

**Казанский Федеральный Университет**  
**Кафедра технологии нефти, газа и углеродных материалов**  
**Kazan Federal University,**  
**Department of oil & gas technology and carbon materials**  
**Комплексное изучение образцов нефтей**  
**верейского и башкирского отложений Аканского месторождения**  
**Comprehensive study of oil samples**  
**from the Verey and Bashkir deposits of the Akan field**

**Кемалов Алим Фейзрахманович, Kemalov Alim Feizrahmanovich <sup>1</sup>**

**Кемалов Руслан Алимович, Kemalov Ruslan Alimovich <sup>2</sup>**

доктор технических наук, профессор, академик РАН <sup>1</sup>

заведующий кафедрой технологии нефти, газа и углеродных материалов

кандидат технических наук,

доцент кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов <sup>2</sup>,

Казань, Россия

УДК 66.074. Шифр научной специальности ВАК: 1.4.12. «Нефтехимия»

E-mail: kemalov@mail.ru

**Аннотация:** Объектами исследований являются образцы нефти верейского и башкирского отложений Аканского месторождения. Целью работы является анализ и исследование физико-химических характеристик двух образцов нефти, изучение фракционного, компонентного, химического состава и физико-химических свойств нефтей верейских и башкирских отложений Аканского месторождения, определяющих основные факторы извлечения нефти из пласта при разных методиках воздействия.

**Annotation (Abstract):** The objects of research are oil samples from the Verey and Bashkir deposits of the Akan field. The purpose of the work is to analyze and study the physico-chemical characteristics of two oil samples, to study the fractional, component, chemical composition and physico-chemical properties of the oils of the Verey and Bashkir deposits of the Akan field, which determine the main factors of oil extraction from the reservoir with different exposure methods.

**Ключевые слова:** нефть, анализ, физико-химические характеристики, ИТК разгонки нефти, вакуумная разгонка мазута, процесс замедленного коксования

**Keywords:** oil, analysis, physico-chemical characteristics, ИТК of oil distillation, vacuum distillation of fuel oil, delayed coking process

### **Обозначения и сокращения (Designations and abbreviations)**

н.к. – начало кипения

ИТК – истинная температура кипения

ВКЩ – водорастворимые кислоты и щелочи

ГЖХ – газо-жидкостная хроматография

### **Цели и задачи исследования (Goals and objectives of the study)**

1. Анализ отобранных представительных проб нефтей верейских и башкирских отложений Аканского месторождения с минимальным содержанием воды с целью определения следующих физико-химических характеристик:

- обезвоживание нефти и обессоливание нефти;
- определение плотности, ГОСТ 3900-85;
- определение насыщенных паров;
- определение кинематической вязкости, ГОСТ 33-82;
- определение динамической вязкости;
- определение содержания воды;
- определение фракционного состава нефти (с построением кривых ИТК), ГОСТ 2177-99;
- определение содержания механических примесей, ГОСТ 6370-83;
- определение температуры вспышки;
- определение температуры застывания и коксуемости;
- определение содержания хлористых соединений;
- определение ВКЩ (водорастворимых кислот и щелочей – показатели рН и кислотного числа);
- определение содержание серы;
- определение условной вязкости;
- определение кислотного числа.

В настоящей статье проведены комплексные исследования с использованием следующих стандартов:

1. ГОСТ 5985-79. Нефтепродукты. Метод определения кислотности и кислотного числа;
2. ГОСТ 3900-85. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности;
3. ГОСТ 1437-75. Нефтепродукты темные. Ускоренный метод определения серы;
4. ГОСТ 1756-2000. Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров;
5. ГОСТ 2477-65. Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды;
6. ГОСТ 6258-85. Нефть и нефтепродукты. Метод определения условной вязкости;
7. ГОСТ 2477-65 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды;
8. ГОСТ 2177-99. Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава;
9. ГОСТ 6370-83. Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей;
10. ГОСТ 33-82. Нефтепродукты. Метод определения кинематической и расчет динамической вязкости;
11. ГОСТ 6356-75. Нефть и нефтепродукты. Метод определения температуры вспышки;
12. ГОСТ 20287-91. Нефть и нефтепродукты. Метод определения температуры застывания;
13. ГОСТ 8852-74. Нефть и нефтепродукты. Метод определения коксуемости;
14. ГОСТ 6307-75. Нефть и нефтепродукты. Метод определения водорастворимых кислот и щелочей.
15. ГОСТ 11851-85. Нефть. Метод определения парафина.

2. Анализ отобранных представительных проб нефтей верейских и башкирских отложений Аканского месторождения с минимальным содержанием воды с целью:

2.1 Отделения фракции н.к.-200°С разгонкой, ее содержание в нефти;

2.2 Выделения асфальтенов из остатка нефти выше 200°С, их содержание в нефти;

2.3 Разделения деасфальтизата на компоненты: масла, смолы элюентной колоночной хроматографией, их содержание в нефти;

2.4 Изучения индивидуального углеводородного состава н-алканов и изопренанов методом ГЖХ, расчет геохимических коэффициентов

3. Определение молекулярной массы, удельной теплоемкости и теплоты сгорания компонентов. Получение зависимости теплоемкости и теплопроводности от температуры и давления.

4. Целью работы является подбор условий и проведение вакуумной разгонки мазута с целью наработки необходимого количества гудрона для процесса замедленного коксования с целью получения товарного кокса и промежуточных продуктов (бензина, легких и тяжелых газойлевых фракций).

5. Изучить состав и свойства отдельных фракций нефти. Изучение фракций масел: определение индивидуального углеводородного состава, определение содержания твердых парафинов и температуры их плавления.

Определение содержания в маслах парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов.

