МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Кафедра переработки нефти и газа

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Зав. кафедрой ПНГ
_____Мозырев А.Г.
«_____» _____ 2018 г.

Анализ физико-химических свойств газоконденсата с целью разработки рекомендаций по его переработке

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
к бакалаврской работе

НОРМОКОНТРОЛЁР:
доцент, к.т.н.
_____Байда А.А.

РУКОВОДИТЕЛЬ:
доцент, к.т.н.
_____ Скворцова Е.Н.

РАЗРАБОТЧИК:
студент группы ХТб-14
_____Вачаева Т.Н.

Бакалаврская работа
защищена с оценкой_____
Секретарь ГЭК
_____ Скворцова Е.Н.

Тюмень, 2018 г.

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит страниц, таблиц, рисунков, использованных источников.

Ключевые слова: газоконденсатные исследования, потенциальное содержание углеводородов, физико-химические исследования, кривая истинных температур кипения, групповой углеводородный состав, товарные качества продуктов стабильного конденсата.

Объектом исследования является стабильный газоконденсат Уренгойского месторождения со следующими интервалами перфорации: 3315-3350, 3335-3370, 3360-3387, 3379-3400, 3986-4026, 4015-4048 м.

Цель работы – изучение и анализ основных физико-химических показателей, выявление закономерностей их изменения в зависимости от интервала перфорации, а также разработка рекомендаций по переработке.

В ходе исследований определены физико-химические свойства газоконденсата и товарные свойства дистиллятов. По полученным результатам построены графики зависимости, определены закономерности изменения физико-химических свойств. На основании исследований газоконденсату присвоен технологический шифр, позволяющий определить оптимальное направление переработки газоконденсата.

Исследовательская работа является актуальной. Данные могут быть использованы в промышленности.

СОДЕРЖАНИЕ

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ.....5
ВВЕДЕНИЕ.....6
1 Литературный обзор.....7
1.1 Понятие газовый конденсат, его применение.....7
1.2 Основные физико-химические характеристики.....8
1.3 Технология переработки газового конденсата.....11
1.3.1 Производство автомобильных бензинов.....13
1.3.2 Производство реактивных топлив.....14
1.3.3 Производство дизельных топлив.....17
1.3.4 Использование ШФЛУ для нефтехимического синтеза.....18
1.4 Характеристика и расположение Уренгойского месторождения.....19
2 Исследовательская часть.....21
2.1 Исследования стабильного конденсата Уренгойского месторождения, изучение физико-химических свойств.....21
2.1.1 Относительная плотность.....23
2.1.2 Молекулярная масса.....24
2.1.3 Вязкость.....26
2.1.4 Содержание общей серы.....30
2.1.5 Содержание парафинов.....32
2.1.6 Низкотемпературные характеристики.....34
2.1.7 Давление насыщенных паров.....35
2.1.8 Фракционный состав.....37
2.1.9 Потенциальное содержание узких фракций конденсата и их физико-химические свойства.....39
2.1.10 Углеводородный состав конденсата.....60

2.2 – Характеристика товарных нефтепродуктов конденсата Уренгойского месторождения.....63
2.2.1 – Бензиновые дистилляты.....63
2.2.2 – Керосиновые дистилляты.....65
2.2.3 – Дизельные дистилляты.....67
2.3 – Классификация конденсата Уренгойского месторождения.....68
2.4 - Разработка рекомендаций по переработке исследуемого конденсата..69
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....70
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....70

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ

ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов;

УВ – углеводороды;

ДНП – давление насыщенных паров;

АрУ – ароматические углеводороды;

ММ – молекулярная масса;

ρ – относительная плотность, кг/см^3;

n – показатель преломления;

υ – кинематическая вязкость, мм^2/с;

% масс. – массовый выход, %;

% об. – объемный выход, %;

Т – температура, ^{o}С;

САВ – смолисто-асфальтеновые вещества;

НК – температура начала кипения, ^{o}С;

КК – температура конца кипения, ^{o}С.

ВВЕДЕНИЕ

Газовый конденсат является уникальным полезным ископаемым – природным углеводородным сырьём. В настоящее время используется для производства газообразных, жидких и твёрдых продуктов, необходимых для мирного труда и обороны каждого государства в мире.

Продукты переработки газового конденсата применяют практически во всех отраслях промышленности, на всех видах транспорта, в сельском хозяйстве, военном деле, гражданском и военном строительстве, энергетике, быту и т. д. К этим продуктам относятся бензины для автомобилей, реактивные и дизельные топлива, разнообразные топлива для других видов двигателей и котельных (энергетических) установок, сжатые и сжиженные газы для коммунально-бытового потребления, моющие средства, пластмассы, каучуки, удобрения, растворители и многие другие материалы и изделия. Широкая фракция легких углеводородов, выделяемая из газоконденсата, используется в нефтехимической промышленности.

Исходя из физико-химических свойств конденсата, можно разработать рекомендации по его рациональной переработке.

1 Литературный обзор

1.1 Понятие газовый конденсат, его применение

Добыча нефти и газа в России играет важную роль в топливно-энергетическом комплексе. Сначала перерабатывали нефть и газ, а газовый конденсат оставался невостребованным, поэтому его отправляли на утилизацию на факельные установки. История открытия и эксплуатация газового конденсата как самостоятельного вида сырья берет свое начало с 1955 года с Карадагского месторождения в Азербайджане. В настоящее время наиболее крупные газоконденсатные месторождения находятся в Западной Сибири: Ямбургское, Уренгойское. Северо-Уренгойское, Ен-Яхтинское, Песцовое, Заполярное, Крузенштерновское и др.

Основные продукты переработки газоконденсата – ШФЛУ и газ деэтанизации. ШФЛУ является очень ценным и важным сырьем в нефтехимии для производства газомоторных топлив, сжиженных газов и бытового газа. Различают сырой и стабильный конденсаты. Сырой конденсат – жидкость, которая образуется из газа на промысле при понижении давления. В первом присутствуют растворенные газы (C_1-C_4). Получить стабильный ГК можно путем дегазации нестабильного, например методом ректификации.

Физические свойства и химический состав газового конденсата зависит от месторождения. Плотность стабильного конденсата варьируется в интервале от 0,62 до 0,84 г/см^3, температура кипения находится в пределах от 30 до 250 ºС, если в его составе много бензиновых компонентов. Конденсаты, содержащие асфальтены, имеют КК 350-500 ºС.

Если провести сравнительную характеристику конденсата с нефтью, то

первый состоит из более простых и легких компонентов.

1.2 Основные физико-химические характеристики

Конденсат в зависимости от места отбора пробы одного и того же месторождения имеет разные характеристики. Это зависит от режима эксплуатации установок выделения тяжелых УВ из газа.

По физико-химическим показателям можно определить товарные свойства конденсата. Согласно классификации, конденсаты анализируются по следующим показателям:

- ДНП;
- Содержание серы в ГК и его фракциях;
- Содержание АрУ в бензиновой фракции с КК 200°С;
- Содержание н-парафинов во фракции ДТ;
- Фракционный состав.

Классификации по этим признакам приведены в таблицах 1.1-1.5.

Таблица 1.1 – Классификация конденсата по ДНП

Род	Давление насыщенных паров, Па (мм рт.ст)
Нестабильные ($Д_1$)	Выше 93325 (700)
Стабильные ($Д_2$)	Ниже 93325 (700)

Для предотвращения потерь легких углеводородов все ГК, которые по ДНП относятся к 1 роду, подлежат стабилизации. Полученная при этом ШФЛУ содержит пропан, бутан и частично пентан (i- и n-структуры), являющиеся ценным сырьем нефтехимической промышленности.

Таблица 1.2 – Классификация конденсата по содержанию серы

Класс	Массовая доля серы, % в:			
	ГК	Дистиллятных топливах		
		Бензине (конец кипения 200 °С)	Реактивном топливе (135-200 °С)	Дизельном топливе (200-320 °С)
I	Не выше 0,05	Не выше 0,03	Не выше 0,01	Не выше 0,03
II	0,051-0,8	Не выше 0,1	Не выше 0,1	Не выше 0,5
III	Выше 0,8	Выше 0,1	Выше 0,1	Выше 0,5

1 класс не нужно подвергать очистке от сернистых соединений.

Таблица 1.3 - Классификация конденсата по содержанию АрУ

Тип	Массовая доля АрУ в бензине (конец кипения 200°С)	
	Пределы	Сырье процесса
$А_1$	Выше 20	Экстракции и каталитического риформинга
$А_2$	10-20	Каталитического риформинга при содержании нафтенов выше 38%
$А_3$	Ниже 10	Пиролиза

Таблица 1.4 – Классификация конденсата по содержанию н-алканов

Вид	Массовая доля н-алканов во фр. 200 - 320°С, %	Температура застывания газового конденсата, °С	Депарафинизация
$Н_1$	Выше 25	Не ниже -15	Требуется для получения реактивного, дизельного зимнего топлив и жидких н-алканов
$Н_2$	18-25	-10 ± 25	Не требуется для получения реактивного и дизельного зимнего топлив, требуется для получения жидких н-алканов
$Н_3$	14 - 18	-40 ± 60	Не требуется для получения реактивного и дизельного зимнего топлив, пригоден для получения жидких н-алканов в смеси с высокопарафинистым сырьем
$Н_4$	Ниже 14	Ниже -60	Не требуется для получения реактивного, дизельного зимнего топлива, не пригоден для получения жидких н-алканов

Таблица 1.5 - Классификация конденсата по фракционному составу (температуре конца кипения)

Группа	Температура конца перегонки, °С
$Ф_1$	Выше 320
$Ф_2$	251 – 320
$Ф_3$	Ниже 250

Сочетание обозначений класса, типа, вида и группы составляет шифр технологической характеристики газовых конденсатов [1].

На основании анализов по показателям и методам газовым конденсатам присваивается классификация. Методы определения приведены в таблице 1.6.

Таблица 1.6 - Методы определения показателей конденсатов

Показатели	Метод испытания
Давление насыщенных паров, Па (мм рт. ст.)	ГОСТ 1756-52
Массовая доля серы в газовом конденсате и дистиллятных топливах, %	ГОСТ 19121-73
Фракционный состав (температура конца кипения) газового конденсата, °С	ГОСТ 2177-66
Массовая доля ароматических углеводородов, %	ГОСТ 6994-74
Массовая доля н-алканов, %	ГОСТ 15095-69
Температура застывания, ^{0}С	ГОСТ 20287-74

1.3 Технология переработки газового конденсата

Газовый конденсат используется в производстве бензинов, реактивных и дизельных топлив. В нефтехимической промышленности служит для получения спиртов, растворителей, АрУ, высокооктановых компонентов моторных топлив и др. Варианты разделения конденсата от природного газа/нефти зависит от целевых продуктов и месторождения. На месторождении добытый газ подготавливают к транспортировке: удаляют воду, очищают от сернистых соединений до определенного предела, разделяют метан и этан. Для поддержания давления часть сухих газов, полученных в результате разделения, закачивают обратно в пласты. Газовым конденсатом является выделенная фракция с небольшим содержанием пропана и более высокомолекулярных углеводородов, которая сырьевым потоком направляется на дальнейшую переработку на НПЗ либо на установки нефтехимического синтеза.

Возможные варианты переработки газового конденсата представлены на рисунке 1.1.

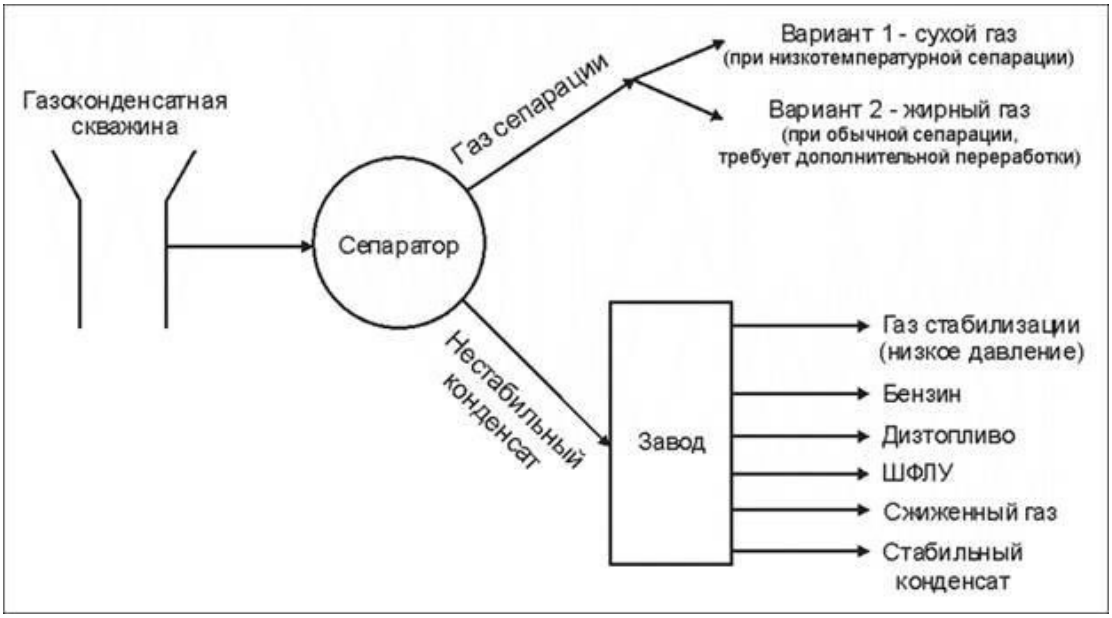


Рисунок 1.1- Переработка газового конденсата

Разделение на газ сепарации и нестабильный конденсат может происходить на промысле. 2 продукт транспортируют на завод по товарному трубопроводу, где происходит его стабилизация и получение продуктов первичной переработки – бензин, дизельные топлива, мазут, ШФЛУ, газ стабилизации, сжиженные газы и др.

Сепарация на промысле может осуществляется низкотемпературной сепарацией. Отрицательная температура на этих установках создается дросселированием газа высокого давления. Также могут использоваться холодильные машины, адсорбционные установки, винтовые и турбинные детандеры.

Из нестабильного ГК в результате дальнейшей переработки можно получить такие продукты:

- Пропан;
- Бутан;
- Пропан-бутановая смесь;
- Смесь бутанов;
- Изопентановая фракция;
- Пентан-гексановая фракция;
- Бензин;
- ДТ.

Эти продукты являются сырьем в нефтехимии. Продукты, полученные в результате первичной переработки, могут уже реализовываться на рынке.

1.3.1 Производство автомобильных бензинов

Бензиновые фракции из-за различной химической природы нестабильного ГК отличаются по УВ составу.

На основании физико-химических свойств и химического состава бензиновых фракций, полученных из газоконденсатов разных

месторождений, были выявлены некоторые закономерности. Если месторождение расположено в северном регионе, то в бензиновой фракции содержится большое количество нафтенов, а исходное сырье богато углеводородами изо-строения, в результате чего данный продукт является высокооктановым.

С месторождений Кавказа и Средней Азии можно получить бензиновые фракции, в которых содержится большое количество ароматических углеводородов.

