48 взрывов (31 %), 41 выбросов опасных веществ (26 %) [4,5].

В Таблице 1.2 представлены данные по травмирующим факторам несчастных случаев со смертельным исходом на ОПО нефтеперерабатывающих и нефтехимических отраслях за рассматриваемый период с 2012 года по 2021 год.

Таблица 1.2 – Распределение по травмирующим факторам несчастных случаев со смертельным исходом на объектах нефтеперерабатывающих и нефтехимических отраслях

Травмирующие факторы	Количество смертельных исходов										Всего
	2021	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	
Термическое воздействие	2	1	2	3	12	11	7	11	1	3	53
Отравление вредными выбросами	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Взрывная волна	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2
Падение с высоты	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	2
Разрушение технических устройств	0	0	1	0	0	0	0	0	3	0	4
Всего	4	2	3	3	12	12	7	11	4	4	62

Всего за период с 2012 по 2021 г произошло 156 аварийных ситуаций, из которых 62 с летальными исходами. Из Таблицы 1.2 видно, что максимальное количество несчастных случаев со смертельным исходом зафиксировано в 2016 г. и 2017 г. – 12 человек, в 2014 г. – 11 человека и связано это с термическим воздействием.

В Таблице 1.3 приведены данные по общему суммарному ущербу от аварий на ОПО нефтеперерабатывающих и нефтехимических отраслях в рассматриваемый период с 2012 по 2021 год [5,9].

Таблица 1.3 – Экономический ущерб от аварий на объектах нефтегазодобывающей промышленности за период с 2012 по 2021 гг

Год аварии	Экономический ущерб на объектах нефтегазодобывающей промышленности, млн. руб.
2012	238,9
2013	552,6
2014	2 018,0
2015	133,2
2016	14 827,0
2017	419,5
2018	515,6
2019	1 646,0
2020	4 702,2
2021	2 183,0

Ежегодно аварийность на предприятиях снижается, но по-прежнему происходят крупные аварии, которые влекут за собой гибель людей и колоссальные материальные потери, что оказывает сильное воздействие на стабильность экономики нашего государства.

По данным с интернет-источников можно составить краткую характеристику взрывов, пожаров и выбросов опасных веществ на установках многократного испарения за последние три года (Таблица 1.4) [11-23].

Таблица 1.4 – Краткая характеристика взрывов, пожаров и выбросов опасных веществ на установках многократного испарения

№ пп	Дата пожара	Место пожара	Причина пожара	Краткая характеристика пожара
1	2	3	4	5
1	12.07.2023 г.	Иркутская область, г. Ангорск.	Разгерметизация технологической установки	- воспламенение газовой смеси в результате разгерметизации технологической установки; - пламя охватило 240 м <sup>2</sup> ; - задействованы 9 единиц пожарной техники; - погибших и пострадавших нет.
2	12.07.2023 г.	На производстве окиси этилена и гликолей «Сибур-Нефтехим», г. Дзержинске, Нижегородская область	Разгерметизация установки	- пожар на производственной установке, содержащая химическое вещество и кислород; - площадь пожара около 100 м <sup>2</sup> ; - задействованы 24 единицы пожарной техники, 80 пожарных; - погибших и пострадавших нет.
3	31.05.2023 г.	ООО «Афипский НПЗ» Краснодарский край	Нарушение технологического процесса	- пожар на установке по перегонке мазута; - площадь пожара 100 м <sup>2</sup> ; - погибших и пострадавших нет.
4	14.05.2023 г.	НПЗ ООО «Кинеша» г. Кириш, Ленинградская область	-	- пожар на установке вторичной переработки бензина; - возгорание произошло на высоте 15-20 м от земли; - задействованы 14 единиц техники и 50 пожарных; - погибших и пострадавших нет.
5	08.02.2023 г.	НПЗ г. Новошахтинск Ростовская область	Нарушение технологического процесса	- пожар на территории завода по переработке нефтепродуктов; - площадь пожара 100 м <sup>2</sup> ; - задействованы 13 единицы пожарной техники, 42 пожарных; - погибших и пострадавших нет.
6	18.12.2022 г.	Марковское нефтегазоконденсатное месторождение Усть-Кутский	-	- пожар произошел на установке комплексной подготовки природного газа; - площадь пожара 400 м <sup>2</sup> ; - задействованы 37 единицы

1	2	3	4	5
		район, Иркутская область		пожарной техники, 155 пожарных; - погибших нет, 7 человек пострадавших;
7	15.12.2022 г.	НПЗ г. Ангорск	Загазованность систем технологической установки; персонал не знал технику безопасности.	- пожар на установке по переработке сернистой нефти; - площадь пожара 2,5 тыс. м <sup>2</sup> ; - 2 человека погибли и 5 человек пострадавших.
8	22.06.2022 г.	НПЗП г.Новошахтинск Ростовская область	Нарушение технологического процесса	- разгерметизация аппаратов воздушного охлаждения, находящихся на 3-й секции постаменты, в результате чего произошел выброс углеводородного газа, сопровожаемый взрывом; - распространение огня на рядом находящееся оборудование установки; - площадь пожара 50 м <sup>2</sup> ; - задействованы 13 единицы пожарной техники, 42 пожарных; - погибших и пострадавших нет.
9	04.01.2022 г.	Антипинский НПЗ Тюменская область	-	- загорелась установка глубокой обработки мазута; - площадь пожара более 100 м <sup>2</sup> ; - задействованы 18 пожарных; - погибших и пострадавших нет.
10	09.11.2021 г.	НПЗ «Новыйл», г. Уфа Республика Башкортостан	Разгерметизация трубопровода на производственной площадке	- загорелся трубопровод на комбинированной установке гидроочистки; - было зафиксировано превышение в воздухе предельно допустимых концентраций (ПДК) диоксида азота; - погибших и пострадавших нет.
11	08.10.2021 г.	Амурском газоперерабатывающем заводе (ГПЗ) «Газпрома»	Разгерметизация оборудования	- взрыв произошёл на установке по переработке газа с последующим пожаром высотой 76 м; - погибших и пострадавших нет.



1	2	3	4	5
		Амурская область		
12	25.01.2021 г.	НПЗ «Уфаоргсинтез» г. Уфа, Республика Башкортостан	Авария произошла из-за превышения предусмотренного регламентом уровня нефтепродукта и изменений, внесенных в технологическую схему и не учтенных в проектной документации.	- жидкий этан-этилен выводился в коллектор «через неработоспособный теплообменник», это привело к переохлаждению металлического корпуса емкости ниже критических параметров. В результате элемент конструкции разрушился, произошел выброс пара и газа, а вслед за этим – воспламенение и пожар; - задействованы 44 единицы техники и 127 пожарных; - 1 человек погиб и 1 человек пострадал.

Опираясь на анализ причин возникновения чрезвычайных ситуаций за период с 2021 по 2023 гг произошло 12 случаев пожаров на объектах нефтепереработки (Таблицы 1.4), основными факторами их возникновения стало разгерметизация технологического оборудования и нарушения технологического процесса.

Для возникновения и развития взрывопожароопасной ситуации необходимо наличие горючего вещества, окислителя и источника зажигания. Присутствие горючего вещества на объектах нефтепереработки, в основном, связано с утечками технологических установок, узлов, трубопроводов и аппаратов, которые происходят по таким причинам, как: не соблюдение правил пожарной и промышленной безопасности, некачественный ремонт и монтаж оборудования, коррозионный износ, отсутствие защиты от статического электричества и грозовых разрядов, износ сальниковых уплотнений, фланцевых соединений и запорной арматуры и иные причины [9,24-25].

К основному технологическому оборудованию предприятий нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплекса можно отнести:

колонные аппараты; технологические печи; насосы; сосуды, находящиеся под давлением; резервуары и цистерны для хранения нефтепродуктов и углеводородного сырья; компрессоры; холодильники; сепараторы; технологические трубопроводы [9,26-28].

Взрывопожароопасность технологического оборудования и установок в значительной степени зависит от параметров технологического режима, его аппаратного оформления, климатических особенностей, а также от наличия систем противопожарной и аварийной защиты [10].

## **1.2 Стабилизация газового конденсата**

Газовый конденсат – это смесь жидких высококипящих углеводородов различной структуры, конденсирующихся из природных газов при добыче на газоконденсатных месторождениях. Газовый конденсат имеет бесцветной или слабоокрашенной оттенок. Газоконденсатные месторождения характеризуются высоким пластовым давлением (свыше 10 МПа), что позволяет высококипящим жидким углеводородам находиться в газах в растворенном состоянии [29].

Для того чтобы газовые конденсаты соответствовали условиям при хранении или транспортировке, их необходимо стабилизировать [30].

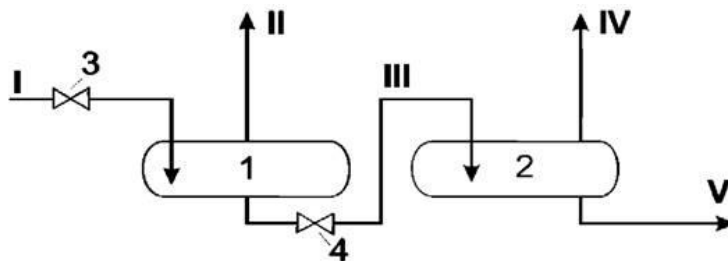
Стабилизация нестабильного газового конденсата – это удаление из него легких углеводородов (C1 - C4), которые при нормальных условиях ( $p = 0,1$  МПа и  $T = 273$  К) находятся в газообразном состоянии. После специальной подготовки (стабилизации) получают стабильный конденсат.

В основном используют 3 метода для стабилизации газового конденсата:

1. ступенчатое выветривание (сепарация, дегазация);
2. ректификация в колоннах стабилизации;
3. комбинирование сепарации и ректификации.

### 1.2.1 Технологические схемы блока стабилизации газового конденсата

Ступенчатая дегазация газового конденсата (Рисунок 1.1).



1,2 – Сепараторы дегазации первой и второй ступени, 3,4 – дроссельные вентили.

I – нестабильный газовый конденсат, II,IV – газ выветривания (дегазации),

III – полученный стабильный газовый конденсат, V – стабильный газовый конденсат

Рисунок 1.1 – Принципиальная схема двухступенчатой установки дегазации газового конденсата

Данный метод основан на ступенчатом дросселировании давления газа и повышении температуры, приводящий к разделению легких углеводородных фракций газового конденсата [31,32].

Преимущество ступенчатого процесса стабилизации газового конденсата – это упрощение технологической схемы, снижение энерго- и металлоемкости оборудования.

Основным недостатком ступенчатого выветривания, является нечеткость разделения.

Стабилизационные колонны (Рисунок 1.2).

Процесс стабилизации с применением ректификационных колонн работает при переработке больших объемах сырья.

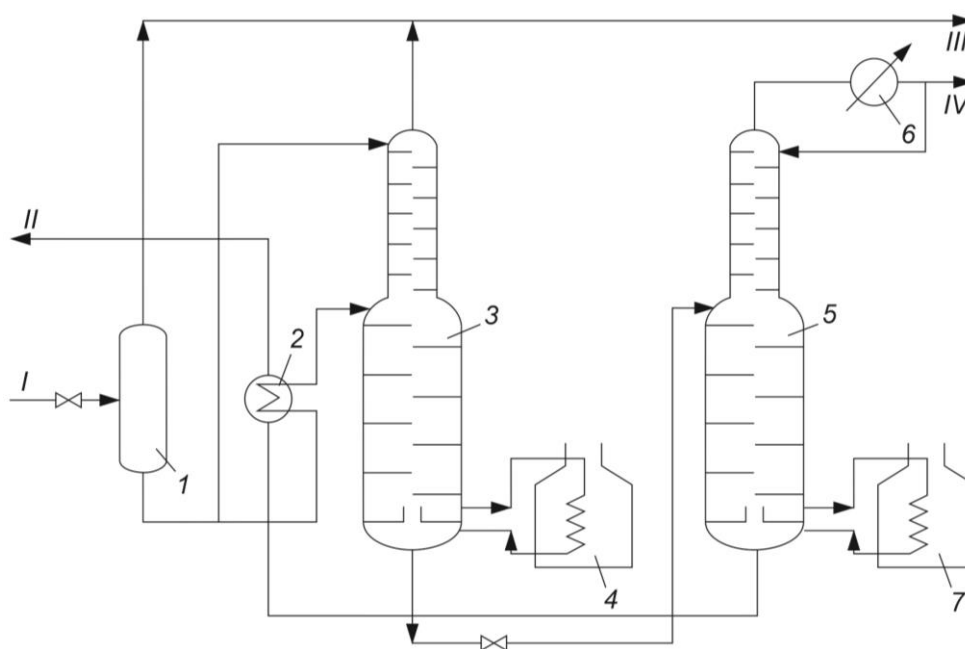
Преимущества ректификационных колонн являются:

– применение при разделении нестабильного газового конденсата при высоких давлениях способствует более эффективному извлечению газовых компонентов;

– проведение процесса без использования хладагентов;  
– более эффективное использование тепловой энергии при стабилизации нестабильных конденсатов;

Недостатки применения ректификационных колонн:

- сложность аппарата;
- высокая энерго- и металлоемкость.



I – нестабильный конденсат; II – стабильный конденсат; III – газы стабилизации;

IV – широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ)

1 – сепаратор; 2 – теплообменник; 3 – колонна деэтанзации (АОК);

4,7 – огневые печи; 5 – колонна стабилизации; 6 – конденсатор-холодильник

Рисунок 1.2 – Типовая схема установки стабилизации конденсата (УСК)

На современных установках, в основном, применяют комбинированные процессы сепарации и ректификации, что позволяет обеспечить гибкость процесса [33,34].

Ректификация осуществляется по одноколонной схеме приводящая к извлечению этана, и по двухколонной схеме.

### **1.3 Анализ возможных причин возникновения и развития пожаров при переработке газового конденсата**

Аварийность процессов ректификации приводящих, к возникновению пожаров, в основном являются свойства веществ, перерабатываемых и получаемых на установках переработке газового конденсата, а также технологические режимы (температура, давление). В ректификационной колонне при нормальном режиме работы, работающем под избыточным давлением, образование горючей смеси невозможно [33-35].

Пожаровзрывоопасные концентрации образуются внутри колонны во время остановки на ремонт или запуска колонны после ремонта. Аварии в ректификационной колонне, работающей под давлением возможен выход и воспламенение продукта, если продукт нагрет до температуры самовоспламенения и выше, а в колоннах, работающих вакуумом – подсос воздуха и образование взрывоопасных концентраций внутри колонны.

Причины, приводящие к повреждению ректификационных колонн [36,37]:

- высокие и низкие температуры, температурные напряжения;
- механические повреждения (повышенное давление, вибрация, эрозийный износ);
- химические повреждения;
- электрохимические повреждения;
- коррозия;
- нарушение материального баланса;
- нарушение теплового баланса;
- нарушение технологического режима;
- нарушение процесса конденсации.

Источником зажигания в процессах ректификации могут быть:

- огневые работы;
- самовоспламенение нагретого продукта;
- самовоспламенение пирофорных отложений;
- нагретые поверхности ректификационной колонны и другого оборудования.

Пожар при ректификации на установках с использованием ректификационных колонн может привести к крупному масштабу, т.к. во время аварии горючее вещество и его пары могут выйти наружу в больших количествах. При достижении паров горючего вещества определенной взрывоопасной концентрации могут привести к взрывам в помещениях и на открытых площадках. Поэтому при проектировании ректификационной установки необходимо учитывать все вышеперечисленные недостатки [38].

#### **1.4 Анализ природы и состава альтосмолопарафиновых отложений**

На стенках нефтепромыслового оборудования со временем образуются АСПО, которые представляет собой густую мазеобразную массу темно-коричневого или черного цвета, с высокой вязкостью [39].

АСПО представляют собой соединения, которые состоят из высокодисперсных смесей кристаллов парафина, асфальтенов, смол и минеральных примесей в маслах, в основном вторично они не растворяются и не диспергируются в сырой нефти при ее добыче и транспортировке [40].

Парафины представляют собой белые твердые кристаллы, которым свойственно при конкретных термодинамических условиях переходить в жидкое состояние. В твердом состоянии парафины имеют плотность от 880 до 915 кг/м<sup>3</sup> и температуру плавления от 45 до 65°C. Они растворяются в легком бензине, соляровом масле, керосине, бензоле, эфире, ксилоле, хлороформе, скипидаре [41].

Смолы представляют собой органические соединения, химическая структура которых состоит из нескольких бензольных колец с атомами углерода, водорода, кислорода, серы и азота [41]. В твердом состоянии смолы имеют

плотность около  $1100 \text{ кг/м}^3$  и температуру плавления от  $90^\circ\text{C}$  до  $120^\circ\text{C}$ . Они растворяются в растворителях из предельных углеводородов алифатического ряда, таких как гексан, пентан, изооктан, а также в растворителях из непредельных углеводородов ароматического ряда, например, толуоле, бензоле и др. [42-44].

Асфальтены представляют собой углеводородные соединения из гетероциклических, конденсированных, алициклических углеводородов, которые имеют свойства аморфных твердых тел и коллоидных систем. В твердом состоянии асфальтены имеют плотность около  $1100 \text{ кг/м}^3$  и температуру плавления от  $200$  до  $300^\circ\text{C}$ . Они растворимы в растворителях из непредельных углеводородов ароматического ряда, например, толуоле, бензоле, сероуглероде, хлороформе.

Мехпримеси в АСПО нередко служат центрами образования кристаллов парафина, что делает отложения более прочными.

Асфальтосмолистые (АС) соединения, содержащиеся в АСПО, обладают токсичным действием на почву, изменяя водно-физические свойства почв. Гидрофобные смолисто-асфальтеновые компоненты, обволакивая корни растений, резко ухудшают поступление к ним влаги, в результате чего растения быстро засыхают [42-44]. Поэтому следует контролировать попадание АСПО в почву.

### **1.5 Анализ механизмов формирования асфальтосмолопарафиновых отложений**

Особую роль в механизме образования и роста асфальтосмолистых веществ (АСВ) занимает движение частиц парафина в ламинарном слое. Во время движения нефти кристаллы парафина контактируют с поверхностью металла нефтепромыслового оборудования, за счёт чего происходит налипание отложений и увеличивается в размерах.

Под воздействием холодной среды происходит понижение температуры, что приводит к охлаждению нефти, при которой начинают выпадать парафины из нефти, АСПО формируются в двух направлениях: на твердой поверхности и в потоке пластовых флюидов, с последующим налипанием на твердую поверхность [44,45].

При изменении температуры пластовой жидкости и снижении давления на забое скважины происходит образование АСПО в скважинном оборудовании и ПЗП, что приводит к образованию кристаллов парафина, рост и осаждение. Вместе с парафином осаждаются асфальтены, смолы и механические примеси, которые укрепляют отложения и создают трудности при их удалении [46].

При снижении давления ниже давления насыщения нефти газом приводит к интенсивному выделению газа непосредственно в ПЗП, увеличению плотности нефти, снижению фазовой проницаемости и формированию АСПО [47].

Скорость потока нефти непосредственно влияет на интенсивность образования отложений в скважинном оборудовании. Увеличение потока нефти снижает перепад по стволу скважины, но за счет интенсивного разгазирования нефти происходит увеличение теплотерь. Увеличение касательного динамического напряжения сдвига на стенках труб со срывом частиц АСПО одновременно интенсифицирует массопередаточные процессы за счет переноса большего количества нефти в единицу времени к растущим на поверхности отложениям [47,48].

## **1.6 Анализ различных методов предотвращения образования и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений**

Образование накоплений на внутренней поверхности труб приводит к снижению эффективности работы насосных установок и уменьшению производительности системы. Вывод насосов из рабочего состояния может привести к истечению горючего вещества в окружающую среду. В свою очередь пары пролившейся легковоспламеняющейся жидкости (ЛВЖ) способны к



устойчивому горению, которые могут привести к авариям, пожарам, разрушениям сооружений, травмам и гибели людей, а также загрязнению окружающей среды.

На сегодняшний день, существуют различные методы удаления АСПО для защиты нефтепромыслового оборудования [49-55]. Борьба с образовавшимся отложениями проводится в двух направлениях: предотвращение образование и удаление образовавшихся отложений (Рисунок 1.3). Наиболее часто используемыми методами борьбы с АСПО, являются, скребкование, обработка горячей нефтью, использование водных растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ). Однако, эти методы имеют существенные недостатки: повышенную электро- и пожароопасность, высокую энергоемкость.



Рисунок 1.3 – Методы борьбы с АСПО

### 1.6.1 Механический метод

Механический метод удаления АСПО предназначен для очистки поверхности нефтяных лифтов, коллекторов, насосно-компрессорных труб (НКТ) и других оборудования от избытка парафина с помощью различных

приспособлений. В основном применяются скребки различных конструкций, эластичные шары, перемешивающие устройства [49-50,52,55].

Широкое применение на сегодняшний день получило скребкование (депарафинизация). Работа скребков заключается в срезании парафиновых отложений, при движении вверх и вниз по трубе. На данный момент очень распространена депарафинизация фрезерными скребками, которые срезают отложения при вращательных движениях режущих головок, вызванные потоком нефти. Количество режущих головок и их размеры выбирают в зависимости от диаметра труб, типа, толщины и протяженности интервала отложений. На Рисунке 1.4 представлена схема скребкования.



Рисунок 1.4 – Схема скребкования

Метод скребкования имеет некоторые недостатки, такие как остановка работы скважины за счет заклинивания скребков и их сдвигов, образование различных царапин на стенках НКТ, частая поломка скребков и затраты на их ремонт, а также предварительные работы по подготовке внутренних поверхностей труб.

### 1.6.2 Термический метод

Термический способ борьбы с АСПО предназначен для предупреждения формирования отложений, а также для устранения уже сформировавшихся. Предупреждение формирования АСПО достигается за счет поддержания постоянного температурного режима, который должен быть выше плавления парафина. Он устанавливается с помощью различных электронагревающих приспособлений, таких как греющий кабель, индукционные подогреватели и т.д. [49-50,52,55-56].

Одним из широко применяемых методов удаления, сформировавшихся АСПО, является промывка горячей нефтью. Такой способ заключается в том, что с помощью аппарата депарафинизации (АДП) в затрубное пространство скважины закачивают нагретую нефть (обычно до 110°C), которая движется потоком в НКТ. Нагретая нефть прогревает трубы, размягчает АСПО и потоком их смывает. Так как асфальтосмолистые компоненты имеют высокую температуру плавления, то при прокачке горячей нефтью могут возникать высокие начальные и конечные давления прокачки. Как показывают множества исследований, вынос смол и асфальтенов на большинстве скважин начинается только после прокачки 30 м<sup>3</sup> [57]. Поэтому такой способ более применим для скважин, на которых эксплуатируется установка штангового глубинного насоса (УШГН) и фонтанных скважинах. На скважинах, эксплуатируемых с помощью установки электроприводного центробежного насоса (УЭЦН), вследствие ограничения давления (не больше 90 атм.) и температуры закачки (не больше 80°C), удаление и вынос АСПО практически не происходит [53-57,59].

Термический способ борьбы хорош тем, что выполняется практически без участия людей и может быть применен даже для далеко расположенных участков месторождений. Но такой метод имеет один важный недостаток – значительные тепловые потери.

### 1.6.3 Физический метод

Физический способ борьбы с отложениями заключается в использовании акустических, магнитных, электрических и электромагнитных воздействий на обрабатываемую нефтяную продукцию для предотвращения образования АСПО. Данный метод обработки относится к инновационным технологиям борьбы с отложениями, который хорош тем, что позволяет проводить работы без остановки скважинного оборудования.

Принцип действия данного метода заключается в изменении физических свойств нефтяного продукта, воздействуя на процесс образования кристаллов парафинов и АСПО. Физические воздействия вызывают микроперемещение кристаллов парафина, что снижает их механическое сцепление между собой и за счет этого происходит снижение отложений на внутренней поверхности труб [49-51,55,57].

На сегодняшний день новейшим оборудованием, относящимся к физическому способу борьбы с АСПО, является аппарат резонансно – частотного сигнала радиочастотного спектра излучения с определенной частотой магнитогидродинамического резонанса. Данный аппарат обеспечивает образование центров кристаллизации во всем объеме нефтяного потока, что способствует более интенсивному выносу парафина и созданию в потоке жидкости радиочастотных резонансных колебаний, которые препятствуют адгезии кристаллов парафина друг к другу и к металлу труб и оборудования [57]. Вместе с этим разрушаются уже образовавшиеся отложения на стенках промышленного оборудования.

Недостатком физических методов борьбы является то, что удаление отложений не происходит полностью и тем самым вопрос по проблеме формирования АСПО целиком не решается.

### 1.6.4 Применение гладких покрытий

Метод гладких покрытий относится к методу предотвращения образования отложений. К таким защитным покрытиям относятся специальные лаки, эмали и стеклянные защитные слои. Такой способ защиты от образования АСПО зачастую используется на скважинах с умеренной интенсивностью солеотложения [49-51,54-55,57]. Применение гладких покрытий не обеспечивает ликвидацию парафиновых отложений в полном объеме и лишь замедляют темп их формирования, что делает такие покрытия не столь эффективными средствами борьбы с отложениями. В этом и заключается главный их недостаток. Также недостатком является то, что стеклянные и лаковые покрытия не относятся к износостойким материалам. Поэтому под действием больших нагрузок, возникающих при работе скважинного оборудования, они легко разрушаются с поверхности металла труб.

### 1.6.5 Химический метод

Химический метод борьбы с АСПО предназначен, как и для предупреждения формирования отложений, так и для устранения уже сформировавшихся.

Химический метод предотвращения образования отложений заключается в применении различных химических соединений. В основе действия ингибиторов лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела фаз: нефть – поверхность металла трубы, нефть – дисперсная фаза [49,54,57,60-68]. Все существующие ингибиторы АСПО делятся на группы в зависимости от их принципа действия.

Удаление отложений с поверхности промышленного оборудования совершается путем введения в него химического растворителя. Такой способ является более эффективным и часто используемым способом удаления на производстве. Растворение АСПО имеет преимущество перед другими за счет

простоты технологии в реализации и имеет довольно таки длительный эффект действия.