**1 Анализ отобранных представительных проб нефтей верейских и башкирских отложений Аканского месторождения с минимальным содержанием воды с целью определения основных физико-химических характеристик**

Таблица 1 - Анализ проб нефтей верейского и башкирского отложений с минимальным содержанием воды с целью

№ п/п	Наименование показателей	Значения	
		Нефть башкирского отложения	Нефть верейского отложения
1	Массовая доля воды, %, не более	14,79	18,08
2	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	0.995	0.976
3	Вязкость условная, при T=50°C при T=80°C	5.596	3.981
		4.135	2.048
4	Вязкость кинематическая при T=24°C, мм <sup>2</sup> /с	195,76	184,04
5	Вязкость динамическая при T=24°C, мПа·с	194,786	179,439
6	Давление насыщенных паров, мм. рт. ст.	379	403
7	Температур вспышки, °C	41	39
8	Температуры застывания, °C	-6,5	-14,5
9	Коксуемость, %	44.74	48.60
10	ВКЩ	отсут.	отсут.
11	Кислотное число, мг КОН/г	0,17	0,13
12	Массовая доля серы, % масс.	4.08	2.02
13	Массовую долю механических примесей, % масс.	0,008	0,006
14*	Содержание солей, мг/л	213	181

\*- Количественное определение солей проводилось в нефтях с остаточным содержанием воды в пределах 0,5 % масс.

В связи с большим содержанием воды в нефтях требуется их обезвоживание. После проведения осушки нефти было повторно определено содержание воды в нефтях методом Дина и Старка. Следов воды в образцах обнаружено не было.

По результатам определения плотности можно сделать вывод, что образец 1 и 2 по классификации [1] относятся к тяжелым нефтям.

Анализ нефтей показывает, что нефти являются вязкими, что говорит о содержании в них тяжелых компонентов.

Показатели давления насыщенных паров свидетельствует о том, что в образцах нефти верейского отложения содержится больше легколетучих

компонентов по сравнению с образцами нефти башкирского отложения.

По результатам температур застывания можно сделать вывод, что 1 образец нефти содержит больше парафинов по сравнению с образцом № 2.

Исходя из результатов анализа, можно сделать вывод, что оба образца нефтей имеют высокую коксуемость. Это объясняется тем, что нефти являются тяжелыми битуминозными.

В 1 и 2 образцах нефтей водорастворимых кислот щелочей нет.

По методике определения ВКЩ раствор в 1 пробирке должен переокраситься из оранжевого в розовый цвет, а раствор во 2 пробирке – из прозрачного в малиновый цвет. Однако, при анализе нефтепродуктов изменение окраски не произошло. Это указывает на отсутствие ВКЩ.

Такой результат может быть связан со способом обезвоживания нефтей: добавление эмульгатора и последовательное отстаивание.

По результатам анализа можно сделать вывод, что в нефтях содержатся кислоты. В 1 образце нефти их больше.

Первый образец нефти с содержанием серы 4,08 % масс. по технической классификации (2002 г.) относится к особо высокосернистым нефтям. Образец 2 с содержанием серы 2,02 % масс. - к высокосернистым нефтям.

По результатам полученных молекулярных масс можно сделать вывод, что в нефтях содержание тяжелых компонентов преобладает.

Такое содержание солей в представленных образцах обусловлено содержанием в нефти хлоридов и минерализованной пластовой воды.

Таблица 2 - Фракционный состав нефти башкирского и верейского отложения

<b>Нефть башкирского отложения</b>		
<b>Температура отбора, С</b>	<b>Масса фракции, г</b>	<b>% масс.</b>
НК*-200	93,83	14,38
200-350	174,80	26,80
350-400	46,64	7,15
400-450	48,51	7,44
450 и выше	288,57	44,23
Итого	652,40	100,00

Нефть верейского отложения		
НК**-200	112.32	15.52
200-350	137.22	18.96
350-400	59.50	8.22
400-450	61.30	8.47
450 и выше	353.43	48.83
Итого	723.77	100.00

\* - НК = 44 °С

\*\* - НК = 42 °С

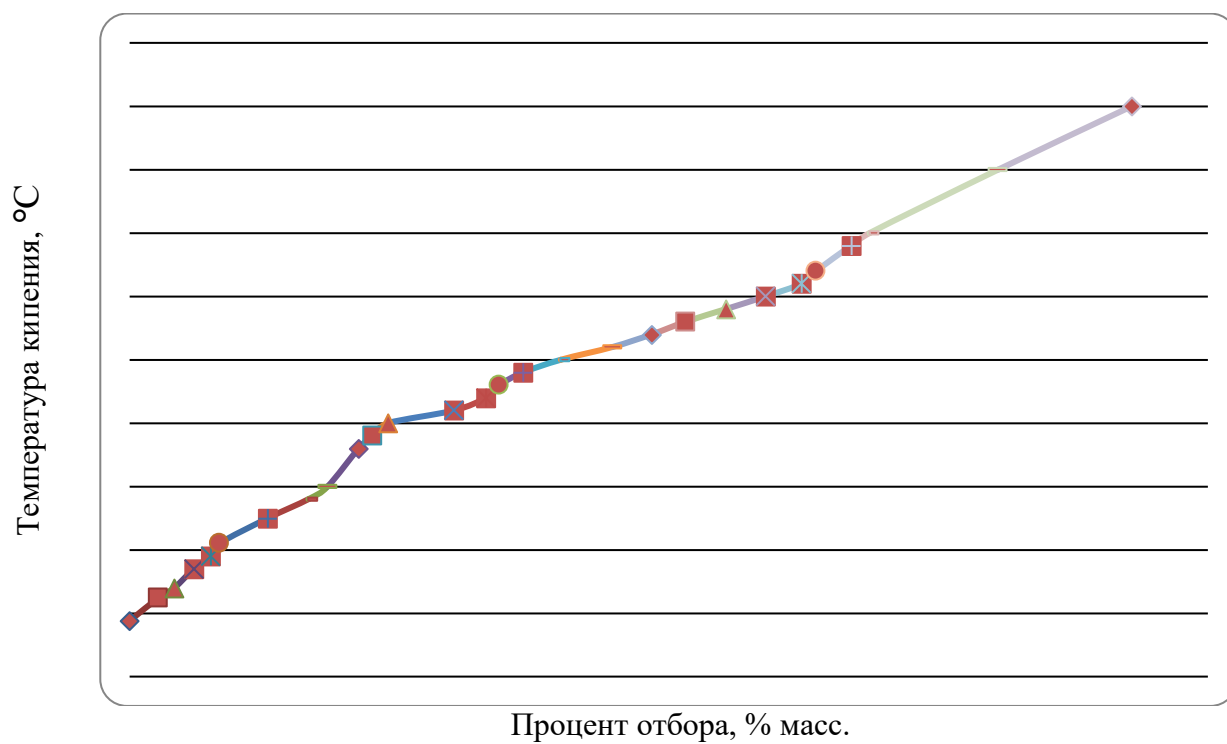


Рисунок 1 –Кривая ИТК нефти башкирского отложения.

