

Санкт-Петербургский государственный университет

***КУДРЕШОВА Алена Николаевна***

**Выпускная квалификационная работа**

***Физико-химические характеристики и генетические особенности нефти и газа***

***Каменного участка Краснотенского месторождения***

Уровень образования: Магистратура

Направление «*Институт наук о Земле*»

Основная образовательная программа 21.04.01 «*Нефтегазовое дело*»

Научный руководитель:  
профессор кафедры геохимии,  
доктор геол.-мин. наук,  
профессор,  
Панова Елена Геннадьевна

Рецензент: ведущий  
специалист, отдел  
региональной геологии и  
полезных ископаемых  
Дальнего Востока, ВСЕГЕИ,  
кандидат геолого-  
минералогических наук,  
Енгальчев Святослав Юрьевич

Санкт-Петербург

2024

## АННОТАЦИЯ

### *Физико-химические характеристики и генетические особенности нефти и газа Каменного участка Красноленинского месторождения*

Физико-химические свойства, а также компонентный состав нефти и газа определяют их качество, влияют на дальнейшую переработку, транспортирование и их стоимость на мировом рынке. Генетические особенности нефти и газа позволяют предположить способ их образования, тип исходного ОВ, степень преобразованности керогена, степень катагенеза, выявить и проанализировать генетические связи между нефтью или газом и потенциальной нефтегазоматеринской породой.

В данной работе выявлены физико-химические свойства и генетические особенности нефти и газа Каменного участка Красноленинского месторождения, определены типы нефтей, пробы которых отобраны с пластов: ВК<sub>1-3</sub>, АК<sub>3</sub>, ЮК<sub>0</sub>, П, ЮК<sub>2-4</sub>, БГ, БГ<sub>2</sub>, ДЮК. Охарактеризовано исходное органическое вещество пластов ЮК<sub>0</sub>, ЮК<sub>1-7</sub>, ВК<sub>1</sub>.

Объем данной работы составляет 102 страниц, в ее состав включены 54 рисунков, 28 таблиц. Содержание работы представлено 4 главами. Библиографический список состоит из 72 наименований.

Ключевые слова: физико-химические свойства, компонентный состав, пиролитические исследования, генетические особенности, Каменный участок.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>АННОТАЦИЯ</b> .....	<b>2</b>
<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	<b>4</b>
<b>Глава 1. Геологическая характеристика объекта исследований</b> .....	<b>6</b>
1.1. Общие сведения о Каменном участке Красноленинского месторождения.....	6
1.2. Литолого-стратиграфическая характеристика района .....	9
1.3. Тектоническое строение.....	14
1.4. Нефтегазоносность Каменного участка .....	19
<b>Глава 2. Основные физико-химические характеристики нефти Каменного участка (западная часть)</b> .....	<b>23</b>
2.1. Органолептические и основные физические свойства нефти .....	23
2.2. Анализ физико-химических характеристик нефти .....	32
<b>Глава 3. Химический состав нефти и газа Каменного участка</b> .....	<b>37</b>
3.1. Элементный состав нефти .....	37
3.2. Фракционный состав нефти.....	39
3.3. Групповой состав нефти.....	43
3.4. Классификации нефтей .....	47
3.5. Анализ компонентного состава нефти Каменного участка (западная часть) .....	54
3.6. Компонентный состав нефтяного газа Каменного участка (западная часть) .....	62
<b>Глава 4. Генетические особенности нефти и газа Каменного участка Красноленинского месторождения</b> .....	<b>66</b>
4.1. Генетические типы органического вещества.....	66
4.2. Пиролитический анализ по методике «ROCK-EVAL» .....	70
4.3. Анализ результатов пиролитического исследования образцов керна Каменного участка (западная часть) .....	78
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	<b>94</b>
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ</b> .....	<b>96</b>

## ВВЕДЕНИЕ

Одной из главных задач в нефтяной промышленности является обоснование свойств и оценка качества нефтей [57]. Состав нефти определяет ее дальнейшую переработку с целью получения, как основных продуктов (бензин, керосин, мазут и т.д.), так и побочных (сульфат аммиака, фенол, толуол и т.д.). А трудоёмкость и стоимость переработки различных сортов нефти, соответственно, влияет на стоимость получаемого продукта.

Качество нефти является ее основной характеристикой, она определяется ее физико-химическими свойствами и компонентным составом. От качества нефти напрямую зависит ее стоимость на мировом рынке. Однако его можно повысить за счёт эффективной переработки. Для этого, необходимо постоянное совершенствование оборудования и методов исследования. Таким образом, анализ физико-химических свойств нефти необходим для прогнозирования стоимости продуктов её переработки.

В настоящее время большое количество месторождений характеризуются значительной степенью выработанности запасов УВ, в результате возникновения такой проблемы, особое внимание в газонефтяной промышленности уделяют поискам новых залежей углеводородов и восполнению ресурсной базы. Для этого используют геохимические методы поиска месторождений нефти и газа.

Геохимический анализ позволяет выявить и проанализировать генетические особенности нефти и газа, охарактеризовать нефтегазоматеринские породы, определить тип органического вещества, выявить и проанализировать генетические связи между нефтью или газом и потенциальной нефтегазоматеринской породой, изучить степень преобразованности исходного органического вещества [52]. Таким образом, по генетическим особенностям нефти возможно охарактеризовать исходное органическое вещество.

**Актуальность:** Физико-химические характеристики нефти и газа являются наиболее важными показателями для их дальнейшей переработки, продажи и транспортирования. Генетические особенности нефти и газа позволяют предположить способ их образования, тип исходного ОВ, степень преобразованности керогена и степень катагенеза.

**Цель работы:** выявить физико-химические свойства и генетические особенности нефти и газа Каменного участка Красноленинского месторождения. Для решения поставленной цели нами последовательно решались следующие задачи:

- 1) Изучить геологическое строение и нефтегазоносность Каменного участка Красноленинского месторождения.
- 2) Выявить физико-химические свойства нефти (плотность, вязкость, молекулярная

масса, температуры начала кипения и застывания), отобранной с различных пластов Каменного участка Красноленинского месторождения.

- 3) Охарактеризовать нефть и газ Каменного участка Красноленинского месторождения по компонентному составу и физико-химическим свойствам, используя различные классификации.
- 4) Определить степень катагенеза и генетический тип органического вещества (ОВ) Каменного участка Красноленинского месторождения, с помощью пиролитического метода анализа ROCK-EVAL.

**Защищаемые положения:** Пробы нефти и газа, отобранные с различных пластов Каменного участка, отличаются по своим физико-химическим свойствам и компонентному составу. Большинство нефтей являются малосернистыми, малосмолистыми, среднепарафинистыми, с высоким и средним выходом светлых фракций, маловязкими. Нефтяные газы Каменной площади Красноленинского месторождения являются жирными, слабосернистыми газами, с низким содержанием азота и углекислого газа. Пласты ЮК<sub>0</sub>-ЮК<sub>1</sub> являются нефтегазоматеринскими породами с высоким генерационным потенциалом, кероген относится к II-III типу, для которого характерна генерация нефти и газа. Пробы с пласта ВК<sub>1</sub> являются нефтегазоматеринскими породами с низким генерационным потенциалом, кероген относится к III типу, ОВ является незрелым.

**Объект исследования:** Каменный участок Красноленинского месторождения.

**Предмет исследования:** химический состав, физические свойства нефти и газа, генетический тип ОВ.

**Научная новизна:** Проведено детальное изучение физико-химических свойств и генетических особенностей нефтей и газа Каменного участка Красноленинского месторождения.

**Практическая значимость:** Выявление физико-химических свойств нефти и газа позволят контролировать стоимость их на мировом рынке, с помощью рациональной и эффективной переработки. Изучив генетические особенности нефти и газа, можно охарактеризовать исходное органическое вещество, определить степень преобразованности керогена и степень катагенеза.

**Объем работы:** 102 страница.

Выражается **благодарность** за помощь в написании данной работы Пановой Елене Геннадьевне (научный руководитель, профессор кафедры геохимии, доктор геол.-мин. наук).

## Глава 1. Геологическая характеристика объекта исследований

### 1.1. Общие сведения о Каменном участке Красноленинского месторождения

Месторождение Красноленинское нефтегазоконденсатного типа находится в Российской Федерации в западной части Ханты-Мансийского автономного округа в Тюменской области (рисунок 1.1). Оно расположено в 160 км к северо-западу от города Ханты-Мансийска. Следует отметить, что главным центром добычи нефти является город Нягань, расположенный неподалеку от реки Обь, через который проходит железнодорожная линия Ивдель-Обь [44].



Рисунок 1.1 – Фрагмент геолого-экономической карты Ханты -Мансийского автономного округа масштаб 1:4000000 (ВСЕГЕИ им. Карпинского)

Другие населенные пункты, такие как Камешки, Кеунный, Урманый, Пальяново, Каменный, Кальманово, расположены вдоль железной дороги или на реке Оби и ее притоках. Эти поселки представляют собой небольшие поселения, где занимаются

лесозаготовкой и рыболовством. В Красноленинское месторождение входит несколько площадей: Сосново-Мысская, Постнокортская, Логовая, Каменная, Талинская, Ем-Ёговская, Северо-Каменная, Пальяновская, Ингинская, Восточно-Ингинская, Поттымско-Ингинская, Елизаровская и Лебяжья и другие (рисунок 1.2) [17].



Рисунок 1.2 - Схема размещения месторождений Красноленинской нефтегазоносной области (Багаутдинов А. К., 1996)

В 1962 году в Красноленинском месторождении были обнаружены первые запасы нефти, а в 1977 году были добыты запасы природного газа. С 1981 года ведется промышленная разработка нефтяных залежей шеркалинского горизонта на Талинской площади. Красноленинское месторождение по количеству запасов нефти относится к категории крупнейших месторождений. Оно характеризуется сложной структурой, так как состоит из различных нефтегазоносных комплексов. Локальные структуры отличаются собственными запасами нефти, в следствие чего их можно отнести к отдельным месторождениям. Однако для них характерна общая массивная залежь пластов ЮК<sub>2-9</sub> средней юры, что позволяет объединить их в Красноленинское месторождение. Стоит отметить, что основными продуктивными горизонтами Красноленинского месторождения считаются тюменская и викуловская свиты.

В данный момент активно ведется разработка трех нефтяных участков: Талинского, Ем-Ёговского и Каменного, на которых сосредоточено 93% запасов нефти. Начальные запасы по пластам Ю<sub>2-9</sub> средней юры оцениваются в 1,2 млрд. тонн нефти [27].



В настоящее время нефтяная компания «Роснефть» разрабатывает только 3 площади Красноленинского месторождения: Ем-Ёговская, Талинская и Каменная, в пределах которых сосредоточено 93 % запасов нефти Красноленинского НГКМ (рисунок 1.3). Каменная площадь разделена на два участка лицензионной границей: западный и восточный. Недропользователем восточной части Каменного ЛУ является ООО «Лукойл-Западная Сибирь». Держателем лицензионного соглашения на разработку западной части с 2016 года является АО «РН-Няганьнефтегаз».

Каменный лицензионный участок (западная часть) (далее возможно использование сокращенного обозначения – Каменный ЛУ или Каменная площадь) в административном отношении находится на западе Ханты-Мансийского автономного округа – Югры между городами Ханты-Мансийск и Нягань на левом берегу и в пойме реки Обь [6].

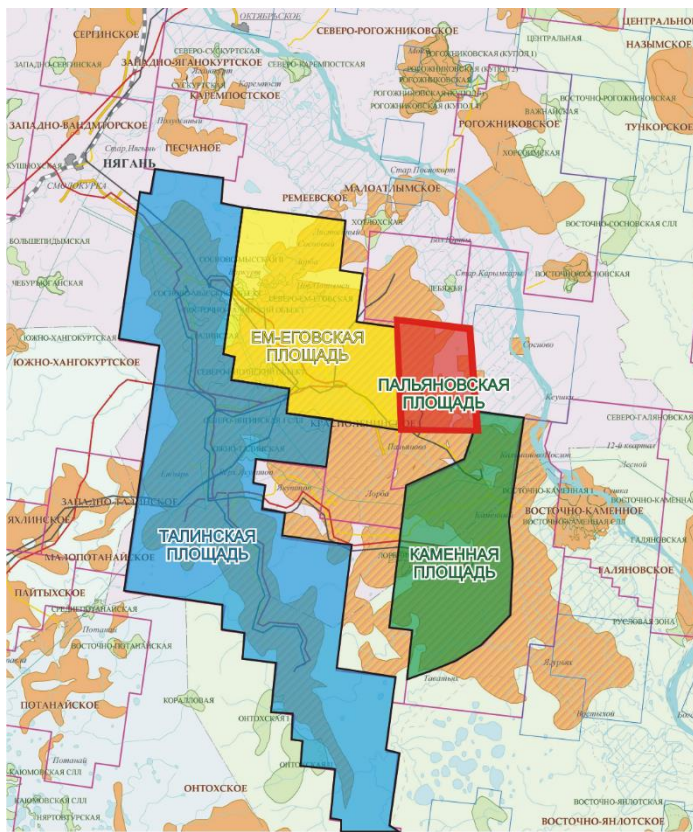


Рисунок 1.3 - Талинский, Ем-Ёговский, Пальяновский и Каменный участки на карте ХМАО (Кудряшов Л.К.,2015)

АО «РН-Няганьнефтегаз» имеет право на геологическое изучение недр, включая поиск и оценку месторождений полезных ископаемых, разведку и добычу нефти и газа в пределах Каменного (западная часть) лицензионного участка Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения. Общая площадь участка недр составляет 1 153 км<sup>2</sup>. Годовая добыча нефти составляет 1.800 млн. тонн, добыча нефти с начала разработки - 645.00 млн. тонн. Согласно выполненному ООО «ТННЦ» подсчету запасов



лицензионный участок можно отнести к уникальному по объему геологических и извлекаемых запасов нефти.

## **1.2.Литолого-стратиграфическая характеристика района**

В геологическом разрезе Красноленинского месторождения отмечают широкое многообразие комплексов пород - от докембрийских до современных. Фундамент месторождения сложен породами докембрийского, палеозойского и триасового возрастов. Они составляют несколько формационных комплексов, каждый из которых отражает определенный тектонико-магматический этап [19].

### **Докембрий**

Нижний этаж фундамента слагают докембрийские образования, они относятся к осевой части Шаимско-Айторского антиклинория. Здесь распространены биотитовые, хлорито-серицитовые, глинисто-серицитовые, кварцево-графитовые сланцы и амфиболиты. Докембрийский возраст был определен при сопоставлении анализируемых пород с аналогичными породами Урала и Березовского района [6].

### **Палеозойская эратема – Pz**

Второй структурный этаж слагают палеозойские образования, представленные различными породами, преимущественно сланцами, кварцевыми песчаниками, туфопесчаниками, зеленокаменными измененными базальтами, осадочно - вулканическими и другими образованиями. Такие породы менее преобразованы по сравнению с докембрийскими образованиями. Они развиты на крыльях антиклинорий и в синклинорий и распространены практически в каждой части района. Разновозрастные породы складчатого основания образуют толщу, прорванную многочисленными интрузиями чаще кислого состава.

### **Мезозойская эратема – Mz**

В составе мезозойской эратемы выделены юрские и меловые отложения.

Юрская система (J) представлена верхним, средним и нижним отделами. Нижний и средний отделы (J<sub>1-2</sub>) включают отложения тюменской свиты. Тюменская свита делится на три подсвиты: нижняя, средняя и верхняя. Нижней подсвите соответствуют пласты ЮК<sub>7-9</sub>, они представлены неравномерно чередующимися песчаниками, алевролитами, глинами и углями. Породы характеризуются высоким содержанием глинистого и алевролитистого материалов, также часто встречается растительный детрит.

Средняя подсвита в разрезе представлена пластами ЮК<sub>5-6</sub>, верхнюю её часть составляют слабоотсортированные песчаники с прослоями буровато-серых алевроитовых глин и углей, нижнюю - глины горизонтальнослоистые, с обугленным растительным детритом.

Верхняя подсвита соответствует в разрезе пластам ЮК<sub>2-4</sub>, она представлена неравномерным чередованием слоёв глин и алевроитистых песчаников, при чём количество последних преобладает в средней и верхней частях. Породы являются плохо сортированными, встречается растительный детрит, иногда пирит. Стоит отметить, что мощность тюменской свиты уменьшается по направлению к сводовым участкам рельефа по фундаменту, по причине выклинивания нижних слоёв разреза.

Верхнеюрские отложения (J<sub>3</sub>) объединяются в абалакскую и баженовскую свиты нижней части полудинского надгоризонта. Им соответствуют продуктивные пласты ЮК<sub>0-1</sub>. Абалакская свита (J<sub>3ab</sub>), в свою очередь делится на две подсвиты: нижнюю и верхнюю, граница между которыми весьма условная. Нижняя подсвита включает в себя аргиллиты, с прослоями песчаников и алевролитов, содержание которых уменьшается от основания к её верхней части. Соответственно, верхняя подсвита представлена аргиллитами с карбонатными включениями, часто встречается пирит и маломощные прослои глауконита.

Баженовская (J<sub>1</sub>- K<sub>1bg</sub>) широко распространена, ее отложения согласно залегают на породах абалакской свиты. Она включает в себя битуминозные аргиллиты. Верхняя часть свиты в больших количествах содержит пирит, иногда встречаются карбонатные включения.

Меловая система (K) представлена верхним и нижним отделами. Нижний отдел представлен: верхней частью отложений баженовской свиты, фроловской, кошайской, викуловской и хантымансийской свитой. Фроловская свита (K<sub>1fr</sub>) распространена в различных частях Красноленинского месторождения. Она представлена темно-серыми глинами, которые при переходе от подошвы к кровле светлеют, также увеличивается содержание мелкозернистого песчаника [6].

Кошайская свита (K<sub>1ksh</sub>) также широко распространена в пределах Красноленинского месторождения. Она представлена преимущественно глинистыми отложениями у подошвы, с появлением алевролитов, алевроитов и прослоев известняков, а также линз песчанного материала у кровли. Ее отложения согласно залегают на породах фроловской свиты и перекрываются без видимых следов перерыва породами викуловской свиты.

Викуловская свита ( $K_1vk$ ) распространена в пределах западной части низменности. Она согласно залегает на кошайской свите и перекрывается хантымансийской свитой. У подошвы представлена глинисто-алевроитовыми породами с прослоями глинистых известняков. С продвижением к кровле содержание алевроитового материала и песчаника возрастает. Ближе к кровле преобладает алевроито-песчаный состав с прослоями глин. В отложениях викуловской свиты на Красноленинском своде содержатся залежи нефти.

Хантымансийская свита ( $K_1hm$ ) согласно залегает на породах викуловской и перекрывается отложениями уватской свиты. Разделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. Нижняя представлена морскими аргиллитами, с небольшим содержанием алевролитов, иногда встречаются включения известняка и сидерита. У подошвы верхней подсвиты наблюдается чередование песчаников и глин, ближе к кровле – чередование алевролитов и глин с прослоями песчаников [4].

Верхний отдел меловых отложений Красноленинской НГО включает в себя уватская, кузнецовская, березовская и ганькинская свиты.

Уватская свита ( $K_2uv$ ) содержит пески, алевролиты, глины. Кузнецовская свита ( $K_2kz$ ) сложена глинами, с тонкими прослойками алевролитов. Березовская свита ( $K_2br$ ) широко распространена в пределах Красноленинского месторождения. Она представлена опоками, кремнистыми глинами и аргиллитами у подошвы, вверх по разрезу отмечается увеличение содержания глин и уменьшение прослоев опок.

Ганькинская свита ( $K_2gn$ ) широко распространена в пределах изучаемого района. Она сложена известковистыми глинами, изредка опокovidными, с прослоями алевролитов [4].

### **Кайнозойская эратема, KZ**

Кайнозойская эратема подразделяется на палеогеновые и четвертичные системы. Неогеновые отложения на Красноленинском месторождении отсутствуют.

Палеогеновая система (P) подразделяется на три отдела: палеоцен ( $P_1$ ), эоцен ( $P_2$ ) и олигоцен ( $P_3$ ) [**Error! Reference source not found.**]. Палеоцен, в свою очередь, включает в себя талицкую свиту ( $P_1tl$ ), в которой выделяют две подсвиты. Нижняя подсвита содержит преимущественно массивными глинами, с включениями глауконита, редко сидерита, с небольшим содержанием алевроитового материала. Верхняя подсвита у подошвы представлена глинами, с редкими прослоями алевролитов и песчаников. Её кровля содержит, преимущественно однородными, редко опокovidными, глинами.

Эоцен включает в себя люлинворскую свиту ( $P_{2ll}$ ) и тавдинская свита ( $P_{2tv}$ ), которые широко распространены в пределах Красноленинского месторождения. Она подразделяется на три подсвиты. Нижняя характеризуется высоким содержанием опоков и опоковидной глины. Средняя подсвита представлена диатомитами и диатомовыми глинами, иногда встречаются маломощные слои опоковидных глин. Верхняя подсвита сложена тонкослоистыми диатомовыми глинами.

Породы тавдинской свиты характеризуются пластичными глинами с тонкими линзами алевроитового материала.

Олигоцен ( $P_3$ ) подразделяется на Атлымскую свиту ( $P_{3at}$ ), новомихайловскую свиту ( $P_{3nm}$ ) и журавскую свиту ( $P_{3gr}$ ). Алтымская свита представлена аллювиальными, аллювиально-озерными и озерными разнотерристыми песчаниками с прослоями глин.

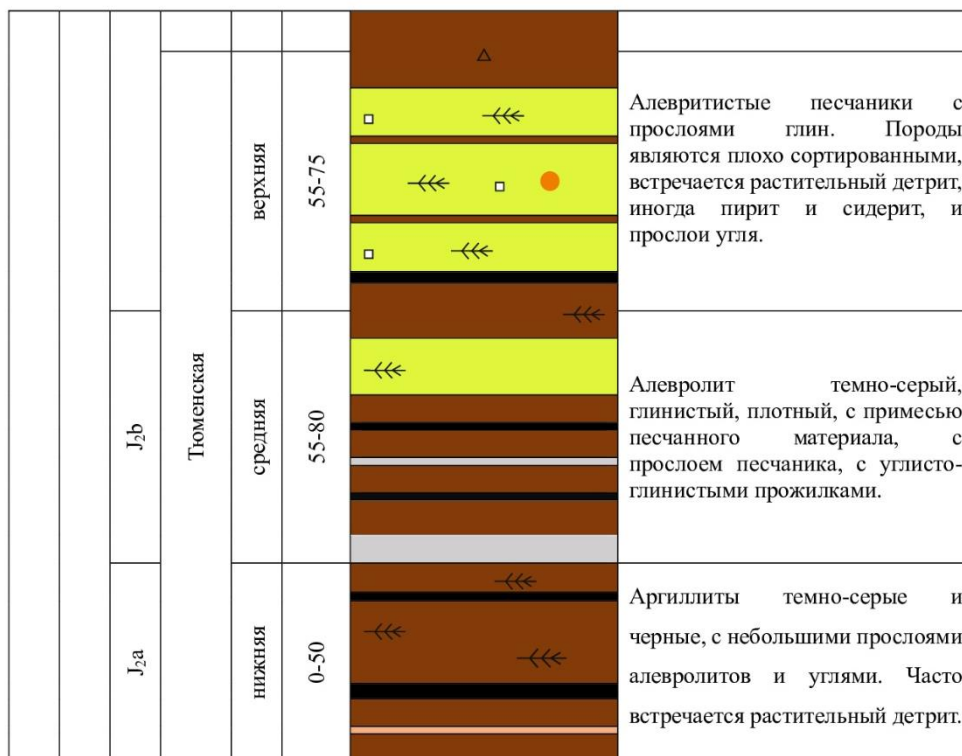
Породы новомихайловской свиты характеризуются чередованием глин, алевроитов, кварцевых песков с прослоями песков небольшой мощности и пластами углей. Часто встречаются растительный детрит и включения пирита.

