

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К. И. Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела им. К. Турысова

УДК 665.6; 628.999; 543.05; 543.54

На правах рукописи

Кушанова Динара

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

На соискание академической степени магистра

Тема диссертации

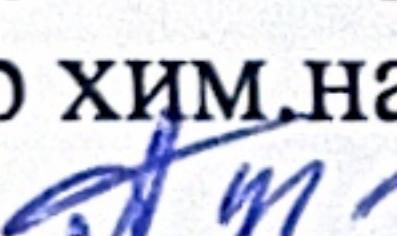
«Увеличение линейки выпускаемых нефтепродуктов с производством авиакеросина ТОО «СП «Caspi Bitum»

Направление подготовки

7М07109 – Химическая инженерия углеводородных соединений

Научный руководитель

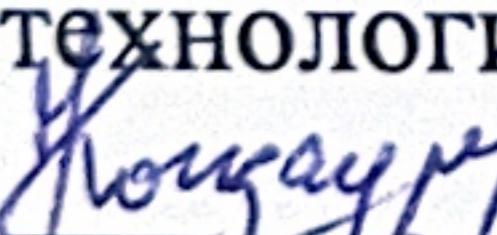
д-р хим.наук, ассоц. профессор кафедры ХиБИ

 Г.С. Айткалиева

" 22 " января 2026 г.

Рецензент

к.х.н., ассоц. профессор кафедры ХТОВ, ХИУС Международный инженерно-технологический университет

 Р.Г. Кондауров

" 21 " января 2026 г.

Нормоконтроль

д-р хим.наук, ассоц. профессор кафедры ХиБИ

 Н.С. Демеубаева

" 22 " января 2026 г.

ДОПУЩЕНА К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой «Химической и биохимической инженерии»

к.х.н., ассоциированный профессор

 Р.А. Мангазбаева

" 22 " января 2026 г.

Алматы 2026

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К. И. Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела им. Турысова
Кафедра «Химической и биохимической инженерии»

7M07109 – Химическая инженерия углеводородных соединений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
«Химическая и
биохимическая инженерия»
к.х.н., ассоциированный профессор
Мангзбаева Р.А. Мангзбаева
" 22 " января 2026 г

**ЗАДАНИЕ
на выполнение магистерской диссертации**

Магистранту Кушановой Динаре

Тема: Увеличение линейки выпускаемых нефтепродуктов с производством авиакеросина ТОО «СП «Caspi Bitum»

Утверждена приказом Ректора Университета №
от " " 20 г.

Срок сдачи законченной диссертации " " 2026 г.

Исходные данные к магистерской диссертации: Увеличение линейки выпускаемых нефтепродуктов с производством авиакеросина ТОО «СП «Caspi Bitum».

Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов:

- a) Исследование физико-химических свойств сырой нефти месторождения «Каражанбас»
- b) Оценка фракционного состава сырой нефти на основе данных реальной температурной перегонки;
- c) Анализ технологических ограничений переработки сырой нефти;
- d) Оценка потенциала использования керосиновой фракции сырой нефти
- d) Приложения

Рекомендуемая основная литература: из 85 предложенных, 28 отечественных и 57 зарубежных источников.

ГРАФИК
подготовки магистерской диссертации

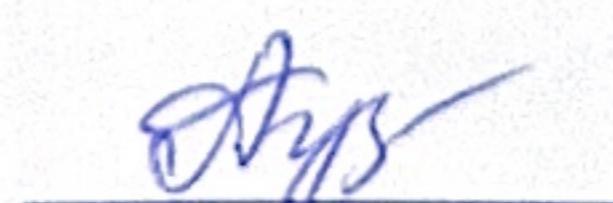
Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Анализ литературного обзора, подбор подходящих источников	01.02.2024 – 20.05.2024 гг.	Вопросы
Разработка и выбор методов исследования. Отбор проб, проведение лабораторных анализов, интерпретация полученных результатов	01.09.2024 – 02.11.2025 гг.	Вопросы
Обработка и обсуждение полученных данных. Завершение исследования и анализ выводов	03.11.2025 – 15.12.2025 гг.	Вопросы

Подписи

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

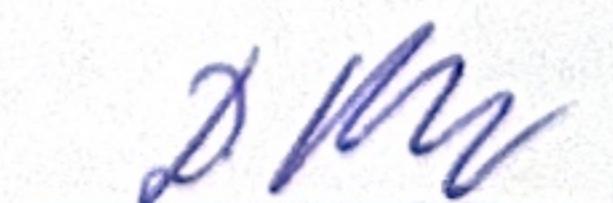
Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Нормоконтролер	Демешубаева Н.С. Рф.Д. старший препод.	22.01.2026	

Научный руководитель



Г.С. Айткалиева

Задание принял к исполнению обучающийся



Д. Кушанова

Дата "20" января 2026г.

АННОТАЦИЯ

Диссертациялық жұмыс 46 беттен тұрады, кіріспе, 3 бөлім, қорытынды, 3 сурет, 13 кесте және 25 әдебиет көздерінің тізімін қамтиды.

Жұмыстың мақсаты: Магистрлік диссертацияның мақсаты – «Қаражанбас» кен орнының шикі мұнайының физика-химиялық қасиеттерін кешенді бағалау және халықаралық сапа стандарттарының талаптарын ескере отырып, реактивтік отын компоненттерін қоса алғанда, тауарлық мұнай өнімдерін алу мүмкіндіктерін талдау.

Жұмыстың міндеттері:

- «Қаражанбас» кен орны шикі мұнайының негізгі физика-химиялық қасиеттерін (тығыздығы, тұтқырлығы, күкірттілігі, фракциялық құрамы, шайырлар, асфальтендер және металдар мөлшері) зерттеу;
- Накты температуралық айдау деректері негізінде мұнайдың фракциялық құрамын талдау;
- Айдау қисығын құру және тікелей айдаудың тар және кең фракцияларының қасиеттерін зерттеу;
- Қайнау температурасына байланысты фракциялардың физика-химиялық көрсеткіштерінің өзгеру зандылықтарын анықтау;
- Күкірттің жоғары мөлшерімен, қышқылдығымен, кокстену қабілетімен және металдардың болуымен байланысты мұнайды өндөудің технологиялық шектеулерін бағалау;
- Jet A-1 стандарты талаптарын ескере отырып, мұнайдың жекелеген фракцияларын авиациялық керосин алу үшін пайдалану мүмкіндігін анықтау.

Зерттеудің негізгі әдістері: Тығыздық пен тұтқырлықты анықтау, күкірттілікті талдау, накты температуралық айдау әдісімен фракциялық құрамды зерттеу, айдау қисығын құру, шайырлар, асфальтендер және металдар мөлшерін анықтау, мұнай фракцияларының физика-химиялық көрсеткіштерін талдау.

Ғылыми жаңалығы: Жұмыста накты температуралық айдау бойынша алынған эксперименттік деректер негізінде «Қаражанбас» кен орнының аралық типті ауыр, жоғары күкіртті мұнайының физика-химиялық қасиеттеріне кешенді зерттеу жүргізілді. Тікелей айдаудың тар және кең фракцияларының қасиеттерінің өзгеру зандылықтары және олардың мұнайдың өндөлгіштігіне және авиациялық керосин алу мүмкіндігіне әсері туралы жаңа деректер алынды.

Жұмыстың нәтижелері: Эксперименттік деректер негізінде шикі мұнайдың айдау қисығы құрылып, авиациялық керосин мен дизель компоненттерін алу үшін әлеуетті қолайлы фракциялардың қасиеттері талданды. Күкірттілік, шайырлар, асфальтендер және металдар мөлшерінің өндөу технологиялық процестеріне әсері анықталды. «Қаражанбас» кен орны мұнайының жіктелуі, қасиеттері және өндөлгіштігі, сондай-ақ оны авиациялық керосин өндіру үшін

шикізат ретінде пайдалану мақсатқа сай екендігі туралы қорытындылар жасалды.

Түйінді сөздер: шикі мұнай, Қаражанбас, физика-химиялық қасиеттер, фракциялық құрам, нақты температуралық айдау, айдау қисығы, авиациялық керосин, Jet A-1, құкірттілік, асфальтендер, металдар.

АННОТАЦИЯ

Диссертационная работа состоит из 46 страниц, включает введение, 3 раздела, заключение, 3 рисунков, 13 таблиц и список из 25 источников литературы.

Цель работы: Целью магистерской диссертации является комплексная оценка физико-химических свойств сырой нефти месторождения «Каражанбас» и анализ возможностей её переработки с получением товарных нефтепродуктов, включая компоненты реактивного топлива, с учётом требований международных стандартов качества.

Задачи работы:

- Исследовать основные физико-химические свойства сырой нефти месторождения «Каражанбас» (плотность, вязкость, сернистость, фракционный состав, содержание смол, асфальтенов и металлов);
- Провести анализ фракционного состава нефти на основе данных реальной температурной перегонки;
- Построить кривую разгонки и изучить свойства узких и широких фракций прямой перегонки;
- Установить закономерности изменения физико-химических показателей фракций в зависимости от температуры кипения;
- Оценить технологические ограничения переработки нефти, связанные с повышенным содержанием серы, кислотностью, коксуемостью и наличием металлов;
- Определить возможность использования отдельных фракций нефти для получения авиационного керосина с учётом требований стандарта Jet A-1.

Основные методы исследования: Определение плотности и вязкости, анализ сернистости, исследование фракционного состава методом реальной температурной перегонки, построение кривой разгонки, определение содержания смол, асфальтенов и металлов, анализ физико-химических показателей нефтяных фракций.

Научная новизна: В работе выполнено комплексное исследование физико-химических свойств тяжёлой высокосернистой нефти промежуточного типа месторождения «Каражанбас» на основе экспериментальных данных реальной температурной перегонки. Получены новые данные о закономерностях изменения свойств узких и широких фракций прямой перегонки и их влияние на перерабатываемость нефти и возможность получения авиационного топлива.

Результаты работы: на основе экспериментальных данных построена кривая разгонки сырой нефти и проведён анализ свойств фракций, потенциально пригодных для получения авиационного керосина и дизельных компонентов. Установлено влияние сернистости, содержания смол, асфальтенов и металлов на технологические процессы переработки. Сформулированы выводы о классификации, свойствах и перерабатываемости

нефти месторождения «Каражанбас», а также о целесообразности её использования в качестве сырья для производства авиационного керосина.

Ключевые слова: сырая нефть, Каражанбас, физико-химические свойства, фракционный состав, реальная температурная перегонка, кривая разгонки, авиационный керосин, Jet A-1, сернистость, асфальтены, металлы.

ANNOTATION

The dissertation consists of 46 pages and includes an introduction, three chapters, a conclusion, 3 figures, 13 tables, and a list of 25 references.

Purpose of the study: The purpose of the master's dissertation is to perform a comprehensive evaluation of the physicochemical properties of crude oil from the Karazhanbas field and to analyze the possibilities of its processing into marketable petroleum products, including jet fuel components, in accordance with international quality standards.

Objectives of the study:

- To investigate the main physicochemical properties of crude oil from the Karazhanbas field (density, viscosity, sulfur content, fractional composition, content of resins, asphaltenes, and metals);
- To analyze the fractional composition of crude oil based on real boiling point distillation data;
- To construct a distillation curve and study the properties of narrow and wide straight-run fractions;
- To determine the patterns of variation in physicochemical properties of fractions depending on boiling temperature;
- To assess technological limitations of crude oil processing associated with high sulfur content, acidity, coking tendency, and the presence of metals;
- To evaluate the feasibility of using individual crude oil fractions for jet fuel production in accordance with the Jet A-1 standard requirements.

Research methods: Determination of density and viscosity, sulfur content analysis, investigation of fractional composition using the real boiling point distillation method, construction of the distillation curve, determination of resin, asphaltene, and metal contents, and analysis of physicochemical properties of petroleum fractions.

Scientific novelty: A comprehensive study of the physicochemical properties of heavy high-sulfur crude oil of intermediate type from the Karazhanbas field was carried out based on experimental data obtained from real boiling point distillation. New data were obtained on the patterns of variation in the properties of narrow and wide straight-run fractions and their influence on crude oil processability and the feasibility of jet fuel production.

Results of the study: Based on experimental data, a distillation curve of crude oil was constructed and the properties of fractions potentially suitable for the production of jet fuel and diesel components were analyzed. The influence of sulfur content, resins, asphaltenes, and metals on technological processing processes was established. Conclusions were drawn regarding the classification, properties, and processability of crude oil from the Karazhanbas field, as well as the feasibility of its use as a feedstock for jet fuel production.