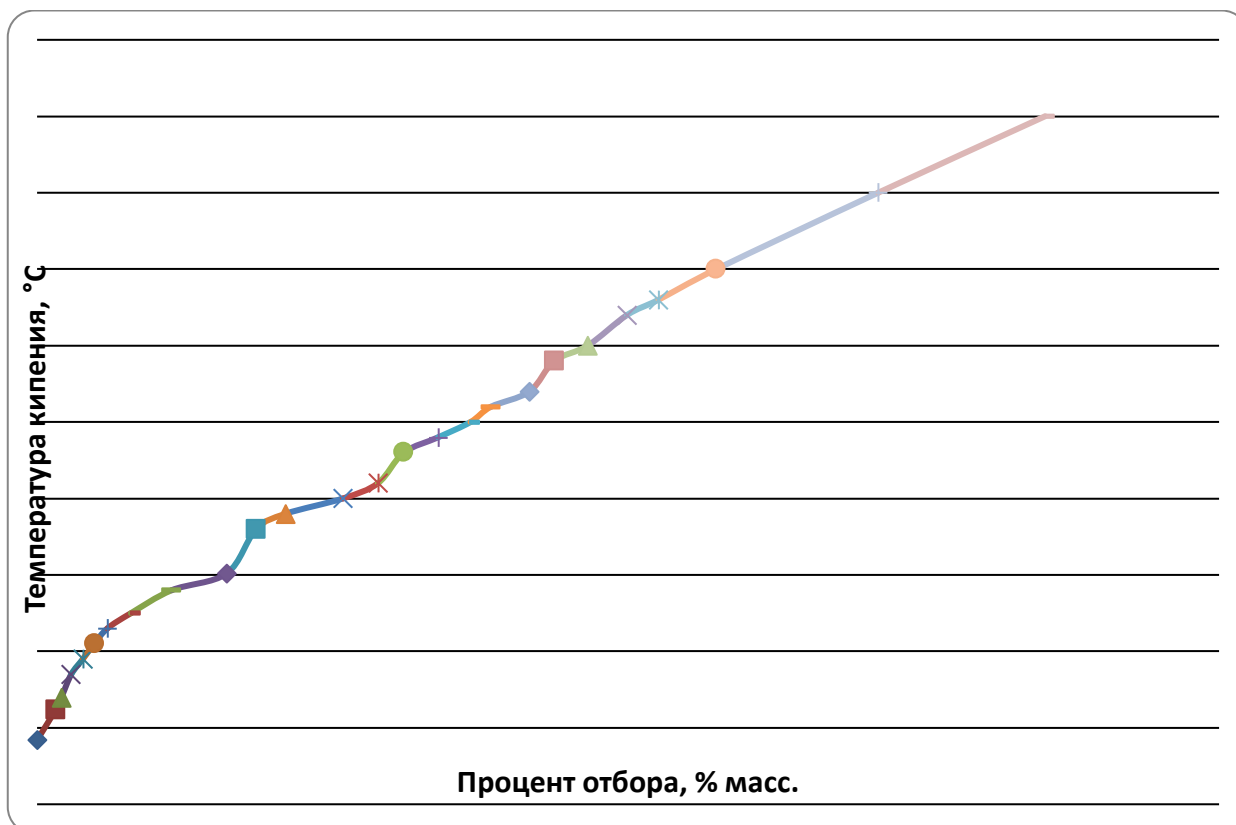


Рисунок 2 - Кривая ИТК нефти верейского отложения.

**2 Анализ проб нефтей верейских и башкирских отложений Аканского месторождения с минимальным содержанием воды с целью определения индивидуального углеводородного состава н-алканов и изопренанов методом ГЖХ, расчет геохимических коэффициентов**

**2.1 Отделение фракции н.к.-200°С разгонкой, ее содержание в нефти.**

Таблица 3 – Содержание фракции н.к. -200°С в нефтях верейских и башкирских отложений Аканского месторождения

<b>Нефть башкирского отложения</b>	
<b>Температура отбора, С</b>	<b>% масс. на нефть</b>
НК-200	14.38
<b>Нефть верейского отложения</b>	
НК-200	15.52



## 2.2 Выделение асфальтенов из остатка нефти выше 200°C, их содержание в нефти

Таблица 4- Количественное содержание асфальтенов в остатке нефти башкирского и верейского отложений

Нефть	Содержание асфальтенов в остатке выше 200°C, % масс.
Башкирская	10,77
Верейская	4,74

Данные табл. 4 свидетельствуют о том, что в образцах нефти башкирского отложения массовое содержание асфальтенов больше по сравнению с образцами нефти верейского отложения. Если рассматривать этот факт с точки зрения пригодности нефтей для производства битумов, то башкирская нефть наиболее пригодна для их производства в силу большего содержания асфальтенов. Окончательно вывод можно будет сделать после определения массового содержания парафинов и смол.