Подбор подходящего растворителя совершается путем проведения множества испытаний. Некоторые растворители эффективны для одних месторождений, но абсолютно бесполезны для других, так как зависят от многих факторов. Например, от метода эксплуатации скважины, от особенности состава нефти и сформировавшихся отложений, от количества и прочности осадка, от геолого-физических условий разработки месторождения [69].

Процесс очистки от АСПО, как правило, заключается в том, что химический растворитель закачивают через затрубное пространство в НКТ [55,60-68]. Отмывка отложений производится в двух режимах – в динамическом, при котором растворитель циркулирует по промысловому оборудованию и в статическом, при котором реагент неподвижен. Процесс очистки АСПО протекает в основном в течение от нескольких до 24 часов и более.

Существующие растворители делят на группы по их компонентному составу [55]:

- органического происхождения;
- различных классов органических соединений природного характера;
- на основе сырья производств нефтехимии и нефтепереработки;
- с добавками ПАВ;
- на водной основе;
- многокомпонентные смеси.

Первая группа растворителей применяется реже, так как они более опасны и токсичны чем другие. Действие их в основном сводится к растворению. Растворители природного характера применяются чаще, так как легкодоступны из-за своего сходства по составу с нефтью, а также они не оказывают воздействие на последующие процессы переработки нефти. Недостаток таких растворителей в том, что они обладают небольшой эффективностью из-за большого содержания смол и асфальтенов. Растворители с добавками ПАВ способны увеличивать эффект диспергирования отложений. Растворители последней группы обладают

слабой растворяющей способностью. Но они диспергируют АСПО и являются хорошим моющим средством.

### **1.7 Применение эффекта кавитации на изменение агрегатного состояния вещества**

Кавитационно-вихревой эффект вызывает механические колебания упругой среды с частотой, превышающей верхний предел слышимости – 20 кГц [70].

В практике для получения кавитационно-вихревого эффекта обычно применяют электромеханические генераторы ультразвука, действие которых основано на способности некоторых материалов изменять свои размеры под действием магнитного (магнитострикционные генераторы) или электрического поля (пьезоэлектрические генераторы), при этом генераторы издают звуки высокой частоты [59,70].

Вследствие большой частоты (малой длины волны) кавитация обладает особыми свойствами. Эти свойства и особенности его взаимодействия со средой обуславливают его широкое техническое использование.

Изменение скорости в молекулярной структуре вещества дает коэффициент поглощения звука в нем. Что позволяет измерить концентрацию раствора и взвесей, контролировать полимеризацию, кинетику химических реакций. Точность определения состава веществ и наличия примесей кавитации очень высока и составляет доли процента [59,70].

При обработке растворителя эффектом кавитации действуют следующие технологические процессы:

- предотвращение образования накипи;
- ультразвуковая очистка;
- диспергирование твёрдых тел в жидкостях.

При воздействии эффекта кавитации возникают мощные гидродинамические возмущения в виде микроударных волн и микропотоков. Что приводят к разрушению прочных веществ вещества. Он применяется для

диспергирования твёрдых тел, мелкодисперсных эмульсий несмешивающихся жидкостей, возбуждения и ускорения химических реакций [59,70].

Эффект кавитации изменяет агрегатное состояние вещества, диспергирует его, влияет на протекание химического процесса, изменяет скорость взаимного проникновения молекул между веществами, усиливает реакцию и технологические процессы, а также значительно воздействует на растворимость вещества [71]. Исходя из этого, применение кавитационно-вихревого эффекта дает возможность улучшить реологические свойства реагента и тем самым повысить эффективность растворения растворителя для удаления АСПО.

### **Выводы к 1 главе**

1. Анализ статистических данных показал, что за период с 2012 по 2021 гг. по стране произошло 156 аварийных ситуаций на объектах нефтехимического и нефтеперерабатывающего комплекса, в том числе 62 случая с летальными исходами. Основной причиной произошедших аварий являлся пожар – 43 % от общего числа аварий. На основе проведенного анализа с интернет-источника за последние три года, можно сделать вывод, что основными факторами возникновения пожара на объектах нефтепереработки стали разгерметизация технологического оборудования и нарушение технологического процесса.

2. Анализ существующих методов по предотвращению и удалению АСПО показывает, что использование традиционных методов не всегда дает положительные результаты. Например, удаление АСПО с нефтепромыслового оборудования механическим методом может негативно отражаться на полимерном покрытии труб. Так же применение теплового метода может быть небезопасным, к тому же они экономически нецелесообразны.

Поэтому наиболее эффективным и одновременно технологичным на сегодняшний день является использование комплексных технологий, с применением химических реагентов совместно с физическим воздействием.



## ГЛАВА 2 МЕТОДОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ РАСТВОРИМОСТИ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

### 2.1 Краткая характеристика изучаемого объекта

Компания ООО «Газпром добыча Оренбург» – крупное предприятие нефтегазовой промышленности, занимающееся поиском и разведкой новых месторождений газа, нефти, конденсата, добычей и транспортировкой сырья. При этом основным поставщиком углеводородного сырья для компании является Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ), содержащее уникальный состав компонентов: метан, этан, пропан, бутаны, гелий, меркаптаны и др. Оренбургское НГКМ было открыто в 1966 году. Месторождение пролегает на южном склоне Волго-Уральской платформы в зоне сопряжения Прикаспийского и Предуральяского прогибов [69,72]. Геологическое строение восточного участка Оренбургского НГКМ изучалось продолжительное время

Таблица 2.1 – Усредненные данные компонентного состава и физико-химические свойства пробы нестабильного газового конденсата

Наименование показателя, единицы измерения, норма																	
сероводород	азот	метан	диоксид углерода	этан	пропан	изобутан	Н-бутан	сумма тяжелых углеводородов с C <sub>5</sub> <sup>+</sup> выш	меркаптановая сера	метанол	механические примеси	фактические смолы по Бударову	парафины	вода		хлористые соли	плотность при рабочих условиях
														свободная	эмульсионная		
массовая доля компонентов, %									массовая доля, %					мг/дм <sup>3</sup>	г/см <sup>3</sup>		
1,81	0,01	1,49	0,25	0,78	1,46	0,77	2,48	90,40	0,57	0,01	0,01	16,86	2,2	менее 0,01	0,09	119	0,740

С газоконденсатных залежей Оренбургского месторождения добывается нестабильный газовый конденсат, который по конденсатопроводу поступает на газоперерабатывающий завод. Пройдя очистку от примесей и дегазацию, газовый конденсат стабилизируется и возвращается на добывающий завод для его собственных нужд. В Таблице 2.1 представлены усредненные данные компонентного состава и физико-химические свойства пробы нестабильного газового конденсата [69,72].

## **2.2 Исследование физико-химических свойств нефти Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения**

Одной из главных причин вызывающие трудности при добыче нефти является образование отложений на поверхности скважинного оборудования. АСПО являются сложной углеводородной смесью, состоящие из твердого парафина, асфальтенов, смол, воды и механических примесей [46] (Рисунок 2.1).

Интенсивность выпадения, прочность и состав АСПО в нефтепромысловом оборудовании добывающих скважин определяется в основном, составом и физико-химическими свойствами нефти (Таблица 2.2), а также влияют условия эксплуатации скважин (дебит и обводненность продукции) [45].

В зависимости от содержания парафинов нефти классифицируют [45] на:

- малопарафиновые, которые не превышают 1,5 % масс.;
- парафиновые, которые варьируются от 1,5 до 6% масс.;
- высокопарафиновые, в которых содержится более 6% масс.

С испарением легких компонентов нефти количество смолистых веществ увеличивается. Асфальтосмолистые вещества (АСВ) имеют высокую молекулярную массу и состоят из множества элементов, таких как азот, сера и кислород, они не однородны.

Асфальтены – порошкообразные вещества, которые имеют бурый или коричневый цвет, массовое содержание асфальтенов в нефти составляет 5,0%.

Асфальтены тугоплавкие и труднорастворимые отложения тяжелых компонентов нефти.

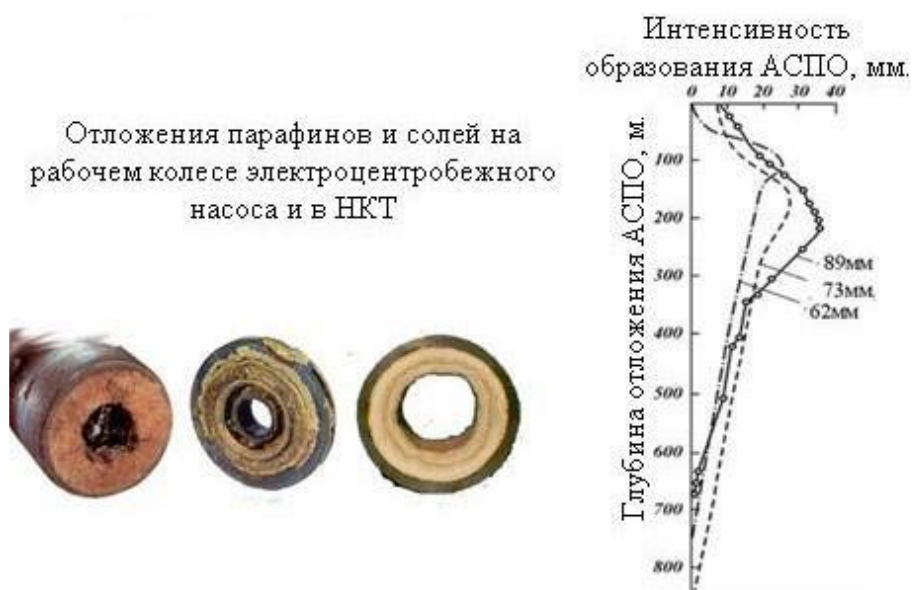


Рисунок 2.1 – Образование АСПО

Таблица 2.2 – Физико-химические свойства нефти (согласно паспорту качества, за февраль 2018 года)

Компонент, единица измерения	Обозначение	Фактические показатели
1	2	3
Метан, % масс.	СН <sub>4</sub>	1,64
Этан, % масс.	С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	0,68
Пропан, % масс.	С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	1,27
i-Бутан, % масс.	i-С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	0,55
n-Бутан, % масс.	n-С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	1,56
Пентан +в., % масс.	С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub> +в.	91,44
Азот, % масс.	N <sub>2</sub>	0,02
Диоксида углерода, % масс.	СО <sub>2</sub>	0,26
Сероводород, % масс.	Н <sub>2</sub> С	2,09
Меркаптановая сера, % масс.	RSН	0,49
Вода: своб., % масс.	-	менее 0,01
эмул., % масс.	-	0,89
Хлористые соли, мг/дм <sup>3</sup>	-	2250
Плотность при раб. усл, г/см <sup>3</sup>	-	0,798
Вязкость динамическая при 25°С, мПа·с		915

1	2	3
Мехпримеси, % масс.	-	0,01
Смолы фактические, % масс.	-	12,51
Парафины, % масс.	-	0,8

### **2.3 Анализ применяемых геолого-технических исследований на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении**

Общий фонд Оренбургского НГКМ составляет 155 скважин (из них 137 – в эксплуатационном фонде, в том числе 3 скважины переведены из нефтяного фонда №550н, 547нг, 562н, 2 – вновь пробуренные №10037, 10088), с суточной производительностью от 1 до 160 тыс.м<sup>3</sup>/сутки. В общем фонде нефтяных скважин Ассельской залежи находится 59 скважины (52 – в эксплуатационном фонде) с производительностью 0,3-14 тонн/сутки [72,73].

Месторождение находится в стадии растущей добычи. При наличии периода восстановления пластового давления нефтяные скважины эксплуатируются в периодическом режиме [40].

При эксплуатации добывающих скважин в условиях изменения температуры, давления в забое скважины со временем происходит образование грязевых пробок, которые состоят из асфальто-смолистых и парафиновых отложений, механических примесей и пластовых вод, выносимые из пласта во время работы скважины. При эксплуатации скважины объем забойных загрязнений увеличивается, снижая дебит скважины, приводя к образованию АСПО в призабойной зоне пласта (ПЗП) и в лифтовых трубах [40].

Для снижения негативных воздействий, влияющих на продуктивность скважин, на месторождениях проводятся геолого-технические мероприятия, к ним относятся капитальный ремонт скважин, и в редких случаях текущие мероприятия [74-75].

Рекомендованные методы для восстановления в скважинах притока нефти по геологическим характеристикам и свойствам пластовых флюидов являются [40]:

- тепловая обработка;
- обработка химическими растворителями;
- соляно-кислотные обработки (СКО);
- радиальное вскрытие продуктивного пласта.

Для борьбы с АСПО применяются механические (скребки, автоматические депарафинизационные установки (АДУ)), термические (агрегаты для депарафинизации (АДП)), паровые передвижные установки (ППУ), (электропрогрев) и химические методы (растворители, ингибиторы) [72-73].

Для удаления АСПО в скважинах в ООО «Газпром добыча Оренбург» применяют тепловую обработку, проводимую с помощью агрегата депарафинизации. Работа агрегата заключается в выкачке газового конденсата из автоцистерны с помощью насоса и его подаче в обрабатываемую скважину через систему нагревания под давлением. Углеводородную жидкость для обработки скважин нагревают до температуры 80°C, благодаря чему она расплавляет парафины и смолы, после чего переносит их в промышленную систему по сбору продукции [69].

Такой метод удаления АСПО имеет существенный недостаток: отложения расплавляются лишь в подъемных трубах и выкидной линии, тогда как призабойная зона скважины практически не обрабатывается. К недостаткам также можно отнести и то, что горячий газовый конденсат не способен растворить АСПО, что ведет к увеличению скорости налипания парафина на внутренних стенках скважинного оборудования [69]. В связи с этим необходимо применение различных комплексных мероприятий, которые направлены на предупреждение и удаление АСПО [40].

## 2.4 Планирование эксперимента для проведения регрессионного анализа

Регрессионные модели имеют широкие и далекоидущие практические применения. Так, например, они оказываются весьма полезными при описании временных рядов. Поэтому вопрос анализа адекватности регрессионных моделей является весьма актуальным.

Регрессия возникает всякий раз, когда стоит задача исследования и описание влияния одних количественных переменных на другие. На промышленных предприятиях, существует масса измерительных приборов, позволяющих получать огромные массивы эмпирических данных.

В качестве регрессии может выступать простая функциональная зависимость, особенно при наблюдении физических процессов. В этом случае можно ввести аппроксимационную связь, такую как, модель линейной регрессии.

Алгоритм линейной регрессии строится и обосновывается по двум параметрам, так же рассматриваются аспекты практического применения алгоритма к задачам анализа данных. В основе предлагаемого алгоритма лежат параметры индивидуального риска и температуры процесса испарения газового конденсата.

Для установления зависимости между показателями было применено уравнение регрессии (2.1) для обработки данных, полученных в результате исследования.

$$R_i = b \cdot t_i + a, \quad (2.1)$$

где  $b$ ,  $a$  – эмпирические коэффициенты регрессии;

$R_i$  – частота отказов  $i$ -го показателя до и после модернизации;

$t_i$  – температуры процесса испарения  $i$ -го показателя, °С.

Для определения зависимости температуры от индивидуального риска были взяты 5 показателей температуры в соответствии с нагревом газового конденсата в ректификационной колонне от 100°С до 180°С при атмосферном давлении и в испарителе работающего под вакуумом при 80°С.

Неизвестный эмпирические коэффициенты регрессионной модели обычно

оценивают с помощью метода наименьших квадратов (МНК-оценка параметра), получая:

$$S = \sum (R_i - R_i^*)^2 \rightarrow \min.$$

Система нормальных уравнений имеет вид:

$$a \cdot n + b \cdot \sum t = \sum R, \quad (2.2)$$

$$a \cdot \sum t + b \cdot \sum t^2 = \sum R \cdot t, \quad (2.3)$$

Для расчета параметров регрессии построим расчетную Таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Результаты расчета параметров оценки качества регрессии

	$t$	$R$	$t^2$	$R^2$	$t \cdot R$
1	180	1.39	32400	1.9321	250.2
2	150	1.28	22500	1.6384	192
3	120	1.15	14400	1.3225	138
4	100	1.01	10000	1.0201	101
5	80	0.986	6400	0.9722	78.88
$\Sigma$	630	5.816	85700	6.8853	760.08

Для наших данных система уравнений имеет вид:

$$5 \cdot a + 630 \cdot b = 5,816,$$

$$630 \cdot a + 85700 \cdot b = 760,08.$$

Домножим уравнение (1) системы на (-126), получим систему, которую решим методом алгебраического сложения.

$$-630 \cdot a - 79380 \cdot b = -732,816,$$

$$630 \cdot a + 85700 \cdot b = 760,08.$$

Получаем:

$$6320 \cdot b = 27,264,$$

Откуда:

$$b = 0,00431.$$

Теперь найдем коэффициент  $a$  из уравнения (1):

$$5a + 630 \cdot b = 5,816,$$

$$5a + 630 \cdot 0,00431 = 5,816,$$

$$5a = 3,098$$

$$a = 0,6196.$$

Для оценки качества регрессии были получены эмпирические коэффициенты:  $a=0,62$ ;  $b=0,00431$ , тогда уравнение регрессии приобретает вид (2.4):

$$R_i = 0.00431 \cdot t_i + 0.62. \quad (2.4)$$

Эмпирические коэффициенты регрессии  $a$  и  $b$  являются лишь оценками теоретических коэффициентов  $\beta_i$ , а само уравнение отражает лишь общую тенденцию в поведении рассматриваемых переменных.

В Таблице 2.4 приведены сводные данные расчета уравнения регрессии.

Таблица 2.4 – Результаты оценки качества регрессии

Номер наблюдения		$t$	$R$
Ректификационная колонна	1	180	1,39
	2	150	1,27
	3	120	1,14
	4	100	1,05
Испаритель	5	80	0,96

Опасность производственных объектов (ОПО) обусловлена наличием большого количества опасных и горючих веществ, которые при возникновении аварийных ситуаций, повышают технический критерий безопасности (ТКБ), что может негативно сказываться на состоянии окружающей среды, жизни и здоровья населения.

*Коэффициент корреляции.*

Коэффициент корреляции служит для определения статистической взаимосвязи между двумя или несколькими переменными. Этот показатель варьируется от -1 до +1. Оценка коэффициента корреляции высчитывается по следующей формуле (2.5):

$$r_{xy} = \frac{\bar{t} \cdot \bar{R} - \bar{t} \cdot \bar{R}}{S(t) \cdot S(R)} = \frac{152,016 - 126 \cdot 1,163}{35,553 \cdot 0,155} = 0,99. \quad (2.5)$$

Чем  $r$  по модулю ближе к 1, тем сильнее одна переменная выражается через другую. В нашем случае коэффициент корреляции составил 0,99, что по шкале



Чеддока связь между показателями температуры  $t$  и индивидуального риска  $R$  оценивается как весьма высокая.

*Статистика  $R^2$  – коэффициент детерминации*

Коэффициентом детерминации, или долей объясненной дисперсии эндогенной переменной, называется величина:

$$R^2 = \sqrt{1 - \frac{\sum(R - R_t)^2}{\sum(R - \bar{R})^2}} = \sqrt{1 - \frac{0,00251}{0,12}} = 0,98. \quad (2.6)$$

Коэффициент детерминации служит для оценки качества регрессии и находится в интервале от 0 до 1. Данный коэффициент является универсальным, так как отражает тесноту связи и точность модели, а также может использоваться при любой форме связи переменных. Полученная величина  $R^2=0,98$  свидетельствует о том, что параметры  $t$  существенно влияет на индивидуальный риск  $R$ .

На Рисунке 2.2 графически изображены полученные значения с использованием метода регрессионного анализа.

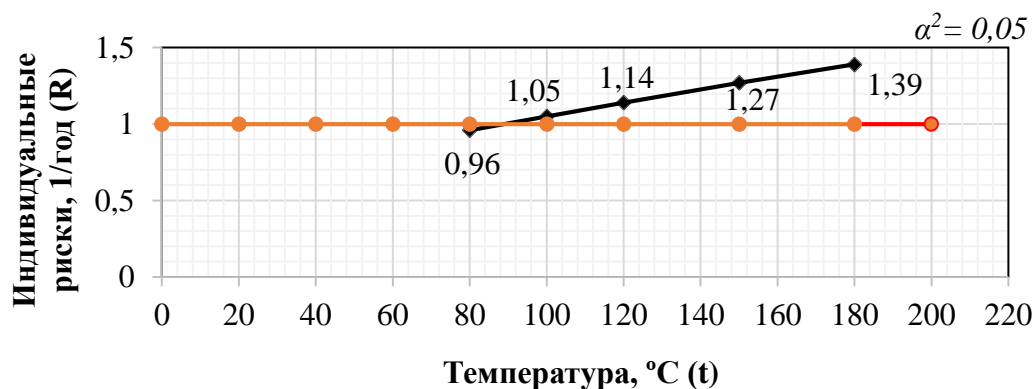


Рисунок 2.2 – График эмпирического уравнения регрессии

На основании расчетов уравнения регрессии (Рисунок 2.2) было получено, что при применении ректификационной колонны результаты индивидуального риска превышают нормативное значение, установленное статьей 93 Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 14.07.2022) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2023)

(Ст.93 ФЗ-123 «Технический регламент») [77]. А при использовании аппарата однократного испарения перегонки газового конденсата, работающего при 80°C, снижается индивидуальный риск, что в дальнейшем приводит к уменьшению ТКБ, и не превышает нормативные значения (2.7):

$$\text{ТКБ} = \frac{R_{\text{новый}} - R_{\text{старый}}}{R_{\text{старый}}} = \frac{0,986 - 1,39}{1,39} = -0,308 \leq 0,05, \quad (2.7)$$

где  $R_{\text{новый}}$  – индивидуальный риск после модернизации;

$R_{\text{старый}}$  – индивидуальный риск до модернизации.

## **2.5 Разработка технологической схемы процесса переработки газового конденсата**

Для обеспечения безопасности технологического процесса производства на предприятии ООО «Газпром добыча Оренбург» был предложен способ получения растворителя, который включает в себя выделение фракции из газового конденсата в аппарате однократного испарения. На Рисунке 2.3 приведена технологическая схема осуществления предлагаемого способа.

Сырье (нестабильный газовый конденсат в смеси с водометанольной смесью (ВМС)), из входных сепараторов V-101-103, поступает в емкость дегазации С-01 (Рисунок 2.3). В емкости происходит разделение смеси на нестабильный конденсат и ВМС, с отводом газа на эжектор. ВМС отводится в трехфазные сепараторы V-201-203. Для вытеснения жидкой фазы (ВМС, нестабильный конденсат) из емкости С-01 предусмотрена линия подачи газа из сепараторов V101-103. Нестабильный конденсат после сепаратора С-01 проходит через смеситель СМ-01 (гидроакустический аппарат), где происходит его смешивание с реагентом ПСМ-1, для удаления  $\text{H}_2\text{S}$  и легких меркаптанов. В смеситель СМ-01 реагент ПСМ-1 подается из емкости хранения реагента насосом Н01. После смешения с реагентом ПСМ-1 нестабильный конденсат направляется в теплообменник Е-01, где с помощью 60%-ого водного раствора диэтиленгликоля (ДЭГ) нагревается до температуры 80°C. Вакуумный насос в

испарителе И-1 позволяет создать вакуум, за счет этого происходит снижение температуры кипения растворителя со  $150^{\circ}\text{C}$  до  $80^{\circ}\text{C}$ . Подогретый до температуры  $80^{\circ}\text{C}$  нестабильный газовый конденсат из теплообменника Е-01 подается в испаритель И-1, где происходит окончательная стабилизация газового конденсата и его разделение на фракции  $60-150^{\circ}\text{C}$ .

Фракция  $60-150^{\circ}\text{C}$  на выходе из испарителя И-1 проходит теплообменник Е-01, где охлаждается потоком нестабильного газового конденсата до температуры  $20-30^{\circ}\text{C}$ , направляется в товарную емкость С-02, проходя при этом через смеситель СМ-02 (гидроакустический аппарат) с подачей растворителя РОХ-1 насосом Н-04.

С низа испарителя И-1 вторым потоком выводится фракция конец кипения  $150^{\circ}\text{C}$  (к.к.  $150^{\circ}\text{C}$ ), которая при помощи насоса Н-03 отводится в трехфазные сепараторы V-201-203.

С помощью вакуумного насоса в испарителе И-1 достигается давление вакуума в  $4,01 \cdot 10^3 - 9,3 \cdot 10^3$  Па и в результате теплообмена происходит нагрев нестабильного газового конденсата до температуры  $150^{\circ}\text{C}$  вакуумным насосом на факел низкого давления (ФНД). Вакуумным насосом на факел отводятся пары несконденсированных углеводородов, СО и СО<sub>2</sub> [69].

Традиционно выделение фракции начало кипения –  $150^{\circ}\text{C}$  осуществляется в ректификационной колонне при температурах свыше  $150^{\circ}\text{C}$  и атмосферном давлении. Процесс однократного испарения с вакуумной системой позволяет получить фракцию газового конденсата при температуре перегонки  $80^{\circ}\text{C}$ . Таким образом, при невысоких рабочих температурах получаем основу для растворителя АСПО [69].

Технология однократного испарения позволяет стабилизировать нестабильный газовый конденсат и получить эффективное средство для удаления АСПО непосредственно на добывающем заводе. Благодаря этому в ООО «Газпром добыча Оренбург» значительно снижены затраты на переработку добываемого газового конденсата и обработку нефтепромысловых систем [69].