Состав полученных бензиновых фракций обуславливает выбор технологии получения на их основе товарных бензинов. В первом случае достаточно провести фракционирование с последующим добавлением высокооктановых компонентов. Во втором случае дополнительно следует применять термический и каталитический крекинг, риформинг и депарафинизацию [2].

Облагораживание бензиновых фракций имеет несколько направлений с целью получения товарных композиционных автомобильных бензинов:

- термическое и каталитическое облагораживание (первое проводится в присутствии CH_4)
- введение антидетонаторных присадок и высокооктановых компонентов;
- добавление бензинов риформинга и крекинга.

1.3.2 Производство реактивных топлив

Для производства реактивных топлив используется фракция 120-230°С. При использовании сырья широкого фракционного состава ухудшаются низкотемпературные свойства топлив, вследствие чего нужен процесс депарафинизации. Из фракции 120-230°С можно получить реактивные

топлива марок РТ и ТС-1. При расширении и облегчении фракционного состава получают Т-2, при утяжелении – Т-1.

Таблица 1.7 - Требования к топливам и методы испытаний [2]

Наименование показателя	Значение показателя для марки				Метод испытания
	РТ	ТС-1	Т-2	Т-1	
Плотность при 20°С, кг/м^3, не менее	775,0	775,0	755,0	800,0	ГОСТ 3900
Фракционный состав: Температура начала перегонки,°С					ГОСТ ISO 3405, ГОСТ
Не ниже	135	-	60	-	2177
Не выше	155	150	-	150	(метод А)
10% об. отгоняется при температуре, °С, не выше	175	165	145	175	
50% об. отгоняется при температуре, °С, не выше	225	195	195	225	
90% об. отгоняется при температуре, °С, не выше	270	230	250	270	
98% об. отгоняется при температуре, °С, не выше	280	250	280	280	
Остаток от разгонки, %, не более	1,5	1,5	-	-	
Потери от разгонки, %, не более	1,5	1,5	-	-	

Продолжение таблицы 1.7

Кинематическая вязкость, мм^2/с, при температуре: 20°С, не менее Минус 40°С, не более	 1,25 16	 1,25 8	 1,05 6	 1,50 16	ГОСТ 33
Низшая теплота сгорания, кДж/кг, не менее	43120	42900	43100	42900	ГОСТ 21261
Высота некоптящего пламени, мм, не менее	25	25	25	25	ГОСТ 4338
Кислотность, мг КОН на 100 см^3 топлива: Не более В пределах	 - 0,2-0,7	 0,7 -	 0,7 -	 0,7 -	ГОСТ 5985
Йодное число, г йода на 100 г топлива, не более	0,5	3,5	3,5	2,0	ГОСТ 2070
Температура вспышки в закрытом тигле, °С, не ниже	28	28	-	30	ГОСТ 6356
Температура начала кристаллизации, °С, не выше	-60	-60	-60	-60	ГОСТ 5066 (метод Б), ГОСТ 32402
Объемная (массовая) доля АрУ, %, не более	20 (22)	20 (22)	20 (22)	18 (20)	ГОСТ 31872

Продолжение таблицы 1.7

Содержание	4	5	5	6	ГОСТ

фактических смол, мг на 100 $см^3$ топлива, не более					1567, ГОСТ 8489, ГОСТ 32404
Массовая доля общей серы, %, не более	0,10	0,20	0,25	0,1	ГОСТ 32139, ГОСТ 32403, ГОСТ 19121
Массовая доля меркаптановой серы, %, не более	0,001	0,003	0,003	-	ГОСТ 17323
Массовая доля сероводорода	Отсутствие				ГОСТ 17323
Испытание на медной пластинке при 100°С в течение 3 ч	Выдерживает				ГОСТ 6321
Зольность, %, не более	0,003				ГОСТ 1461
Содержание мех.примесей и воды	Отсутствие				СТБ 163
ДНП, гПа (мм рт.ст.) не более	-	-	133 (100)	-	ГОСТ 1756

1.3.3 Производство дизельных топлив

Для быстроходных двигателей нужны дизельные топлива, полученные из фракций с КК выше 160°С. Например, для получения ДТ зимней марки

используется фракция 150 - 280°С, а для летней – 180 - 350°С. При использовании широкого фракционного состава ухудшается качество ДТ, поэтому необходимо применение присадок.

Для улучшения характеристик газоконденсатного дизельного топлива широкого фракционного состава применяют: вязкостные (противоизносные) присадки; присадки, повышающие цетановое число, например, кислородсодержащие соединения, являющиеся отходом нефтехимических производств; антиокислители [3].

1.3.4 Использование ШФЛУ для нефтехимического синтеза

Нефтехимический синтез получил широкое распространение на территории России. ШФЛУ не является товарным продуктом, поэтому ее транспортируют на ГПЗ и газохимические заводы для дальнейшей переработки.

На установках пиролиза ШФЛУ является сырьем для получения следующих продуктов: этилен, пропилен и др. Из этилена в результате полимеризации получают полиэтилен, а из пропилена – полипропилен. Сырьем для получения каучука является бутилен-бутадиеновая фракция. УВ C_6 и выше используются в качестве сырья для производства бензола.

Выход продуктов в зависимости от сырья для процесса пиролиза приведен в таблице 1.8.

Таблица 1.8 – Выход продуктов при использовании разного сырья

Сырье	Расход сырья на 1 тонну	Выход продуктов пиролиза, % масс.			
		Этилен	Пропилен	Бутилен-бутадиенова	Бензол

	этилена, т			я фракция	
Этан	1,25	80	1	2	0,4
Пропан	2,79	35,8	16,2	3,7	3,3
Н-бутан	2,94	33,9	14,7	12	3,2

На рисунке 1.2 представлены продукты, производимые на предприятии «СИБУР Тобольск».



Рисунок 1.2 – Перечень продуктов предприятия «СИБУР Тобольск»

1.4 Характеристика и расположение Уренгойского месторождения

В данной работе проведен сравнительный анализ физико-химических показателей конденсата Уренгойского месторождения. Является третьим в мире по величине запасов газа (общие запасы около 16 триллионов м^3). Запасы газового конденсата составляют 1,2 млрд тонн. Местоположение – ЯНАО, немного южнее северного полярного круга.

Данное месторождение было открыто в 1966, а его эксплуатация – в 1978.

Ачимовские отложения характеризуются низкой продуктивностью, поэтому проектом предусмотрено строительство скважин с горизонтальной проходкой по пласту на протяжении 200–300 метров, после чего часто

проводится гидравлический разрыв пласта. На Ен-Яхинском месторождении, входящем в состав Большого Уренгоя, вследствие высокого содержания газового конденсата широко применяется сайклинг-процесс. Это позволяет за счёт обратной закачки осушенного газа в пласт снизить пластовые потери конденсата.

Двойное дросселирование газа позволило снизить потери давления и обеспечить качество продукции в условиях задержки ввода дожимных компрессорных станций. Благодаря раздельно-групповому подключению к газосборной сети удалось продлить период работы низкодебитных скважин. После запуска поршневых компрессорных станций было прекращено сжигание низконапорного попутного нефтяного газа [4].

Эксплуатационный фонд – более 1300 скважин. Добыча осуществляется компанией ООО «Газпром добыча Уренгой».

2 Исследовательская часть

2.1 Исследования стабильного конденсата Уренгойского месторождения, изучение физико-химических свойств

В данной работе изучены и представлены результаты исследования свойств стабильного конденсата, которые включают в себя физико-химическую характеристику с определением свойств, фракционный и групповой химический состав, газохроматографическое изучение компонентного состава, а также разработка рекомендаций по рациональному использованию конденсата. Объектами исследований являлись стабильные конденсаты Уренгойского месторождения с различными интервалами перфорации: 3315-3350, 3335-3370, 3360-3387, 3379-3400, 3986-4026, 4015-4048 м.

Данные физико-химических исследований предоставлены лабораторией ООО"Геохим".

Исследование физико-химических свойств конденсата проводилось по программе ОСТ 153-39.2-048-2003 на основании ГОСТов.

ГОСТ (государственный стандарт) и ОСТ (отраслевой стандарт) устанавливают общие требования к изучению конденсатов, нефти и газов в нефтедобывающей промышленности. Они обеспечивают получение нужной информации об их физико-химических свойствах, на основании которых становится возможным произвести подсчет запасов нефти и газа, спроектировать разработку месторождения, разработать оптимальный способ переработки добытого флюида. В данном ОСТе приведен список рекомендованных физико-химических анализов конденсата, который представлен в таблице 2.1 [5].

Таблица 2.1 - Рекомендованные физико-химические исследования стабильного конденсата

Параметр	Метод определения
Плотность при 20 °С	а) ГОСТ 3900-85
	б) Цифровой плотномер

Молекулярная масса	Криоскопический (с бензолом)
Вязкость при 20 °С	ГОСТ 33-2000
Температура застывания	ГОСТ 20287-91
Температура плавления парафина	ГОСТ 11851-85
Содержание:	
- парафина	ГОСТ 11851-85
- серы	а) ГОСТ 1437-75
	б) ГОСТ Р 50442-92
- смол силикагелевых	а) по Бударову
- асфальтенов	б) адсорбционный ВНИИНП
	в) СТО РМНТК 153-39.2-001-2003
- воды	ГОСТ 2477-65
- механических примесей	ГОСТ 6370-83
- хлористых солей	ГОСТ 21534-76
Фракционный состав	ГОСТ 2177-99
Кислотное число	ГОСТ 5985-79
Фракционный состав в аппарате АРН-2	ГОСТ 11011-85
Температура вспышки в закрытом тигле	ГОСТ 6356-75
Давление насыщенных паров	ГОСТ 1756-2000

2.1.1 Относительная плотность

Плотностью называется масса вещества, заключенная в единице объема. Единицей измерения - кг/м^3 (система СИ). Плотность является одной из важнейших характеристик конденсата, так как определяет его качество.

Зная плотность, можно понять, какие компоненты преобладают в смеси. Чем меньше плотность, тем легче конденсат, значит в нем содержится больше легких фракций, поэтому требуется меньше усилий для его переработки. В исследовательской деятельности определяется относительная плотность, которая определяется как отношение плотности (массы) конденсата при 20ºС к плотности (массе такого же объема) дистиллированной воды (эталона) при 4ºС.

Нормативный документ для определения плотности - ГОСТ 3900-85. Метод – пикнометрический. Сущность метода заключается в определении отношения массы испытуемого нефтепродукта к массе воды, взятой в том же объеме при той же температуре [6].

Результаты по определению плотности приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты определения плотности

Интервал перфорации	3315-3350	3335-3370	3360-3387	3379-3400	3986-4026	4015-4048
Плотность при 20ºС, кг/м^3	762,9	761,1	760,7	756,7	749,4	754,5

На основании данных таблицы 2.2 построен график изменения плотности в зависимости от интервала перфорации.

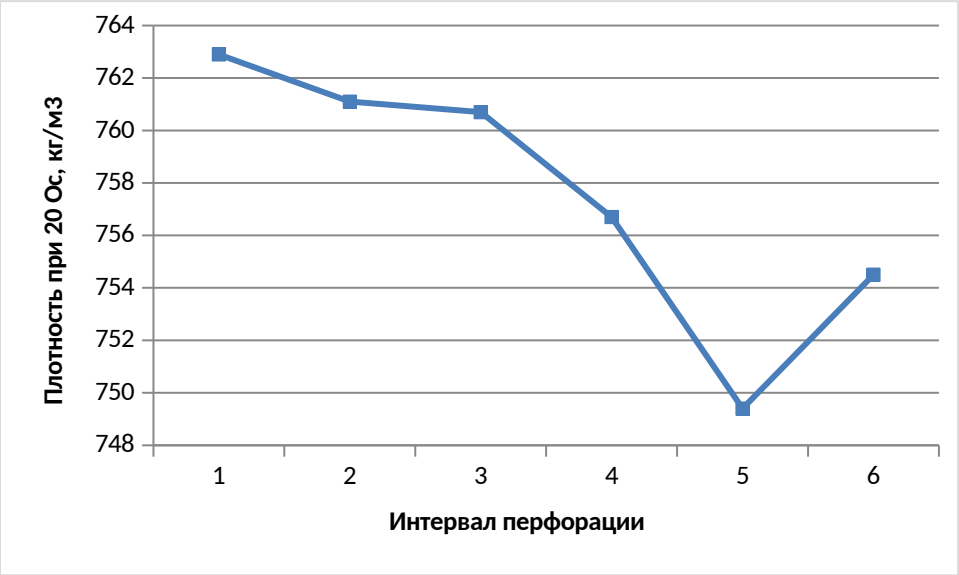


Рисунок 2.1 – Изменение плотности в зависимости от интервала перфорации

По данному графику видно, что плотность стабильного конденсата Уренгойского месторождения колеблется в интервале 749,4-762,9 кг/м^3. На основании данных можно сделать вывод, что с увеличением глубины отбора газоконденсата значение плотности меняется незначительно в пределах одного пласта.

2.1.2 Молекулярная масса

Молекулярная масса (ММ) также является одной из важнейших характеристик газоконденсата, ведь на основании этой величины можно определить структурно-групповой состав. Чем меньше ММ, тем больше легких углеводородов присутствует в ГК. Между ММ и температурой кипения существует прямая зависимость. У конденсатов она находится в интервале 92-150, но чаще всего значение ММ соответствует 100-125. Определение данной характеристики проводилось по методике ВНИГНИ криоскопическим методом. Сущность данной методики заключается в определении разности температур застывания чистого растворителя и того же количества растворителя с навеской пробы нефтепродукта.

Также по показателю преломления n, определенному на рефрактометре ИРФ-454-Б2М, можно приближенно рассчитать ММ для проверки результатов, полученных криоскопическим методом. Для этого используется формула:

$$M_к = -19{,}25 + 109{,}25 n^2 \rho_к^2, \quad (2.1)$$

где n – показатель преломления, $\rho_к$ – плотность конденсата, вычисленная с помощью формулы:

$$\rho_к = 1{,}99337 n - 2{,}09066 \quad (2.2)$$

Результаты по определению молекулярной массы приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Результаты определения молекулярной массы

Интервал перфорации	3315-3350	3335-3370	3360-3387	3379-3400	3986-4026	4015-4048
Молекулярная масса	110	114	120	116	109	111

Таблица 2.4 – Результаты определения показателя преломления

Интервал перфорации	3315-3350	3335-3370	3360-3387	3379-3400	3986-4026	4015-4048
Показатель преломления	1,4310	1,4326	1,4314	1,4295	1,4315	1,4284

На основании данных таблицы 2.3 построен график изменения молекулярной массы в зависимости от интервала перфорации.