## 2.3 Результаты разделения деасфальтизата на компоненты (масла, смолы) элюентной колоночной хроматографией

Таблица 5

Нефть	Масла, % масс.	Смолы бензольные, % масс.	Смолы спиртобензольные, % масс.
Башкирская	72,8	9,32	7,11
Верейская	70,0	20,0	5,26

## 2.4 Изучения индивидуального углеводородного состава n-алканов и изопренанов методом ГЖХ, расчет геохимических коэффициентов

Все геохимические коэффициенты, рассчитанные на основе хроматографических методов основаны на отношениях высокомолекулярных n-алканов к низкомолекулярным и изо-алканов к n-алканам. Биомаркеры (П/Ф,

П/н-С17, Ф/н-С18, С27/С17,  $\Sigma(C_{27} - C_{31}) / \Sigma(C_{15} - C_{19})$ ), несущие информацию о типе исходного органического вещества (ОВ), о лито-фациальных условиях осадконакопления и о катагенетической преобразованности имеют существенные различия в двух фракциях одной и той же нефти. Это еще раз говорит о том, что такая пробоподготовка не приемлема для хроматографического анализа.

По полученным данным можно характеризовать нефть только по геохимическим коэффициентам, рассчитанным по высокомолекулярным нормальным алканам. СРІ данной нефти имеет значение близкое к единице, что говорит о восстановительных условиях осадконакопления исходного ОВ. Коэффициенты нечетности НЧ/Ч и 2н-С29/С28+С30 стремятся к единице, что свидетельствует о достаточной катагенетической преобразованности.

*1). Исследование масляной фракции башкирской нефти, выделенной методом колоночной жидкостно- адсорбционной хроматографии.*

Преобладание н-алканов С10-С20 и пониженная концентрация н-алканов С21-С30 является характерным признаком нефтей, образованных из ОВ морского генезиса. Отношение П/Ф=0,6 и коэффициент С27/С17=0,48 также говорит о морском типе ОВ. По корреляции отношений П/н-С 17 и Ф/н-С 18 тип исходного ОВ сапропелевый и попадает в зону глубоководно-морских отложений. По коэффициентам П/Ф и СРІ условия осадконакопления характеризуются как резковосстановительные. Нефть достаточно легкая, преобладают низкомолекулярные алканы. Коэффициент нечетности НЧ/Ч и 2н-С29/С28+С30 стремятся к единице, что говорит о достаточной катагенетической преобразованности.

*2). Исследование масляной фракции верейской нефти, выделенной методом колоночной жидкостно- адсорбционной хроматографии.*

Преобладают н-алканы С10-С20, концентрация н-алканов С21-С30 понижена, в то время как концентрация «нечетных» алканов С15 и С17(синтезированных водорослями) и четных С22 и С24 выше их гомологов. Всё это является характерным признаком нефтей, образованных из ОВ морского генезиса. Отношение П/Ф=0,63 и коэффициент С27/С 17=0,3 также говорит о морском типе ОВ.

## Отчет хроматограммы

### Паспорт хроматограммы

Проект:	4685	Колонка:	
Название метода:	Кап. колонка, Н	Проба:	вер-нефть
Дата и время:	25.06.2010 15:42:30	Метод расчета:	Абсолютная градуировка
Анализ.Хроматограмма:	283.2	Объем, мкл:	0.5
Оператор:		Разведение:	1
		Пробирка:	