Для журавской свиты ( $P_{3gr}$ ) характерно высокое содержание алевроитов, с прослоями песков и аргиллитов, иногда встречаются включения глауконита.

Четвертичные отложения ( $Q$ ) представлены преимущественно супесями и песками, с прослоями глин, иногда с включениями вивианита. Встречаются мощные слои торфа, валунные галечники [19].

На рисунке 1.4 на примере Каменной площади представлена литолого-стратиграфическая колонка Красноленинской нефтегазоносной области, составленная по данным ГИС из материалов, предоставленных акционерным обществом «РН-Няганьнефтегаз».





Условные обозначения



Рисунок 1.4 - Литолого-стратиграфическая колонка Каменного участка

### 1.3.Тектоническое строение

Красноленинское месторождение приурочено к одноименному своду, расположенному на Западно-Сибирской плите, строение фундамента которой представлено тремя структурно-тектоническими этажами. Нижний этаж характеризуется глубоко метаморфизованными, геосинклинальными, крайне дислоцированными породами докембрия и палеозоя, с образованием различных, как по возрасту, так и по составу, интрузий. Он формировался и развивался при повышенной тектонической активности, в следствии чего внутри рассматриваемого комплекса образовалось множество дизъюнктивных нарушений. Породы доюрского периода характеризуются эффузивами кислого и основного состава [71].



Средний структурно-тектонический этаж отличается менее дислоцированными, слабо метаморфизованными породами пермо-триасового возраста, стоит отметить, появление эффузивного магматизма. Его развитие осуществлялось в условиях парагеосинклинали, при меньшей тектонической активности, в результате чего образовалось лишь небольшое количество дизъюнктивных нарушений. Средний этаж характеризуется преимущественно вулканогенными отложениями [29].

Для верхнего этажа характерны мезозойско-кайнозойские отложения, слабо дислоцированные. Стоит отметить отсутствие метаморфизма пород. Формирование его происходило в условиях длительного устойчивого прогибания фундамента, во время платформенного этапа. К верхнему этажу относятся основные скопления нефти и газа [71].

Красноленинский свод находится в западной части Мансийской синеклизы, которая образовалась в результате длительного и сильного прогибания фундамента Западно-Сибирской плиты [24]. Помимо Красноленинского свода, в неё входят и другие крупные своды, такие как Нялинский, Ляминский, Юильский, Верхне- и Средненадымский, а также три антиклинали - Сургутскую, Пякупурскую и Нерчинско-Мозямскую.

Красноленинский свод вытянут в северо-западном направлении, в морфологическом отношении представляет собой ромбовидную структуру, является мегабрахиантиклиналью протяженностью до 115-165 км. Стоит отметить, что для этого свода характерно региональное падение слоёв при рассмотрении в сторону Ханты-Мансийской мегавпадины. Красноленинский свод представляет собой конседиментационную структуру I порядка.

Свод на северо-востоке и юго-востоке граничит с Елизаровским и Южно-Елизаровским прогибами, с северо-запада отделён Южно-Бобровским мегапрогибом, с запада – Яхлинской мегаседловиной. Согомская моноклираль ограничивает Красноленинский свод с юга (рисунки 1.5 и 1.6) [6].



Рисунок 1.5 - Фрагмент «Карты тектонического районирования Западно-Сибирской плиты» (Карта тектонического районирования..., 1998)

## Условные обозначения



Рисунок 1.6 - Условные обозначения к рисунку 1.5 (Карта тектонического районирования..., 1998)

Красноленинский свод включает в себя различные структуры: две вершины – Каменная и Ем-Ёговская, Рогожниковский вал, Талинская терраса, Елизаровский склон, Северо-Рогожинское куполовидное поднятие, Галяновский выступ, Пальяновский прогиб. Ем-Ёговская и Каменная вершины отделены друг от друга Пальяновским прогибом. С севера Ем-Ёговская вершина граничит с Рогожниковским валом посредством Поснокортской ложбины. В южной части Красноленинского свода расположены



Елизаровский склон и Талинская терраса, которую Пальяновский прогиб отделяет от Ем-Ёговской вершины. В северной части свода находится Северо-Рогожниковское куполовидное поднятие. В юго-восточной части Красноленинского свода расположен Галяновский выступ, которую Водораздельный прогиб отделяет от Каменной вершины (рисунок 1.7).



Рисунок 1.7 – Фрагмент структурно-тектонической карты Красноленинского месторождения (Осипов К.О., 2023, [26])

Каменная площадь приурочена к одноименной вершине Красноленинского свода, которая располагается на юго-востоке рассматриваемой площади, она вытянута в южном направлении.

Благодаря геофизическим исследованиям было выявлено, что в фундаменте Каменного участка присутствует густая сеть различных разломов сбросового типа. Разрывные нарушения распространены в осадочной толще вплоть до отложений викуловской свиты. Это характерно, по большей части, для центрального и западного

участков Красноленинского свода. Наблюдаются глубинные разломы двух направлений: субмеридионального и субширотного. Субмеридиональные разломы образовались до силурийского периода, субширотные – во время среднего и позднего палеозоя [48].

В доюрских, юрских и нижнемеловых отложениях встречаются разрывные нарушения. Элементы дизъюнктивной тектоники, которые были закартированы в подошву осадочного чехла, в дальнейшем, в результате длительного и многократного возобновления тектонической активности, проникли в осадочную толщу. Наиболее часто встречается «залечивание» глубинных разрывных нарушений, вследствие чего происходит трансформация их во флексурные перегибы в верхних структурных этажах. Тем не менее, в сводовых частях локальных поднятий наблюдается блоковая раздробленность. Глубинные разрывы, обнаруженные в осадочной толще доюрских отложений, распространены в фундаменте вплоть до отложений викуловской свиты, со смещениями в виде сбросов, надвигов и раздвигов [6]. Структуры формировались последовательно, однако отличались скоростями тектонического развития. Наиболее значимыми этапами активации тектонических процессов являются среднеюрский и нижнемеловой.

Огромное влияние оказывает тектонический фактор на формирование отложений осадочного чехла и выделения в них зон, подходящих для аккумуляции углеводородов. Значительные перепады отметок на площади Красноленинского свода и высокие температуры в нефтегазоматеринских породах (более 100°C) способствовали образованию благоприятных условий для активной генерации ОВ, с дальнейшей его миграцией вверх по разрезу и аккумуляцией углеводородов в пределах свода.

#### **1.4. Нефтегазоносность Каменного участка**

Красноленинское нефтегазовое месторождение расположено на юго-западе Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и относится к Красноленинской нефтегазоносной области [44]. Промышленная нефтегазоносность в пределах Красноленинской НГО связана с отложениями тюменской, абалакской, баженовой и викуловской свит. Залежи нефти в отложениях тюменской свиты выявлены практически повсеместно. В отложениях викуловской свиты залежи нефти выявлены на Ем-Еговской, Пальяновской, Каменной, Лорбинской, Лебяжьей, Елизаровской, Логовой и Талинской площадях.

Каменная площадь расположена в восточной части Красноленинского свода (рисунок 1.7). Промышленная нефтеносность месторождения в пределах Каменного

лицензионного участка (западная часть) установлена в отложениях доюрского комплекса (пласт ДЮК), нижнеюрских (пласт БГ<sub>2</sub>), среднеюрских (пласт БГ) и верхнеюрских (пласт П) отложениях, тюменской (пласты ЮК<sub>2-9</sub>), абалакской (пласты ЮК<sub>1</sub>), баженовской (пласт ЮК<sub>0</sub>), фроловской (пласт АК<sub>1-3</sub>) и викуловской (пласты ВК<sub>1</sub>, ВК<sub>2-3</sub>) свит [4]. Всего 26 залежей. Одна залежь газоконденсатная в средней юре. Залежи пластовые сводовые, пластовые сводовые литологически экранированные, пластовые сводовые водоплавающие, пластовые сводовые литологически и стратиграфически экранированные.

Стоит отметить, пласт БГ<sub>2</sub> выделен впервые в рамках актуального подсчета запасов 2017 года. Основными объектами по извлекаемым запасам являются пласты ВК<sub>1-3</sub> (53 %) и ЮК<sub>2-9</sub> (39 %), при этом запасы викуловской свиты сосредоточены в недонасыщенных водонефтяных зонах, а запасы тюменской свиты относятся к категории трудноизвлекаемых. На долю остальных объектов приходится суммарно около 8 % запасов.

Таким образом, в разрезе Каменной площади выделяют три нефтегазоносных комплекса: среднеюрский, баженовско-абалакский, аптский. Следует уточнить, что в районах, где отложения тюменской свиты залегают непосредственно на фундаменте, залежи коры выветривания относятся к среднеюрскому нефтегазоносному комплексу [69].

Среднеюрский нефтегазоносный комплекс включает в себя отложения тюменской свиты (пласты ЮК<sub>2-9</sub>) и базальный пласт (БГ, БГ<sub>2</sub>). Баженовско-абалакский нефтегазоносный комплекс включает в себя отложения баженовской (пласт ЮК<sub>0</sub>) и абалакской (пласт ЮК<sub>1</sub>, П) свит и выделяется в разрезе всех площадей. Аптский нефтегазоносный комплекс включает в себя отложения викуловской свиты (пласты ВК<sub>1-3</sub>).

#### Кора выветривания - ДЮК

Кора выветривания на Каменной площади вскрыта на абсолютных отметках -2245-2660 м и имеет площадное распространение. Залежи нефти связаны с коллекторами, образовавшимися в результате выветривания, выщелачивания и разрушения пород фундамента, представленных в пределах Каменной площади преимущественно сланцами и эффузивами. Всего выявлено четыре залежи, как правило, приуроченных к сводовым, реже к присводовым частям локальных поднятий. Границы залежей проводились с большой долей условности - через середину расстояний между скважинами, вскрывшими коллекторы, и скважинами, в которых коллекторы отсутствуют. Тип залежей - стратиграфически экранированные. Эффективные толщины коллекторов изменяются в



пределах от 1,2 до 5,2 м., с проницаемостью 0,0259 мкм<sup>2</sup> и пористостью 0,12-0,2 д.е., начальная нефтенасыщенность составила 0,68-0,81 д.е.

#### Базальный пласт и тюменская свита – БГ, БГ<sub>2</sub>, ЮК<sub>2-9</sub>

Базальный пласт тюменской свиты вскрыт на Каменной площади (три залежи нефти) на абсолютных отметках -2300-2637 м. Притоки нефти получены из коллекторов порового типа, выделенных по данным ГИС в нижней части тюменской свиты, в зоне перехода к доюрским образованиям и характеризующихся улучшенными коллекторскими свойствами (коэффициент пористости (Кп) до 17 %) и повышенными сопротивлениями, что не типично для нефтенасыщенных пород пластов ЮК<sub>2-9</sub> [69].

Границы залежей определены условно, по середине расстояния между скважинами, вскрывшими потенциальные коллекторы, и скважинами, в которых отложения базального пласта отсутствуют. Самая крупная залежь нефти связана с выступами фундамента на Каменном и Ай-Торском поднятиях: по направлению к сводовым частям поднятий коллекторы выклиниваются и на погружениях замещаются непроницаемыми породами.

Эффективные нефтенасыщенные толщины от 1,2 до 17,6 м., проницаемость 0,022 мкм<sup>2</sup>, пористость 0,14-0,17 д.е., насыщенность связанной водой 0,23 д.е., начальная нефтенасыщенность 0,68-0,74 д.е. Тип залежи пластовая стратиграфически и литологически экранирована.

#### Абалакская свита (ЮК<sub>1</sub>)

Породы абалакской свиты представляют собой переходную толщу от прибрежно-морских и континентальных отложений тюменской свиты к морским, сильно битуминозным отложениям баженовской свиты.

В литологическом отношении абалакская свита представлена преимущественно глинистыми отложениями, в различной степени кремнистыми, карбонатными и алевритистыми. При этом установлены следующие закономерности. При переходе от кровли абалакской свиты к ее подошве снижается доля биогенных и аутигенных компонентов (кремнезема и 54 битумов) и возрастает относительное содержание терригенных составляющих (аргиллитов, алевролитов и песчаников). Породы свиты изобилуют различным органическим детритом [5].

Коллекторами в пласте ЮК<sub>1</sub> абалакской свиты являются тонкие прослои плотных карбонатных или кремнистых пород, разделенные глинистыми перемычками. Общая толщина свиты колеблется в пределах 2,8 - 34 м, суммарная эффективная толщина

(толщина плотных прослоев) достигает 6 м, составляя в среднем 3-4 м. При этом количество плотных прослоев изменяется от 3 до 10, в среднем составляя 4.

Коллекторские свойства изучаемых отложений, прежде всего, связаны с трещиноватостью, пронизывающей всю толщу абалакской свиты, а также с вторичной емкостью карбонатизированных прослоев, представленной кавернами и полостями выщелачивания. Пористость пород абалакской свиты меняется в пределах от 0,3 % до 17,5 %.

#### Баженовская свита – ЮК<sub>0</sub>

Промышленная нефтеносность в пласте ЮК<sub>0</sub> баженовской свиты выявлена на Каменной площади в двух залежах, связанных со сводовыми частями Кальмановского и Ай-Торского и Каменного поднятий. Пласт вскрыт на абсолютных отметках -2160-2401 м.

В отложениях баженовской свиты преобладают коллекторы с преимущественно вторичной емкостью, представленной кавернами и трещинами. Нефтенасыщенные коллекторы встречаются по всему разрезу баженовской свиты в виде линзовидных тел, гидродинамическая связь которых достаточно однозначно не установлена [69].

Линзовидные тела коллекторов находятся в разных частях разреза свиты и, чередуясь с непроницаемыми породами, в плане образуют мозаичное поле нефтеносности. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 3,0 до 9,2 м. ВНК в залежах не установлен. Проницаемость 00152 мкм<sup>2</sup>, пористость 0,125- 0,144 д.е., начальная нефтенасыщенность 0,9 д.е. Залежи нефти относятся к литологически экранированным.

#### Викуловская свита –ВК<sub>1-3</sub>

Залежи нефти в отложениях викуловской свиты (пласты ВК<sub>1-3</sub>) являются основным объектом разработки на Ем-Еговской и Каменной площадях. Продуктивные пласты имеют площадное распространение. Кровля свиты вскрывается на абсолютных отметках - 1328-1466 м. Толщина викуловской свиты достигает 120-130 м. По своим фильтрационно-емкостным свойствам коллекторы пластов ВК<sub>1-3</sub> относятся к V, IV и III классам коллекторов (по Ханину А.А.) порового типа. Преимущественное развитие имеют коллекторы IV класса, представленные крупнозернистыми алевrolитами и мелкозернистыми песчаниками.

На Каменной площади контур нефтеносности пласта ВК<sub>1</sub> объединяет Ай-Торское, Кальмановское, Сеульское и Каменное поднятия в единую залежь. ВНК в залежи принят на отметках -1455-1458 м. Общая толщина пласта ВК<sub>1</sub> изменяется от 12,6-19 м в

приподнятых участках до 18 -24 м на крыльях структуры, составляя в среднем (в пределах внешнего контура нефтеносности) – 18,2 м. Проницаемость составляет 0,022 мкм<sup>2</sup>, пористость - 0,25 д.е., начальная нефтенасыщенность около - 0,47-0,5 д.е. Пласт ВК<sub>1</sub> отделен от нижележащего пласта ВК<sub>2</sub> уплотненной глинистой, неравномерно алевритистой и карбонатизированной, перемычкой [69].

Пласт ВК<sub>2</sub> вскрыт на абсолютных отметках –1422-1491.7 м. Суммарные эффективные толщины коллекторов изменяются в пределах от 1,4 до 21,2 м. Выделяется восемь малодобитных залежей нефти с проницаемостью - 0,032 мкм<sup>2</sup>, пористостью - 60 0,22-0,26 д.е. и начальной нефтенасыщенностью - 0,47-0,54 д.е.

Пласт ВК<sub>3</sub> вскрыт на абсолютных отметках –1434.8-1506 м. Эффективные толщины пласта изменяются в пределах от 4,0 до 20 м. Выделено четыре малодобитные залежи нефти, с проницаемостью 0,0212 мкм<sup>2</sup>, пористостью 0,21-0,25 д.е. и начальной нефтенасыщенностью - 0,39- 0,54 д.е.

Разделение пластов ВК<sub>2</sub> и ВК<sub>3</sub> в ряде скважин является в некоторой степени условным, так как глинистый прослой, разделяющий эти пласты, претерпевает значительные фациальные изменения по площади и разрезу. Толщина этого прослоя изменяется от 0,8 до 7,5 м [5].

## **Глава 2. Основные физико-химические характеристики нефти Каменного участка (западная часть)**

### **2.1. Органолептические и основные физические свойства нефти**

Нефть является сложной многокомпонентной смесью. Анализ ее с выделением индивидуальных веществ затруднён и требует много времени, поэтому применяют технический анализ, основной задачей которого является определение некоторых физико-химических свойств нефти.

В первую очередь, описываются органолептические свойства нефти, которые, в свою очередь, связаны с ее компонентным составом.

Нефти различно окрашены от темно-бурого до прозрачного, с разнообразными оттенками – красноватые, зеленоватые, желтоватые и другие. Это связано с различным содержанием растворённых в ней смол. При действии ультрафиолетового излучения нефть способна люминесцировать, чаще всего, голубым, синим или фиолетовым цветом. Это свойство нефти используется при поиске нефтяных месторождений.

Нефть в условиях пласта, в следствии высокого пластового давления, представляет собой текучую жидкость, с растворенным в ней газами. Однако в поверхностных условиях агрегатное состояние нефти может измениться до почти твердой, не текучей. Такое изменение наблюдается в нефтях, содержание парафиновых соединений в которых превышает 8%. Также это характерно для окисленных нефтей с высоким содержанием смол и асфальтенов [65].

Запах нефти может быть приятным и неприятным. Неприятный запах нефти говорит о содержании в их составе сернистых соединений, в частности лёгких, летучих меркаптанов. Помимо них нефть может также содержать высокомолекулярные тиоспирты и сульфиды, которые обладают менее резким и неприятным запахом. В случае «сладковатого» запаха, можно говорить о наличии ароматических компонентов.

К основным физическим свойствам нефтяных флюидов относятся – плотность, вязкость, молекулярная масса, температуры начала кипения  $T_{кип}$ , застывания или плавления  $T_{пл}$ . Эти свойства непосредственно связаны с компонентным и фракционным составом нефтей.

Абсолютная плотность ( $\rho$ ) – это физический параметр нефти, представляющий собой отношение её массы к занимаемому ею объему. Абсолютная плотность измеряется в  $г/см^3$  или  $кг/м^3$ . Значение плотности нефти изменяются в широких пределах от 0,78 до 0,99  $г/см^3$ , для газовых конденсатов чаще всего — от 0,68 до 0,77  $г/см^3$  [8].

Относительная плотность ( $\gamma$ ) – это безразмерная величина, рассчитанная как отношение плотности рассматриваемого вещества к плотности стандартного вещества, чаще всего воды при 4°C.

В зависимости от значений абсолютной плотности дегазированные нефти условно делят на пять групп: очень легкие, лёгкие, средние, тяжелые и очень тяжелые (таблица 2.1). Очень легкие нефти характеризуется значением плотности менее 800  $кг/м^3$ , плотность лёгких нефтей – 801-840  $кг/м^3$ , значения плотности средних нефтей лежит в интервале 841-880  $кг/м^3$ , тяжелым нефтям соответствует плотность 881-920  $кг/м^3$ , значение плотности более 921  $кг/м^3$  характерно для очень тяжелых нефтей [63]. Более 80 % доказанных мировых запасов нефти относится к тяжелому типу нефтей, отличающихся высокой плотностью и большим содержанием асфальтенов, металлов (ванадий, никель) и серы.

Таблица 2.1 - Группы нефтей, выделяемые по плотности (по Фадеевой Н.П., 2016)

Группы нефтей	Плотность, кг/м <sup>3</sup>
Очень лёгкие	<800
Легкие	801-840
Средние	841-880
Тяжелые	881-920
Очень тяжелые	>921

Стоит отметить, некоторые закономерности изменения плотности в зависимости от других параметров. Так, с увеличением геологического возраста, плотность нефти в большинстве случаев уменьшается [22]. Однако, для некоторых нефтей, наблюдается обратная закономерность: с увеличением геологического возраста породы плотность увеличивается [61].

Также отмечают обратную зависимость между глубиной залегания нефти и ее плотностью. Однако, существуют исключения: с уменьшением глубины залегания, значение плотности также уменьшается [22].

Помимо этого, плотность зависит от температуры. При повышении температуры, плотность дегазированных нефтей уменьшается в соответствии с формулой 1, где  $\rho_{20}$  – плотность нефти при 20°C;  $\zeta$  – коэффициент объёмного расширения; T- температура, при которой проводится измерение. Если говорить о плотности пластовых нефтей, то с увеличением температуры при давлении меньше давления насыщения, она будет повышаться [68].

$$\rho(T) = \rho_{20} \cdot [1 + \zeta (20 - T)] \quad (1)$$

Также существует зависимость плотности пластовой нефти от пластовых давлений и количества растворенного газа. При увеличении давления до давления насыщения, количество растворенного газа в нефти увеличивается, что приводит к понижению плотности (рисунок 2.1). Эта закономерность характерна при насыщении нефти УВ газами. В случае с насыщением нефти азотом или углекислым газом, её плотность возрастает с увеличением давления [38].

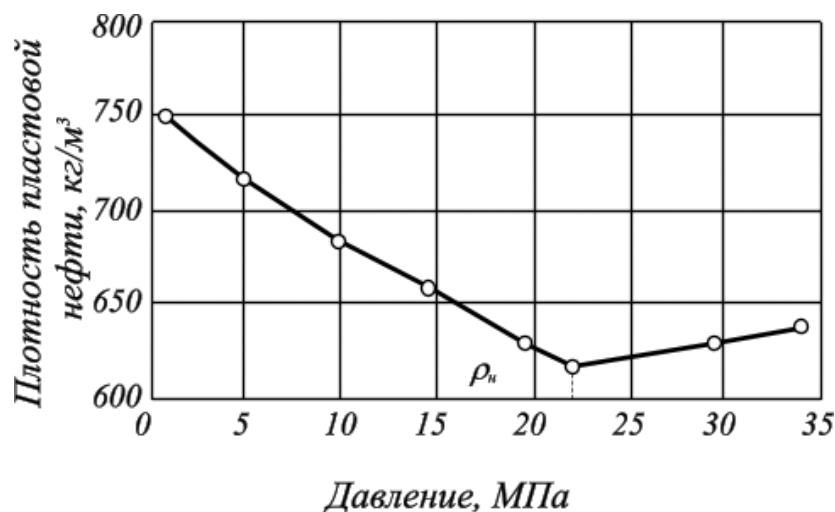


Рисунок 2.1 - Зависимость плотности пластовой нефти от давления (Мерчева В.С., 2014)

Как уже отмечалось ранее, плотность нефтяных фракций непосредственно связана с компонентами, входящими в их состав. Соответственно, плотность нефтей, преимущественно состоящих из парафинистых соединений, будет меньше, чем нефтей, содержащих значительное количество аренов. Стоит отметить, что чем выше плотность нефти, тем меньше выход светлых фракций. Соответственно, чем ниже плотность, тем выше ее стоимость на мировом рынке.