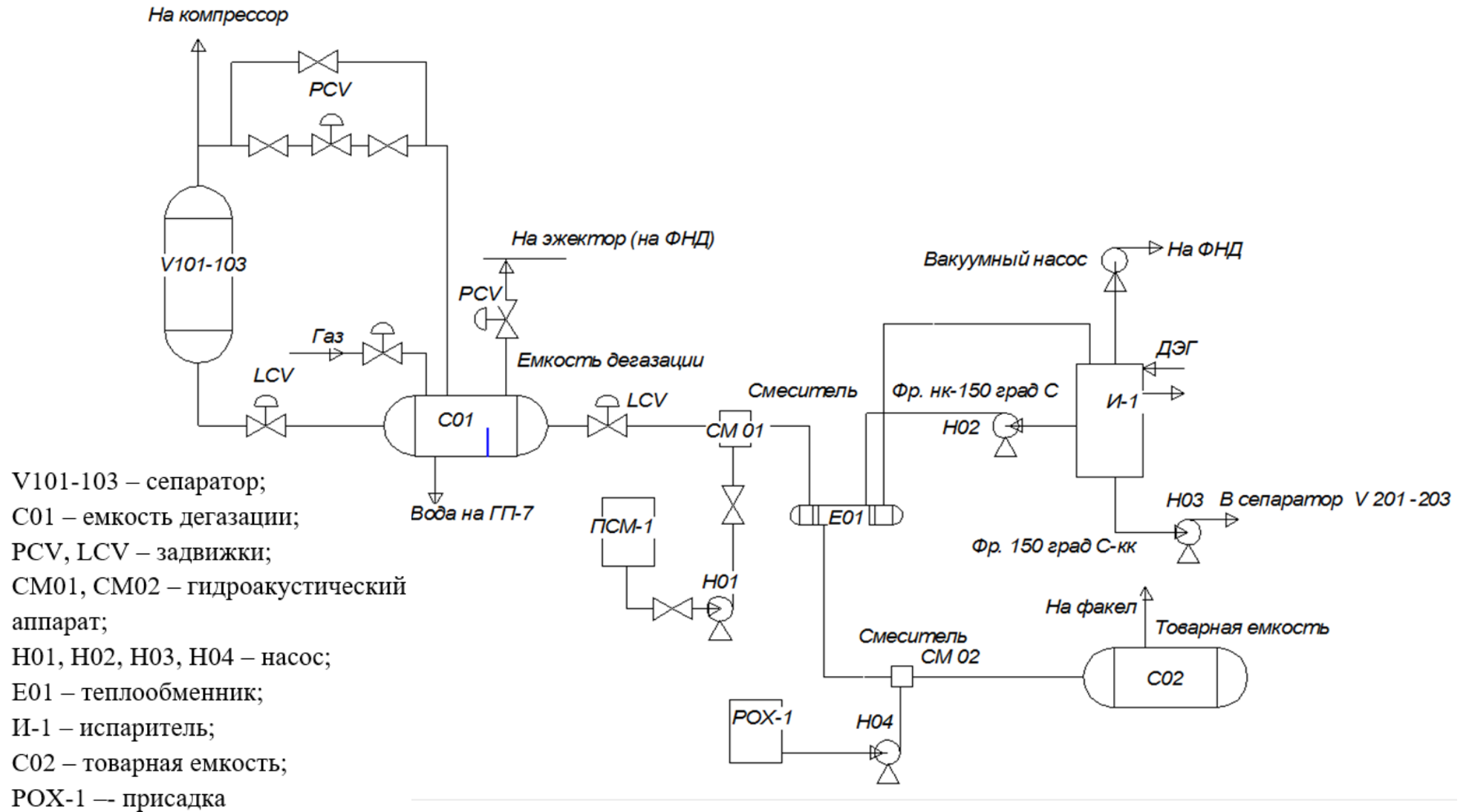


Рисунок 2.3 – Технологическая схема для получения стабильного газового конденсата

## 2.6 Основные методы количественного хроматографического анализа

Хроматографический анализ применяют для решения задач [78-80]:

- определение суммарного содержания группового состава;
- разделение многокомпонентной смеси на отдельные компоненты;
- определение молекулярной структуры соединений.
- определение качественного и количественного состава сложных смесей.

Хроматографический анализ состоит из четырех этапов [78-80]:

1. отбор пробы;
2. проведение анализа;
3. измерение количественных параметров хроматографических пиков;
4. обработка полученных данных.

Каждый из четырех этапов определяет совокупность различных факторов, такие как, решение аналитической задачи, точность измерений по нормам, характеристики используемого оборудования и т.д. [78-80]. При правильном применении метода хроматографического анализа ведет к получению надежных результатов.

В основе хроматографического анализа лежит зависимость высоты пика  $h$  или его площади  $S$  от количества вещества.

### 2.6.1 Хроматографический анализ группового состава газового конденсата

Для определения физико-химических свойств газового конденсата, который является исходным сырьем для растворителя, были проведены исследования по определению его группового состава. Исследования были проведены с использованием хроматографического метода. Метод позволяет разделить многокомпонентную смесь, идентифицировать компоненты и определять количественный состав смеси [78-80].

Спектры и результаты группового состава хроматографического анализа стабильного газового конденсата представлены на Рисунке 2.4 и в Таблице 2.5.

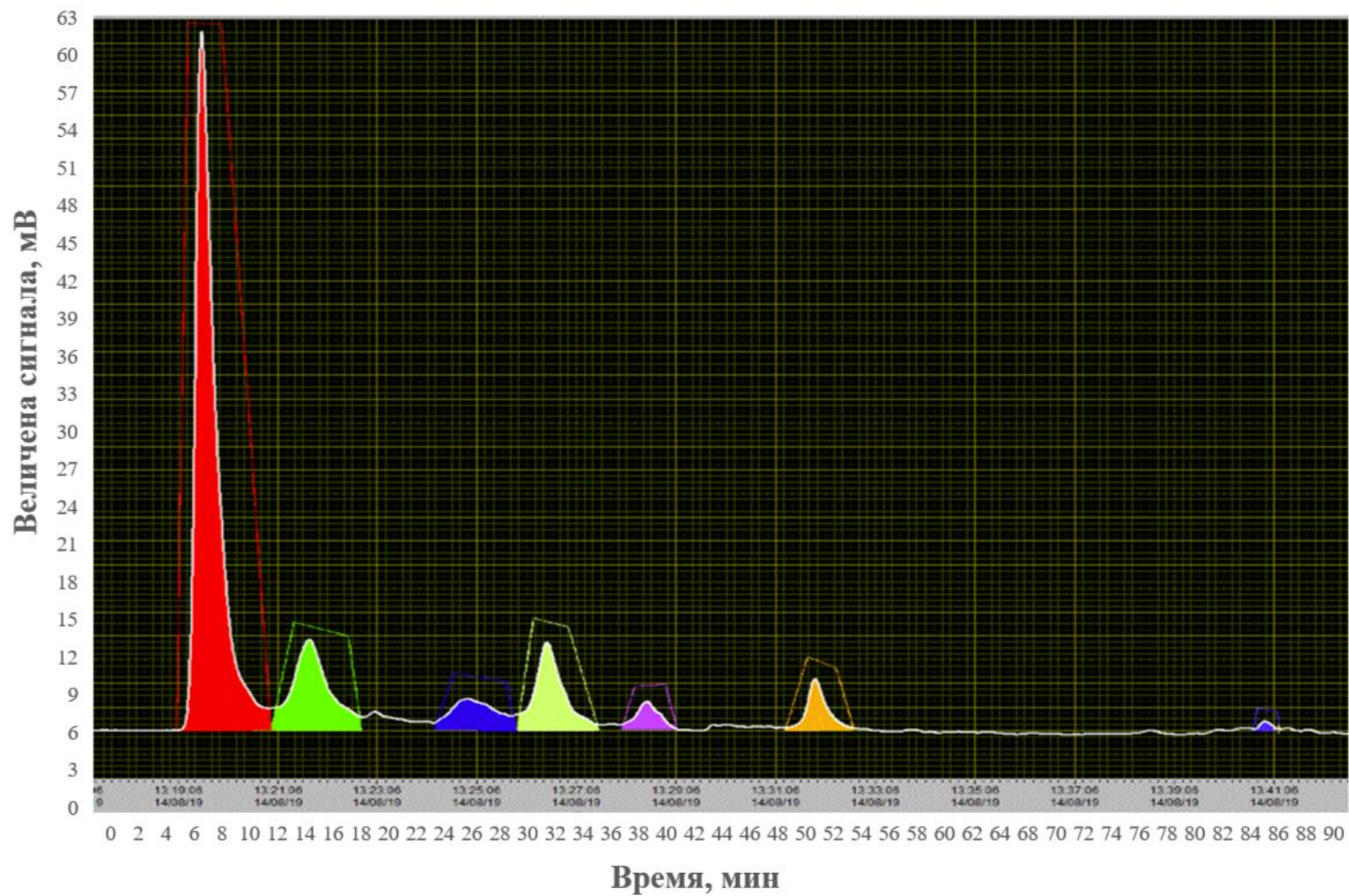


Рисунок 2.4 – Хроматограмма стабильного газового конденсата с н.к.-60°C

Таблица 2.5 – Групповой состав стабильного газового конденсата с начала кипения 60 °С (с н.к.-60 °С)

Наименование компонента	Содержание (масс.%)
Парафины	61,0
Нафтены	13,2
Легкая ароматика	6,7
Средняя ароматика	6,5
Тяжелая ароматика	9,0
Смола	3,6
Асфальтены	0
Итого	100

Как видно из качественного и количественного состава стабильного газового конденсата с н.к.-60°С (Таблица 2.5) преобладает содержание парафиновых углеводородов – 61%.

Как известно из литературных источников [49-51,55,81-83], что растворители в составе, которого преобладает высокое содержание парафиновых углеводородов, имеют низкую эффективность растворения отложений.

Поэтому дальнейшие исследования были направлены на выделение фракции 60–150°С из стабильного газового конденсата, которая в дальнейшем использовалась, как база для растворителя. Хроматографический анализ выделенной фракции 60–150°С приведены в Таблице 2.6 и на Рисунке 2.5.

Таблица 2.6 – Групповой состав фракции 60–150°С

Наименование компонента	Содержание (масс. %)
Изопарафины	56,0
Нафтены	41,3
Ароматика	1,7
Парафины	1,0
Асфальтены	0
Итого	100

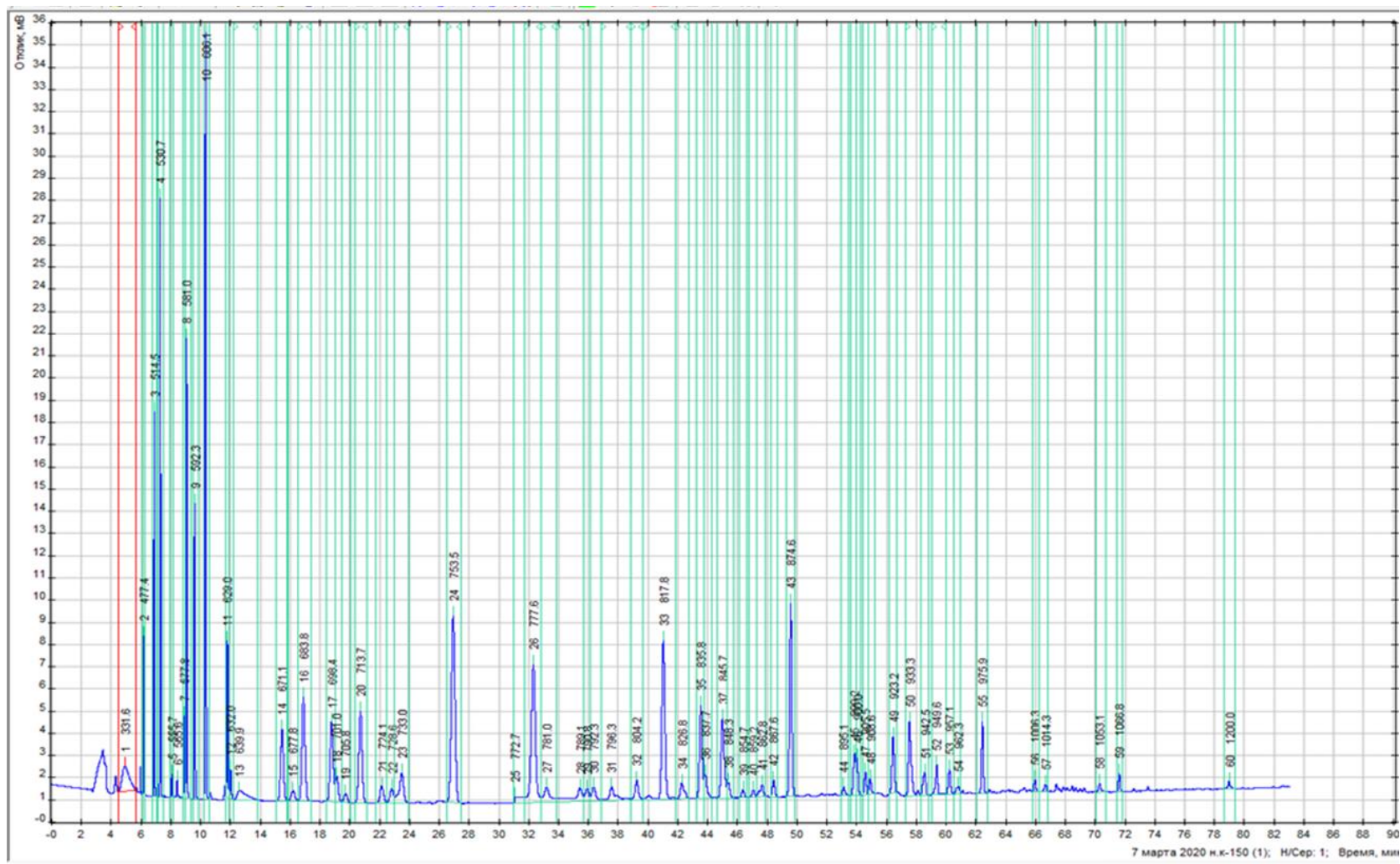


Рисунок 2.5 – Хроматограмма фракции 60–150°C



Основными компонентами фракции 60–150°C, являются изопарафины, а также присутствует большое количество нафтеновых углеводородов – порядка 41,3 %.

Для изучения влияния нафтеновых углеводородов на моющую и растворяющую способность была изучена модельная смесь с различной концентрацией нафтеновых углеводородов в составе из 5%, 10%, 15%, 20%, 40% и 100% (Рисунок 2.6).

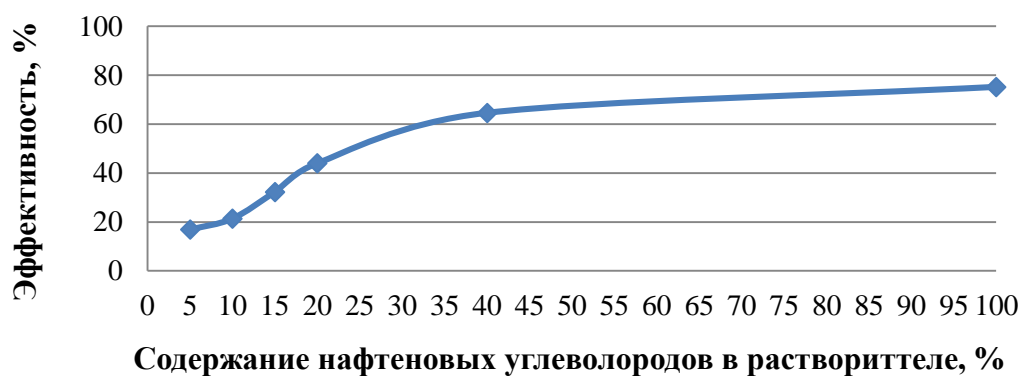


Рисунок 2.6 – Модельная смесь фракции 60–150°C

Из полученных результатов исследований видно, что при увеличении содержания в составе растворителя нафтеновых углеводородов увеличивается растворяющая способность растворителя.

Выявлено, что нафтеновые растворители значительно влияют на снижение вязкости вследствие уменьшения в нефти содержания смол и увеличении насыщенных и ароматических компонентов в результате ослабления межмолекулярных взаимодействий агрегативных комбинаций асфальтенов, что приводит к увеличению растворяющей способности дисперсионной среды.

## 2.7 Методика оценки эффективности растворителей для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений

Для проверки эффективности стабильного газового конденсата, взятого с Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения, как растворителя проведен ряд испытаний. Лабораторные исследования осуществлялись в соответствии с методикой ПАО «НК «Роснефть» [84], основанной на распространенной методике «корзинок». Есть несколько вариаций данной методики [84-85], отличающихся условиями проведения экспериментов. В большинстве из них АСПО перед формированием испытательного образца нагревают, что приводит к перекристаллизации парафина. Образуется плотная и менее растворимая структура, что влияет на результаты испытания растворителя на удаление исходного образца АСПО, взятого с месторождения. В методике ПАО «НК «Роснефть» эффективность растворителя оценивается по растворяющей, диспергирующей и моющей способностям. Результаты лабораторных исследований, в соответствии с выбранной методикой, можно получить с доверительной вероятностью 95 %, что является высоким критерием оценки достоверности результатов [69].

Исследуемые образцы АСПО формируют в шарики диаметром 1 см и укладывают на заранее взвешенные корзиночки (Рисунок 2.7), и взвешивают.

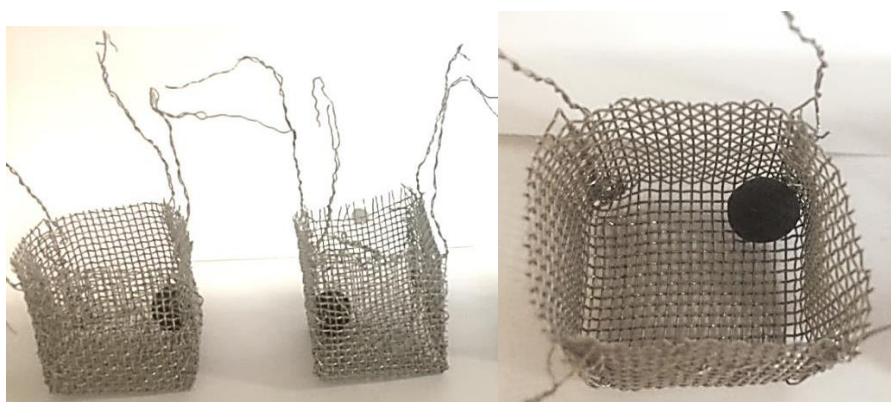


Рисунок 2.7 – Внешний вид корзиночек с образцами АСПО

В стеклянный цилиндр наливается изучаемый растворитель, и помещают в него корзиночки с образцами АСПО (Рисунок 2.8). В течение всего испытания регистрируют преобразования физического состояния отложений [71].

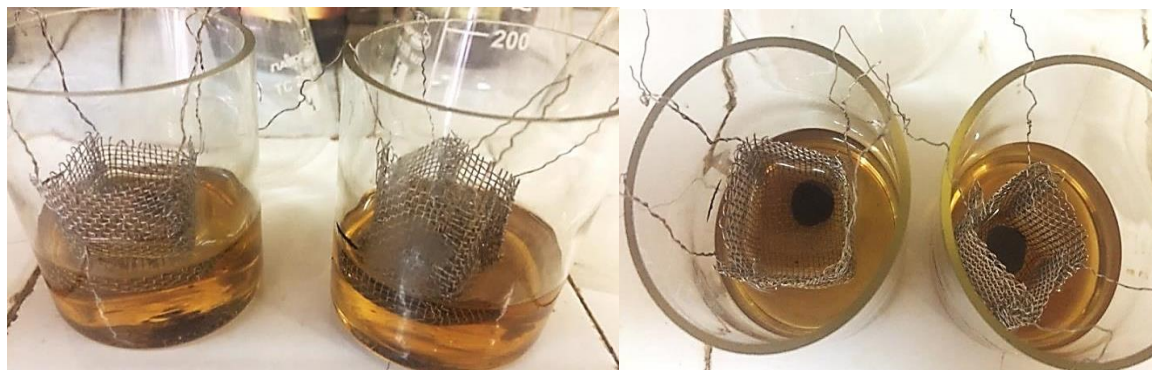


Рисунок 2.8 – Корзиночки с образцами АСПО в исследуемом растворителе



Рисунок 2.9 – Процесс фильтрации

По истечении времени эксперимента, корзиночки с остатком АСПО извлекают из раствора и высушивают до постоянной массы, и взвешивают ее с остатками на аналитических весах с точностью до 0,005 г. Содержимое колбы отфильтровывают (Рисунок 2.9), а фильтр с остатком высушивается до постоянной массы, и определяют вес на аналитических весах с точностью до 0,005 г. [71,84,85].

Определяется масса фильтрата ( $G_{\text{фильтрата}}$ ), т.е. масса растворителя и растворенной части АСПО в соответствии с формулой (2.8) [71,84,85]:

$$G_{\text{фильтрата}} = (G_{\text{АСПО}} + G_p) - (G_{\phi} + G_{\text{кор}}), \quad (2.8)$$

где  $G_{\text{АСПО}}$  – исходная масса образца АСПО;

$G_p$  – масса растворителя;

$G_{\phi}$  – масса остатка АСПО на фильтре;

$G_{\text{кор}}$  – масса остатка АСПО на корзинке.

Находится масса АСПО, растворенного в растворителе ( $G_{\text{р.р.}}$ ), определяемая в соответствии с формулой (2.9) [71,84,85]:

$$G_{\text{р.р.}} = G_{\text{АСПО}} - (G_{\phi} + G_{\text{кор}}), \quad (2.9)$$

где  $G_{\text{р.р.}}$  – масса АСПО, растворенного в растворителе.

А также для обработки результатов осуществляется расчет моющей, диспергирующей и растворяющей способностей растворителя.

Моющая способность растворителя определяется в соответствии с формулой (2.10) и выражается в процентах [71,84,86]:

$$\mathcal{E}_M = \frac{G_{\text{АСПО}} - G_{\text{кор}}}{G_{\text{АСПО}}} 100, \% \quad (2.10)$$

где  $\mathcal{E}_M$  – моющая способность растворителя.

Растворяющая способность растворителя определяется в соответствии с формулой (2.11) и выражается в процентах [71,84,86]:

$$\mathcal{E}_P = \frac{(G_{\text{АСПО}} - G_{\text{кор}}) - G_{\phi}}{G_{\text{АСПО}}} 100, \% \quad (2.11)$$

где  $\mathcal{E}_P$  – растворяющая способность растворителя;

Диспергирующая способность растворителя определяется в соответствии с формулой (2.12) и выражается в процентах [71,84,85]:

$$\mathcal{E}_D = \frac{G_{\phi}}{G_{\text{АСПО}}} 100, \% \quad (2.12)$$

где  $\mathcal{E}_D$  – диспергирующая способность растворителя.

## 2.8 Методика определения фракционного состава газового конденсата

Метод определения фракционного состава нефти и нефтепродуктов при атмосферном давлении и под вакуумом применяли для построения кривых истинной температуры кипения нефти и нефтепродуктов, установления потенциального содержания в нефти отдельных фракций, нефтепродуктов или их компонентов и получения фракций нефти с целью исследования их группового и индивидуального углеводородного состава [87]. Результаты представлены в Таблице 2.7.

Данный метод испытаний охватывает процедуру перегонки смесей тяжелых углеводородов, имеющих начальные точки кипения выше 150°C. В данном методе, применяется перегонный куб с каплеотбойником (сепарирующей ловушкой), работающий при низком давлении и в условиях полной отгонки.

Таблица 2.7– Фракционный состав нестабильного газового конденсата

Доля отгона, % об.	Начало кипения	10	20	30	40	50	51	60	68	Конец кипения – 72
Температур кипения, °С	45	85	102	122	149	188	200	263	300	310

## 2.9 Исследование влияния эффекта кавитации на растворитель

Кавитационно-вихревая обработка растворителей осуществлялась на ультразвуковой установке УЗДН-2т. Установка предназначена для кавитационно-вихревой активации физико-химических процессов в жидкой дисперсной среде. Установка состоит из ультразвукового генератора и технологического блока (реактор, магнитострикционный преобразователь, волновод) на монтажной стойке. Ультразвуковые (УЗ) колебания от преобразователя передаются к обрабатываемому растворителю через специальные трансформирующие и согласующие устройства (концентраторы, пластины и др.), заканчивающиеся излучающей поверхностью [70-71,88-89].

Результаты исследования показали, что при применении волнового воздействия на растворитель плотность понижается с 0,866 до 0,848 г/см<sup>3</sup>.

Как видно из Рисунка 2.10 после волнового воздействия плотность растворителя понижается и постепенно стабилизируется, т.е. возвращается к исходному значению. Одновременно с понижением плотности растворителя увеличивается и его температура. Максимальная температура растворителя по окончании обработки УЗ составляла 40°C, которой соответствовала плотность 0,848 г/см<sup>3</sup>.

Вследствие повышения температуры исследуемого растворителя понижается и его вязкость. Снижение вязкости растворителя влияет на процесс расщепления отложений, т.е. улучшается диффузия молекул и поэтому образец АСПО разрушается интенсивнее. Вследствие этого большая часть АСПО диспергируется в растворе, а моющая способность повышается.

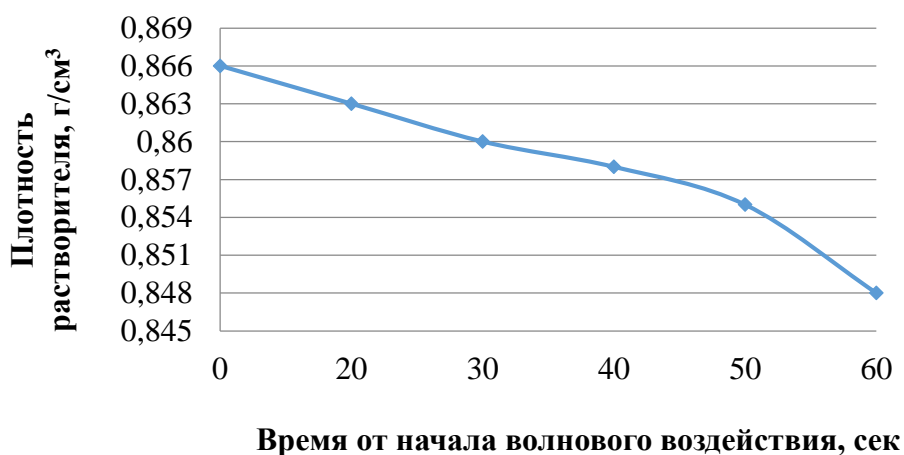


Рисунок 2.10 – Изменение плотности растворителя фракции 60–150°C и присадки РОХ-1 с волновым воздействием

## 2.10 Планирование эксперимента

Для предотвращения и эффективного удаления органических отложений применяют комплексные растворители [90]. При разработке эффективного

растворителя для удаления отложений, необходимо произвести значительное количество экспериментальных исследований, для подбора оптимального соотношения всех компонентов растворителя. Применение планирования эксперимента существенно упрощает процесс экспериментальных исследований [91-93].