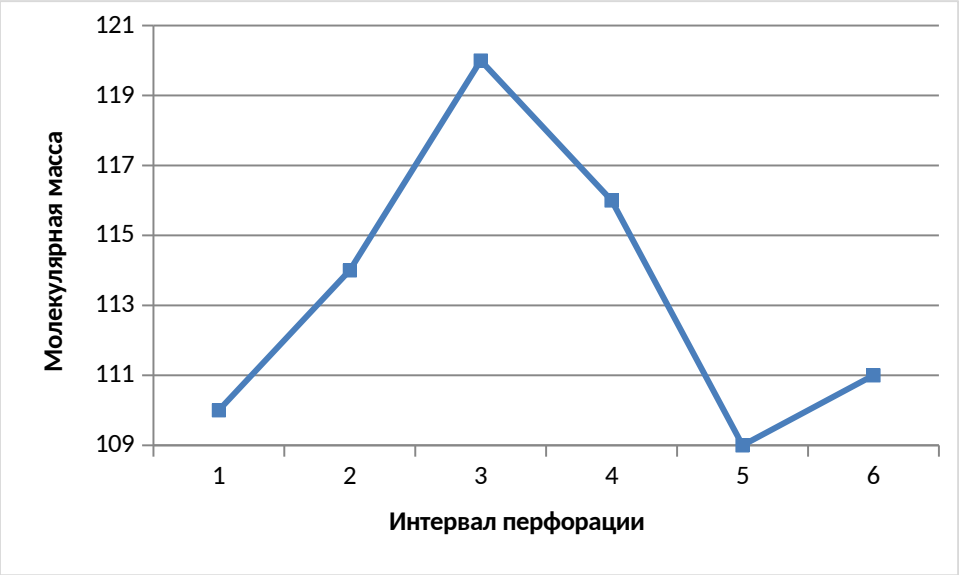


Рисунок 2.2 – Изменение молекулярной массы в зависимости от интервала перфорации

По данному графику видно, что молекулярная масса стабильного конденсата Уренгойского месторождения колеблется в интервале 109-116. На основании данных можно сделать вывод, что с увеличением глубины отбора газоконденсата значение молекулярной массы меняется незначительно в пределах одного пласта.

2.1.3 Вязкость

Является не менее важной характеристикой газоконденсатов. Интервал кинематической вязкости – 0,7 – 3 мм^2/с при 20°С. Для большинства газоконденсатов этот показатель не превышает 2 мм^2/с.

Имея данные о вязкости, можно примерно оценить состав ГК. Закономерность такова: увеличение вязкости связано с возрастанием ММ сырья. Чем ГК тяжелее, тем больше в его составе находится тяжелых фракций, следовательно тем выше будет его вязкость. В газоконденсатах в малых количествах содержатся смолисто-асфальтеновые вещества, поэтому

его вязкость по сравнению с нефтью, в которое содержание САВ выше, гораздо меньше.

Вязкость и плотность измеряется в интервале температур от 0 до 50°С, чтобы рассчитать технологические параметры.

Определяется по ГОСТ 33-2000. Сущность метода заключается в измерении калиброванным стеклянным вискозиметром времени истечения определенного объема испытуемой жидкости. Результаты приведены в таблицах 2.5-2.10 в зависимости от интервала перфорации.

Таблица 2.5 – Результаты определения кинематической, динамической вязкостей и плотности, интервал перфорации 3315-3350 м

Температура, °С	Плотность, кг/м^3	Кинематическая вязкость, мм^2/с	Динамическая вязкость, МПа*с
0	779,2	1,495	1,164
10	770,9	1,315	1,014
20	764,7	1,149	0,879
30	754,3	1,021	0,770
40	746,7	0,928	0,693
50	738,1	0,832	0,614

Таблица 2.6 – Результаты определения кинематической, динамической вязкостей и плотности, интервал перфорации 3335-3370 м

Температура, °С	Плотность, кг/м^3	Кинематическая вязкость, мм^2/с	Динамическая вязкость, МПа*с
0	778,2	1,483	1,154
10	769,4	1,305	1,004

Продолжение таблицы 2.6

20	761,1	1,131	0,861
30	753,4	1,012	0,762
40	745,6	0,918	0,684
50	737,3	0,827	0,610

Таблица 2.7 – Результаты определения кинематической, динамической вязкостей и плотности, интервал перфорации 3360-3387 м

Температура, °С	Плотность, кг/м^3	Кинематическая вязкость, мм^2/с	Динамическая вязкость, МПа*с
0	777,1	1,467	1,140
10	768,9	1,299	0,999
20	760,7	1,131	0,860
30	752,5	1,003	0,755
40	744,3	0,899	0,669
50	736,2	0,808	0,594

Таблица 2.8 – Результаты определения кинематической, динамической вязкостей и плотности, интервал перфорации 3379-3400 м

Температура, °С	Плотность, кг/м^3	Кинематическая вязкость, мм^2/с	Динамическая вязкость, МПа*с
0	773,2	1,448	1,120
10	764,6	1,145	0,875
20	756,7	1,074	0,813
30	749,5	0,962	0,721

Продолжение таблицы 2.8

40	740,9	0,859	0,636

50	732,7	0,784	0,574

Таблица 2.9 – Результаты определения кинематической, динамической вязкостей и плотности, интервал перфорации 3986-4026 м

Температура, °С	Плотность, кг/м^3	Кинематическая вязкость, мм^2/с	Динамическая вязкость, МПа*с
0	767,1	1,283	0,984
10	758,1	1,180	0,895
20	749,4	1,131	0,848
30	742,3	0,875	0,650
40	735,8	0,814	0,598
50	727,3	0,789	0,574

Таблица 2.10 – Результаты определения кинематической, динамической вязкостей и плотности, интервал перфорации 4015-4048 м

Температура, °С	Плотность, кг/м^3	Кинематическая вязкость, мм^2/с	Динамическая вязкость, МПа*с
0	771,9	1,338	1,033
10	764,5	1,253	0,958
20	754,5	1,131	0,853
30	748,2	0,953	0,713
40	741,9	0,928	0,688
50	732,4	0,810	0,593

На основании данных таблиц 2.5-2.10 построен график изменения кинематической вязкости и плотности в зависимости от температуры при различном интервале перфорации.

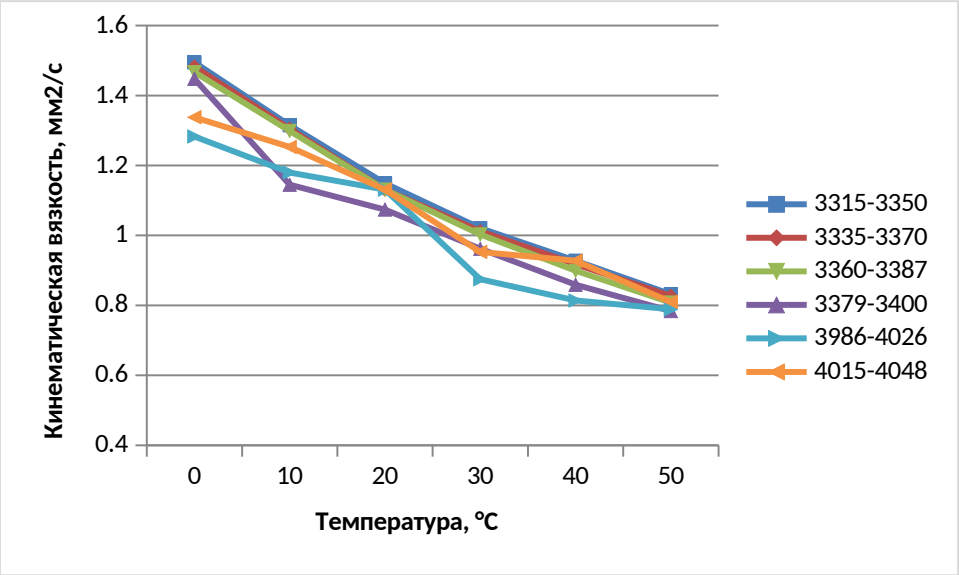


Рисунок 2.3 – Изменение кинематической вязкости в зависимости от температуры при различных интервалах перфорации

По данному графику видно, что кинематическая вязкость стабильного конденсата Уренгойского месторождения колеблется в интервале 0,8-1,5. На основании данных можно сделать вывод, что с увеличением глубины отбора газоконденсата значение кинематической вязкости меняется незначительно в пределах одного пласта.

2.1.4 Содержание общей серы

Наличие серы и сернистых соединений строго регламентируется, вследствие важно определять их количество в сырье для того, чтобы установить дополнительное оборудование для очистки от данных соединений. Очистку от серосодержащих примесей нужно проводить с целью защиты от коррозии транспортирующего и перерабатывающего оборудования, а также для получения продуктов высокого качества.

В лаборатории определение содержания серы проводится по ГОСТ 19121-73. Сущность метода заключается в сжигании нефтепродукта в лампе в чистом виде или после разбавления растворителем с последующим

поглощением образовавшихся оксидов серы раствором углекислого натрия и титрованием соляной кислотой [7].

Результаты исследования газоконденсата на содержание серы приведены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Результаты определения содержания общей серы

Интервал перфорации	3315-3350	3335-3370	3360-3387	3379-3400	3986-4026	4015-4048
Содержание общей серы, % масс.	0,028	0,026	0,029	0,025	0,020	0,024

На основании данных таблицы 2.11 построен график изменения содержания общей серы в зависимости от интервала перфорации.



Рисунок 2.4 – Изменение содержания общей серы в зависимости от интервала перфорации

По данному графику видно, что содержание общей серы стабильного конденсата Уренгойского месторождения колеблется в интервале 0,020-0,029. На основании данных можно сделать вывод, что с увеличением

глубины отбора конденсата значение содержания общей серы меняется незначительно в пределах одного пласта.

2.1.5 Содержание парафинов

Парафиновые углеводороды составляют основную массу конденсата. Присутствуют в разных агрегатных состояниях: газообразные (CH_4-C_4H_{10}), жидкие (C_5H_{12}-$C_{15}H_{32}$), твердые (выше $C_{16}H_{34}$). Газообразные и твердые растворяются в жидких. При увеличении температуры или уменьшении давления из последних газообразные способны снова выделяться, а при понижении температуры из жидких вновь выделяются твердые. В состав ДТ должны входить н-парафины для обеспечения хорошей работы двигателя, изо-парафины придают бензинам высокие противодетонационные свойства.

Парафины обладают достаточно высокой температурой застывания. Из этого следует, что в зимних видах топлива и смазочных маслах они являются нежелательными компонентами. Поэтому удаление парафинов является важной процедурой. Также возможно введение депрессорных присадок для уменьшение температур застывания и помутнения.

При транспортировке высокое содержание парафиновых углеводородов может привести к образованию отложений в системе транспорта и подготовки конденсата.

Фактическое содержание твердых парафинов в газоконденсате определяется по ГОСТ 11851-85 (метод Б). Метод Б заключается в предварительном удалении асфальтово-смолистых веществ из нефти вакуумной перегонкой с отбором фракций 250°С - 550°С и выделении парафина парным растворителем - смесью спирта и эфира при температуре минус 20°С [8].

Результаты исследования конденсата на содержание парафинов приведены в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Результаты определения содержания парафинов

Интервал перфорации	3315-3350	3335-3370	3360-3387	3379-3400	3986-4026	4015-4048
Содержание парафинов, % масс.	0,32	0,36	0,35	0,30	0,37	0,42

На основании данных таблицы 2.12 построен график изменения содержания парафинов в зависимости от интервала перфорации.



Рисунок 2.5 – Изменение содержания парафинов в зависимости от интервала перфорации

По данному графику видно, что содержание парафинов стабильного конденсата Уренгойского месторождения колеблется в интервале 0,30-0,42. На основании данных можно сделать вывод, что с увеличением глубины отбора конденсата значение содержания парафинов меняется незначительно в пределах одного пласта.

2.1.6 Низкотемпературные характеристики

К низкотемпературным показателям относятся температуры помутнения, застывания и кристаллизации. Они позволяют оценивать подвижность топлив и масел в условиях эксплуатации. Также можно оценить присутствие некоторых углеводородов: парафины застывают при более высоких температурах, САВ снижают эту температуру. Для снижения данного показателя добавляют депрессорные присадки (депрессаторы).

Температуры помутнения и кристаллизации определяются по ГОСТ 5066-91 методом Б. Сущность методов состоит в охлаждении пробы топлива и определении температуры помутнения, появления первых кристаллов, исчезновения кристаллов углеводородов [9].

Результаты исследования конденсата на низкотемпературные характеристики приведены в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Результаты определения низкотемпературных характеристик

Интервал перфорации	3315-3350	3335-3370	3360-3387	3379-3400	3986-4026	4015-4048
Т застывания,°С	-45	-43	-42	-44	-39	-41
Т помутнения,°С	-19	-16	-14	-15	-11	-12
Т кристаллизации, °С	-21	-18	-17	-14	-15	-11

На основании данных таблицы 2.13 построен график изменения низкотемпературных характеристик в зависимости от интервала перфорации.

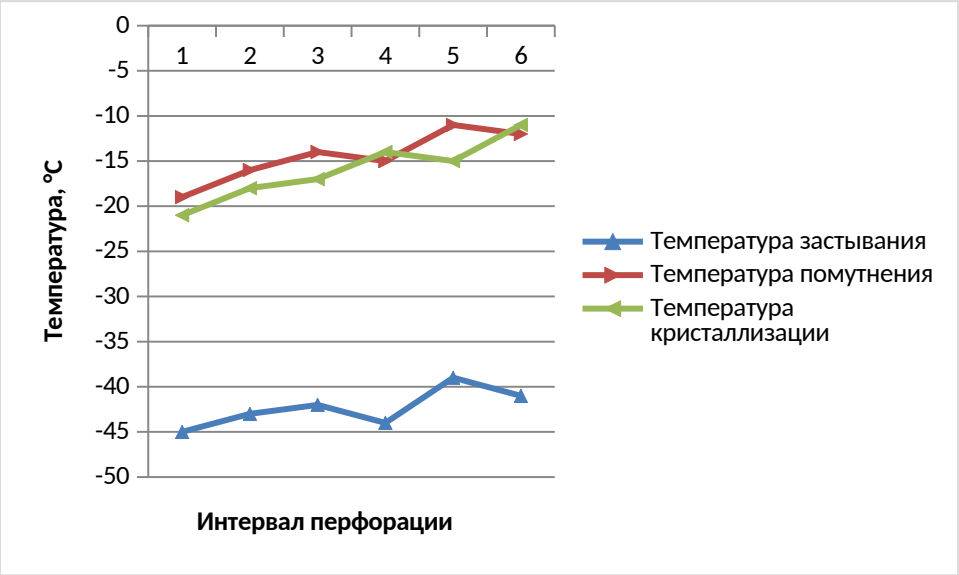


Рисунок 2.6 – Изменение низкотемпературных характеристик в зависимости от интервала перфорации

По данному графику видно, что низкотемпературные характеристики стабильного конденсата Уренгойского месторождения с увеличением глубины отбора конденсата меняются незначительно в пределах одного пласта.

2.1.7 Давление насыщенных паров

Давление насыщенных паров (ДНП) – давление, развиваемое парами, находящимися в условиях динамического равновесия с жидкостью при определенной температуре. Является важным физическим показателем, так как испаряемость бензиновых фракций, а также их способность к образованию паровых пробок. Сущность метода определения ДНП заключается в следующем: жидкостную часть специальной бомбы Рейда заполняют охлажденной пробой испытуемого продукта и соединяют с воздушной частью. Собранную таким образом бомбу погружают в водяную баню с температурой 37,8°С и периодически встряхивают до достижения постоянного давления, которое показывает манометр, соединенный с

аппаратом. Показание манометра, скорректированное соответствующим образом, принимают за давление насыщенных паров по Рейду[10].

