

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет  
имени К.И.Сатпаева

Институт химических и биологических технологий

Кафедра Химическая и биохимическая инженерия

ӘБУОВА ГҮЛДЕН ӘЛБЕКҚЫЗЫ

Исследования физико-химических свойств нефти месторождения «Жанажол»

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Специальность 7М07110 - «Химические процессы и производство  
химических материалов»

Алматы 2021

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет  
имени К.И. Сатпаева

Институт химических и биологических технологий

УДК 54.06

На правах рукописи

Әбуова Гүлден Әлібекқызы


**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

На соискание академической степени магистра

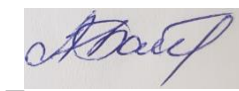
Название диссертации	Исследование физико-химических свойств нефти месторождения «Жанажол»
Направление подготовки	7М07110 – Химические процессы и производство химических материалов

Научный руководитель

*д.х.н., профессор*

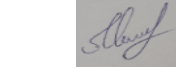
 Селенова Б.С.  
" 21 " 06 2021 г.

Рецензент

 Батырбаева А.А.  
" 21 " 06 2021 г.

Нормоконтроль

*Лектор*


 Нурсултанов М.Е.  
" 21 " 06 2021 г.

**ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ**

Заведующий кафедрой

*Химическая и биохимическая  
инженерия*

*PhD, ассоциированный профессор*

 Рафикова Х.С.  
"21" 06 2021 г.

Алматы 2021

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет  
имени К.И.Сатпаева

Институт химических и биологических технологий

Кафедра химических и биохимических инженерии

7M07110 – Химические процессы и производство химических материалов

**УТВЕРЖДАЮ**

Заведующий кафедрой  
Химическая и биохимическая  
инженерия  
PhD, ассоциированный  
профессор



Рафикова Х.С.

" 21 " июня 2021 г.

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение магистерской диссертации**

Магистранту Әбуовой Гүлден Әлібекқызы

Тема: «Исследование физико-химических свойств нефти месторождения  
«Жанажол»»

Утверждена приказом Ректора Университета № 2171-п от "04" декабря 2020г.

Срок сдачи законченной диссертации "07" июня 2021г.

Исходные данные к магистерской диссертации: \_\_\_\_\_

Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов:

а) исследование основных физико-химических свойств нефти месторождения  
«Жанажол»;

б) исследование способов удаления хлорорганических соединений;

в) испытание способа удаления хлорорганических соединений  
электрообессоливанием используя водного раствора щелочи.

Рекомендуемая основная литература:

1. Н. И. Акылбеков, М. Б. Омирзакова, Н. О. Аппазов Исследование состава и  
свойств нефти Приаралья // Булатовские чтения сборник статей. 2018. С.  
46-50.

2. Т. Г. Короткова, Я. А. Горева, Ю.В. Сай, Х. Р. Суюхов, В. Н. Хачатуров  
Физико-химические свойства и фракционный состав ставропольской нефти  
// Научный журнал КубГАУ, №123(09). 2016.




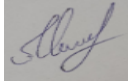
З. А. Т. Насипкалиева, Д.К. Насипкалиев, О. Ю. Панченко, В. П. Тарасова, Б. И. Куанышев Исследование физико-химических свойств нефти западного Казахстана // Достижения науки и образования. 2016.

**ГРАФИК**  
подготовки магистерской диссертации


Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки предоставления научному руководителю	Примечание
Исследование основных физико-химических свойств нефти месторождения «Жанажол»	22.01.2020 - 16.04.2020	
Исследование способов удаления хлорорганических соединений	17.04.2020 - 27.12.2020	
Испытание способа удаления хлорорганических соединений электрообессоливанием используя водного раствора щелочи	14.01.2021- 15.05.2021	

**Подписи**

консультантов и нормоконтролера на законченную магистерскую диссертацию с указанием относящихся к ним разделов диссертации

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Литературный обзор	Б.С. Селенова д.х.н., ассоц.профессор	12.03.2021г.	
Экспериментальная часть	Б.С. Селенова д.х.н., ассоц.профессор	25.05.2021г.	
Результаты и их обсуждение	Б.С. Селенова д.х.н., ассоц.профессор	30.05.2021г.	
Нормоконтролер	М.Е. Нурсултанов лектор	21.06.2021г.	

Научный руководитель

  
(подпись)

Селенова Б. С.

Задание принял к исполнению обучающийся

  
(подпись)

Әбуова Г. Ә.

Дата

«21» июня 2021 г.

## АҢДАТПА

Бұл магистрлік диссертация тапсырмадан, кіріспеден, тәжірибелік бөлімнен, қорытындыдан, дереккөздер тізімінен тұрады. Жұмыс 41 бетте ұсынылған, оған 7 сурет, 9 кесте және 42 дереккөз кіреді.

Бұл жұмыстың мақсаты - «Жаңажол» кен орнынан шыққан мұнайдың физикалық және химиялық қасиеттерін зерттеу. Мұнайдың физико-химиялық қасиеттерін зерттеу проблемаларды анықтауға мүмкіндік береді. Тығыздығы, мұнай құрамындағы су мөлшері, хлорлы тұздың мөлшері, парафин мөлшері, кату температурасы, мұнайдың кинематикалық тұтқырлығы, күкіртсутек пен меркаптанның мөлшері, мұнайдағы қаныққан будың қысымы, күкірттің мұнай құрамындағы мөлшері, хлорорганикалық қосылыстардың мөлшері, механикалық қоспалардың мұнай құрамындағы мөлшері, фракциялар шығымы сияқты параметрлер зерттелді.

Зерттеу барысында хлорорганикалық қосылыстардың деңгейі жоғарылаған және оның құрамын едәуір азайту қажет екендігі анықталды. Ол үшін хлорорганикалық қосылыстарды жою технологиясы ұсынылған зерттеулер жүргізілді.

Сусыздандыру және жоғары температурада су сілтілі ерітіндісімен тұзсыздандыру сатысында шикі мұнайды өңдеу хлорорганикалық қосылыстардың құрамын едәуір төмендетуі мүмкін.

Жұмыстың практикалық маңыздылығы химиялық реагенттерді қолдану есебінен тауарлық мұнайдағы хлорорганикалық қосылыстар түзілу қаупін азайту болды.

## АННОТАЦИЯ

Данная магистерская диссертация состоит из задания, введения, экспериментальной части, заключения, списка источников. Работа изложена на 41 страницах, включает 7 рисунков, 9 таблиц и 42 источников.

Цель данной работы является исследования физико-химических свойств нефти месторождения «Жанажол». Исследования физико-химических свойств нефти дает возможность распознать проблемы. Были исследованы параметры такие, как плотность, содержания воды, содержания хлористых солей, содержания парафина, температура застывания, кинематическая вязкость нефти, содержания сероводорода и меркаптанов, давление насыщенных паров в нефти, содержания серы, содержания хлорорганических соединений, содержание механических примесей, выходы фракции.

В ходе исследования выяснилось, что уровень хлорорганических соединений повышен и необходимо существенно снизить их содержания. Для этого были проведены исследования на основании которых была предложена технология удаления хлорорганических соединений.

Обработка сырой нефти на стадии обезвоживания и обессоливания водным раствором щелочи при повышенной температуре позволяет существенно снизить содержание хлорорганических соединений.

Практическая значимость работы заключалась в снижении риска образования хлорорганических соединений в товарной нефти из-за применения химических реагентов.

## ANNOTATION

This master's thesis consists of a task, an introduction, an experimental part, a conclusion, a list of sources. The work is presented on 41 pages, includes 7 figures, 9 tables and 42 sources.

The purpose of this work is to study the physical and chemical properties of oil from the "Zhanazhol" field. Studies of the physical and chemical properties of oil make it possible to recognize problems. Parameters such as density, water content, chloride salt content, paraffin content, pour point, kinematic viscosity of oil, content of hydrogen sulfide and mercaptans, saturated vapor pressure in oil, sulfur content, content of organochlorine compounds, content of mechanical impurities, fraction yields were investigated.

In the course of the study, it turned out that the level of organochlorine compounds is increased and it is necessary to significantly reduce their content. For this, studies were carried out on the basis of which a technology for the removal of organochlorine compounds was proposed.

The processing of crude oil at the stage of dehydration and desalination with an aqueous alkali solution at an elevated temperature can significantly reduce the content of organochlorine compounds.

The practical significance of the work was to reduce the risk of the formation of organochlorine compounds in commercial oil due to the use of chemical reagents.

## СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	9
1	Литературный обзор	11
1.1	Сера в нефти и его воздействия	11
1.2	Важность фракционного состава нефти для дальнейшей переработки	11
1.3	Воздействие парафина на добычу и транспортировку нефти и его контроль	12
1.4	Обводненность нефти	13
1.5	Причины присутствия хлористых солей в нефти и их воздействия на нефтетрубопроводы	14
1.6	Возникновение механических примесей в нефти. Методы для устранения механических примесей	14
1.7	Давление насыщенного пара нефти. Способ понижения давления насыщенных паров	15
1.8	Образование хлорорганических соединений в нефти и его методы удаления	16
1.9	Сероводород и меркаптаны. Воздействия на переработку	17
1.10	Роль вязкости в нефти и его снижение	18
1.11	Причины застывания нефти и его решения	19
2	Экспериментальная часть	21
2.1	Методики определения состава и физико-химических характеристик Жанажольской нефти	21
2.1.1	Определение содержания серы в нефти	21
2.1.2	Определение плотности нефти	21
2.1.3	Определение выход фракции нефти	22
2.1.4	Определение содержания парафина	22
2.1.5	Определение механических примесей нефти	24
2.1.6	Определение давления насыщенных паров	25
2.1.7	Определение хлорорганических соединений в нефти.	25
2.1.8	Определение сероорганических соединений хроматографическим методом	26
2.1.9	Определение вязкости нефти	27
2.1.10	Определение температуры застывания нефти	27
2.2	Методика удаления хлорорганических соединений из нефти	28
3	Обсуждения результатов	30
3.1	Основные физико-химические свойства нефти месторождения «Жанажол»	30
3.2	Экспериментальное обоснование эффективности метода удаления хлорорганических соединений обессоливанием	35
	Заключение	37
	Список литературы	38



## ВВЕДЕНИЕ

Успешное решение проблемы подготовки нефти на месторождениях обеспечивает высокое качество товарной нефти. В настоящее время в Казахстане добываются нефти, имеющие различные физико-химические характеристики. Товарная нефть с промыслов должна соответствовать современным стандартам.

Жаназольский нефтегазоперерабатывающий комплекс (далее ЖНГК) подготавливают товарную нефть для получения качественного продукта. Для этого были построены установки для разных процессов учитывая химические и физические свойства нефти.