Key words: crude oil, Karazhanbas, physicochemical properties, fractional composition, real boiling point distillation, distillation curve, jet fuel, Jet A-1, sulfur content, asphaltenes, metals.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ

1 Литературный обзор	14
1.1 Историческая оценка нефти месторождения «Каражанбас» и ограничения производства светлых нефтепродуктов	14
1.2 Характеристика имеющихся исследований нефти месторождения Каражанбас	14
1.3 Первые исследования и ограничения переработки (1980-е годы)	15
1.4 Лабораторные и пилотные исследования фракционного состава	16
1.5 Смешивание тяжёлой нефти с легкой как подход к переработке	17
1.6 Новые технологии переработки тяжёлой нефти	18
1.7 Специализированная переработка в битум: промышленный опыт	19
1.8 Трансформация подходов к оценке нефти месторождения «Каражанбас»	20
2 Методы исследования и испытательная база	21
2.1 Физико-химическая характеристика сырой нефти месторождения «Каражанбас»	21
2.2 Реальная разгонка и анализ узких фракций	21
2.3 Свойства нафтовых фракций (15–180 °C)	22
2.4 Свойства керосиновых фракций и оценка авиационного керосина	23
2.5 Свойства дизельных фракций (180–350 °C)	23
2.6 Свойства вакуумного газойля (350–540 °C)	24
2.7 Обобщение результатов	24
3 Технологические решения и материальный баланс завода	37
3.1 Описание принципиальной технологической схемы	37
3.2 Технологическая схема (KERO MEROX)	38
3.3 Повышение эффективности ректификации и обеспечение выхода керосиновой фракции	39
3.4 Формирование материального баланса предприятия на основе LP-моделирования	42
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	44
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	46
ПРИЛОЖЕНИЕ	48

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность настоящей магистерской диссертации обусловлена стратегической необходимостью обеспечения топливной безопасности Республики Казахстан, в том числе в части авиационного топлива. В условиях роста транспортной и авиационной активности наблюдается устойчивое увеличение спроса на авиационное топливо. Несмотря на поэтапную модернизацию и операционные улучшения отечественных нефтеперерабатывающих заводов, внутренние производственные мощности по-прежнему не в полной мере покрывают возрастающие потребности рынка, в результате чего ежегодный импорт авиационного топлива сохраняется на устойчивом уровне порядка 300 тыс. тонн в год.

Сложившаяся ситуация свидетельствует о необходимости поиска дополнительных направлений повышения эффективности использования отечественного нефтяного сырья и расширения возможностей его переработки. В этих условиях особую актуальность приобретает комплексная оценка физико-химических и фракционных характеристик сырой нефти, направленная на выявление потенциала получения дистиллятных фракций, пригодных для производства авиационного керосина и других видов нефтепродуктов.

Следует отметить, что на текущем этапе нефтеперерабатывающий комплекс «Каспи Битум» ориентирован преимущественно на выпуск битумной продукции, что обусловлено как характеристиками перерабатываемого сырья, так и действующей технологической конфигурацией предприятия. При этом возможность расширения номенклатуры выпускаемой продукции за счёт вовлечения отдельных дистиллятных фракций сырой нефти остаётся недостаточно исследованной и требует научного обоснования.

В данной работе выполнено комплексное исследование физико-химических и фракционных свойств сырой нефти месторождения «Каражанбас», позволяющее оценить её перерабатываемость и определить потенциальные направления использования отдельных фракций. Полученные результаты могут служить научной основой для подтверждения возможности расширения продуктовой линейки переработки сырой нефти, в том числе за счёт производства компонентов авиационного керосина, при соблюдении требований к качеству и существующих технологических ограничений.

Практическая значимость исследования заключается в возможности применения полученных результатов при оценке качества нефтяного сырья, научно-технической проработке направлений развития перерабатывающих мощностей и формировании продуктовой политики нефтеперерабатывающих предприятий. Результаты работы могут быть использованы при обосновании мероприятий, направленных на снижение импортозависимости Республики Казахстан в сфере авиационного топлива и повышение эффективности использования отечественной сырьевой

Научное обоснование возможности расширения линейки выпускаемых нефтепродуктов за счёт производства авиационного керосина на ТОО «СП «Caspi Bitum» на основе комплексной оценки физико-химических и фракционных свойств сырой нефти месторождения «Каражанбас».

Для решения поставленной цели были сформулированы следующие основные задачи:

- провести физико-химическую характеристику нефтезагрязненных почв западного казахстана;
- исследовать свойства и эффективность гидрогеля на основе гуминовой кислоты;
- исследовать эффективность применения биочара (биоугля, карбонизированной рисовой шелухи) в очистке почвы;
- Исследование физико-химических свойств сырой нефти месторождения «Каражанбас»:
 - б) Оценка фракционного состава сырой нефти на основе данных реальной температурной перегонки;
 - в) Анализ технологических ограничений переработки сырой нефти;
 - г) Оценка потенциала использования керосиновой фракций сырой нефти;
 - д) Обобщение результатов исследования и формирование выводов.

Методы решения поставленных задач

Лабораторный анализ с использованием современного оборудования.

Научная новизна

Научная новизна магистерской диссертации заключается в том, что в работе впервые для сырой нефти месторождения «Каражанбас» выполнена целевая оценка её применимости для производства товарного авиационного керосина типа Jet A-1 на основе экспериментальных данных фракционного состава и характеристик продуктов прямой перегонки. Полученные результаты позволили расширить представления о перерабатываемости тяжёлых и высокосернистых нефтей в контексте получения дистиллятных топлив.

Новым является применение комплексного подхода, сочетающего экспериментальные методы исследования фракционного состава с расчётыным анализом, результаты которого масштабированы до уровня промышленного объекта с использованием LP-модели AVEVA Spiral. Это позволило увязать лабораторные данные с параметрами промышленной переработки и оценить технологические возможности вовлечения отдельных фракций в производство авиационного керосина.

В рамках выполненного исследования научно обоснована возможность расширения линейки выпускаемой продукции нефтеперерабатывающего комплекса «Caspi Bitum» за счёт вовлечения дистиллятных фракций сырой нефти, ранее рассматриваемых преимущественно в составе битумного сырья. Тем самым работа формирует научную основу для оценки потенциала увеличения объёмов производства авиационного топлива из отечественного

нефтяного сырья и снижения импортозависимости внутреннего рынка Республики Казахстан.

Апробация работы. По тематике магистерской диссертации опубликована научная работав научном журнале «Вестник Торайгыров Университета», посвящённая применению линейного программирования в задачах ранней оценки и обоснования инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли. В публикации рассмотрена роль LP-моделей как инструмента анализа технологических и экономических параметров проектов на ранних стадиях принятия решений.

Результаты, изложенные в указанной публикации, методологически связаны с настоящей магистерской диссертацией в части использования LP-моделирования для оценки вариантов переработки нефтяного сырья и масштабирования расчётных данных до уровня промышленного объекта. При этом вопросы производства авиационного керосина в рамках публикации не рассматривались и являются предметом исследования данной магистерской работы.

1 Литературный обзор

1.1 Историческая оценка нефти месторождения «Каражанбас» и ограничения производства светлых нефтепродуктов

Месторождение Каражанбас, открытое в 1974 г. и введенное в эксплуатацию в 1980 г., по нефти которого имеется заключение лаборатории Первого Московского нефтеперерабатывающего завода. В этом заключении указаны причины отказа от приема нефти к переработке в МНПЗ–1. Они таковы: низкий потенциал (менее 30%) высокая сернистость (2, 43% масс.), наличие ванадия и никеля (более 10 ppm суммарно), вместе с серой, отравляющей катализаторы основных колонн до нерегенируемых состояний, высокая коксуюемость и непригодность гудроновых остатков к переработке на битум и/или кокс из-за высокой концентрации серы и металлов [1-3].

Спустя почти 40 лет после этого события центральная лаборатория (ЦЛ) ОАО «ВНИПИ нефть» (г. Москва) дала следующее заключение по ВВН Каражанбас:

- выход высокоценной товарной продукции, получаемой от t.н.к. до +350°C (без учета газа до C4), очень низок и переработка нерентабельна;
- отсутствует бензиновая фракция;
- качества керосиновых и дизельных дистиллятов (наиболее ценных продуктов) не соответствуют требованиям Технического регламента Таможенного Союза ТР ТС 013/2011;
- высокие содержания серы и металлов, концентрированных в остатках, не позволяют использовать их в процессах углубленной переработки (крекинг и гидрокрекинг) в установке замедленного коксования и битумной установке;
- требуется энергозатратная гидроочистка нефти и нефтепродуктов;
- нефть не может быть рекомендована к переработке в чистом виде без смешивания со значительной массой легкой (тип 1) и средней (тип 2) по ГОСТ Р 51858 – 2012 нефти с высокими потенциалами и малыми серосодержаниями, не имеющих в элементном составе металлов.

1.2 Характеристика имеющихся исследований нефти месторождения Каражанбас

Сыревая база Каражанбаса характеризуется:

- Тяжелой фракционной основой: практически отсутствуют легкие компоненты. Массовая доля бензиновых фракций ($\approx 15\text{--}180\text{ }^{\circ}\text{C}$) составляет всего $\sim 2\text{ }%$, суммарный выход фракций до $250\text{ }^{\circ}\text{C}$ порядка 5 %.
- Низким выходом дистиллятов: При атмосферно-вакуумной перегонке менее 30 % нефти испаряется до $350\text{ }^{\circ}\text{C}$. По лабораторным данным, суммарный выход фракций до $350\text{ }^{\circ}\text{C}$ составляет $\sim 26\text{--}30\text{ }%$ массы (остальное

– тяжёлый остаток). Таким образом, потенциальное содержание светлых нефтепродуктов в этой нефти крайне мало.

- Высоким содержанием смол и асфальтенов: порядка 25–30 % совокупно, что придаёт нефти битуминозный характер. Каражанбасская нефть фактически близка по свойствам к природным битумам – густая, чёрная, трудноиспаряющаяся масса.

- Высокой коррозионно-коксующей способности: высоким содержанием серы (~2 %) и азотистых оснований, большим выходом коксового остатка (Conradson 6–7 % масс.), присутствием кислот и металлов. Это осложняет переработку стандартными методами без предварительной подготовки [4,5].

Такая комбинация свойств предопределяет ограниченную пригодность каражанбасской нефти для выработки светлых нефтепродуктов. Специалисты отмечают, что дегазированная нефть Каражанбас «*тяжёлая, высоковязкая, смолистая..., с низким выходом светлых фракций*». Другими словами, лишь малая часть её может быть непосредственно превращена в бензин, керосин или дизтопливо, тогда как большая доля представлена тяжёлыми остатками (гудронами, мазутами), более пригодными для производства битумов или мазутных топлив.

1.3 Первые исследования и ограничения переработки (1980-е годы)

Месторождение Каражанбас было открыто в 1974 г., а промышленная добыча началась в 1980 году. С самого начала качества нефти вызвали озабоченность переработчиков. В советский период отраслевые институты, в том числе ВНИПИнефть и КазНИГРИ, провели анализ этой нефти и пришли к однозначным выводам о её перерабатываемости. Нефть Каражанбас характеризуется низким содержанием дистиллятов, поэтому при переработке в одиночку она даёт чрезвычайно малый выход моторного топлива. По данным лабораторных исследований того времени, в сумме бензино-керосино-дизельные фракции составляли порядка 20–27 % от нефти, что крайне мало для рентабельной работы нефтеперерабатывающего завода. Остальные ~70–80 % приходились на тяжёлый остаток (мазут, гудрон).

Уже к середине 1980-х был сформирован консенсус [6-9]: каражанбасскую нефть нецелесообразно перерабатывать в чистом виде на светлые продукты. В материалах исследований отмечалось, что из-за обилия асфальтено-смолистых компонентов эта нефть «*не может быть переработана индивидуально на получение лёгких фракций*». Проще говоря, на типовом НПЗ она бы дала слишком мало бензина и дизтоплива и слишком много низкокачественного остатка, что делало переработку экономически невыгодной. Такие выводы отражали позицию отраслевых научных организаций: тяжелую нефть Каражанбас следует рассматривать прежде всего

как сырьё для битумов и других тяжёлых нефтепродуктов, либо предварительно смешивать с более лёгкими сортами нефти.

Следует учесть, что в 1980-е годы нефтеперерабатывающая инфраструктура Казахстана была ориентирована на более лёгкое сырьё. Например, Павлодарский и Шымкентский НПЗ перерабатывали преимущественно малосернистые легкие нефти Западной Сибири и месторождений Казахстана, обеспечивая выход светлых продуктов 60–75 %. Атырауский НПЗ работал с каспийскими нефтями (в том числе с Тенгизской, которая значительно легче Каражанбасской). В таких условиях переработка вязкой бузачинской нефти с выходом светлых продуктов менее 30 % не вписывалась в технологические и экономические рамки. Поэтому в советский период каражанбасскую нефть, как правило, не направляли на производство бензина/дизтоплива, а использовали по месту добычи в виде мазута для энергетики либо оставляли в качестве битумного сырья [8].