Результаты исследования конденсата на давление насыщенных паров приведены в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – Результаты давления насыщенных паров

Интервал перфорации	3315-3350	3335-3370	3360-3387	3379-3400	3986-4026	4015-4048
Давление насыщенных паров, кПа	37,1	35,0	35,4	36,6	34,2	36,2

На основании данных таблицы 2.14 построен график изменения давления насыщенных паров в зависимости от интервала перфорации.



Рисунок 2.7 – Изменение давления насыщенных паров в зависимости от интервала перфорации

По данному графику видно, что давление насыщенных паров стабильного конденсата Уренгойского месторождения колеблется в

интервале 34,0-37,5 кПа. На основании данных можно сделать вывод, что с увеличением глубины отбора конденсата значение давление насыщенных паров меняется незначительно в пределах одного пласта.

2.1.8 Фракционный состав

На основании фракционного состава конденсата подбирают оптимальную технологию его переработки. Зная состав, можно определить потенциальное содержание бензиновых, керосиновых и дизельных фракций в ГК. Данная характеристика определяется по ГОСТ 2177-99 методом Б, так как имеем дело с нефтепродуктом.

Сущность метода заключается в перегонке 100 $см^3$ испытуемого образца при условиях, соответствующих природе продукта, и проведении постоянных наблюдений за показаниями термометра и объемами конденсата [11]. Для данного опыта используется аппарат для разгонки конденсата АРН-Лаб. Результаты о данных фракционного состава конденсата Уренгойского месторождения приведены в таблице 2.15.

Таблица 2.15 – Фракционный состав конденсата

	3315-3350	3335-3370	3360-3387	3379-3400	3986-4026	4015-4048
	Температура, °С					
НК	44	47	50	48	54	58
10 % об.	71	74	81	78	87	91
20 % об.	86	89	99	87	105	109
30 % об.	97	104	111	107	118	120
40 % об.	113	116	123	119	128	132
50 % об.	128	132	136	126	142	145
60 % об.	149	153	159	152	160	164
70 % об.	178	181	189	185	191	196
80 % об.	215	221	226	220	229	234

Продолжение таблицы 2.15

90 % об.	276	280	281	278	288	292
97 % об.	310	313	317	308	324	328

КК	315	318	319	311	325	328
остаток	1,95	1,85	1,50	1,45	1,39	1,48
ост. + потери	2,99	2,72	1,88	2,18	2,68	2,65
выход	97,01	97,28	98,12	97,82	97,32	97,35

На основании данных таблицы 2.15 построен график зависимости выхода фракций в зависимости от интервала перфорации.

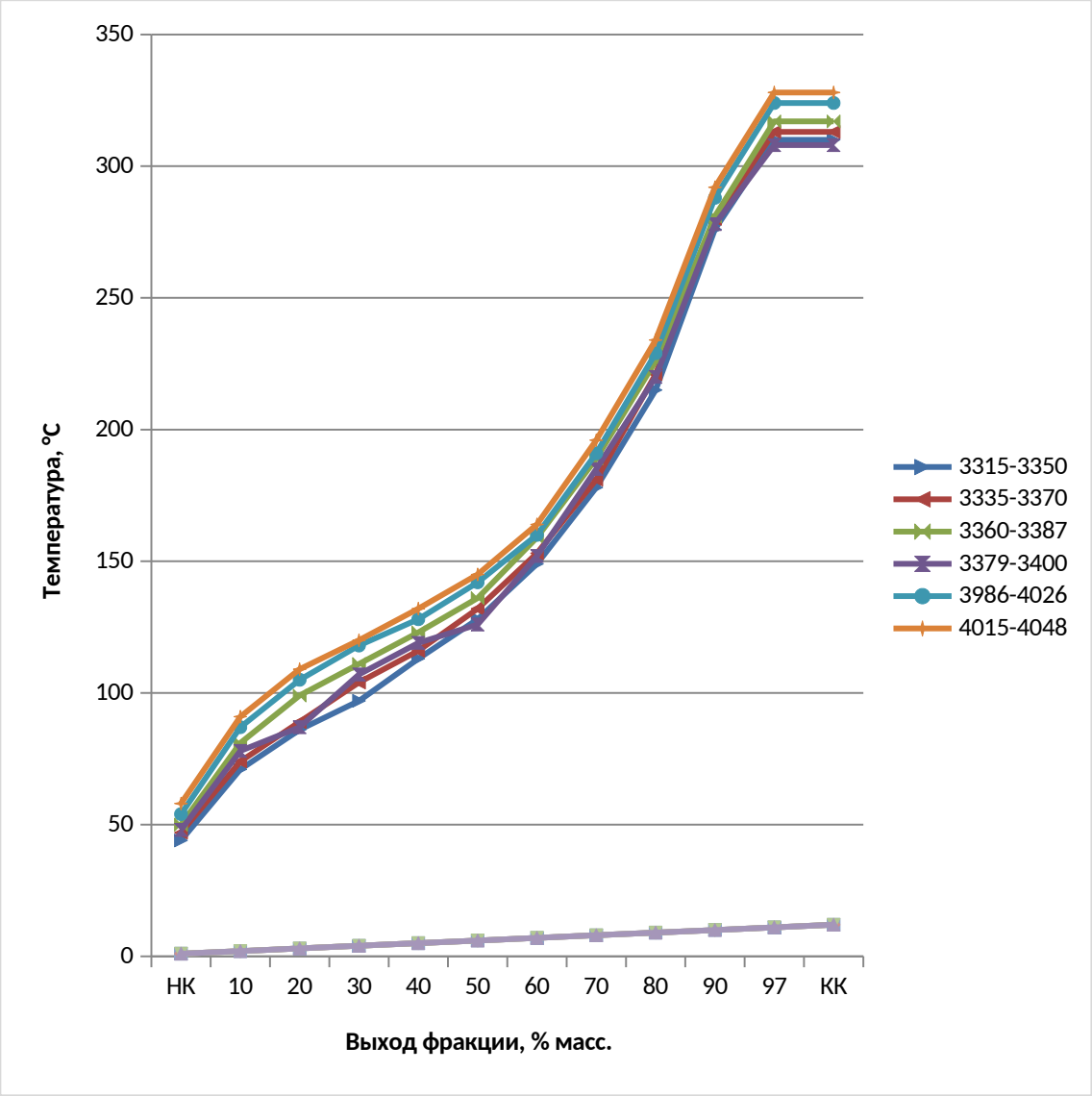


Рисунок 2.8 – Зависимость значения выхода фракций от интервала перфорации

По данному графику видно, что с увеличением глубины отбора конденсата выход фракций меняется незначительно в пределах одного

пласта. Средний выход бензиновых фракций, выкипающих до 200°С, составляет примерно 75% об.

Старобинец И.С. также предложил классификацию бензиновых фракций по групповому УВ составу:

- Метановые (М) – содержание метановых УВ > 60%;
- Нафтеновые (Н) – содержание нафтеновых УВ > 50-60%;
- Ароматические (А) – содержание ароматических УВ > 50-60%;
- Метано - нафтеновые (МН) - содержание метановых+нафтеновых УВ > 60%;
- Нафтено -метановые (НМ) – содержание нафтеновых+метановых УВ > 60%;
- Метано-ароматические (МА) – содержание метановых+ароматических УВ > 60%;
- Нафтено-ароматические (НА) – содержание нафтеновых+ароматических УВ > 60%.

Несмотря на высокое содержание бензиновых фракций в газоконденсате, керосиновые также могут содержаться в больших количествах. По содержанию керосиновых фракций выделяют 3 группы:

- ✓ Низкокеросиновые $[КГ]_1$ – содержание до 20%;
- ✓ Среднекеросиновые $[КГ]_2$ – содержание от 20 до 50%;
- ✓ Высококеросиновые $[КГ]_3$ – содержание выше 50%.

2.1.9 Потенциальное содержание узких фракций конденсата и их физико-химические свойства

Для определения содержания различных фракций конденсат подвергают разгонке на аппарате АРН-2 согласно ГОСТ 11011-85. Определение фракционного состава конденсата происходит при атмосферном давлении и под вакуумом. На основании полученных данных строится кривая ИТК, с помощью которой устанавливается потенциальное

содержание в конденсате отдельных фракций: бензиновой, керосиновой, дизельной и мазута. При атмосферном давлении отбирают дистиллят до 350^{o}C, а под вакуумом – с более высокой температурой для предотвращения термодеструкции сырья. Отбор фракций проводится через каждые 10^{o}C. У полученных фракций определяются следующие показатели качества: плотность, показатель преломления, ММ, кинематическая вязкость при 20^{o}C, температура застывания и массовая доля серы. Результаты приведены в таблицах 2.16-2.21.

Таблица 2.16 - Фракционный состав и физико-химическая характеристика узких фракций конденсата Уренгойского месторождения, интервал перфорации 3315-3350 м

№ фр-и	Пределы отбора, ^{0}C	Выход, %масс.		Плотность при 20^{0}C, г/см^3	Показатель преломления	ММ	Кинем.вязкость, мм^2 /с при 20 ^{o}C	Температура застывания, ^{0}C	Содерж. серы, %
		отд. фр.	сумма						
	Газ	1,26	1,26						
1	НК-40	0,59	1,85	0,6516	1,3703	80	0,402		0,0000
2	40-50	2,66	4,51	0,6573	1,3729	86	0,456		0,0000
3	50-60	2,42	6,93	0,6638	1,3758	89	0,494		0,0000
4	60-70	2,82	9,75	0,6764	1,3824	91	0,539		0,0000
5	70-80	6,78	16,53	0,6961	1,3925	96	0,603		0,0000
6	80-90	7,58	24,11	0,7139	1,4018	99	0,646		0,0000
7	90-100	6,71	30,82	0,7291	1,4085	104	0,693		0,0000
8	100-110	7,90	38,72	0,7376	1,4153	107	0,736		0,0000
9	110-120	6,55	45,27	0,7449	1,4183	112	0,782		0,0000
10	120-130	5,93	51,20	0,7518	1,4199	116	0,836		0,0000
11	130-140	2,74	53,94	0,7591	1,4215	121	0,882		0,0005
12	140-150	6,33	60,27	0,7683	1,4285	125	0,949		0,0006
13	150-160	4,47	64,74	0,7717	1,4352	130	1,082	ниже-60	0,0013
14	160-170	1,39	66,13	0,7835	1,4395	135	1,381	-57	0,0015
15	170-180	5,24	71,37	0,7894	1,4410	139	1,577	-52	0,0018
16	180-190	0,83	72,20	0,7927	1,4434	145	1,895	-48	0,0021
17	190-200	1,62	73,82	0,8017	1,4460	153	2,141	-45	0,0025
18	200-210	3,02	76,84	0,8094	1,4489	157	2,483	-43	0,0033

Продолжение таблицы 2.16

№ фракции	Пределы отбора, ^{0}C	Выход, %масс.		Плотность при 20^{0}C, г/см^3	Показатель преломления	ММ	Кинем.вязкость, мм^2 /с при 20^{0}C	Температура застывания, ^{0}C	Содерж. серы, %
		отд. фр.	суммар.						
19	210-220	4,00	80,84	0,8114	1,4531	166	2,625	-37	0,0037
20	220-230	1,53	82,37	0,8194	1,4552	173	2,884	-34	0,0044
21	230-240	1,80	84,17	0,8210	1,4569	179	3,064	-29	0,0051
22	240-250	1,46	85,63	0,8236	1,4595	186	3,495	-24	0,0063
23	250-260	1,33	86,96	0,8274	1,4603	197	3,994	-20	0,0072
24	260-270	2,05	89,01	0,8325	1,4624	203	4,463	-15	0,0104
25	270-280	2,66	91,67	0,8383	1,4663	214	5,089	-9	0,0162
26	280-290	1,50	93,17	0,8398	1,4674	223	5,874	-4	0,0194
27	290-300	2,03	95,20	0,8410	1,4684	234	6,684	-2	0,0217
28	300-310	1,81	97,01	0,8431	1,4691	245	7,973	3	0,0282
	остаток	1,95	98,96						
	потери	1,04	100,00						

Таблица 2.17 - Фракционный состав и физико-химическая характеристика узких фракций конденсата Уренгойского месторождения, интервал перфорации 3335-3370 м

№ фр-и	Пределы отбора, ^{0}C	Выход, %масс.		Плотность при 20^{0}C, г/см^3	Показатель преломления	ММ	Кинем.вязкость, мм^2 /с при 20 ^{o}C	Температура застывания, ^{0}C	Содерж. серы, %
		отд. фр.	сумма						
	Газ	1,28	1,28						
1	НК-40	0,47	1,75	0,6521	1,3720	81	0,410		0,0000
2	40-50	3,09	4,84	0,6583	1,3739	87	0,436		0,0000
3	50-60	2,08	6,92	0,6672	1,3769	90	0,485		0,0000
4	60-70	1,91	8,83	0,6794	1,3830	92	0,527		0,0000
5	70-80	7,10	15,93	0,6992	1,3902	97	0,624		0,0000
6	80-90	5,45	21,38	0,7139	1,4039	99	0,652		0,0000
7	90-100	7,39	28,77	0,7281	1,4094	103	0,697		0,0000
8	100-110	9,05	37,82	0,7334	1,4140	106	0,740		0,0000
9	110-120	6,03	43,85	0,7493	1,4191	113	0,791		0,0000
10	120-130	5,19	49,04	0,7573	1,4201	117	0,830		0,0000
11	130-140	5,49	54,53	0,7610	1,4213	120	0,892		0,0007
12	140-150	2,91	59,47	0,7693	1,4275	126	0,952	Ниже -60	0,0012
13	150-160	4,47	62,38	0,7728	1,4362	131	1,092	-60	0,0014
14	160-170	3,34	65,72	0,7837	1,4386	137	1,385	-56	0,0017
15	170-180	3,65	69,37	0,7894	1,4421	139	1,534	-53	0,0020
16	180-190	2,64	72,01	0,7939	1,4445	144	1,895	-47	0,0023
17	190-200	1,91	73,92	0,8017	1,4472	154	2,182	-43	0,0024
18	200-210	2,80	76,72	0,8085	1,4493	156	2,430	-41	0,0033