Однако, как мы знаем свойства нефти меняется из-за воздействия различных факторов. Факторы могут быть природного и производного характера. Если фактор природного характера, то необходимо менять технологию на более оптимальный вариант, который сможет подготовить нефть с нужными свойствами, а если фактор несет производного характера, точнее фактор произведенный человеком, тогда необходимо менять все методы производства, начиная с процессов подготовки заканчивая очистками скважин и установок, так же меняя химические реагенты, которые не будут влиять на ухудшение свойства нефти. Иногда необходимо включать новые технологические установки с новыми методами подготовки, сохраняя основные процессы подготовки нефти.

В соответствии с этим, компания АО «СНПС-Актобемунайгаз», а именно Жаназольское месторождение проводят ряд исследований нефти и вносят изменения разного характера процессам подготовки нефти. Таким образом мы можем сказать, что реологические и физико-химические свойства нефти определяют способы ее перекачки и транспортировки, а в дальнейшем и варианты ее переработки. Исходя из существующих параметров есть необходимость исследования способов удаления хлорорганических соединений (ХОС). Известно, что в сырую нефть ХОС попадают с закачиваемыми в скважину реагентами, представляющими собой композиции из тяжелых органических жидкостей и комплексообразующих соединений [1], применяющихся в качестве жидкостей глушения, для воздействия на призабойную зону нефтяного пласта с целью растворения асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), а также для удаления карбонатных отложений при использовании промывочной жидкости для бурения скважин, содержащей в качестве утяжелителя фтортрихлорметан (хладон 11). В июле 2019 г. вступил в действие Технический регламент Евразийского экономического союза «О безопасности нефти, подготовленной к транспортировке и (или) использованию» ТР ЕАЭС 045/2017, в котором ужесточились требования ЕАЭС к содержанию органических хлоридов в товарной нефти.

Таким образом изучение подходящих способов удаления ХОС в нефти на сегодняшний день является актуальным.

Цель работы является исследование физико-химических свойств нефти Жанажольского месторождения для определения качества нефти и испытания удаления способом электрообессоливанием ХОС.

Основные задачи исследования – это определение физико-химических свойств нефти согласно ГОСТ и СТ РК, также испытать способ электрообессоливания для удаления ХОС с использованием водного раствора щелочи при высоких температурах.

Значимость исследовательской работы заключается в выявлении проблемы подготовки нефти месторождения «Жанажол» и изучение способов устранения выявленных проблем.

# 1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

## 1.1 Сера в нефти и его воздействия

Развитие технологий и растущее стремление к производству производных сырой нефти привели к увеличению содержания серы в сырой нефти, что приводит к низкому качеству нефти. Низкое качество нефти связано с присутствием некоторого количества растворенного сульфида, например, сероводорода, сульфозэфира, меркаптана, дисульфида и тиофена. Компоненты серы, которые присутствуют в сырой нефти, неблагоприятны для процесса нефтепереработки, поскольку они, во-первых, подавляют действие некоторых катализаторов, используемых при переработке сырой нефти, а во-вторых, вызывают проблемы эрозии в трубопроводе, насосном и нефтеперерабатывающем оборудовании. По своей природе соединения серы, которые содержатся в топливе, вызывают выделение кислых газов, таких как оксиды серы. Вода, взаимодействуя с этими газами, образует кислотные дожди, которые наносят вред зданиям и лаковым покрытиям. Процент содержания серы в сырой нефти варьируется от 0,04% по весу для сырой нефти с низкой плотностью до примерно 5% по весу для сырой нефти с высокой плотностью.

Соединение серы, которое существует в сырой нефти, образуется в процессе гниения органического вещества, соединение серы может быть отделено от нефти в форме сероводорода, который появляется в соответствующем газе, некоторое его количество остается в жидкости [2].

Содержание серы в природном газе и особенно в сырой нефти увеличивается, и с ужесточением содержания серы в топливе, нефтепереработчики и переработчики газа вынуждены увеличивать объемы извлечения серы. В то же время природоохранные органы многих стран продолжают вводить более строгие стандарты для выбросов серы от предприятий по переработке нефти, газа и химикатов. Чтобы соответствовать этим требованиям, необходимо разрабатывать и внедрять надежные и экономичные технологии. В ответ на этот разрыв сейчас появляется несколько новых технологий, отвечающих самым строгим нормам [3].

Сера присутствует в масле в виде соединений от 0,02 до 6%. Количество серы выше во фракциях, кипящих при высоких температурах, и наибольшее количество находится в остатке после вакуумной перегонки. В масле содержится много типов соединений серы. Некоторые масла содержат серу в свободном состоянии. Чаще всего встречается в форме сероводорода, меркаптанов, сульфидов, дисульфидов, тиофенов, тиофанов [3].

## 1.2 Важность фракционного состава нефти для дальнейшей переработки

Нефть играет важную роль в мировой экономике, а именно он один из основных ресурсов и главный источник сырья для различных современных материалов. Он вмещает в себя пять элементов – это кислород, водород, углерод, а также сера и соединения азота. Алканы, арены, циклоалканы являются основными углеводородами, которые наиболее распространены в нефти, гетероорганические компоненты находятся в тяжелых фракциях, таких как смол-асфальтеновые фракции. Основная часть органических изделий получают из нефти по словам автора около 90 % продукта можно получить из нефти.

Исследуя фракционный и химический состав нефтепродукта, мы можем достичь эффективности при выборе методики и режима технологических процессов [4].

Определяя фракционный состав многокомпонентного нефтепродукта, мы определяем способ переработки нефти. Фракция – доля нефти, которому необходимо определенная температура. И таких фракций очень много, и они говорят о том, что нефть имеет большое количество компонентов. Для каждого компонента имеется определенная температура начала кипения и конца кипения, то есть каждая фракция отделяется в связи разностью температурой кипения. Сущностью метода определения фракции нефти является дистилляция каждого компонента путем кипения и испарения нефти и конденсации паров. И таким образом различают несколько типов дистилляции: простая дистилляция, дистилляция с дефлегмацией и ректификация. Для исследования нефти используют стандартные аппараты перегонки, которые соответствуют межгосударственным стандартам ГОСТ 2177-99 «Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава».

Фракционный состав основная характеристика нефти, как и плотность и содержание серы. Основываясь на этих параметрах выбирают определенную путь переработки нефти, таких как топливный, топливно-масляной и нефтехимический. Состав фракцией напрямую зависит от месторождения, а именно некоторые месторождения имеют легкие углеводороды с низкой температурой кипения или же тяжелые углеводороды, которые имеют высокую температуру кипения, такие фракции называют мазутной фракцией. Поэтому необходимо провести разгонку для определения более экономического и эффективного метода переработки [5].

В работе [6] был исследован нефть месторождения Кожасай. Месторождения Кожасай непосредственно граничит с разрабатываемым месторождением Жанажол. Исследование выявило, что нефть месторождения Кожасай имеет высокий выход светлых фракций до 2000С выкипает 70,0 %, до 3500С – 90 %.

### **1.3 Воздействие парафина на добычу и транспортировку нефти и его контроль**

При добычах нефти и при его транспортировках возникают некоторые трудности, такие как снижение фильтрационных характеристик пласта, увеличение расхода электроэнергии и износ насосно-компрессорных труб. Все эти трудности возникают из-за содержания парафина в нефти. Такие нефти называют высокопарафинистые нефти или парафинистые нефти [7].

Нефть в зависимости содержания парафина классифицируется на: малопарафинистые (<1,5 % мас.), среднепарафинистые (1,5-6 % мас.), умереннопарафинистые (6-10 % мас.), высокопарафинистые (10<20 % мас.), сверхвысокопарафинистые (>20 % мас.). В статье сказано [8], что при увеличении парафина снижается плотность и вязкость нефти, тому причина снижения асфальто-смолистых составляющих. И этому причина общий объем парафино-асфальто-смолистых составляющих. Также во время испытания было замечено, что при повышении парафина в нефти снижается содержание серы.

Однако с ростом содержания парафина в нефти количество тяжелых углеводородов увеличивается, а количество легких углеводородов уменьшается. Таким образом снижается выход светлых нефтепродуктов при переработке, что значительно снижает цену нефти.

На данный момент в нефтепромысловых заводах, в лабораториях определяют содержания парафина в нефти ручным методом. Отделяя парафин от асфальто-смолистых отложений используют перегонку до 350°C, после чего необходимо охладить раствор состоящего из этилового эфира и спирта с парафином. Для этого используют вакуумный насос и охлаждающий смесь из ацетона и углекислого газа.

Также есть экспресс-контроль так называемая метод ядерного магнитного резонанса (ЯМР). Такой метод достаточно точный и менее чувствителен к другим примесям [9].

Парафин зависит от температуры окружающей среды. При спаде температуры вязкость нефти увеличивается, данную проблему решили с подогревом. По этой причине во многих местах транспортируемые трубопроводы подогреваются.

#### **1.4 Обводненность нефти**

С каждым днем добыча нефти все затрудняется и этому причина глубокое залегание нефти и нехватка давления. Для решения проблем используют внешнюю энергию, а точнее закачивают воду в пласты. Данный способ создает обводненность нефти [10].

Сложный процесс в подготовке нефти – это очистка нефти от воды, также и наоборот очистка воды от нефти. Второе очень важен, так как создается нефть в воде, а это в свою очередь создает устойчивую эмульсию. Эти два жидкости не смешиваются, однако механические примеси,

асфальтены и смолы создают «броню», который мешает соединению капель и оседанию [11].

### 1.5 Причины присутствия хлористых солей в нефти и их воздействия на нефтетрубопроводы

Хлористые соли в нефти строго контролируются. Присутствие хлористых солей может вызвать ряд проблем во время переработки. В первую очередь, вызывает коррозию, а коррозия установок в свою очередь дает возможность увеличению механическим примесям [12].

Нефть не содержит хлористые соли. Хлористые соли возникают из-за разных причин. Пластовая вода имеет в достаточном количестве растворимые минеральные соли. По результатам исследования было замечено основной состав минеральных солей присутствующих в нефти – это хлорид кальция, магния и натрия. Из пластовых вод минеральные соли переходят в нефть растворяясь в ней и образуют микросталлы [13].

Таблица 1. Основные нормы подготовки нефти

Наименование показателя	Норма для группы			Метод испытания
	I	II	III	
1. Концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	100	300	900	По ГОСТ 21534
2. Массовая доля воды, %, не более	0,5	1,0	1,0	По ГОСТ 2477
3. Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05			По ГОСТ 6370 и по п. 3.2 настоящего стандарта
4. Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более		66,7 (500)		По ГОСТ 1756

Хлористые соли откладываясь в трубопроводах уменьшает пространство прохождения. Это способствует понижению производительности. Также присутствуя хлористых солей плохо сказывается на катализаторах, катализаторы теряют свои свойства и срок службы из-за этой причины быстро истекают [14].

## **1.6 Возникновение механических примесей в нефти. Методы для устранения механических примесей**

Во время эксплуатации скважины образуются механические примеси, которые состоят из частиц оборудования, разрушившиеся из-за коррозии, а также почвы, обломки пропантанта, которые образуются из-за гидроразрывания пласта. также причиной становятся ремонты, проводимые в скважинах, также влияет сила трения жидкости с песком и использование не подготовленных пластовых воды точно также влияет на образование механических примесей [15].