Плотность нефтей в РФ определяют при температуре 20°C, однако определение можно проводить при различных температурах с дальнейшим пересчетом по формуле 2, где  $\rho_4^t$  – плотность при температуре испытания;  $\gamma$  – коэффициент объемного расширения (его значения приводятся в справочной литературе);  $t$  – температура, при которой определялась плотность, °C [8].

$$\rho_4^{20} = \rho_4^t + \gamma (t - 20) \quad (2)$$

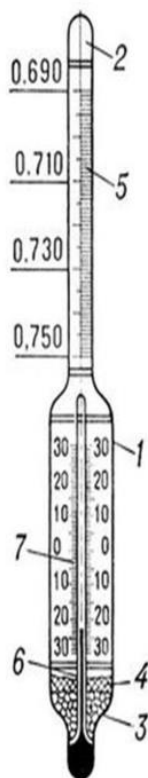
Также стоит отметить, что плотность нефти является аддитивной величиной, то есть она равна сумме плотностей каждого компонента с учетом его концентрации в нефтяной фракции. Но это характерно лишь для углеводородной составляющей нефти.

Для определения плотности применяются различные оборудование. В зависимости от желаемой точности результатов выбирают один из способов: ареометром (точность до 0,001 г/см³), гидростатическими весами Вестфалья-Мора (точность до 0,0005 г/см³), пикнометром (точность до 0,00005 г/см³) или автоматическими цифровыми плотномерами (точность от 0,0001 до 0,00001 г/см³) [33].

Ареометр представляет собой стеклянную трубку, расширенную к низу, внутри которой расположен ртутный термометр. В верхней части ареометра представлены



деления для измерения плотности нефтепродуктов, в нижней части – шкала температур. Для приведения ареометра в вертикальное положение, внутри него расположен балласт (рисунок 2.2).



1 — полый корпус; 2 — трубчатый стержень;  
3 — балласт; 4 — связывающее вещество;  
5 — шкала плотности; 6 — встроенный  
термометр; 7 — шкала температуры.

Рисунок 2.2 - Конструкция ареометра (Куличков С.В., 2022)

Для того чтобы определить плотность нефтепродукта, ареометр опускают в сосуд с нефтью. С увеличением плотности нефти, будет уменьшаться глубина погружения ареометра. После прекращения колебаний ареометра фиксируют показания плотности по верхнему мениску по шкале, расположенной в верхней части прибора. Полученная плотность нефтепродукта при температуре испытания измеряется в  $\text{г/см}^3$ . При этом, температуру во время испытания необходимо поддерживать постоянной, с погрешностью не более  $0,2^\circ\text{C}$ . Определение плотности можно проводить при любой температуре, с дальнейшим пересчетом её на стандартную температуру -  $20^\circ\text{C}$  [33].

В настоящее время чаще всего для определения плотности используют цифровые плотномеры и пикнометры, которые позволяют проводить исследования с более высокой скоростью, точностью и достоверностью полученных результатов.

Молекулярная масса является важным физико-химическим параметром нефти. Она тесно связана с её составом, представляет собой усредненную величину. Молекулярные массы сырых нефтей принимают различные значения. Наиболее характерны значения, лежащие в интервале 150-300. Существует прямая зависимость между температурой кипения фракции и молекулярной массой. С возрастанием температуры кипения фракции увеличивается и молекулярная масса [33].

Для расчета молекулярной массы используют эмпирическую формулу 3 Воинова, где  $a$ ,  $b$ ,  $c$  — постоянные, различные для каждого класса углеводородов;  $t_{cp}$  — средняя температура кипения нефтепродукта, определяемая по соответствующим таблицам. Единицами измерения молекулярной массы является кг/кмоль.

$$M_{cp} = a + b \cdot t_{cp} + c \cdot t_{cp}^2 \quad (3)$$

Помимо этого, существует связь между молекулярной массой, средней температурой кипения ( $t_{кип}$ ) и показателем преломления нефтепродукта ( $n_D^{20}$ ), которая отражена в формуле 4.

$$M_{cp} = 1,939436 + 0,0019764 \cdot t_{кип} + \lg(2,1500 - n_D^{20}) \quad (4)$$

Результаты, рассчитанные по формуле, представленной выше, отличаются высокой точностью.

Стоит отметить, что средняя молекулярная масса нефти и молекулярные массы отдельных нефтяных фракций являются аддитивными величинами [25]. Исходя из этого, можно рассчитать среднюю молекулярную массу нефти по формуле 5, зная мольную долю нефтяных фракций ( $n_1, n_2, \dots, n_n$ ) и молекулярные массы ( $M_1, M_2, \dots, M_n$ ) каждой фракции.

$$M_{cp} = M_1 \cdot n_1 + M_2 \cdot n_2 + \dots + M_n \cdot n_n \quad (5)$$

Для определения молекулярной массы нефтепродуктов применяются криоскопический, эбуллиоскопический. В основе криоскопического метода лежит измерение понижения температуры исследуемого раствора по сравнению с температурой замерзания чистого растворителя, в качестве которого чаще всего используют бензол и нафталин [54]. Эбуллиоскопический метод также относится к сравнительным методам. Он основан на измерении превышения температуры кипения исследуемого раствора по сравнению с чистым растворителем. Реже применяется осмометрические методы, в основе которых лежит зависимость осмотического давления над раствором от числа частиц, растворенных в нем.

Вязкость является важнейшей физико-химической характеристикой нефтей, отражающая степень их подвижности. От неё зависит эксплуатация нефтяного месторождения. Вязкость бывает трех типов: динамическая, кинематическая, относительная.

Динамическую вязкость также называют абсолютной, она характеризует силу трения, возникающую между слоями двух различных жидкостей при их взаимном перемещении на единицу площади. Единицей измерения динамической вязкости является Па·с (Паскаль-секунда). Для определения динамической вязкости используют вискозиметр Уббелюде – Голде или измеряют время истечения нефти через капиллярные трубки, с дальнейшим пересчётом по формуле 6, где  $\eta$  – динамическая вязкость;  $P$  – давление, при котором происходило истечение жидкости;  $\tau$  – время истечения жидкостей в объеме  $v$ ;  $L$  – длина капилляра;  $r$  – радиус капилляра [54].

$$\eta = \frac{\pi Pr^4 \tau}{8vL} \quad (6)$$

Существует величина, обратная вязкости, которая отражает степень подвижности нефти – текучесть.

В зависимости от значения динамической вязкости при 20°C нефти делятся на 4 группы: незначительно вязкие ( $\mu_n < 1$  мПа·с), маловязкие ( $1 < \mu_n \leq 5$  мПа·с), повышенной вязкости ( $5 < \mu_n \leq 25$  мПа·с), высоковязкие ( $\mu_n > 25$  мПа·с) (рисунок 2.3) [40].

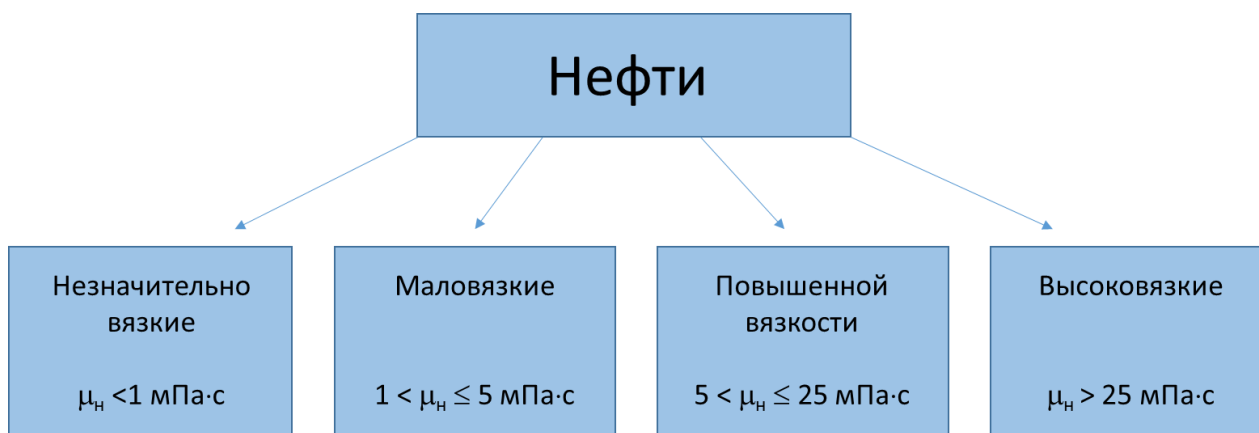


Рисунок 2.3 - Классификация нефтей по значению динамической вязкости (Минханов И. Ф., 2019)

Кинематическая вязкость ( $\nu$ ) находится как отношение динамической вязкости жидкости ( $\eta$ ) при данной температуре к её плотности ( $\rho$ ). Она измеряется в м<sup>2</sup>/с.

Относительная, или как её еще называют условная, вязкость не является физической характеристикой нефти, но используется как сравнительная величина. Она показывает отношение абсолютной вязкости нефтепродукта к вязкости воды при 0°C.

Значение вязкости зависит от различных параметров: температуры, химического состава, давления, количества растворенного газа. Зависимость динамической вязкости от температуры показывает индекс вязкости (ИВ). Он представляет собой отношение вязкостей при температурах 50 и 100°C. Индекс вязкости — это сравнительная характеристика испытуемого нефтепродукта и эталонного. Наименьшей изменчивости вязкости при увеличении температуры соответствует наибольшее значение индекса вязкости [40]. Индекс вязкости нефти зависит от её химического состава и структуры входящих в неё углеводородов. Так, алкановые углеводороды отличаются высокими значениями индекса вязкости, а небольшие значения ИВ соответствуют полициклическим ароматическим соединениям.

Если говорить об абсолютной вязкости, то её зависимость от температуры обратная: значения вязкости увеличиваются при понижении температуры и уменьшаются при её повышении (рисунок 2.4).

Стоит отметить, что давление также оказывает воздействие на величину вязкости. При повышении давления, до давления насыщения, вязкость уменьшается. Это связано с увеличением газового фактора [66]. В случае повышения давления выше давления насыщения для пластовой нефти, вязкость увеличивается (рисунок 2.4). Минимальная вязкость наблюдается тогда, когда давление в пласте равно давлению насыщения. В условиях пласта вязкость нефти в десятки раз меньше дегазированной нефти. Помимо этого, вязкость зависит от содержания в ней растворенных газов. При увеличении количества растворенного газа, вязкость понижается.

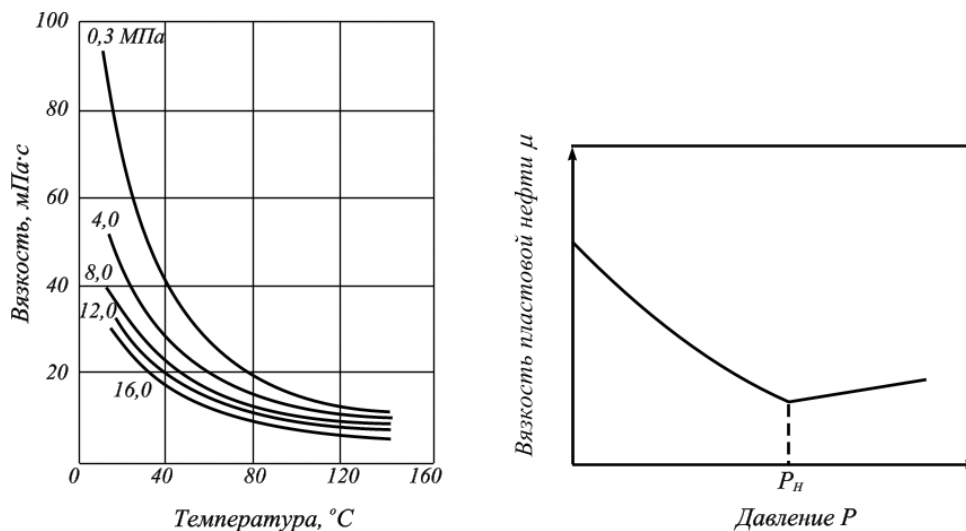


Рисунок 2.4 - Зависимость вязкости от температуры и давления (Химия нефти и газа [Электронный ресурс], УГНТУ, 2009)

Так как вязкость зависит от химического состава нефти, стоит отметить, что наибольшей вязкостью обладают арены и нафтены, при чем с увеличением циклов, входящих в состав УВ, она возрастает. Содержание смол и асфальтенов также увеличивают значение вязкости. В случае с алканами, стоит отметить, что наличие более длинных радикалов увеличивает вязкость, алканы нормального строения имеют также более высокие значения вязкости по сравнению с изоалканами [66].

К характеристикам нефти также относятся температуры застывания и начала кипения. Температура застывания нефти – это температура, при которой уровень охлажденной нефти не изменится при наклоне на  $45^\circ$  в течении одной минуты, она может быть как выше нуля, так и ниже. Температура застывания нефти определяется содержанием в ней высокомолекулярных соединений, в частности, смол, асфальтенов, твердых парафинов и нафтенов. Смазочные масла, полученные из нефтей с высоким содержанием циклоалканов, отличаются низкими температурами застывания, ниже  $-50^\circ\text{C}$  [54]. Существует закономерность: при увеличении содержания в нефти твердых парафинов, температура застывания возрастает, однако она уменьшается с повышением содержания смол.

Температура начала кипения тесно связана с компонентным составом нефти. Для нефтей, содержащих легкие компоненты, температуры начала кипения будут отличаться наиболее низкими значениями. Нефти, в состав которых входят более тяжелые соединения, будут характеризоваться высокими значениями температур начала кипения.

## 2.2. Анализ физико-химических характеристик нефти

Для анализа физико-химических свойств нефти Красноленинского месторождения Каменного участка, было отобрано 109 глубинных проб и 110 поверхностных проб с различных пластов: ВК<sub>1-3</sub>, АК<sub>3</sub>, ЮК<sub>0</sub>, П, ЮК<sub>2-4</sub>, БГ, БГ<sub>2</sub>, ДЮК.

Важнейшей характеристикой нефти является ее плотность. Рассмотрим изменения плотности нефти в зависимости от пласта, с которого она была отобрана. Наибольшие значения плотности пластовой нефти характерно для пластов викуловской свиты ВК<sub>1-3</sub>, а дегазированной нефти – для пластов базального горизонта J<sub>1</sub> (рисунок 2.5). Наименьшая плотность соответствует нефтям, отобранным с пластов БГ, П и ЮК<sub>0</sub>, соответственно их стоимость на мировом рынке будет выше, чем нефтей, отобранных с других пластов.

При этом стоит отметить, что значения плотности дегазированной нефти всегда больше, чем пластовой нефти. Логично предположить, что это связано с содержанием газов в пластовой нефти. Зависимости между величиной плотности и глубиной залегания пласта не обнаружено, она изменяется неравномерно.

Дегазированные нефти по значениям плотности подразделяется на пять типов: очень легкие, лёгкие, средние, тяжелые и очень тяжелые [63]. Нефти Красноленинского месторождения Каменного участка с пластов ВК<sub>1-3</sub>, АК<sub>3</sub> относятся к средним, так как их плотности лежат в интервале 841-880 кг/м<sup>3</sup>, нефти с пластов ЮК<sub>0</sub>, П, ЮК<sub>2-4</sub>, БГ и ДЮК относятся к легким, их плотности больше 800 и меньше 840 кг/м<sup>3</sup>. Нефти, отобранные с пласта БГ<sub>2</sub> характеризуются высокими значениями плотности и относятся к тяжелым нефтям (рисунок 2.5).

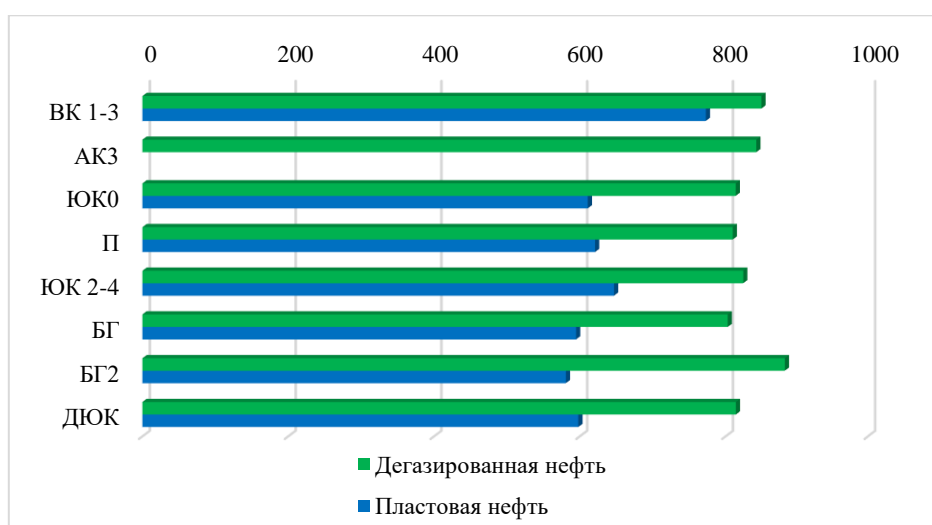


Рисунок 2.5 - Изменение плотности нефти Красноленинского месторождения Каменного участка по пластам



Для нефти с пластов ВК<sub>1-3</sub>, АК<sub>3</sub>, ЮК<sub>0</sub> и П прослеживается зависимость значений плотности от доли светлых фракций: с уменьшением выхода светлых фракций, плотность увеличивается (рисунок 2.6). Это совпадает с литературными данными [38].

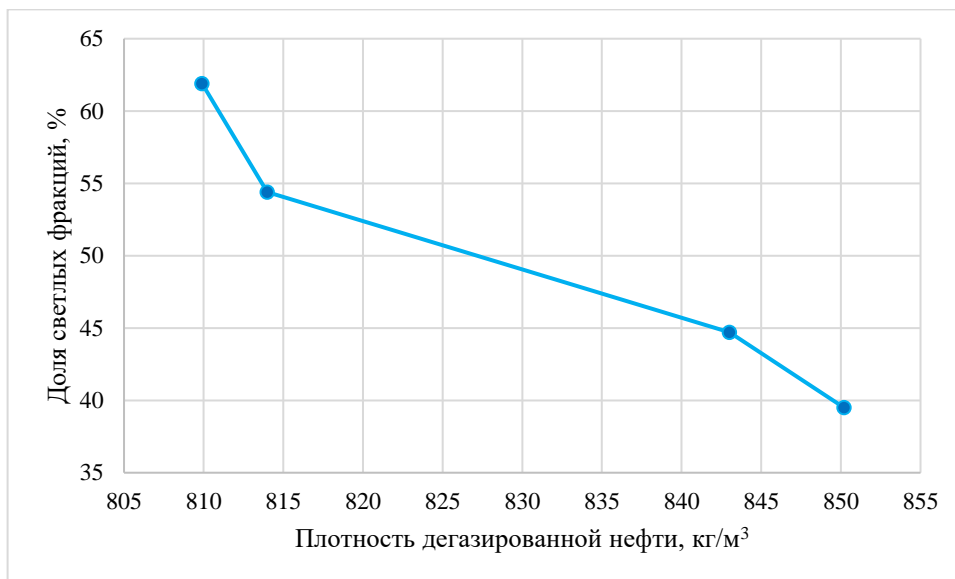


Рисунок 2.6 - Зависимость плотности нефти Красноленинского месторождения Каменного участка от доли светлых фракций

Наибольшие молекулярные массы характерны для дегазированной нефти, отобранной с пластов ВК<sub>1-3</sub>, ЮК<sub>0</sub>, ЮК<sub>2-4</sub>, что говорит о содержании в больших количествах наиболее тяжелых компонентов (рисунок 2.7). Наименьшая молекулярная масса, как и плотность, соответствует нефти с пласта БГ базального горизонта J<sub>2</sub>.

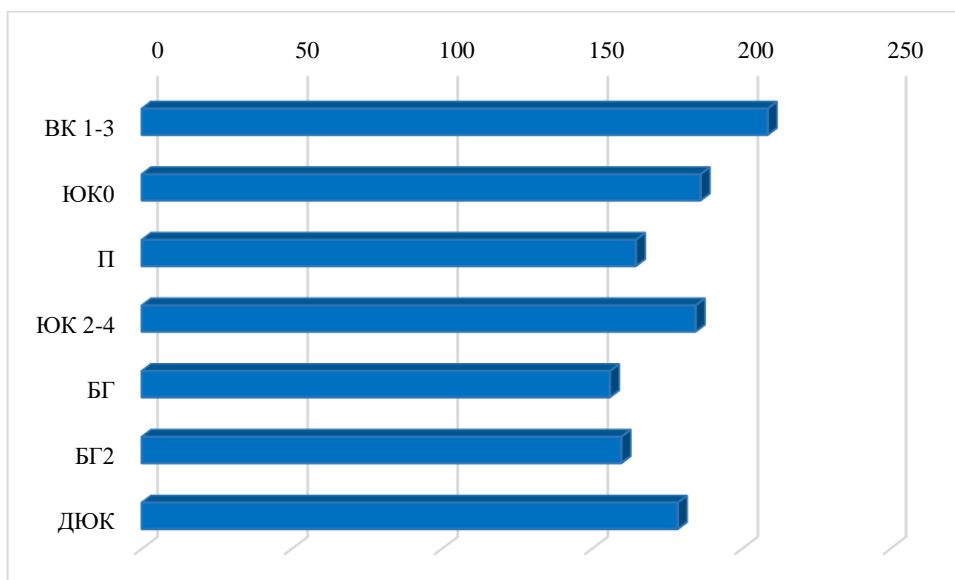


Рисунок 2.7 - Изменение молекулярной массы дегазированной нефти по пластам

Вязкость дегазированной нефти по всем пластам больше, чем пластовой, это связано с содержанием газов в пластовой нефти. Повышенное газосодержание способствует уменьшению вязкости и плотности нефти [66].

Наибольшие значения вязкости характерны для нефтей, отобранных с пластов БГ<sub>2</sub> базального горизонта J<sub>1</sub> и пластов ВК<sub>1-3</sub> викуловской свиты. Наименьшие значения вязкости соответствуют нефтям с пластов БГ и П (рисунок 2.8).