### Хроматограммы

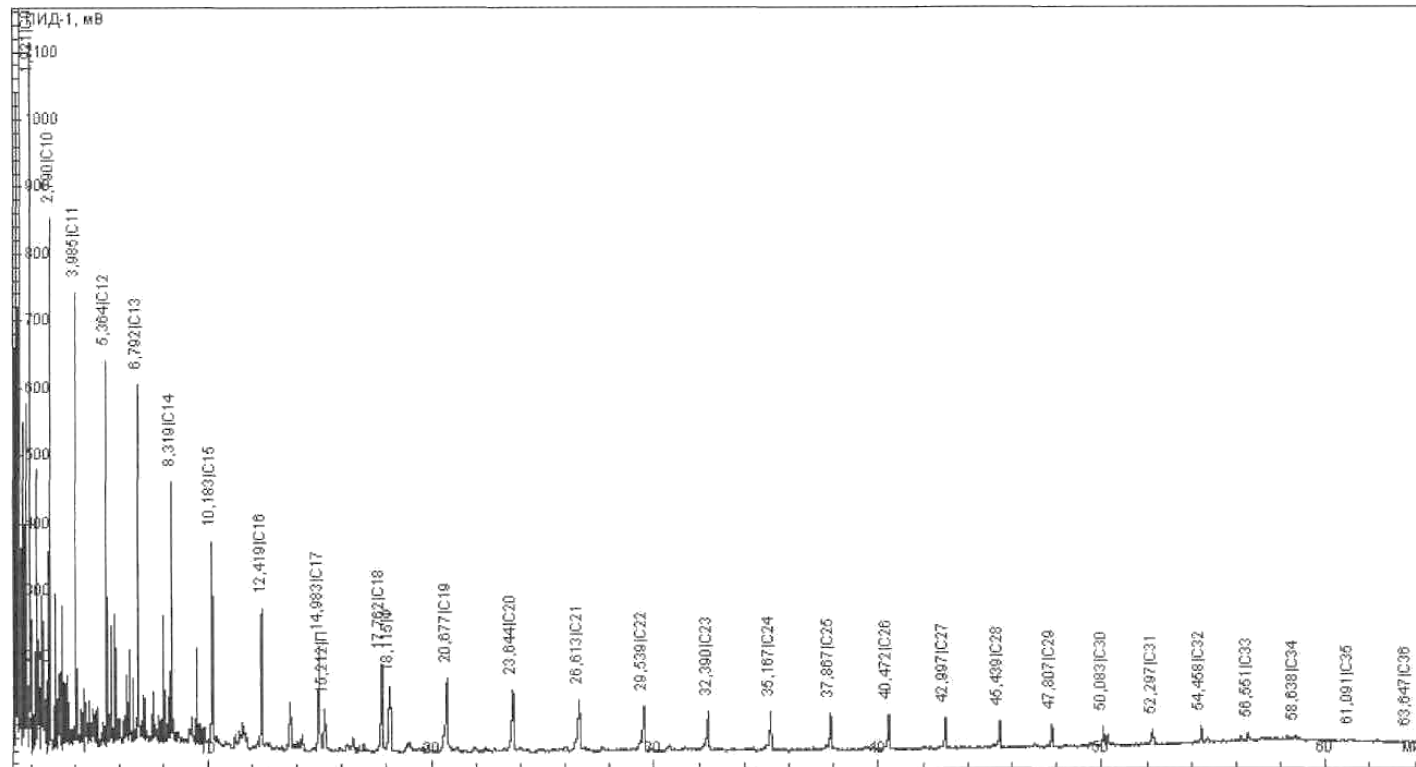


Рисунок 3 – Хроматограмма нефти верейского отложения

По корреляции отношений П/н-С17 и Ф/н-С18 тип исходного ОВ сапропелевый и попадает в зону мелководноморских водорослевых отложений. По коэффициентам П/Ф и СРІ условия осадконакопления характеризуются как резковосстановительные. По сравнению с башкирской, эта нефть более легкая, преобладают низкомолекулярные алканы ( $\Sigma(C_{27} - C_{31}) / \Sigma(C_{15} - C_{19}) = 0,19$ ) Коэффициент нечетности НЧ/Ч и  $2n-C_{29}/C_{28}+C_{30}$  стремятся к единице, что говорит о достаточной катагенетической преобразованности. По коэффициентам зрелости нефть более зрелая, чем предыдущая. Для объективной оценки степени катагенетической зрелости нефти и определения литологического состава конкретных нефтематеринских толщ необходимо проводить газохроматографические исследования совместно с хроматомасс - спектрометрическими.

Хроматограммы соответствующих нефтей представлены на рисунках 3-4

Таблица 6 – Геохимические коэффициенты нефти верейского отложения

Углеводороды	Высота пика	Коэффициенты	Значение
С8		П/Ф	0,6342
С9	1057,405	П/С17	0,4031
С10	803,260	Ф/С18	0,769
С11	677,918	С27/С17	0,3000
С12	572,712	$\Sigma(C_{27} - C_{31}) / \Sigma(C_{15} - C_{19})$	0,1926
С13	538,708	$2nC_{29}/C_{28}+C_{30}$	1,0276
С14	389,256	СРІ	0,9625
С15	307,312	НЧ/Ч	1,2685
С16	212,312		
С17	160,047		
П	64,518		
С18	132,233		
Ф	101,728		
С19	108,614		
С20	93,126		

C21	75,729		
C22	68,029		
C23	57,358		
C24	59,156		
C25	55,224		
C26	54,605		
C27	48,020		
C28	39,996		
C29	35,971		
C30	30,014		
C31	23,382		
C32	27,450		
C33	12,375		
C34	6,645		
C35	3,908		
C36	3,320		
C37			
C38			
C39			
C40			

## Отчет хроматограммы

### Паспорт хроматограммы

Проект:	4685	Колонка:	
Название метода:	Кап. колонка, Н	Проба:	башкир-нефть
Дата и время:	25.06.2010 14:01:24	Метод расчета:	Абсолютная градуировка
Анализ.Хроматограмма:	283.1	Объем, мкл:	0.5
Оператор:		Разведение:	1
		Пробирка:	