Из-за старения месторождения скважины обводняются, по этой причине увеличивают дебиты, а это в свою очередь приводит к повышенной фильтраций, который создает трещин и разрушает стены коллектора вынося механические примеси [16].

Наиболее часто используемые механизированные способы добычи нефти – это установки скважин центробежные и штанговые насосы. Однако затраты на механизированные скважины с каждым годом растет и этому причиной является механические примеси, которые засоряют установки и насосы причиняя вреда на подвижные элементы, так называемые рабочие органы [17], [18].

Песок в нефти влияет на плунжерную пару и на клапаны узлов, приводя к абразивному износу и образованию в забое пробки песчаные. Из-за абразивного износа забоя и размазывания песком каналы протекания из-за негерметичности способствует уменьшению подачи насоса, заклиниванию штанг в трубопроводах. По этой причине механизированные скважины требуют частые ремонты. Никакие стали не выдержат механические примеси [19].

На данный момент для очистки от механических примесей в нефтедобывающих компаниях используют крупногабаритные оборудования, которые используют быстро загрязняющие или часто заменяемые фильтры. Это приводит к большим затратам.

По этой причине в данной статье [20] рассматривают более оптимальные методы очистки потоков воды и пластового флюида от механических примесей. Предлагаются сепараторы, которые называются гидроциклонными сепараторами, однако данный метод очистки не подходит для некоторых пластов.

Также есть еще один метод очистки от механических примесей – это использование специальных фильтров. Существуют фильтры такие как: фильтры ЖНШ, ЖНША и щелевые фильтры, металлокерамические фильтры, шламоуловитель МВФ, шламоуловитель ШУМ 5Д, фильтр насадка-ФНТ, фильтр противопесочный типа ФПБ, скважинный фильтр на проволоочной основе типа ФС-73, скважинный фильтр кожух.

## **1.7 Давление насыщенного пара нефти. Способ понижения давления насыщенных паров**

Давление насыщенного пара зависит не от объема и от давления газообразных примесей, а зависит от температуры.

Насыщенный пар – это пар, который находится в равновесии с другими фазами, точнее с жидкостью или твердым телом [21].

Давление насыщенного пара напрямую связана с пожарной безопасностью. Повышение давления насыщенного пара может привести к взрыву в трубопроводе из-за накопления [22].

Ф. Марван в своей диссертации говорит, что ПАВ ( $C_nH_{2n+1}COOK$ ) может повлиять на понижение давления насыщенных паров, однако необходимо добавлять ПАВ в определенной концентрации. Проводя исследования, он сделал вывод, что при концентрации 10 мг/кг  $C_nH_{2n+1}COOK$  давление насыщенных паров достигает минимального значения [23].

Все возможные методы и исследования давления насыщенных паров дает возможность предугадать о возможных опасных факторах.

## **1.8 Образование хлорорганических соединений в нефти и его методы удаления**

Природные хлорорганические соединения содержатся во всех нефтях, за некоторыми единичными случаями. Сосредоточены прежде всего в асфальтосмолистой отложениях нефти. Количество хлорорганических соединений зависит от природы и состава нефти и колеблется от отсутствия до 97 мг/дм<sup>3</sup> в нефти, также содержание хлорорганических соединений в некоторых месторождениях нефти намного выше содержания неорганических хлористых солей, которые остаются после обессоливания. Природные хлорорганические соединения не имеют коррозионную активность, однако при высоких температурах частично разлагаются, выделяя при этом хлористый водород и превращается в хлорорганические соединения, который имеет меньшую молекулярную массу и распределяются во фракциях нефти.

Для фракции, выкипающей до температуры 204 °С – не более 6 ppm, что с учетом доли отгона фракции (в среднем 12–19 %) в пересчете на нефть дает норматив не более 0,8–1,2 ppm (ГОСТ Р 51858- 2002 «Нефть. Общие технические условия»).

Возникает вопрос о возникновении хлорорганических соединений, поэтому автор данной статьи, Е. А. Новиков дал развернутый ответ на эту тему. В данной статье [24] говорится о том, что четыреххлористый углерод, хлороформ, дихлорэтан, трихлорэтан, тетрахлорэтан, и им схожие реактивы являются хлорсодержащие химическими реагентами. Такие реагенты являются легколетучими хлорорганическими соединениями. Они же при



разгонке попадают в бензиновую фракцию. Такие реагенты добавляются в скважину во время добычи нефти для повышения нефтеотдачи пластов, а также для удаления асфальтеносмолопарафинистых отложений. Однако эти реагенты устойчивы в чистом виде, а также не опасно в транспортировке по трубам из-за низкой реакционной способности. Тем не менее, эти реагенты создают проблемы во время переработки, так как в процессе перегонки в присутствии остаточной воды образуют хлористые водороды. Таким образом можно сказать, что хлорсодержащие химические реагенты при обработке с водородом образует хлористый водород, который за несколько дней может полностью разрушить установку.

Также хлористый водород во время реакции с нейтрализаторами образует твердые отложения, а они в свою очередь закупоривают трубопроводную арматуру [24].

Из-за перечисленных проблем, возникающих в присутствии хлорорганических соединений многие нефтедобывающие и нефтеподготавливающие компании изучают подходящие методы удаления хлорорганических соединений.

Известен способ удаления хлорсодержащих примесей электрообессоливанием. Сущностью изобретения является промывка водой и водным раствором щелочи нефти на электрообессоливающей установке используя несколько ступеней при повышенной температуре. Причем промывку водным раствором щелочи осуществляет при температуре на 30-800С выше, чем предшествующей промывку водой [25].

Также есть еще одно изобретение для очистки нефти от хлорорганических соединений. В этом патенте используют процесс десорбции инертным газом, а именно используют азот. И используют селективный поглотитель, который поглощает хлорорганическое соединение из парогазовой смеси и паров углеводородов. Парогазовая смесь, очищенная от хлорорганических смесей, идет в десорбер для дальнейшего использования в качестве очистителя от хлорорганических соединений нефти. В данном процессе необходимо постоянно поддерживать количество паров углеводородов. В роли селективного абсорбера лучше использовать метилпиролидона, гликолей и водно-гликолевых абсорбентов, который содержит щелочной реагент [26].

## **1.9 Сероводород и меркаптаны. Воздействия на переработку**

Сероорганические соединения нефти являются сложной смесью различных групп веществ – меркаптанов, сульфидов, дисульфидов, тиофенов. Высокая коррозионная активность меркаптанов, сероводорода и элементарной серы создает целый ряд технологических проблем при добыче, транспорте, хранении и переработке нефти. Наибольшую опасность для природной среды и здоровья человека представляют меркаптаны и сероводород. Причем

меркаптаны являются веществами второго класса опасности, их предельно допустимые концентрации (ПДК) в атмосферном воздухе составляют 0,000009-0,00005 мг/м<sup>3</sup>. Для сероводорода этот показатель значительно выше – 0,003 мг/м<sup>3</sup>, хотя это вещество также относится к первому классу опасности [27].

Проблема очистки сырья – нефти и газоконденсата, добываемых в Прикаспийской низменности, стоит достаточно остро: уровень содержания меркаптанов в сырье достигает 0,5 – 1 мас. %.

Необходимость очистки нефти и конденсатов обусловлена несколькими причинами:

Сероводород и легкие меркаптаны имеют высокую летучесть (низшие меркаптаны С1 и С2 кипят при температурах до +35°С). Наличие этих токсичных компонентов создает серьезные экологические проблемы при транспортировке сырья и переливах.

Сероводород и меркаптаны вызывают ускоренную коррозию трубопроводов и нефтехранилищ, приводят к ускоренному износу оборудование НПЗ.

Наличие сероводорода и меркаптанов приводят к проблемам утилизации сточных вод НПЗ с установок ЭЛОУ [28].

Наибольшее содержание сераорганических соединений до 170 млн-1 в легких фракциях нефти Актюбинского региона – в нефти месторождения Жанажол [29]. В целом содержание сераорганических соединений в нефти месторождения Жанажол значительно выше, чем в Тенгизе. Поэтому жанажольская нефть может стать ценным сырьем для получения товарных органических соединений серы [27].

Жанажольский газоперерабатывающий завод – подразделение АО «СНПС-Актобемунайгаз» - находится в контуре нефтегазозоного месторождения Жанажол, продукция которого характеризуется высоким содержанием сероводорода, углекислого газа и меркаптанов, высоким газовым фактором нефти [30].

### **1.10 Роль вязкости в нефти и его снижение**

Определение методов снижения вязкости нефти является актуальной для нефтегазовой отрасли. Так как с возрастанием вязкости нефти экономические и энергетические затраты на перекачку и на извлечение из горной породы, также на передвижение в трубопроводах возрастут [31].

Основная проблема при добыче и транспортировке нефти – это климатические условия, так как во многих регионах или странах низкая температура окружающей среды. Из этого можно сделать вывод, что вязкость в прямую зависит от температуры. Если окружающая среда имеет низкую температуру вязкость будет незначительно увеличиваться, а если имеет

высокую температуру, то вязкость уменьшается. Такую зависимость можно увидеть на рис. 1 [32].

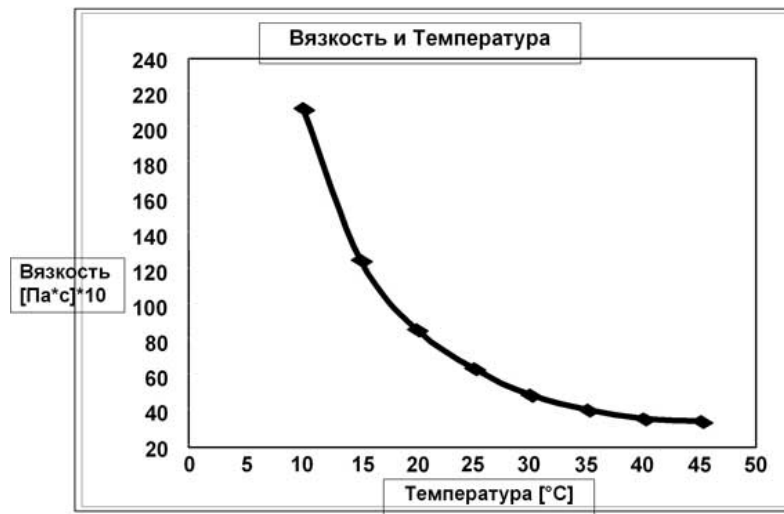


Рисунок 1 – График зависимости вязкости от температуры

В работе [33] представлено (рис. 2) распределение ВВН по странам, расположенным в Африке и Евразии. Из рис. 2 видно, что на указанной территории более 90 % ВВН располагаются в России, Казахстане и Украине.

Максимальный эффект понижения вязкости и скорость отложения асфальтосмолопарафиновых отложений в области температур и давлений обеспечивается магнитной обработкой до начала процесса образования отложения в нефти, поэтому магнитные устройства размещаются в скважине ниже области начала образования отложений для предупреждения отложений парафина [31].