Планирование эксперимента, для определения оптимального состава растворителя, был применен с  $q$  переменными для сложных систем. Целью, которого являлось построение зависимостей эффективности растворения отложений, которые удовлетворяют требованиям по нескольким выходным параметрам [90].

Для разрабатываемого растворителя были выбраны основные компоненты:

X1 – база для растворителя фракция 60–150°C;

X2 – полярный неэлектролит;

X3 – поверхностно-активное вещество (ПАВ).

Как известно из литературных данных [49,53-55], что применение поверхностно-активного вещества (далее – ПАВ) в составе комплексного растворителя обеспечивает диспергирование органических отложений, снижение степени коагуляции частиц и временное ингибирование процесса закрепления и формирования отложений. А добавления полярного неэлектролита – обеспечивает снижение разрушения ПАВ, ускорение капиллярной пропитки водонасыщенных каналов АСПО [90].

В качестве входных параметров варьируемых факторов были приняты концентрации компонентов в составе растворителя – X2, X3 (% масс.) [90-93]. Компонент X1 определяется как остаток от общей суммы состава растворителя (общая сумма концентрации составляет 100%) (Таблица 2.8) [90].

Таблица 2.8 – Основные факторы и уровни их варьирования в композиции

Наименование исследуемых факторов	Код	Уровни варьирования		
		-1	0	1
Полярный неэлектролит	X2	17	18	20
ПАВ	X3	2	3	5

В качестве выходных параметров были выбраны основные параметры эффективности растворителя:

Y1 – диспергирующая способность;

Y2 – растворяющая способность;

Y3 – моющая способность.

В Таблице 2.9 представлена постановка реальных значений экспериментов в матричном формате.

Таблица 2.9 – Матрица планирования эксперимента с двумя факторами

Номер опыта	X2	X3	Y1	Y2	Y3	$\bar{Y}$
			Моющая способность, %	Диспергирующая способность, %	Растворяющая способность, %	
1	-1	-1	47,8	24,6	23,2	31,8
2	-1	0	49,6	27,4	22,2	33,1
3	-1	1	48,9	29,0	19,9	32,6
4	0	-1	64,6	28,9	35,7	43,1
5	0	0	64,0	28,0	36,0	42,1
6	1	0	63,7	29,2	34,5	42,5
7	1	-1	60,7	27,9	32,8	40,5
8	1	0	61,3	33,1	28,2	40,9
9	1	1	60,8	35,3	25,5	40,5

Была принята линейная модель зависимости в виде [90-93]:

$$y = b_0 + b_1x_1 + b_2x_2. \quad (2.13)$$

По результатам эксперимента были определены значения коэффициентов регрессии формулы (2.13):

$$y = 33,9 + 7,4x_1 - 4,7x_2. \quad (2.14)$$

Для уравнения 2.14 вычислили дисперсию среднего значения:

$$\sigma^2(y) = 98,1.$$

И дисперсию коэффициентов регрессии:

$$\sigma^2(b_j) = 10,9.$$

Следовательно, ошибка коэффициентов регрессии:

$$\sigma(b_j) = \sqrt{10,9} = 3,3. \quad (2.15)$$



Коэффициенты регрессии определяются как:

$$f_1 = N(n - 1) = 9(3 - 1) = 18.$$

$t$ -критерии Стьюдента равны:

$$t_{1_{\text{эмп}}} = \frac{b_1}{\sigma(b_j)} = 2,24, \quad (2.16)$$

$$t_{2_{\text{эмп}}} = \frac{b_0}{\sigma(b_j)} = 10,27. \quad (2.17)$$

Далее сравниваем их с  $t$ -критерием Стьюдента для табличной, пограничной области, который при уровне значимости  $\alpha=0,05$  и степени свободы 9, будет  $t_{кр}=2,10$ .

Все входящие показатели статические значимы, так как  $t_{эмп} > t_{кр}$ , поэтому принятая для планирования эксперимента модель является адекватной.

### Выводы ко 2 главе

1. Установлена взаимосвязь параметров индивидуального риска и температуры процесса испарения газового конденсата. На основании расчетов уравнения регрессии было получено, что при применении ректификационной колонны результаты индивидуального риска превышают нормативное значение, установленное статьей 93 Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 14.07.2022) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2023) (Ст.93 ФЗ-123 «Технический регламент»). А при использовании аппарата однократного испарения перегонки газового конденсата, работающего при 80°C, снижается индивидуальный риск, что в дальнейшем приводит к уменьшению ТКБ, и не превышает нормативные значения.

2. Для обеспечения безопасности технологического процесса производства был предложен способ получения растворителя, который включает в себя выделение фракции из газового конденсата в аппарате однократного испарения работающий при низких температурах (80°C). Технология однократного испарения позволяет стабилизировать нестабильный газовый конденсат и

получить эффективное средство для удаления АСПО непосредственно на добывающем заводе. Благодаря этому в ООО «Газпром добыча Оренбург» значительно снижены затраты на переработку добываемого газового конденсата и обработку нефтепромысловых систем.

3. Проведен качественный и количественный анализ фракция газового конденсата 60–150°C, которая в дальнейшем использовалась, как база для растворителя. Основными компонентами фракции 60–150°C, являются изопарафины, и нафтеновые углеводороды – 41,3 %. Исследования показали, что наибольшее влияние на растворение АСПО оказывает нафтеновые углеводороды.

4. Экспериментально доказано, что при воздействии кавитационно-вихревого эффекта на растворитель плотность его снижается с 0,866 до 0,848 г/см<sup>3</sup>, что приводит к снижению вязкости. Снижение вязкости растворителя влияет на процесс расщепления отложений, т.е. улучшается диффузия молекул. Вследствие этого большая часть АСПО диспергируется в растворе, а моющая способность повышается.

### ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА СОСТАВА РАСТВОРИТЕЛЯ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

В настоящее время растворители АСПО имеют широкое применение в процессе добычи нефти.

Для увеличения скорости растворения и повышения расщепления отложений применяют комплексные растворители, в состав которых входят углеводородные соединения. Они способны улучшать приток нефти, увеличить межочистной период (МОП) скважин и т.д. [84].

При подборе компонентного состава углеводородных растворителей необходимо учитывать количественное содержание и тип отложений. В зависимости от типа отложений (парафиновый, асфальтовый и смешанный тип) растворимость у каждого из них будет разной. Например, в исследованиях упоминается, что парафины хорошо растворяются в нафтеновых углеводородах [81-82,95]. Смолы хорошо растворимы в жидких парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородах. А асфальтены эффективно растворяются в ароматических и нафтеновых углеводородах [83,96]. Отложения, имеющие большое содержание смол и асфальтенов эффективно растворяются в ароматических углеводородах [83,96].

Для повышения эффективности растворения отложений в углеводородные растворители добавляют поверхностно-активные вещества (ПАВ) [47,71]. Они являются диспергатором для АСПО, расщепляя отложения на мелкие частицы, ПАВ обволакивает кристаллы парафина, что в дальнейшем уменьшает риск повторного образование отложений на стенках НКТ.

Для снижения температуры и вязкости нефти при транспортировке в основном применяют депрессорные присадки, они также используются для предотвращения образования АСПО. Данные присадки улучшают реологические свойства нефтей, обладают ингибирующей способностью [47,97,99].

В соответствии с основными требованиями, предъявляемым к углеводородным растворителям, был проведен ряд лабораторных исследований

для разработки растворителя удаления АСПО со стенок внутрискважинного оборудования [99].

### 3.1 Результаты определения группового состава асфальтосмолопарафиновых отложений

Исследования состава АСПО проводились на 4 образцах, отобранных с внутренней поверхности НКТ Оренбургского НГКМ.

Внешний вид образцов АСПО оценивался визуально на белом фоне. Описание внешнего вида приведено в Таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Внешний вид образцов АСПО

№ п/п	Внешний вид АСПО	Описание отложений
1		АСПО №1 является довольно пластичным, хорошо скатывается в шарики для исследования, имеет черный цвет
2		АСПО №2 является очень рыхлым, плохо скатывается в шарики для исследования, имеет темно-коричневый цвет
3		АСПО №3 является рыхлым, но хорошо скатываются в шарики для исследования, имеет коричневый цвет
4		АСПО №4 является рыхлым, с трудом скатываются в шарики для исследования, имеет темно-коричневый, ближе к черному цвету

Отложения можно разделить на три основные группы в зависимости от количественного содержания парафинов (П) к сумме содержания смол и асфальтенов (С+А):

1. асфальтовый –  $P/(A+C) < 1$ ;
2. парафиновый –  $P/(A+C) > 1$ ;
3. смешанный –  $P/(A+C) \sim 1$ , где П, А и С – содержание (% масс.) парафинов, смол и асфальтенов, соответственно.

В Таблице 3.2 представлены результаты определения состава исследуемых АСПО и классификация по типу отложений.

Таблица 3.2 – Результаты определения состава АСПО

Образец	Компонентный состав, %				П/(А+С)	Тип отложений
	Парафины	Асфальтены	Смолы	Мех.прим		
№ 1	51,5	1,7	3,7	3,5	9,5	парафиновый
№ 2	56,5	0,9	4,5	0,6	10,5	парафиновый
№ 3	67,9	0,5	3,6	0,3	16,6	парафиновый
№ 4	63,6	0,1	7,8	0,4	8,1	парафиновый

Формирование органических отложений на стенках нефтепромыслового оборудования и на поверхности НКТ в основном зависит от содержания в составе нефти парафинов, смол и асфальтенов. Установлено, что содержание компонентов асфальтосмолистых (АСВ) и парафиновых будет обратно пропорциональным, чем больше в составе нефти содержание АСВ, тем меньше будет содержание парафинов в АСПО. Такая особенность обуславливается характером взаимного влияния парафинов, смол и асфальтенов, находящихся в нефти до образования отложений.

По результатам исследований образцы отложений можно отнести к парафиновому типу, так как, в составе преобладает содержание парафинов (порядка от 51,5 до 67,9%) (Таблица 3.2).

Парафиновый тип отложения является не полярным веществом, поэтому для их удаления рекомендуется применять химических метод, с помощью

применения растворителей, в составе которых преобладают нефтеновые углеводороды, которые также являются неполярными соединениями [81-83,94].

### **3.2 Исследование и подбор компонентов растворителя асфальтосмолопарафиновых отложений**

Для определения оптимального состава растворителя удаления органических отложений были определены основные требования, в соответствии с которыми проводились исследования по подбору компонентов. Основой для растворителя был использован нестабильный газовый конденсат.

На первом этапе проводились исследования по стабилизации нестабильного газового конденсата. Последующие этапы разработки растворителя были направлены на подбор оптимальной концентрации разработанной присадки для улучшения показателей моющей и растворяющей способностей. Также было изучено влияние кавитационно-вихревого эффекта на растворяющую способность растворителя.

#### **3.2.1 Исследование по применению стабильного газового конденсата в качестве растворителя**

В качестве растворителя АСПО были изучен газовый конденсат с н.к.-60°C, который используется на Оренбургском НГКМ для удаления АСПО. Результаты исследований эффективности моющей, растворяющей и диспергирующей способностей растворителя приведены в Таблице 3.3 и на Рисунке 3.1.

Таблица 3.3 – Результаты эффективности растворителя газового конденсата с н.к.-60°C

Образец АСПО	№ испытания	Моющая способность, %	Диспергирующая способность, %	Растворяющая способность, %
1	2	3	4	5
АСПО-1	1	1,5	0,6	0,9

1	2	3	4	5
	2	1,2	0,7	0,5
	3	1,4	0,6	0,8
	4	1,0	0,5	0,5
	5	0,8	0,6	0,2
	6	0,9	0,4	0,5
АСПО-2	1	1,7	1,1	0,6
	2	1,9	1,2	0,7
	3	1,6	1,0	0,6
	4	1,3	0,9	0,4
	5	1,4	0,8	0,6
	6	1,0	0,7	0,3
АСПО-3	1	1,5	0,8	0,7
	2	1,8	0,9	0,9
	3	1,4	0,6	0,8
	4	1,6	0,7	0,9
	5	1,2	0,5	0,7
	6	1,9	0,6	0,9
АСПО-4	1	1,2	0,8	0,4
	2	0,8	0,3	0,5
	3	0,9	0,5	0,4
	4	1,4	0,9	0,5
	5	1,1	0,7	0,4
	6	1,2	0,6	0,6

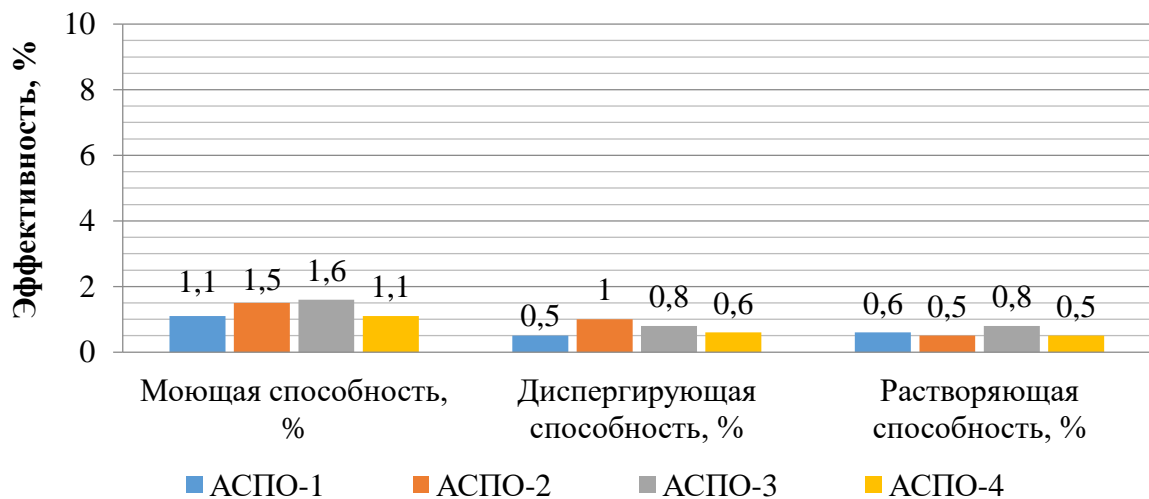


Рисунок 3.1 – Результаты средних значений эффективностей растворителя газового конденсата с н.к.-60°С на четырех образцах АСПО

В результате исследований установлено, что применение растворителя газового конденсата с н.к.-60°C является неэффективным для растворения АСПО. Для улучшения результатов удаления АСПО были проведены исследования с фракцией 60–150°C и фракцией 60–170°C, выделенными из нестабильного газового конденсата [69].

### 3.2.2 Исследование фракции газового конденсата для повышения эффективности растворителя

Исследования были направлены на изучение газового конденсата в качестве растворителя. Результаты исследований эффективности моющей, растворяющей и диспергирующей способностей растворителя приведены в Таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты эффективности растворителя на основе фракции газового конденсата

Образец АСПО	Растворитель	№ испытания	Моющая способность, %	Диспергирующая способность, %	Растворяющая способность, %
1	2	3	4	5	6
АСПО-1	фракция 60–150°C	1	21,2	5,4	15,7
		2	22,5	5,8	16,7
		3	22,1	5,5	16,6
		4	22,8	6,0	16,8
		5	20,2	5,0	15,2
		6	20,9	5,5	15,4
	фракция 60-170°C	1	14,2	7,1	7,1
		2	14,0	7,2	6,8
		3	13,9	7,3	6,6
		4	14,3	7,6	6,7
		5	14,1	7,5	6,6
		6	13,8	7,4	6,4
АСПО-2	фракция 60–150°C	1	21,4	15,1	6,3
		2	20,9	13,1	7,8
		3	20,4	13,4	7,0
		4	21,0	14,9	6,1
		5	21,3	14,1	7,2
		6	22,8	15,9	6,9



1	2	3	4	5	6
	фракция 60-170°С	1	16,9	12,1	4,8
		2	17,2	11,8	5,4
		3	16,7	11,3	5,4
		4	16,1	12,0	4,1
		5	15,8	12,5	3,3
		6	16,5	11,4	5,1
АСПО-3	фракция 60–150°С	1	18,4	4,9	13,5
		2	18,9	5,7	13,2
		3	17,8	4,5	13,3
		4	18,0	5,3	12,7
		5	19,1	5,0	14,1
		6	17,5	4,6	12,9
	фракция 60-170°С	1	9,9	4,3	5,6
		2	10,6	5,4	5,2
		3	10,8	5,0	5,8
		4	11,0	4,7	6,3
		5	10,6	5,4	5,5
		6	10,2	4,4	5,8
АСПО-4	фракция 60–150°С	1	25,6	10,3	15,3
		2	24,1	9,4	14,7
		3	24,7	9,9	14,8
		4	25,0	10,7	14,3
		5	23,9	8,6	15,3
		6	25,3	10,0	15,3
	фракция 60-170°С	1	19,5	10,3	9,2
		2	19,3	11,0	8,3
		3	18,7	10,6	8,1
		4	18,0	11,8	6,2
		5	19,2	12,8	6,4
		6	18,5	10,9	7,6

Для сравнения показателей моющей, растворяющей и диспергирующей способностей исследуемых растворителей на Рисунке 3.2 и 3.3 представлены гистограммы средних значений их эффективностей.

В результате исследований растворителей на основе фракции газового конденсата, было выявлено, что наибольшей эффективностью обладает применение фракции 60–150°С в качестве растворителя для удаления АСПО. Показатели моющей и растворяющей способностей увеличились в 10 и более раз.

Но все же эффективность растворителя для удаления отложений достаточно низкая.

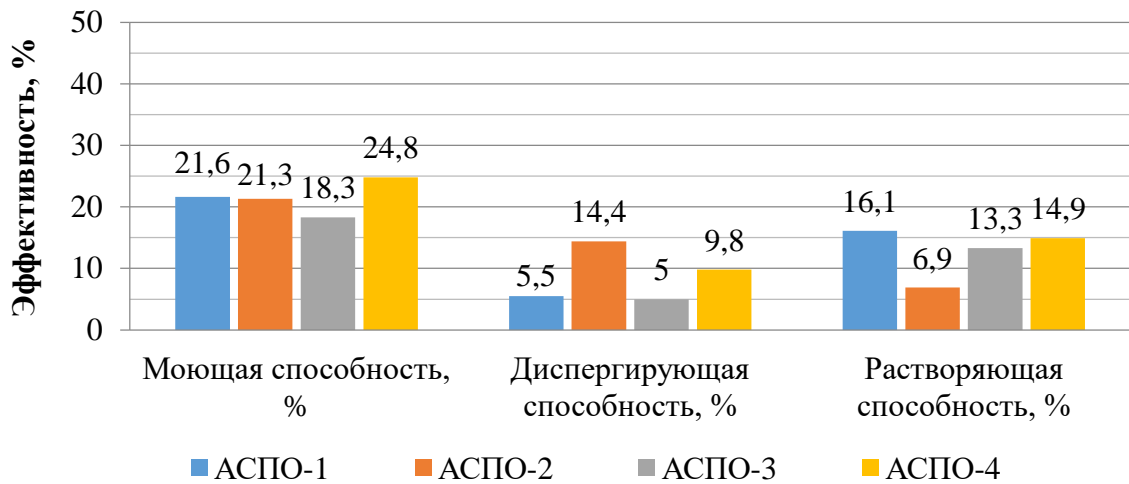


Рисунок 3.2 – Результаты средних значений эффективностей растворителя фракции 60–150°C для четырех образцов АСПО

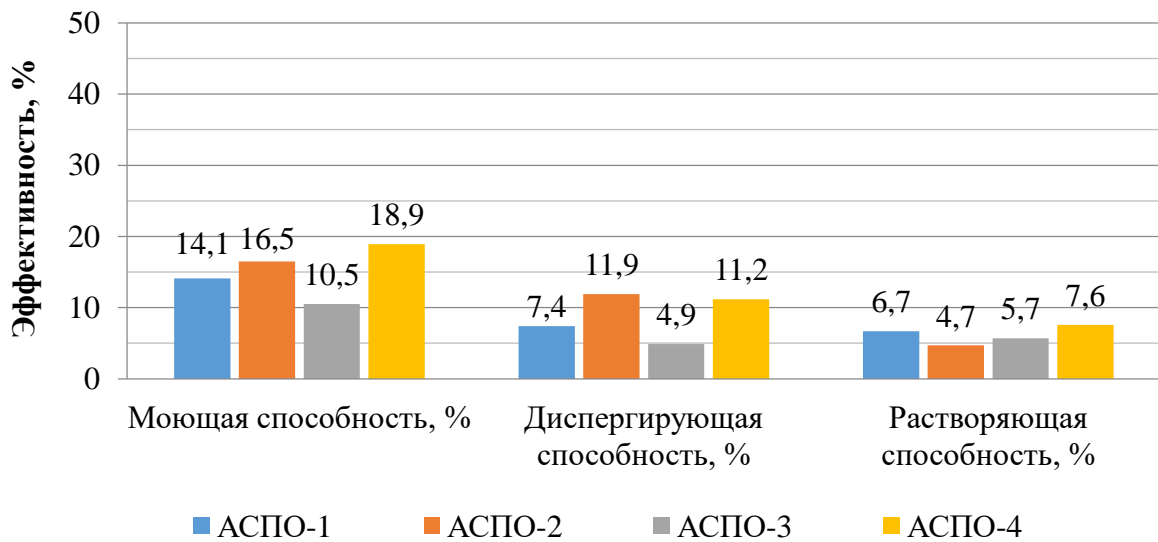


Рисунок 3.3 – Результаты средних значений эффективностей растворителя фракции 60–170°C для четырех образцов АСПО

### 3.2.3 Исследование по подбору присадки для повышения показателей растворителя

Для повышения показателей эффективности растворителя фракции 60–150°С для удаления АСПО, дальнейшие исследования были направлены на подбор присадок с оптимальной концентрацией. В качестве присадок, усиливающие моющую и растворяющую способность базового растворителя фракции 60–150°С, изучались концентрации неполярного неэлектролита и поверхностно-активного вещества (ПАВ). В Таблице 3.5 представлены составы исследуемых присадок с различной концентрацией.

Таблица 3.5 – Состав присадок

Реагент	Содержание, % масс			
	РОХ-1	РОХ-2	РОХ-3	РОХ-4
Полярный неэлектролит	18	17	20	-
Поверхностно-активное вещество	2	3	-	5

Исследуемые присадки добавлялись к базовому растворителю фракции 60–150°С с содержанием от 80 до 95 % от общей массы растворителя. Результаты приведены в Таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Результаты эффективности растворителя на основе фракции 60–150°С с добавлением присадок

Образец АСПО	Растворитель	№ испытания	Моющая способность, %	Диспергирующая способность, %	Растворяющая способность, %	
1	2	3	4	5	6	
АСПО-1	фракция 60–150°С с РОХ-1	1	64,3	26,3	38,0	
		2	64,6	28,9	35,7	
		3	63,1	26,9	36,2	
		4	63,9	27,6	36,3	
		5	64,0	28,0	36,0	
		6	63,7	29,2	34,5	
			1	47,7	28,4	19,3
			2	48,1	27,0	20,9

1	2	3	4	5	6	
	фракция 60–150°C с РОХ-2	3	49,6	27,4	22,2	
		4	48,9	29,0	19,9	
		5	47,9	28,5	19,4	
		6	48,7	27,9	20,8	
	фракция 60–150°C с РОХ-3	1	25,3	7,5	17,8	
		2	24,9	8,9	16,0	
		3	26,9	8,0	18,9	
		4	26,6	7,9	18,1	
		5	27,0	9,6	17,4	
		6	25,2	8,1	17,1	
	фракция 60–150°C с РОХ-4	1	22,1	16,6	5,5	
		2	22,8	16,8	6,0	
		3	23,6	17,7	5,9	
		4	24,4	18,2	6,2	
		5	25,1	18,3	6,8	
		6	26,6	19,8	6,9	
	АСПО-2	фракция 60–150°C с РОХ-1	1	62,5	21,7	40,8
			2	61,4	20,3	41,1
3			61,9	21,9	40,0	
4			62,6	19,4	43,2	
5			62,0	19,9	42,1	
6			61,7	20,6	41,1	
фракция 60–150°C с РОХ-2		1	44,0	22,3	21,7	
		2	45,3	23,4	21,9	
		3	44,7	23,0	21,7	
		4	43,8	20,6	23,2	
		5	43,3	21,3	22,0	
		6	44,9	22,8	22,1	
фракция 60–150°C с РОХ-3		1	32,3	11,7	20,6	
		2	33,3	10,4	22,9	
		3	33,1	10,8	22,3	
		4	32,7	11,3	21,4	
		5	32,0	11,5	20,5	
		6	31,5	10,9	20,6	
фракция 60–150°C с РОХ-4		1	34,6	19,9	14,7	
		2	35,4	18,2	17,2	
		3	35,1	18,7	16,4	
		4	34,9	19,6	15,3	
		5	33,8	19,1	14,7	
		6	34,7	19,7	15,0	
		1	57,6	22,4	35,2	

1	2	3	4	5	6
АСПО-3	фракция 60–150°C с РОХ-1	2	57,1	23,2	33,9
		3	57,4	22,9	34,5
		4	56,1	20,3	35,8
		5	56,8	21,7	35,1
		6	57,9	21,9	36,0
		1	40,8	24,3	16,5
	фракция 60–150°C с РОХ-2	2	42,4	24,9	17,5
		3	41,9	25,6	16,3
		4	42,5	25,1	17,4
		5	40,3	24,0	16,3
		6	41,2	23,6	17,6
		1	31,3	8,9	22,4
	фракция 60–150°C с РОХ-3	2	33,7	9,1	24,6
		3	32,4	9,9	22,5
		4	3,9	8,2	25,7
		5	32,0	8,7	23,3
		6	31,7	9,6	22,1
		1	31,2	19,7	11,5
	фракция 60–150°C с РОХ-4	2	32,4	19,1	13,3
		3	31,3	21,3	10,0
		4	30,9	21,7	9,2
		5	30,4	20,4	10,0
		6	31,6	19,5	12,1
		АСПО-4	фракция 60–150°C с РОХ-1	1	63,0
2	62,8			26,4	36,4
3	63,9			26,9	37,0
4	61,8			27,3	34,5
5	62,2			27,6	34,6
6	62,7			27,8	34,9
фракция 60–150°C с РОХ-2	1		38,6	14,6	24,0
	2		39,7	15,9	23,8
	3		40,5	14,4	26,1
	4		41,3	14,2	27,1
	5		39,2	15,6	23,6
	6		39,9	15,7	24,2
фракция 60–150°C с РОХ-3	1		26,4	7,5	18,9
	2		26,1	7,2	18,9
	3		25,3	4,9	17,4
	4		25,9	8,3	17,6
	5		26,8	8,8	18,0
	6		26,2	7,8	18,4

1	2	3	4	5	6
	фракция 60–150°С с РОХ-4	1	29,6	20,1	9,5
		2	28,6	19,8	8,8
		3	29,3	19,9	9,4
		4	29,4	19,0	10,4
		5	29,0	21,3	7,7
		6	28,1	20,6	7,5

По результатам исследований наибольшей эффективностью обладает присадка РОХ-1 совместно с базовым растворителем фракции 60–150°С для растворения образцов АСПО. Применение этой присадки с базовым растворителем, позволило повысить эффективность разрушения и растворения отложений в 2 раза.