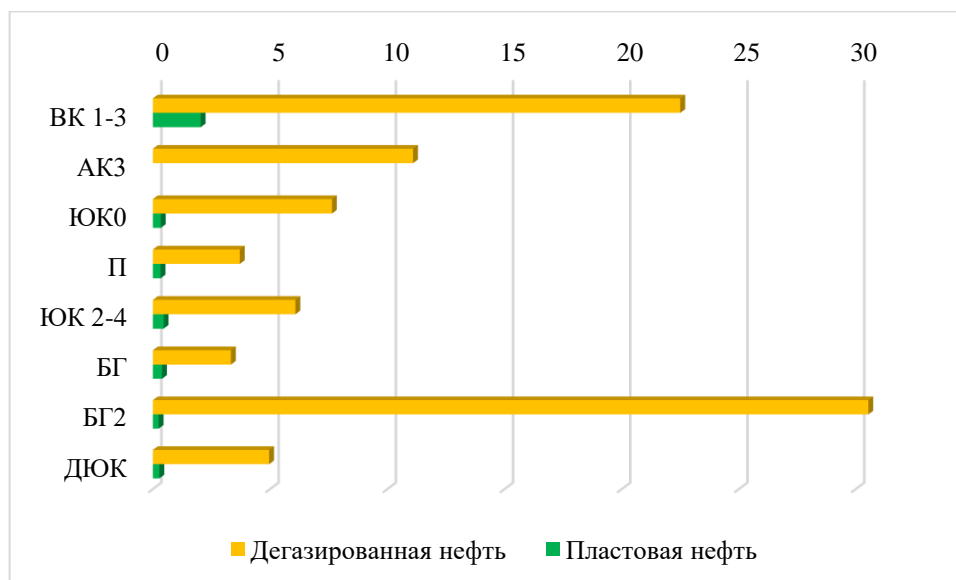


Рисунок 2.8 - Изменение значений динамической вязкости нефти по пластам

Существует классификация дегазированных нефтей по величине вязкости при 20°C, нефти делятся на 4 группы: незначительно вязкие ( $\mu_n < 1$  мПа·с), маловязкие ( $1 < \mu_n \leq 5$  мПа·с), повышенной вязкости ( $5 < \mu_n \leq 25$  мПа·с), высоковязкие ( $\mu_n > 25$  мПа·с) [40]. Таким образом, нефти, отобранные с пластов АК<sub>3</sub>, ЮК<sub>0</sub>, П, БГ, ДЮК относятся к маловязким. Нефти с пластов ВК<sub>1-3</sub>, ЮК<sub>2-4</sub> характеризуются как нефти повышенной вязкости. Нефть высокой вязкости характерны для пласта БГ<sub>2</sub> базального горизонта J<sub>1</sub>.

Также наблюдается закономерность вязкости нефти в условиях пласта от пластовой температуры. С уменьшением температуры пластовая вязкость увеличивается (рисунок 2.9). Такая закономерность подтверждена литературными данными [66].

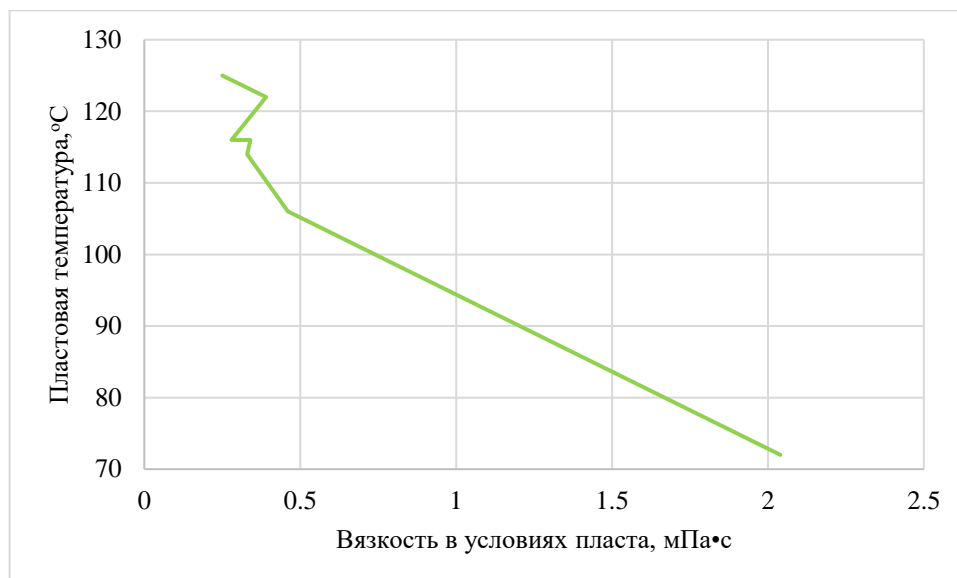


Рисунок 2.9 - Зависимость вязкости в условиях пласта от пластовой температуры

Помимо этого, существует прямая зависимость вязкости от содержания асфальтенов и смол: с увеличением содержания в нефти асфальтенов и смол, увеличивается её вязкость (рисунок 2.10).

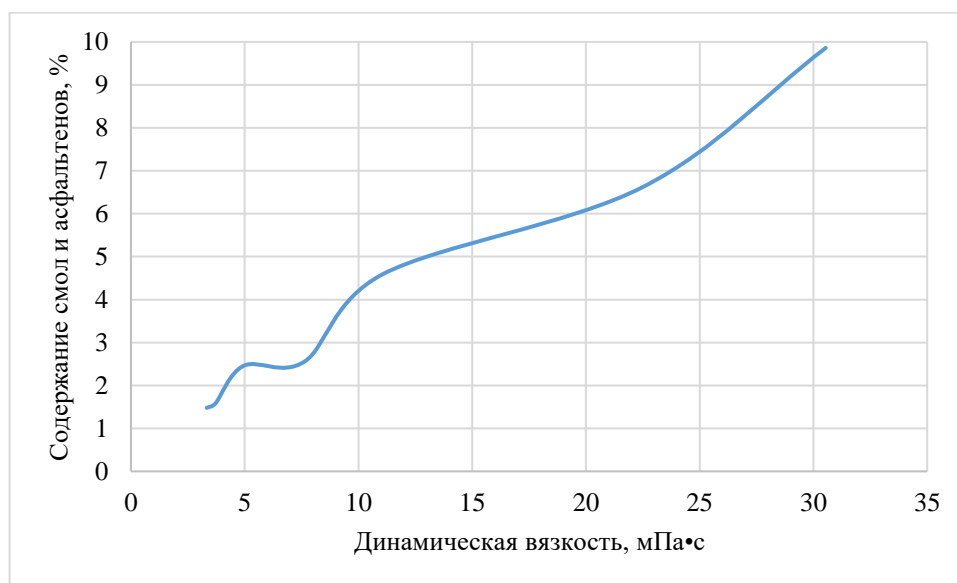


Рисунок 2.10 - Зависимость вязкости от содержания асфальтенов и смол

Температура застывания нефти характеризует, в частности, содержание в ней высокомолекулярных соединений. Наиболее отрицательная температура застывания дегазированной нефти соответствует нефти, отобранной с пласта П, что говорит о возможности использования при низких температурах нефтепродуктов, полученных из неё (рисунок 2.11). Непригодной для получения нефтепродуктов, которые планируется использовать при низких температурах, является нефть с пласта ВК<sub>1-3</sub>, так как она обладает наибольшей температурой застывания.

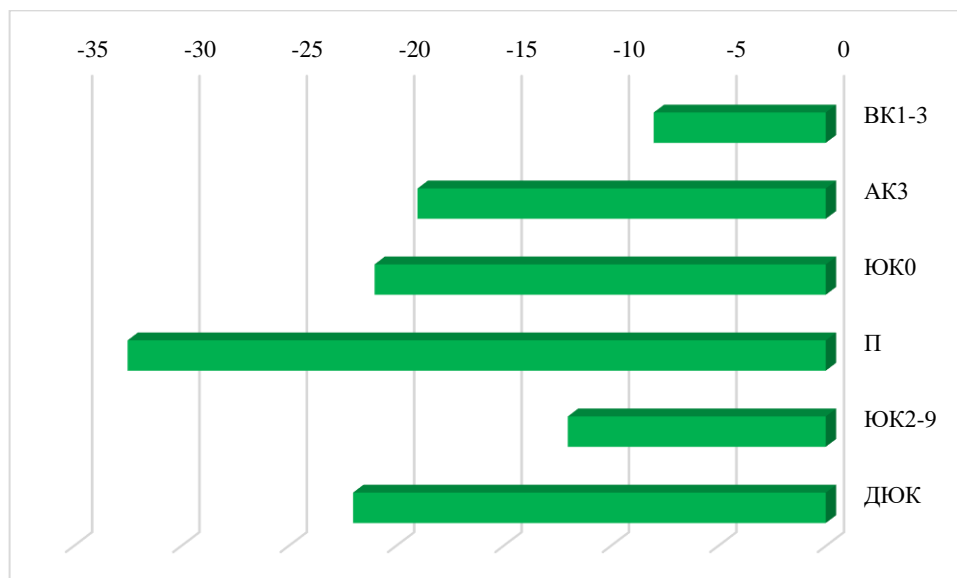


Рисунок 2.11 - Температура застывания дегазированной нефти по пластам

Помимо этого, существует закономерность между содержанием парафинов и температурой застывания: при увеличении содержания в нефти парафинов, температура застывания возрастает (рисунок 2.12).

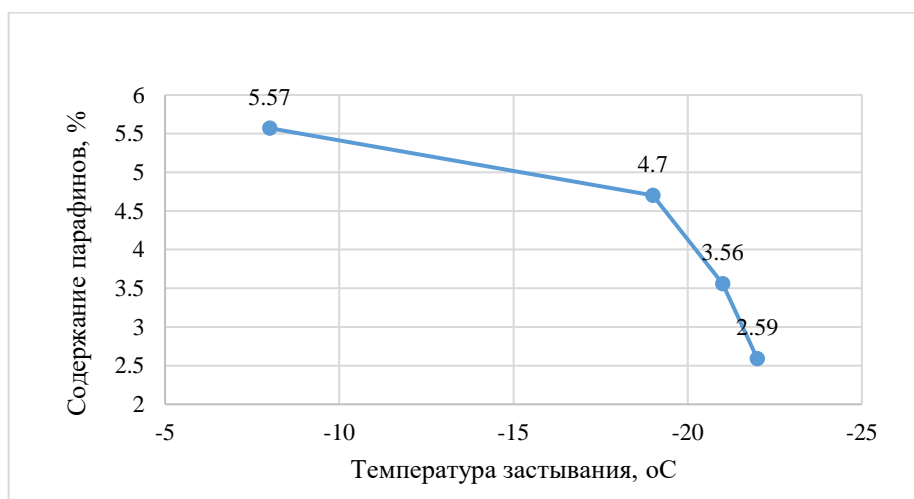


Рисунок 2.12 - Зависимость температуры застывания от содержания парафинов

Температура начала кипения тесно связана с компонентным составом нефти. Максимальные температуры кипения характерны для нефти, отобранных с пластов ВК<sub>1-3</sub>, БГ<sub>2</sub>, это говорит о том, что в их состав входят наиболее тяжелые компоненты. Наиболее низкими температурами кипения отличаются нефти с пластов АК<sub>3</sub>, П, исходя из чего можно сделать вывод, что в их составе содержатся наиболее легкие УВ (рисунок 2.13).

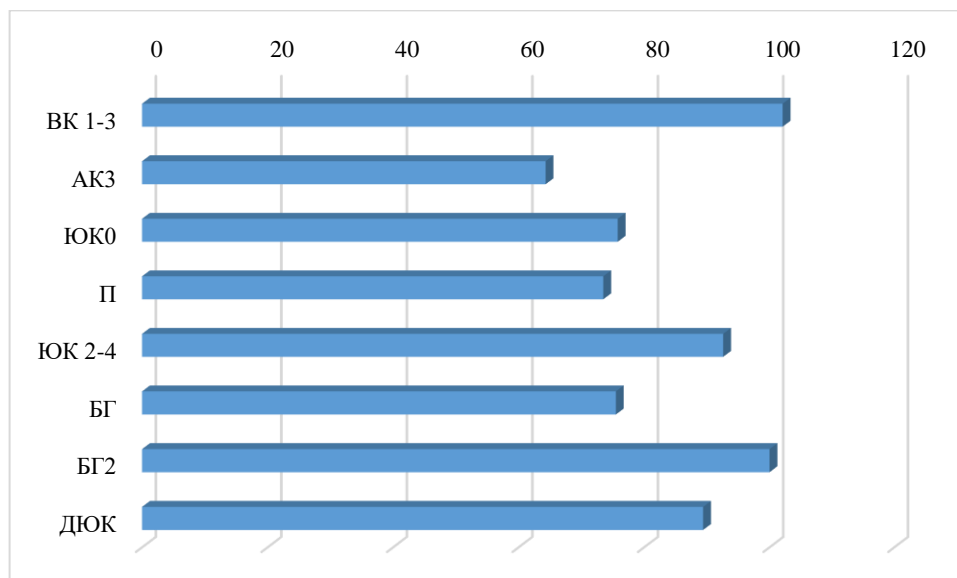


Рисунок 2.13 - Температура начала кипения дегазированной нефти

Исходя из всего вышесказанного можно сделать вывод, что наиболее тяжелыми, вязкими и содержащими наибольшее количество смол и асфальтенов являются нефти, отобранные с пластов ВК<sub>1-3</sub>, БГ<sub>2</sub>. Наименее тяжелыми и вязкими можно считать нефти с пластов БГ и П, в их состав входят более легкие компоненты в больших количествах. Большинство нефтей Красноленинского месторождения Каменного участка являются легкими и маловязкими.

Помимо этого, стоит также отметить, что нами были подтверждены зависимости различных физико-химических характеристик от параметров: плотности от выхода светлых фракций, вязкости от содержания смол и асфальтенов, а также от пластовой температуры, температуры застывания от содержания парафинов.

### Глава 3. Химический состав нефти и газа Каменного участка

#### 3.1. Элементный состав нефти

Нефть — это смесь сложных органических веществ, преобладающим компонентом которой являются углеводороды. Для описания химического состава нефти используют различные показатели. Так, элементный химический состав показывает содержание отдельных элементов в составе нефти. Фракционный состав необходим для анализа нескольких групп (фракций), выкипающих в одном интервале температур. Групповой состав характеризует содержание в нефти органических соединений, принадлежащих к различным типам органических веществ [35].

В состав нефти входят атомы таких химических элементов как: углерод, водород, кислород, азот, сера и фосфор. Содержание перечисленных элементов в нефти

представлено в таблице 3.1. Стоит отметить, что с увеличением плотности нефти, содержание углерода в ее составе увеличивается, а водорода уменьшается.

Таблица 3.1 - Элементный состав нефтей (по Магеррамову А.М., 2009)

Элемент	Содержание, % веса
Углерод	82-86
Водород	12-14
Кислород	0,005-0,35
Азот	0,001-1,8
Сера	0,01-6
Фосфор	Менее 1
Микроэлементы (V, Ni, Fe, Zn, Al, Hg, Cd, Cu, Mn, Se, As, Pb, Sb, Ba и другие)	0,02-0,03

Сернистые органические вещества обладают коррозионной активностью, помимо этого их оксиды, образуемые при горении сернистых соединений, являются загрязнителями окружающей среды. Поэтому очистка нефти имеет важное значение не только для качества получаемого продукта, но и для экологии.

Наибольшее содержание азота, как и серы, характерно для высококипящих фракций [36]. Вещества, содержащие азот, негативно влияют на катализаторы нефтепереработки, а его оксиды, которые образуются в результате сгорания топлива, загрязняют воздух.

Помимо серы и азота тяжелые фракции так же могут содержать кислород. Соединения кислорода обладают агрессивными коррозионными свойствами [59].

Помимо этого, нефть может содержать небольшое количество других химических элементов таких как железо, кобальт, хром, марганец, рубидий и другие, однако чаще всего, это никель, кадмий и ванадий. Так как их концентрации незначительны, около 0,02-0,03% от общей массы нефти, их называют микроэлементами. Всего в нефти находится около 60-70 микроэлементов, из которых около 30 являются металлами, остальные - неметаллами. В нефти металлы могут находиться либо в форме солей карбоновых кислот, либо в виде хелатного комплекса. Наиболее распространены микроэлементы с переменной валентностью, это связано с возможностью образовывать  $\pi$ -комплексы с органическими соединениям, а именно, с ареновыми углеводородами [52].

Наличие металлов в нефти негативно сказывается на процессе ее переработки, так как металлы адсорбируются в порах катализаторов, тем самым дезактивируя их. При восстановлении катализаторов, металлы образуют оксидные соединения на их поверхностях, что сказывается на функции катализатора.

В настоящее время при помощи анализа микроэлементного состава появляется возможность предположить пути миграции нефти, сделать вывод о других её характеристиках. Например, при высоких значениях содержания в нефти ванадия можно говорить и о высоких значениях содержания серы, смол и асфальтенов. Замечено, что содержание ванадия напрямую зависит от содержания серы, а содержание никеля непосредственно связано с содержанием азота в нефти [55]. При этом, из-за многообразия типов нефти, различного возраста месторождений и других факторов, невозможно выделить единую закономерность.

Для экспериментального определения элементного состава нефти анализируют продукты горения, с помощью химических, спектральных и других методов.

### **3.2. Фракционный состав нефти**

Нефть представляет собой сложную, многокомпонентную систему, в связи с этим в основе некоторых методов изучения химического состава лежит её разделение на более простые составляющие. Однако выделить индивидуальные компоненты не представляется возможным из-за большого числа органических веществ, входящих в состав нефти [14].

Процесс, в результате которого происходит разделение нефти на более простые составляющие, называется фракционированием или дистилляцией. Он базируется на различии физических, поверхностных и химических свойств компонентов, а именно на температурах кипения.

Полученные более простые смеси, выкипающие в определенных температурных интервалах, называются фракциями. В первую очередь перегоняются легкокипящие фракции, затем по увеличению температуры кипения компонентов, входящих в состав фракции.

Фракционирование нефти является первичным этапом переработки сырья, с целью дальнейшего применения её составляющих [46]. Процесс протекает в ректификационных колоннах при атмосферном давлении (рисунок 3.1).

Нагретую нефть подают в нижнюю часть ректификационной колонны, при этом в её нижней части температура выше, чем в верхней. Тяжелые компоненты нефти



опускаются на дно, более легкие переходят в газообразное состояние и поднимаются вверх колонны, сталкиваясь с кольцевыми тарелками. При столкновении менее летучие компоненты конденсируются, а более летучие продолжают продвигаться вверх.

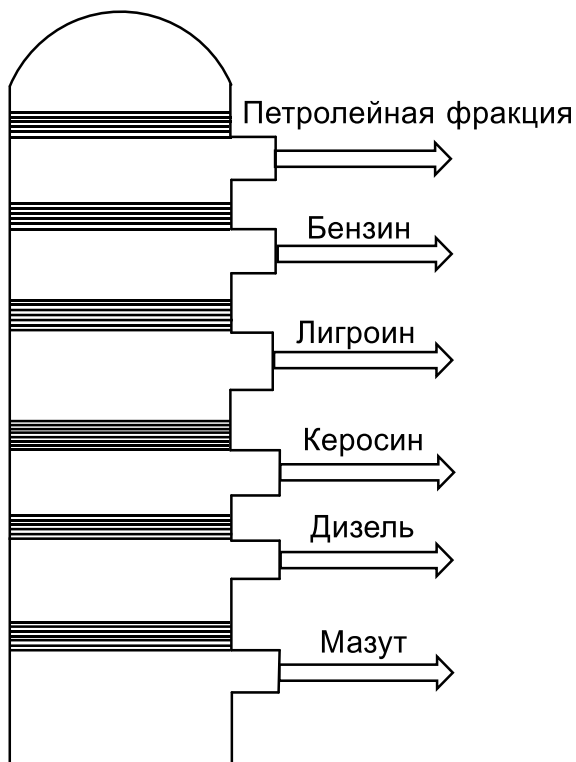


Рисунок 3.1 - Разделение фракций в ректификационной колонне (по Соболевой Е.В., 2010)

Таким образом, в результате атмосферной перегонки выделяются различные фракции: петролейная, бензиновая, лигроиновая, керосиновая, дизельная и остаток перегонки – мазут (таблица 3.2). Каждая фракция характеризуется определенным интервалом температур, который зависит от начала и конца кипения смеси. Однако качество фракций, полученных в результате первичной переработки, не соответствует требованиям, которые предъявляются к нефтепродуктам, в связи с этим фракции подвергаются вторичной переработке [58].

Таблица 3.2 - Фракционный состав нефти и применение её фракций (по Соболевой Е.В., 2010)

<b>Фракция</b>	<b>Температурный интервал</b>	<b>Применение</b>
Петролейная (C <sub>5</sub> -C <sub>6</sub> )	До 100°С	Растворитель, топливо для зажигалок
Бензиновая (C <sub>6</sub> -C <sub>11</sub> )	До 180°С	Автомобильный бензин, растворитель

Окончание таблицы 3.2

Лигроиновая (C <sub>8</sub> -C <sub>14</sub> )	140-180°С	Растворитель в лакокрасочной промышленности
Керосиновая (C <sub>9</sub> -C <sub>16</sub> )	140-220°С	Авиационный керосин
Дизельная (C <sub>15</sub> -C <sub>20</sub> )	180-350°С	Топливо для дизельных двигателей
Мазут (более C <sub>20</sub> )	Более 350°С	Смазочные масла, строительство дорог

Все фракции отличаются по углеводородному составу, удельному весу и вязкости. При переходе от легкокипящих фракций к более тяжелым их плотность и вязкость возрастает. Более легкие фракции бесцветны, с увеличением удельного веса фракций, цвет становится более темным.

Кроме того, все фракции делятся на три группы. К первой группе относятся фракции, кипящие до 200°С, они называются легкими или бензиновыми. Для второй группы характерны фракции, температуры кипения которых лежат в интервале от 200°С до 300°С, их называют средними или керосиновыми. Фракции, выкипающие при температурах выше 300°С, относятся к третьей группе и называются тяжелыми или масляными.

Стоит отметить, что фракции применяются в различных областях, это связано с их компонентным составом, физическими и химическими свойствами. Так, наиболее легкокипящая фракция – петролейная, представляющая собой смесь легких углеводородов, в частности пентанов и гексанов, применяется в качестве растворителя, и используется в качестве топлива для зажигалок [23].

Бензиновая фракция содержит углеводороды различного строения (до C<sub>11</sub>). Она используется для получения различных видов топлива для двигателей внутреннего сгорания. Качество топлива зависит от углеводородов, входящих в состав фракции. Качественным показателем топлива является его октановое число, которое в свою очередь зависит от строения парафиновых углеводородов. Если преобладают алканы нормального строения, то октановое число топлива будет низким. Высокое октановое число характерно для бензиновой фракции, содержащей большое количество парафинов разветвленного строения. Для увеличения октанового числа бензиновую фракцию подвергают

термическому риформингу – процессу, в результате которого неразветвленные молекулы становятся разветвленными.

Лигроиновая фракция нефти представляет собой смесь тяжелых углеводородов ( $C_8$  –  $C_{14}$ ), при этом в ней увеличивается содержание ароматических соединений, а также нафтенов по сравнению с бензиновой фракцией. Лигроиновая фракция находит применение в качестве компонента реактивных топлив, осветительных керосинов, используется как органический растворитель. Для неё характерно высокое значение октанового числа [23].

К керосиновой фракции относятся углеводороды, содержащие от 9 до 16 атомов углерода. Это могут быть парафины, моноциклические и бициклические нафтены, ароматические углеводороды. Керосиновая фракция характеризуется высоким содержанием алканов разветвленного строения и низким содержанием бициклических ароматических соединений, что позволяет использовать её для получения высококачественного топлива для реактивных двигателей. Также керосиновая фракция может быть использована для производства осветительных керосинов и растворителей в лакокрасочной промышленности.

Дизельная фракция характеризуется небольшим содержанием ароматических соединений, для неё характерно преобладание нафтенов над алканами. Также в состав дизельной фракции входят различные кислород и азотсодержащие органические соединения. Она используется как товарное топливо для быстроходных дизелей [51].

Остаток, образующийся в конце первичной переработки нефти, носит название – мазут. Он выкипает при температурах выше  $350^{\circ}\text{C}$ . В результате его дальнейшей переработки при высоком давлении выделяются две другие фракции: вакуумный газойль, который применяется в качестве топливных и смазочных материалов, и гудрон, необходимый для строительства дорог и автомагистралей.

Определение фракционного состава нефти является важным и необходимым составляющим её переработки. Фракционный состав является качественным показателем нефти, устанавливает её стоимость и характеризует её свойства. В связи с этим, появляется возможность прогнозировать области применения выделенных фракций.