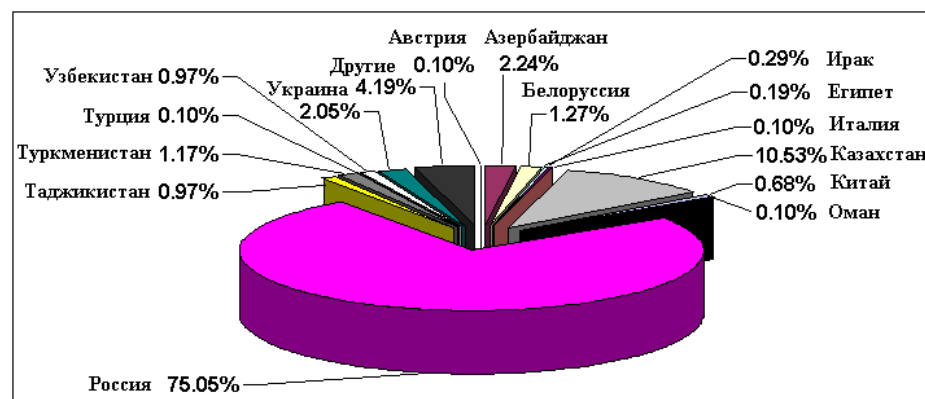


Рисунок 2 – Распределение высоковязких нефтей по странам мира

### 1.11 Причины застывания нефти и его решения

С разных месторождений транспортируются нефти с разными составами. Во время транспортировки возникают проблемы. Проблемы зависят от погодных условий в регионах. Понижение температуры окружающей среды может привести к остановке транспортировки. Одна из причин это высокопарафинистые нефти.

Высокозастывающее свойство может повлиять на реологические свойства нефти хоть и не количественно [34].

Для понижения температуры широко используют метод термообработки [35]. Во время термообработки кристаллы парафина в нефти растворяются и создается условия для транспортировки нефти. В дальнейшем, во время исследований, было замечено что содержания парафина при пониженной температуре, а точнее при возвращении изначальной температуры количество содержания парафина становится меньше по сравнению с изначальным содержанием. И этому причина возникновения более мелких кристаллов парафина, а также образование мало концентраций центров кристаллизации.

В остальных соединениях (смолами и асфальтенами) метод термообработки не действует.

## **2 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ**

### **2.1 Методики определения состава и физико-химических характеристик Жанажольской нефти**

Месторождения Жанажол находящееся в Мугалжарском районе Актюбинской области в 240 км к югу от города Актюбинска, было открыто в 1987 году, геологические запасы оцениваются в 500 млн. т.

Нефть месторождения Жанажол легкая, сернистая (содержание серы в нефти 0,53 %), парафиновая (содержит 4,34 % парафина), отличается высоким содержанием светлых фракций (до 350°С выкипает 52,82 %). Нефть имеет достаточно высокое потенциальное содержание базовых масел. Выход масляных фракций на нефть составляет 28,3 %, на мазут – 60 %. По групповому углеводородному составу маркируется как 2.0.1.0. [36,37].

#### **2.1.1 Определение содержания серы в нефти**

Содержание серы в нефти определяется методом рентгенофлуоресцентной спектрометрии на основе энергии дисперсионного взаимодействия (СТ РК АСТМ Д 4294-2011).

Аппарат и материал:

- Рентгенофлуоресцентный спектрометр;
- Кюветы;
- Цилиндр;
- Пленка Hostaphan.

Образец поместили в спектрометр в пучок лучей. С помощью рентгеновского излучения измерили энергию возбуждения и сравнивая полученную характеристику с ранее вычисленными характеристиками контрольных образцов определили концентрацию серы.

#### **2.1.2 Определение плотности нефти**

При определении плотности был использован ГОСТ 3900-85. Сущность метода заключался в определении плотности нефти и нефтепродуктов с использованием ареометра при температуре 20°С [38].

Для испытаний применялись:

- Ареометры АОН-1 по ГОСТ 18481;
- Цилиндр на 100 мл по ГОСТ 18841;
- Термометры ТЛ-4 по ТУ 25-2021.03.

При проведении испытания даем пробе набрать комнатную температуру. Цилиндр, который также имеет комнатную температуру,

поставили на ровную поверхность, заполнили исследуемой пробой. Измерили температуру пробы термометром. Затем погрузили чистый, сухой ареометр. После остановки колебания ареометра отсчитали показания на шкале ареометра.

Данный метод очень прост и легок. Нет необходимости в габаритных оборудованьях.

### **2.1.3 Определение выхода фракции нефти**

Фракционный состав нефтепродукта определялся по ГОСТ 2177-99. Метод заключается в перегонке нефти и нефтепродукта в специальном перегоночном аппарате для определения объема отогнанного продукта при температуре 200°C и 300°C.

Аппаратура и материалы:

- Аппарат для перегонки нефти и нефтепродукта, в нашем случае это аппарат DU-4 соединенный в термостат от компании Julabo;
- Термометр стеклянный ртутный по ГОСТ 400;
- Цилиндр вместимостью 100 см<sup>3</sup> по ГОСТ 1770;
- Колба для перегонки типа КРН по ГОСТ 25336;
- Секундомер.

Проведение испытания:

Отбирали пробу 100 см<sup>3</sup> в колбу для перегонки типа КРН, следили, чтобы капля нефти не попала в отводную трубку. После плотно закрыли колбу пробкой с термометром. Термометр расположили так, чтобы ртутный шарик был на одной уровне с отверстием отводной трубки. Отводную трубку соединяет с трубкой холодильника аппарата перегонки DU-4. Цилиндр поставили под пароотводной трубкой аппарата. После отмечаем температуру начала кипения. Температура начало кипения – это температура в котором был замечен первая капля конденсата. После первой капли включили секундомер. В течение минуты в цилиндр должен набраться 5 см<sup>3</sup> конденсата. А также нагревают колбу так, чтобы до падения первой капли конденсата с конца трубки холодильника в соответствующий цилиндр прошло 5-10 минут. После создания условия измерили объем пробы при температуре 200°C и 300°C [39].

### **2.1.4 Определение содержания парафина**

Определение содержания парафина в нефти проводится по ГОСТ 11851-85 методом Б. Метод основан на перегонке нефти и отделений фракции при дальнейшем добавления эфиров и спирта этилового для образования кристаллов парафина.

Аппаратуры и химические реактивы:

- Холодильник;
- Круглодонная колба;
- Аллонж;
- Термометр ТН 2М;
- Насос водоструйный;
- Асбест листовой;
- Фильтры бумажные «синяя лента»;
- Воронка Бюхнера;
- Горелка;
- Эксикатор;
- Колбы конические на 100 см<sup>3</sup> с пробкой;
- Весы лабораторные;
- Колбонагреватель;
- Сушильный шкаф;
- Цилиндр 50 см<sup>3</sup>.
- Реагенты:
- Ацетон;
- Спирт этиловый;
- Сухой лед;
- Спирт этиловый.

Проведение испытания:

Пробу 100 см<sup>3</sup> поместили в круглодонную колбу для проведения перегонки. Во время перегонки при 250°С сливали фракцию в коническую колбу, заранее доведенной до постоянной массы, после чего прекратили подачу воды, поменяли коническую колбу и дальше вели перегонку до 300°С. Получившую фракцию также слили в коническую колбу. Выключили колбонагреватель, охладили пробу в колбе до 100°С. Подключили вакуумный насос и провели перегонку до 550°С, слив полученную фракцию в коническую колбу. Все три полученные фракции взвесили, соединив фракции, полученные при 250°С и при 300°С, также взвесили. В каждый кристаллизатор (колба с фракцией) налили 17 см<sup>3</sup> этилового эфира и 33 см<sup>3</sup> этилового спирта. Затем кристаллизаторы и смесь спирто-эфирную охладили в бане с охлаждающим раствором до минус 20°С. Затем содержимое в кристаллизаторе фильтровали через вакуумный насос через подготовленный бумажный фильтр. Промывали спирто-эфирной смесью кристаллизатор и фильтр с парафином, после чего вынимали фильтр и с помощью ножа снимали кристаллы парафина с фильтровальной бумаги и перенесли в бюкс. Просушили бюкс с парафином в сушильном шкафу при 105°С 60 минут. Затем охлаждали бюкс в эксикаторе 50 минут.

$$X = \frac{m_1 * m_2}{m_1 * m_3} * 100, \quad (1)$$

где,  $m$  – масса парафина, выделенного из обессмоленной фракции нефти, г;

$m_1$  – масса нефти, взятая для перегонки (обессмоливания), г;

$m_2$  – масса обессмоленной фракции нефти, выкипающая при температуре выше 250°C, г;

$m_3$  – масса обессмоленной нефти, взятая для выделения парафина, г.

### 2.1.5 Определение механических примесей нефти

Механические примеси в нефти определяется по ГОСТ 6370-83. Метод основан на фильтровании растворенным в бензине или толуоле пробы, промывке осадка на фильтре растворителем, после чего высушивается и взвешивается.

Аппаратуры, химические реактивы:

- Шкаф сушильный или термостат;
- Электроплитка закрытая или водяная баня;
- Весы аналитические;
- Стаканчики;
- Колбы на 500 см<sup>3</sup>;
- Эксикаторы;
- Воронки для горячего фильтрования;
- Стеклянная палочка с оплавленным концом;
- Беззольный бумажный фильтр;
- Толуол нефтяной по ГОСТ 14710 или по ГОСТ 5789.

Пробу нефтепродукта хорошо перемешиваем вручную встряхиванием в течение 5 минут в емкости, заполненной на  $\frac{3}{4}$ .

Бумажный фильтр промываем тем же растворителем, который применяют в испытании, затем помещаем в чистый сухой стаканчик для взвешивания. Стаканчик с фильтром с открытой крышкой сушим в сушильном шкафу до постоянной массы.

Проведение испытания:

В стакан помещаем подготовленную пробу испытуемого продукта и разбавляем подогретым толуолом (50:50). Толуол подогреваем на водяной бане до температуры 80°C.

Содержимое стакана фильтруем через подготовленный бумажный фильтр, помещенный в стеклянную воронку, укрепленные в штативе. Раствор наливаем на фильтр. Остаток раствора и нефтепродукта на стакане смываем на фильтр чистым толуолом.

Остатки нефтепродукта или твердые примеси, приставшие к стенкам стакана, снимаем стеклянной палочкой и смываем на фильтр горячим чистым толуолом, нагретым до 80°C, пока в фильтровальной бумаге капля фильтрата, не будет оставлять после испарения масляного пятна.



После чего фильтр с осадком переносим в стаканчик с крышкой (бюкс) и сушим в сушильном шкафу до постоянной массы [40].

### **2.1.6 Определение давления насыщенных паров**

Давления насыщенных паров определяется с помощью аппарата Бомба Рейда. Метод проводится по ГОСТ 1756-2000.