Поэтому дальнейшие исследования были направлены на изучения комплексного растворителя на основе фракции 60–150°С с присадкой РОХ-1.

### **3.3 Исследование влияния кавитационно-вихревого эффекта на эффективность комплексного растворителя**

Исследование влияния кавитационно-вихревого эффекта проводились с растворителем, показавшим высокие показатели моющей и растворяющей способностей – фракция 60–150°С с присадкой РОХ-1 [69].

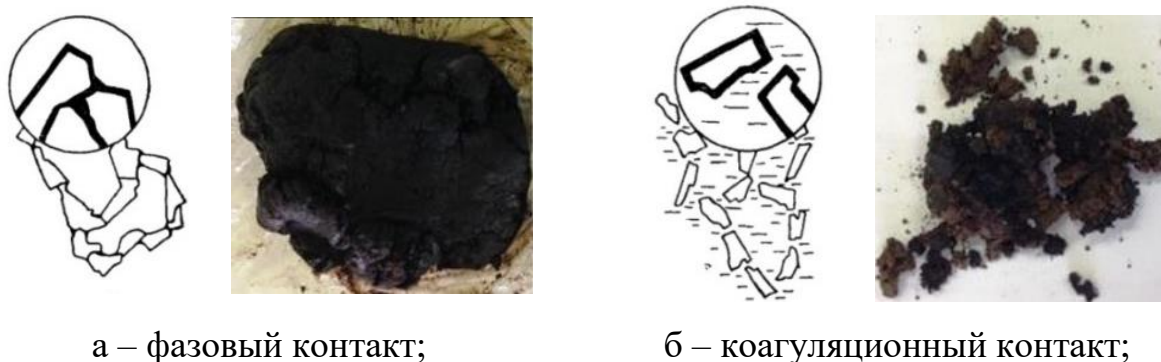
При воздействии кавитации на растворитель с увеличением времени обработки наблюдалось повышение температуры раствора до 40°С. Это связано с пульсацией и последующим коллапсом пузырьков [100]. Кавитация ускоряет процесс разрушения парафина в АСПО. Ускорения процесса растворения парафина идет за счет интенсивности перемешивания растворителя и действия импульсов давления. Под воздействием кавитации на растворитель при растворении органических отложений нарушаются С–С-связи в молекулах парафина, вследствие чего происходят изменения физико-химического состава

(уменьшение молекулярного веса, температуры кристаллизации и др.) и свойств нефтепродуктов (вязкости, плотности, температуры вспышки и др.).

Эффект кавитации влияет на способность смолистых веществ связывать твердые частицы отложений между собой. За счет кавитации происходит процесс расщепления отложения, т.е. переход из фазового контакта между частицами АСПО в коагуляционный контакт (Рисунок 3.4). Вследствие этого большая часть АСПО растворяется в растворе, а моющая способность увеличивается.

Исследуемый растворитель подвергся кавитационно-вихревому воздействию в течение 20, 40, 60 и 80 сек. (Таблица 3.7).

Оптимальное время воздействия на растворитель для удаления АСПО составило 60 сек. Более длительное время обработки показатели эффективности не увеличились.



а – фазовый контакт;

б – коагуляционный контакт;

Рисунок 3.4 – Типы отложений между частицами твердых дисперсных фаз в концентрированных дисперсных системах

Таблице 3.7 – Результаты эффективности растворителя на основе фракции 60–150°С и присадки РОХ-1 с волновым воздействием

Образец АСПО	№ испытания	Время воздействия УЗ, сек	Моющая способность, %	Диспергирующая способность, %	Растворяющая способность, %
	1		4	5	6
АСПО-1	1	20	61,7	24,3	37,4
	2		60,8	23,8	37,0

1	2	3	4	5	6
	3		63,0	23,9	39,1
	1	40	65,5	25,5	40,0
	2		67,0	27,6	39,4
	3		66,1	26,4	39,7
	1	60	71,5	28,6	42,9
	2		72,3	29,3	43,0
	3		72,8	28,1	44,7
	1	80	71,3	30,0	41,3
	2		71,8	30,7	41,1
	3		72,0	29,8	42,2
АСПО-2	1	20	63,3	27,6	35,7
	2		62,6	26,8	35,8
	3		64,0	27,2	36,8
	1	40	64,4	29,7	34,7
	2		64,9	28,6	36,3
	3		64,1	28,4	35,6
	1	60	69,4	28,5	40,9
	2		69,7	31,7	38,0
	3		69,2	32,0	37,2
	1	80	68,3	32,1	36,2
	2		69,9	32,4	36,5
	3		69,0	31,8	37,2
АСПО-3	1	20	59,7	23,7	36,0
	2		59,9	24,0	35,9
	3		59,1	23,1	36,0
	1	40	62,0	27,1	34,9
	2		61,8	28,0	33,8
	3		61,7	26,9	34,8
	1	60	63,9	28,1	35,8
	2		64,3	28,8	35,5
	3		63,0	29,4	33,6
	1	80	62,7	28,1	34,6
	2		63,0	28,7	34,3
	3		63,8	29,0	34,8
АСПО-4	1	20	62,8	28,4	34,4
	2		63,8	27,7	36,1
	3		63,4	28,1	35,3
	1	40	64,3	29,9	34,4
	2		65,1	29,4	35,7
	3		65,4	30,1	35,3
	1	60	68,8	32,6	36,2



1	2	3	4	5	6
	2	80	69,1	33,8	36,0
	3		68,6	33,1	35,5
	1		68,4	34,3	34,1
	2		68,0	34,9	33,1
	3		67,8	33,7	34,1

Анализ результатов испытаний показал, что при одновременном применении кавитационно-вихревого воздействия в течение 60 сек. и растворителя на основе фракции 60–150°С с присадкой РОХ-1 обеспечивает эффективный синергетический эффект, что приводит к увеличению показателей моющей и растворяющей способностей при растворении АСПО.

Таким образом, при применении модифицированного растворителя показатели увеличилась, моющая способность на 7,8%, диспергирующая способность на 1%, а растворяющая способность на 6,7%. Это означает, что его можно применять в промышленности, в качестве эффективного средства для удаления АСПО, которое позволит обеспечить безаварийную эксплуатацию нефтяных скважин.

### **3.4 Оценка эффективности применения разработанного растворителя по сравнению с ныне существующим аналогом**

Так же была проведена оценка эффективности применения нового комплексного растворителя на основе выделенной фракции 60–150°С с присадкой РОХ-1 и кавитационно-вихревой обработкой в течение 60 сек., с ныне существующим аналогом. В качестве аналога использовался американский растворитель WD-C.

В Таблице 3.8 представлены результаты средних значений эффективностей сравниваемых растворителей.

Таблица 3.8 – Результаты эффективностей растворителя фракции 60-150°С и присадкой РОХ-1 с кавитационно-вихревой обработкой и растворителя WD-C

Образец АСПО	Растворитель	№ испытания	Моющая способность, %	Диспергирующая способность, %	Растворяющая способность, %
1	2	3	4	5	6
АСПО-1	WD-C	1	65,2	-	-
		2	64,9	-	-
		3	65,0	-	-
		4	63,9	-	-
		5	64,0	-	-
		6	65,7	-	-
	фракция 60–150°С с РОХ-1 и УЗ	1	71,9	31,9	40,1
		2	70,1	31,7	38,4
		3	70,9	30,0	40,9
		4	71,2	32,8	38,4
		5	71,5	31,6	39,9
		6	71,3	31,7	39,6
АСПО-2	WD-C	1	48,6	-	-
		2	46,9	-	-
		3	48,1	-	-
		4	49,0	-	-
		5	48,7	-	-
		6	47,4	-	-
	фракция 60–150°С с РОХ-1 и УЗ	1	67,5	27,3	40,2
		2	66,8	26,4	40,4
		3	68,0	25,9	42,1
		4	67,2	25,3	41,9
		5	67,8	26,7	41,1
		6	68,3	26,9	41,4
АСПО-3	WD-C	1	61,1	-	-
		2	60,9	-	-
		3	60,4	-	-
		4	61,7	-	-
		5	61,0	-	-
		6	61,9	-	-
	фракция 60–150°С с РОХ-1 и УЗ	1	72,8	33,2	39,6
		2	73,9	33,5	40,4
		3	73,4	32,8	40,6
		4	73,1	32,0	41,1
		5	72,5	33,6	38,9
		6	72,0	32,4	39,6
		1	57,6	-	-

1	2	3	4	5	6
АСПО-4	WD-C	2	58,3	-	-
		3	57,9	-	-
		4	59,4	-	-
		5	57,0	-	-
		6	57,2	-	-
	фракция 60–150°С с РОХ-1 и УЗ	1	69,9	29,2	40,7
		2	70,3	28,4	41,9
		3	69,6	28,9	40,7
		4	69,2	29,6	39,6
		5	70,6	28,0	42,6
		6	70,1	28,6	41,5

Как видно из Таблицы 3.8 у модифицированного растворителя фракции 60–150°С с РОХ-1 и кавитационно-вихревой обработкой, при растворении образцов АСПО, показатели моющей способностей выше, чем у американского растворителя WD-C, что говорит о преимуществе нового разработанного растворителя над зарубежным аналогом.

### **3.5 Исследование влияния изменения температуры на растворения асфальтосмолопарафиновых отложений**

Для изучения действия растворителя при изменении температуры на АСПО были проведены исследования с нагревом (Рисунок 3.5).

Магнитная мешалка с нагревом представляет собой корпус, изготовленный из металла или пластика, внутри которого находится электродвигатель, и дополнительно оснащены нагревающим вкладышем, расположенным над электромагнитом, который, в свою очередь, под действием электрического тока приводит в движение магнитные элементы. Необходимый химический реактив помещается в лабораторную посуду из стекла.

Изучение процесса растворения АСПО производили при различных температурах 20, 40, 60°С и в исследуемых растворителях: ст.г.к. с н.к.-60°С, фракция 60–150°С, фракция 60–170°С, фракция 60–150°С с добавлением присадки

РОХ-1, фракция 60–150°C с присадкой РОХ-1 и с кавитационно-вихревой обработкой в течении 60 сек. Эффективность растворения оценивалось по изменению массы отложений при взаимодействии с растворителем, время фиксировалось по мере полного растворения отложений. Результаты исследования представлены в Таблице 3.9.

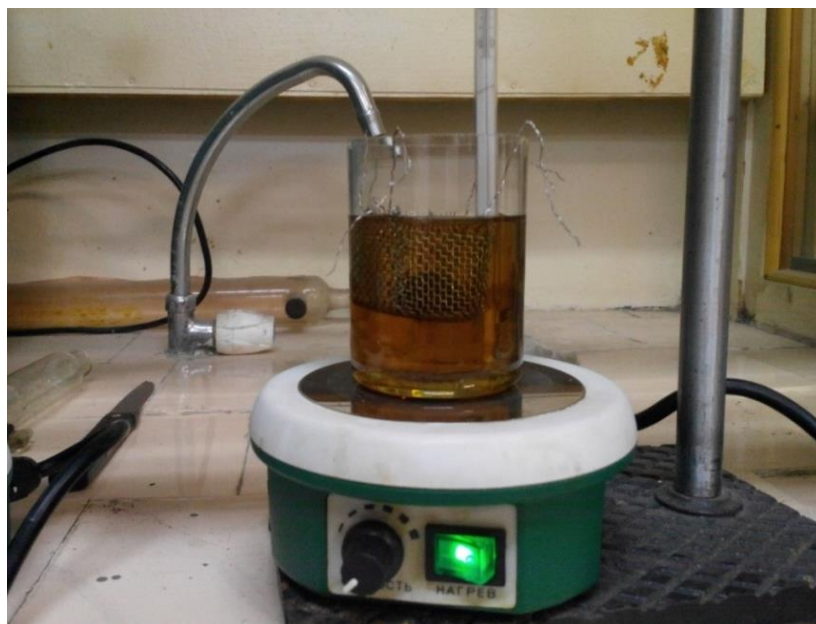


Рисунок 3.5 – Установка для испытаний образцов АСПО

Таблица 3.9 – Среднее время растворения образцов АСПО при изменении температуры растворителя

Образец АСПО	Растворитель	Температура, °С	Среднее время плавления отложений, мин.
1	2	3	4
АСПО-1 АСПО-2 АСПО-3 АСПО-4	ст.г.к. с н.к.-60 °С	20	220
		40	90
		60	45
	фракция 60–150°C	20	165
		40	70
		60	26
	фракция 60–170 °С	20	180
		40	75
		60	35

1	2	3	4
	фракция 60–150°С с РОХ-1	20	148
		40	45
		60	17
	фракция 60–150°С с РОХ-1 и УЗ	20	125
		40	30
		60	13

Из полученных результатов исследований видно, что при температуре 60°С растворитель, полученный из фракции 60–150°С и РОХ-1 с кавитационно-вихревой обработкой, показал среднюю продолжительность растворения четырех образцов АСПО – 13 минут.

Таким образом, помимо высокой моющей и средней растворяющей способностей (Таблица 3.7), полученный растворитель из фракции 60–150°С и РОХ-1 с кавитационно-вихревой обработкой обладает способностью быстро расплавлять отложения при высоких температурах [69]. Такой режим применения растворителя исключает процесс нагрева до высоких температур, обеспечивая безопасность технологического процесса производства.

### **3.6 Расчет аварийного давления и интенсивности теплового излучения при возникновении пожара**

Своевременная очистка скважин от отложений позволяет избежать возникновения аварийных ситуаций и в дальнейшем экономических убытков. Для наглядности произведем расчет для определения разницы в давлениях при наличии АСПО и без, а именно сужение проходного сечения НКТ. Как известно, увеличение давления может привести к возникновению аварийной работы оборудования, что в свою очередь может привести к фонтанированию скважины и, как следствие, к пожару.

В качестве исходных данных выбрана скважина с наиболее большим дебитом и являющейся наиболее опасной в случае аварии. Исходные данные для расчета, указаны в Таблице 3.10.

Таблица 3.10 – Исходные данные для расчета

Параметры	Обозначение	Значение
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	$\rho_n$	798
Плотность воды, кг/м <sup>3</sup>	$\rho_v$	890
Вязкость нефти, Па·с	$\mu$	0,915
Глубина спуска насоса, м	$L_n$	1300
Давление рабочее, МПа	$P_y$	52,7
Дебит скважины, м <sup>3</sup> /сут	$Q$	420
Диаметр НКТ, м:	$D$	
- без отложений		0.073
- с отложениями		0.063

Для оценки повреждения НКТ при накоплении большого слоя отложений АСПО рассчитывается потеря давления с помощью формулы Дарси–Вейсбаха:

$$\Delta P = \lambda \frac{L_n}{D} \cdot \frac{\rho \cdot w^2}{2}, \quad (3.1)$$

где  $\lambda$  – коэффициент трения при движении потока нефти или нефтепродукта по нефтепроводу;

$L_n$  – длина спуска насоса, м;

$D$  – внутренний диаметр трубопровода, м;

$\rho$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;

$w$  – скорость движения товарной продукции по нефтепроводу, м/с.

Начальная скорость движения нефти по НКТ без налипших отложений вычисляется по формуле:

$$w_n = \frac{Q}{S_n}, \quad (3.2)$$

где  $Q$  – дебит скважины (производительность скважины по нефти), м<sup>3</sup>/ч;

$S_n$  – площадь проходного сечения нефтепровода, м.

Площадь проходного сечения нефтепровода без отложений АСПО  $S_n$  рассчитывается по формуле:

$$S_H = \pi \frac{D_{BH}^2}{4}, \quad (3.3)$$

где  $D_{BH}$  – внутренний диаметр НКТ, м.

Площадь проходного сечения НКТ без отложений АСПО равно:

$$S_H = 3,14 \frac{(0,073 - 2 \cdot 0,005)^2}{4} = 3,14 \frac{0,063^2}{4} = 0,0031 \text{ м}^2.$$

Тогда начальная скорость движения нефти в НКТ без отложений равна:

$$w_H = \frac{13,97}{0,0031} = 4506,45 \text{ м/ч} = 1,25 \text{ м/с}.$$

Для определения коэффициента трения при движении потока нефти по НКТ определяется исходя из числа Рейнольдса  $Re$ :

$$Re = \frac{w_H \cdot d_{BH}}{\nu}, \quad (3.4)$$

где  $\nu$  – кинематическая вязкость нефти,  $\text{м}^2/\text{с}$ .

Число Рейнольдса при диаметре расчетного участка НКТ без отложений АСПО по формуле (3.4):

$$Re_1 = \frac{1,25 \cdot 0,063}{0,00115} = 68,48.$$

Так как число Рейнольдса соответствует условию  $Re < 2320$ , т.е. течение нефти по НКТ проходит в ламинарном режиме, то коэффициент трения при движении потока нефти по нефтепроводу определяется по формуле Пуазейля:

$$\lambda = \frac{64}{Re}. \quad (3.5)$$

Тогда коэффициент трения при движении потока нефти по НКТ без отложений по формуле (3.5):

$$\lambda_H = \frac{64}{68,48} = 0,935.$$

Подставив все данные в формулу (3.1), получаем значение внутреннего давления в НКТ без отложений:

$$P_1 = 0,935 \cdot \frac{1300}{0,063} \cdot \frac{798 \cdot 1,25^2}{2} = 12028385,05 \text{ Па} \sim 12,03 \text{ МПа}.$$

Произведена оценка внутреннего давления в НКТ с отложениями АСПО на стенках трубы толщиной 0,1 мм.

Скорость движения нефти по нефтепроводу при накопленном слое отложений АСПО вычисляется из уравнения неразрывности потока жидкости, имеющего вид:

$$w_H \cdot S_H = w_{\text{АСПО}} \cdot S_{\text{АСПО}} \quad (3.6)$$

Из уравнения (3.6) следует, что скорость ( $w_{\text{АСПО}}$ ) движения нефти при накопленном слое отложений АСПО толщиной 0,1 мм равно:

$$w_{\text{АСПО}} = \frac{w_H \cdot S_H}{S_{\text{АСПО}}} = \frac{w_H \cdot D_{\text{ВН}}^2}{D_{\text{АСПО}}^2} = \frac{1,25 \cdot 0,063^2}{(0,063 - 2 \cdot 0,001)^2} = 1,317 \text{ м/с.}$$

Число Рейнольдса при диаметре расчетного участка нефтепровода с накопленными отложениями АСПО толщиной 0,1 мм по формуле (3.4) равно:

$$Re_2 = \frac{w_{\text{АСПО}} \cdot D_{\text{АСПО}}}{\nu} = \frac{1,317 \cdot 0,061}{0,00115} = 69,86.$$

Так как число Рейнольдса соответствует условию  $Re < 2320$ , то коэффициент трения при движении потока нефти по нефтепроводу с накопленным слоем отложений АСПО толщиной 0,1 мм определяется по формуле (3.5):

$$\lambda_{\text{АСПО}} = \frac{64}{69,86} = 0,916.$$

Подставив все данные в формулу (3.1), получаем значение внутреннего давления НТК с накопленным слоем отложений АСПО толщиной 0,1 мм:

$$P_2 = 0,916 \cdot \frac{1300}{0,061} \cdot \frac{798 \cdot 1,317^2}{2} = 13509938,34 \text{ Па} \sim 13,51 \text{ МПа.}$$

В Таблице 3.11 представлены результаты, определяющие максимально допустимого слоя АСПО на стенках НКТ, при которых возникает избыточное давление. Расчет производился для разной толщины отложений с шагом 10 мм.

Таблица 3.11 – Результаты расчетов внутреннего давления в НКТ при разной толщине отложений АСПО

№ п/п	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Толщина отложений, см	Длина спуска насоса, м	Скорость течения жидкости, м/с	Производительность нефтепровода, м <sup>3</sup> /ч	Внутреннее давление в трубопроводе, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8
1	73	63	0	1300	1,25	13,97	12,03
2	73	61	0,1	1300	1,32	13,97	13,51



1	2	3	4	5	6	7	8
3	73	59	0,2	1300	1,42	13,97	15,56
4	73	57	0,3	1300	1,53	13,97	17,98
5	73	55	0,4	1300	1,63	13,97	20,57
6	73	53	0,5	1300	1,77	13,97	24,07
7	73	51	0,6	1300	1,91	13,97	28,05
8	73	49	0,7	1300	2,07	13,97	30,56
9	73	47	0,8	1300	2,24	13,97	40,42
10	73	45	0,9	1300	2,45	13,97	46,15
11	73	43	1,0	1300	2,68	13,97	55,45
12	73	41	1,1	1300	2,95	13,97	66,94
13	73	39	1,2	1300	3,26	13,97	81,84
14	73	37	1,3	1300	3,62	13,97	100,86
15	73	35	1,4	1300	4,05	13,97	126,16
16	73	33	1,5	1300	4,51	13,97	158,26

Из полученных результатов расчета, представленные в Таблице 3.11 видно, что допустимая толщина налипания отложений является 0,9 мм, которые удовлетворяют условиям  $P_2 < P_{\text{раб}}$  (46,15 МПа < 52,7 МПа). При образовании отложений свыше 0,9 мм возникает риск возникновения аварий, связанные с повышением давления в НКТ.

Далее рассмотрим возникновения пожара при факельном горении нефтяного скважины. Рассчитаем интенсивность излучения при факельном горении. Расчет производится согласно методическому пособию «Физико-химические основы развития и тушения пожара» [101] и Приказу МЧС РФ от 10 июля 2009 г. №404 «Об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах» [102].

Расчет высоты факела пламени находится из зависимости:

$$H_{\text{ф}} = 23 \cdot Q^{0,4} = 23 \cdot 0,42^{0,4} = 16,26 \text{ м}, \quad (3.7)$$

где  $H_{\text{ф}}$  – высота факела пламени, м;

$Q$  – дебит нефтяного фонтана, тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Рассчитаем площадь поверхности фонтана нефти, охваченного пламенем:

$$S = \frac{0.7 \cdot Q \cdot 10^{-3}}{\rho \cdot L} = \frac{0.7 \cdot 420 \cdot 10^{-3} \cdot 24 \cdot 60}{798 \cdot 2.04 \cdot 10^{-3}} = 260.06 \text{ м}^2, \quad (3.8)$$

где  $Q$  – дебит скважины (производительность скважины по нефти), т/сут;

$\rho$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;

$L$  – линейная скорость выгорания нефти, мм/мин ( $L=2,04 \cdot 10^{-3}$  мм/мин).

Для вычисления длины боковой поверхности факела пламени угол распыленности струи принимаем усредненный для компактного нефтяного фонтана  $\alpha=30^\circ$ :

$$l = \frac{H_\phi}{\cos \alpha} = \frac{16.26}{\cos 30^\circ} = 18.78 \text{ м}. \quad (3.9)$$

Зная длину боковой поверхности пламени фонтана нефти, воспользуемся формулой площади боковой поверхности усеченного конуса и определим максимальный диаметр у верхней части факела:

$$S = \pi \cdot (R_\phi + R_{\text{НКТ}}) \cdot l, \quad (3.10)$$

где  $S$  – площадь поверхности фонтана нефти, охваченного пламенем, м<sup>2</sup>;

$R_\phi$  – радиус верхней части факела, м;

$R_{\text{НКТ}}$  – радиус НКТ, м.

Выразим величину  $R_\phi$  из выражения и получим значение:

$$R_\phi = \frac{S - \pi \cdot R_{\text{НКТ}} \cdot l}{\pi \cdot l} = \frac{260.06 - 3.14 \cdot \left(\frac{0.073}{2}\right) \cdot 18.78}{3.14 \cdot 18.78} = 4.37 \text{ м}. \quad (3.11)$$

Следовательно, диаметр верхней части факела равен:

$$D_\phi = 4,37 \cdot 2 = 8,74 \text{ м}. \quad (3.12)$$

Теплота пожара – тепловыделение в зоне горения в единицу времени определяется по формуле:

$$q_{\text{п}} = v_{\text{м}}^{\text{абс}} \cdot Q_{\text{н}} \cdot \beta, \quad (3.13)$$

где  $v_{\text{м}}^{\text{абс}}$  – масса горючего вещества, сгорающая в единицу времени (массовая скорость выгорания абсолютная), кг/с;

$Q_{\text{н}}$  – низшая теплота сгорания нефти, 43600 кДж/кг;

$\beta$  – коэффициент теплоты сгорания (принят по справочным данным 0,85).

Массовая скорость выгорания находится из выражения:

$$v_{\text{м}}^{\text{уд}} = \frac{v_{\text{м}}^{\text{абс}}}{F_{\text{п}}}, \quad (3.14)$$

где  $v_M^{уд}$  – удельная массовая скорость выгорания,  $\text{кг}/\text{м}^2 \cdot \text{с}$  (для нефти принимается  $0,04 \text{ кг}/\text{м}^2 \cdot \text{с}$ );

$F_{\Pi}$  – площадь пожара,  $\text{м}^2$ .

Площадь пожара  $F_{\Pi}$  – это площадь проекции зоны горения на горизонтальную плоскость [101]. Для фонтанирующей нефтяной скважины вычисляется по формуле:

$$F_{\Pi} = \pi \left( \frac{D_{\Phi}}{2} \right)^2 = 3.14 \left( \frac{8.74}{2} \right)^2 = 60 \text{ м}^2, \quad (3.15)$$

Тогда  $v_M^{abc} = F_{\Pi} \cdot v_M^{уд} = 60 \cdot 0,04 = 2,4 \text{ кг}/\text{с}$ .