Одновременно велись опытно-промышленные работы по повышению нефтеотдачи пластов – так как нефть тяжёлая, извлечение тоже затруднено. Уже в начале 1980-х на Каражанбасе опробовали методы термического воздействия (пароциклы, внутрiplастовое горение) для разжижения нефти. Эти меры относились к добыче, но косвенно влияли и на подготовку нефти к транспорту и переработке (нагрев снижал вязкость). Однако на самом составе нефти термообработка в пласте практически не сказывалась – на выходе по-прежнему был высокосмолистый тяжёлый продукт, трудноперерабатываемый традиционными методами. Таким образом, взгляды 1980-х гг. можно резюмировать так: каражанбасская нефть признана трудной для переработки на светлые нефтепродукты, рекомендуется либо разбавление её легкими сортами, либо использование преимущественно для получения тяжёлых продуктов (например, дорожных битумов).

1.4 Лабораторные и пилотные исследования фракционного состава

В постсоветский период интерес к переработке этой нефти не исчез – напротив, с развитием технологий ученые продолжили искать способы извлечь из тяжёлой нефти более ценные продукты. Было проведено множество лабораторных анализов каражанбасской нефти, уточнивших её фракционный состав и поведение при перегонке.

Результаты лабораторной истинно-кипящей дистилляции подтверждают крайне низкую выходность лёгких фракций. Так, по данным одного из подробных исследований сырой нефти Каражанбас [10], при перегонке до 200 °C перегоняется лишь ~3,5 % массы нефти, до 300 °C – около 16–18 %, а до 350 °C – не более 27 %. Эти цифры близки к ранее полученным в 80-х годах и свидетельствуют, что около 70–75 % сырья остаётся в тяжёлом вакуумном остатке (температура кипения >350 °C). Даже при продолжении перегонки в

вакууме суммарный выход фракций до 540 °C достигает ~60 %, то есть около 40 % нефти вообще не испаряется (концентрируясь в гудроне). Для сравнения, легкие малосмолистые нефти (например, Тенгизская) практически полностью (на 90–97 %) выпариваются уже до 350 °C.

Отдельно изучались свойства узких фракций каражанбасской нефти. Прямогонный бензиновый дистиллят (\approx 15–180 °C) выделяется в мизерном количестве – около 2 % от нефти – и имеет сравнительно низкое качество: хоть его плотность невысока (\sim 0,78 г/см³) и сернистость умеренная, он богат наftenово-изопарафиновыми углеводородами и содержит практически следовые количества нормальных парафинов (~1,8 %). Наличие более 0,27 % масс. арсенопиритных соединений (по As) делает этот нафтовый дистиллят непригодным для каталитического риформинга без глубокой очистки. Дизельные фракции (180–350 °C) выделяются суммарно около 20–25 % от нефти. Они имеют очень хорошие низкотемпературные свойства (точка замерзания до $-20\ldots-25$ °C, отсутствие парафинов), однако слишком высокую плотность (\sim 0,86–0,87) и повышенную кислотность, а содержание серы ~0,7–0,8 % всё равно превышает современные экологические нормы. То есть даже отобранные прямогонные дизельные фракции Каражанбаса нуждаются в глубоком гидроочистке и могут использоваться лишь как компонент в смесях.

В совокупности лабораторные испытания подтвердили главное ограничение: *порядка 70–80 % каражанбасской нефти представляет собой трудноразгоняющуюся часть*, которая напрямую не превращается в светлые нефтепродукты. Этот остаток богат асфальтенами, металлами и серой, и его переработка требует специальных технологий (либо идёт на производство битума). Данный вывод в различных формулировках присутствует во всех исследованиях с 1980-х до наших дней [11-13]. Тем не менее, учёные искали пути увеличения выхода целевых (более лёгких) продуктов за счёт нетрадиционных приёмов.

1.5 Смешивание тяжёлой нефти с легкой как подход к переработке

Одним из очевидных путей было разбавление каражанбасской нефти легкими сортами для совместной переработки. Ещё в советское время практиковалось смешение высокопарафинистых и высокосмолистых нефтей с целью улучшить их обрабатываемость. Для каражанбасской нефти такой партнёром стала сверхлёгкая малосернистая нефть месторождения Тенгиз. Тенгизская нефть имеет плотность менее 0,83 г/см³ и очень низкую сернистость (<0,6 %) – фактически полная противоположность каражанбасской по составу.

Исследования, проведённые в АО «КазНИПИмунайгаз» в 2013 г., показали впечатляющий эффект от смешения: смешанная нефтесмесь Тенгиз + Каражанбас даёт кратно больший выход светлых продуктов по сравнению с

чистой тяжёлой нефтью. При перегонке смеси, содержащей 30–40 % тенгизской нефти, суммарный выход фракций до 350 °C достиг 75–85 % против ~27 % у исходной каражанбасской нефти. Другими словами, добавление легкой нефти обеспечило вовлечение в дистиллятную часть большей доли углеводородов. По сути, светлые компоненты лёгкой нефти «разбавили» тяжёлый остаток и сами внесли большой объём бензиновых и дизельных фракций. Кроме того, смешение улучшило реологические свойства – вязкость смеси при 50 °C снизилась в разы по сравнению с вязкостью чистой тяжёлой нефти, что облегчает ее перегонку и транспортировку.

Таким образом, переработка в смеси стала рассматриваться как один из реальных вариантов. В отчёте КазНИПИ отмечалось: каражанбасскую нефть *рентабельно перерабатывать только в смеси* с более лёгкой нефтью. В 1990–2000-х годах на практике часть добываемой нефти Каражанбаса действительно направляли на смешение с нефтью других месторождений перед отправкой на переработку. Однако логистика ограничивала масштаб: месторождение удалено (полуостров Бузачи, Мангистауская обл.), и транспортировка малых объёмов тяжёлой нефти к НПЗ была затруднена. Чаще тяжёлую нефть смешивали уже в трубопроводе или хранилищах с более лёгкой западноказахстанской нефтью, чтобы получить экспортный сорт приемлемой вязкости. Тем не менее, для целенаправленного повышения выхода светлых продуктов на отечественных НПЗ этот метод в те годы использовался мало – сказывалась ограниченная перерабатывающая мощность и отсутствие установок глубокого крекинга.

Исследования же показали принципиальную возможность повысить извлечение светлых фракций посредством разбавления. С научной точки зрения, смесь с легкой нефтью «поднимает» выход светлых за счёт ввода дополнительных лёгких компонентов и частичного «разбалтывания» асфальтеновых агломератов. Однако смешение не устраняет полностью проблему: значительная часть каражанбасской нефти всё равно остаётся тяжелым остатком, пусть и разбавленным. Поэтому параллельно учёные искали более радикальные технологии переработки тяжёлой нефти – с целью конвертировать сам тяжелый остаток в ценные фракции [14].

1.6 Новые технологии переработки тяжёлой нефти

Начиная с 2000-х годов в Казахстане и мире стали активно разрабатываться процессы, позволяющие перерабатывать тяжёлые нефти и нефтяные остатки с высокой глубиной. Для каражанбасской нефти это особенно актуально: нужно каким-то образом превратить её асфальтеносмолистую часть в более лёгкие углеводороды.

В целом, в 2010–2020-е годы произошёл существенный сдвиг во взглядах: от констатации непригодности нефти Каражанбас к появлению технологий, потенциально позволяющих её перерабатывать. Если в 1980-е

максимум, что предлагалось, – это разбавить и немного “разогнать” нефть, то сейчас наука заявляет о возможности почти полной конверсии тяжёлой нефти в светлые продукты. Пока эти технологии (кавитация, гидроконверсия и др.) находятся в стадии опытных внедрений, но их успешность может перевернуть статус каражанбасской нефти с “трудной” на вполне ценное сырьё.

1.7 Специализированная переработка в битум: промышленный опыт

Параллельно с поиском способов получить бензин из тяжёлой нефти, в Казахстане реализован альтернативный подход – производство дорожного битума из каражанбасской нефти. Фактически, вместо борьбы с природой сырья было решено использовать его природные преимущества: высокое содержание смол и асфальтенов идеально подходит для битумного вяжущего.

В 2013 году в Актау был введён в эксплуатацию специальный битумный НПЗ – завод Caspi Bitum, ориентированный исключительно на переработку нефти Каражанбас. Этот завод проектной мощностью 1 млн т/год стал первым в стране предприятием “битумного профиля”. Его технологическая схема включает установку ЭЛОУ-АВТ для перегонки сырой нефти на фракции, окислительные битумные установки и узлы модификации битума. Сырьё на завод поступает только с месторождения Каражанбас – что логично, ведь нефть этого месторождения «служит идеальным сырьём для производства битума». По словам специалистов, «тяжёлая каражанбасская нефть с высоким содержанием асфальто-смолистых веществ отлично подходит для получения гудрона, из которого вырабатывается дорожный битум высокого качества». Низкое содержание парафина в нефти особенно ценно: получаемый битум не склонен к “замерзанию” на холода и устойчив к растрескиванию.

Десятилетний опыт работы Caspi Bitum подтвердил правильность такого решения. Завод стабильно производит 400–500 тыс. тонн дорожного битума в год, покрывая потребности Казахстана в этом материале и экспортируя излишки. К 2024 году проведена модернизация, увеличивающая мощность переработки до 1,5 млн т/год и выпуск битума до 750 тыс. т/год. Таким образом, практически половина ежегодной добычи нефти Каражанбас (~2 млн т) теперь направляется на битумное производство. Остальная часть, как правило, экспортируется в сыром виде или смешивается с более лёгкой нефтью для переработки на других заводах.

Важно отметить, что создание битумного завода стало своего рода признанием: вместо того чтобы пытаться вытянуть из тяжёлой нефти нехарактерные для неё бензин и керосин, было решено производить тот продукт, для которого эта нефть по своим свойствам идеально подходит. Позиция переработчиков изменилась – если раньше тяжёлую нефть воспринимали как “проблему” (не дает бензина, приходится оставлять в

мазут), то сейчас её рассматривают как ценное сырьё для битума. В отраслевых отчётах подчёркивается уникальность Caspi Bitum: это единственный НПЗ в стране, специально сконструированный под смолистую нефть Каражанбас, и он успешно решает задачу глубокой переработки в негорючие материалы. Гудрон Каражанбасской нефти окисляется до битума марок БНД 60/90 и 90/130, причём качество продукции соответствует высоким стандартам (это подтверждено испытаниями КаздорНИИ и наццентра качества дорожных активов).

Таким образом, с 2010-х годов утвердилась точка зрения, что для месторождений типа Каражанбас оптимально развитие не традиционной глубокой перегонки, а специализированных технологий под конкретный продукт (битум, кокс, и др.). В данном случае выбран битум, крайне востребованный для дорожного строительства [15-18].

1.8 Трансформация подходов к оценке нефти месторождения «Каражанбас»

Ранние исследования нефти месторождения «Каражанбас» указывали на её ограниченную пригодность для производства светлых нефтепродуктов, что объяснялось высокой плотностью, повышенным содержанием серы, смолисто-асфальтеновых веществ и металлов, а также низким выходом дистиллятных фракций при прямой перегонке. В результате данная нефть традиционно рассматривалась преимущественно как сырьё для производства тяжёлых нефтепродуктов. Вместе с тем развитие методов анализа и совершенствование подходов к переработке нефтяного сырья, а также эволюция требований к качеству топлив, обусловливают необходимость более широкого рассмотрения потенциала переработки данной нефти.

В этой связи представляет научный и практический интерес оценка выхода и применимости широкой керосиновой фракции нефти месторождения «Каражанбас», соответствующей диапазонам температур кипения, используемым при производстве авиационного керосина типа Jet A-1. Исследование свойств данной фракции и анализ её технологической применимости в промышленных масштабах позволяют рассматривать возможность получения ценного светлого нефтепродукта в рамках действующих схем переработки без применения капиталоёмких процессов глубокой переработки, что расширяет традиционные представления о направлениях использования тяжёлых нефтей.

2 Методология исследования

2.1 Физико-химическая характеристика сырой нефти месторождения «Каражанбас»

Исследование сырой нефти месторождения «Каражанбас» выполнено на лабораторно-аналитической базе нефтеперерабатывающего предприятия с применением стандартных методов испытаний, принятых в международной практике нефтепереработки. Для оценки фракционного состава и построения кривой реальной перегонки использован метод дистилляции с истинной температурой кипения (TBP), выполненный по стандартам ASTM D2892 и ASTM D5236 с применением дистилляционного оборудования типа Eurodist.

Определение физико-химических показателей сырой нефти и её фракций, включая плотность, кинематическую вязкость, коэффициент коксусемости, содержание серы и металлов, проводилось с использованием аттестованных приборов и методик, эквивалентных стандартам ASTM и ISO. Полученные экспериментальные данные послужили основой для расчётного анализа, построения кривой разгонки и оценки продуктовых сценариев переработки.

По результатам лабораторных исследований установлено, что сырая нефть месторождения «Каражанбас» относится к тяжёлым высокосернистым нефтям. Плотность нефти при 20 °C составляет 0,9381 г/см³, кислотное число — 0,51 мг КОН/г. Массовая доля серы составляет 2,12%, что позволяет отнести нефть к категории высокосернистых.