Продолжение таблицы 2.17

№ фракции	Пределы отбора, ^{0}C	Выход, %масс.		Плотность при 20^{0}C, г/см^3	Показатель преломления	ММ	Кинем.вязкость, мм^2 /с при 20^{0}C	Температура застывания, ^{0}C	Содерж. серы, %
		отд. фр.	суммар.						
19	210-220	2,90	79,62	0,8136	1,4551	162	2,694	-38	0,0039
20	220-230	2,31	81,93	0,8185	1,4561	174	2,894	-33	0,0046
21	230-240	1,90	83,83	0,8205	1,4579	180	3,093	-30	0,0050
22	240-250	1,80	85,63	0,8236	1,4592	185	3,428	-23	0,0061
23	250-260	2,29	87,92	0,8292	1,4607	198	3,982	-21	0,0069
24	260-270	1,36	89,28	0,8336	1,4629	202	4,494	-14	0,0101
25	270-280	0,74	90,02	0,8392	1,4658	213	5,102	-8	0,0158
26	280-290	2,91	92,93	0,8419	1,4682	224	5,895	-4	0,0182
27	290-300	2,03	96,01	0,8432	1,4691	232	6,683	-2	0,0210
28	300-310	0,72	96,73	0,8440	1,4697	246	7,975	4	0,0239
29	310-320	0,55	97,28	0,8462	1,4710	253	8,284	7	0,0262
	остаток	1,85	99,13						
	потери	0,87	100,00						

Таблица 2.18 - Фракционный состав и физико-химическая характеристика узких фракций конденсата Уренгойского месторождения, интервал перфорации 3360-3387 м

№ фр-и	Пределы отбора, ^{0}C	Выход, %масс.		Плотность при 20^{0}C, г/см^3	Показатель преломления	ММ	Кинем.вязкость, мм^2 /с при 20 ^{o}C	Температура застывания, ^{0}C	Содерж. серы, %
		отд. фр.	сумма						
	Газ	1,34	1,34						
1	НК-40	0,38	1,72	0,6532	1,3727	81	0,431		0,0000
2	40-50	0,84	2,56	0,6589	1,3741	86	0,448		0,0000
3	50-60	3,76	6,32	0,6676	1,3778	91	0,492		0,0000
4	60-70	2,60	8,92	0,6799	1,3850	92	0,538		0,0000
5	70-80	0,76	9,68	0,6991	1,3914	98	0,639		0,0000
6	80-90	7,24	16,92	0,7143	1,4047	100	0,683		0,0000
7	90-100	4,09	21,01	0,7286	1,4122	103	0,699		0,0000
8	100-110	8,81	29,82	0,7338	1,4173	106	0,750		0,0000
9	110-120	8,45	38,27	0,7498	1,4199	112	0,797		0,0000
10	120-130	6,99	45,26	0,7582	1,4217	117	0,842		0,0000
11	130-140	8,66	53,92	0,7621	1,4233	120	0,897		0,0008
12	140-150	1,93	55,85	0,7698	1,4282	127	0,954	Ниже -60	0,0014
13	150-160	4,83	60,68	0,7735	1,4371	131	1,096	-60	0,0017
14	160-170	4,14	64,82	0,7842	1,4391	137	1,389	-55	0,0018
15	170-180	2,42	67,24	0,7897	1,4435	140	1,583	-52	0,0023
16	180-190	3,26	70,50	0,7941	1,4449	145	1,924	-45	0,0026
17	190-200	3,23	73,73	0,8028	1,4474	154	2,103	-42	0,0027
18	200-210	2,81	76,54	0,8093	1,4491	156	2,529	-40	0,0039

Продолжение таблицы 2.18

№ фракции	Пределы отбора, ^0C	Выход, %масс.		Плотность при 20^0C, $г/см^3$	Показатель преломления	ММ	Кинем.вязкость, $мм^2$ /с при 20^0C	Температура застывания, ^0C	Содерж. серы, %
		отд. фр.	суммар.						
19	210-220	2,28	78,82	0,8146	1,4556	163	2,636	-38	0,0041
20	220-230	3,08	81,90	0,8192	1,4568	174	2,782	-34	0,0049
21	230-240	1,83	83,73	0,8219	1,4581	180	3,073	-28	0,0054
22	240-250	1,80	85,53	0,8242	1,4596	186	3,646	-23	0,0063
23	250-260	1,38	86,91	0,8298	1,4616	198	3,903	-21	0,0072
24	260-270	1,22	88,13	0,8346	1,4634	202	4,592	-13	0,0104
25	270-280	1,41	89,54	0,8399	1,4662	214	5,384	-8	0,0161
26	280-290	3,45	92,99	0,8423	1,4686	224	5,835	-3	0,0183
27	290-300	2,85	95,84	0,8438	1,4693	234	6,691	-1	0,0212
28	300-310	0,37	96,21	0,8447	1,4699	246	7,984	4	0,0249
29	310-320	1,91	98,12	0,8466	1,4715	252	8,297	9	0,0284
	остаток	1,50	99,62						
	потери	0,38	100,00						

Таблица 2.19 - Фракционный состав и физико-химическая характеристика узких фракций конденсата Уренгойского месторождения, интервал перфорации 3379-3400 м

№ фр-и	Пределы отбора, ^{0}C	Выход, %масс.		Плотность при 20^{0}C, г/см^3	Показатель преломления	ММ	Кинем.вязкость, мм^2 /с при 20 ^{o}C	Температура застывания, ^{0}C	Содерж. серы, %
		отд. фр.	сумма						
	Газ	1,29	1,29						
1	НК-40	0,52	1,81	0,6534	1,3729	82	0,439		0,0000
2	40-50	0,92	2,73	0,6594	1,3745	89	0,442		0,0000
3	50-60	4,26	6,99	0,6683	1,3775	92	0,492		0,0000
4	60-70	1,73	8,72	0,6813	1,3839	94	0,536		0,0000
5	70-80	4,17	12,89	0,7017	1,3928	98	0,637		0,0000
6	80-90	8,58	21,47	0,7183	1,4065	99	0,672		0,0000
7	90-100	6,76	28,23	0,7285	1,4098	103	0,710		0,0000
8	100-110	4,46	32,69	0,7374	1,4152	106	0,758		0,0000
9	110-120	8,32	41,01	0,7501	1,4196	113	0,799		0,0000
10	120-130	11,19	52,20	0,7589	1,4218	116	0,837		0,0000
11	130-140	4,54	56,74	0,7638	1,4236	120	0,896		0,0010
12	140-150	2,82	59,56	0,7699	1,4291	126	0,958	Ниже -60	0,0016
13	150-160	2,38	61,94	0,7746	1,4352	130	1,098	-60	0,0018
14	160-170	4,04	65,98	0,7864	1,4399	136	1,391	-55	0,0020
15	170-180	2,85	68,83	0,7901	1,4412	139	1,539	-52	0,0025
16	180-190	3,06	71,89	0,7947	1,4437	145	1,896	-47	0,0029
17	190-200	2,48	74,37	0,8038	1,4483	156	2,185	-42	0,0031
18	200-210	2,05	76,42	0,8094	1,4498	159	2,442	-41	0,0036

Продолжение таблицы 2.19

№ фракции	Пределы отбора, ^{0}C	Выход, %масс.		Плотность при 20^{0}C, г/см^3	Показатель преломления	ММ	Кинем.вязкость, мм^2/с при 20^{0}C	Температура застывания, ^{0}C	Содерж. серы, %
		отд. фр.	суммар.						
19	210-220	3,58	80,00	0,8125	1,4556	162	2,724	-37	0,0042
20	220-230	2,03	82,03	0,8194	1,4570	176	2,903	-31	0,0056
21	230-240	1,89	83,92	0,8214	1,4584	180	3,125	-29	0,0059
22	240-250	2,35	86,27	0,8258	1,4597	185	3,492	-23	0,0062
23	250-260	1,64	87,91	0,8299	1,4610	196	3,939	-20	0,0068
24	260-270	0,82	88,73	0,8348	1,4643	202	4,521	-14	0,0112
25	270-280	2,34	91,07	0,8397	1,4672	210	5,110	-7	0,0171
26	280-290	2,35	93,42	0,8428	1,4689	224	5,931	-5	0,0187
27	290-300	2,44	95,86	0,8438	1,4695	233	6,698	-1	0,0227
28	300-310	1,24	97,10	0,8451	1,4702	248	7,994	4	0,0236
29	310-320	0,72	97,82	0,8470	1,4713	254	8,297	8	0,0247
	остаток	1,45	99,27						
	потери	0,73	100,00						

Таблица 2.20 - Фракционный состав и физико-химическая характеристика узких фракций конденсата Уренгойского месторождения, интервал перфорации 3986-4026 м

№ фр-и	Пределы отбора, ^{0}C	Выход, %масс.		Плотность при 20^{0}C, г/см^3	Показатель преломления	ММ	Кинем.вязкость, мм^2/с при 20^{0}C	Температура застывания, ^{0}C	Содерж. серы, %
		отд. фр.	сумма						
	Газ	1,42	1,42						
1	НК-40	0,25	1,67	0,6564	1,3738	82	0,442		0,0000
2	40-50	0,25	1,92	0,6598	1,3749	88	0,452		0,0000
3	50-60	3,44	5,36	0,6686	1,3786	93	0,494		0,0000
4	60-70	2,03	7,39	0,6847	1,3872	94	0,541		0,0000
5	70-80	1,53	8,92	0,6998	1,3931	98	0,645		0,0000
6	80-90	3,45	12,37	0,7174	1,4058	100	0,686		0,0000
7	90-100	5,41	17,78	0,7298	1,4134	104	0,701		0,0000
8	100-110	7,05	24,83	0,7364	1,4184	106	0,755		0,0000
9	110-120	6,44	31,27	0,7526	1,4210	113	0,799		0,0000
10	120-130	10,99	42,26	0,7601	1,4228	117	0,844		0,0000
11	130-140	7,68	49,94	0,7653	1,4243	121	0,899		0,0007
12	140-150	5,81	55,75	0,7721	1,4293	126	0,958		0,0013
13	150-160	4,25	60,00	0,7774	1,4381	131	1,102	Ниже-60	0,0017
14	160-170	3,82	63,82	0,7885	1,4399	136	1,398	-54	0,0018
15	170-180	3,75	67,57	0,7931	1,4446	140	1,591	-51	0,0021
16	180-190	1,93	69,50	0,7963	1,4460	145	1,930	-45	0,0026
17	190-200	3,75	73,25	0,8045	1,4483	155	2,109	-43	0,0029
18	200-210	3,68	76,93	0,8131	1,4496	158	2,538	-39	0,0036

Продолжение таблицы 2.20

№ фракции	Пределы отбора, ^{0}C	Выход, %масс.		Плотность при 20^{0}C, г/см^3	Показатель преломления	ММ	Кинем.вязкость, мм^2/с при 20^{0}C	Температура заст., ^{0}C	Содерж. серы, %
		отд. фр.	суммар.						
19	210-220	0,98	77,91	0,8172	1,4569	163	2,630	-37	0,0040
20	220-230	1,99	79,90	0,8201	1,4574	177	2,724	-34	0,0051
21	230-240	3,58	83,48	0,8235	1,4587	180	3,078	-28	0,0054
22	240-250	2,43	85,91	0,8263	1,4601	187	3,650	-22	0,0065
23	250-260	0,71	86,62	0,8322	1,4623	198	3,919	-21	0,0071
24	260-270	1,37	87,99	0,8375	1,4638	202	4,597	-11	0,0102
25	270-280	1,02	89,01	0,8412	1,4670	215	5,388	-8	0,0163
26	280-290	2,45	91,46	0,8454	1,4697	224	5,849	-4	0,0179
27	290-300	2,38	93,84	0,8467	1,4701	233	6,695	-1	0,0183
28	300-310	0,37	94,21	0,8489	1,4710	246	7,998	3	0,0189
29	310-320	1,91	96,12	0,8491	1,4720	254	8,310	10	0,0198
30	320-330	1,20	97,32	0,8521	1,4734	262	9,264	15	0,0202
	остаток	1,39	98,71						
	потери	1,29	100,00						

Таблица 2.21 - Фракционный состав и физико-химическая характеристика узких фракций конденсата Уренгойского месторождения, интервал перфорации 4015-4048 м

№ фр-и	Пределы отбора, ^{0}C	Выход, %масс.		Плотность при 20^{0}C, г/см^3	Показатель преломления	ММ	Кинем.вязкость, мм^2/с при 20^{0}C	Температура застывания, ^{0}C	Содерж. серы, %
		отд. фр.	сумма						
	Газ	1,38	1,38						
1	НК-40	0,49	1,87	0,6584	1,3743	82	0,445		0,0000
2	40-50	0,92	2,79	0,6623	1,3767	88	0,458		0,0000
3	50-60	2,37	5,16	0,6699	1,3821	94	0,499		0,0000
4	60-70	1,82	6,98	0,6863	1,3898	95	0,547		0,0000
5	70-80	1,54	8,52	0,6724	1,3956	98	0,658		0,0000
6	80-90	0,85	9,37	0,7189	1,4083	100	0,697		0,0000
7	90-100	7,52	16,89	0,7326	1,4163	104	0,727		0,0000
8	100-110	3,94	20,83	0,7381	1,4198	106	0,785		0,0000
9	110-120	9,44	30,27	0,7559	1,4219	112	0,821		0,0000
10	120-130	7,99	38,26	0,7635	1,4236	117	0,858		0,0000
11	130-140	7,68	45,94	0,7692	1,4272	121	0,910		0,0008
12	140-150	7,81	53,75	0,7751	1,4327	124	0,978		0,0016
13	150-160	5,08	58,83	0,7797	1,4396	131	1,192	Ниже-60	0,0019
14	160-170	4,99	63,82	0,7899	1,4417	137	1,472	-53	0,0021
15	170-180	4,04	67,86	0,7942	1,4462	140	1,683	-51	0,0023
16	180-190	1,06	68,92	0,7996	1,4478	146	1,994	-46	0,0026
17	190-200	2,33	71,25	0,8072	1,4497	156	2,284	-43	0,0029
18	200-210	3,68	74,93	0,8175	1,4524	160	2,591	-37	0,0035

Продолжение таблицы 2.21

№ фракции	Пределы отбора, ^{0}C	Выход, %масс.		Плотность при 20^{0}C, г/см^3	Показатель преломления	ММ	Кинем.вязкость, мм^2/с при 20^{0}C	Температура заст., ^{0}C	Содерж. серы, %
		отд. фр.	суммар.						
19	210-220	1,94	76,87	0,8195	1,4556	163	2,642	-36	0,0048
20	220-230	2,34	79,21	0,8221	1,4579	176	2,789	-34	0,0052
21	230-240	2,94	82,15	0,8248	1,4595	180	3,189	-29	0,0055
22	240-250	2,21	84,36	0,8292	1,4615	188	3,723	-23	0,0063
23	250-260	1,62	85,98	0,8352	1,4629	198	3,996	-20	0,0078
24	260-270	1,54	87,52	0,8397	1,4647	201	4,693	-11	0,0110
25	270-280	1,15	88,67	0,8436	1,4686	215	5,472	-7	0,0123
26	280-290	0,79	89,46	0,8459	1,4699	226	5,927	-3	0,0179
27	290-300	3,38	92,84	0,8475	1,4706	233	6,793	-1	0,0183
28	300-310	0,78	93,62	0,8494	1,4718	245	7,916	3	0,0197
29	310-320	2,35	95,97	0,8502	1,4727	256	8,378	9	0,0225
30	320-330	1,38	97,35	0,8534	1,4739	263	9,318	16	0,0240
	остаток	1,48	98,83						
	потери	1,17	100,00						

На основании данных таблиц 2.16-2.21 построены кривые ИТК и кривые зависимости физико-химических свойств узких фракций конденсата Уренгойского месторождения (рисунки 2.9-2.15).