### Хроматограммы

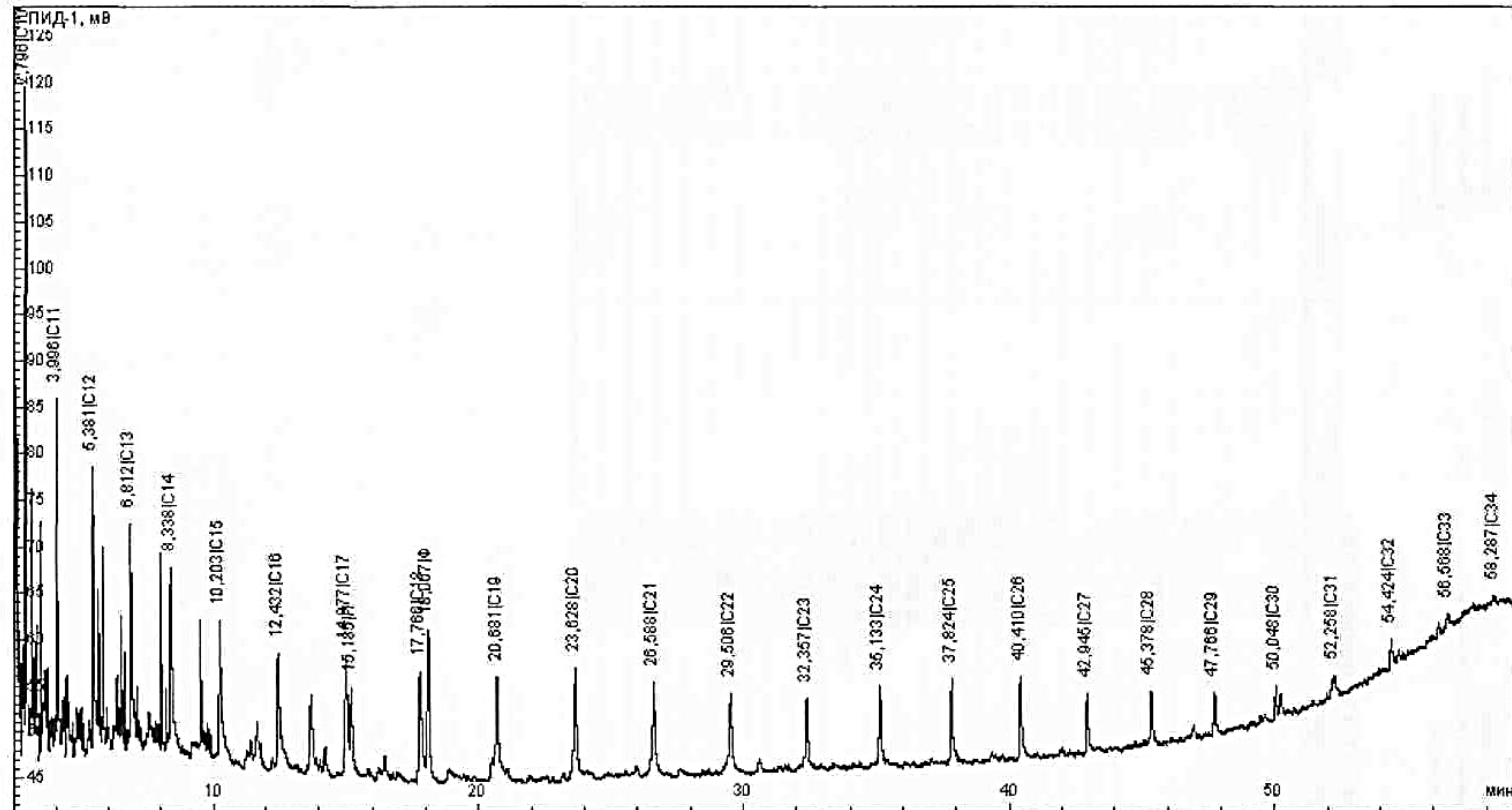


Рисунок 4 – Хроматограмма нефти башкирского отложения

Таблица 7 – Геохимические коэффициенты нефти башкирского отложения

Углеводороды	Высота пика	Коэффициенты	Значение
C8		П/Ф	0,6148
C9		П/C17	0,7296
C10	70,664	Ф/C18	1,3074
C11	37,834	C27/C17	0,4835
C12	31,372	$\frac{\Sigma(C27 - C31)}{\Sigma(c15 - c19)}$	0,3640
C13	24,564	2nC29/C28+C30	0,9114
C14	20,084	CPI	0,8893
C15	15,026	НЧ/Ч	1,1082
C16	13,023		
C17	13,559		
П	9,893		
C18	12,308		
Ф	16,092		
C19	11,375		
C20	12,357		
C21	10,288		
C22	8,751		
C23	7,960		
C24	9,263		
C25	9,435		
C26	9,006		
C27	6,556		
C28	5,907		
C29	4,555		
C30	4,089		
C31	2,657		
C32	3,604		
C33	1,576		
C34	1,375		
C35			
C36			
C37			
C38			
C39			
C40			

**3 Анализ образцов нефтей с минимальным содержанием воды с целью определения молекулярной фракции нефтей, теплоемкости фракций, теплоты сгорания, зависимости теплоемкости и теплопроводности от температуры.**

### **3.1 Определение молекулярной массы, удельной теплоемкости и теплоты сгорания компонентов**

Таблица 8 - Результаты исследований молекулярной масс.

Наименование фракций	Нефть			
	верейского отложения		башкирского отложения	
	Фракция, °С	ММ	Фракция, °С	ММ
Бензиновая фракция	НК-62	58,56	НК-62	78,71
	62-105	68,32	62-105	92,02
	105-140	87,06	105-140	111,76
	140-180	112,15	140-180	133,60
Дизельная фракция	180-240	162,88	180-240	167,10
	240-280	255,44	240-280	269,60
	280-350	295,64	280-350	303,73
Масляные фракции	350-400	312,39	350-400	318,13
	400-450	365,84	400-450	368,13

При анализе видно, что с увеличением средней температуры кипения нефтяных фракций (НК-200, 200-350 и 350-450) средняя молекулярная масса увеличивается с 58,56 до 365,84 для образца нефти верейского отложения и с 78,71 до 368,13 для образца нефти башкирского отложения. При сравнении нефтяных фракций образцов нефтей верейского и башкирского отложений видно, что фракции (НК-200, 200-350 и 350-450), выделенные из нефти башкирского отложения, обладают большей молекулярной массой по сравнению с соответствующими фракциями (НК-200, 200-350 и 350-450), выделенные из образца нефти верейского отложения.



Таблица 9 - Результаты исследований теплот сгорания

Наименование фракций	Нефть верейского отложения		Нефть башкирского отложения	
	Фракция, °С	Низшая теплота сгорания, кДж/кг	Фракция, °С	Низшая теплота сгорания, кДж/кг
Бензиновая фракция	НК-62	46269,07	НК-62	46195,45
	62-105	45586,90	62-105	45441,80
	105-140	44488,71	105-140	44333,22
	140-180	43969,29	140-180	43916,03
Дизельная фракция	180-240	43223,67	180-240	43044,29
	240-280	42430,22	240-280	42291,74
	280-350	42206,58	280-350	42167,49
Масляные фракции	350-400	42126,96	350-400	41883,91
	400-450	41912,92	400-450	41713,09

Наименование фракций	Нефть			
	верейского отложения		башкирского отложения	
	Фракция, °С	Удельная теплоемкость, кДж/кг*К	Фракция, °С	Удельная теплоемкость, кДж/кг*К
Бензиновая фракция	НК-62	1,48	НК-62	1,45
	62-105	1,43	62-105	1,40
	105-140	1,43	105-140	1,41
	140-180	1,52	140-180	1,50
Дизельная фракция	180-240	1,64	180-240	1,64
	240-280	1,76	240-280	1,75
	280-350	1,94	280-350	1,92
Масляные фракции	350-400	2,14	350-400	2,11
	400-450	2,30	400-450	2,27

При анализе можно сделать вывод, что с утяжелением нефтяных фракций происходит уменьшение низшей теплоты сгорания с 46269,07 кДж/кг до 41912,92 кДж/кг для фракций образца нефти верейского отложения и с 46195,45 кДж/кг до 41713,09 кДж/кг для фракций образца нефти башкирского отложения, что объясняется уменьшением содержания атомов водорода в составе фракций.[1] С утяжелением нефтяных фракций происходит уменьшение низшей теплоты сгорания, что связано с уменьшением содержания атомов водорода в составе нефтяных фракций (НК-200, 200-350 и 350-450). Таблица 10 – Результаты исследований удельной теплоемкости

### 3.2 Получение зависимости теплоемкости и теплопроводности от температуры и давления

В ходе работы были проведены исследования зависимости теплоемкости и теплопроводности от температуры. Результаты приведены в графическом виде (рис. 5-8).