Аппаратуры:

- Бомба Рейда;
- Термостат жидкостной;
- Манометр.

Проведения испытания:

Необходимо заранее подготовить аппарат. Для подготовки жидкостную камеру охладили до  $0-1^{\circ}\text{C}$ . Воздушную камеру также необходимо подготовить. Для этого воздушную камеру с манометром погрузили в термостат с температурой  $37,8^{\circ}\text{C}$ .

Жидкостную камеру наполнили пробой до перелива. Жидкостную камеру с воздушной камерой с манометром соединили за короткое время.

Аппарат с пробой погрузили в термостат с температурой  $37,8^{\circ}\text{C}$ . Аппарат выдерживали 5 минут в термостате после чего вынув аппарат энергично встряхивали. Погрузив обратно в термостат постукивая манометр записывали показания. Данный процесс выполняли несколько раз.

### **2.1.7 Определение хлорорганических соединений в нефти**

Хлорорганические соединения до этого времени определялись по ГОСТ Р 52247-2004, методом А, восстановление бифенилом натрия и с последующим потенциометрическим титрованием. Однако, метод А занимает много времени и есть возможность допущения погрешности, по этой причине на данное время используется метод В, рентгенофлуоресцентная волнодисперсионная спектрометрия.

Аппараты:

- Рентгенофлуоресцентный волнодисперсионный спектрометр (анализатор хлора спектроскан CLSW);
- Аппарат для перегонки DU-4;
- Весы аналитические;
- Цилиндр на  $100\text{ см}^3$ ;
- Пипетка Мора на  $100\text{ см}^3$ ;
- Колба для перегонки типа КРН;
- Делительная воронка ВД-3-250;
- Термометр со шкалой от  $0^{\circ}\text{C}$  до  $360^{\circ}\text{C}$ ;

- Стаканчики для взвешивания или колбы со шлифом не менее 50 см<sup>3</sup> (бюксы);
- Пипетки Пастера;
- Стеклянная палочка;
- Кюветы жидкостные фирмы «Спектрон» вместимостью 1 см<sup>3</sup>;
- Пленка для кюветы Hostaphan;
- Реактивы и материалы:
- Висмут;
- КОН 0,1 М;
- Дистиллированная вода.

Проведение испытания:

Отбирали пробу 100 см<sup>3</sup> в колбу для перегонки типа КРН, следили, чтобы капля нефти не попала в отводную трубку. После плотно закрыли колбу пробкой с термометром. Термометр расположили так, чтобы ртутный шарик был на одной уровне с отверстием отводной трубки. Отводную трубку соединяет с трубкой холодильника аппарата. Цилиндр поставили под пароотводной трубкой аппарата. После первой капли включили секундамер. В течение минуты в цилиндр должен набраться 5 см<sup>3</sup> конденсата. А также нагревают колбу так, чтобы до падения первой капли конденсата с конца трубки холодильника в соответствующий цилиндр прошло 5-10 минут. Перегонку нефти проводили до 204°С, после чего сняли цилиндр с аппарата.

Полученную нефть перенесли на делительную воронку. Туда же налили КОН 0,1 М 50 см<sup>3</sup>, закрыв пробкой делительную воронку, промыли нефть, слегка перемешивая и выпуская из делительной воронки избыток воздуха, открывая кран делительной воронки. И так данную процедуру повторили 3 раза. После промывки КОН, точно также промыли нефть дистиллированной водой. Промывка нефти нам нужна для того, чтобы удалить сероводород и следов неорганических хлоридов.

После промывки в стаканчик со шлифом взвесили висмут 1 см<sup>3</sup>, в этот стаканчик также взвесили 10 см<sup>3</sup> полученную нефть. Содержимое стаканчика перемешали с осторожностью стеклянной палочки около 2 минут, не допуская образования пены или пузырьков. Содержимое стаканчика перенесли в заранее собранные кюветы и загрузили в анализатор Спектроскан CLSW [41].

## **2.1.8 Определение сероорганических соединений хроматографическим методом**

Сероводород, метил- и этилмеркаптаны определяли по СТ РК 1473-2005. Метод заключается в определении сероводорода, метил- и этилмеркаптанов в нефти хроматографическим разделением и последующим регистрацией соединений пламенно-фотометрическим детектором.

Аппараты:

- Хроматограф;
- Виала;
- Компьютер;
- Микрошприц.

Проведения испытания:

Подключили хроматограф и поставили на готовность. После соблюдения условия проведения хроматографического разделения набрали микрошприцем пробу 1,0 мкл. Иглой микрошприца прокалывали пробоотборник и вводили пробу в испаритель хроматографа. После разделения соединения в колонке хроматографа пламенно-фотометрический детектор регистрирует в следующем порядке: сероводород, метилмеркаптан, этилмеркаптан. После анализа выданные результаты обработали методом созданные с помощью стандартными образцами.

### **2.1.9 Определение вязкости нефти**

Метод основан на измерении времени истечения объема под силой тяжести в вискозиметре. ГОСТ 33-2016.

Аппараты и материалы:

- Вискозиметр;
- Секундомер;
- Термостат жидкостной.

До измерения пробу нагревали до 35,6°С, после пробы набирали в вискозиметр и погрузили в термостат также нагретый до 35,6°С. Заполняли отметку вискозиметра и начали измерения. Измерения проводили 3 раза, за результат брали средние данные. Кинематическую вязкость рассчитывали по формуле:

$$v = Ct, \tag{2}$$

где, С — постоянная вискозиметра, мм<sup>2</sup>/с<sup>2</sup>;

t — среднеарифметическое значение времени истечения, с.

### **2.1.10 Определение температуры застывания нефти**

Температура застывания нефти определяется по СТ РК АСТМ Д 97-2011. Метод основан на нагревании и охлаждении пробы до потери текучести.

Аппараты и материалы:

- Термометр;
- Испытательный сосуд;
- Термостат жидкостной;

- Охлаждающая смесь.

Проведения испытания:

Сосуд с пробой нагревали до 105°C. После нагрева вынув сосуд с термостата начали охлаждать до комнатной температуры. Доведенный до комнатной температуры сосуд погрузили в охлаждающий смесь заменив термометр в сосуде на другой для измерения более низкой температуры. Охлаждали пробу в сосуде до потери текучести. Для это каждый раз при понижениях температуры на 3°C вынимая сосуд из охлаждающий смеси наклоняли, чтобы установить подвижность или потери текучести пробы. Проводили испытания до потери подвижности до 5 секунд в горизонтальном положении.

## 2.2 Метод удаления хлорорганических соединений из нефти

Для применения в лабораторных условиях совмещенного способа удаление хлорорганических примесей с обессоливанием и обезвоживанием нефти был использован жидкостной термостат.

Аппараты и материалы:

- Термостат жидкостной;
- Делительная воронка ВД-3-250;
- Центрифуга;
- Пробирки центрифужные;
- Спектроскан CLSW;
- Цилиндры на 100 см<sup>3</sup>;
- Аппарат для перегонки DU4;
- Колба Энглера КРН-250;
- Термометр ТН 2М;
- Дезэмульгатор KLN-1;
- КОН 1 М;
- Дистиллированная вода;
- Щелочь 40 %.

Проведения испытания:

Были взяты пробы со скважины ДНС юг «Октябрьского нефтегазодобывающего управления». Для наглядного сравнения в начале определяем хлорорганические соединения в неочищенной сырой нефти. Для этого использовали рентгенофлуоресцентной метод (раздел 2.1.7).

Для разрушения нефтяной эмульсии, в сырую нефть переместили в делительную воронку и добавили 1,2 см<sup>3</sup> дезэмульгатора и погрузили пробу в термостат на 1 час, нагретый до 70°C. С помощью делительной воронки водную фазу отделяли от нефти. После обезвоживания нефть, для полного удаления воды, просушивали с помощью хлористого кальция. Затем в обезвоженную нефть было добавлено 50 см<sup>3</sup> 40 %-ный водный раствор

щелочи и пробу, после перемешивания 3-5 минут, погрузили в термостат жидкостной на 70°C на 1 час. После термостирования и полного отстаивания водонефтяной смеси, нефть отделили от водной фазы центрифугированием. После пробу дополнительно промыли 50 см<sup>3</sup> дистиллированной водой для полного удаления избыточного щелочного раствора и данный процесс повторили трижды.

Степень очистки нефти от хлорорганических соединений определяли на анализаторе хлора - Спектроскан CLSW.

### 3 ОБСУЖДЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ

#### 3.1 Основные физико-химические свойства нефти месторождения «Жанажол»

Исследования проводились на основе методов по ГОСТ и СТ РК.

По результатам исследования были определены 12 характеристик данной нефти: содержание серы, плотность нефти, выход фракции, содержание парафина, содержание воды, концентрацию хлористых солей, содержание механических примесей, давление насыщенных паров, содержание хлорорганических соединений во фракции до 204°C, содержание сероводорода, метил- и этилмеркаптанов, вязкость кинематическая, температура застывания. Полученные представлены в таблице 6.

Для определения содержания серы использовался рентгенофлуоресцентный спектрометр. Содержание серы определялся на основе дисперсионного взаимодействия. По результатам анализа содержания серы в нефти составляет 0,69 %. Результат показывает, что нефть относится к классу сернистых (0,6-1,8).

Для определения плотности нефти использовали ручной метод о точнее определение ареометром. Исследования показал, что нефть имеет плотность 809,8 кг/м<sup>3</sup>. Согласно СТ РК 1347-2005 по типу нефть «Жанажольского» месторождения особо легкая, что говорит о содержании в нефти легких углеводородов.

В исследовании выхода фракции использовался аппарат для перегонки нефти. И были взяты в качестве результата выходы фракции при 200°C и 300°C. При 200°C выход фракции составил - 42 %, а при 300°C - 58 %. Результат анализа также показывает о содержаниях в нефти легких углеводородов. Также содержание парафина в нефти 0,93 %. Все эти данные относят нефть к 0 типу, точнее, как сказано ранее особа легкая.

Массовая доля воды в нефти составила 0,18 %. Концентрация хлористых солей в нефти 12,37 мг/дм<sup>3</sup>. Массовая доля механических примесей в свою очередь составляет 0,0204 %. Давления насыщенных паров 47,4 кПа. Содержания хлорорганических соединений в нефти 0,4 ppm. Исходя из этих данных можно сказать, что нефть по степени подготовки относится к 1 группе по СТ РК 1347-2005.

Содержания сероводорода, метил- и этилмеркаптаны определялись хроматографом «Хроматэк Кристалл-5000» пламенно-фотометрическим детектором (ПФД). Для анализа было взято 5 проб с установки демеркаптанации нефти (УДН): «до УДН», «нитка-1», «нитка-3», «нитка-2», «после УДН». Результаты анализа приведены ниже в таблицах и в хроматограммах.

Проба из точки отбора «до УДН» имеет начальное содержание сероводородов, метил- и этилмеркаптанов. Это мы можем увидеть в таблице 2.