Следовательно, подставив полученные данные в формулу 3.13, найдем теплоту пожара:

$$q_{\Pi} = 2,4 \cdot 43600 \cdot 0,85 = 88944 \text{ кВт}.$$

Для расчета мощности лучистого теплового потока в зависимости от расстояния до устья скважины рассматривается схема, представленная на Рисунке 3.6.

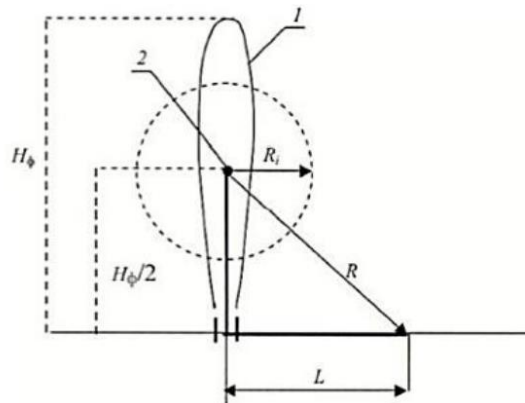


Рисунок 3.6 – Модель для расчета мощности интенсивности излучения пламени

Поверхность пламени фонтана (1) заменяется точкой (2), расположенной над устьем на  $\frac{1}{2}$  высоты факела и излучающей тепловую энергию в единицу времени такую же, как и весь факел. Это излучение воспринимается поверхностью шара:

$$S = 4 \cdot \pi \cdot R^2. \quad (3.16)$$

С возрастанием радиуса шара интенсивность излучения снижается, так как возрастает поверхность, воспринимающая это излучение. Согласно Рисунку 3.6 и теореме Пифагора заменим  $R$  в уравнении на ее составляющие:

$$R^2 = \left(\frac{H}{2}\right)^2 + L^2. \quad (3.17)$$

Теплопотери излучением пожара от нефтяного фонтана могут быть рассчитаны по формуле:

$$\eta_{л} = 0,048 \cdot \sqrt{M}, \quad (3.18)$$

где  $M$  – молекулярная масса нефти, кг/моль, определяется по формуле:

$$M = 60 + 0,3t_{ср} + 0,001t_{ср}^2, \quad (3.19)$$

где  $t_{ср}$  – средняя температура кипения нефти, °С, определяется по справочным данным в зависимости от плотности нефтепродукта. Для нефти, приведенной в данном расчете, составляет 106°С.

$$M = 60 + 0,3 \cdot 106 + 0,001 \cdot 106^2 = 103,036 \text{ кг/моль.}$$

Тогда теплопотери равны:

$$\eta_{л} = 0,048 \cdot \sqrt{103,036} = 0,049.$$

Таким образом, интенсивность лучистого теплового потока от пламени на различных расстояниях от устья скважины может быть рассчитана по формуле:

$$q_{л} = \frac{n_{л} \cdot q_{п}}{S} = \frac{n_{л} \cdot q_{п}}{4 \cdot \pi \left[ \left(\frac{H}{2}\right)^2 + L^2 \right]}. \quad (3.20)$$

После расчета интенсивности лучистого теплового потока найдем время воспламенения растительных материалов под влиянием лучистого теплового потока, при условии, что  $q_{л} \geq 8 \text{ кВт/м}^2$ :

$$\tau_{в} = \frac{2,4 \cdot 10^5}{q_{л}^{2,6}}. \quad (3.21)$$

Полученные результаты определения границ зон теплового воздействия пламени и времени воспламенения растительных материалов от излучения пламени приведены в Таблице 3.12.

Таблица 3.12 – Удаление границ опасных зон теплового потока от устья скважины

Зона теплового воздействия Пламени пожара	Максимальная плотность теплового потока, кВт/м <sup>2</sup>	Граница зон до устья скважины, м	Время воспламенения растительности, с
I	3,56	9	8839,78
II	8,36	5	960,38
III	10,67	4	509,31
IV	16,90	2	154,06

В соответствии с Приказом от 10.07.2009 г. №404 «Об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах» [102] определены критерии поражения человека тепловым излучением. Степень поражения человека в зависимости от интенсивности излучения указаны в Таблице 3.13.

Таблица 3.13 – Степень поражения человека в зависимости от интенсивности излучения

Границы	Максимальная плотность теплового потока, кВт/м <sup>2</sup>	Последствия теплового воздействия				Характеристика зон по условиям работы личного состава
		на кожу человека	на технику			
			металлическое оборудование	деревянные элементы	резина, одежда, ткань	
1	2	3	4	5	6	7
I	4,2	болевые ощущения через 20 с	без видимых изменений			Личный состав может находиться и выполнять физическую работу длительное время в боевой одежде без специального теплозащитного снаряжения
II	8,4	появление волдырей через 20 с	вспучивание краски	разложение	обугливание	Личный состав может находиться и выполнять физическую работу не более 5 минут в боевой одежде, смоченной водой
III	10,5	мгновенные ожоги	обгорание краски	загорание	загорание	Личный состав может находиться и выполнять физическую работу

1	2	3	4	5	6	7
						не более 5 минут в боевой одежде, под защитой распыленных водяных струй
IV	14,0	мгновенные ожоги	обгорание краски	загорание	загорание	Личный состав может находиться и выполнять физическую работу не более 5 минут в теплозащитном снаряжении под защитой распыленных водяных струй

### 3.7 Экономическая эффективность

Расчет технико-экономической эффективности проекта, был произведен исходя из количества потребляемого стабильного газового конденсата – 1 000 т./год на предприятии ООО «Газпром Добыча Оренбург».

Данные для расчета затрат на борьбу с образованием отложений в нефтяных скважинах ООО «Газпром Добыча Оренбург» определены на основе имеющихся данных [103].

В Таблице 3.14 представлены ежегодные затраты на предотвращение и удаление АСПО одной скважины С-402Н Оренбургском НГКМ.

Таблица 3.14 – Ежегодные затраты на предотвращение и удаление АСПО со скважины С-402Н

Применяемые меры борьбы с АСПО	Кол-во обработок в год	Стоимость, руб./год
Горячая обработка газовым конденсатом	36	8 713 500*
Растворитель фракция 60-150 °С с РОХ-1 и волновым воздействием	12	1 200 000

\*– (ОАО Газпром. Сборник сметных норм для определения затрат. Рекомендован к применению письмом ОАО Газпром от 09.04.2001 г. № Д11-257).

Из проведенных расчетов следует, что применение горячего газового конденсата для удаления АСПО является дорогостоящим.

По результатам исследований видно, что применение нового растворителя в качестве эффективного средства удаления АСПО увеличивает процент растворения отложений. Следовательно, периодичность обработок сокращается в 3 раза, и затраты на 14% по сравнению с обработкой горячим газовым конденсатом [104].

### **Выводы к 3 главе**

1. Проведенные исследования группового состава АСПО Оренбургского НГКМ взятого со скважины С-402Н, показывают, что образцы характеризуются высоким содержанием парафинов, и имеют незначительное содержание асфальтенов и смол.

2. Установлен состав модифицированного реагента – растворителя для удаления АСПО, представляющий собой фракцию стабильного конденсата 60–150°С (80% масс.) и присадки РОХ-1, содержащий в себе смесь неполярных неэлектролитов (18% масс.) и ПАВ (2% масс.). Установлено, что совместное действие кавитационно-вихревого воздействия в течении 60 сек. и разработанного базового растворителя 60–150°С с присадкой РОХ-1 обеспечивает эффективность эффективный синергетический эффект, что приводит к увеличению всех основных показателей: моющей (72,4%), диспергирующей (28,6%) и растворяющей (43,5%) способностей.

3. Установлено, что при температуре 60°С растворитель, полученный из фракции 60–150°С и РОХ-1 с кавитационно-вихревой обработкой, показал среднюю продолжительность растворения четырех образцов АСПО – 13 минут.

4. Проведены технико-экономические расчеты применения растворителя на основе фракция 60-150°С с РОХ-1 и волновым воздействием на скважине С-402Н Оренбургского НГКМ. По полученным результатом видно, что периодичность обработок растворителем сокращается в 3 раза, а затраты на 14%

по сравнению с обработкой горячим газовым конденсатом применяемым на предприятии ООО «Газпром Добыча Оренбург».



## ГЛАВА 4 АНАЛИЗ И ОЦЕНКА ПОЖАРНЫХ РИСКОВ НА ОРЕНБУРГСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

### 4.1 Анализ основных причин аварий на установке многократного испарения газового конденсата

На взрывопожароопасных предприятиях сохраняется рост аварийных ситуаций в связи со стремительным развитием нефтегазовой промышленности, это связано с производством и потреблением горючих, и взрывчатых материалов, и веществ. На нефтеперерабатывающих предприятиях невозможно заранее предвидеть место и характер возникновения аварийных ситуаций.

Для снижения или предотвращения последствий аварий необходимо уже на стадии проектирования оценить вероятную частоту аварий, с помощью построения «дерева отказов» (Рисунок 4.1), используя статистические данные и анализ технологического процесса, результаты анализа причин аварийных ситуаций на аналогичных предприятиях [105-109].

Основными факторами, определяющими опасность установки многократного испарения газового конденсата, являются:

- взрывопожароопасность сырья и получаемых продуктов;
- выполнение производственных операций при высоком тепловом воздействии;
- сосредоточение больших масс опасных веществ в единичном оборудовании (емкости, колонные аппараты, реакторы);
- применение перегретого водяного пара;
- наличие электрических устройств, обеспечивающих работу электродвигателей насосов, компрессоров, аппаратов воздушного охлаждения.

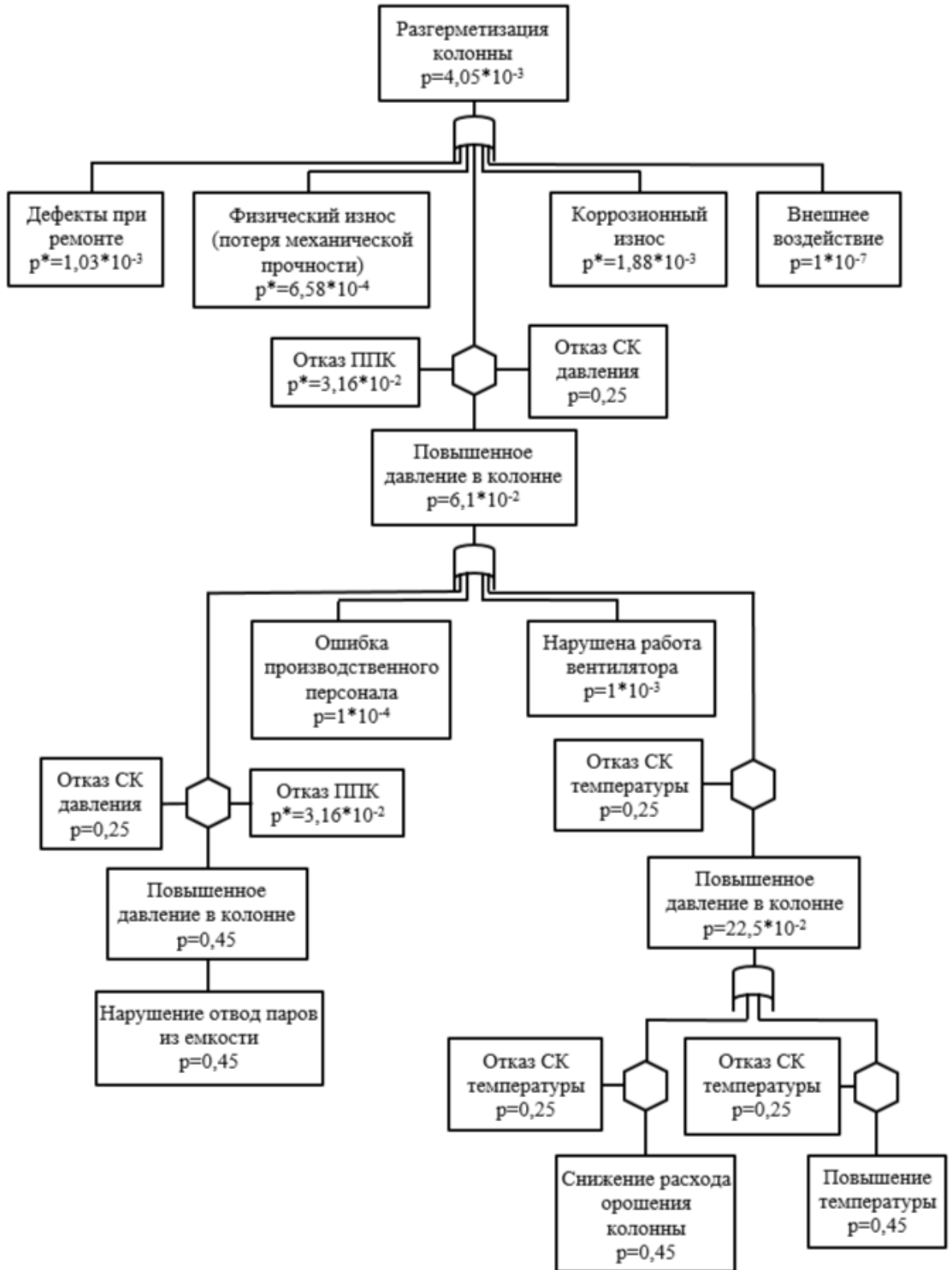


Рисунок 4.1 – «Дерево отказов» колонны установке многократного испарения  
газового конденсата

## **4.2 Причины аварий и их факторы, приводящие к возникновению пожаров имеющие природный и техногенный характера**

Основными причинами возникновения пожаров от техногенного характера являются [3,109]:

- транспорт;
- опасные воздействия от близлежащих объектов;
- диверсия;
- природные воздействия.

Физико-химические свойства, относящиеся к пожароопасным веществам обращающихся на установке, могут реализоваться аварии, сопровождающиеся [110]:

- пожаром пролива – диффузионным горением паров ЛВЖ, ГЖ в атмосфере;
- взрывом, хлопком, вспышкой, волной пламени – дефлаграционным сгоранием предварительно перемешанных газопаровоздушных облаков;
- «огненным шаром» – крупномасштабным диффузионным пламенем парового облака, поднимающегося над поверхностью земли;
- образованием зон загазованности в отсутствие продуктов сгорания технологических сред. При авариях с выбросом пожароопасных веществ, обращающихся на установки многократного испарения газового конденсата, ввиду их свойств, непосредственная угроза для жизни людей невелика, поскольку эти вещества обладают малой токсичностью.

## **4.3 Оценка риска и расчет последствий разрушения установки многократного испарения газового конденсата**

При помощи программного модуля Toxi+<sup>Risk</sup> 4.4.1 [111] был проведен расчет зон поражения опасного вещества, включая этапы организации работ по анализу риска, идентификацию опасностей, а также оценку последствий и показателей

риска. Данная программа является средством для анализа риска аварий на опасных производственных объектах, а также оценки показателей пожарного риска в соответствии с требованиями МЧС России. Работа программного модуля осуществляется на основе расчетных методик и справочников [102].

Проводимый расчет позволяет определить возможные безвозвратные потери человеческой жизни, измеряемые количеством смертельных случаев в результате аварии. Также проводится оценка возможных санитарных потерь, измеряемых количеством пострадавших, нуждающихся в госпитализации. Ожидаемая частота аварии также входит в задачи и цели проведенного расчета [105,108].

#### 4.4 Исходные данные для расчета

Исходные данные необходимые для расчета при использовании установки многократного испарения газового конденсата:

- ректификационная колонна является опасным производственным объектом в соответствии с ФЗ №116 от 21.07.1997 г. [1], так как при поступлении нестабильного газового конденсата происходит, нагрев сырья до 180°C при атмосферном давлении в результате чего происходит выделение фракции газового конденсата;

- перерабатываемое вещество – нестабильный газовый конденсат, является легковоспламеняющейся жидкостью. Разрушение ректификационной колонны ведет к выбросу ГЖ на прилегающую территорию с возможностью последующего воспламенения или взрыва от источников воспламенения. Плотность опасного вещества 723,5 кг/м<sup>3</sup>;

- максимальная масса опасного вещества, заключенного ректификационной колонне – 920 т.;

- климат резко – континентальный. Зона сейсмоустойчивая, спокойная. Преобладающее направление ветра зимой – южное и юго-западное, летом – северное и северо-западное. Среднегодовое количество осадков составляет

533 мм. Среднегодовая температура воздуха – плюс 2,4°C. Среднемесячная температура воздуха в холодный период – минус 15-10°C, в теплый период – плюс 19,3-20,4°C;

– доля времени эксплуатации ректификационной колонны принято брать равной единице, т.к. используется в текущем состоянии на всем промежутке времени;

– количество опасного вещества по объему, которого 10 % составляет газовая фаза [112];

– типовой сценарий при применении ректификационной колонны с давлением близкому к атмосферному производится по методики МЧС (приказ 404) [102], где  $T_{всп.} < T_{окр.ср.}$  или  $T_{вещ.} > T_{всп.}$ . Вероятность полного разрушения ректификационной колонны составляет  $1,36 \cdot 10^{-6}$ .

#### 4.5 Расчет последствий разрушения

Для начала работы по расчёту проекта необходимо определить масштаб планируемых работ и вычислить площадь объектов, на которых будет присутствовать персонал. Определение площадных объектов, на которых указано число рискующих людей и коэффициент их присутствия.

Для расчета определения коэффициента присутствия персонала в рассчитываемых площадочных объектах, берется среднее относительное время нахождения людей в заданной области за рассматриваемый промежуток времени. Значение коэффициента присутствия в течение года определяется как отношение годового фонда рабочего времени к общему количеству часов в году [113,114].

$$K_i = \frac{t_{\text{фонд}}}{t_{\text{общ}}} = \frac{2080}{8760} = 0,23, \quad (4.1)$$

где  $t_{\text{фонд}}$  – годовой фонд рабочего времени (для 40-часовой рабочей недели, без учета отпусков составляет 2080 час), час;

$t_{\text{общ}}$  – число часов в году (число суток в году полагается равным 365).

Коэффициент присутствия на этом объекте равен 0,23.

На территории нефтеперерабатывающего завода находится 6 площадочных объектов:

- 1 – насосная;
- 2 – ректификационная колонна;
- 3 – товарная емкость;
- 4 – теплообменник Е-01;
- 5 – емкость РОХ-1;
- 6 – емкость дегазации С-01.

С помощью расчетов строится дерево исходов опасных событий колонн на установке многократного испарения газового конденсата, и частота реализации аварийных событий с образованием поражающих факторов на территории ОПО (Рисунок 4.2).

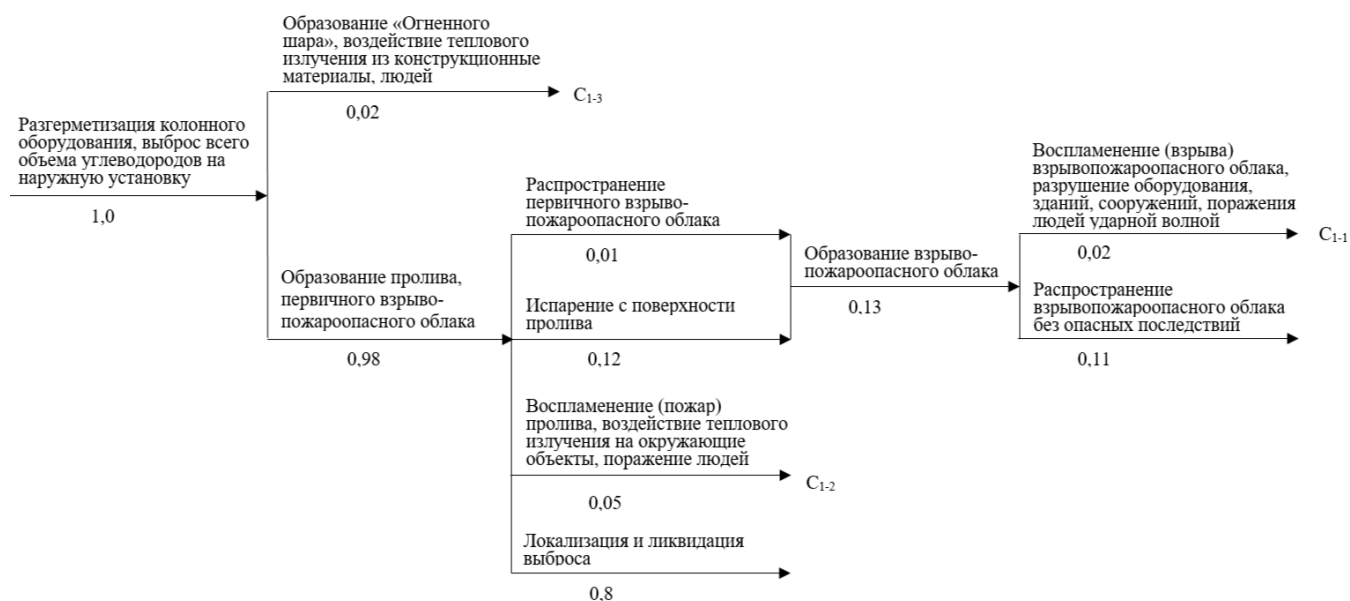


Рисунок 4.2 – «Дерево событий» колонн установки многократного испарения газового конденсата

Методика определения расчетных величин промышленного риска на производственных объектах (утверждена приказом МЧС России от 10.07.2009 г

№404, с изменениями и дополнениями, внесенными приказом МЧС России от 14.12.2010 г. № 649 [102].

В данной работе рассматривается методика расчета пожарных величин пожарного риска на промышленных объектах. Для проведения расчетов используется сопоставление расчетных величин пожарного риска со значениями нормативных параметров пожарных рисков, установленных Федеральным законом Российской Федерации от 22 июля 2008 года №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [79].

Нужно отметить, что для определения зон поражения при осуществлении основных поражающих факторов пользователю предлагается выбрать соответствующее окно для ввода начальных данных для расчета в зависимости от конкретного сценария аварии. Эта методика позволяет рассчитать наиболее вероятные величины пожарных рисков на производственных объектах, что в свою очередь способствует повышению мер безопасности на работе и уменьшению возможности возникновения чрезвычайных ситуаций.

#### **4.6 Определение сценариев аварий с участием опасных веществ**

Для снижения взрывоопасности вся технологическая схема установки многократного испарения газового конденсата разбита на 4 блока. Технологические блоки в случае возникновения аварии или инцидента, могут быть отключены друг от друга запорной арматурой, системами защиты и блокировок.

При определении типовых сценариев возможных аварийных ситуаций использовались результаты произошедших аварий, на подобных объектах ранее, позволяющие предположить возможность их возникновения на установке многократного испарения газового конденсата [115-119].

В Таблице 4.1 представлено краткое описание развития аварийных ситуаций при разгерметизации колонного оборудования.

Таблица 4.1 – Сценарии развития возможных аварийных ситуаций при разгерметизации колонного оборудования

Номер сценария	Описание сценария
Сценарий С1-1	разгерметизация колонного оборудования → выброс всего объема углеводородов (жидкая фаза (ЖФ) + парогазовая фаза (ПГФ)) в окружающую среду → образование первичного паровоздушного облака, образование пролива → испарение с поверхности пролива, образование вторичного паровоздушного облака → загорание паров углеводородов при наличии источника зажигания → взрывное превращение облака → действие ударной волны взрыва на окружающие объекты → разрушение соседнего оборудования, поражение персонала → развитие аварии на установке.
Сценарий С1-2	разгерметизация колонного оборудования → выброс всего объема углеводородов (ЖФ+ПГФ) в окружающую среду → образование первичного паровоздушного облака, образование пролива → пожар пролива при наличии источника зажигания → тепловое воздействие на окружающие объекты, поражение персонала → развитие аварии на установке
Сценарий С1-3	разгерметизация колонного оборудования → выброс всего объема углеводородов (ЖФ+ПГФ) в окружающую среду → образование первичного паровоздушного облака, образование пролива → загорание паров углеводородов при наличии источника зажигания в виде «огненного шара» → тепловое воздействие на окружающие объекты, поражение персонала (80) → развитие аварии на установке.

#### 4.7 Оценка риска

Были проведены расчеты с использованием матрицы риска программой Toxi+Risk [111] для определения ситуационного плана, зоны поражения от эмпирического центра аварии. Область разбита на ячейки, в каждой из которых вычисляется значение потенциального риска. Расчет величины матрицы риска представляет из себя поля потенциального риска на ситуационном плане [120-122].

Расчет количества пострадавших при аварии на установках основывается на зоне пересечения рассчитанных зон поражения на плане объектов. При расчете условного числа пострадавших равномерно распределяются внутри контура площадного объекта.



Возникновение аварийных ситуаций на исследуемых объектах можно разделить на [123,124]:

- отказы оборудования;
- человеческий фактор;
- внешние воздействия.

Основным фактором, приводящим к возникновению пожаров на ректификационной колонне или в аппарате однократного испарения, является тепловое излучение.

На основании сравнительного анализа рассчитанных показателей риска аварии для примера сравнительного анализа проведены расчет риска на производственной территории принадлежащему ООО «Газпром добыча Оренбург», представленных на F-N диаграмме (социальный риск) (Рисунок 4.3), из которого можно сделать вывод, что объект попадает в зону приемлемого риска [125].