### 3.3. Групповой состав нефти

В состав нефти входят различные группы веществ, однако преимущественными компонентами являются углеводороды, которые, в свою очередь, можно разделить на три основных группы: парафиновые, нафтеновые и ароматические соединения.

К парафиновым, или как их еще называют алкановым, углеводородам, относятся ациклические соединения, содержащие одинарные связи между атомами углерода, с общей формулой  $C_nH_{2n+2}$ . По структуре углеродного скелета парафины бывают двух типов: с неразветвленной и разветвленной цепью. Алканы с неразветвленным углеродным скелетом называются нормальными (n-алканы, n-парафины), с разветвленной цепью – изоалканами (i-алканы, i-парафины) (рисунок 3.2)

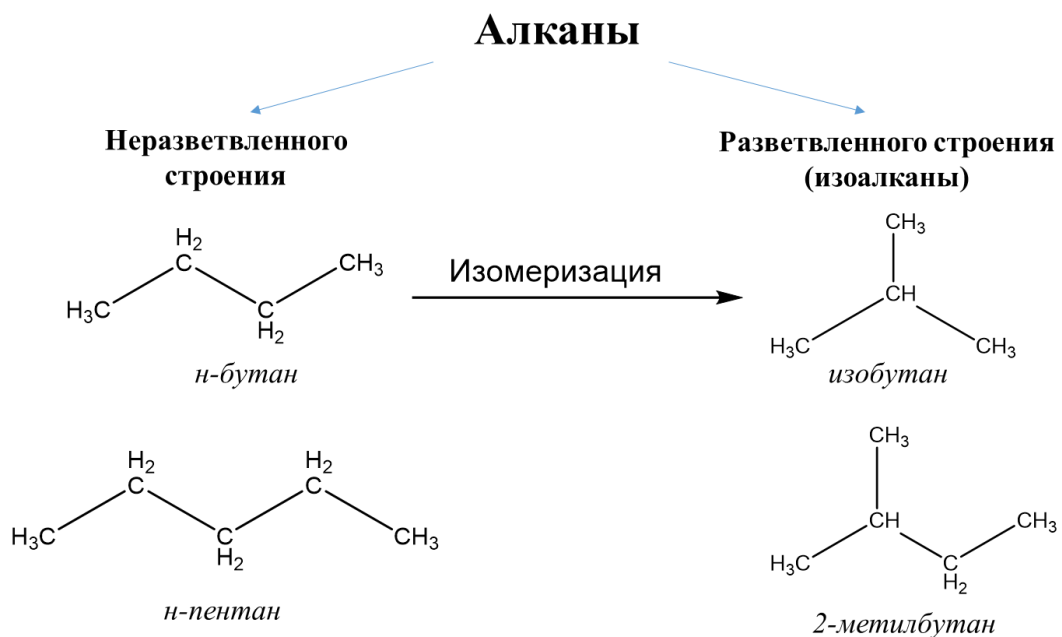


Рисунок 3.2 - Парафины с разветвленным и неразветвленным углеродным скелетом.

Процесс изомеризации (по Каюковой Г.П., 2009)

Стоит отметить, что физические и химические свойства нормальных алканов и изоалканов различны. Так, при низких и умеренных температурах n-алканы являются наиболее устойчивыми и инертными по отношению к окислителям, по сравнению с парафинами разветвленного строения, которые характеризуются менее высокими температурами плавления и кипения. При повышении температуры стабильность n-алканов и изоалканов понижается одинаково до температуры 250°C-300°C, в последующем n-алкан взаимодействует с окислителем с наибольшей скоростью по сравнению с изоалканом [46]. Таким образом, парафины с разветвленным строением характеризуются большей детонационной стойкостью.

Так как алканы являются предельными углеводородами, для них характерны реакции замещения, дегидрирования, окисления. Помимо этого, парафиновые углеводороды склонны к изомеризации, процессу, в результате которого неразветвленный алкан преобразуется в разветвленный. За счет этого увеличивается октановое число нефти, что говорит о повышении её качества.

Алканы существуют в различных агрегатных состояниях, в зависимости от количества атомов углерода. В нефти содержатся парафины, содержащие от 1 до 4 атомов углерода, в виде растворенного газа, жидкие алифатические углеводороды, содержащие от 5 до 15 атомов углерода, и твёрдые наиболее тяжелые алканы, к которым относятся парафин и церезин. Содержание предельных углеводородов в нефти может варьироваться до 50%-70%. Количество твердых парафинов в кристаллическом виде не превышает 40%, но чаще всего составляет около 10-15% [56].

Нафтеновые углеводороды также, как и алкановые, относятся к предельным, но в отличие от последних являются циклическими. Их общая формула -  $C_nH_{2n}$ . Нафтеновые углеводороды называют также циклоалканами [8]. В состав цикла входят от 3 до 9 атомов углерода, в нефтях наиболее часто встречаются пяти- и шестичленные циклы, так как они являются наиболее устойчивыми (рисунок 3.3).

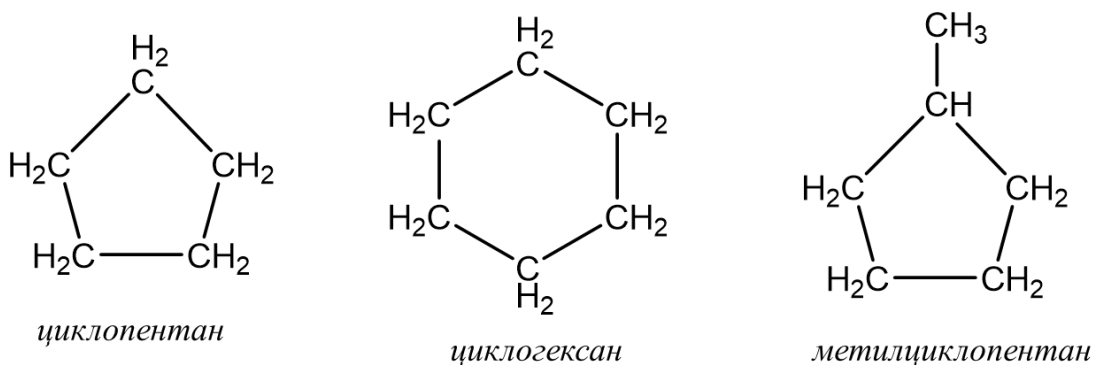


Рисунок 3.3 - Представители моноциклических нафтеновых углеводородов (по Сафиевой Р.З., 2004)

Содержание циклоалканов в нефти варьируется в пределах 25-80%, при чём с утяжелением фракции их количество увеличивается. По содержанию циклов нафтеновые углеводороды делятся на 4 группы: моноциклические, бициклические, трициклические и тетрациклические.

При нормальной температуре нафтеновые углеводороды отличаются высокой химической устойчивостью, характерной для нормальных алканов. При повышении температуры до 400°C и выше они приближаются по стабильности к изоалканам [59].

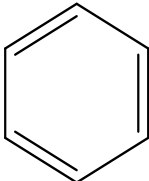
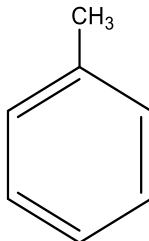
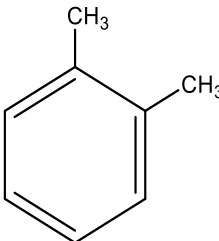
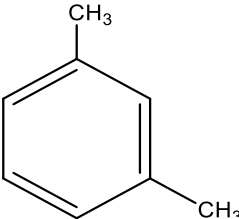
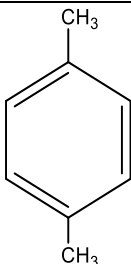
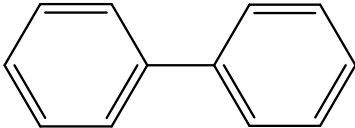
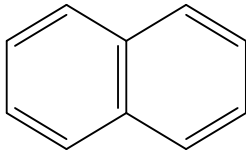
Таким образом, нафтеновые углеводороды обладают большей химической устойчивостью по сравнению с парафинами, как разветвленного, так и линейного строения.

К непредельным углеводородам относятся алкены, алкины, алкадиены, их молекулы содержат кратные связи. Как правило, в нефти они не содержатся, это связано с их высокой реакционной способностью, однако в некоторых случаях их удаётся обнаружить в небольших количествах [28].

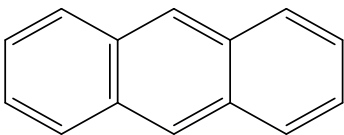
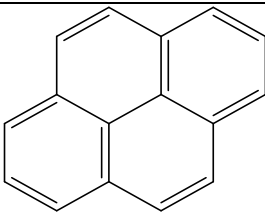
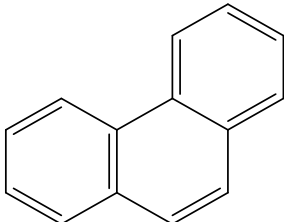
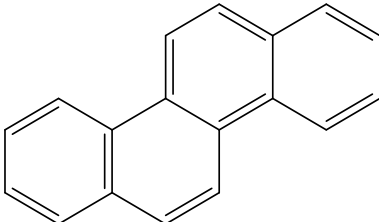
Ароматические углеводороды, или арены, представляют собой непредельные сопряженные шестичленные циклы. Содержание их в нефти может достигать 35%, однако обычно оно варьируется в пределах от 5 до 25%.

В зависимости от количества шестичленных циклов арены делятся на несколько групп. Представителями моноциклических ароматических соединений являются бензол и его гомологи [70]. Из бициклических аренов наиболее часто встречаются в нефти бифенил, нафталин и их производные. Фенантрен, антрацен, пирен и хризен относятся к полициклическим аренам (таблица 3.3).

Таблица 3.3 - Представители моно-, би- и полициклических аренов (по Шишминой Л.В., 2014)

Моноциклические арены				
				
<i>бензол</i>	<i>толуол</i>	<i>ортоксилол</i>	<i>метаксилол</i>	<i>параксилол</i>
Бициклические арены				
				
<i>Бифенил</i>		<i>нафталин</i>		

Окончание таблицы 3.3

Полициклические арены	
 <i>Антрацен</i>	 <i>пирен</i>
 <i>фенантрен</i>	 <i>хризен</i>

Стоит отметить, что в нефтяных фракциях преобладают моноциклические ароматические соединения (таблица 3.4). Таким образом, в состав тяжелых фракций входят арены, содержащие не большое количество ароматических колец, а длинные алкильные заместители [9].

Таблица 3.4 - Содержание ароматических углеводородов различных типов (по Ботнева Т.А., 1987)

Типы аренов	% от общего содержания аренов
Бензольные	67
Нафталиновые	18
Фенантреновые	8
Хризеновые	3
Пиреновые	2
Антраценовые	1
Другие	1

Арены химически активны, они легко вступают в реакции замещения, в результате которых не нарушается целостность ароматического кольца. К реакциям такого типа относится алкилирование, галогенирование, сульфирование, нитрирование. Полученные замещенные арены в дальнейшем легко окисляются.

Таким образом, нефть – это смесь различных веществ, преимущественно органической природы. В её состав входят углеводороды различных классов органических соединений. Выделяют три основные группы углеводородов в нефти:

парафины, циклоалканы и ароматические соединения. Каждый класс имеет индивидуальные химические и физические свойства. В зависимости от структуры соединений, нефть приобретает те или иные качества. Так, изоалканы отличаются высокой устойчивостью по отношению к окислителям при высоких температурах, однако алканы линейного строения более стабильны при низких. Но большая химическая устойчивость характерна для нафтеновых углеводородов. Ароматические соединения, входящие в состав нефти, вступают в реакции замещения, в результате образуются продукты, которые легко окисляются.

### 3.4. Классификации нефтей

В современном мире существуют различные классификации нефтей. Такое многообразие связано с целями их создания и областями их применения. Например, геологов и геохимиков, в первую очередь, интересует сопоставление результатов идентификации нефтей с исходным органическим веществом, определение путей миграции нефти и этапов ее эволюции. Для нефтепереработки особое значение имеет процентное содержание компонентов, химический состав и физические свойства фракций нефти.

#### *Химическая классификация*

В 1986 году Старобинцем была предложена классификация нефтей, которая в дальнейшем использовалась на промысловых, добывающих предприятиях [9]. В зависимости от содержания углеводородов определённых химических классов в бензиновых фракциях, нефти делятся на несколько групп.

- Метановые (М) нефти содержат более 60% парафинов, при этом молярное содержание углерода в них составляет более 60%.
- Нафтеновые (Н) нефти содержат более 60% нафтеновых углеводородов, при этом молярное содержание углерода в циклоалканах составляет около 50-60%.
- Метано-нафтеновые (МН) нефти отличаются высоким содержанием как алканов, так и циклоалканов, в сумме их количество достигает более 60%, однако алканы преобладают.
- Нафтенно-метановые нефти характеризуются высоким содержанием нафтеновых углеводородов и алканов, в сумме их содержание составляет более 60%, преобладают циклоалканы.
- Метано-ароматические (МА) нефти содержат преимущественно парафины и ароматические углеводороды, в сумме их количество составляет более 60%.



- Нафтно-ароматические (НА) нефти отличаются высоким содержанием преимущественно циклоалканов и ароматических соединений.

Наиболее распространённым типом нефти является метаново-нафтеный.

Также существуют графические классификации нефтей. Одной из таких является классификация с применением треугольной диаграммы, предложенной Б. Тиссо и Д. Вельте в 1981 году [8]. Их классификация основывается на содержании различных групп органических соединений: парафинов (П), циклоалканов (Н), ароматических углеводородов (А) в фракции, кипящей выше 210°C. Также в ней, в отличие от рассмотренной ранее классификации, учитывается содержание серы в нефтях.

Каждая сторона треугольника показывает содержание в нефти углеводородов определенной группы: алканов, нафтенов, ароматических углеводородов и гетероатомных соединений. По этой классификации выделяют шесть классов нефтей: парафиновый, парафино-нафтеный, нафтеный, с содержанием серы менее одного процента; ароматико-нафтеный, ароматико-асфальтеновый, ароматико-смешанный, с содержанием серы более одного процента (таблица 3.5).

Таблица 3.5 - Геохимическая классификация нефти (по Богомолу А.И., 1995)

Класс нефти	Содержание компонентов, %		Содержание серы, %
<b>Парафиновый</b>	П+Н >50% А <50%	П > Н, П > 40%	Менее 1%
<b>Парафино-нафтеный</b>		П < 40%, Н < 40%	
<b>Нафтеный</b>		Н > П, Н > 40%	
<b>Ароматико-смешанный</b>	П+Н < 50% А > 50%	П > 10%	Более 1%
<b>Ароматико-асфальтеновый</b>		Н < 25%	
<b>Ароматико-нафтеный</b>		П < 10%, Н > 25%	Менее 1%

Парафиновые, парафино-нафтеные и нафтеные нефти характеризуются высоким содержанием предельных углеводородов, более 50% и небольшим содержанием

серы, менее 1%. Проведены дополнительные границы при 40% алканов и 40% циклоалканов, которые отделяют парафиновые нефти от парафино-нафтеновых, и парафино-нафтеновые от нафтеновых (рисунок 3.4).

К ароматическим относятся нефти, которые суммарно содержат менее 50% предельных углеводородов, и более 50% ароматических соединений, смол и асфальтенов. Дополнительная граница разделяет ароматико-смешанные нефти, содержащие более 10% парафинов нормального и разветвленного строения, и более тяжелые нефти, в составе которых содержание алканов составляет менее 10% [62].



Рисунок 3.4 - Треугольная диаграмма шести классов нефтей (Тиссо Б., 1981)

Тяжелые превращенные нефти делятся на два подкласса -ароматико-асфальтеновые и ароматико-нафтеновые нефти. Для первого подкласса характерно содержание нафтенов менее 25%, для второго – более 25%. Они отличаются не только содержанием циклоалканов, но и серы. В ароматико-асфальтеновых нефтях содержание серы составляет более 1%.

Также существует типизация нефтей по содержанию смолисто-асфальтеновых веществ. Асфальто-смолистые вещества – высокомолекулярные соединения, в состав которых входят гетероатомы. Асфальто-смолистые соединения условно делятся на

асфальтены и смолы, последние, в свою очередь преобладают. Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации утвердило эту классификацию в 2016 году. По ней нефти подразделяются на три типа: малосмолистые, содержащие менее 5% асфальто-смолистых веществ, смолистые, в составе которых более 5%, но менее 15% смол и асфальтенов, и высокосмолистые нефти, где их содержание превышает 15% (таблица 3.6).

Таблица 3.6 - Классификация нефти в зависимости от содержания асфальто-смолистых соединений (Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации, 2016)

Типы нефти	Содержание смол и асфальтенов, %
Малосмолистые	Менее 5
Смолистые	5-15
Высокосмолистые	Более 15

#### *Технологическая классификация*

На нефтедобывающих и перерабатывающих заводах России используется технологическая классификация нефтей, в основе которых лежит выделение их классов, типов, групп, подгрупп и видов по различным показателям. Каждый класс, тип, группа, подгруппа и вид имеют свои обозначения, совокупность их представляет собой шифр технологической классификации, который применяется для сортировки нефти.

В зависимости от содержания серы нефти классифицируют на малосернистые (I), сернистые (II) и высокосернистые (III) [21]. К малосернистым нефтям относятся нефти с содержанием серы около 0,02-0,5%. Высокосернистые нефти характеризуются содержанием серы около 2,0-6% (таблица 3.7). Количество серы в нефти определяют с помощью сжигания навески в кварцевой трубке, с последующим анализом газообразных продуктов горения [53].

Таблица 3.7 - Классификация нефти по содержанию серы в ней (по Проскуракову В.А., 1995)

Класс	Содержание серы, %			
	Нефть	Бензин	Реактивное топливо	Дизельное топливо
<b>I</b>	$\leq 0,50$	$\leq 0,10$	$\leq 0,10$	$\leq 0,20$
<b>II</b>	0,51-2,00	$\leq 0,10$	$\leq 0,25$	$\leq 1,00$
<b>III</b>	$\geq 2,00$	$> 0,10$	$> 0,25$	$> 1,00$

В зависимости от выхода фракций до 350°С нефти подразделяются на три типа (Т<sub>1</sub>, Т<sub>2</sub>, Т<sub>3</sub>), а по содержанию масел на четыре группы (М<sub>1</sub>, М<sub>2</sub>, М<sub>3</sub>, М<sub>4</sub>) (таблица 3.8) [53].

По значениям индекса вязкости остаточных масел нефти делятся на четыре подгруппы (таблица 3.8). Индекс вязкости является качественной характеристикой нефти, он характеризует изменение вязкости при увеличении температуры. Для масел с высоким индексом вязкости, изменения значения вязкости небольшое, для масел с низким индексом вязкости – существенное. И<sub>1</sub>, И<sub>2</sub>, И<sub>3</sub>, И<sub>4</sub>.

Таблица 3.8 - Типизация нефтей в зависимости от содержания базовых масел, фракций до 350 °С и индекса вязкости (по Проскурякову В.А.,1995)

Тип	Выход фракций до 350 °С, %	Группа	Содержание базовых масел, %		Подгруппа	Индекс вязкости
			на нефть	на мазут		
Т <sub>1</sub>	≥ 55,0	М <sub>1</sub>	> 25,0	> 45,0	И <sub>1</sub>	> 95
Т <sub>2</sub>	45,0-54,9	М <sub>2</sub>	15,0-24,9	> 45,0	И <sub>2</sub>	90-95
Т <sub>3</sub>	< 45,0	М <sub>3</sub>	15,0-24,9	30- 44,9	И <sub>3</sub>	85-89,9
		М <sub>4</sub>	< 15,0	< 30,0	И <sub>4</sub>	< 85

Для определения содержания парафина применяют селективные растворители, с последующим его осаждением или экстракцией. В зависимости от его количества нефти подразделяют на три вида. К низкопарафинистым (П<sub>1</sub>) относятся нефти с содержанием парафина менее 1,5%, среднепарафинистые (П<sub>2</sub>) нефти отличаются содержанием парафина около 1,5-6,0%, высокопарафинистые (П<sub>3</sub>) нефти содержат более 6% (рисунок 3.5). При этом существуют дополнительные требования к каждому из видов нефтей:

- возможность получения моторного и зимнего дизельного топлива, а также базовых масел из низкопарафинистой нефти без депарафинизации;
- среднепарафинистая нефть может быть использована для получения реактивного и летнего дизельного топлива без проведения депарафинизации, а с применением парафинизации из нее могут быть получены дистиллятные масла;
- из высокопарафинистой нефти без проведения депарафинизации невозможно получить летнее дизельное топливо [72].

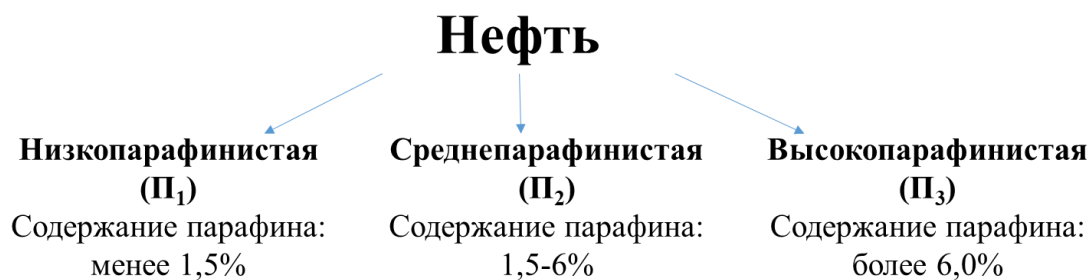


Рисунок 3.5 - Классификация нефти по содержанию парафина (по Эриху В. Н, 1977)

Таким образом, например, нефть марки ШТ<sub>2</sub>М<sub>1</sub>И<sub>1</sub>П<sub>2</sub> – это высокосернистая среднепарафинистая нефть со средним выходом светлых фракций, с высоким содержанием масел и высоким значением индекса вязкости. Соответственно, при переработке нефти этой марки следует удалить серу, депарафинизировать её и выделить масла с учётом индекса вязкости.

В настоящее время также используются другая технологическая классификации нефти, утвержденная ГОСТом Р 51858-2020.

По содержанию серы нефти, согласно ГОСТу Р 51858-2020, делятся не на три класса, как в рассмотренном ранее варианте, а на четыре. Выделяется новый класс – особо высокосернистая нефть (таблица 3.9) [34].

Таблица 3.9 - Классификация нефти по содержанию серы (ГОСТ Р 51858-2020)

Класс нефти	Наименование	Содержание серы, %
1	Малосернистая	≤0,60
2	Сернистая	0,61-1,80
3	Высокосернистая	1,81-3,50
4	Особо высокосернистая	>3,5

Также в этом документе присутствует классификация нефтей в зависимости от выхода фракций с учётом её плотности. В результате нефть подразделяют на пять типов, которые пронумерованы от 0 до 4, где 0 – особо легкая, 1 – легкая, 2 – средняя, 3 – тяжелая, 4 – битуминозная (таблица 3.10). При этом, стоит отметить, что если она по какому-либо параметру относится к типу с меньшим номером, а по другому параметру – к типу с большим номером, то выбирают тип с большим номером. Также для использования этой типизации нефть должна содержать не более 6% парафинов [72].