Таблица 2. Содержания сероводорода, метил- и этилмеркаптаны «до УДН»

Компонент	Время (мин)	Площадь (мВ*с)	Высота (мВ)	Концентрация (ppm)	Детектор
H <sub>2</sub> S	2,285	708,328	218,559	3,2696	ПФД-1
C <sub>3</sub> HSH	3,187	57049,112	13962,939	36,217	ПФД-1
C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> SH	4,429	806537,269	99078,012	182,55	ПФД-1

Из результата следует, что сероводорода и меркаптанов в нефти месторождения «Жаназол» присутствуют в значительном количестве.

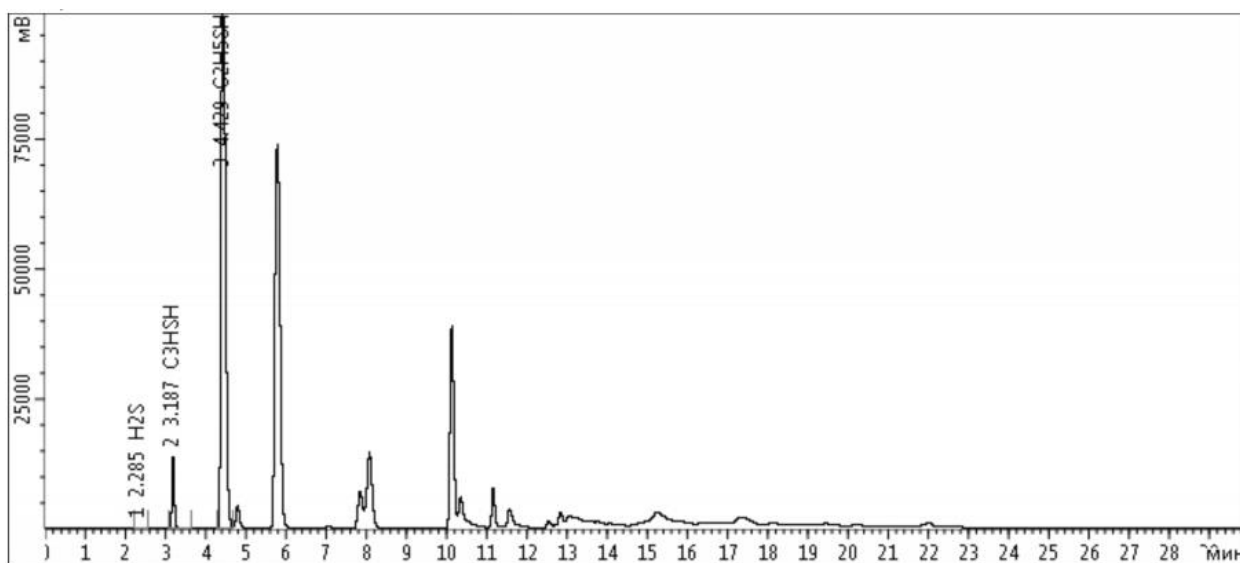


Рисунок 3 – Хроматограмма анализа нефти «До УДН»

Это мы можем увидеть в хроматограмме (рис.3). Площадь и высота хроматограммы также указывает на наличие большого количества меркаптанов. Количество меркаптанов составило 218,767 ppm.

Следующие пробы с точки отбора «нитка-1», «нитка3», «нитка-2». Результаты анализа приведены в ниже расположенных таблицах 3-5, также изображены в хроматограммах (рис.4-6).

Таблица 3. Содержания сероводорода, метил- и этилмеркаптаны «нитка-1 УДН»

Компонент	Время (мин)	Площадь (мВ*с)	Высота (мВ)	Концентрация (ppm)	Детектор
H <sub>2</sub> S	2,373	5,283	1,052	0,2872	ПФД-1
C <sub>3</sub> HSH	3,195	10,926	2,393	0,44192	ПФД-1
C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> SH	4,451	2754,841	503,017	10,732	ПФД-1

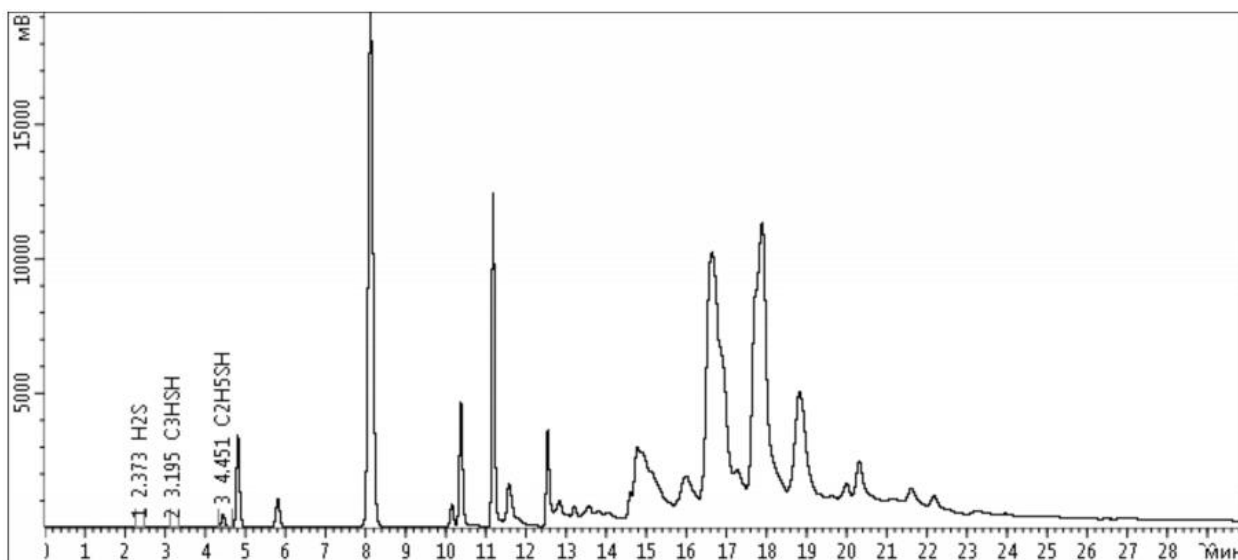


Рисунок 4 – Хроматограмма анализа нефти «нитка-1 УДН»

Таблица 4. Содержания сероводорода, метил- и этилмеркаптаны «нитка-3 УДН»

Компонент	Время (мин)	Площадь (мВ*с)	Высота (мВ)	Концентрация (ppm)	Детектор
H <sub>2</sub> S	2,216	0,188	0,046	0,054772	ПФД-1
C <sub>3</sub> H <sub>5</sub> SH	3,225	10,613	1,868	0,43536	ПФД-1
C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> SH	4,469	2611,206	440,403	10,449	ПФД-1

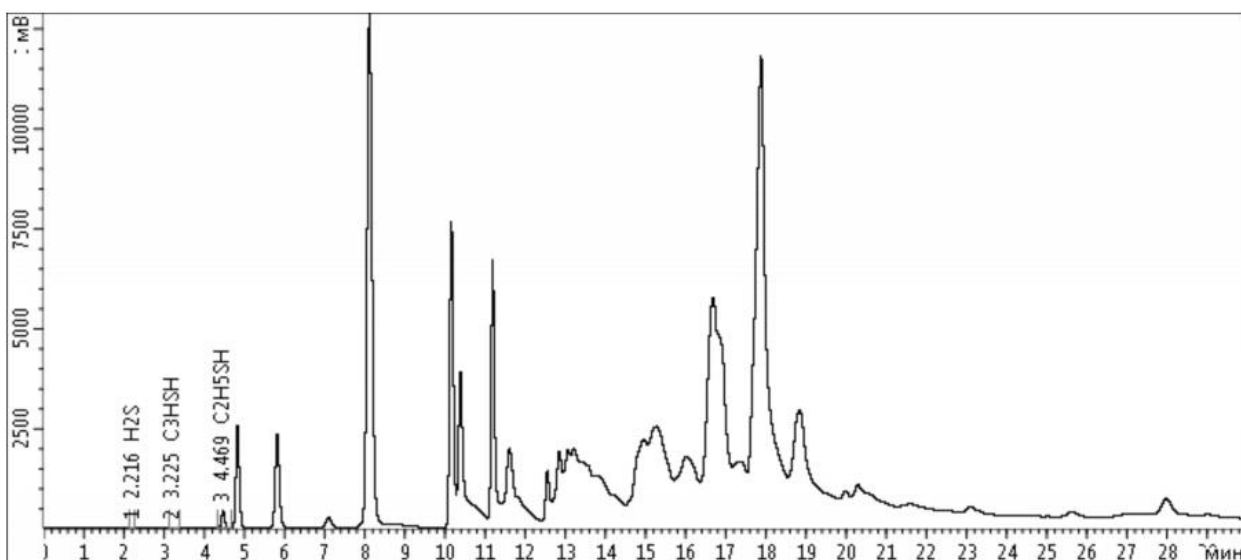


Рисунок 5 – Хроматограмма анализа нефти «нитка-3 УДН»



Таблица 5. Содержания сероводорода, метил- и этилмеркаптаны «нитка-2 УДН»

Компонент	Время (мин)	Площадь (мВ*с)	Высота (мВ)	Концентрация (ppm)	Детектор
H <sub>2</sub> S	0	0	0	0	ПФД-1
C <sub>3</sub> HSH	0	0	0	0	ПФД-1
C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> SH	4,434	40,429	7,371	1,3058	ПФД-1

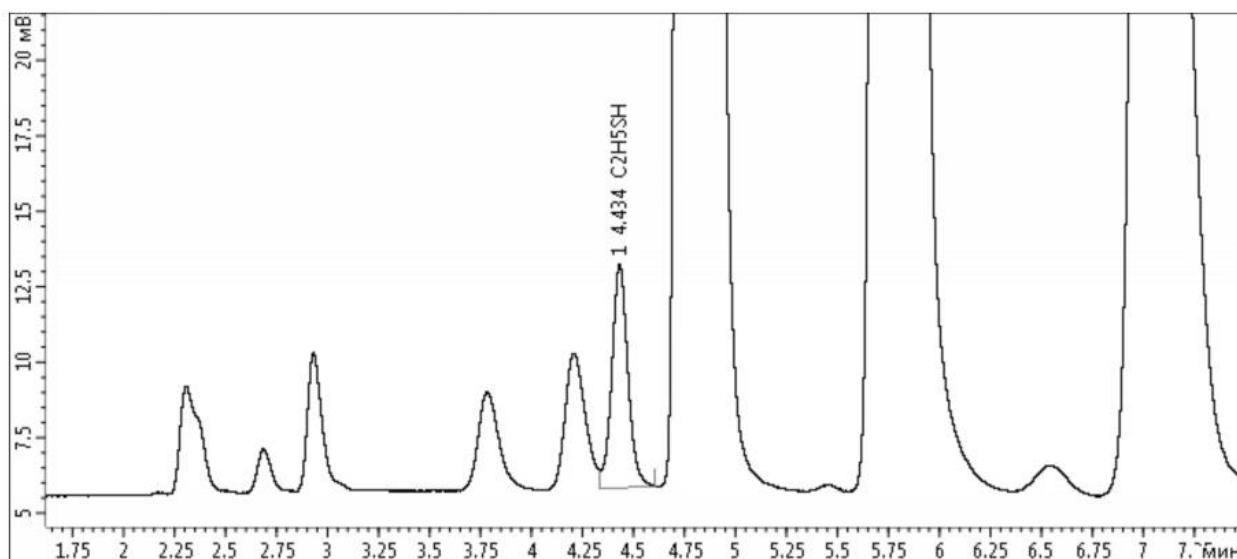


Рисунок 6 – Хроматограмма анализа нефти «нитка-2 УДН»

По всем результатам анализа проб из ниток УДН можно заметить схожесть результатов. Это говорит о том, что нитки между собой не связаны, процессы в этих нитках проходит параллельно. По результатам можно заметить значительное уменьшение сероводорода и меркаптанов. Это показывает, что даже во время процесса очистки виден эффективность.