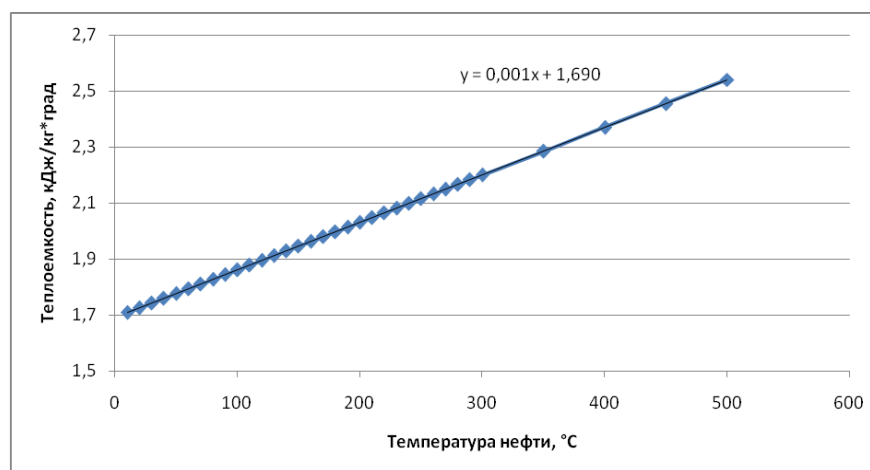


Рисунок 5 – Зависимость теплоемкости нефти башкирского отложения от температуры

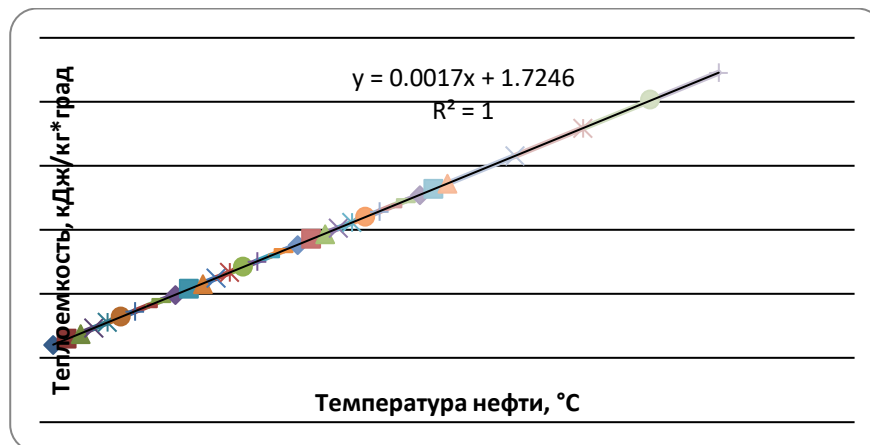


Рисунок 6- Зависимость теплоемкости нефти верейского отложения от температуры

Из графиков, представленных на рисунках 5 и 6, видно, что удельная теплоемкость фракций нефтей верейского и башкирского отложений увеличивается прямопропорционально ( $y = 0,001x + 1,690$  для образца нефти башкирского отложения и  $y = 0,001x + 1,724$  для образца нефти верейского отложения) увеличению температуры. Следовательно, с повышением температуры проведения опыта требуется все больше тепловой энергии (кДж), необходимой для повышения температуры одного килограмма вещества на один градус Кельвина.

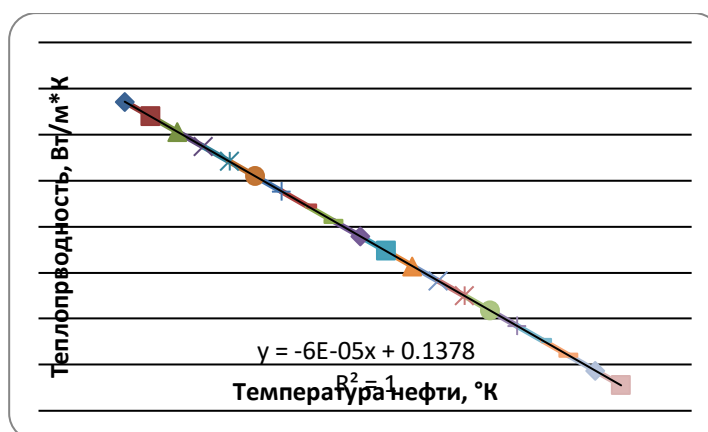


Рисунок 7 – Зависимость теплопроводности нефти верейского отложения от температуры

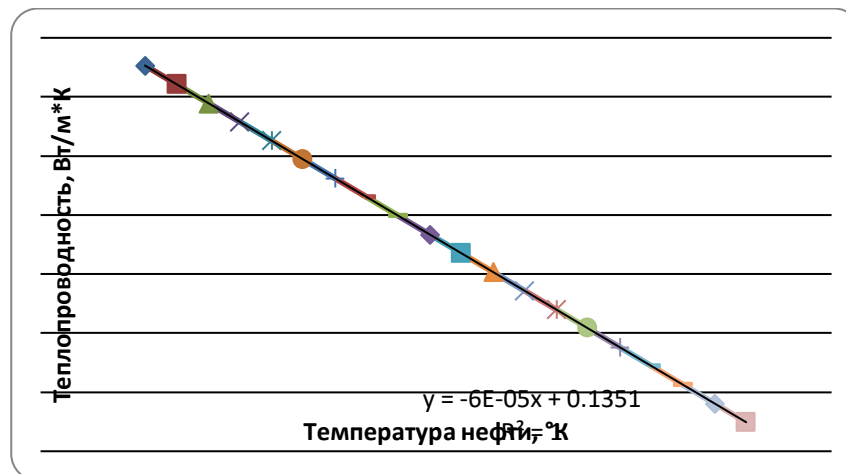


Рисунок 8 – Зависимость теплопроводности нефти башкирского отложения от температуры