Содержание фактических смол и асфальтенов в нефти составляет 13,7% и 2,1% соответственно, коэффициент коксусемости — 6,91%. Зафиксированы повышенные концентрации металлов: никель — 44,0 мкг/г и ванадий — 160 мкг/г, что является неблагоприятным фактором для процессов вторичной переработки и катализаторных стадий. По совокупности физико-химических показателей нефть классифицируется как высокосернистая нефть промежуточного базового типа [5-10].

2.2 Реальная разгонка и анализ узких фракций

На основании данных дистилляции с истинной температурой кипения построена кривая реальной перегонки сырой нефти «Каражанбас». Установлено, что нефть характеризуется низким выходом лёгких фракций: массовый выход фракций с температурой кипения ниже 200 °C составляет 3,51%, ниже 350 °C — 26,86%, ниже 540 °C — 59,88%.

Анализ свойств узких фракций показал, что с увеличением температуры кипения закономерно возрастают плотность, кинематическая вязкость, содержание серы, азота, показатель преломления и анилиновая точка. Температура застывания узких фракций в интервале до 300 °C составляет

ниже -50°C , что является благоприятным признаком для получения низкозастывающих дистиллятов. Вместе с тем, повышенное содержание серы во всех фракциях оказывает негативное влияние на их перерабатываемость.

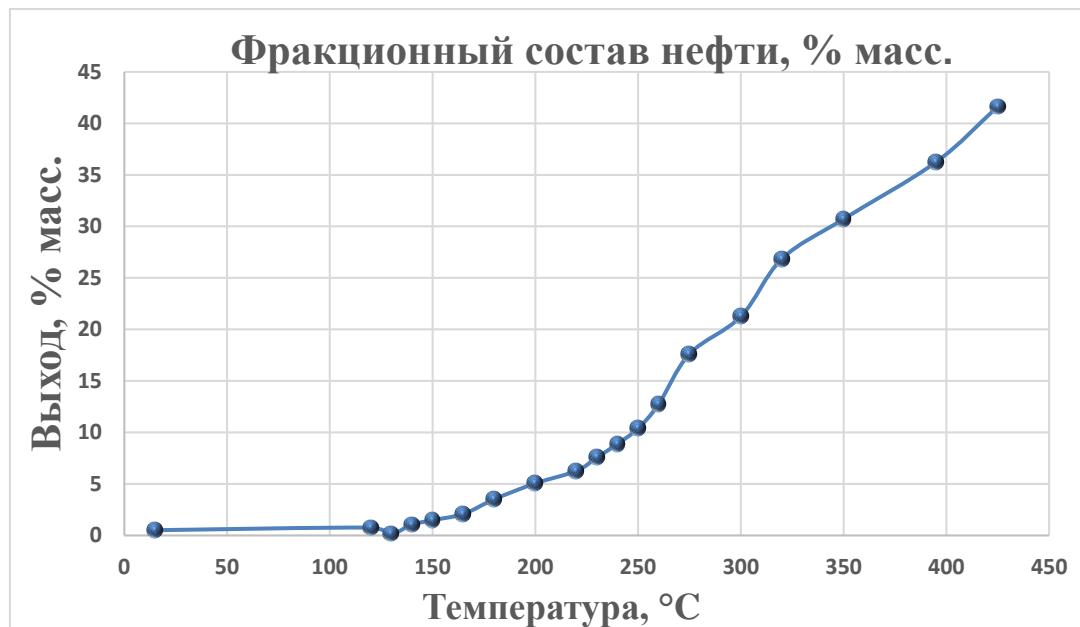


Рисунок 1 - Кривая перегонки нефти Каражанбас с реальной температурой кипения

2.3 Свойства нафтовых фракций (15–180 $^{\circ}\text{C}$)

Массовый выход нафтовой фракции в интервале 15–180 $^{\circ}\text{C}$ составляет 1,99%. Плотность фракции — 0,7782 г/см³, содержание серы — 0,07%. Зафиксировано повышенное содержание мышьяка (2736 мкг/кг), что требует обязательной очистки при последующем использовании данной фракции. По углеводородному составу фракция характеризуется низким содержанием н-алканов (1,84%) и высоким содержанием изо-алканов и наftenов (34,64% и 50,54% соответственно), что позволяет рассматривать её в качестве сырья для процессов риформинга при условии предварительного удаления токсичных примесей [20,21].

2.4 Свойства керосиновых фракций и оценка авиационного керосина

Для оценки возможности получения авиационного керосина выполнено выделение узких фракций в диапазоне 130–260 °C с последующей компоновкой широких керосиновых фракций. Установлено, что выход отдельных керосиновых фракций невысок: минимальный выход фракции 140–150 °C составляет 0,13%, максимальный выход широкой фракции 130–250 °C — 8,14% [22].

Все исследованные керосиновые фракции характеризуются низкой температурой замерзания (ниже –60 °C) и объемной долей ароматических углеводородов не более 20%. В соответствии с требованиями к авиационному керосину типа ТС-1 была выделена фракция 140–180 °C с массовым выходом 1,16%, основные показатели которой соответствуют требованиям по температуре замерзания, температуре вспышки, температуре дымления и диапазону перегонки. Расчётоно показано [23], что расширение конечной температуры перегонки до 190 °C позволяет увеличить выход до 1,84% при сохранении приемлемых эксплуатационных характеристик.

Для оценки возможности получения авиационного керосина типа Jet A-1 сформирована фракция 130–250 °C с массовым выходом 8,14%. По большинству показателей данная фракция соответствует требованиям к авиационному керосину, однако выявлено несоответствие по коррозии медной пластиинки, что указывает на необходимость дополнительной очистки.

2.5 Свойства дизельных фракций (180–350 °C)

Массовый выход дизельной фракции 180–350 °C составляет 24,78%. Фракция характеризуется удовлетворительными низкотемпературными свойствами, однако имеет повышенные плотность, кислотность и содержание серы, что ограничивает её использование в качестве самостоятельного топлива. Аналогичные выводы получены для фракции 240–350 °C с выходом 19,29%, которая может использоваться в составе смесевых дизельных топлив после соответствующей подготовки [23,24].

2.6 Свойства вакуумного газойля (350–540 °C)

Фракция вакуумного газойля 350–540 °C имеет массовый выход 33,02%, плотность 0,9264 г/см³ и содержание серы 1,75%. Низкие значения содержания металлов и коэффициента коксуемости позволяют рассматривать данную фракцию в качестве потенциального сырья для процессов каталитического крекинга.

2.7 Обобщение результатов

Проведённые исследования подтверждают [25], что нефть месторождения «Каражанбас» является тяжёлой высокосернистой нефтью промежуточного типа с низким выходом светлых фракций при прямой перегонке. Вместе с тем, на основе дистилляции ТВР и анализа керосиновых интервалов показана принципиальная возможность получения авиационного керосина как по схеме TC-1, так и по схеме Jet A-1 при условии последующей очистки и доводки качества.

Таблица 1 - Свойства сырой нефти Каражанбас

Показатели	Элементы анализа	Каражанбасская сырая нефть
API°		18.8
Плотность (20°C)/(г/см ³)		0.9381
Кинематическая вязкость (20°C)/(мм ² /с)		992.6
Кинематическая вязкость (50°C)/(мм ² /с)		130.1
Точка конденсации /°C		-34
Температура текучести (температура затвердевания) /°C		-30
Температура вспышки (в закрытом состоянии) /°C		<30
Коэффициент коксуемости /%		6.91
Коэффициент кислотности /(мгКОН/г)		0.51
Содержание воды /%		0.08
Содержание золы /%		0.037
Содержание соли /(мгNaCl/л)		3.2
Давление насыщенного пара /кПа		4.9
Содержание серы /%		2.12
Содержание азота /%		0.24
Массовая доля парафина (содержание воска) /%		1.5
Содержание смолы/%		13.7
Содержание асфальтенов /%		2.1
Содержание металла в руде /(μg/г)	Железо	4.0

Продолжение таблицы I

Показатели	Элементы анализа	Каражанбасская сырая нефть
Содержание асфальтенов /%	Никель	44.0
	Ванадий	160.0
	Кальций	2.7
	Натрий	2.2
Содержание металла в руде /(μg/g)	Медь	<0.1
Характеристический фактор	Свинец	<0.1
Категория (классификация) сырой нефти	Магний	0.3
		11.6
		Промежуточный базис с высоким содержанием серы

Таблица 2 - Выход фракций при перегонке с истинной температурой кипения и свойства узких фракций

Диапазон температур кипения					Массовый выход /%		Объёмный выход /%		Плотность	AP I °	Кинематическая вязкость/			Кислотность /	Содержание серы	Содержание азота	точка затвердевания	Анилиновая точка	Показатель преломления		Характеристика	Индекс
											(20°C)/ (г/см³)	(мм²/ с)		/(%	/(μg/g)	/°C	/°C					
/°C			Каждая фракция	Общий выход	Каждая фракция	Общий выход	20 °C	40 °C	100 °C	(мгКОН/100мл)								Коэффициент	корреляция			
<	15		0.09	0.09	0.12	0.12	-	-					-	-	-	-	-	-	-	-	-	
15	~	120	0.50	0.59	0.62	0.74	0.7409	58.3					3.3	0.050	0.9			1.4106		11.4	39.01	
120	~	130	0.16	0.75	0.20	0.94	0.7680	51.7					3.8	0.048	0.7			1.4239		11.6	31.18	
130	~	140	0.17	0.92	0.21	1.15	0.7722	50.7	1.016				4.2	0.045	0.6			1.4260		11.6	30.17	
140	~	150	0.13	1.05	0.16	1.31	0.7800	48.9	1.096				4.8	0.049	0.6			1.4298		11.6	31.00	
150	~	165	0.43	1.48	0.51	1.82	0.7922	46.2	1.237	0.958			5.6	0.072	0.8			1.4359		11.5	33.39	
165	~	180	0.60	2.08	0.70	2.52	0.8042	43.5	1.404	1.070			6.2	0.099	0.9			1.4421		11.5	35.25	
180	~	200	1.43	3.51	1.63	4.15	0.8205	40.1	1.678	1.248			6.3	0.16	0.9			53.6	1.4508		11.4	38.82
200	~	220	1.54	5.05	1.73	5.88	0.8340	37.4	2.134	1.524			7.3	0.18	0.8			54.3	1.4589		11.4	40.85

Продолжение таблицы 2

Диапазон температуры кипения		Массовый выход /%		Объёмный выход /%		Плотность	AP I °	Кинематическая вязкость/ $\text{мм}^2/\text{с}$			Кислотнсоть /	Содержание серы	Содержание азота	точка затвердевания	Антиновая точка	Показатель преломления		Характеристика	Индекс	
/°C		Каждая фракция	Общий выход	Каждая фракция	Общий выход			20 °C	40 °C	100°C										
220	~	230		1.21	6.26	1.35	7.23	0.8388	36.4	2.596	1.793		9.9	0.21	1.0		57.4	1.4620	11.4	40.09
230	~	240		1.31	7.57	1.46	8.69	0.8426	35.6	3.011	2.025		12.6	0.23	1.2		59.1	1.4643	11.5	39.96
240	~	250		1.32	8.89	1.46	10.15	0.8472	34.7	3.459	2.266		16.7	0.27	1.3		59.6	1.4675	11.5	40.29
250	~	260		1.50	10.39	1.65	11.80	0.8517	33.9	3.985	2.541		20.7	0.32	1.6		60.5	1.4708	11.5	40.64
260	~	275		2.35	12.74	2.57	14.37	0.8574	32.8	4.845	2.927		25.5	0.44	2.2		61.7	1.4742	11.5	41.20
275	~	300		4.88	17.62	5.26	19.63	0.8704	30.4	7.090	4.027		32.3	0.69	4.3		61.9	1.4817	11.5	44.13
300	~	320		3.63	21.25	3.89	23.52	0.8743	29.6	11.40	5.859	1.777	44.3	0.90	13	<-50	66.6	1.4841	11.6	42.63

Продолжение таблицы 2

Диапазон температуры кипения			Массовый выход /%		Объёмный выход /%		Плотность	API °	Кинематическая вязкость/ мм ² /с			Кислотн соть /	Содержание серы	Содержание азота	точка затвердевания	Антиокислительная точка	Показатель преломления	Характеристика	Индекс	
	/°C		Каждая фракция	Общий выход	Каждая фракция	Общий выход			20 °C	40 °C	100 °C				/°C		Каждая фракция	Общий выход	Каждая фракция	
320	~	350	5.61	26.86	5.92	29.44	0.889	26.7	20.4	9.24	2.314	55.61	1.26	47	-38	66.9	1.4928		11.5	46.48
350	~	395	3.86	30.72	3.99	33.43	0.9070	23.9			3.856	0.56*	1.54	284	-16			1.4840	11.5	50.01
395	~	425	5.53	36.25	5.68	39.11	0.9128	22.9			5.135	0.61*	1.58	465	-10			1.4877	11.7	48.62
425	~	450	5.38	41.63	5.48	44.59	0.9207	21.6			7.281	0.60*	1.64	677	-2			1.4927	11.7	49.60
450	~	470	4.23	45.86	4.28	48.87	0.9277	20.5			9.266	0.58*	1.71	895	-4			1.4971	11.8	50.81
470	~	500	6.69	52.55	6.71	55.58	0.9356	19.2			10.03	0.56*	1.82	1200	-8			1.5026	11.8	52.35
500	~	520	3.47	56.02	3.45	59.03	0.9436	17.9			14.96	0.58*	1.94	1400	-18			1.5083	11.8	54.09
520	~	540	3.86	59.88	3.81	62.84	0.9506	16.8			32.74	0.56*	2.11	1800	-4			1.5135	11.8	55.85
	>	540	40.12	100.0	37.16	100.0	1.0129	7.8												