Конечная точка процесса очистки это «после УДН». По результатам можно отметить, что установка демеркаптанализации нефти очень эффективно очищает. Данные результата представлены ниже, в таблице 6 и в хроматограмме (рис.7).

Таблица 6. Содержания сероводорода, метил- и этилмеркаптаны «после УДН»

Компонент	Время (мин)	Площадь (мВ*с)	Высота (мВ)	Концентрация (ppm)	Детектор
H <sub>2</sub> S	0	0	0	0	ПФД-1
C <sub>3</sub> HSH	0	0	0	0	ПФД-1
C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> SH	0	0	0	0	ПФД-1

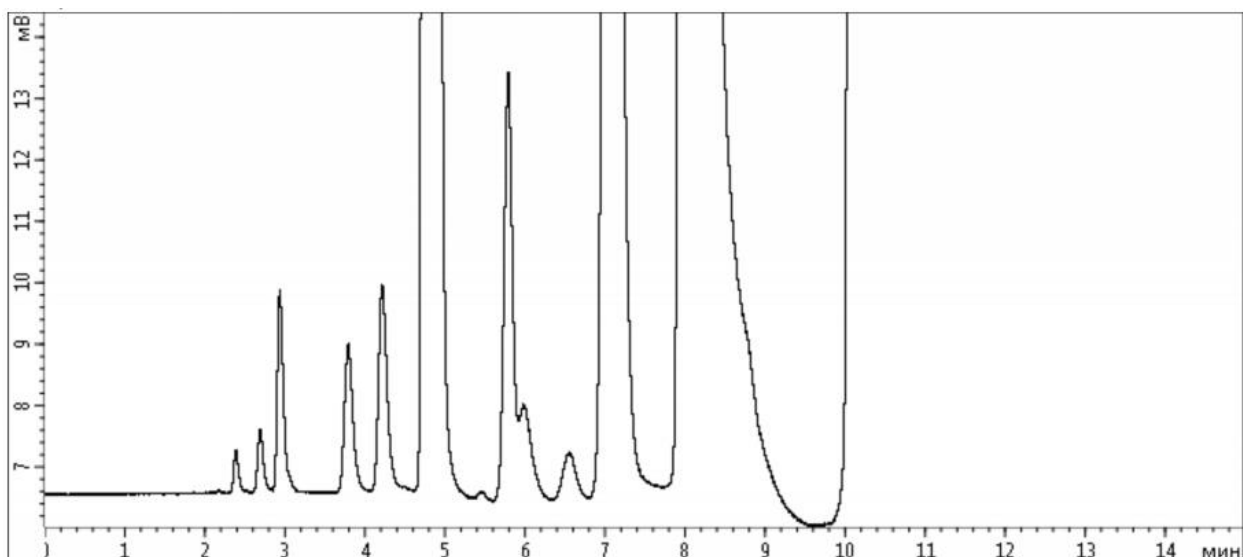


Рисунок 7 – Хроматограмма анализа нефти «после УДН»

По полученным данным можно определить качество нефти месторождения «Жанажол». По технологической классификации нефти по СТ РК 1347-2005 нефть месторождения «Жанажол» можно обозначить 2.0.1.0. Это означает, что нефть месторождения «Жанажол» сернистая, особо легкая, по степени подготовки относится к 1 группе, а по массовой доле сероводорода и легких меркаптанов относится к 0 виду. Эти результаты свидетельствуют о высокой эффективности технологии, применяемых для подготовки данной нефти к дальнейшим транспортировке и переработке.

Таблица 7. Физико-химические свойства нефти месторождения «Жанажол»

Наименование показателей, единица измерения	Фактическое значение
1.Массовое содержание серы, %	0,69
2.Плотность, кг/м <sup>3</sup> , при: 20 °С	809,8
15 °С	813,2
3.Выход фракции, %, до температуры: 200 °С	42
300 °С	58
4.Массовое содержание парафина, %	0,93
5.Массовое содержание воды, %	0,18
6.Концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>	12,37
7.Массовое содержание механических примесей, %	0,0204
8.Давления насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.)	47,4

9.Содержание хлорорганических соединений во фракции до 204 <sup>0</sup> С, г/т (ppm)	0,4
10.Массовая доля сероводорода, г/т (ppm)	отсутствие
11.Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, г/т (ppm)	0,02
12.Вязкость кинематическая, сСт	1,91
13.Температура застывания, <sup>0</sup> С	минус 51

### 3.2 Экспериментальное обоснование эффективности метода удаления хлорорганических соединений обессоливанием

Во время исследования основных параметров физико-химических соединений было установлено, что содержание хлорорганических соединений (ХОС) в нефти превышает нормы. Это по-видимому связано с использованием не подходящих химических реагентов в скважинах для удаления АСПО.

Анализ проб со скважины АО «СНПС-Актобемунайгаз», а именно с дожимных насосных станций, расположенных на юге, показал повышенные содержания ХОС. Результаты анализа представлены ниже (табл.8).

Таблица 8. Результаты анализа проб без обработки с водным раствором щелочи

Ид. №	Взятые пробы на анализ	Содержание ХОС во фракции до 204 <sup>0</sup> С, мг/кг (ppm)
541	ОНГДУ ДНС юг	4,6
554	ОНГДУ ДНС юг	6,8
577	ОНГДУ ДНС юг	9,7

Сегодня все методы, которые могут помочь эффективно избавиться от примесей, в том числе и от ХОС, либо находятся на стадии разработки, либо относятся к запатентованным технологиям. Поиск новых способов - одна из важнейших задач в нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей отрасли. Для решения данной проблемы, нами были испытаны в лабораторных условиях различные способы удаления хлорорганических соединений. Наилучшие результаты были достигнуты при обработки сырой нефти 40%-ным раствором щелочи. Результаты анализа после обработки щелочью приведены в таблице 9. По этим данным можно сказать об эффективности данного способа удаления. Степень очистки достигает 95,6-96%.

Таблица 9. Результаты анализа проб после обработки с водным раствором щелочи

Ид. №	Взятые пробы на анализ	Содержание ХОС во фракции до 204 <sup>0</sup> С, мг/кг (ppm)
546	ОНГДУ ДНС юг	ниже 0,2
561	ОНГДУ ДНС юг	ниже 0,2
581	ОНГДУ ДНС юг	ниже 0,2

Реакция между ХОС и щелочью протекает с выделением хлорида натрия. Снижение содержания ХОС зависит не только от технологических параметров (температуры, концентрации ХОС и щелочи), а также от химической природы этих соединений. Наиболее полно идет удаление ХОС, в которых хлор входит в состав алкилгалогенидов.

Основываясь на очистку можно сказать, что хлор находится в нефти в боковой углеводородной цепи молекулы [42].

С учетом возможности последующей практической реализации данной технологии следует отметить, что данный способ требует большого расход свежей пресной воды.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По проведенным исследованиям можно сделать следующие выводы:

1. Установлено основные физико-химические характеристики нефти месторождения «Жанажол»: плотность при температуре 20°C – 809,8 кг/м<sup>3</sup>, содержание серы – 0,69 %, то есть нефть особо легкая, выход фракции до температуры 200°C – 42 % и до температуры 300°C – 58 %, содержания парафина – 0,93 %. По степени подготовки относится к 1 группе: массовая доля воды в нефти составила – 0,18 %. Концентрация хлористых солей в нефти 12,37 мг/дм<sup>3</sup>. Массовая доля механических примесей в свою очередь составляет 0,0204 %. Давления насыщенных паров 47,4 кПа. Содержания хлорорганических соединений в нефти 0,4 ppm. Также мы можем увидеть, что содержания сероводорода и меркаптана после очистки на установках демеркаптанализации нефти обнуляется.

2. Выявлено, что содержания хлорорганических соединений в нефти из скважин превышено и достигает до 10 ppm.

3. На основании проведенных исследований предложено технология очистки нефти от ХОС щелочной обработкой. Очистку можно проводить на электрообессоливающей установке.

4. Установлено, что содержание хлорорганических соединений в отобранных пробах снижается от 4,6 - 9,7 мг/кг до 0,2 мг/кг. В установленных параметрах наиболее полно идет удаление хлорорганических соединений алканового ряда. Для хлорсодержащих соединений ароматического ряда требуется более жесткие условия.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. А.В. Синёв, Т.В. Девяшин, А.М. Кунакова, Л.Р. Сайфутдинова, Ф.Г. Усманова, А.Н. Крикун, А.Е. Лестев Образование легколетучих хлорорганических соединений при первичной перегонке нефти в результате разложения химических реагентов, содержащих соли четвертичных аммониевых соединений // Пронефть. Профессионально о нефти. – 2019 - № 4(14). – С. 63-69
2. Tahseen Hameed Khlaif, Asaad Salim Bded Decreasing the Sulfur Content of Crude Oil by Ultra-Sound and Activated Carbon Assisted Oxidative Method // IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering **579** (2019) 012012.
3. Джеймс Дж. Спейт Процессы очистки газов // Природный газ (второе издание) Базовое руководство. 2019. С. 277-324. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128095706000084>
4. Н. И. Акылбеков, М. Б. Омирзакова, Н. О. Аппазов Исследование состава и свойств нефти Приаралья // Булатовские чтения сборник статей. 2018. С. 46-50.
5. Т. Г. Короткова, Я. А. Горева, Ю.В. Сай, Х. Р. Сиюхов, В. Н. Хачатуров Физико-химические свойства и фракционный состав ставропольской нефти // Научный журнал КубГАУ, №123(09). 2016. URL: <http://ej.kubagro.ru/2016/09/pdf/25.pdf>
6. А. Т. Насипкалиева, Д.К. Насипкалиев, О. Ю. Панченко, В. П. Тарасова, Б. И. Куанышев Исследование физико-химических свойств нефти западного Казахстана // Достижения науки и образования. 2016. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/issledovanie-fiziko-himicheskikh-svoystv-nefti-zapadnogo-kazahstana>
7. А.Н. Ильин, Ю.М. Полищук, И.Г. Яценко Высокопарафинистые нефти: закономерности пространственных и временных изменений их свойств // Нефтегазовое дело. 2007. С. 1-15. URL: [http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Iiin/Iiin\\_1.pdf](http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Iiin/Iiin_1.pdf)
8. Р. М. Каримов, Б. Н. Мастобаев Влияние содержания парафинов, смол и асфальтенов на товарные качества нефтей // Башкирский химический журнал, том 19, №1. С. 97-102. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/vliyanie-soderzhaniya-parafinov-smol-i-asfaltenov-na-tovarnye-kachestva-neftey/viewer>
9. Р.С. Кашаев, О.В. Козелков, З.Ш. Идиятуллин, А.Н. Темников, Е.Н. Ожерельева, Е.В. Перелевский Приборы и методы контроля концентрации парафина в нефти // Проблемы энергетики. 2017. том 19, № 3-4. С. 159-167. URL: <file:///C:/Users/User/Desktop/%D0%94%D0%B8%D1%81%D1%81%D0%B5%D1%80%D1%82%D0%B0%D1%86%D0%B8%D1%8F/%D0%BF%D0%B0%D1%80%D0%B0%D1%84%D0%B8%D0%BD.pdf>
10. Д.М. Кабанов, Е.В. Лебедек, П.В. Шпак, С.М. Жук, С.П. Сташкевич Прибор на основе GaInAsSb светодиодов для измерения содержания воды в нефти // Приборы и методы измерений. 2017. Т. 8, № 2. С.