Таблица 3.10 - Классификация нефти по типам (ГОСТ Р 51858-2020)

Наименование показателя	Типы нефтей				
	0	1	2	3	4
Плотность, кг/м <sup>3</sup> , при температуре: 20°С 15°С	≤ 830,0	830,1-850,0	850,1-870,0	870,1-895,0	> 895,0
	≤ 833,7	833,8-853,6	853,7-873,5	873,6-898,4	> 898,4
Выход фракций, % об., до температуры: 200°С 300°С	≥30	≥27	≥21	-	-
	≥52	≥47	≥42	-	-

*Химико-структурная по распределению реликтовых алканов*

Нефть, как упоминалось ранее, в своем составе содержит преимущественно углеводороды. С генетической точки зрения, они условно делятся на две основные группы: реликтовые и преобразованные углеводороды. К первой группе относятся соединения, в составе которых сохранились характерные структурные черты исходных органических молекул. Ко второй группе относятся углеводороды, которые утратили структурные особенности исходные биоорганических соединений [50].

К реликтовым соединениям относятся алканы линейного и изопреноидного строения, циклические изопреноиды, стераны, тритерпаны и другие. В свою очередь, в зависимости от структуры реликтовые углеводороды, или как их иначе называют «хемофоссилии», подразделяются на два класса: реликтовые углеводороды изопреноидного типа строения и неизопреноидного типа строения. К первому классу относятся соединения, как алифатического, так и циклического строения, число циклических звеньев в молекуле может достигать до пяти. Второй класс характеризуется углеводородами, преимущественно алифатического строения, которые имеют линейные алкильные или слабоветвленные цепи [49].

В основе классификации нефтей А.А. Петрова лежит разделение их на две категории в зависимости от содержания n-алканов и изопреноидных соединений. А.А. Петров анализировал хроматограммы фракций, выкипающих в интервале температур 200-430°С. К категории А относится нефть, на хроматограммах которой можно увидеть пики алканов нормального строения. Для хроматограмм нефтей категории Б не характерно

наличие пиков n-алканов. По содержанию алканов нормального строения и изопреноидного каждая категория подразделяется на два подтипа: А<sup>1</sup>, А<sup>2</sup>, Б<sup>1</sup>, Б<sup>2</sup> [67].

Нефть категории А<sup>1</sup> отличается высоким содержанием n-алканов. Также в ее состав входят циклоалканы, представленные в основном моноциклическими и бициклическими молекулами. Такие нефти относятся к метановому и метано-нафтеновому типу, они наиболее распространены.

Категория А<sup>2</sup> характеризуется преобладанием разветвленных алканов над парафинами нормального строения. По сравнению с категорией А<sup>1</sup> наблюдается уменьшение содержания алканов, увеличение содержания трицикланов. Нефти категории А<sup>2</sup> относятся к нафтено-парафиновому типу.

Нефть категории Б<sup>1</sup> отличается отсутствием алканов как нормального, так и изопреноидного строения, характеризуется небольшим содержанием разветвленных алканов и преобладанием бициклических углеводородов над моноциклическими. Категории Б<sup>1</sup> соответствует нефтям нафтенового или нафтено-ароматического типа.

Преобладающими углеводородами в нефти категории Б<sup>2</sup> являются циклоалканы, содержащие преимущественно до трёх циклических звеньев. Для Б<sup>2</sup> характерны парафины изопреноидного строения. Такие нефти относятся к нафтеновому и нафтено-парафиновому типу (таблица 3.11).

Таблица 3.11 - Групповой состав нефтей различных категорий (по Богомолу А.И.,1995)

Тип	Алканы, %			Циклоалканы, %	Арены, %
	Сумма	Н-строения	Разветвленного		
А <sup>1</sup>	15-60	5-25	0,05-6	15-45	10-70
А <sup>2</sup>	10-30	0,5-5	1,0-6,0	20-60	15-70
Б <sup>1</sup>	4-10	-	-	20-70	25-80
Б <sup>2</sup>	5-30	0,5	0,5-6,0	20-70	20-80

Таким образом, существует широкое многообразие классификаций нефти в зависимости от параметров, которые лежат в основе разделения: химическая, технологическая, химико-структурная классификация по реликтовым алканам.

### 3.5. Анализ компонентного состава нефти Каменного участка (западная часть)

Для анализа нефти с использованием классификации Старобинца были отобраны три поверхностные и одиннадцать глубинных проб нефти с пластов ЮК<sub>3-5</sub> и ДЮК.

Классификация Старобинца основана на определении компонентного состава бензиновых фракций. Стоит отметить, что преобладающим компонентом в отобранных пробах нефти является парафиновые углеводороды. Проанализировав состав глубинной пробы нефти, отобранной с пласта ЮК<sub>3-4</sub>, можно сделать вывод, что нефть Красноленинского месторождения с соответствующего пласта относится к метано-нафтеновому типу, характеризующемуся высоким содержанием парафинов, менее 60%, и менее высоким содержанием нафтенов (рисунок 3.6).

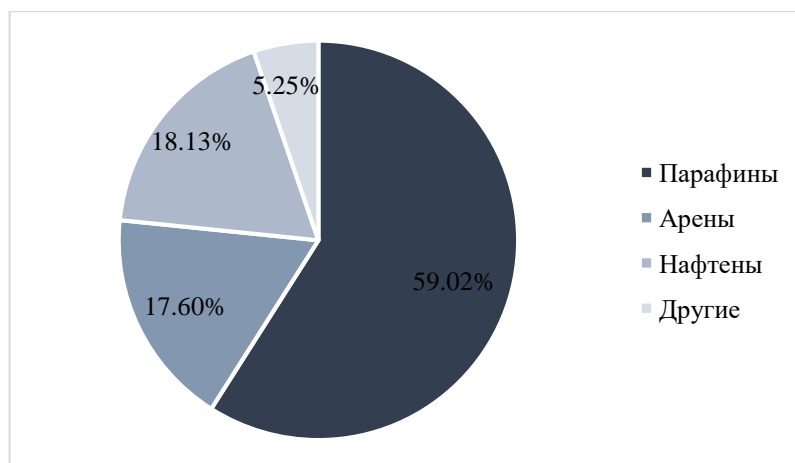


Рисунок 3.6 - Компонентный состав бензиновой фракции глубинной пробы нефти с пласта ЮК<sub>3-4</sub>

Нефть, отобранная с пласта ЮК<sub>5</sub>, отличается наибольшим количеством алканов и ароматических соединений, она относится к метано-ароматическому типу нефтей (рисунок 3.7).

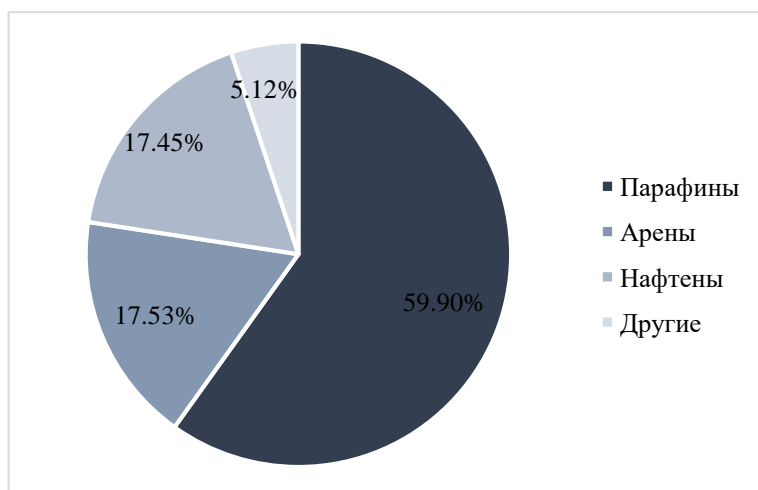


Рисунок 3.7 - Компонентный состав бензиновой фракции глубинной пробы нефти с пласта ЮК<sub>5</sub>

Так как нефть, отобранная с пласта ДЮК, содержит более 60% парафинов, то она относится к метановому типу (рисунок 3.8). Поверхностные пробы нефти с пластов ЮК<sub>3-4</sub>,



ЮК<sub>5</sub>, ЮК<sub>3-5</sub> отличаются высоким содержанием алканов и нафтенов. Такая нефть соответствует метано-нафтеновому типу (рисунок 3.9)

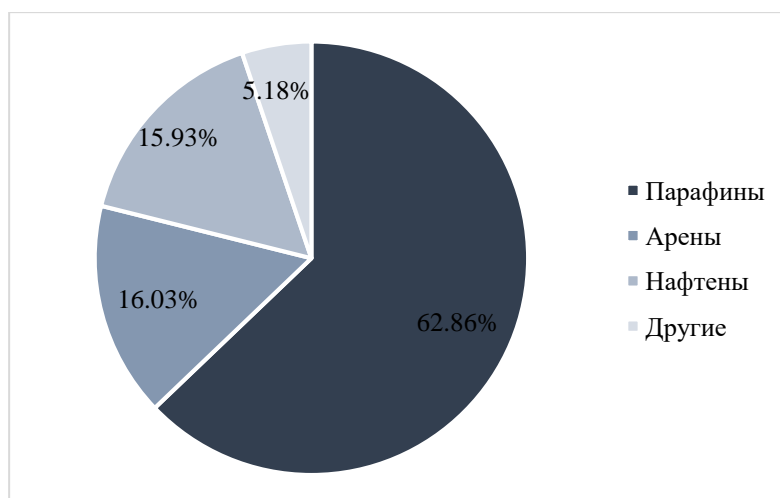


Рисунок 3.8 - Компонентный состав бензиновой фракции глубинной пробы нефти с пласта ДЮК

Также стоит отметить, что поверхностные и глубинные пробы нефти с пластов ЮК<sub>3-5</sub> отличаются незначительно, лишь на несколько процентов по содержанию алканов и нафтенов. Для поверхностных проб, в отличие от глубинных, характерно наибольшее количество алкенов.

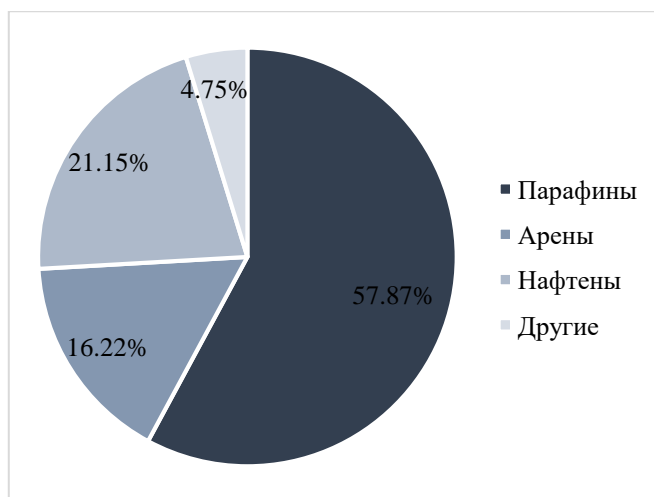


Рисунок 3.9 - Компонентный состав бензиновой фракции поверхностной пробы нефти с пласта ЮК<sub>3-5</sub>

Промышленная нефтеносность месторождения в пределах Каменного лицензионного участка (западная часть) установлена в отложениях доюрского комплекса (пласт ДЮК – кора выветривания PZ), нижнеюрских (пласт БГ<sub>2</sub> – базальный горизонт J<sub>1</sub>), среднеюрских (пласт БГ – базальный горизонт J<sub>2</sub>) и верхнеюрских (пласт П) отложениях, тюменской (пласты ЮК<sub>2-9</sub>), абалакской (пласты ЮК<sub>1</sub>), баженовской (пласт ЮК<sub>0</sub>),

фроровской (пласт АК<sub>1-3</sub>) и викуловской (пласты ВК<sub>1</sub>, ВК<sub>2-3</sub>) свит. Для анализа были выбраны восемь пластов: ВК<sub>1-3</sub>, АК<sub>3</sub>, ЮК<sub>0</sub>, П, ЮК<sub>2-4</sub>, БГ, БГ<sub>2</sub>, ДЮК.

По содержанию смол и асфальтенов, нефти делятся на малосмолистые, смолистые и высокосмолистые. Нефти, отобранные с пластов АК<sub>3</sub>, ЮК<sub>0</sub>, П, ЮК<sub>2-4</sub>, БГ и ДЮК, относятся к малосмолистым, так как содержание в них асфальто-смолистых веществ не превышает 5% (таблица 3.12). К смолистым нефтям относятся нефти, пробы которых отобраны с пластов ВК<sub>1-3</sub> и БГ<sub>1</sub>, так как содержание смол и асфальтенов в них не превышает 15%, но больше 5%.

Таблица 3.12 - Содержание смол и асфальтенов в пробах дегазированной нефти Каменной площади Красноленинского месторождения

Пласт \ Параметр	ВК <sub>1-3</sub>	АК <sub>3</sub>	ЮК <sub>0</sub>	П	ЮК <sub>2-4</sub>	БГ	БГ <sub>1</sub>	ДЮК
Количество исследованных проб/скважин	49/32	3/3	14/10	8/5	18/13	6/1	1/1	11/8
Содержание, % (масс.):								
Смол силикагелевых	5,3	2,5	2,32	1,36	2,26	1,47	7,58	2,19
Асфальтенов	1,32	2,1	0,24	0,22	0,18	0,01	2,28	0,27
Асфальто-смолистых веществ	6,62	4,6	2,56	1,58	2,44	1,48	9,86	2,46

Также были проанализированы свойства дегазированной нефти продуктивных пластов Каменной площади (западная часть) Красноленинского месторождения, с учетом технологической классификации. По содержанию серы, рассматриваемые нефти относятся к первому классу, так как содержат менее 0,5% серы в своем составе, это относится ко всем пластам, кроме БГ<sub>2</sub>. Нефть, отобранная с пласта БГ<sub>2</sub>, характеризуется наибольшим содержанием серы и относится к сернистым нефтям, что соответствует второму классу (таблица 3.13).

В зависимости от выхода фракций до 350°C, нефти рассматриваемых пластов относятся к различным типам. Нефти пласта верхнеюрских отложений, пласта базального горизонта J<sub>1</sub> и коры выветривания PZ относятся к первому типу нефтей. Второй тип

характерен для нефтей пластов баженовской, тюменской свит и базального горизонта J<sub>1</sub>. К третьему типу относятся нефти, отобранные с пластов викуловской и фроловской свит.

В основе разделения нефтей по группам лежит содержание в них масел. Маслами считаются высококипящие углеводороды. Так как содержание фракции, кипящей при температуре более 300°C, во всех рассматриваемых нефтях превышает 25%, они относятся к первой группе.

Проанализировать нефти по индексу вязкости не представляется возможным, так как отсутствуют значения кинематической вязкости при 40°C, параметр необходимый для расчета.

Следующий шаг - анализ содержания парафинов в нефтях. В зависимости от него, нефти делятся на три вида - низкопарафинистые (П<sub>1</sub>), содержание парафина в которых менее 1,5%, среднепарафинистые (П<sub>2</sub>), в которых содержится от 1,5 до 6,0%, и высокопарафинистые (П<sub>3</sub>) нефти, содержащие более 6% парафина.

Таблица 3.13 - Технологическая классификация нефтей продуктивных пластов Каменной площади Красноленинского месторождения

Пласт Параметр	ВК <sub>1-3</sub>	АК <sub>3</sub>	ЮК <sub>0</sub>	П	ЮК <sub>2-4</sub>	БГ	БГ <sub>1</sub>	ДЮК
Количество исследованных проб/скважин	49/32	3/3	14/10	8/5	18/13	6/1	1/1	11/8
Содержание, % (масс.)								
Серы	0,33	0,2	0,15	0,16	0,15	0,12	0,73	0,17
Парафинов	5,57	4,7	3,56	3,24	5,59	3,48	2,54	2,59
Фракционный состав, % до 350°C	39,5	44,7	54,4	61,9	54,7	57	45	61,7
Фракционный состав, % после 300°C	60,5	55,3	45,6	38,1	45,3	43	55	38,3
Шифр техн. классификации	IT <sub>3</sub> M <sub>1</sub> П <sub>2</sub>	IT <sub>3</sub> M <sub>1</sub> П <sub>2</sub>	IT <sub>2</sub> M <sub>1</sub> П <sub>2</sub>	IT <sub>1</sub> M <sub>1</sub> П <sub>2</sub>	IT <sub>2</sub> M <sub>1</sub> П <sub>2</sub>	IT <sub>1</sub> M <sub>1</sub> П <sub>2</sub>	IT <sub>2</sub> M <sub>1</sub> П <sub>2</sub>	IT <sub>1</sub> M <sub>1</sub> П <sub>2</sub>

Таким образом, нефти с пласта ВК<sub>1-3</sub> викуловской свиты и пласта АК<sub>3</sub> фроловской свиты соответствует марка ИТ<sub>3</sub>М<sub>1</sub>П<sub>2</sub>, это означает, что такая нефть малосернистая, что позволяет сэкономить на её очистке, с низким выходом светлых фракций, что говорит о высоком содержании тяжелых углеводородов, с высоким содержанием масел, среднепарафинистая. Соответственно, при переработке нефти этой марки следует, в первую очередь, депарафинизировать её.

Для нефтей с пластов ЮК<sub>0</sub>, ЮК<sub>2-4</sub>, баженовской, тюменской свит и шифр технологической классификации - ИТ<sub>2</sub>М<sub>1</sub>П<sub>2</sub>. Такая нефть – малосернистая, со средним выходом светлых фракций, с высоким содержанием масел, среднепарафинистая.

Для нефтей с пластов П, БГ и ДЮК характерна марка ИТ<sub>1</sub>М<sub>1</sub>П<sub>2</sub>. Это говорит о том, что нефть является малосернистой, с высоким выходом светлых фракций, это позволяет использовать её для получения смазочных масел высокого качества. Она отличается высоким содержанием масел, среднепарафинистая.

Марка ИТ<sub>2</sub>М<sub>1</sub>П<sub>2</sub> соответствует нефти с пласта БГ<sub>1</sub> базального горизонта. Это сернистая, со средним выходом светлых фракций, высоким содержанием масел, среднепарафинистая нефть. Соответственно, при переработке нефти этой марки, в первую очередь, следует удалить серу.

В настоящее время также используются другая технологическая классификации нефти, утвержденная ГОСТом Р 51858-2020. По этой классификации нефти, отобранные с рассматриваемых пластов, также относятся к малосернистым, так как содержание серы в них не превышает 0,6%. Кроме нефти с пласта БГ<sub>1</sub> базального горизонта, она относится к сернистым нефтям.

Также в этом документе присутствует классификация нефтей в зависимости от выхода фракций с учётом её плотности. Необходимо отметить, что если по различным параметрам нефть относится к разным типам, то ее следует относить к типу с наибольшим номером.

Нефть, отобранная с пласта викуловской свиты, по обоим параметрам относится ко второму типу. Нефть, отобранная с пласта фроловской свиты, по плотности относится к первому типу, а по выходам фракции ко второму. Нефти с пласта баженовской и тюменской свит, пласта П, БГ и ДЮК по обоим параметрам относятся ко второму типу. Третий тип характерен для нефти пласта БГ<sub>2</sub> базального горизонта по величине плотности (таблица 3.14).

Таблица 3.14 - Физико-химические характеристики, необходимые для технологической классификации (ГОСТ Р 51858-2020)

Пласт \ Параметр	ВК <sub>1-3</sub>	АК <sub>3</sub>	ЮК <sub>0</sub>	П	ЮК <sub>2,4</sub>	БГ	БГ <sub>1</sub>	ДЮК
Количество исследованных проб/скважин	49/32	3/3	14/10	8/5	18/13	6/1	1/1	11/8
Плотность при 20°С, кг/м <sup>3</sup>	850,2	843	814	809,9	824,6	803	883,1	814,2
Фракционный состав, % до 200°С	15,6	24	31,4	38,1	28,9	33,2	19	36,1
Фракционный состав, % до 300°С	39,5	44,7	54,4	61,9	54,7	57	45	61,7
Тип нефти	2	2	0	0	0	0	3	0

Также стоит отметить, что содержание нормальных парафинов связано непосредственно с температурой застывания нефти. С увеличением доли n-алканов, повышается температура их застывания. Такую закономерность, можно заметить, проследив за содержанием парафинов и температурой застывания нефти (таблица 3.15). Чтобы понизить температуру застывания применяют процесс депарафинизации – удаление парафинов нормального строения, чаще всего из керосино-газойлевых и масляных фракций нефти. Это позволяет получить морозостойкие вещества.

Таблица 3.15 - Взаимосвязь содержания парафинов и температуры застывания нефти Каменной площади Красноленинского месторождения

Пласт \ Параметр	ВК <sub>1-3</sub>	АК <sub>3</sub>	ЮК <sub>0</sub>	П	ЮК <sub>2,4</sub>	БГ	БГ <sub>1</sub>	ДЮК
Количество исследованных проб/скважин	49/32	3/3	14/10	8/5	18/13	6/1	1/1	11/8
Содержание парафинов, %	5,57	4,7	3,56	3,24	5,59	3,48	2,54	2,59

Окончание таблицы 3.15

Температура застывания	-8	-19	-21	-32,5	-12	-	-	-32
------------------------	----	-----	-----	-------	-----	---	---	-----

Проанализировав фракционный состав дегазированной нефти Каменной площади, можно сделать вывод о том, что наиболее тяжелая нефть соответствует пласту ВК<sub>1-3</sub> (рисунок 3.10). Данная нефть больше подходит для получения смазочных масел, и дальнейшей химической переработки, небольшая ее часть пойдет на производства дизельного и реактивного топлива. Наибольшее содержание бензиновой фракции характерно для нефти, отобранной с пласта БГ, это говорит о том, что такая нефть в результате переработки будет применяться в качестве горючего для двигателей внутреннего сгорания.

По содержанию лигроиновой фракции лидирует нефть с пластов ДЮК и П, соответственно, продукты ее переработки могут применяться в качестве растворителя в лакокрасочной промышленности и топлива для тракторов. Наибольший выход керосиновой фракции характерен для нефти, отобранной с пластов ДЮК и П. Это позволяет использовать ее после переработки как дизельное и реактивное топливо. Высоким содержанием дизельной фракции отличаются пласты ЮК<sub>0</sub> и БГ<sub>2</sub>, соответственно продукты переработки такой нефти находят применение в качестве дизельных топлив.