Таблица 3 - Общий массовый выход фракций, 10°C

Десятиграду сная шкала/°C Стоградусная шкала /°C	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90
0			0.11	0.14	0.17	0.18	0.20	0.22	0.26	0.30
100	0.37	0.47	0.59	0.75	0.92	1.05	1.32	1.65	2.08	2.75
200	3.51	4.20	5.05	6.26	7.57	8.89	10.39	11.91	13.65	15.64
300	17.62	19.43	21.25	23.25	25.22	26.86	27.96	28.70	29.34	30.16
400	31.41	33.14	35.18	37.33	39.50	41.63	43.71	45.86	48.16	50.46
500	52.55	54.32	56.02	57.91	59.88					

Таблица 4 - Общий объемный выход фракции Каражанбасской сырой нефти при температуре 10°C, %

Десятиграду сная шкала /°C Стоградусная шкала /°C	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90
0			0.15	0.19	0.21	0.23	0.25	0.28	0.32	0.38
100	0.47	0.58	0.74	0.94	1.15	1.31	1.63	2.02	2.52	3.29
200	4.15	4.93	5.88	7.23	8.69	10.15	11.80	13.47	15.36	17.50
300	19.63	21.58	23.52	25.64	27.72	29.44	30.59	31.36	32.02	32.86
400	34.14	35.92	38.01	40.22	42.43	44.59	46.70	48.87	51.18	53.49
500	55.58	57.34	59.03	60.90	62.84					

Таблица 5 - Свойства нефтяных фракций сырой нефти Каражанбас

Элементы анализа		15~180°C
Массовый выход/%		1.99
Объемный выход/%		2.40
API°		49.4
Плотность(20°C)/(г/см³)		0.7782
Кислотность/(мгКОН/100мл)		4.8
Коррозия (медный лист, 50°C, 3 часа) /сорт		3b
Содержание серы/%		0.07
Содержание азота/(μгг/г)		0.8
Содержание меркаптановой серы/(μгг/г)		69
Содержание хлора/(μг/г)		4.2
Содержание мышьяка/(μг/кг)		2736
Содержание ртути/(μг/кг)		3.3
Массовый состав/%	Н-алканы	1.84
	Изо-алканы	34.64
	Нафтеновые углеводороды	50.54
	Ароматический углеводород	8.78
Дистилляция (перегонка)/°C	Начальная точка кипения	77.2
	10%	109.6
	30%	128.6
	50%	145.0
	70%	156.3
	90%	167.0
	Конечная точка кипения	182.0
Характеристический фактор		11.5
Индекс корреляции		34.75

Таблица 6 - Массовый состав углеводородов фракций сырой нефти Каражанбаса при температуре 15~180°C

Углеродное число	Единица измерения: %				
	Н-алканы	Изо-алканы	Нафтеновые углеводороды	Ароматический углеводород	ИТОГО
C ₃	0.02	0.00	0.00	0.00	0.02
C ₄	0.15	0.06	0.00	0.00	0.21
C ₅	0.30	0.40	0.69	0.00	1.39
C ₆	0.31	1.52	6.57	0.20	8.60
C ₇	0.30	1.99	6.87	0.21	9.37
C ₈	0.15	3.71	10.63	1.28	15.77
C ₉	0.10	8.14	14.56	4.51	27.31
C ₁₀	0.44	12.08	10.83	2.49	25.84
C ₁₁	0.07	6.52	0.39	0.09	7.07
C ₁₂	0.00	0.22	0.00	0.00	0.22
合计	1.84	34.64	50.54	8.78	95.80

Неопределенный компонент: 4.20%

Таблица 7 - Анализ индивидуального (мономерного) углеводородного состава фракций нафты (15~180°C) сырой нефти Каражанбас

Серийный номер	Название углеводорода	Массовая доля/%	Серийный номер	Название углеводорода	Массовая доля/%	Серийный номер	Название углеводорода	Массовая доля/%
1	Пропан	0.019	69	2,6-диметилгептан	0.045	137	Карбодекан(2)	0.354
2	Изобутан	0.056	70	Пропилциклогексан	0.381	138	Карбоциклогексан(3)	0.335
3	Н-бутан	0.150	71	Этилциклогексан	1.303	139	Декациклогептан(4)	1.583
4	2,2-Диметилпропан	0.048	72	2,5-диметилгептан	0.136	140	Декациклогептан(6)	0.718
5	Изопентан	0.346	73	3,5-диметилгептан	4.232	141	Декациклогептан(7)	0.552
6	Н-пентан	0.300	74	Циклоалкан девятой группы углерода (2)	0.722	142	Карбоциклогексан(8)	0.890
7		0.012	75	Циклоалкан девятой группы углерода (3)	0.097	143	1,2,4- trimетилбензол	0.267
8	2,2-Диметилбутан	0.266	76	Циклоалкан девятой группы углерода (4)	0.485	144		0.286
9	Циклопентан	0.673	77	Этилбензол	0.424	145	1,2,4-trиметилбензол(9)	0.236
10	2,3-Диметилбутан	0.609	78	2,3,4- trimетилгексан	0.354	146	Декациклогептан(10)	0.971
11	2-Метилпентан	0.287	79		0.161	147	Декациклогептан(11)	1.216
12	3-Метилпентан	0.353	80	Циклоалкан девятой группы углерода (5)	0.555	148	Декациклогептан(12)	0.621
13	Н-гексан	0.307	81		0.047	149	Декациклогептан(13)	0.233
14	2,2-Диметилпентан	0.118	82	Циклоалкан девятой группы углерода (6)	0.144	150	Деканециклогексан(14)	0.762
15	Метилцикlopентан	2.039	83	м-ксилол	0.409	151	н-декан	0.439
16	2,4-Диметилпентан	0.156	84	п-ксилол	0.195	152	Деканециклогексан(15)	0.451
17	2,2,3- trimетилбутан	0.132	85		0.273	153		0.649
18	Бензол	0.201	86	4- этилгептан	0.171	154	Деканециклогексан(16)	0.545
19	3,3-Диметилпентан	0.171	87	4- метилктан	0.158	155	Деканециклогексан(17)	0.399
20	Циклогексан	4.495	88	2- метилктан	0.558	156		0.334
21	2-Метилгексан	0.149	89		0.046	157	1,2,3- trimетилбензол	0.803
22	2,3-Диметилпентан	0.672	90	3- метилктан	0.398	158	Ундекан(1)	0.941
23	1,1-Диметилцикlopентан	1.163	91		0.363	159	Ундекан (3)	0.323
24		0.006	92	Циклоалкан девятой группы углерода (8)	0.259	160	2,5-Диметилнонан	0.383
25	3-Метилгексан	0.345	93	1,2,4- trimетилциклогексан	0.451	161	Ундекан(5)	0.617
26	цис-1,3-диметилцикlopентан	0.641	94	Циклоалкан девятой группы углерода (9)	0.455	162	Ундекан(6)	0.905
27	транс- 1,3-диметилцикlopентан* + 3- этилпентан	0.609	95	о-ксилол	0.254	163	1-Метил-2-изопропилбензол	0.388
28	3- этилпентан	0.246	96	1,1,2- trimетилциклогексан	2.059	164	2,6-диметилнонан	0.719
29	транс- 1,2-диметилцикlopентан	1.066	97	Циклоалкан девятой группы углерода (10)	1.163	165	Карбодекан(18)	0.203
30	н-гептан	0.296	98	Циклоалкан девятой группы углерода (11)	0.455	166	Ундекан(18)	0.332
31	метилциклогексан	3.337	99	Циклоалкан девятой группы углерода (12)	0.407	167	1-метил-3-пропилбензол	0.214
32	2,2-диметилгексан	0.058	100	Циклоалкан девятой группы углерода (13)	0.888	168	Карбонундекан(8)	0.164
33	1,1,3- trimетилцикlopентан	1.007	101	Циклоалкан с девятью атомами углерода (14)	0.169	169		0.273
34	2,5-диметилгексан	0.497	102		0.006	170	1-метил-4-пропилбензол	0.476
35	2,4-Диметилгексан	0.331	103	1,2,3- trimетилциклогексан	0.104	171	1- этил-2,3-диметилбензол	0.055
36	1,транс-2,4- trimетилцикlopентан	0.537	104	Углерод IX Циклогексан(15)	0.353	172		0.122

Продолжение таблицы 7

Серийный номер	Название углеводорода	Массовая доля/%	Серийный номер	Название углеводорода	Массовая доля/%	Серийный номер	Название углеводорода	Массовая доля/%
37	3, 3-Диметилгексан	0.143	105	Углерод IX Циклогексан(16)	0.727	173	Углеродный ундеан(9)	0.872
38	1,транс- 2,3-триметилцикlopентан	0.872	106	Углерод IX Цикlopентан(17)	0.429	174	Карбонундекан(10)	0.150
39	2,3,4-триметилпентан	0.079	107	1-Метил-3-пропилцикlopентан	0.213	175	5-Метилдекан	0.230
40	метилбензол (толуол)* + 2,3,3-триметилпентан	0.212	108		1.291	176	Углеродный ундеан(11)	0.355
41	2,3-диметилгексан	0.255	109	Изопропилбензол	0.479	177	2-метилдекан	0.203
42	2-метил-3-этилпентан	1.288	110	2,2-Диметилоктан	0.533	178	Углеродный ундеан(12)	0.195
43		0.034	111	Углерод IX Цикlopентан(20)	0.272	179	2-Этил,1,4-диметилбензол	0.176
44	2-метилгептан	0.160	112	4,4-Диметилоктан	2.107	180	Карбодецил ароматический углеводород(1)	0.464
45	4-метилгептан	0.122	113		0.627	181	5-Метилиндан	0.077
46	3,4-диметилгексан	0.257	114	3,5-Диметилоктан	0.412	182	Карбодецил ароматический углеводород(2)	0.192
47	3-метилгептан	0.238	115	Карбодекан(1)	0.729	183	Декарбонил ароматический углеводород(4)	0.073
48	3-этилгексан	0.277	116	1,2,3-триметилциклогексан	0.109	184	Карбонил-децил ароматический углеводород(5)	0.175
49	цис-1, 3-диметилциклогексан	1.667	117	2,7-Диметилоктан	1.200	185	Карбонундекан(17)	0.138
50	транс-1,4-диметилциклогексан	0.559	118	Карбодекан(2)	1.137	186	Карбонундекан(1)	0.067
51	2,2,5-Триметилгексан	1.145	119	2,6-Диметилоктан	0.381	187		0.079
52	транс- 1-этил-3-метилцикlopентан	0.205	120	Карбоциклогексан(22)	0.780	188	Углеродный ундеан(2)	0.098
53	цис-1-этил-3-метилцикlopентан	0.177	121	Карбодекан(1)	0.762	189	Ундеан углерода(4)	0.154
54	транс 1-метил-2-этилцикlopентан	0.407	122	н-Пропилбензол	1.458	190	Ундецил-ароматический углеводород(1)	0.074
55	2,2,4-триметилгексан	0.087	123	Ниноциклогексан(23)	0.351	191	н-Ундеан	0.066
56	1-этил-1-метилцикlopентан	0.202	124	Деканециклогексан(4)	0.634	192	Углеродный ундеан(5)	0.074
57	транс 1,2-диметилциклогексан	1.175	125		0.114	193	Карбододекан(1)	0.062
58	н-Октан	0.154	126	м-Метилэтилбензол	0.585	194	Карбододекан(2)	0.030
59	1,2,3-триметилцикlopентан	0.375	127	п-Метилэтилбензол	0.314	195		0.025
60	транс-1,3-диметилциклогексан	0.520	128		0.468	196	1,2,4,5-Тетраметилбензол	0.111
61	2,4,4-триметилгексан	0.020	129	4-этил-октан	0.980	197	1,2,3,5-Тетраметилбензол	0.073
62		0.020	130	1,3,5-Триметилбензол	0.153	198	Карбододекан(5)	0.083
63	Изопропилцикlopентан	0.517	131	5-Метилнонан	4.476	199	Карбододекан(8)	0.023
64	Углеродный октацикlopентан(1)	0.063	132	4-Метилнонан	0.573	200	Метил индан	0.015
65	2,3,5-Триметилгексан	0.629	133	2-метилнонан	0.120	201	Карбододекан(10)	0.026
66	цис-1-метил-2-этилцикlopентан	0.163	134	Карбодекан(5)	0.459	202	Ундецил углерода ароматический(3)	0.015
67	2,2,3-Триметилгексан	0.200	135	о-Толуол	0.399			
68	цис- 1,2-диметилциклогексан	0.498	136	3-Метилнонан	0.379			