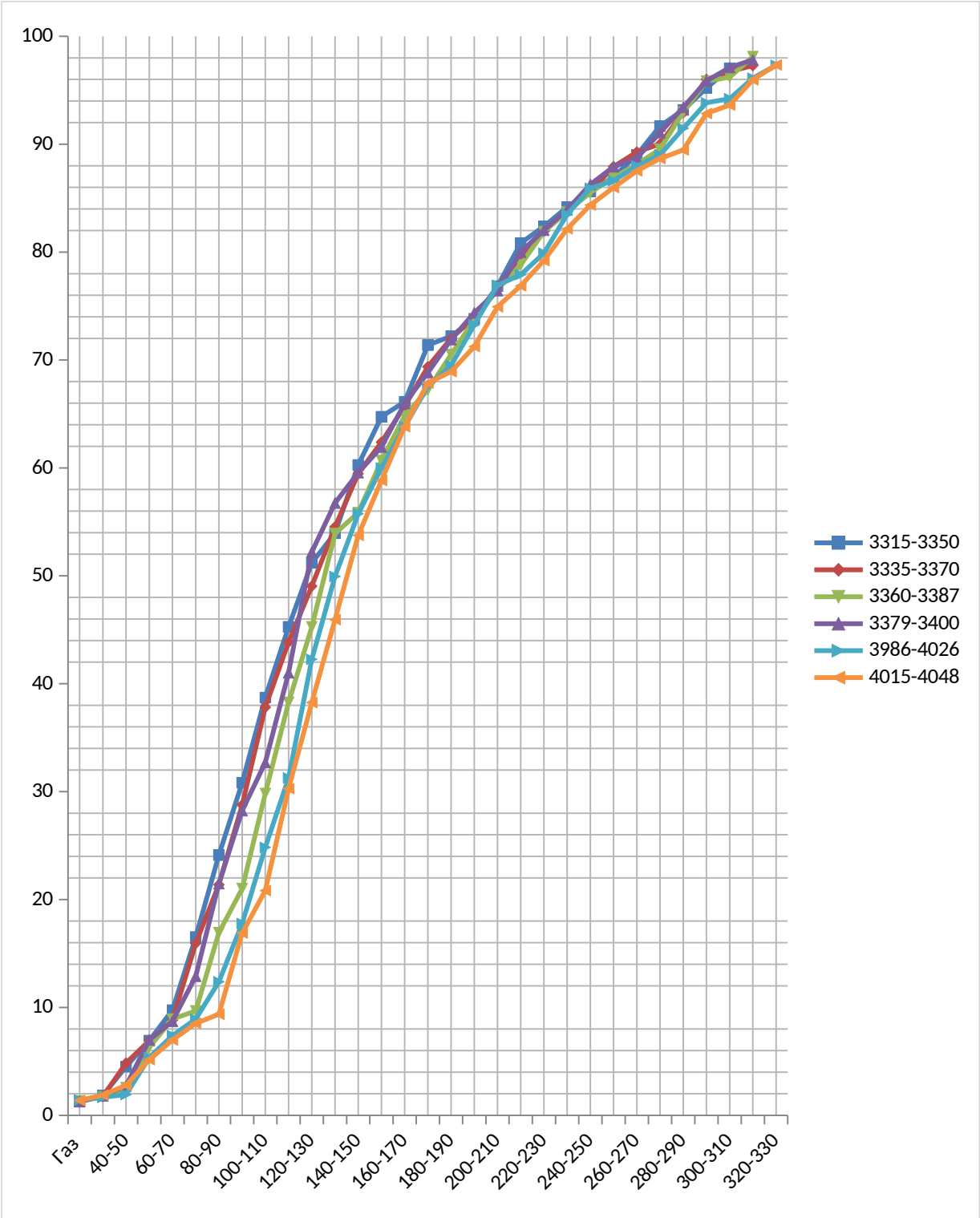


Рисунок 2.9 – Кривая ИТК узких фракций

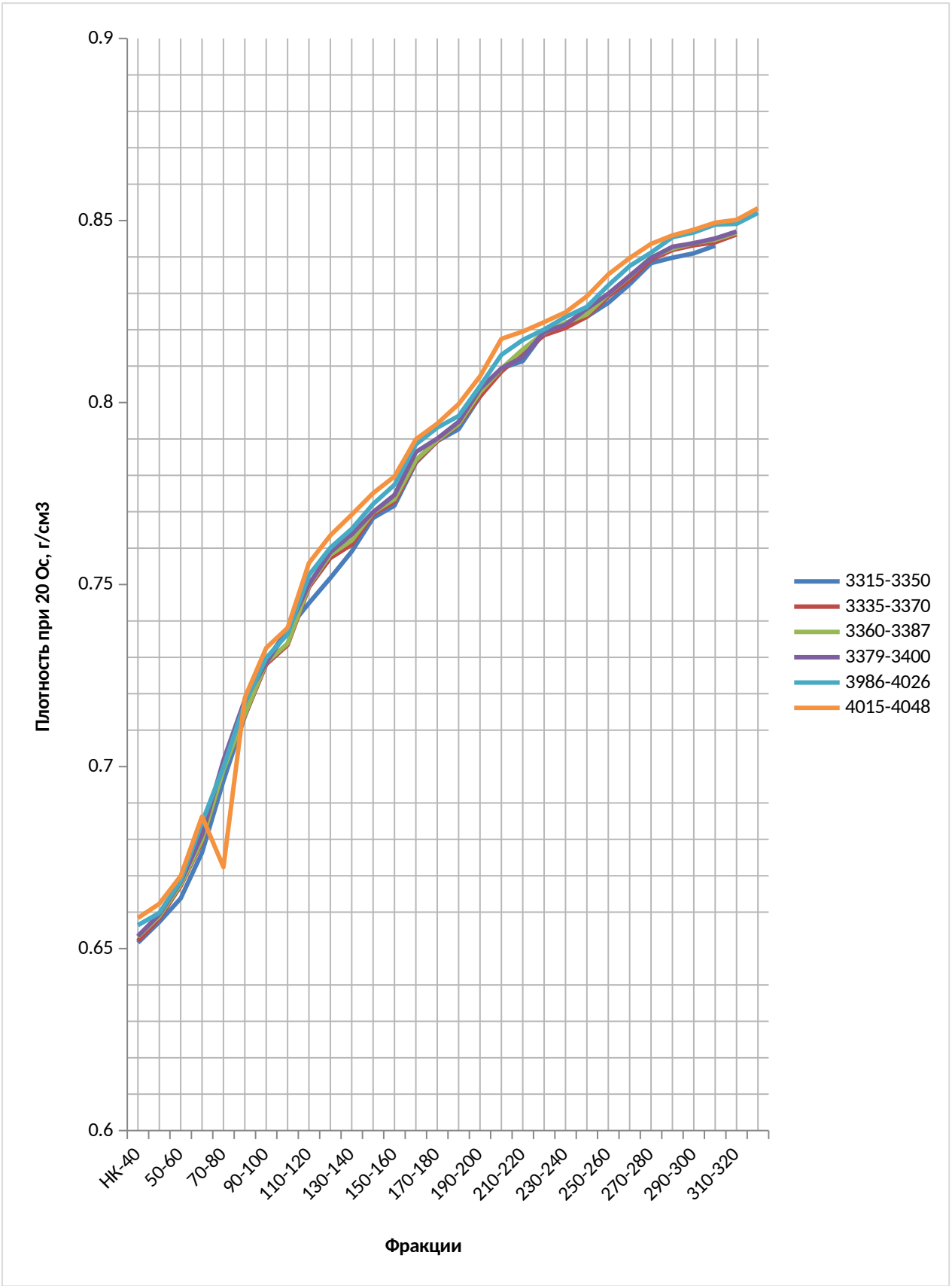


Рисунок 2.10 – График зависимости плотности узких фракций при 20°С в зависимости от выхода фракций

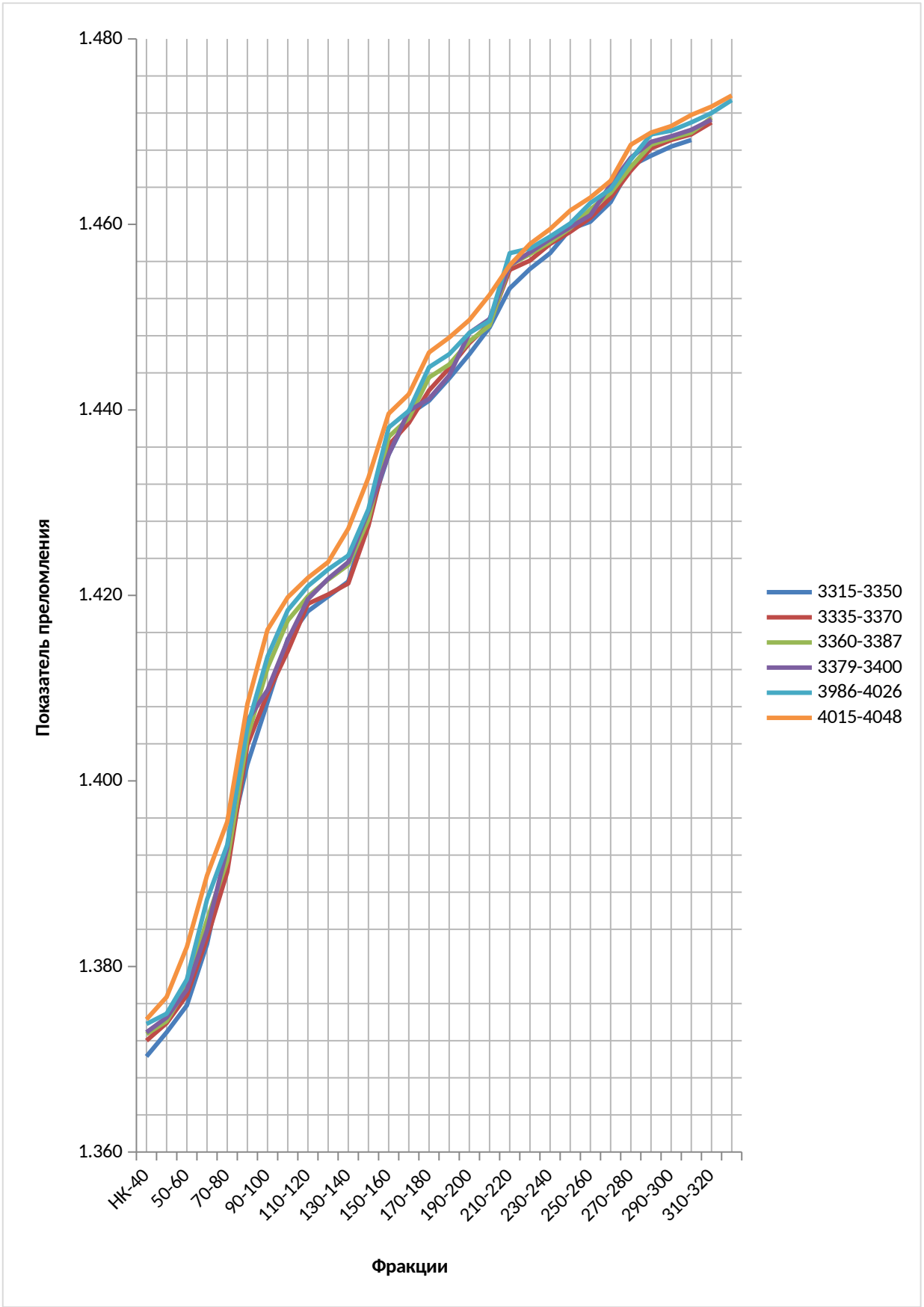


Рисунок 2.11 – График зависимости показателя преломления узких фракций в зависимости от выхода фракций

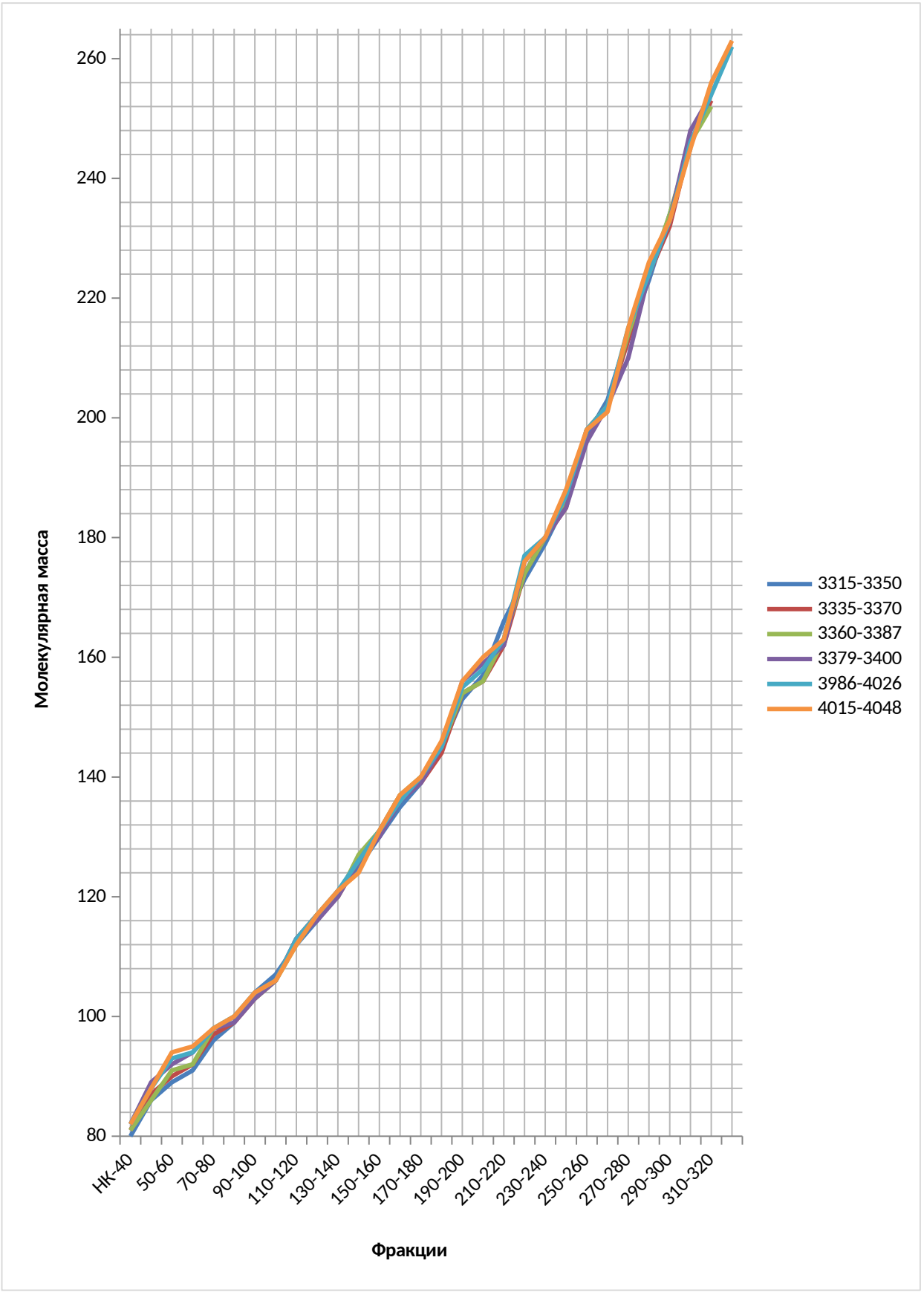


Рисунок 2.12 – График зависимости молекулярной массы узких фракций в зависимости от выхода фракций