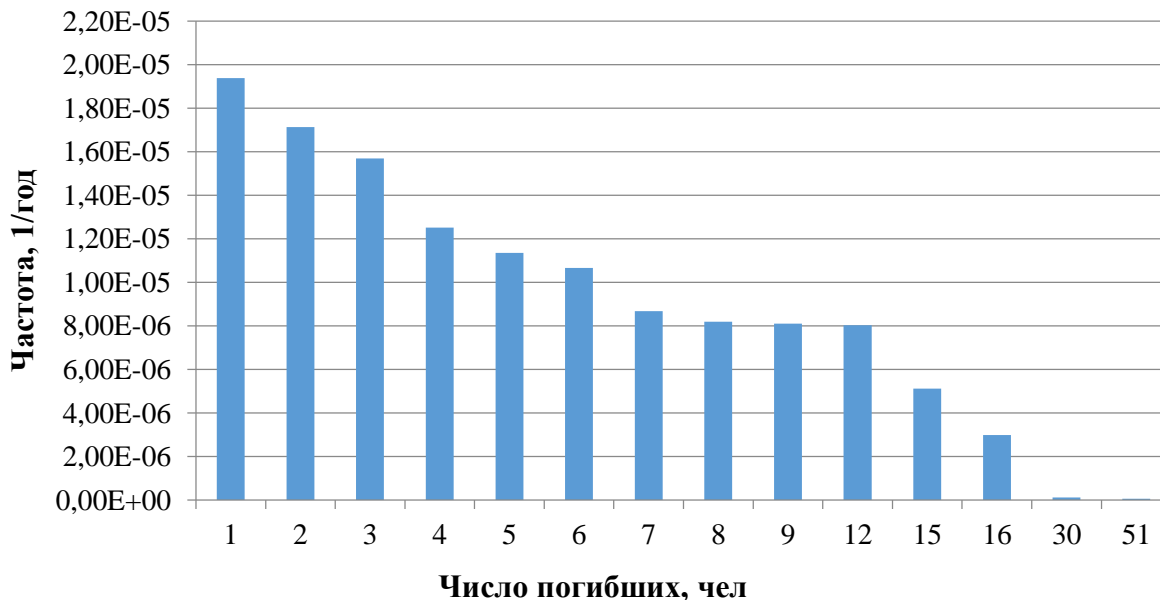


Рисунок 4.3 – Гистограмма число погибших при возникновении аварии на установке многократного испарения газового конденсата

Исследуемый объект находится в отдаленном районе, поэтому в зону действия основных поражающих факторов аварии населенные пункты не попадают.

Диаграмма расчетов числа погибших при возникновении аварий на установке стабилизации газового конденсата производстве растворителя представлена на Рисунке 4.3.

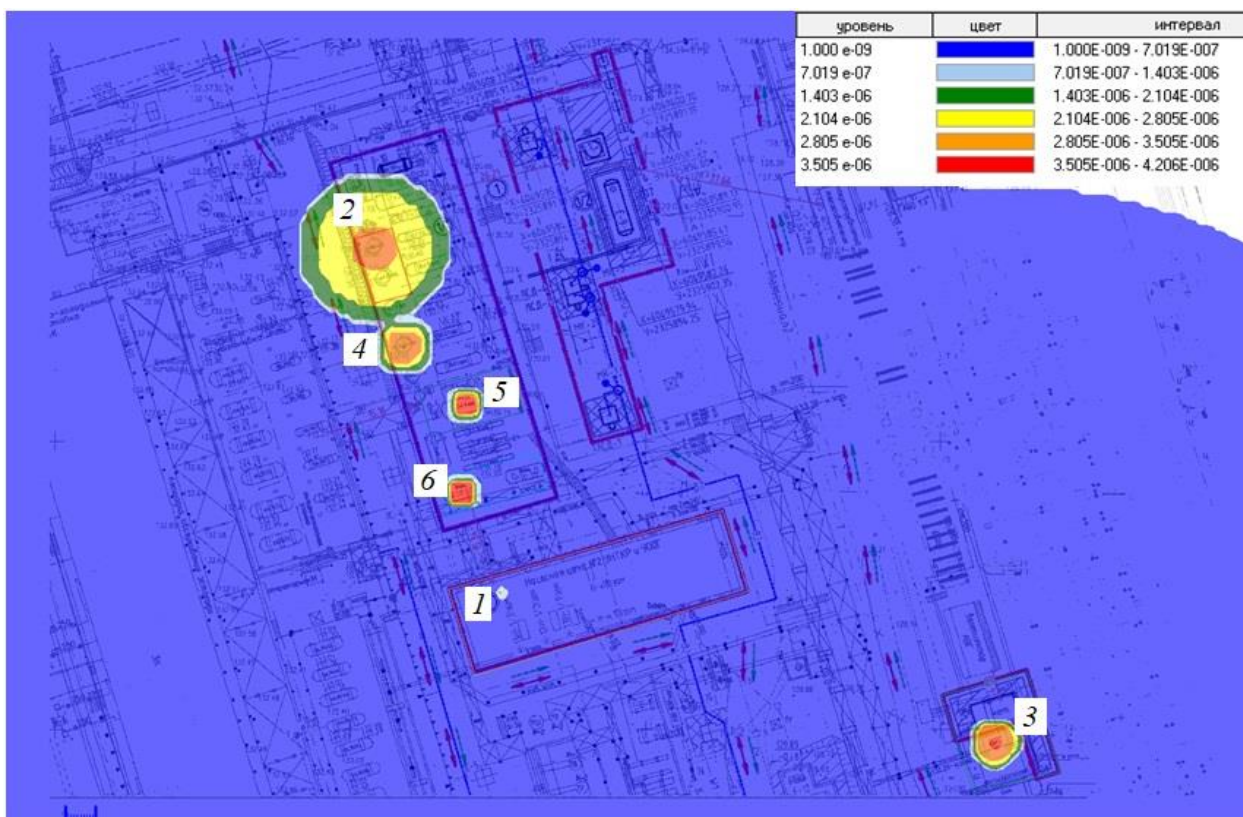
Количественные показатели риска с детализацией по площадным объектам, а также ситуационный план аварийных ситуаций при использовании установки многократного испарения газового конденсата, рассчитан с помощью программы Toxi+<sup>Risk</sup> и представлен в Таблице 4.2 на Рисунке 4.4.

Таблица 4.1 – Количественные показатели риска при использовании установки стабилизации газового конденсата

№ п/п	Наименование слоя	Число одновременно находящихся людей	Число riskующих	Коеф. присутствия	Кoeffициенты защищенности от			Коллективный риск, чел/год	Индивидуальный риск, 1/год
					ток-сикки	взры-вов	термичес-коговозде йствия		
1	Насосная	13	103	1,00	0,00	0,00	0,00	$3,55 \cdot 10^{-6}$	$3,45 \cdot 10^{-8}$
2	Ректификационная колонна	42	103	1,00	0,00	0,00	0,00	$1,43 \cdot 10^{-5}$	$1,39 \cdot 10^{-6}$
3	Товарная емкость С-02	13	103	1,00	0,00	0,00	0,00	$9,55 \cdot 10^{-6}$	$9,27 \cdot 10^{-8}$
4	Теплообменник Е-01	13	103	1,00	0,00	0,00	0,00	$3,65 \cdot 10^{-5}$	$3,54 \cdot 10^{-7}$
5	РОХ-1	13	103	1,00	0,00	0,00	0,00	$1,31 \cdot 10^{-5}$	$1,27 \cdot 10^{-7}$
6	Емкость дегазации С-01	13	103	1,00	0,00	0,00	0,00	$1,37 \cdot 10^{-5}$	$1,33 \cdot 10^{-7}$
<b>Итого</b>		107	618	1,00	0,00	0,00	0,00	$9,10 \cdot 10^{-5}$	$3,50 \cdot 10^{-7}$

По полученным данным оценки пожарных рисков выявлено, что при получении фракции на установке многократного испарения газового конденсата по предварительным расчетам индивидуальный риск при аварии составляет  $1,36 \cdot 10^{-6}$ , что превышает нормативное значение установленный Федеральным законом от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [77], что могут повлечь за собой угрозу жизни и

здоровью персонала находящийся на объекте во время возникновения аварии, обслуживающий данный процесс.



1 – насосная; 2 – ректификационная колонна; 3 – товарная емкость С-02;  
4 – теплообменник Е-01; 5 – емкость РОХ-1; 6 – емкость дегазации С-01

Рисунок 4.4 – Ситуационный план аварийной ситуации на установке многократного испарения газового конденсата

Для обеспечения пожарной безопасности технологического процесса получения фракции газового конденсата было предложено применение аппарата однократного испарения, работающего при низких температурах.

Диаграмма расчетов числа погибших при возникновении аварий, образовавшиеся во время эксплуатации аппарата однократного испарения представлена на Рисунке 4.5.

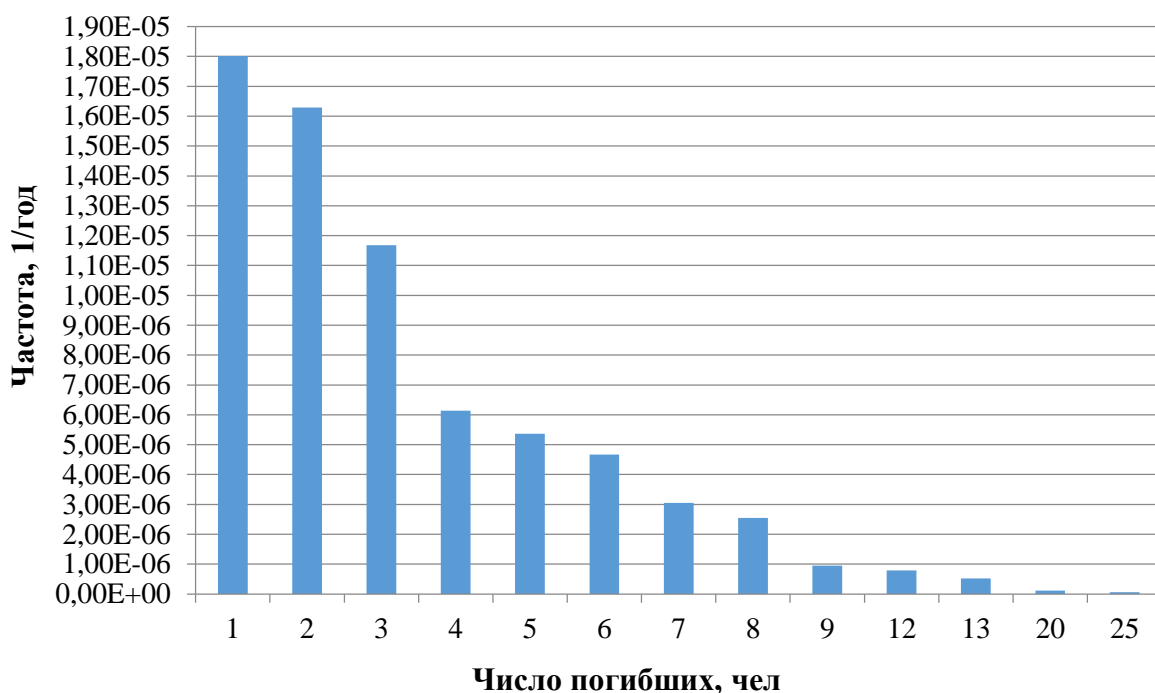


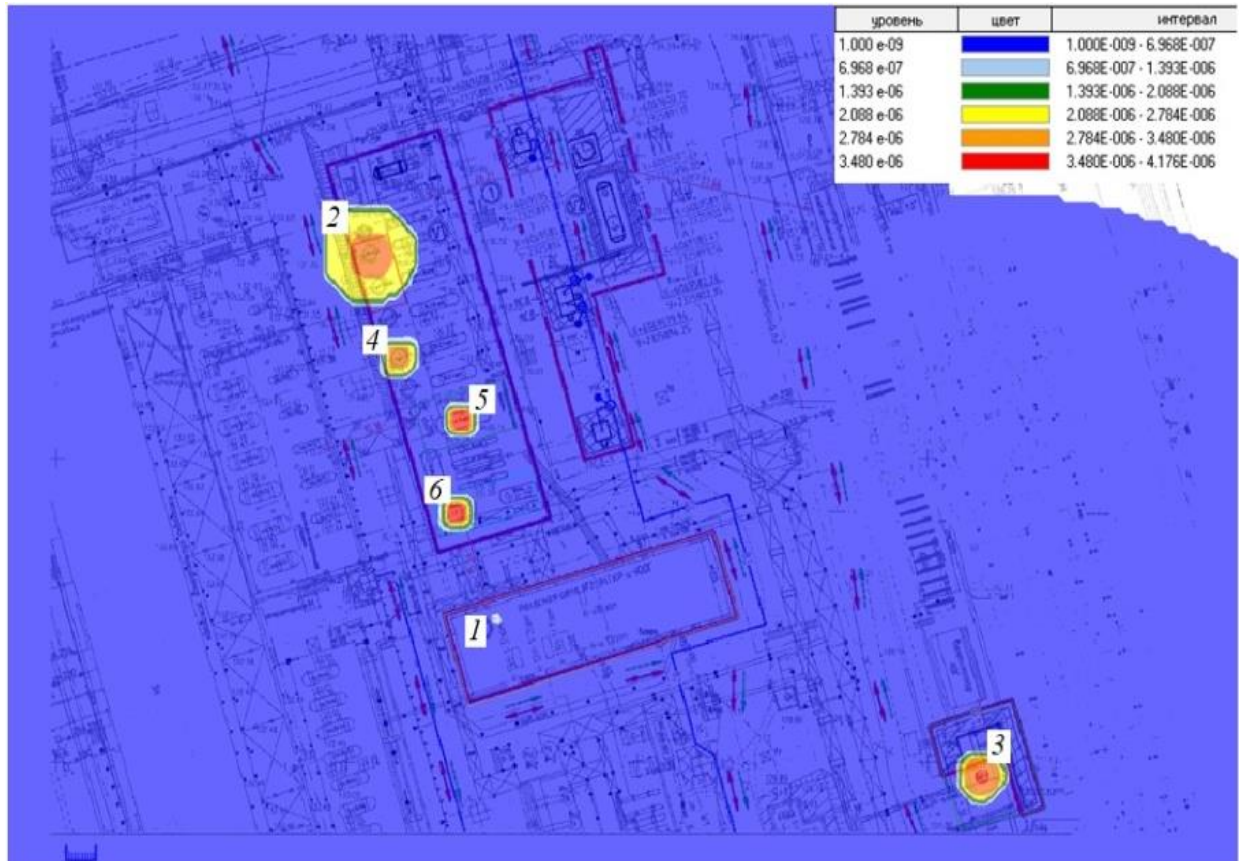
Рисунок 4.5 – Гистограмма число погибших при возникновении аварии нефтяных скважинах при применении растворителя

Количественные показатели риска с детализацией по площадным объектам, а также ситуационный план аварийной ситуации при использовании аппарата однократного испарения, рассчитанный с помощью программы Toxi<sup>+</sup>Risk представлен в Таблице 4.3 и на Рисунке 4.6.

Таблица 4.3– Количественные показатели риска при использовании испарителя

№ п/п	Наименование слоя	Число одновременно находящихся людей	Число рискующих	Коеф. присутствия	Коэффициенты защищенности от			Коллективный риск, чел/год	Индивидуальный риск, 1/год
					ток-сика	взрывов	термического воздействия		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Насосная	13	103	1,00	0,00	0,00	0,00	3,25*10 <sup>-6</sup>	3,16*10 <sup>-8</sup>
2	Испаритель И-1	42	103	1,00	0,00	0,00	0,00	1,02*10 <sup>-5</sup>	9,86*10 <sup>-8</sup>
3	Товарная емкость С-02	13	103	1,00	0,00	0,00	0,00	9,55*10 <sup>-6</sup>	9,27*10 <sup>-8</sup>
4	Теплообменник Е-01	13	103	1,00	0,00	0,00	0,00	3,23*10 <sup>-5</sup>	3,14*10 <sup>-7</sup>

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	РОХ-1	13	103	1,00	0,00	0,00	0,00	$1,26 \cdot 10^{-5}$	$1,22 \cdot 10^{-7}$
6	Емкость дегазации С-01	13	103	1,00	0,00	0,00	0,00	$1,29 \cdot 10^{-5}$	$1,26 \cdot 10^{-7}$
<b>Итого</b>		107	618	1,00	0,00	0,00	0,00	$8,10 \cdot 10^{-5}$	$3,10 \cdot 10^{-7}$



1 – насосная; 2 – испаритель И-1; 3 – товарная емкость С-02;

4 – теплообменник Е-01; 5 – емкость РОХ-1; 6 – емкость дегазации С-01

Рисунок 4.6 – Ситуационный план аварийной ситуации при использовании испарителя

По результатам сравнения индивидуального риска при использовании установки многократного испарения газового конденсата ( $1,36 \cdot 10^{-6}$ ) и аппарата однократного испарения ( $9,86 \cdot 10^{-8}$ ), выявлено, что очаги поражения в случае аварий максимальны при высоких температурах. Поэтому применение аппарата однократного испарения рационально, так как он обеспечивает пожарную

безопасность за счет понижения рабочей температуры до 80°C, и тем самым снижает пожарный риск.

### **Выводы к 4 главе**

1. Произведенный анализ пожарной опасности на установке многократного испарения газового конденсата показал, что основными факторами, определяющими опасность, являются: высокие температуры (до 350°C) углеводородного сырья и высокое давление (до 4,0 МПа), сосредоточение больших масс опасных веществ в единичном оборудовании (емкости, колонные аппараты, реакторы), использование нагревательных печей для нагрева технологических сред. По произведенному анализу пожарной опасности была произведена оценка вероятности частот отказов на установке многократного испарения газового конденсата.

2. По результатам сравнения индивидуального риска при использовании установке многократного испарения газового конденсата ( $1,36 \cdot 10^{-6}$ ) и аппарата однократного испарения ( $9,86 \cdot 10^{-8}$ ), выявлено, что очаги поражения в случае аварий максимальны при высоких температурах. Поэтому применение аппарата однократного испарения рационально, так как он обеспечивает пожарную безопасность за счет понижения рабочей температуры до 80°C, и тем самым снижает пожарный риск.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. По результатам анализа статистических данных произошедших аварийных ситуаций в процессах перегонки нефти и газового конденсата за последние 10 лет, показал, что ключевыми сценариями являются, взрывы газоздушной смеси, пожар пролива и аварийная загазованность. Так за период с 2012 по 2021 гг. было выявлено, что по стране произошло 156 аварийных ситуаций, в том числе 67 пожаров, 48 взрывов, 41 выбросов опасных веществ, в том числе 62 случая с летальными исходами

2. Разработан метод получения растворителя путем использования аппарата однократного испарения с вакуумной системой, который работает при низких температурах – 80°C, использование которого позволяет обеспечить пожарную безопасность технологического процесса производства растворителя органических отложений.

Результаты экспериментальных исследований растворителя (на основе фракции 60–150°C – 80% масс. и присадки РОХ-1 – 20% масс. с кавитационно-вихревым воздействием в течение 60 сек.) подтвердили достаточно высокую эффективность его использования, свыше 70%.

3. Разработана технологическая схема для обеспечения безопасности технологических процессов получения растворителя при применении аппарата однократного испарения с вакуумной системой, работающего при низких температурах (80°C). Произведенный анализ оценки пожарных рисков при применении аппарата однократного испарения показал, что индивидуальный риск составляет –  $9,68 \cdot 10^{-8}$ , тогда как при использовании установке многократного испарения газового конденсата индивидуальный риск составляет  $1,36 \cdot 10^{-6}$ .

**СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ**

- АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;
- ЧС – чрезвычайная ситуация;
- АС – асфальтосмолистые;
- АСВ – асфальтосмолистые вещества;
- НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;
- ГПЗ – газоперерабатывающий завод;
- ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов;
- АОК – абсорбционно-отпарная колонна;
- ППФ – пропан-бутановая фракция;
- ОПО – опасный производственный объект;
- ПЗП – призабойная зона пласта;
- ЛВЖ – легковоспламеняющаяся жидкость;
- ПАВ – поверхностно-активное вещество;
- НКТ – насосно-компрессорная труба;
- АДП – аппарат депарафинизации;
- УШГН – установка штангового глубинного насоса;
- УЭЦН – установка электроприводного центробежного насоса;
- Оренбургское НГКМ – Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождения;
- СКО – соляно-кислотная обработка;
- АДУ – автоматическая депарафинизационная установка;
- ППУ – паровые передвижные установки;
- МНК – метод наименьших квадратов;
- ТКБ – технический критерий безопасности;
- ФЗ – Федеральный закон;
- ВМС – водометанольная смесь;
- ДЭГ – диэтиленгликоль;
- ФНД – факел низкого давления;
- УЗ – ультразвук;



МОП – межочистой период;

Ст.г.к – стабильный газовый конденсат;

ЖФ – жидкая фаза;

ПГФ – парогазовая фаза.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. О промышленной безопасности опасных производственных объектов: Федеральный закон от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ. (ред. от 25.03.2017) / Консультант Плюс: Законодательство. – [Электронный ресурс]. – URL: <http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=LAW;n=183010>. (Дата обращения 10.12.2022).
2. Шарифуллин, А.В. Свойства и структура нефтяных месторождений / А.В. Шарифуллин Л.Р. Байбекова, А.Т. Сулайманов // Нефтегазовые технологии. – М., 2006. – № 6. – С.19-24.
3. Приймак, В.В. Методика комплексного технологического аудирования для управления пожарной безопасностью объектов хранения нефтепродуктов: дис. ... канд. техн. наук : 05.26.02 / Приймак Виктор Владимирович. – Санкт-Петербург, 2017. – 146 с. – [Электронный ресурс]. – URL: <https://dsovet.igps.ru/wp-content/uploads/2018/01/Diss-Priimak.pdf> (Дата обращения 22.03.2023).
4. Информация об авариях, произошедших на предприятиях, подконтрольных территориальным органам Федеральной службы по экологическому, технологическому, атомному надзору. – [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.rostehnadzor.ru/chronicle.html> (Дата обращения 20.02.2023).
5. Годовой отчет Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. – [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.gosnadzor.ru> (По состоянию на 14.02.2023).
6. Абросимов, А.А. Экология переработки углеводородных систем / А.А. Абросимов. – М.: Химия, 2002. – 608 с.
7. Сергеев, К.С. Оценка риска возникновения аварийных ситуаций на предприятии нефтеперерабатывающей отрасли / К.С. Сергеев, А.А. Сечин // Информационные технологии (ИТ) в контроле, управлении качеством и безопасности. – 2019. – С. 261-265.
8. Конык, О.А. Аварии и аварийные ситуации на промышленных предприятиях: учебное пособие / О.А. Конык. – Сыктывкар, 2013. – 287 с.

9. Краснов, А.В. Статистика чрезвычайных происшествий на объектах нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности за 2007-2016 гг. / А.В. Краснов, З.Х. Садыкова, Д.Ю. Пережогин, И.А. Мухин // Электронный научный журнал нефтегазовое дело. – 2017. – № 6. – С. 179-191. – [Электронный ресурс]. – URL: [http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/6\\_2017/ogbus\\_6\\_2017\\_p179-191\\_KrasnovAV\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/6_2017/ogbus_6_2017_p179-191_KrasnovAV_ru.pdf) (Дата обращения 22.11.2022).

10. Семёнов, С.И. Анализ обеспечения пожарной безопасности на объектах нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. / С.И. Семёнов, С.Г. Аксенов // Студенческий форум. – 2021. – № 33 (169). – С. 51-54. – [Электронный ресурс]. – URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=47131954>. (Дата обращения 20.06.2022).

11. Лебедева, М.И. Аналитический обзор статистики по опасным событиям на объектах нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности / М.И. Лебедева, А.В. Богданов, Ю.Ю. Колесников // Интернет-журнал «Технологии техносферной безопасности». – 2018. – С. 8.

12. Ангарский портал новостей. – [Электронный ресурс]. – URL: <https://правозащита38.рф/ustanovlena-prichina-pozhara-neftepererabatyvajushhej-ustanovki-v-angarske/> (Дата обращения 20.06.2023).

13. Neftegaz.RU. – [Электронный ресурс]. – URL: <https://neftegaz.ru/news/incidental/786806-v-nizhegorodskoy-oblasti-proizoshel-pozhar-na-predpriyatii-sibur-neftekhima/> (Дата обращения 20.06.2023).

14. РБК. – [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.rbc.ru/politics/31/05/2023/6476a1999a794713779e940e> (Дата обращения 20.06.2023).

15. РИА Новости. – [Электронный ресурс]. – URL: <https://ria.ru/20230208/pozhar-1850519692.html> (Дата обращения 20.06.2023).

16. РБК. – [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.rbc.ru/society/18/12/2022/639f43389a79476172be8abe> (Дата обращения 20.06.2023).

17. IRCITY.RU. Иркутск онлайн. – [Электронный ресурс]. – URL: <https://ircity.ru/text/society/2022/12/15/71899235/> (Дата обращения 20.06.2023).

18. Ведомости. – [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2022/06/22/927911-novoshahtinskii-priostanovil-rabotu> (Дата обращения 20.06.2023).

19. РБК. – [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.rbc.ru/business/16/06/2022/62aae3009a79471362171fe4> (Дата обращения 20.06.2023).

20. РБК. – [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.rbc.ru/rbcfreenews/61d409959a79475cf1e0d768> (Дата обращения 20.06.2023).

21. РБК. – [Электронный ресурс]. – URL: <https://ufa.rbc.ru/ufa/09/11/2021/618ab67c9a79474d4c70b57e> (Дата обращения 20.06.2023).

22. РБК. – [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.rbc.ru/rbcfreenews/615f9b9d9a79470760c4d511> (Дата обращения 20.06.2023).

23. РБК. – [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.rbc.ru/society/25/01/2021/600ee73d9a79471daa52c692> (Дата обращения 20.06.2023).

24. Хафизов, И.Ф. Основные причины аварий установок первичной переработки нефти и меры их предотвращения / И.Ф. Хафизов, А.В. Краснов, Р.М. Халитова // Актуальные проблемы науки и техники – 2015: матер. VIII Междунар. науч.-практ. конф. молодых ученых. – Уфа, 2015. – С. 214-215.

25. Хафизов, И.Ф. Усовершенствование методики, определения частоты возникновения пожара для зданий различного класса функциональной пожарной опасности / И.Ф. Хафизов, А.В. Краснов, Э.Г. Хафизова // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 3. – С. 179.

26. Хафизов, Ф.Ш. Частота реализации взрывоопасной ситуации для оценки риска внутри помещений / Ф.Ш. Хафизов, А.В. Краснов, И.А. Мухин //

Нефтегазовое дело. – Уфа, 2015. – №5. – С. 573-585. – [Электронный ресурс]. – URL: [http://ogbus.ru/issues/5\\_2015/ogbus\\_5\\_2015\\_p573-585\\_KhafizovFSh\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/issues/5_2015/ogbus_5_2015_p573-585_KhafizovFSh_ru.pdf) (Дата обращения 18.06.2022).