Таблица 8 - Свойства фракций реактивного топлива из Каражанбасской нефти

Показатель	130 ~ 140 °C	140 ~ 150 °C	150 ~ 220 °C	220 ~ 230 °C	230 ~ 240 °C	240 ~ 250 °C	250 ~ 260 °C	130 ~ 220 °C	130 ~ 230 °C	130 ~ 240 °C	130 ~ 250 °C	140 ~ 220 °C	140 ~ 230 °C	140 ~ 240 °C	140 ~ 250 °C
Массовый выход/%	0.1 7	0.1 3	4.0 0	1.2 1	1.3 1	1.32	1.50	4.30	5.51	6.8 2	8.14	4.1 3	5.3 4	6.6 5	7.9 7
Объемный выход/%	0.2 1	0.1 6	4.5 7	1.3 5	1.4 6	1.46	1.65	4.94	6.29	7.7 5	9.21	4.7 3	6.0 8	7.5 4	9.0 0
API°	50. 7	48. 9	40. 2	36. 4	35. 6	34.7	33.9	40.9	39.9	39. 1	38.3	40. 5	39. 6	38. 8	38. 1
Плотность (20°C)/(г/см³)	0.77 22	0.78 00	0.82 00	0.83 88	0.84 26	0.84 72	0.85 17	0.81 67	0.82 15	0.82 54	0.82 94	0.81 86	0.82 31	0.82 69	0.83 02
Содержание серы/%	0.0 5	0.0 5	0.1 5	0.2 1	0.2 3	0.27	0.32	0.14	0.16	0.1 7	0.19	0.1 5	0.1 6	0.1 7	0.1 9
Содержание азота/(μg/г)	0.9	0.7	0.9	1.0	1.2	1.3	1.6	0.8	0.9	0.9	1.0	0.8	0.9	0.9	1.0
Содержание меркаптановой серы/(μg/г)	40	39	31	14	11	9	10	32	28	25	18	31	27	24	22
Точка замерзания/°C	<-60	<-60	<-60	<-60	<-60	<-60	<-60	<-60	<-60	<-60	<-60	<-60	<-60	<-60	<-60
Высота некоптящего пламени/мм	30. 8	30. 0	21. 8	19. 7	19. 1	18.0	17.3	22.1	21.2	20. 6	20.0	21. 8	21. 1	20. 4	19. 9
Насыщенные углеводороды (объемное содержание / %)	-	-	88. 6	-	-	-	-	89.0	87.9	86. 5	85.4	88. 7	87. 7	86. 0	85. 1
Ароматические углеводороды (объемное содержание) /%	-	-	11. 4	-	-	-	-	11.0	12.1	13. 5	14.6	11. 3	12. 3	14. 0	14. 9

Таблица 9 - Свойства фракций реактивного топлива из сырой нефти

Показатель	140~1 80°C	ГОСТ 10227—86
Массовый выход/%	1.16	
Объемный выход/%	1.37	
API°	44.8	
Плотность(20°C)/(г/см³)	0.798	≤0.775
Кинематическая вязкость(20°C)/(мм²/с)	-	≤1.25
Кинематическая вязкость(-20°C)/(мм²/с)	-	≥8
Коэффициент кислотности/(мгКОН/г)	-	≥0.7
Содержание серы/%	0.090	≥0.25
Содержание меркаптановой серы/%	0.002	≥0.003
Точка замерзания/°C	<-60	≥-60
Высота некоптящего пламени/мм	26.6	≤25
Коррозия (медь, 100°C, 2 часа)/ класс	-	≥1
Температура вспышки (при закрытом тигле)/°C	31	≤28
Объемная доля насыщенных углеводородов/%	-	
Объемная доля ароматических углеводородов/%	-	≥20
Нафталиновые углеводороды (объемное содержание) / %	-	
	Начальная точка кипения	≥150
	10%	≥165
	30%	157.5
Пределы выкипания /°C	50%	161.2
	70%	165.2
	90%	171.7
	Конечная точка кипения	≥250
Характеристический фактор	11.5	
Индекс корреляции	35.30	
Цетановый индекс	24.17	

Таблица 10 - Свойства фракций реактивного топлива из сырой нефти

Показатель	130~ 250°C	ГОСТ 32595	
Массовый выход/%	8.14		
Объемный выход/%	9.21		
API°	38.3		
Плотность(20°C)/(г/см³)	0.829	0.775~0.840	
Кинематическая вязкость(-20°C)/(мм²/с)	5.651	≥8	
Кинематическая вязкость(20°C)/(мм²/с)	2.162	≤1.25	
Кинематическая вязкость(40°C)/(мм²/с)	1.534		
Коэффициент кислотности/(мгКОН/г)	0.099	≥0.1	
Содержание серы/(%)	0.19	≥0.25	
Содержание азота/(μg/г)	1.0		
Содержание меркаптановой серы/(%)	0.0018	≥0.0030	
Точка замерзания/°C	<-60	≥-47.0	
Высота некоптящего пламени/мм	20.0	≤19	
Коррозия (медный лист, 100°C, 2 часа)/ класс	4a	≥1b	
Анилиновая точка/°C	55.6		
Температура вспышки (при закрытом тигле)/°C	49	≤38	
Объемная доля насыщенных углеводородов/%	85.4		
Объемная доля ароматических углеводородов/%	14.6	≥25	
Нафталиновые углеводороды (объемное содержание)%	0.6	≥3	
	Начальная точка кипения	159.0	
	10%	186.3	≥205
	30%	199.7	
Пределы выкипания /°C	50%	210.2	
	70%	220.0	
	90%	230.2	≥300
	Конечная точка кипения	238.8	
Характеристический фактор	11.4		
Индекс корреляции	38.96		
Индекс дизельного топлива	50.55		
Цетановый индекс	35.87		

Таблица 11 - Свойства дизельных фракций сырой нефти Каражанбаса

Показатель	180~350°C	240~350°C	
Массовый выход/%	24.78	19.29	
Объемный выход/%	26.92	20.75	
API°	31.8	30.2	
Плотность(20°C)/(г/см³)	0.8630	0.8714	
Кинематическая вязкость(20°C)/(мм²/с)	5.897	8.680	
Кинематическая вязкость(40°C)/(мм²/с)	3.467	4.732	
Кислотность/(мгКОН/100мл)	31.0	38.7	
Точка замерзания/°C	<-50	<-50	
Точка застывания/°C	<-60	-51	
Точка холодной фильтрации/°C	-38	-27	
Содержание серы/%	0.67	0.81	
Содержание азота/((μg/г)	14.0	17.7	
Содержание основного азота/((μg/г)	12.0	15.0	
Коррозия медного листа (50°C, 3 часа) /класс	1b	1b	
Анилиновая точка/°C	62.5	64.3	
Температура вспышки (при закрытом тигле) /°C	87	123	
Относительная молекулярная масса	223	233	
Характерный фактор	11.5	11.5	
Индекс корреляции	42.36	43.67	
Индекс дизельного топлива	45.81	44.54	
Цетановый индекс	39.48	42.82	
Пределы выкипания/°C	Начальная точка кипения	209.5	263.9
	10%	237.9	273.7
	30%	257.8	281.1
	50%	276.9	290.6
	70%	295.4	303.4
	90%	314.9	319.3
	95%	321.0	325.0
	Конечная точка кипения	327.8	329.5

Таблица 12 - Свойства фракций ВГО сырой нефти Каражанбас, проект 2

Показатель		350~540°C
Массовый выход/%		33.02
API°		20.7
Плотность(70°C)/(г/см³)		0.8947
Плотность(20°C)/(г/см³)		0.9264
Кинематическая вязкость(80°C)/(мм²/с)		17.16
Кинематическая вязкость(100°C)/(мм²/с)		9.266
Содержание углерода/%		85.86
Содержание водорода/%		12.14
Содержание серы/%		1.75
Содержание азота/%		0.09
Точка затвердевания/°C		-8
Точка застывания/°C		-6
Коэффициент коксуемости/%		0.17
Коэффициент кислотности/(мгKOH/г)		0.56
Относительная молекулярная масса		407
Показатель преломления(nD)		228
Температура вспышки (при открытом проходе)/°C		252
Содержание щелочного азота (μg/g)		49
Содержание воды/(мг/л)		11.7
Характеристический фактор		51.53
Индекс корреляции	Насыщенность	61.9
	Ароматический	34.7
	Фактическая смола	3.4
	Асфальтен	<0.1
Пределы выкипания/°C	Начальная точка кипения	353.8
	5%	383.9
	10%	389.4
	30%	410.9
	50%	440.9
	70%	475.1
	90%	511.4
	95%	525.4
Содержание металла в руде /(μg/g)	Железо	<0.1
	Никель	<0.1
	Ванадий	<0.1
	Кальций	0.1
	Натрий	0.3
	Медь	<0.1
	Свинец	<0.1
	Магний	<0.1

3 Технологические решения и материальный баланс завода

3.1 Описание принципиальной технологической схемы

Предлагаемая схема отражает концепцию переработки сырой нефти с выделением и доочисткой керосиновой фракции, ориентированной на получение авиационного керосина марок Jet A-1 и TC-1, с интеграцией в действующую инфраструктуру нефтеперерабатывающего предприятия.

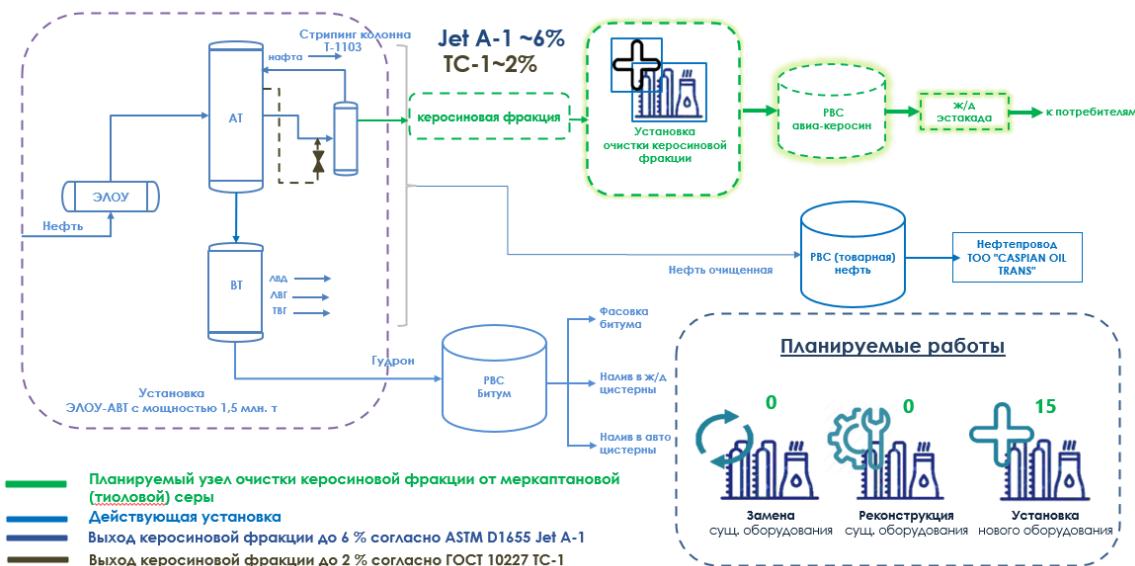


Рисунок 2 – Принципиальная технологическая схема концепции переработки нефти

На рисунке представлена принципиальная технологическая схема переработки сырой нефти с выделением и подготовкой керосиновой фракции, ориентированной на получение авиационного керосина. Схема разработана с учётом действующей конфигурации установки первичной переработки нефти и предусматривает интеграцию дополнительного этапа очистки керосинового дистиллята.

Сырая нефть после стадии подготовки поступает на установку первичной переработки, где в колонне атмосферной перегонки осуществляется разделение на фракции в соответствии с их температурами кипения. В результате атмосферной дистилляции формируются газовая фаза, нафтовая фракция, керосиновая фракция, дизельная фракция и атмосферный остаток. Керосиновая фракция отбирается в заданном температурном интервале и направляется на последующую очистку.

Очистка керосиновой фракции предназначена для снижения содержания сернистых и коррозионно-активных соединений, а также для доведения эксплуатационных характеристик продукта до требований, предъявляемых к авиационному керосину. В зависимости от выбранного диапазона перегонки и степени очистки предусмотрена возможность получения двух типов авиационного керосина: Jet A-1 и TC-1. Полученный очищенный продукт

направляется в товарные резервуары, где осуществляется контроль качества и подготовка к отгрузке потребителю.