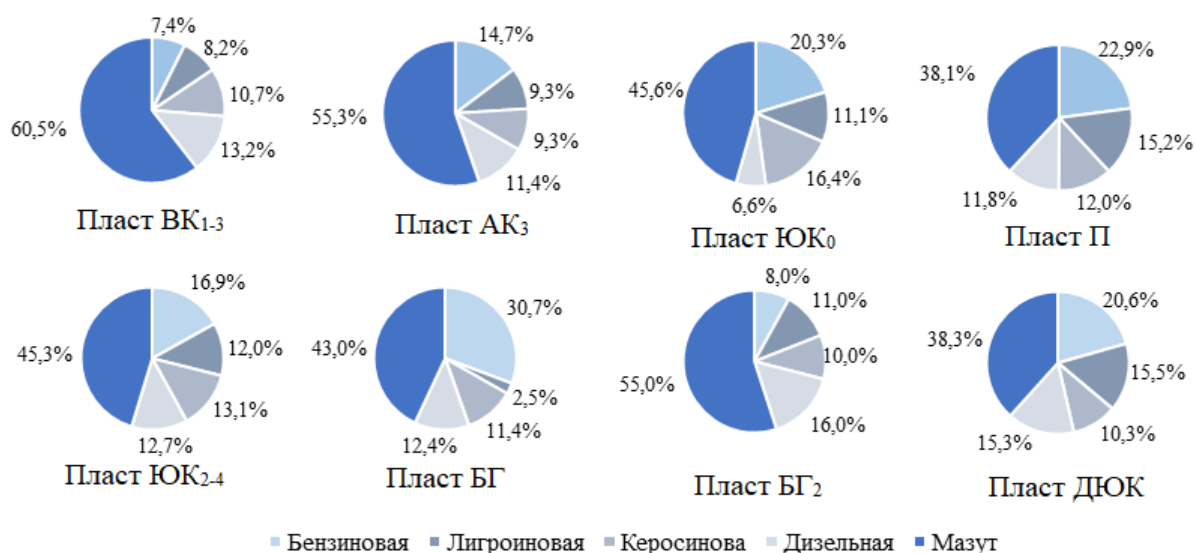


Рисунок 3.10 - Фракционный состав дегазированной нефти Каменной площади, отобранной с различных пластов

Таким образом, нефть, отобранная с пластов ЮК<sub>3-5</sub>, по классификации Старобинца относится к метаново-нафтеновому типу, с пласта ДЮК – к метановому. При этом глубинные и поверхностные пробы отличаются по содержанию компонентов лишь на несколько процентов. Нефти, отобранные с пластов АК<sub>3</sub>, ЮК<sub>0</sub>, П, ЮК<sub>2-4</sub>, БГ и ДЮК, относятся к малосмолистым. К смолистым нефтям относятся нефти, пробы которых отобраны с пластов ВК<sub>1-3</sub> и БГ<sub>1</sub>. Большинство нефтей являются малосернистыми, малосмолистыми, среднепарафинистые, с высоким и средним выходом светлых фракций.

### **3.6. Компонентный состав нефтяного газа Каменного участка (западная часть)**

Природный газ находит широкое применение в различных отраслях. Он используется в качестве высокоэкономичного топлива на электростанциях, в черной и цветной металлургии, применяется для коммунально-бытовых нужд. Также его компоненты используются для синтеза различных органических веществ.

Природный газ – газовая смесь преимущественно более легких углеводородов (метан, этан, пропан, бутан, пентан, этилен). Содержание компонентов уменьшается с увеличением их относительной молекулярной массы. Таким образом, на долю метана приходится около 70-98%, этана – 4%, пропана – 2%, на бутан и пентан по 1%. Также в природном газе встречаются органические соединения серы – меркаптаны. Помимо соединений углеводородов, в природном газе присутствуют неорганические вещества: водород, азот, сероводород, углекислый газ, гелий и другие инертные газы [30].

Качество природного газа зависит от содержания его компонентов, в частности метана. Если содержание этана, пропана и других тяжелых компонентов составляет около нескольких процентов и более, то такой природный газ является хорошим сырьем для последующего синтеза органических веществ. Если же содержание этих компонентов небольшое, природный газ используется в качестве энергоносителя [47].

Углеводородные газы в зависимости от содержания компонентов делятся на сухие (бедные) и жирные (богатые). К сухим относятся газы, содержание метана в которых составляет до 95%, а содержание его гомологов - несколько десятых процента. Они встречаются в газовых залежах, где отсутствует возможность обогащения их тяжелыми компонентами из нефти (рисунок 3.11).

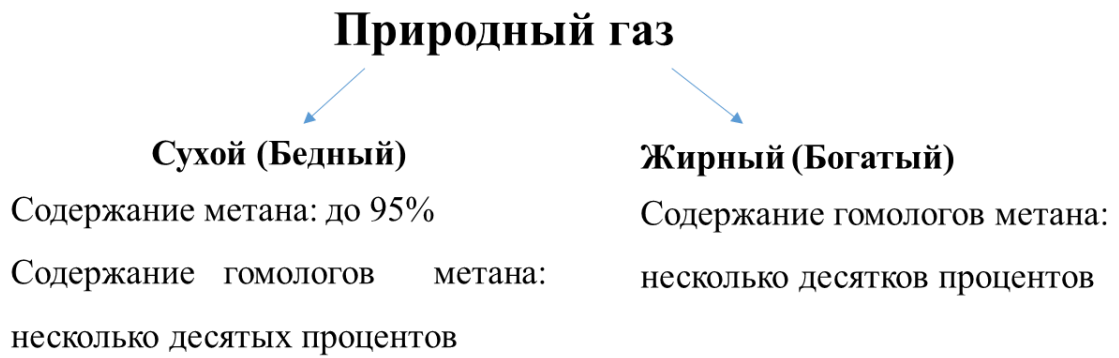


Рисунок 3.11 - Классификация природного газа по содержанию метана и его гомологов (по Новикову А.И., 2011)

К жирным газам относятся газы с высоким содержанием гомологов метана, несколько десятков процентов. В частности, это этан, пропан, бутан, пентан, гексан. Жирные смеси характерны для попутных газов, которые выделяются из нефти путем её дегазирования [47].

Состав природного газа тесно связан с условиями его образования. По этому признаку природный газ делится на 4 группы.

К первой группе относится сухой газ, который добывают непосредственно из газовых залежей. Этот тип газов характеризуется незначительным содержанием гомологов метана (рисунок 3.12).

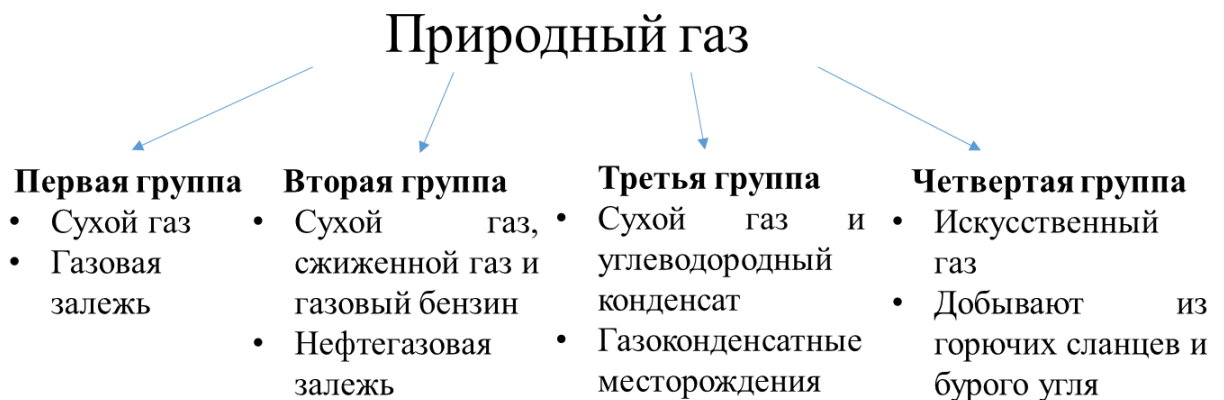


Рисунок 3.12 - Типы природного газа в зависимости от условий его образования (по Новикову А.И., 2011)

Ко второй группе относится смесь, содержащая сухой газ, сжиженный газ и газовый бензин. Такой тип характерен для газов, которые добывают совместно с нефтью.

К третьему типу относятся газы, состоящие из сухого газа и жидкого углеводородного конденсата, который, в свою очередь, представлен тяжелыми



углеводородами. Помимо этого, в составе присутствуют другие газы: азот, углекислый газ, сероводород и другие. Третий тип характерен для газоконденсатных месторождений.

К последнему типу относятся искусственные газы, которые получают из горючих сланцев или бурого угля, с помощью газогенераторов и различных печей под действием высоких температур и высокого давления [45].

Таким образом, зная процентное содержание углеводородных компонентов, можно сделать вывод о типе залежи (таблица 3.16).

Таблица 3.16 - Особенности химического состава газов различного происхождения (по Новикову А.И., 2011)

Залежь	Тяжелые УВ, %	Этан/C <sub>2</sub> -C <sub>4</sub> , %	Пропан/C <sub>2</sub> -C <sub>4</sub> , %	Бутан/C <sub>2</sub> -C <sub>4</sub> , %
Газовая	до 5	80-100	1-15	1-5
Газоконденсатная	5-15	60-80	15-35	5-15
Нефтегазоконденсатная	до 30	40-60	20-40	10-25
Нефтяная	> 30	C <sub>2</sub> > C <sub>1</sub>	C <sub>3</sub> > C <sub>2</sub>	C <sub>4</sub> > C <sub>2</sub>

В. И. Старосельским была предложена классификация и индексация природного газа по содержанию её компонентов. Каждый компонент обозначается определенным индексом. В этой классификации учитываются, как органические составляющие – метан (Н), этан (Э), тяжелые углеводороды (Т), конденсат (К), так и неорганические компоненты – азот (А), углекислый газ (У), сероводород (Св). В зависимости от содержания определенного компонента рядом с соответствующей ему буквой пишется цифра от одного до четырех (таблица 3.17). Состав газа обозначается всеми индексами [16].

Таблица 3.17 - Классификация и индексация природного газа по компонентному составу (Старосельский В.И., 1985)

Природный газ													
Неорганические компоненты						Углеводородные компоненты							
Азот (А), %		Углекислый газ (У), %		Сероводород (Св), %		Метан (М), %		Этан (Э), %		Тяжелые углеводороды (Т), %		Конденсат (К), г/м <sup>3</sup>	
< 3	A <sub>1</sub>	< 3	У <sub>1</sub>	< 0,0013	Св <sub>1</sub>	< 30	М <sub>1</sub>	< 3	Э <sub>1</sub>	< 5	Т <sub>1</sub>	< 30	К <sub>1</sub>
3-5	A <sub>2</sub>	3-5	У <sub>2</sub>	0,01-0,3	Св <sub>2</sub>	30-70	М <sub>2</sub>	3-6	Э <sub>2</sub>	5-10	Т <sub>2</sub>	30-100	К <sub>2</sub>

Окончание таблицы 3.17

5-15	A <sub>3</sub>	5-15	У <sub>3</sub>	0,3-1,0	Св <sub>3</sub>	70-90	М <sub>3</sub>	6-9	Э <sub>3</sub>	10-30	Т <sub>3</sub>	100-200	К <sub>3</sub>
> 15	A <sub>4</sub>	> 15	У <sub>4</sub>	> 1	Св <sub>4</sub>	90-100	М <sub>4</sub>	> 9	Э <sub>4</sub>	> 30	Т <sub>4</sub>	>200	К <sub>4</sub>

Для более подробной характеристики компонентного состава природного газа и типов залежи применяются различные коэффициенты. Так коэффициент жирности показывает отношение суммы тяжелых углеводородов к содержанию метана. Коэффициент обогащённости природного газа углеводородами показывает отношение количества углеводородов к количеству азота. Коэффициент этанизации показывает отношение содержания этана к количеству пропана [15].

В зависимости от содержания сернистых соединений природные газы делятся на две группы: слабосернистые и сернистые. В слабосернистых газах содержание сероводорода и тиоловой серы не превышает 20 и 36 мг/м<sup>3</sup>. Такие газы не очищаются.

Сернистые газы делятся, в свою очередь, на малосернистые, сернистые и высокосернистые. Содержание сероводорода и тиоловой серы превышает 20 и 36 мг/м<sup>3</sup>. В этом случае газы подвергаются специальной очистке от сернистых соединений, с последующей их переработкой.

Очистка природного газа от сернистых соединений является важным этапом переработки, так как они являются коррозионно-агрессивными компонентами, способными воздействовать на трубы и оборудование [60].

Таким образом, существует большое количество классификаций природных газов, в основе которых лежат различные характеристики. Но во всех классификациях состав природного газа напрямую связан с его качеством, переработкой, в случае необходимости, очисткой и дальнейшим использованием.

Нефтяные газы Каменной площади Красноленинского месторождения, пробы которых отобраны с различных пластов, являются жирными газами, так как содержат более 25% гомологов метана. Отсутствие сероводорода в их составе, позволяет отнести нефтяные газы к слабосернистым. В результате анализа компонентного состава нефтяного газа было подтверждено, что залежь нефтегазоконденсатная (таблица 3.18).

Таблица 3.18 - Особенности химического состава нефтяного газа Каменного участка Красноленинского месторождения

Пласт	Тяжелые УВ, %	Этан/C <sub>2</sub> -C <sub>4</sub> , %	Пропан/C <sub>2</sub> -C <sub>4</sub> , %	Бутан/C <sub>2</sub> -C <sub>4</sub> , %
ВК <sub>1-3</sub>	31,76	42,9	39,86	17,22
ЮК <sub>0</sub>	29,25	61,01	30,85	8,13
П	38,71	54,58	33,88	11,53
ЮК <sub>2-9</sub>	34,45	55,97	33,22	10,8
БГ	34,82	56,63	33,03	10,32
БГ <sub>2</sub>	32,58	57,48	32,84	9,66
ДЮК	32,43	55,14	33,66	11,19

Нефтяные газы Каменного участка, отобранные с различных пластов, были типизированы с помощью классификации В.И. Старосельского, с последующей их индексацией по содержанию компонентов, как органической, так и неорганической природы (таблица 3.19).

Таблица 3.19 - Классификация и индексация нефтяного газа Каменного участка по компонентному составу

Пласт	Неорганические компоненты						Углеводородные компоненты					
	Азот (А), %		Углекислый газ (У), %		Сероводород (Св), %		Метан (М), %		Этан (Э), %		Тяжелые углеводороды (Т), %	
ВК <sub>1-3</sub>	0,69	A <sub>1</sub>	0,6	У <sub>1</sub>	-	Св <sub>1</sub>	67,4	М <sub>2</sub>	12,7	Э <sub>4</sub>	31,76	Т <sub>4</sub>
ЮК <sub>0</sub>	0,15	A <sub>1</sub>	2,8	У <sub>1</sub>	-	Св <sub>1</sub>	67,8	М <sub>2</sub>	17,4	Э <sub>4</sub>	29,25	Т <sub>3</sub>
П	0,3	A <sub>1</sub>	3,02	У <sub>2</sub>	-	Св <sub>1</sub>	57,8	М <sub>2</sub>	20,3	Э <sub>4</sub>	38,71	Т <sub>4</sub>
ЮК <sub>2-9</sub>	0,32	A <sub>1</sub>	2,5	У <sub>1</sub>	-	Св <sub>1</sub>	62,7	М <sub>2</sub>	18,6	Э <sub>4</sub>	34,45	Т <sub>4</sub>
БГ	0,26	A <sub>1</sub>	3,5	У <sub>2</sub>	-	Св <sub>1</sub>	62,3	М <sub>2</sub>	19,2	Э <sub>4</sub>	34,82	Т <sub>4</sub>
БГ <sub>2</sub>	0,39	A <sub>1</sub>	4,23	У <sub>2</sub>	-	Св <sub>1</sub>	62,8	М <sub>2</sub>	18,2	Э <sub>4</sub>	32,58	Т <sub>4</sub>
ДЮК	0,34	A <sub>1</sub>	1,26	У <sub>1</sub>	-	Св <sub>1</sub>	66	М <sub>2</sub>	17,2	Э <sub>4</sub>	32,43	Т <sub>4</sub>

Таким образом, нефтяной газ Каменного участка Красноленинского месторождения характеризуется низким содержанием азота и углекислого газа, средним содержанием метана и высокими количествами этана и тяжелых углеводородов.

## Глава 4. Генетические особенности нефти и газа Каменного участка Красноленинского месторождения

### 4.1. Генетические типы органического вещества

Как уже упоминалось ранее, одной из задач геохимических методов анализа является определение генетического типа органического вещества. Стоит отметить, что

органическое вещество (ОВ) является компонентом многих осадочных отложений [2]. В составе осадочных отложений можно выделить две части: первая часть – извлекаемая хлороформом, бензолом и другими органическими растворителями, называется битумоидной, и вторая – нерастворимая часть органического вещества, носит название кероген. Доля битумоида в ОВ измеряется в мг/г и рассчитывается как отношение битумоида к содержанию общего органического углерода в породе.

На протяжении многих лет ОВ подразделяли на два фациально-генетических типа – гумусовое и сапропелевое [57]. Эта классификация была основана на происхождении ОВ от высших или низших растений. Но в связи с модернизацией методов исследования, возникла необходимость в более детальном описании генетических типов ОВ.

Широкое использование получила классификация типов керогена по структурно-химическому признаку Б. Тиссо и Д. Вельте [37]. Авторы выделили три типа керогена и отразили три различные зависимости на диаграмме Ван-Кревелена, в которой по вертикальной оси было отложено элементное отношение водорода и углерода, а по горизонтальной – элементное отношение кислорода и углерода (рисунок 4.1).

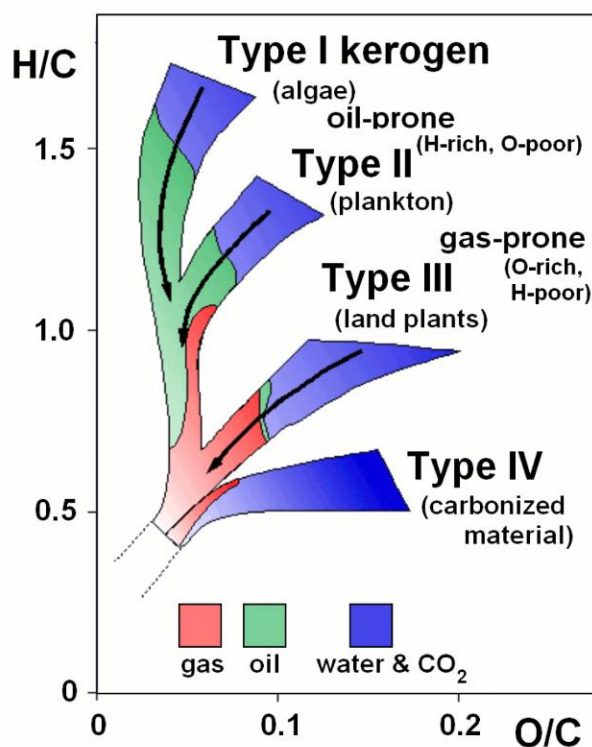


Рисунок 4.1 - Диаграмма Ван-Кревелена: основные типы и эволюционные кривые керогенов типов I, II и III (Матвеев А.А., 2011)

К первому типу относится кероген, содержащий большое количество липидного материала, в частности, алифатических компонентов, он отличается высоким

содержанием водорода и низким содержанием кислорода. При пиролизе этот тип ОВ будет образовывать большое количество летучих компонентов и нефти.

К ОВ первого типа относятся накопления водорослевого материала и существенно переработанное микроорганизмами рассеянное ОВ. Такой кероген является наименее распространенным [4].

Ко второму типу органического вещества относится кероген, образуемый за счет отложения и накопления фито- и зоопланктона, бактерий, в восстановительных условиях [37]. Элементное отношение водорода к углероду второго типа ОВ достаточно высокое, но ниже первого типа, элементное отношение кислорода к углероду возрастает. В результате пиролиза образуется меньше продуктов, в отличие от керогена типа I. Однако этот тип наиболее характерен для горючих сланцев. Этот тип включает кероген основной массы нефтематеринских морских толщ.

Третий тип ОВ отличается высоким содержанием кислорода и низким содержанием атомов водорода. В его составе - преимущественно конденсированные полиароматические и кислородсодержащие функциональные группы, кроме сложноэфирных групп [31] (рисунок 4.2). Этот тип образовался в основном за счет отложений наземной растительности, к нему относится кероген газоматеринских пород. В результате пиролиза также образуется мало продуктов.

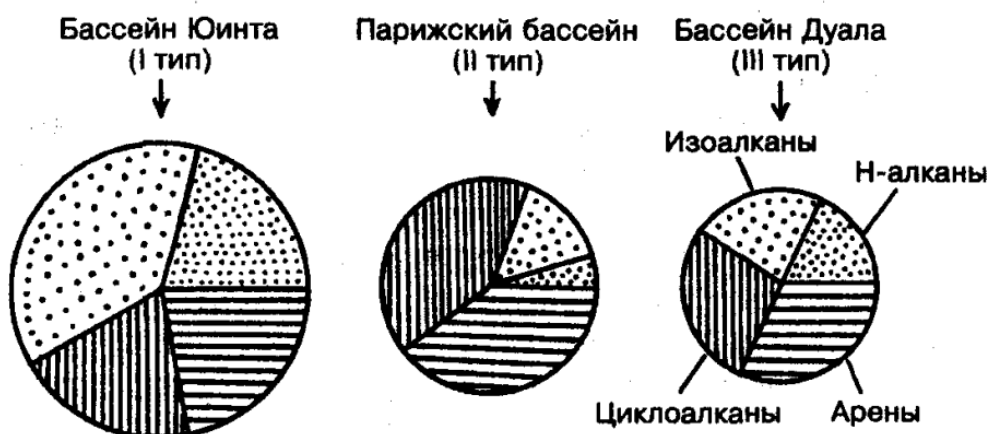


Рисунок 4.2 - Состав углеводородов, генерируемых из трех основных типов керогенов на глубине максимума нефтеобразования (Матвеев А.А., 2011)

Другая фациально-генетическая классификация ОВ внутри класса сапропелитов была разработана Г.М. Парпаровой и А.В. Жуковой на примере ОВ палеозоя-допалеозоя Сибирской платформы [57]. В рассматриваемом ОВ они выделили три основных компонента: фитопланктон, зоосоставляющую и фитобентос. Исходя из анализа этих

компонентов, они получили треугольную диаграмму с девятнадцатью типами ОВ (рисунок 4.3).

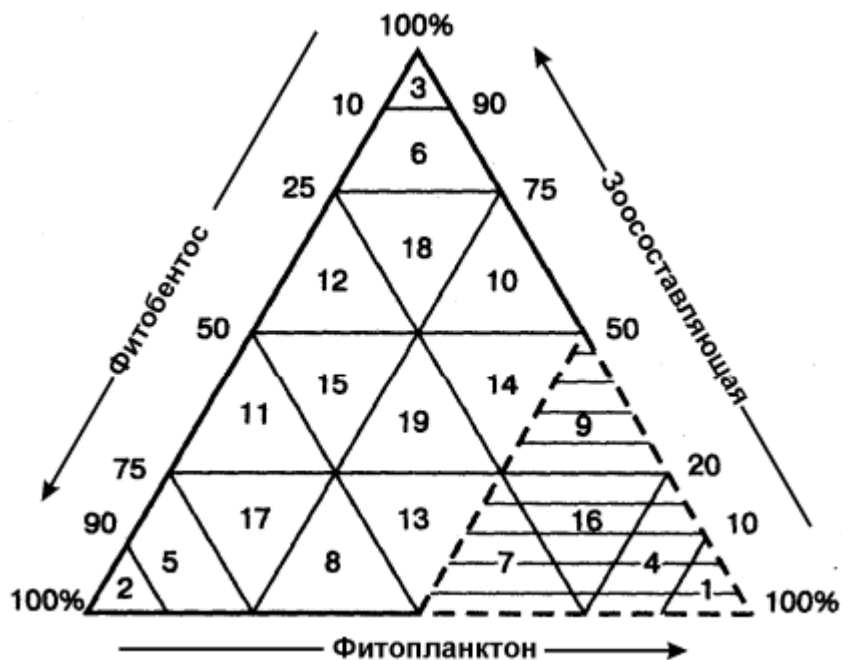


Рисунок 4.3 - Классификационная диаграмма сапропелевого ОВ по соотношению трех биоценологических групп исходного материала (Серебрянникова О.В., 2008)

В вершинах треугольников располагаются шесть «чистых» типов ОВ, далее выделяют шесть типов с бинарным наименованием. В центре №19 находится единственный смешанный трехкомпонентный тип. Наибольшим нефтематеринским потенциалом обладают типы ОВ с процентным содержанием фитопланктона от 50 до 100%.