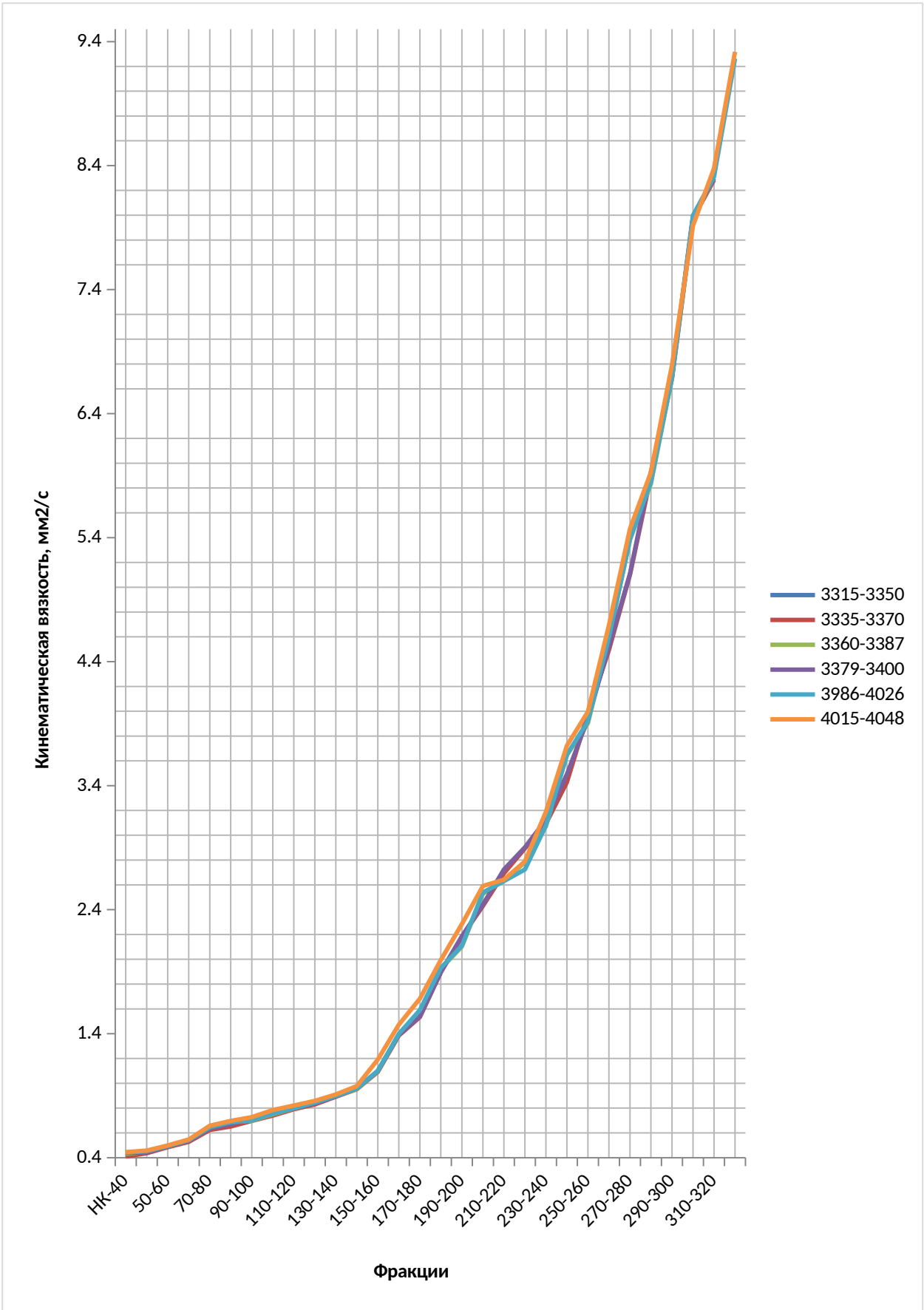


Рисунок 2.13 – График зависимости кинематической вязкости при 20°С узких фракций в зависимости от выхода фракций

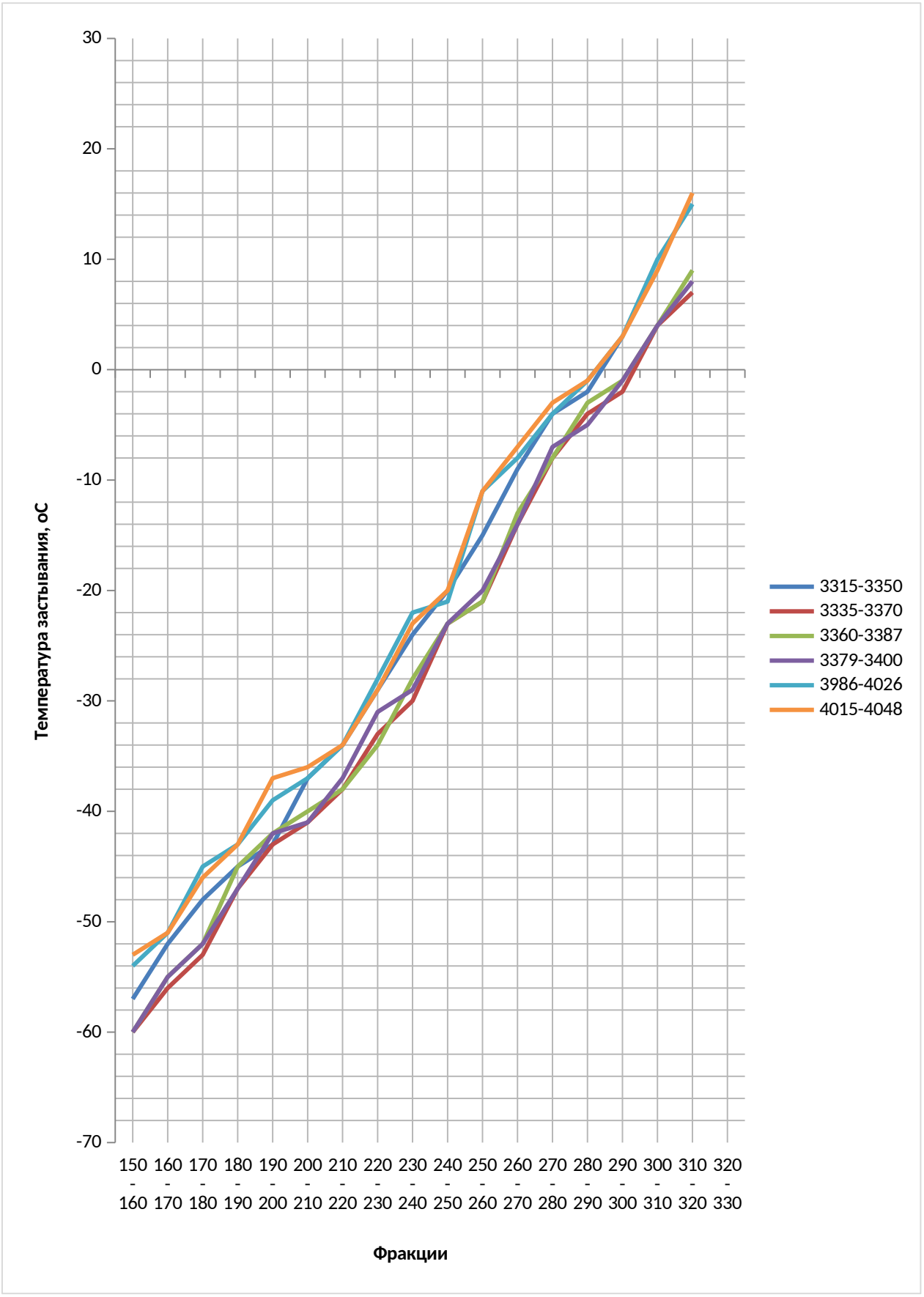


Рисунок 2.14 – График зависимости температуры застывания узких фракций в зависимости от выхода фракций

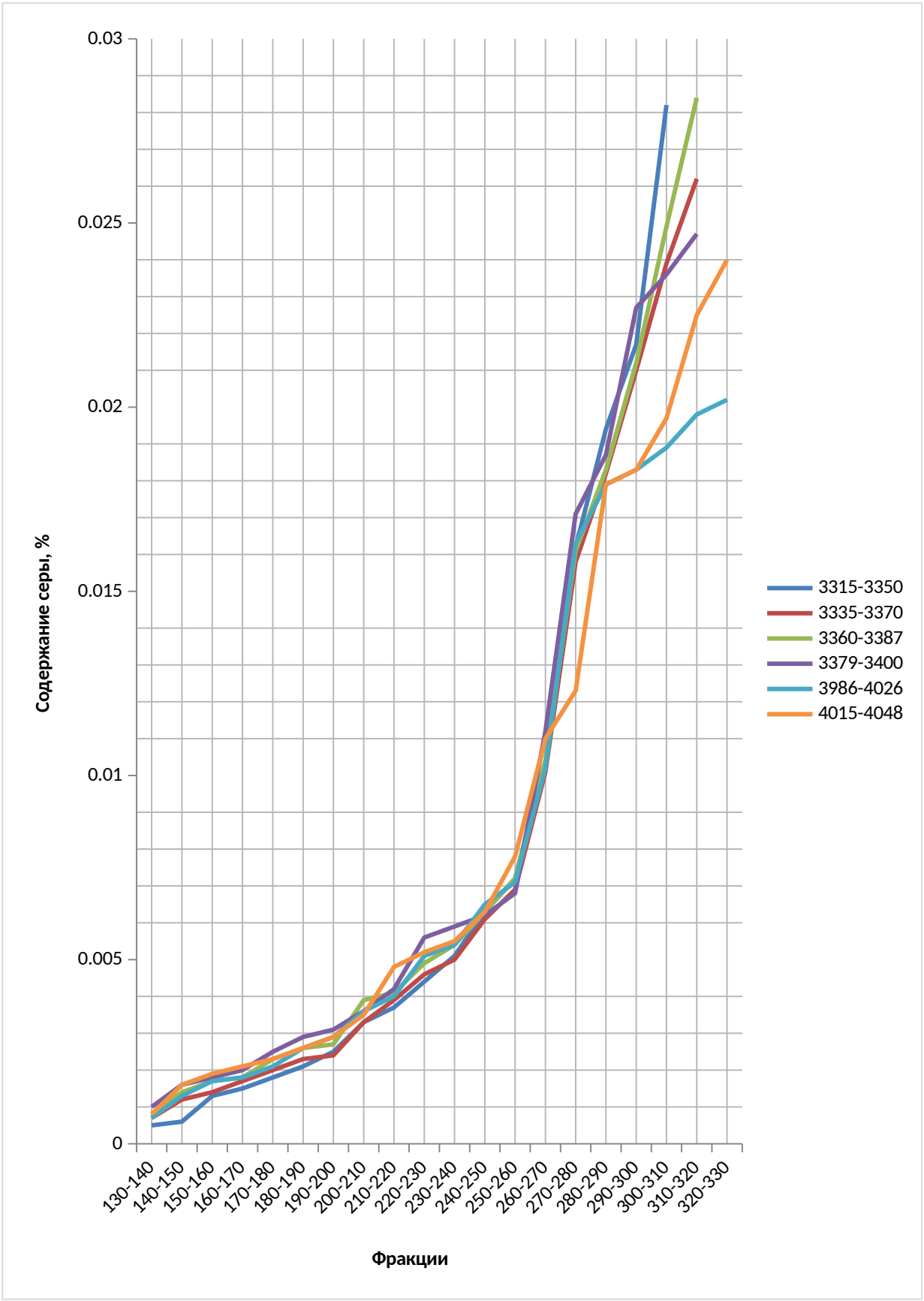


Рисунок 2.15 – График зависимости содержания серы узких фракций в зависимости от выхода фракций

На рисунках 2.9-2.15 можно увидеть, что показатели, характеризующие узкие фракции конденсата, с увеличением интервала перфорации в пределах одного продуктивного пласта отличаются друг от друга незначительно.

2.1.10 Углеводородный состав конденсата

Зная углеводородный состав, можно получить информацию про углеводороды, содержащиеся в данном образце, а также сделать вывод, какие из них присутствуют в наибольшем и наименьшем количестве. Чем больше молекулярная масса, тем меньше содержание данного углеводорода. Определение углеводородного состава проводится методом газожидкостной хроматографии. Метод основан на различных температурах выкипания углеводородов, присутствующих в данном конденсате. Анализ проводят на хроматографе с пламенно-ионизационным детектором. Количественный состав конденсата определяют, исходя из того, что содержание компонентов в смеси пропорционально параметрам их пиков (площади и высоте). Результаты приведены в таблице 2.22.