Побочные фракции, образующиеся в процессе первичной перегонки, вовлекаются в действующие технологические цепочки предприятия. Дизельная фракция может быть использована в составе дизельных топлив или направлена на дальнейшую переработку, атмосферный остаток поступает на битумное производство. Таким образом, представленная схема обеспечивает рациональное использование сырья и позволяет расширить линейку выпускаемой продукции без изменения базовой специализации предприятия.

Нижняя часть схемы отражает поэтапный характер реализации технологических решений, включающий проведение лабораторных и расчётных исследований, реконструкцию или дооснащение оборудования, а также внедрение дополнительных узлов очистки керосиновой фракции. Такой подход обеспечивает возможность адаптации схемы к действующим производственным условиям и позволяет рассматривать её как основу для дальнейшей научно-технической проработки.

3.2 Технологическая схема (KERO MEROX)

- В составе планируемого узла доочистки керосиновой фракции предусматривается установка 15 единиц нового оборудования, включая 7 единиц статического и 8 единиц динамического оборудования.
- Технологическая схема узла структурно разделена на три функциональных блока: блок предварительной очистки, реакторный блок и блок доочистки.
- Назначением узла является снижение содержания сероводорода, меркаптановой серы и кислородсодержащих соединений, а также удаление влаги из керосиновой фракции.
- Реализация узла обеспечивает доведение качества керосиновой фракции до требований, предъявляемых к авиационному керосину.
- Предлагаемая схема ориентирована на интеграцию в действующую инфраструктуру переработки без изменения базовой конфигурации первичной перегонки.

Проектируемый узел доочистки керосиновой фракции предназначен для снижения содержания сернистых и кислородсодержащих соединений, а также для удаления влаги, оказывающих негативное влияние на эксплуатационные характеристики авиационного керосина. В рамках узла предусматривается установка 15 единиц нового оборудования, в том числе 7 единиц статического оборудования и 8 единиц динамического оборудования.

Технологическая схема узла включает три последовательно связанных блока.

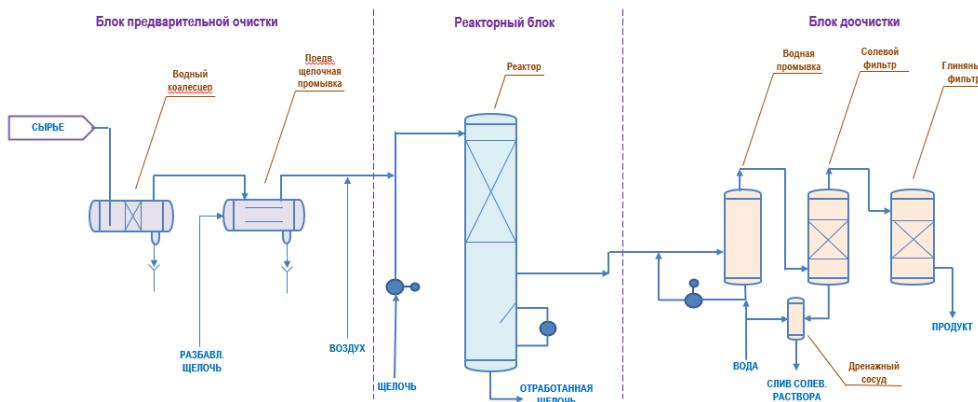


Рисунок 3 – Технологическая схема (KERO MEROX)

Блок предварительной очистки предназначен для подготовки керосиновой фракции к последующей обработке. На данном этапе керосиновая фракция подвергается смешению с щелочным раствором с целью нейтрализации кислых соединений и частичного окисления сернистых компонентов. В результате предварительной обработки снижается коррозионная активность сырья и создаются благоприятные условия для протекания последующих реакций.

Реакторный блок является основным элементом узла и реализует процессы взаимодействия керосиновой фракции с реагентами в контактном аппарате. В данном блоке протекают реакции, направленные на удаление нафтеновых кислот, сероводорода и меркаптановой серы. Применение контактного аппарата обеспечивает эффективный массообмен между фазами и повышает степень очистки керосиновой фракции от нежелательных примесей.

Блок доочистки предназначен для окончательной подготовки продукта и включает операции осушки и удаления остаточной влаги. Осушка осуществляется с использованием фильтров и сорбционных элементов, что позволяет обеспечить требуемое содержание воды в готовом продукте. На выходе блока формируется очищенный керосиновый дистиллят, соответствующий требованиям по влагосодержанию и стабильности.

Таким образом, предлагаемый узел доочистки керосиновой фракции обеспечивает комплексную обработку керосинового дистиллята и может быть использован как элемент технологической схемы производства авиационного керосина на базе действующего нефтеперерабатывающего предприятия.

3.3 Повышение эффективности ректификации и обеспечение выхода керосиновой фракции

В результате лабораторных исследований нефти месторождения «Каражанбас», выполненных методом перегонки с истинной температурой кипения, установлено, что широкая керосиновая фракция в интервале 130–250 °С может быть выделена с массовым выходом 8,14%. Данный интервал

соответствует потенциальной фракции для производства авиационного топлива Jet A-1 после доводки качества.

Атмосферная ректификационная колонна Т-1101 входит в состав атмосферно-редукционного блока установки окисленного битума и представлена на принципиальной технологической схеме атмосферной перегонки нефти. Колонна предназначена для первичного фракционирования нефти месторождения «Каражанбас» при атмосферном давлении с получением светлых и средних дистиллятных фракций, а также атмосферного остатка.

Конструктивно колонна оснащена **40 контактными тарелками**, равномерно размещёнными по высоте аппарата. Контактные тарелки формируют отдельные технологические зоны, соответствующие выделению лёгких, средних и тяжёлых фракций. Массообмен на тарелках обеспечивает многократное испарение и конденсацию компонентов нефтяной смеси, что позволяет сформировать фракционный состав продуктов перегонки.

Керосиновая фракция отбирается из средней части колонны и соответствует температурному интервалу 130–250 °С. Отобранный продукт через теплообменное и насосное оборудование направляется в последующие узлы установки (08-й блок), что отражено на принципиальной схеме. Зона керосинового отбора располагается между бензиновой и дизельной секциями колонны и характеризуется близкими температурами кипения разделемых фракций.

Нижняя часть колонны предназначена для отвода атмосферного остатка, который направляется на дальнейшую переработку. Работа колонны сопровождается отводом водяных и газовых потоков, предусмотренных схемой, а также использованием вспомогательных систем, обеспечивающих стабильность режима перегонки.

Как показано в фундаментальных работах А. К. Манояна и С. А. Ахметова, при переработке тяжёлых и высоковязких нефтей основным фактором, ограничивающим выход целевых дистиллятных фракций, является недостаточная эффективность контактных устройств ректификационных колонн, приводящая к размыванию границ фракционирования и уносу жидкой фазы [].

Следовательно, достижение лабораторно подтверждённого выхода керосиновой фракции в промышленных условиях должно обеспечиваться не изменением температурного разреза и не применением реагентов, а повышением эффективности массообмена в колонне.

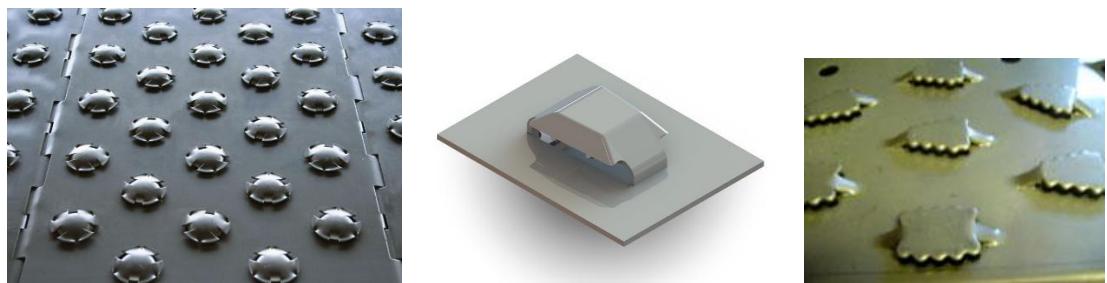


Рисунок 4 – Высокоэффективные клапанные тарелки усовершенствованной конструкции

В качестве основного технического решения в настоящей работе предлагается применение высокоэффективных клапанных тарелок усовершенствованной конструкции, широко используемых при модернизации атмосферных и вакуумных колонн нефтеперерабатывающих заводов.

В отличие от традиционных тарелок, данные устройства оснащены саморегулируемыми клапанами, которые автоматически изменяют проходное сечение в зависимости от расхода паровой фазы. Это обеспечивает:

- равномерное распределение парового потока по всей активной поверхности тарелки;
- увеличение времени контакта паровой и жидкой фаз;
- более полное достижение фазового равновесия на каждой контактной ступени;
- снижение локальных скоростей, вызывающих унос жидкой фазы.

Согласно данным, приведённым в работах Мановяна А. К., подобная конструкция тарелок позволяет повысить эффективность одной контактной ступени на 10–15 % по сравнению с традиционными клапанными тарелками при сохранении межтарелочного расстояния и диаметра колонны [1, 2].

К основным эксплуатационным характеристикам высокоэффективных клапанных тарелок относятся:

снижение уноса жидкой фазы на 20–30 %, что особенно важно при выделении узких и широких керосиновых фракций;

- расширение диапазона устойчивой работы колонны при изменении нагрузки и свойств сырья;
- снижение гидравлического сопротивления, уменьшающее вероятность нарушения режима ректификации;
- повышение резкости фракционного разделения между керосиновой и дизельной фракциями.

Ахметов С. А. подчёркивает, что для фракций с близкими температурами кипения (керосин – дизель) решающим является именно снижение уноса и повышение эффективности массообмена, а не увеличение числа тарелок [2]. Применение высокоэффективных тарелок позволяет увеличить эквивалентное число теоретических ступеней без увеличения габаритов колонны, что является принципиально важным для действующих установок.

Применение высокоэффективных клапанных тарелок в зоне керосинового бокового отбора атмосферной колонны обеспечивает:

1. Максимально полное извлечение фракции 130–250 °C, соответствующей лабораторно установленному потенциалу нефти месторождения «Каражанбас».
2. Снижение потерь керосиновой фракции, обусловленных вовлечением её части в более тяжёлые дистилляты.
3. Стабильность конца кипения фракции, что является ключевым условием последующего получения авиационного топлива Jet A-1.
4. Сохранение существующих габаритов колонны, поскольку интенсификация процесса достигается за счёт совершенствования контактных устройств.

Таким образом, целевой выход керосиновой фракции на уровне ~8 %, подтверждённый лабораторными исследованиями, может быть реализован в промышленных условиях путём повышения эффективности тарелок без изменения схемы перегонки.

Данное решение обеспечивает повышение эффективности массообмена, резкость фракционного разреза и стабильность качества продукта без увеличения габаритов колонны, что делает его технологически обоснованным и применимым в условиях действующего производства

3.4 Формирование материального баланса предприятия на основе LP-моделирования

На основании результатов экспериментальных исследований физико-химических и фракционных свойств сырой нефти месторождения «Каражанбас», а также данных дистилляции с истинной температурой кипения, была сформирована расчётная модель переработки нефти в среде линейного программирования AVEVA Spiral. Модель использовалась для оценки влияния вовлечения керосиновой фракции на материальный баланс предприятия и структуру выпускаемой продукции.

В качестве базового варианта в модели принята действующая схема переработки с годовым объёмом переработки сырья 1,5 млн тонн, ориентированная преимущественно на производство битума. Проектный вариант предусматривал перераспределение потоков с выделением керосиновой фракции и формированием дополнительного товарного продукта при сохранении общей загрузки предприятия.

Результаты моделирования показали, что при реализации проектного варианта с долей выхода керосина 8,0% от перерабатываемого сырья обеспечивается выпуск авиационного керосина в объёме 120 тыс. тонн в год без изменения суммарного объёма переработки нефти. При этом объём очищенной нефти снижается с 727,8 тыс. тонн до 607,5 тыс. тонн, что связано с перераспределением части потока в пользу производства керосина. Объёмы производства битума сохраняются на уровне 750 тыс. тонн в год, что

подтверждает отсутствие влияния проектного решения на основную специализацию предприятия.

Расчётный уровень технологических потерь в проектном варианте остаётся сопоставимым с базовой схемой и составляет 1,5% от объёма переработки, что свидетельствует о корректности материального баланса и реализуемости предлагаемого варианта в рамках существующих технологических ограничений.

Таким образом, выполненное LP-моделирование в среде AVEVA Spiral подтверждает возможность формирования альтернативного материального баланса предприятия с расширением продуктовой линейки за счёт керосина при сохранении стабильных объёмов переработки и выпуска основного продукта.