Из графиков, представленных на рисунках 7 и 8, видно, что теплопроводность образцов нефтей верейского и башкирского отложений изменяется обратнопропорционально изменению температуры ( $y = -6E-05x + 0,135$  для образца нефти башкирского отложения и  $y = -6E-05x + 0,120$  для образца нефти верейского отложения). Известно, что для жидкостей теплопроводность незначительно зависит от давления. Для газовых сред наблюдается следующее: при увеличении давления расстояние между атомами или молекулами уменьшается, и скорость передачи энергии молекул от горячих слоев к холодным увеличивается, соответственно, увеличивается и теплопроводность. В менее плотной среде (при уменьшении давления) расстояние между молекулами и атомами увеличивается, и теплопроводность падает. По мере повышения температуры зависимость теплоемкости от давления уменьшается, и при температурах 500 °С и выше зависимость теплоемкости от давления практически можно пренебречь. Следовательно, с повышением температуры свойства перегретого пара приближаются к свойствам газа, для которого теплоемкость зависит только от температуры. [2]

**4 Подбор условий и проведение вакуумной разгонки мазута с целью наработки необходимого количества гудрона для процесса замедленного коксования с целью получения товарного кокса и промежуточных продуктов (бензина, легких и тяжелых газойлевых фракций).**

Таблица 11 – Результаты процесса замедленного коксования нефти башкирского и верейского отложений

Продукты	Нефть башкирского отложения		Нефть верейского отложения	
	г	%	г	%
<i>Поступило:</i>				
Мазут	383,72	100,00	474,23	100,00
<i>Получено:</i>				
Вакуумный газойль	40,79	10,63	54,16	11,42
<b>Гудрон</b>	<b>342,93</b>	<b>89,37</b>	<b>420,07</b>	<b>88,58</b>

Таблица 12- Результаты процесса замедленного коксования нефти башкирского и верейского отложений

Продукты	Нефть башкирского отложения		Нефть верейского отложения	
	г	%	г	%
<i>Поступило:</i>				
Гудрон	342,93	100	420,07	100
<i>Получено:</i>				
Газ и головка стабилизации	0,41	0,12	0,50	0,12
Бензин	45,30	13,21	48,60	11,57
Лёгкий газойль	62,52	18,23	73,60	17,52
Тяжёлый газойль	69,37	20,23	84,69	20,16
<b>Кокс</b>	<b>165,33</b>	<b>48,21</b>	<b>212,68</b>	<b>50,63</b>

Как видно из результатов процесса замедленного коксования выход кокса для нефтей башкирского и верейского отложений высокий, что в свою очередь подтверждает ранее приведенные данные: нефти тяжелые, высоковязкие, большая коксуемость.

**5 Изучение состав и свойства отдельных фракций нефти. Изучение фракций масел: определение индивидуального углеводородного состава, определение содержания твердых парафинов и температуры их плавления.**

**Определение содержания в маслах парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов.**

Определение содержания твердых парафинов в образцах нефтей башкирского и верейского отложений Аканского месторождения проводилось по Методу А (ГОСТ 11851-85)

Таблица 13 – Содержание парафинов и температуры их плавления в образцах нефтей башкирского и верейского отложений

Показатели	Нефть	
	башкирского отложения	верейского отложения
Содержание парафинов, %масс.	4,6	4,1
Температура плавления, °С	53	52

Как видно из данных, представленных в таблице 13, массовое содержание парафинов в образце нефти башкирского отложения больше, чем в образце нефти верейского отложения. Приведенные данные хорошо согласуются с показателями температур застывания соответствующих нефтей. У более парафинистой нефти температура застывания составляла минус 6,5 °С, а у менее парафинистой верейской нефти – минус 14,5 °С (см. таб. 1, п. 8).

Таблица 14 – Содержание парафинов и температуры их плавления в масляных фракциях образцов нефтей башкирского и верейского отложений

Масляные фракции нефти верейского отложения, °С	Содержание парафинов, % масс.	Температура плавления, °С	Масляные фракции нефти башкирского отложения, °С	Содержание парафинов, % масс.	Температура плавления, °С
350-400	11,5	46	350-400	14,6	47
400-450	9,7	56	400-450	13,3	56

Таблица 15 – Содержание парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов в масляных фракциях образца нефти верейского отложения

Масляные фракции нефти верейского отложения, °С	Содержание, % масс.	
	нафтено-парафиновых углеводородов	ароматических углеводородов
350-400	32,41	67,59
400-450	22,19	77,81

Таблица 16 – Содержание парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов в масляных фракциях образца нефти башкирского отложения

Масляные фракции нефти башкирского отложения, °С	Содержание, % масс.	
	нафтено-парафиновых углеводородов	ароматических углеводородов
350-400	48,44	51,56
400-450	36,28	63,72

### Заключение (Conclusions)

По результатам проведенных исследований образцов нефти верейского и башкирского отложений можно сделать вывод, что оба образца нефтей являются тяжелыми, с высоким содержанием общей серы. Нефти характеризуются большим выходом кокса, что обусловлено высоким содержанием асфальтенов.

Нефть образца верейского отложения имеет более низкую температуру застывания, что обусловлено меньшим содержанием парафинов.

### **Конфликт интересов (Conflict of interest)**

Авторы подтверждают, что представленные данные не содержат конфликта интересов.

### **Библиография (Bibliography)**

1. Ахметов, С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа : учебное пособие / С.А. Ахметов. – Уфа: Гилем, 2002. – 672 с. - Текст : непосредственный.
2. Шумский Е.Г. Общая теплотехника : учебное пособие / Е.Г. Шумский. – Москва: Машгиз, 1961. - 462 с. – Текст : непосредственный.