Таблица 2.22 – Углеводородный состав конденсата Уренгойского месторождения

№ п.п.	Название УВ	Химическая формула	Температура кипения УВ, ^{o}C	Содержание, % объемн.
1	Метан	CH_4	-164,0	Не обн.
2	Этан	C_2H_6	-88,6	Не обн.
3	Пропан	C_3H_8	-42,1	0.000
4	Изо-Бутан	C_4H_{10}	-0,5	0.000
5	Н-Бутан	C_4H_{10}	-0,5	0.000
6	Изо-Пентан	C_5H_{12}	36,1	0.004

Продолжение таблицы 2.22

7	Н-Пентан	C_5H_{12}	36,1	0.013
8	Изо-Гексан	C_6H_{14}	68,7	0.145
9	Н-Гексан	C_6H_{14}	68,7	0.245
10	Изо-Гептан	C_7H_{16}	98,4	1.487
11	Н-Гептан	C_7H_{16}	98,4	1.030
12	Изо-Октан	C_8H_{18}	124,7	1.528
13	Н-Октан	C_8H_{18}	124,7	2.528
14	Изо-Нонан	C_9H_{20}	150,8	2.155
15	Н-Нонан	C_9H_{20}	150,8	2.988
16	Деканы	$C_{10}H_{22}$	174,1	7.431
17	Ундеканы	$C_{11}H_{24}$	195,9	7.976
18	Додеканы	$C_{12}H_{26}$	216,0	10.820
19	Тридеканы	$C_{13}H_{28}$	235,4	9.364
20	Тетрадеканы	$C_{14}H_{30}$	253,7	9.106
21	Пентадеканы	$C_{15}H_{32}$	270,6	8.075
22	Гексадеканы	$C_{16}H_{34}$	286,8	5.244
23	Гептадеканы	$C_{17}H_{36}$	302,7	4.526
24	Октадеканы	$C_{18}H_{38}$	316,1	3.488
25	Нонадеканы	$C_{19}H_{40}$	329,7	3.151
26	Эйкозаны	$C_{20}H_{42}$	342,7	2.423
27	Генэйкозаны	$C_{21}H_{44}$	358,0	1.380
28	Докозаны	$C_{22}H_{46}$	370,0	1.265
29	Трикозаны	$C_{23}H_{48}$	383,0	1.477
30	Тетракозаны	$C_{24}H_{50}$	395,0	1.117
31	Пентакозаны	$C_{25}H_{52}$	406,0	0.854
32	Гексакозаны	$C_{26}H_{54}$	417,0	0.758
33	Гептакозаны	$C_{27}H_{26}$	427,0	0.598
34	Октакозаны	$C_{28}H_{58}$	437,0	0.486

Продолжение таблицы 2.22

35	Нонакозаны	$C_{29}H_{60}$	447,0	0.341
36	Триаконтаны	$C_{30}H_{62}$	457,0	0.284
37	Гентриаконтаны	$C_{31}H_{64}$	467,0	0.192
38	Дотриаконтаны	$C_{32}H_{66}$	477,0	0.088
39	Тритриаконтан	$C_{33}H_{68}$	487,0	Не опр.
40	Тетратриаконтан	$C_{34}H_{70}$	497,0	Не опр.
41	Пентатриаконтан	$C_{35}H_{72}$	507,0	Не опр.
42	МЦП	C_6H_{12}	71,8	2.364
43	МЦГ	C_7H_{14}	100,9	11.298
44	Бензол	C_6H_6	80,1	0.150
45	Толуол	C_7H_8	110,3	0.067
46	Этилбензол	C_8H_{10}	136,2	0.573
47	П-ксилол	C_8H_{10}	138,4	0.583
48	М-ксилол	C_8H_{10}	139,1	
49	О-ксилол	C_8H_{10}	144,4	2.174
50	Псевдокумол	C_9H_{12}	169,4	1.331
Всего углеводородов				100.000

Таблица 2.23 – Углеводородный состав фракций

Температурные пределы фракций	Содержание АрУ, %	Содержание нафтеновых УВ, %	Содержание парафиновых УВ, %
60-95	8,74	45,09	46,17
95-122	13,92	46,34	39,74
122-150	18,14	30,57	51,28
150-200	20,49	23,06	56,45
200-250	22,48	26,75	50,78
250-300	23,08	16,15	60,76

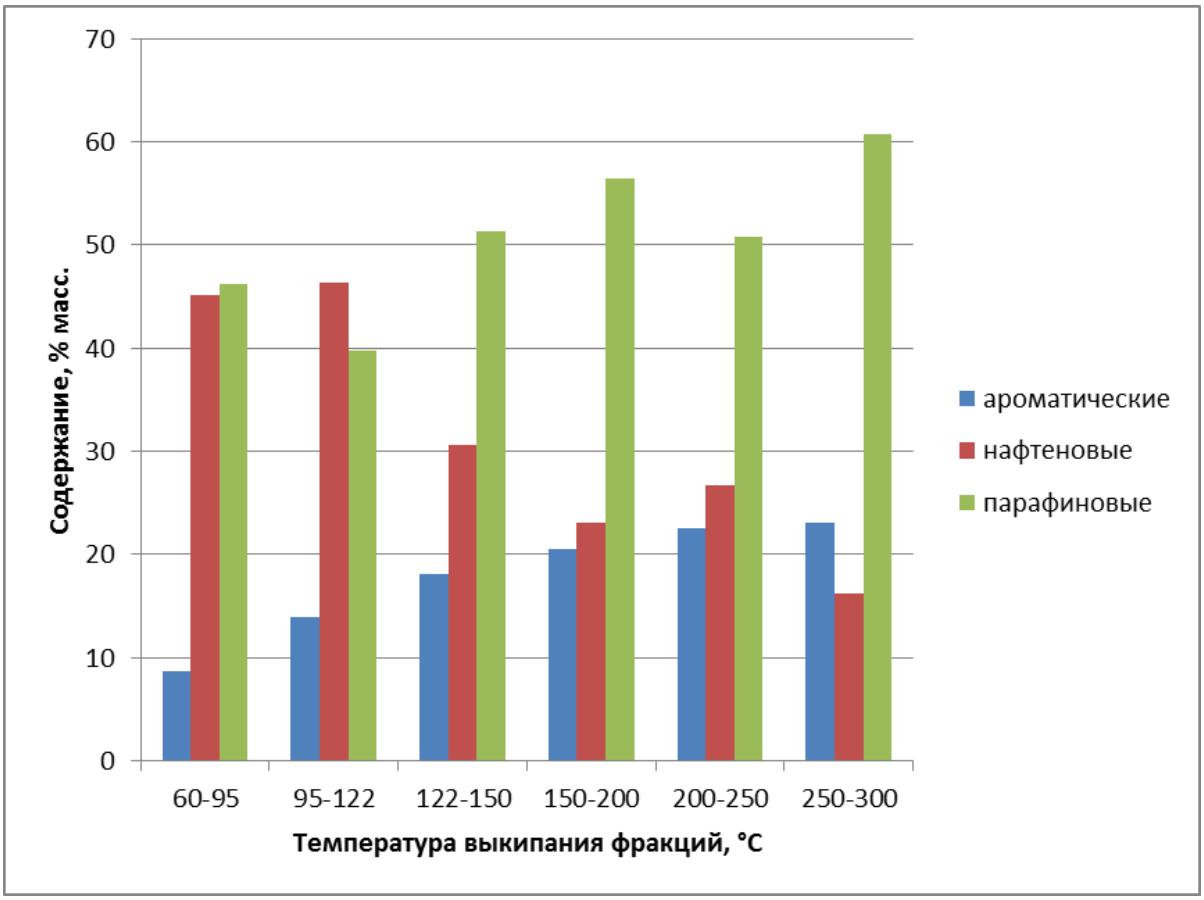


Рисунок 2.16 - Зависимость содержания углеводородов в различных фракциях

Содержание ароматических углеводородов изменяется от 8,74% (во фракции 60-95°С) до 23,08 % (во фракции 250-300 °С).

Содержание нафтеновых углеводородов изменяется в пределах от 16,15 % (во фракции 250-300°С) до 46,34% (во фракции 95-122 °С).

Содержание парафиновых углеводородов изменяется в пределах от 39,74 % (во фракции 95-122 °С) до 60,76% (во фракции 250-300°С).

2.2 – Характеристика товарных нефтепродуктов конденсата Уренгойского месторождения

2.2.1 – Бензиновые дистилляты

Средний выход фракций НК-120^{0}С, НК-140^{0}С, НК-180^{0}С в зависимости от интервала перфорации представлен в таблице 2.24.

Таблица 2.24 – Средний выход бензиновых фракций

Интервал перфорации	Выход фракций		
	НК-120^{0}С	НК-140^{0}С	НК-180^{0}С
3315-3350	44,01	52,68	70,11
3335-3370	42,57	53,25	67,62
3360-3387	36,93	52,58	65,90
3379-3400	39,72	55,45	67,54
3986-4026	29,85	48,52	66,15
4015-4048	28,89	44,56	66,48
	36,99	**51,17**	**67,30**

Характеристика бензиновых фракций НК-120^{0}С, НК- 140^{0}С, НК-180^{0}С представлена в таблице 2.25.

Таблица 2.25 – Бензиновые фракции и их физико-химические свойства

Показатель	Размерность	НК-120^{0}С	НК-140^{0}С	НК-180^{0}С
Выход	% масс.	36,99	51,17	67,30
Плотность при 20^{0}С	кг/м^3	703,8	716,9	738,2
Показатель преломления		1,3872	1,3995	1,4115

Продолжение таблицы 2.25

Массовая доля серы	% масс.	отсутствие	отсутствие	отсутствие
Фракционный состав	^{0}С			

НК 10% об. 50% об. 90% об. КК		 38 62 83 110 120	 39 64 87 123 139	 41 69 91 145 174
ДНП	кПа	53,1	50,6	47,3
Концентрация фактических смол	мг/100 $см^3$	отсутствие	отсутствие	отсутствие
Испытание на медной пластинке		выдерживает	выдерживает	выдерживает

2.2.2 – Керосиновые дистилляты

Средний выход фракций 140 - 240^{0}С, 180 - 240^{0}С в зависимости от интервала перфорации представлен в таблице 2.26.

Таблица 2.26 – Средний выход керосиновых фракций

Интервал перфорации	Выход фракций	
	140-240^{0}С	180-240^{0}С
3315-3350	30,23	12,80
3335-3370	28,83	14,46
3360-3387	29,81	16,49

Продолжение таблицы 2.26

3379-3400	27,18	15,09
3986-4026	33,54	15,91
4015-4048	36,21	14,29
	30,97	**14,84**

Характеристика бензиновых фракций 140-240^{0}С, 180-240^{0}С представлена в таблице 2.27.

Таблица 2.27 – Керосиновые фракции и их физико-химические свойства

Показатель	Размерность	140-240^{0}С	180-240^{0}С
Выход	% масс.	30,97	14,84
Плотность при 20^{0}С	кг/м^3	705,8	719,9
Кинематическая вязкость при 20^{o}С	мм^2/с	1,828	2,592
Фракционный состав НК 10% об. 50% об. 90% об. 98% об.	^{0}С	 142 154 185 232 239	 181 194 201 224 241
Температура начала кристаллизации	^{0}С	минус 41	минус 30
Температура вспышки в закрытом тигле	^{0}С	27	30

Продолжение таблицы 2.27

Массовая доля общей серы	% масс.	0,0018	0,003
Испытание на медной пластинке		выдерживает	выдерживает
Показатель		1,4419	1,4472

преломления			
Кислотность	Мг KOH/100 $см^3$ топлива	0,21	0,29
Высота некоптящего пламени	мм	27	25
Содержание механических примесей и воды		отсутствие	отсутствие

2.2.3 – Дизельные дистилляты

Средний выход фракции 240 - 350^{0}C в зависимости от интервала перфорации представлен в таблице 2.28.

Таблица 2.28 – Средний выход дизельных фракций

Интервал перфорации	Выход фракции
	240-350^{0}C
3315-3350	12,84
3335-3370	12,17
3360-3387	14,39
3379-3400	13,90

Продолжение таблицы 2.28

3986-4026	13,84
4015-4048	15,20
	13,72

Характеристика фракции 240-350^{0}C представлена в таблице 2.29.

Таблица 2.29 - Дизельная фракция и ее физико-химические свойства

Показатель	Размерность	140-240^{0}C
Выход	% масс.	13,72
Плотность при 20^{0}C	кг/м^3	829,5
Кинематическая вязкость при 20^{o}C	мм^2/с	6,284
Фракционный состав 50% об. 95% об.	^{0}C	 277 338
Температура вспышки в закрытом тигле	^{0}C	82
Температура помутнения	^{0}C	минус 10
Температура застывания	^{0}C	минус 24
Массовая доля общей серы	% масс.	0,172
Испытание на медной пластинке		выдерживает
Показатель преломления		1,4736
Кислотность	Мг КОН/100 см^3 топлива	3,15
Содержание воды	мг/кг	отсутствие

2.3 – Классификация конденсата Уренгойского месторождения

В основу классификации конденсата входят следующие показатели:

- ДНП;
- Содержание серы;
- Содержание ароматических УВ;
- Содержание алканов н-строения;
- Фракционный состав.

На основании полученных данных стабильный конденсат Уренгойского месторождения имеет следующий шифр:

$$Д_2IA_1H_3Ф_1$$

где $Д_2$ - давление насыщенных паров менее 93,5 кПа (34,2-37,1), конденсат состоит из углеводородов $C_{5+Выше}$;

I – малосернистый или бессернистый конденсат, содержание серы не выше 0,05% масс. (0,02-0,03);

A_1 - содержание АрУ в бензиновой фракции составляет более 20%;

H_3 – содержание парафинов н-строения во фракции 200-320 ^oC составляет менее 18%;

$Ф_1$ – конденсат имеет КК в пределах 250-320 ^oC.

2.4 - Разработка рекомендаций по переработке исследуемого конденсата

Газовый конденсат Уренгойского месторождения имеет легкий фракционный состав, бензиновые фракции НК-120^{o}С, НК-140^{o}С, НК-180^{o}С содержатся в большом количестве (36,99%, 51,17%, 67,30% соответственно). Сера содержится в очень малых количествах (0,02-0,03% масс.). Широкая фракция легких углеводородов конденсата Уренгойского месторождения является хорошим сырьем для нефтехимии, дистилляты керосиновой и дизельной фракций служат сырьем для производства моторных топлив. Прямогонные бензиновые фракции можно использовать в качестве сырья для экстракции и каталитического риформинга, а также для получения высокооктанового бензина, так как в конденсате содержится много ароматических углеводородов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью выпускной квалификационной работы являлся анализ физико-химических свойств конденсата Уренгойского месторождения, выявление закономерностей их изменения с изменением глубины отбора конденсата в пределах одного продуктивного пласта. В литературном обзоре рассмотрены теоретические основы про газоконденсат, его добычу и роль в современной нефтепереработке. На основании физико-химических показателей приведена

классификация, на основании которой можно предложить рациональную переработку конденсата.

В исследовательской части представлен анализ основных физико-химических показателей газоконденсата Уренгойского месторождения. Можно сделать вывод, что с увеличением интервала перфорации плотность колеблется в интервале 749,4-762,9 кг/м^3,

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ОСТ 51.58-79. Конденсаты газовые. Технологическая классификация [Текст]. – Москва: Министерство газовой промышленности, 1980. – 9 с.
2. ГОСТ 10227-86. Топлива для реактивных двигателей. Технические условия [Текст]. – Москва: Стандартинформ, 1987. – 8 с.
3. Лапидус, А.Л. Газохимия [Текст]: учебное пособие/ А.Л. Лапидус, И.А. Голубева, Ф.Г. Жагфаров. – Москва: ЦентрЛит-НефтеГаз, 2008. — 450 с.
4. Скрылев, С. А. Тюменские проекты Большого Уренгоя// Энергетическая стратегия : журнал. — 2012. — № 2 (20). — с. 13.
5. ОСТ 153-39.2-018-2003. Нефть. Типовое исследование пластовых фюидов и сепарированных нефтей [Текст]. – Москва: Стандарт отрасли, 2004. – 89 с.
6. ГОСТ 3900-85. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности [Текст]. - Москва: Государственный комитет СССР по стандартам, 1986. – 38 с.
7. ГОСТ 19121-73. Нефтепродукты. Метод определения содержания серы сжиганием в лампе [Текст]. - Москва: Издательство стандартов, 1974. – 8 с.

8. ГОСТ 11851-85. Нефть. Метод определения парафина [Текст]. - Москва: Государственный комитет СССР по стандартам, 1986. – 12 с.
9. ГОСТ 5066-91. Топлива моторные. Методы определения температуры помутнения, начала кристаллизации и кристаллизации [Текст]. - Москва: Издательство стандартов, 1993. – 8 с.
10. ГОСТ 1756-2000. Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров [Текст]. - Минск: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 2001. – 19 с.
11. ГОСТ 2177-99. Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава [Текст]. – Минск: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 1999. – 25 с.