27. Краснов, А.В. Разработка методики определения расчетных величин пожарных рисков при взрывах сосудов под давлением : дис. ... канд. техн. наук : 05.26.03 / Краснов Антон Валерьевич. – Уфа, 2013. – 134 с.

28. Хафизов, И.Ф. Методика определения расчетных величин пожарных рисков на производственных объектах / И.Ф. Хафизов, И.К. Бакиров // Нефтегазовое дело. – Уфа, 2010. – №2. – С. 42-49. – [Электронный ресурс]. – URL: [http://ogbus.ru/authors/HafizovIF/HafizovIF\\_2.pdf](http://ogbus.ru/authors/HafizovIF/HafizovIF_2.pdf) (Дата обращения 20.04.2022).

29. Свирина, С.А. Эффективные методы стабилизации нефти и газового конденсата / С.А. Свирина, М.А. Шевелев, Н.В. Ширшова // Молодой ученый. – 2020. – №5. – С. 25-27. – [Электронный ресурс]. – URL <https://moluch.ru/archive/295/67076/> (Дата обращения 05.05.2022).

30. Ахмедьянова, Р.А. Технологические процессы переработки и использования природного газа / Р.А. Ахмедьянова, А.П. Рахматуллина, Л.М. Шайхутдинова. – Санкт-Петербург : Профессия, 2016. – 363 с.

31. Балыбердина, И.Т. Физические методы переработки и использования газа: учебник для вузов / И.Т. Балыбердина. – М.: Недра, 1988. – 248 с.

32. Сбор и подготовка продукции газовых и газоконденсатных месторождений / С.И. Грачев. – [Электронный ресурс]. – URL <https://mylektsii.ru/1-82696.html> (Дата обращения 05.05.2023).

33. Тараканов, Г.В. Основы технологии переработки природного газа и конденсата / Г.В. Тараканов, А.К. Мановян // Учебное пособие для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальности «Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов», 2-е изд., перераб. и доп. – Астрахань: ФГОУ ВПО «АГТУ», 2007. – 254 с.

34. Хафизов, А.Р. Основы и расчетные исследования процессов стабилизации углеводородного сырья: учебное пособие / А.Р. Хафизов, Т.Г. Умергалин, А.Ю. Абызгильдин. – Уфа, 1997. – 94 с.

35. Мановян, А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа : учебное пособие для студентов вузов. 2-е изд., испр. / А.К. Мановян. – М.: Химия, 2001. – 566 с.

36. Алексеев, М.В. Пожарная профилактика технологических процессов производств / М.В. Алексеев, О.М. Волков, Н.Ф. Шатров. – М.: ВИПТШ, 1986. – 370 с.

37. Калекин, В.С. Тепломассообменное и реакционное оборудование химических производств: учебное пособие / В.С. Калекин, В.А. Плотников. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2003. – 124 с.

38. Скобло, А.И. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии: учебник для вузов. 3-е изд., перераб. и доп / А.И. Скобло, Ю.К. Молоканов, А.И. Владимиров, В.А. Щелкунов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 677 с.

39. Персиянцев, М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях / М.Н. Персиянцев. – М.: ООО «Недра-Бизнес Бизнес», 2000. – 653 с.

40. Щербаков, Г.Ю. Обоснование технологии удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах с применением растворителя и оптического метода контроля за процессом : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.17 / Щербаков Георгий Юрьевич. – Санкт-Петербург, 2015. – 113 с.

41. Поварова, Л.В. Влияние асфальто-смоло-парафиновых, солевых отложений и механических примесей на продуктивность скважин / Л.В. Поварова, В.С. Мунтян, А.С. Скиба // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – ООО «Издательский Дом – Юг», 2019. – № 4. – С. 298-306.

42. Каюмов, М.Ш. Учет особенностей образования асфальтосмолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / М.Ш. Каюмов В.П. Тронов, И.А. Гуськов, А.А. Липаев // Нефтяная промышленность. – М.: 2006. – № 3. – С 48-49.

43. Hune, N.J. Nontechnical Guide to Petroleum Geology, Exploration, Drilling and Production. – 3rd Ed. – Tulsa: PennWell Corporation, 2012. – 699 p.

44. Тронов, В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними / В.П. Тронов. – М.: Недра, 1970. – 192 с.

45. Тронов, В.П. Влияние скорости потока на интенсивность парафинизации нефтепромыслового оборудования / В.П. Тронов, И.А. Гуськова, И.В. Гуськов // Нефть Татарстана. – 1999. – №3-4(5-6). – С. 33-36.

46. Бельтюков, К.С. Анализ и выбор способов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Камышловском месторождении нефти / К.С. Бельтюков // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – Пермь. 2020. – Т. 2. – С. 41-47. – [Электронный ресурс]. – URL: <http://elibrary.ru/item.asp?id=44495716> (Дата обращения 19.02.2021).

47. Хайбуллина, К.Ш. Обоснование комплексной технологии удаления и предупреждения органических отложений в скважинах на поздней стадии разработки нефтяного месторождения : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.17 / Хайбуллина Карина Шамильевна. – Санкт-Петербург, 2018 – 98 с.

48. Иванова, Л.В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения / Л.В. Иванова, Е.А. Буров, В.Н. Кошелев // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 268-284.

49. Глущенко, В.Н. Предупреждение и устранение асфальтеносмолопарафиновых отложений. Нефтепромысловая химия / В.Н. Глущенко, В.Н. Силин. – М.: Интерконтракт Наука, 2009 – 475 с.

50. Рогачев, М.К. Борьба с отложениями при добыче нефти / М.К. Рогачев. – М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2006. – 295 с.

51. Лутфуллин, Р.Р. Обзор методов объединения парафиновых отложений в скважинах при добыче нефти / Р.Р. Лутфуллин // Материалы конференции ТАТНАФТ по борьбе с асфальтовыми и парафиновыми отложениями при добыче нефти. – Альметьевск, 1999. – С. 19-22.

52. Пат. 2028447 РФ, МПК Е 21 В 37/06. Способ удаления асфальтосмолистых и парафиногидратных отложений / Ю.А. Беляев, В.А. Беляев, Д.М. Ковязин, В.А. Низов, Н.П. Попыхов, А.В. Сорокин,

В.А. Хорошилов, И.И. Шопов. 5005736/03, Заявлено 15.10.1991; Оpub. 09.02.1995. Бюл. 28. – [Электронный ресурс]. – URL: [https://yandex.ru/patents/doc/RU2028447C1\\_19950209](https://yandex.ru/patents/doc/RU2028447C1_19950209) (Дата обращения 02.11.2022).

53. Марьин, В.И. Химические методы удаления и предотвращения образования АСПО при добыче нефти: аналитический обзор / В.И. Марьин, В.А. Акчурин, А.Г. Демахин. – Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж», 2001. – 156 с.

54. Ибрагимов, Н.Г. Теория и практика методов борьбы с органическими отложениями на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / Н.Г. Ибрагимов, В.П. Тронов, И.А. Гуськова. – М.: Нефтяное хоз-во, 2010. – 238 с.

55. Голонский, П.П. Борьба с парафином при добыче нефти / П.П. Голонский. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 88 с.

56. Каменщиков, Ф.А. Тепловая депарафинизация скважин / Ф.А. Каменщиков. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. – 254 с.

57. Борьба с АСПО. Мероприятия по борьбе с АСПО. – [Электронный ресурс]. – URL: <https://mpk-vnp.com/borba-s-aspo.html> (Дата обращения 27.05.2022).

58. Минханов, И. Ф., Разработка нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие для вузов / И. Ф. Минханов, С. А. Долгих, М. А. Варфоломеев. – Казань, 2019. – 96 с.

59. Волкова, Г.И. Влияние ультразвука на состав и свойства парафинистой высокосмолистой нефти / Г.И. Волкова, Р.В. Ануфриев, Н.В. Юдина // Нефтехимия. – 2016. – Т. 56. – № 5. – С. 454-460.

60. Пат. 2072420 РФ, МПК Е 21 В 37/06. Способы или устройства для очистки буровых скважин с использованием химических средств для предотвращения или уменьшения отложения парафина или подобных веществ / Ю.А. Беляев, В.А. Беляев, А.Р. Аваков, А.Р. Потапов, В.Ю. Борисов. 96102520/03, Заявлено 16.02.1996; Оpub. 21.01.1997. Бюл. 3. – [Электронный ресурс]. – URL: [https://yandex.ru/patents/doc/RU2072420C1\\_19970127](https://yandex.ru/patents/doc/RU2072420C1_19970127) (Дата обращения 02.11.2022).



61. Пат. 2073696 РФ, МПК Е 21 В 43/27. Способ обработки призабойной зоны скважины / Ю.А. Беляев, А.А. Просвирин. Заявлено 25.06.2002; Оpub. 20.05.2003. Бюл. 5.

62. Пат. 2148152 РФ, МПК Е 21 В 37/06. Способ удаления асфальтосмолистых и парафиногидратных отложений: / А.В. Сорокин, А.Я. Хавкин, Р.С. Хисамов. Заявлено 29.01.1998; Оpub. 27.04.2000. Бюл. 12.

63. Пат. 2173328 РФ, МПК С 09 К 3/00, Е 21 В 37/06. Композиция для очистки асфальто-смоляно-парафиновых / Р.У. Юнусов, А.И. Бурмантов, В.В. Крачковский, С.В. Шелемей, В.В. Саляков, Г.М. Марченко. Соискатель НИИ газа и газовых технологий – общество с ограниченной ответственностью «ВНИГИГАС»; Патентообладатели ОАО «Газпром», Института научных исследований природного газа и газовых технологий – ВНИИГАЗ, Общество с ограниченной ответственностью «Севергазпром». – № 99126013/04; Заявлено 12.12.1999; Оpub. 10.09.2001. Бюл. 25.

64. Пат. 2265119 РФ, МПК Е 21 В 37/06. Композиция для предотвращения образования асфальто-смоляно-парафиновых отложений / В.Н. Павличев, Н.В. Прокшина. – № 2004119618/03; Заявлено 28.06.2004; Оpub. 27.11.2005, Бюл. 33. – 17 с.

65. Пат. 2388785 РФ, МПК С 09 К 8/524. Профилактика асфальто-смоляно-парафиновых отложений / М.Л. Павлов, Р.А. Басимова, М.Р. Зидиханов; патентообладатель ОАО «Салаватнефтеоргсинтез». – № 2009116919/03; Заявлено 05.05.2009; Оpub. 05.10.2010, Бюл. 13. – 13 с.

66. Пат. 2561137 РФ, МПК Е 21 В, С 09 К 8/524. Композиция для очистки асфальт-смола-парафин / И.Р. Гайнуллин; Заявитель и патентообладатель ЗАО «Меркурий». – № 2013149806/03; Заявлено 07.11.2013; Оpub. 20.08.2015, Бюл. 23. – 15 с.

67. Пат. 2546158 РФ, МПК С 09 К 8/524, Е 21 В 37/06. Композиция для очистки асфальто-смоляно-парафиновых / М.М. Нигматуллин, В.В. Гаврилов, И.М. Нигматуллин, М.Х. Мусабиров, А.Ф. Закиров, И.К. Маннапов, Р.Р. Стердев,

О.Н. Киселев; патентообладатель ООО «Татнефть-Рем Сервис». – №2013131683/05; Заявлено 07.09.2013; Оpub. 04.10.2015, Бюл. 10.

68. Васильева, Т.В. Растворители асфальтосмолопарафиновых отложений на основе газового конденсата / Т.В. Васильева, Э.Д. Муфтахова // «Актуальные проблемы и тенденции развития техносферной безопасности в нефтегазовой отрасли» II-ой Междунар. науч.-практ. конф., – Уфа, УГНТУ, 2019. – С. 163-164.

69. Муфтахова, Э.Д. Пути повышения промышленной безопасности при эксплуатации газонефтяных скважин / О.А. Баулин, И.Ф. Хафизов, Т.В. Васильева, Э.Д. Муфтахова, // Безопасность труда в промышленности. – 2021. – № 5. – С. 48-52. DOI: 10.24000/0409-2961-2021-5-48-52.

70. Иванченко, В.М. Кавитационная технология / В.А. Кулагин, А.Ф. Немчин. – Красноярск: Изд-во КГУ, 1990. – 200 с.

71. Муфтахова, Э.Д. Изучение влияния ультразвуковых колебаний на химический растворитель для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений / Э.Д. Муфтахова, Т.В. Васильева, И.Ф. Хафизов, Ф.Ш. Хафизов, Р.М. Султанов // Научный электронный журнал «Техносферная безопасность». – Екатеринбург, Уральский институт ГПС МЧС России, 2019. – № 2 (23). – С.42-48.

72. Баранов, В.К. Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области / В.К. Баранов, А.Г. Галимов, И.А. Донцкевич, В.С. Дубинин, И.М. Жуков, М.К. Кирсанов и др. – Оренбург: Оренбургское книжное издательство, 1997. – 272 с.

73. Федосова, Н.В. Хроника Оренбургского газохимического комплекса. 1960–2017 [Электронный ресурс] / Н. В. Федосова; под ред. И.Н. Кузаева. – 3-е изд., испр. и доп. – Оренбург: ИПК «Газпресс» ООО «СервисЭнергоГаз», 2017. – 264 с. – [Электронный ресурс]. – URL: <https://orenburg-dobycha.gazprom.ru/d/textpage/10/16/kniga-khronika-ogkhk.pdf> (Дата обращения 06.04.2021).

74. Гавура, В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений / В.Е. Гавура. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995. – 496 с.

75. Дахнов, В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин : учебник для вузов / В.Н. Дахнов. – 2-е изд., перераб. – М.: Недра, 1982. – 448 с.

76. Татаринцева, Е.А. Полифункциональные сорбционные материалы на основе модифицированных отходов промышленности для очистки вод : дис. ... д-ра техн. наук : 03.02.08 / Татаринцева Елена Александровна. – Иваново, 2021. – 425 с.

77. Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 14.07.2022) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2023) (Ст.93 ФЗ-123 «Технический регламент»).

78. Морозова, Т.Е. Хроматографический анализ сложных гетерогенных сред в условиях нелинейного отклика систем : дис. ... канд. хим. наук : 02.00.02 / Морозова Татьяна Евгеньевна. – Санкт-Петербург, 2014. – 111 с.

79. Дмитриевич, И.Н. Физико-химические методы анализа. Хроматографические методы анализа: учебное пособие для студентов заочной формы обучения / И.Н. Дмитриевич, Г.Ф. Пругло, О.В. Фёдорова, А.А. Комиссаренков. – СПб.: ГТУРП, 2014. – 53 с.

80. Шаповалова, Е.Н. Хроматографические методы анализа: метод. пособие для спец. курса / Е.Н. Шаповалова, А.В. Пирогов. – М.: Изд-во МГУ, 2007. – 204 с.

81. Золотарева, Л.Г. Об эффективности растворов парафиновых отложений / Л.Г. Золотарева, Е.А. Малицкий, В.М. Светлицкий, О.В. Фещук // Торговля и транспортировка нефти. – М., 1984. – № 4. – С. 13-15.

82. Козин, В.Г. Эффективность парафиновых отложений различных углеводородных соединений / В.Г. Козин, Н.М. Нагимов, Р.К. Шакиров, А.В. Шарифуллин // Нефтяная промышленность. – М., 2002. – № 2. – С. 68-70.

83. Нагимов, Н.М. Эффективность воздействия на асфальтосмолопарафиновые отложения различных углеводородных композитов / Н.М. Нагимов, Р.К. Ишкаев, А.В. Шарифуллин, В.Г. Козин // Нефть России. Техника и технология добычи нефти. – 2002. – № 2. – С. 68-70.

84. П1-01.05 М-0044 версия 1.00 Методические указания компании ПАО «НК «Роснефть» Единые технические требования по основным классам химических реагентов. – М., 2013. – 189 с.

85. СТП-03-153-2001. Методика лабораторная по определению растворяющей и удаляющей способности растворителей АСПО. – Уфа: Башнефть, 2001. – 9 с.

86. Ахметов, А.Ф. Анализ лабораторных методик определения эффективности растворителей асфальтосмолопарафиновых отложений / А.Ф. Ахметов, Е.В. Герасимова, В.Ф. Нуриязданова // Башкирский химический журнал. – 2008. – Т. 15. – № 1. – С. 65-67.

87. ГОСТ 11011-85. Нефть и нефтепродукты. Метод определения фракционного состава в аппарате АРН-2. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 28 с.

88. Хафизов, Ф.Ш. Процессы нефтепереработки в кавитационно-вихревых аппаратах / Ф.Ш. Хафизов, Н.Ф. Хафизов, Н.П. Ванчухин. – Уфа: Изд-во Фонда содействия развитию научных исследований, 1999. – 110 с.

89. Муфтахова, Э.Д. Влияние ультразвука на растворитель на основе газового конденсата для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений / Э.Д. Муфтахова, Т.В. Васильева // «Актуальные проблемы и тенденции развития техносферной безопасности в нефтегазовой отрасли» II-ой Междунар. науч.-практ. конф. – Уфа, УГНТУ, 2019. – 161-162.

90. Шарафиева, Р.Р. Разработка композиционного состава для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений методами математического планирования эксперимента / Р.Р. Шарафиева, Н.Н. Умарова // Вестник технологического университета. – Казань, 2018. – №5. – Т. 21. – С. 182-186. – [Электронный ресурс]. – URL: <http://elibrary.ru/item.asp?id=35140152> (Дата обращения 18.01.2022).

91. Адлер, Ю.П. Введение в планирование эксперимента / Ю.П. Адлер. – М.: Metallurgy, 1968. – 158 с.

92. Зедгинидзе, И.Г. Планирование эксперимента для исследования многокомпонентных систем / И.Г. Зедгинидзе. – М.: «Наука», 1976. – 390 с.

93. Санников, Р.Х. Планирование инженерного эксперимента: учебное пособие / Р.Х. Санников. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004. – 76 с.

94. Ибрагимов, Г.З. Химические реагенты для добычи нефти: Справочник рабочего. / Г.З. Ибрагимов, В.А. Сорокин, Н.И. Хисамутдинов. – М.: Недра, 1986. – 240 с.

95. Пустовалов, В.М. Влияние некоторых факторов на интенсивность парафинизации скважин / В.М. Пустовалов, Н.Г. Мусакаев // Проблемы совершенствования технологий строительства скважин и подготовки кадров для Западно-Сибирского нефтегазодобывающего комплекса: Материалы всероссийской научно-технической конференции. – Тюмень: Вектор-Бук, 2000. – С.133-134.

96. Байбекова, Л.Р. Разработка композиционных составов для удаления ингибирования асфальтено-смоло-парафиновых отложений: дис. ... канд. техн. наук: 02.00.13 / Байбекова Лия Рафаэльовна. – Казань, 2009. – 178 с.

97. Пат. 2098459 РФ, МПК С 10 L 1/18. Присадка к нефтям и нефтепродуктам / Ф.В. Октябрьский, А.М. Безгина, Л.Н. Шапкина, В.Э. Альтергот, М.С. Габутдинов, Н.Ф. Зайцев, В.А. Кекишев, Н.В. Романов, М.Г. Хуснуллин, В.Ф. Черевин, Н.Х. Юсупов : Оpub. 10.12.1997.

98. Пат. 2558359 РФ, МПК С 10 L 1/00, С 10 L 1/182, С 10 L 1/22, С 10 L 10/16. Депрессорная присадка для парафинистых нефтей и предотвращения асфальтено-смоло-парафиновых отложений / А.Ш. Насыбуллина, Г.М. Рахматуллина, Н.А. Лебедев : Оpub. 10.08.2015.

99. Пат. 2632845 РФ, МПК С 09 К 8/524. Растворитель асфальтосмолопарафиновых отложений / М.К. Рогачев, К.Ш. Хайбуллина, С.Я. Нелькенбаум, К.С. Нелькенбаум : Оpubл. 10.10.2017.

100. Петрова, Л.М. Влияние структуры состава и структурных характеристик компонентов на устойчивость тяжелой нефти к отложению асфальтенов / Л.М. Петрова, Н.А. Аббакумова, Д.Н. Борисов, И.М. Зайдуллин, Т.П. Фосс, М.П. Якубов // Нефтяная промышленность. – М., 2012. – С. 74-76.

101. Марков, В.Ф. Теоретический расчет основных параметров горения и тушения пожаров газовых фонтанов / В.Ф. Марков, М.П. Миронов, Л.Н. Маскаева, Е.В. Гайнуллина // Учебно-методическое пособие для выполнения курсовой работы по дисциплине «Физико-химические основы развития и тушения пожаров» для курсантов, слушателей и студентов факультета инженеров пожарной безопасности по специальности 280104.65 – Пожарная безопасность – Екатеринбург: Уральский институт Государственной противопожарной службы МЧС России, 2011. – 41 с.

102. Об утверждении методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах. (Зарегистрировано в Минюсте России 17.08.2009 N 14541) Приказ МЧС РФ от 10.07.2009 № 404 (в ред. Приказа МЧС РФ от 14.12.2010 N 649). – 60 с. – [Электронный ресурс] – URL: [http://www.fireevacuation.ru/files/prikaz\\_404.pdf](http://www.fireevacuation.ru/files/prikaz_404.pdf) (Дата обращения 09.09.2022).

103. ТР 1–10–2016 Технологический регламент на эксплуатацию установки комплексной подготовки газа № 10. – ООО «Газпром добыча Оренбург». Газопромывское управление, 2016. – 148 с.

104. Гумеров, Р.Р. Разработка эффективных ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений асфальтенового типа : дис. ... канд. техн. наук : 05.17.07 / Гумеров Рамиль Рустамович. – Уфа, 2018. – 124 с.

105. Сборник методик по прогнозированию возможных аварий, катастроф, стихийных бедствий в РСЧС: книга 1. – М.: МЧС России, 1994. – 40 с.

106. Дадонов, Ю.А. Оценка риска аварий на объектах хранения и перевалки нефти и нефтепродуктов / Ю.А. Дадонов, М.В. Лисанов // Безопасность труда в промышленности. – 2004. – № 6. – С. 33-37.

107. Манайчева, В.А. Оценка опасности технологических блоков установок нефтепереработки методом анализа иерархий : дис. ... канд. техн. наук : 05.26.03 / Манайчева Вера Александровна. – Уфа, 2006. – 177 с.

108. Сучков, В.П. Пособие по применению методов оценки пожарной опасности технологических систем, используемых при анализе пожарных рисков / В.П. Сучков. – М., 2009. – 89 с.

109. Ветошкин, А.Г. Техногенный риск и безопасность / А.Г. Ветошкин, К.Р. Таранцева. – Пенза: Изд-во Пенз. Гос. Ун-та, 2001. – 171 с.

110. Пережогин, Д.Ю. Методологические основы оценки пожарных рисков на территории разлива нефти в акватории морского шельфа : на примере нефтедобывающей платформы : дис. ... канд. техн. наук : 05.26.03 / Пережогин Дмитрий Юрьевич. – Уфа, 2019. – 177 с.

111. Программный комплекс TOXI+ Risk 4.4.1 (TOXI+ 3.3.28) Для оценки риска и расчета последствий аварий на производственных объектах. Руководство пользователя. – ЗАО НТЦ ПБ, 2015. – 296 с. – [Электронный ресурс] – URL: [https://www.safety.ru/downloads/docum/toxi\\_risk.pdf#2](https://www.safety.ru/downloads/docum/toxi_risk.pdf#2) (Дата обращения 12.11.2021).

112. Ковалев, Е.М. Оценка потенциальной опасности технологических установок для переработки углеводородного сырья при прогнозировании возможных аварий / Е.М Ковалев, Г.М. Вахапова // Нефтегазовое дело. – Уфа, 2003. – С. 317-325.

113. Козлитин, А.М. Развитие теории и методов оценки рисков для обеспечения промышленной безопасности объектов нефтегазового комплекса : дис. ... доктр. техн. наук : 05.26.03 / Козлитин Анатолий Мефодьевич. – Уфа, 2006. – 395 с.

114. Ахметов, С.А. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа: учебное пособие / С.А. Ахметов, Т.П. Сериков, И.Р. Кузеев, М.И. Баязитов. – СПб.: Недра, 2006. – С. 815-868.

115. Монахов, В.Т. Показатели пожарной опасности веществ и материалов. Анализ и предсказание. Газы и жидкости / В.Т. Монахов. – М., 2007. – 53 с.

116. ГОСТ Р 12.3.047-2012 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля. – М.: Стандартинформ, 2014. – 67 с.

117. РД 03-409-01. Методика оценки последствий аварий взрывов топливно-воздушных смесей [Электронный ресурс] / Консультант Плюс: Законодательство.

– [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=EXP;n=334178#0> (Дата обращения 17.04.2022).

118. Методики оценки последствий аварий на опасных производственных объектах: сборник документов. 3-е изд., испр. и доп. – М.: ЗАО ИНЦ ПБ, 2010. – Серия 27. – В.2. – 208 с.

119. Руководство по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей». Серия 27. Выпуск 9. – М.: ЗАО ИНЦ ПБ, 2015. – Серия 27. – В.9. – 44 с.

120. Хенли Э.Дж. Надежность технических систем и оценка риска. Пер. с англ. / Э.Дж. Хенли, Х.С. Кумамото; под ред. В.С. Сыромятникова. – М.: Машиностроение, 1984. – 528 с.

121. Корчагин, А.Б. Надежность технических систем и техногенный риск: учеб. пособие в 2 ч. / А.Б. Корчагин, В.С. Сердюк, А.И. Бокарев. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2011. – 140 с.

122. Акимов, В.А. Надежность технических систем и техногенный риск / В.А. Акимов, В.Л. Лапин, В.М. Попов, В.А. Пучков, В.И. Томаков, М.И. Фалеев. – М.: ЗАО ФИД «Деловой экспресс», 2002. – 368 с.

123. Измалков, В.И. Безопасность и риск при техногенных воздействиях / В.И. Измалков, А.В. Измалков. – М.: НИЦЭБ РАН, 1994. – 269 с.

124. Кукин, П.П. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда : учебник / П.П. Кукин, В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев. – 2-е изд., испр. и доп. – М.: Высшая школа, 2002. – 319 с.

125. Р 2.2.2006-05. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 29.07.2005). – 2005. – 152 с.