- 142–15. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/pribor-na-osnove-gainassb-svetodiodov-dlya-izmereniya-soderzhaniya-vody-v-nefti/viewer>
11. О. Черная, А. Столяров, А. Родионов Чистота заводнения // Сибирская нефть. 2015. № 119. URL: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2015-march/1106696/>
12. А. В. Булатов, Е. О. Аверяскина, Е. С. Лернер, Н. Г. Домостроева Разработка государственных стандартных образцов массовой концентрации хлористых солей в нефти и нефтепродуктах // Стандартные образцы № 2. 2008. С. 30-33. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/razrabotka-gosudarstvennyh-standartnyh-obraztsov-massovoy-kontsentratsii-hloristyh-soley-v-nefti-i-nefteproduktah>
13. Б. З. Адизов, А. А. Очиллов, М. О. Сатторов Влияние минеральных солей на интенсивность разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий деэмульгаторами в сочетании с микроволновым излучением // Молодой ученый. 2013. № 4 (51). С. 39-41. URL: <https://moluch.ru/archive/51/6569/>
14. Г.Н. Жолобова, Е.М. Хисаева, А.А. Сулейманов, В.Ф.Галиакбаров Совершенствование процессов подготовки нефти // Нефтегазовое дело. 2010. С. 2-7. URL: [http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Zholobova/Zholobova\\_1.pdf](http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Zholobova/Zholobova_1.pdf)
15. П. С. Куличенко Причины и профилактика выноса механических примесей в скважину при добыче нефти // Научный журнал. 2018. С. 17. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/prichiny-i-profilaktika-vynosa-mehnicheskikh-primesej-v-skvazhinu-pri-dobyche-nefti/viewer>
16. Р.Н. Бахтизин, Смольников Р.Н. Особенности добычи нефти с высоким содержанием механических примесей // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2012, №5. С. 159. URL: [http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Bakhtizin/Bakhtizin\\_4.pdf](http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Bakhtizin/Bakhtizin_4.pdf)
17. А.В. Большунов, А.А. Решетько Комплексный метод борьбы с механическими примесями // Проблемы геологии и освоения недр. Секция 11. Современные технологии разработки нефтяных и газовых месторождений. С. 303. URL: <https://core.ac.uk/download/pdf/53094545.pdf>
18. П.С. Куличенко Влияние механических примесей на работу нефтепромыслового оборудования // Academy. 2018. С. 40. URL: <file:///C:/Users/User/Downloads/vliyanie-mehnicheskikh-primesej-na-rabotu-neftepromyslovogo-oborudovaniya.pdf>
19. Н. А. Панов Особенности добычи с высоким содержанием механических примесей на месторождениях западной Сибири // 2019. С. 8. URL: <http://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/54079/1/TPU713265.pdf>
20. А.В. Булат, С.А. Карелина, В.Н. Ивановский, М.Г. Блохина, И.С. Пятов, Л.В. Воробьева, Ю.В. Кирпичев, В.Г. Тимошенко Рациональные области применения различных видов оборудования для защиты от механических примесей // Территория нефтегаз №9-10 октябрь. 2020. С. 52-62. URL: <https://ream-rti.ru/upload/iblock/4f0/4f0fb8da026325942547c9a9128f6536.pdf>

21. В.И.Фролов, В.А.Винокуров, В.П.Носов Определение температурной зависимости давления насыщенных паров и теплоты испарения, индивидуальных жидкостей // Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина. 2013. URL: [https://www.gubkin.ru/faculty/chemical\\_and\\_environmental/chairs\\_and\\_departments/physical\\_and\\_colloid\\_chemistry/files/fazovoye\\_ravnovesiye.pdf](https://www.gubkin.ru/faculty/chemical_and_environmental/chairs_and_departments/physical_and_colloid_chemistry/files/fazovoye_ravnovesiye.pdf)
22. Ф.Ш. Хафизов, А.В. Краснов Давление насыщенных паров для нефтепродуктов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», №3. 2012.С.406.URL: [http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/KhafizovFSh/KhafizovFSh\\_10.pdf](http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/KhafizovFSh/KhafizovFSh_10.pdf)
23. Ф.М.М. Фархан Разработка технологии снижения потерь легких фракций нефти в резервуарах систем промышленного сбора и подготовки // 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. 2015. URL: <https://rusoil.net/files/1006/FarhanM/%D0%90%D0%B2%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B5%D1%84%D0%B5%D1%80%D0%B0%D1%82%20%D0%9C%D0%B0%D1%80%D0%B2%D0%B0%D0%BD.pdf>
24. Е. А. Новиков Определение хлора в нефти. Обзор аналитических методов // Мир нефтепродуктов №7. 2019. С. 39-50. URL: [http://www.soctrade.com/booklets/articles/7932\\_pdf.pdf](http://www.soctrade.com/booklets/articles/7932_pdf.pdf)
25. С. Ш. Гершуни, Г. А. Юшманова, Н. И. Рассохацкий, В. А. Чунюкин Способы удаления хлорсодержащих соединений из нефти // Федеральная служба по интеллектуальной собственности, описание изобретения к патенту Российской Федерации RU2065477 МПК С10G33/02.
26. М. Ю. Величко, Р. Н. Хамидуллин Способ удаления хлорорганических соединений из нефти // Федеральная служба по интеллектуальной собственности, описание изобретения к патенту RU 2 735 843 МПК В01D 53/74 С01В 7/0.
27. Г. Д. Садыкова, С. Г. Алексеев, А. В. Габдракипов Меркаптаны, сульфиды и тиофены нефтей Казахстана // Нефть и газ. 2004. №2. С. 81-85.
28. Х. С. Мерпеисов, И. В. Исиченко, А. В. Коновалов Новая технология бесщелочной демеркаптанизации углеводородного сырья на основе катализатора // Нефть и газ. 2007. №2. С. 80-85.
29. Л. Е. Боранбаева, Г. Д. Сыдыкова, С. С. Кожабеков Сераорганические соединения нефти месторождений Казахстана // Нефтепереработка и нефтехимия. 2003. №6 С. 23-27.
30. М. М. Утегенов Передовые технологии в подготовке нефти и газа на Жанажольском газоперерабатывающем заводе АО «СНПС-Актобемунайгаз» // Нефть и газ. 2007. №3. С. 108-119.
31. В.И. Лесин, С.В. Лесин Анализ способов снижения вязкости неньютоновской нефти на основе фрактальной теории // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». 2019. №6. С. 214, 222. URL: [http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/6\\_2019/ogbus\\_6\\_2019\\_p212-237.pdf](http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/6_2019/ogbus_6_2019_p212-237.pdf)



32. В. А. Пеннер, Т. А. Тарасова Оптимизация работы нефтепроводов с учетом контроля вязкости нефти // Омский научный вестник №2 (130). 2014. С. 79-82. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/optimizatsiya-raboty-nefteprovoda-s-uchetom-kontrolya-vyazkosti-nefti/viewer>
33. Ю.М. Полищук, И.Г. Яценко Высоковязкие нефти: анализ Пространственных и временных изменений физико-химических свойств // Нефтегазовое дело. 2005. URL: [http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/PolishukYu/PolishukYu\\_1.pdf](http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/PolishukYu/PolishukYu_1.pdf)
34. А. Ш. Акжигитов, Н. Г. Джумамухамбетов Экспериментальное исследование температуры застывания нефтей Южного Казахстана // Вестник технологического университета Т.18, №14. 2015. С. 74. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/eksperimentalnoe-issledovanie-temperatury-zastyvaniya-neftey-yuzhnogo-kazahstana/viewer>
35. Д.Т. Аллахвердиева, И.Н. Евдокимов, Д.Ю. Елисеев, Елисеев Н.Ю. Влияние термообработки на температуру застывания нефти // Наука и технология углеводородов №1. 2002. С.50-53. URL: [http://eee.gubkin.ru/PUBLICAT\\_RUS\\_files/NTUGL\\_2002\\_1.pdf](http://eee.gubkin.ru/PUBLICAT_RUS_files/NTUGL_2002_1.pdf)
36. Ж.К. Каирбеков, А.В. Анисимов, Ж.К. Мылтыкбаева, Д.К. Кансейтова, Э.В. Рахманов, А.Б. Сейсембекова Сонокаталитическое окислительное обессеривание нефти месторождения «Жанажол» // ВЕСТН. МОСК. УН-ТА. СЕР. 2. ХИМИЯ. 2016. Т. 57. № 6. С. 418-423. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sonokataliticheskoe-okislitelnoe-obesserivanie-nefti-mestorozhdeniya-zhanazhol/viewer>
37. Г. А. Оразова Вариант переработки нефтей месторождений Кенкияк и Жанажол // ISSN 1812-9498. Вестник АГТУ. 2008. № 2 (43). С. 232-235.
38. Межгосударственный стандарт // Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности ГОСТ 3900-85.п.1.
39. Межгосударственный стандарт. Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава ГОСТ 2177-99. // Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации. Минск.
40. Межгосударственный стандарт // Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей ГОСТ 6370-83.
41. Национальный стандарт российской федерации. Нефть. Методы определения хлорорганических соединений ГОСТ Р 52247-2004. Метод В. // Госстандарт России. Москва.
42. Д. Н. Левченко, Н. В. Бергштейн, Н. М. Николаева Технология обессоливания нефтей на нефтеперерабатывающих предприятиях / Под ред. Г. И. Тюшевская. – М. Издательство «Химия», 1985. – С.123-124.