Таблица 13 – Производственные данные

Наименование	Текущая схема переработки		Проект Керосин 8%		Δ
	Объем, тонн	% выхода	Объем, тонн	% выхода	
Производство продукции, в т.ч.	1 500 000	100,0%	1 500 000	100,0%	0
Очищенная нефть	727 800	48,5%	607 500	40,5%	-120 300
Битум	750 000	50,0%	750 000	50,0%	0
Потери	22 200	1,5%	22 500	1,5%	300
Керосин			120 000	8,0%	120 000

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках выполненной магистерской диссертации проведено комплексное исследование физико-химических и фракционных свойств сырой нефти месторождения «Каражанбас» с целью оценки возможности расширения линейки выпускаемых нефтепродуктов, включая получение авиационного керосина. Актуальность работы обусловлена ростом спроса на авиационное топливо, сохраняющейся импортозависимостью внутреннего рынка и необходимостью более эффективного использования отечественной сырьевой базы.

На основании анализа физико-химических характеристик установлено, что нефть месторождения «Каражанбас» относится к тяжёлым высокосернистым нефтям промежуточного типа. Для нефти характерны высокая плотность, повышенное содержание серы, смолисто-асфальтеновых веществ и металлов, а также значительная коксуюемость, что определяет её технологическую сложность и ограничивает возможности переработки в рамках традиционных схем производства светлых нефтепродуктов.

Проведённая дистилляция с истинной температурой кипения по стандартам ASTM позволила построить кривую реальной перегонки и количественно оценить фракционный состав сырой нефти. Установлено, что суммарный выход фракций до 350 °С составляет менее 30% масс., что подтверждает низкий потенциал прямой перегонки на светлые нефтепродукты. Вместе с тем выявлено, что отдельные дистиллятные интервалы обладают физико-химическими свойствами, представляющими практический интерес для дальнейшей переработки.

В ходе исследования подробно изучены свойства наftовых, керосиновых, дизельных фракций и вакуумного газойля. Показано, что наftовая фракция характеризуется низким выходом и требует глубокой очистки от токсичных примесей. Дизельные фракции обладают благоприятными низкотемпературными свойствами, однако повышенные значения плотности, кислотности и сернистости ограничивают их самостоятельное применение и допускают использование преимущественно в составе смесевых топлив. Вакуумный газойль может рассматриваться в качестве потенциального сырья для процессов каталитического крекинга.

Особое внимание в работе уделено оценке керосиновых фракций в контексте получения авиационного керосина. На основании экспериментальных данных показана принципиальная возможность формирования керосиновых дистиллятов, которые после соответствующей очистки и доводки качества могут быть использованы для получения авиационного керосина как по схеме ТС-1, так и по схеме Jet A-1. Установлено, что выход керосиновых фракций ограничен, однако их эксплуатационные характеристики по ряду показателей соответствуют требованиям, что подтверждает целесообразность дальнейшей технологической проработки данного направления.

В работе предложена концептуальная технологическая схема с включением узла доочистки керосиновой фракции типа Merox, обеспечивающего снижение содержания сернистых и коррозионно-активных соединений, а также удаление влаги. Реализация данного узла позволяет рассматривать возможность интеграции производства авиационного керосина в действующую инфраструктуру переработки без изменения базовой специализации предприятия.

Таким образом, выполненное исследование подтверждает, что нефть месторождения «Каражанбас», несмотря на неблагоприятные исходные характеристики, может рассматриваться как потенциальное сырьё для получения авиационного керосина при условии применения целевых технологических решений по очистке и доводке качества дистиллятных фракций. Полученные результаты могут быть использованы при научно-технической проработке направлений развития перерабатывающих мощностей, оценке качества нефтяного сырья и формировании продуктовой стратегии нефтеперерабатывающих предприятий.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Глаголева О.Ф., Брагинский О.Б. Химия и технология нефти и газа. — М.: Химия, 2016. — 496 с.
2. Ахметов С.А. Технология переработки нефти и газа. — СПб.: Профессия, 2018. — 624 с.
3. Лившиц И.Л., Капустин В.М. Фракционирование и переработка тяжелых нефтей. — М.: Недра, 2015. — 384 с.
4. Speight J.G. The Chemistry and Technology of Petroleum. — 5th ed. — Boca Raton: CRC Press, 2014. — 920 p.
5. Speight J.G. Heavy Oil Recovery and Upgrading. — Gulf Professional Publishing, 2019. — 570 p.
6. Gary J.H., Handwerk G.E., Kaiser M.J. Petroleum Refining: Technology and Economics. — 5th ed. — CRC Press, 2017. — 475 p.
7. Wang J., Xu C., Gao J. Processing of Heavy Crude Oils // Energy & Fuels. — 2016. — Vol. 30. — P. 456–470.
8. Лысенко А.А., Мусаев Р.М. Физико-химические свойства тяжелых нефтей Казахстана // Нефть и газ. — 2019. — №3. — С. 42–48.
9. Касымов Б.Ж., Ергалиев А.С. Исследование фракционного состава нефти месторождения Каражанбас // Вестник КазНИТУ. — 2018. — №4. — С. 55–61.
10. ASTM D2892. Standard Test Method for Distillation of Crude Petroleum (15-Theoretical Plate Column). — ASTM International, 2023.
11. ASTM D5236. Standard Test Method for Distillation of Heavy Hydrocarbon Mixtures (Vacuum Potstill Method). — ASTM International, 2023.
12. ГОСТ 2177–2015. Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава. — М.: Стандартинформ, 2016.
13. ГОСТ 32595–2013. Топливо авиационное. Технические условия. — М.: Стандартинформ, 2014.
14. ASTM D1655. Standard Specification for Aviation Turbine Fuels (Jet A, Jet A-1). — ASTM International, 2023.
15. TR TS 013/2011. Технический регламент Таможенного союза «О требованиях к автомобильному и авиационному топливу».
16. Speight J.G. Asphaltenes and Asphalts. — Elsevier, 2015. — 320 p.
17. Mullins O.C. The Asphaltenes. — Annual Review of Analytical Chemistry. — 2011. — Vol. 4. — P. 393–418.
18. Al-Sahhaf T.A. Sulfur and Metal Removal from Heavy Crude Oils // Fuel Processing Technology. — 2017. — Vol. 158. — P. 210–218.

19. KazNIPImunaygas JSC. Отчет по исследованию свойств нефти месторождения Каражанбас. — Алматы, 2013.
20. ВНИПИнефть. Заключение о перерабатываемости нефти месторождения Каражанбас. — Москва, 2012.
21. Gary J.H. Jet Fuel Technology and Quality Control. — ASTM International, 2018. — 280 p.
22. Song C. Hydroprocessing of Heavy Oils and Residua // Catalysis Today. — 2019. — Vol. 333. — P. 3–18.
23. Бородин А.В., Чистяков В.А. Технологические ограничения переработки высокосернистых нефтей // Химия и технология топлив и масел. — 2020. — №2. — С. 15–21.
24. API Technical Data Book. Petroleum Refining. — American Petroleum Institute, 2022.
25. BP Statistical Review of World Energy. — London: BP, 2023.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Таблица А - Перечень методов оценки и анализа сырой нефти

Пункт	Эквивалентный метод ASTM	Пункт	Эквивалентный метод ASTM
Обезвоживание сырой нефти (автоклавный метод)		Содержание хлора	ASTM D5808
Дистилляция сырой нефти	ASTM D2892	Нефтяной органический хлор	ASTM D4929
Дистилляция сырой нефти	ASTM D5236	Дистилляция при постоянном давлении	ASTM D86
Содержание воды	ISO 9029 ASTM D4006	Диапазон вакуумной дистилляции	ASTM D1160
Осадок	ASTM D473	Коррозия медного листа	ASTM D130
Плотность (легкая нефть)	ASTM D4052	Фактическая смола	
Плотность (тяжелая нефть)	ASTM D2320 ASTM D1298	Давление паров по Рейду	ASTM D323
Кинематическая вязкость (светлый цвет)	ASTM D445	Исследовательское октановое число (ИОЧ)	ASTM D2699
Кинематическая вязкость (темный цвет)	ASTM D445	Моторное октановое число (МОЧ)	ASTM D2700
Точка застывания	ASTM D97	PONA	ASTM D5134
Точка затвердевания		Температура замерзания	ASTM D2386 ASTM D5972
Точка затвердевания		Температура дымления	ASTM D1322
Следы остаточного углерода*	ASTM D4530	Присущая теплотворность (способ исчисления)	ISO 3648
Содержание золы	ASTM D482	Цетановое число	ASTM D613
Содержание серы (>1000 µg/g)	ASTM D4294	Цветовой индекс	ASTM D1500
Содержание серы (<1000 µg/g)	ASTM D5453	Флуоресцентный метод групповой состав	ASTM D1319
Содержание азота (метод элементного анализа)	ASTM D5291	Средняя относительная молекулярная масса	ASTM D2503
Содержание азота (метод лодочной хемилюминесценции)	ASTM D5762	Углеводородный состав (масс-спектрометрия)	
Содержание азота (метод инъекционной хемилюминесценции)	ASTM D4629	Углеводородный состав тяжелой нефти (масс-спектрометрия)	ASTM D2786
Меркаптановая сера	ASTM D3227	Содержание углерода (метод элементного анализатора)	ASTM D5291
Щелочной азот	UOP269	Содержание водорода (метод элементного анализа)	ASTM D5291
Температура вспышки в открытом тигле	ISO 2592 ASTM D92	Низкая теплотворная способность	
Температура вспышки в закрытом тигле	ASTM D93	Индекс вязкости	ASTM D2270
Коэффициент кислотности	ASTM D664	Структурно-групповой анализ (метод n-d-M)	ASTM D3238
Кислотность		Конструктивные параметры (расчетный параметр)	
Содержание соли	ASTM D3230 ASTM D6470	Степень	ASTM D113
Фактическая смола	IP143	Точка размягчения	ASTM D36
Асфальтен	IP143	Пенетрация (глубина проникания иглы)	ASTM D5
Содержание воска	UOP46	Потенциальное содержание смазочного масла	
Содержание металлов (метод ICP)	ASTM D5708		IP 143
Содержание металлов (метод ICP-MS)		Составной анализ остатков от перегонки	
Содержание мышьяка		Моделирование дистиллята	ASTM D2887
Индекс преломления (20°C)	ASTM D1218	Моделирование перегонки сырой нефти или остатков	ASTM D7169
Индекс преломления (70°C)	ASTM D1747	Моделирование дистилляции тяжелых нефтей	ASTM D6352
Анилиновая точка	ASTM D611	Показатели вязкости	ASTM D2501
Пределальная температура фильтруемости (на холодном фильтре)	IP 309	Цетановый индекс	UOP 375

**ОТЗЫВ
НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ**

на магистерскую диссертацию
Кушановой Динары
ОП 7M07109 – Химическая инженерия углеводородных соединений

Тема: «Увеличение линейки выпускаемых нефтепродуктов с производством авиационного керосина ТОО «СП «Caspi Bitum»»

Магистерская диссертация Кушановой Динары выполнена на актуальную и практически значимую тему, связанную с расширением продуктовой линейки нефтеперерабатывающего предприятия ТОО «СП Caspi Bitum» за счёт возможности получения авиационного керосина из сырой нефти месторождения «Каражанбас». Актуальность исследования обусловлена необходимостью повышения эффективности использования отечественной сырьевой базы и снижения импортозависимости Республики Казахстан в сфере авиационного топлива.

В работе проведено комплексное исследование физико-химических свойств сырой нефти месторождения «Каражанбас», включая определение плотности, вязкости, сернистости, содержания смол, асфальтенов и металлов. Существенное внимание уделено изучению фракционного состава нефти на основе данных реальной температурной перегонки (ТВР), что позволило построить кривую разгонки и провести детальный анализ свойств узких и широких фракций прямой перегонки.

На основе экспериментальных данных выполнена оценка технологических ограничений переработки тяжёлой высокосернистой нефти, связанных с повышенным содержанием серы, кислотностью, коксуемостью и наличием металлов. Автором обоснована принципиальная возможность получения керосиновых фракций, потенциально пригодных для производства авиационного керосина типов TC-1 и Jet A-1, при условии последующей очистки и доводки качества. Полученные результаты расширяют существующие представления о направлениях использования нефти месторождения «Каражанбас», традиционно рассматриваемой преимущественно как битумное сырьё.

Диссертационная работа отличается логичной структурой, последовательным изложением материала и достаточной степенью научной обоснованности выводов. Все поставленные в работе задачи решены, цель исследования достигнута. Полученные результаты имеют практическую ценность и могут быть использованы при оценке качества нефтяного сырья, а также при разработке технологических решений первичной переработки тяжёлых и высокосернистых нефтей.

Магистерская диссертация Кушановой Динары соответствует требованиям, предъявляемым к выпускным квалификационным работам магистратуры по направлению подготовки 7M07109 – «Химическая инженерия углеводородных соединений», и заслуживает оценки «отлично», а её автор присвоения академической степени магистра.

Научный руководитель
PhD, ассоциированный профессор
(должность, уч. степень, звание)

Айткалиева Г.С.
(подпись)
«12» января 2016 г.

ОТЗЫВ