Оценка генетического типа ОВ может осуществляться не только по данным анализа керогена, но и на основе исследования битумоидов [37]. В этом случае рассматривают хемофоссилии – это молекулы, образованные растениями или животными, которые попадают в осадок малоизмененными. К ним относятся металлопорфирины, нормальные и изопреноидные алканы, жирные кислоты. Однако основываясь только на данных битумологического анализа, можно сделать неправильные выводы о нефтематеринском потенциале и, в целом, о генетическом типе ОВ, это связано с двумя факторами. Во-первых, битумоидов в ОВ в процентном содержании намного меньше, чем керогена. Помимо этого, содержание различных классов соединений может изменяться в зависимости от источника ОВ (фито, зоопланктон). Вторым фактором выступает мобильность битумоидов, его миграция не только в коллекторских, но и в осадочных породах может привести к аномальным значениям степени битуминизации ОВ [41].

Исходя из этого, определение типа ОВ и оценку нефтематеринского потенциала достовернее проводить по данным анализа керогена, но при отсутствии возможности выделения керогена, исследуют битумоиды.

Оценка генетического типа исходного ОВ является одной из основных задач геохимии. Существует большое количество фациально-генетических классификаций ОВ, но чаще всего они основываются на одном и том же. В любом случае учитывается обстановка накопления ОВ (континентальная или морская) и исходный биологический материал, из которого сгенерировалось ОВ (фито-, зоопланктон, наземная растительность).

#### **4.2. Пиролитический анализ по методике «ROCK-EVAL»**

По органической теории происхождения нефти, она образовалась в результате загнивания и разложения биомассы растений и животных. Этому способствовали: анаэробная среда, действие высоких температур и давления [57]. В настоящее время для анализа нефтегенерационных свойств широко используются пиролитические методы, одним из таких является пиролиз по методике «Rock-Eval», который отличается своей простотой, высокой скоростью, экономичностью и достоверностью полученных результатов [17].

Пиролитический анализ по методике «Rock-Eval» позволяет нам проследить за процессом генерации углеводородов (УВ), оценить нефтематеринский потенциал пород и определить тип керогена. Основным процессом в рассматриваемом методе является пиролиз – нагревание исследуемого образца керна или горной породы в отсутствие кислорода [11].

Органическое вещество состоит из двух основных компонентов: битуминоидной части, растворимой в органических растворителях, и нерастворимой составляющей – керогена. Соответственно, при нагревании будут наблюдаться два пика выделения УВ. Содержание УВ в продуктах пиролиза определяют с помощью пламенно-ионизационного детектора, принцип работы которого основан на процессе десорбции УВ с твердой поверхности при увеличении температуры [42].

В ходе пиролитического анализа образец керна или горной породы постепенно нагревают до 550°C в токе инертного газа. При повышении температуры до 300-350°C улетучиваются сгенерированные ранее углеводороды, содержащиеся в породе в свободном или адсорбированном виде – этому процессу соответствует низкотемпературный пик S<sub>1</sub> [27]. Затем в температурном интервале 350-600°C

выделяются УВ, образовавшиеся в результате анализа, в процессе деструкции керогена – этот процесс характеризуется высокотемпературным пиком  $S_2$ . И в последнюю очередь выделяются кислородсодержащие соединения, чаще всего углекислый газ -пик  $S_3$  (рисунок 4.4).

Стоит отметить, что нефтегазонасыщенные коллекторы характеризуется высоким содержанием свободных и адсорбированных УВ ( $S_1$ ), а нефтегазоматеринские породы (НГМП) – высоким значением пика  $S_2$  [1].

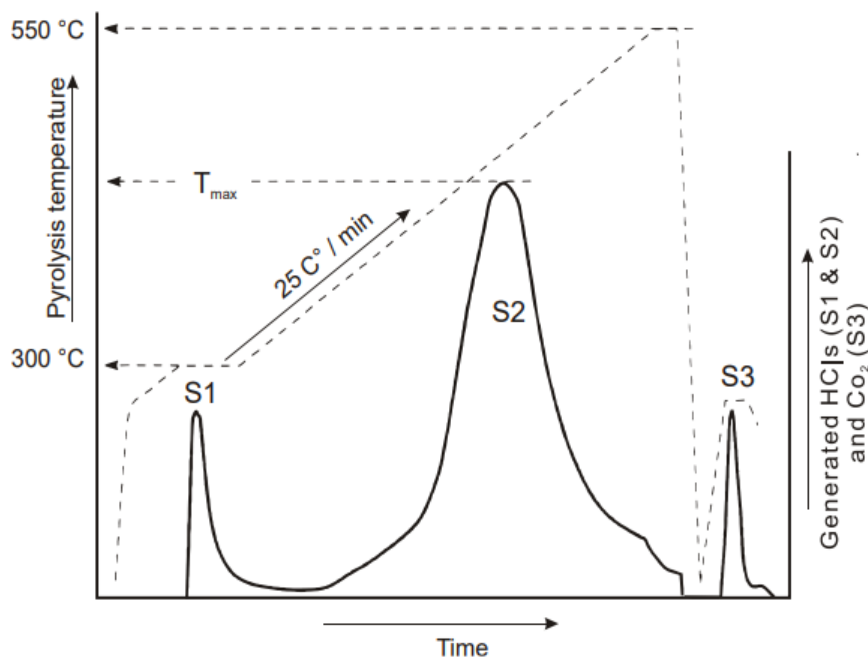


Рисунок 4.4 - Измерения при пиролизическом анализе по методу «Rock-Eval» (Меленевский В.Н., 1991)

Количество выделившихся углеводородов и кислородсодержащих компонентов фиксируют и, исходя из этого рассчитывают другие геохимические показатели, которые в дальнейшем необходимы для оценки качества ОВ и его типа [20]. К ним относятся водородный (HI) и кислородный индексы (OI), генерационный потенциал (G) и индекс продуктивности (PI), содержания пиролизуемого (PC) и остаточного органического углерода (RC) (таблица 4.1). Содержание общего органического углерода (ТОС/ $C_{org}$ ) необходимо рассчитывать, с учётом того, что элементное содержание углерода в УВ пиков  $S_1$ ,  $S_2$  составляет 83% [43].

Величина  $S_1$  показывает часть генетического потенциала, который был эффективно преобразован в УВ, показатель  $S_2$  указывает на долю оставшегося генерационного потенциала, который не был трансформированным в УВ. Тогда сумма этих двух параметров описывает полный нефтематеринский потенциал породы (G) [11].



Таблица 4.1 - Геохимические показатели, определяемые в ходе анализа «Rock-Eval» (Васильев В.В., 2013)

Наименование показателя	Обозначение показателя	Единицы измерения	Формула
Простые показатели			
Свободные УВ	$S_1$	Кг/т	-
Сгенерированные УВ	$S_2$	Кг/т	-
Моноокись углерода	$S_3 (CO)$	Кг/т	-
Двуокись углерода	$S_3 (CO_2)$	Кг/т	-
Температура максимальной генерации УВ и $CO_2$	$T_{max}$	°С	-
Составные показатели			
Генерационный потенциал	$G$	Кг/т	$S_1 + S_2$
Водородный индекс	$HI$	-	$\frac{S_2}{C_{орг}}$
Кислородный индекс	$OI$	-	$\frac{S_3}{C_{орг}}$
Индекс продуктивности	$PI$	-	$\frac{S_1}{S_1 + S_2}$
Пиролизуемый органический углерод	$PC$	%	$\frac{(S_1 + S_2) * 0,83}{10}$
Остаточный органический углерод	$RC$	%	$\frac{S_3(CO) * \frac{12}{28}}{10} + \frac{S_3(CO_2) * \frac{12}{44}}{10}$
Общий органический углерод	$TOC, C_{орг}$	%	$PC + RC$
Битумоид	-	Кг/т	$\frac{S_1 + S_2 \text{ (до экстракции)}}{S_1 + S_2 \text{ (после экстракции)}}$

В зависимости от значений генерационного потенциала, породы можно поделить на три типа: с низким, средним и высоким показателем генерационного потенциала (таблица 4.2) [72].

Таблица 4.2 - Классификация горных пород по их генерационному потенциалу (Эрих В.Н., 1977)

Генерационный потенциал горной породы	Значение показателя	Характеристика горной породы
Низкий	до 2 кг/т	Горная порода, обладающая небольшим газовым потенциалом
Средний	от 2 до 6 кг/т	Нефтегазоматеринская порода с умеренным генерационным потенциалом
Высокий	более 6 кг/т	Нефтегазоматеринская порода с высоким генерационным потенциалом

Помимо трех пиков фиксируют также значение температуры, при которой выход УВ максимален –  $T_{max}$ . Она соответствует максимальной интенсивности пика  $S_2$ . В зависимости от значения этого параметра, можно определить стадии катагенетической зрелости органического вещества.

При температуре менее 430 °С органическое вещество относят к незрелому керогену. Основная зона нефтеобразования или «нефтяное окно» характеризуется температурой максимальной генерации УВ в интервале 430-465°С [6]. Температуру выше 465°С относят к главной зоне газообразования, «газовому окну» (Табл.№).

Индекс продуктивности (PI) находят как отношение свободных УВ ( $S_1$ ), к суммарному содержанию их в породе ( $S_1+S_2$ ). Он показывает степень преобразованности керогена. Его значения в интервале 0,1-0,4 соответствуют главной зоне нефтеобразования (таблица 4.3).

Стоит отметить, что для верного определения зрелости керогена, необходимо рассматривать изменения индекса продуктивности (PI) и температуру максимальной генерации УВ ( $T_{max}$ ) при взаимном влиянии их друг на друга, так как на абсолютные значения этих параметров влияет много факторов, например, миграция УВ, тип керогена [13]. При отсутствии миграции УВ и постоянстве индекса продуктивности (PI), температуру максимальной генерации используют в качестве показателя зрелости органического вещества.

Таблица 4.3 - Стадии термической зрелости ОБ по параметрам пиролиза Rock-Eval (Буланов В.А., 2022)

Стадии зрелости		$T_{max}, ^\circ C$	PI	Продукты генерации
Незрелое		< 430	< 0,1	Жирные газы, тяжелые нефти
Зрелое	Ранней зрелости	430-445	0,1-0,15	Нефти
	Пик нефтегенерации	445-450	0,25-0,4	Нефти
	Поздней зрелости	450-470	> 0,4	Легкие нефти, конденсаты, жирные газы
Сверхзрелое		> 470	-	Газы

Также нефтегазоматеринские породы классифицируют по содержанию общего органического углерода ( $C_{org}$ ), свободных ( $S_1$ ), сгенерированных углеводородов ( $S_2$ ) (таблица 4.4). В зависимости от значения этих показателей нефтегазоматеринские породы делятся на четыре класса: бедные, средние, богатые и очень богатые [44].

Таблица 4.4 - Классификация нефтегазоматеринских пород (Б. Тиссо, Д. Вельте, 1981)

Класс	ТОС, %	$S_1$ , мг	$S_2$ , мг
		УВ/г породы	УВ/г породы
Не являются нефтегазоматеринскими породами	< 0,3 для карбонатных пород < 0,5 для терригенных пород	< 0,1	< 0,2
Плохие (бедные)	0,3-0,5	0,1-0,5	0,2-2,5
Удовлетворительные (средние)	0,5-1	0,5-1	2,5-6
Хорошие (богатые)	1-3	1-2	6-20
Очень хорошие (очень богатые)	> 3	> 2	> 20

Помимо этого, для определения класса нефтегазоматеринских пород используют таблицу, предложенную Б. Тиссо, Д. Вельте в 1981 году, в которой отражена зависимость генерационного потенциала от содержания общего органического углерода (рисунок 4.5).

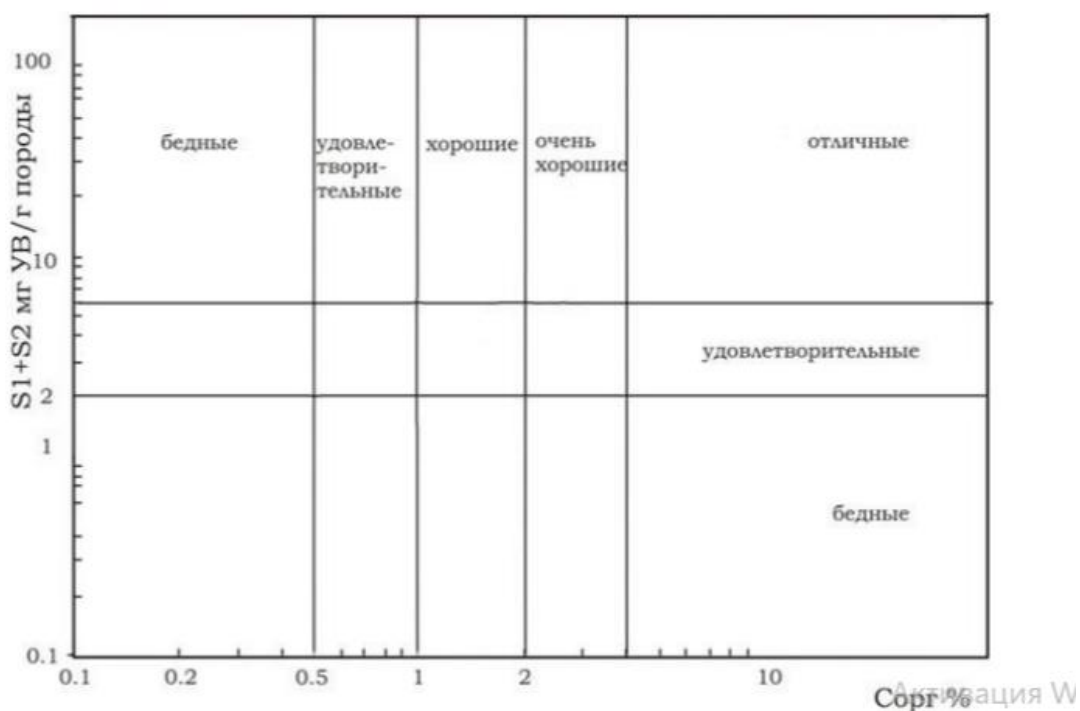


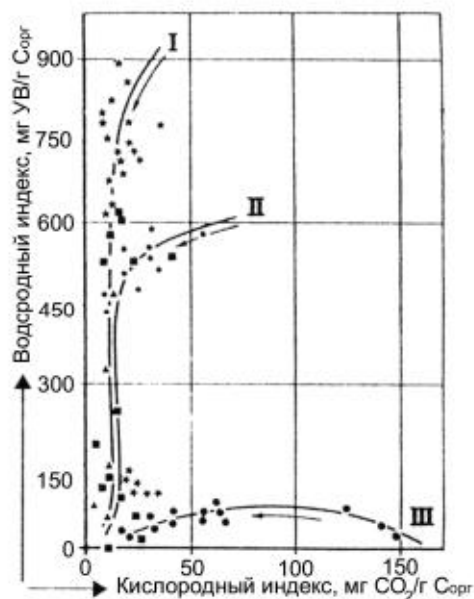
Рисунок 4.5 - Определения класса нефтегазоматеринских пород (Тиссо Б., 1981)

Водородный индекс показывает интенсивность генерации УВ исходной породы в данный момент времени. В зависимости от его значения кероген подразделяют на пять типов (таблица 4.5). Для первого и второго типов керогена характерна генерация нефти, для третьего типа – преимущественно газа, четвертый тип керогена не генерирует УВ [7].

Таблица 4.5 - Тип керогена в зависимости от водородного индекса (Битнер А.К., 2019)

Тип керогена	HI, мг УВ/ г C <sub>орг</sub>	Генерируемые УВ
I	>600	Нефть
II	300-600	Нефть
II-III	200-300	Нефть и газ
III	50-200	Газ
IV	<50	Не генерируют УВ

Также существует графический способ определения типа исходного керогена на основе данных пиролитического анализа. Для этого необходимо построить график, по вертикали и горизонтали которого откладывают водородный и кислородный индексы (рисунок 4.6). Затем сравнивают полученную зависимость с кривыми на модифицированной диаграмме Ван-Кревелена.



I – сапропелевое ОВ; II – смешанное ОВ; III – гумусовое ОВ

Рисунок 4.6 - Зависимость между водородным и кислородным индексом (Тиссо Б., 1981)

Еще один графический способ определения типа ОВ основывается на сравнении полученного графика с модифицированной диаграммой Ван-Кревелена [18]. Однако, в отличие от предыдущей диаграммы, она показывает зависимость водородного показателя (HI) от температуры максимальной генерации УВ ( $T_{max}$ ) (рисунок 4.7).

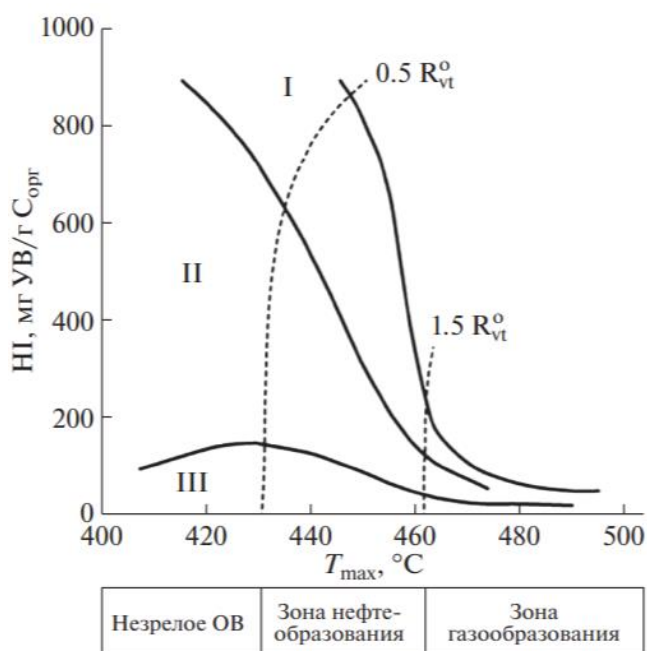


Рисунок 4.7 - Зависимость водородного индекса от температуры максимальной генерации УВ. Обозначения: I-сапропелевое, II-смешанное III – гумусовое ОВ,  $R_{vt}^o$  – отражательная способность витринита (Баженова О.К., 2004)

В модифицированных диаграммах Ван-Кревелена ОВ делятся на три типа: сапропелевое, смешанное и гумусовое. Сапропелевое ОВ содержит большое количество липидных соединений, образуемых в морских и озерных условиях [64]. Ко второму типу органического вещества относится кероген, образуемый за счет отложения и накопления фито- и зоопланктона, бактерий, в восстановительных условиях. Для третьего типа ОВ характерен кероген, образующийся от наземных растений.

Также стоит отметить, что существует зависимость между  $PI$  и температурой  $T_{max}$  от глубины погружения нефтегазоматеринской породы [11] (рисунок 4.8).

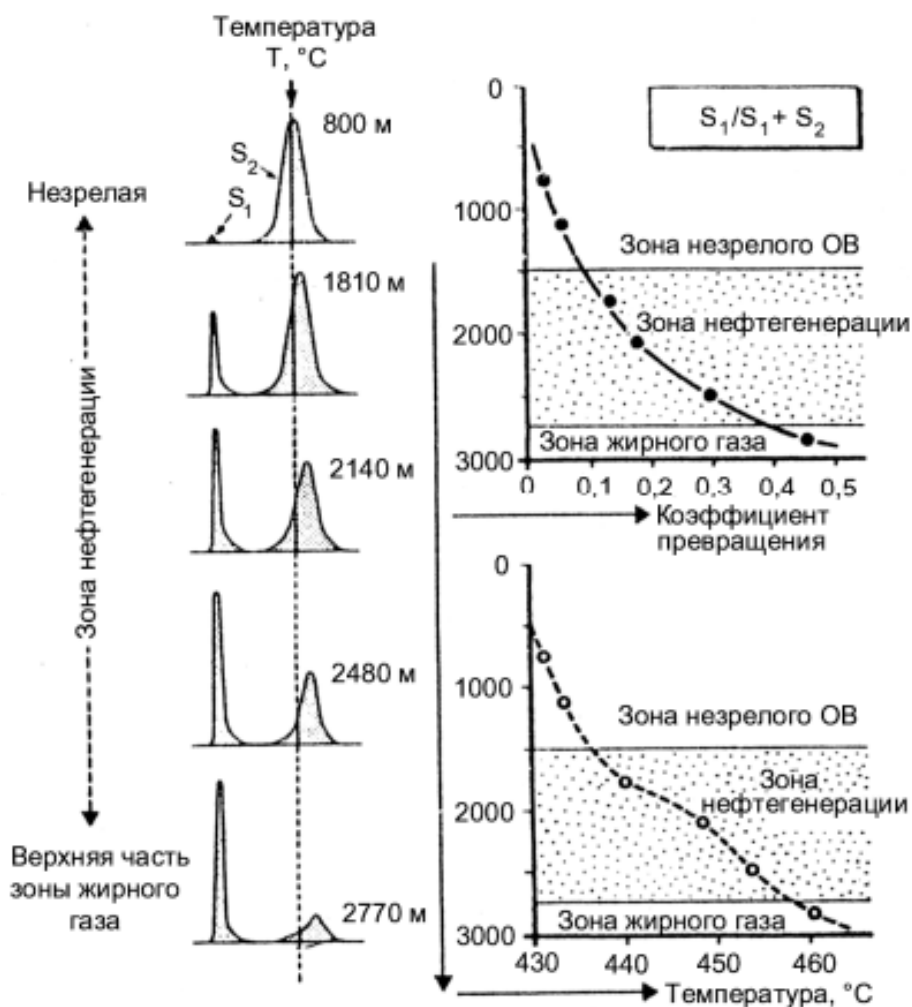


Рисунок 4.8 - Характеристика степени зрелости (Васильев, В. В., 2013)

Таким образом, пиролитический анализ по методу «Rock-Eval» является многофункциональным методом, позволяющим оценить генерационный потенциал горных пород, определить исходный тип органического вещества и зрелость керогена.

### **4.3. Анализ результатов пиролитического исследования образцов керн Каменного участка (западная часть)**

Для анализа были взяты 143 пробы из трех скважин Каменного участка Красноленинского месторождения. Были выбраны наиболее продуктивные пласты – ЮК<sub>0</sub>-ЮК<sub>7</sub>, ВК<sub>1</sub>.

Из первой скважины было взято 15 проб с пласта ЮК<sub>0</sub>, интервал глубин отбора по ГИС – 2511-2518 метров. Так как значение генерационного потенциала (G) составляет более 6 мг/г породы, то можно отнести ее к нефтегазоматеринской породе с высоким нефтегазоматеринским потенциалом. Анализируя средние значения температуры максимальной генерации УВ (T<sub>max</sub>) и индекса продуктивности (PI), можно сделать вывод о том, что ОВ является зрелым. Значение температуры и индекса продуктивности в интервалах 430-465°C и 0,1-0,4 соответствуют главной зоне нефтеобразования (таблица 4.6). Помимо этого, индекс продуктивности указывает на степень преобразованности керогена.

По значению водородного индекса можно сделать вывод о типе керогена. Среднее значение HI - более 200, но менее 300 мг УВ/г C<sub>орг</sub>, что соответствует промежуточному типу II-III керогена (таблица 4.6). Для такого типа характерна генерация как нефти, так и газа.

Для наглядности зависимости водородного индекса от температуры максимальной генерации нами была построена модифицированная диаграмма Ван-Кревелена (рисунок 4.9). Исходное ОВ относится к II-III типу. Логично предположить, что кероген в этом случае был образован за счет отложений не только фито- и зоопланктона, бактерий, но и наземных растений.

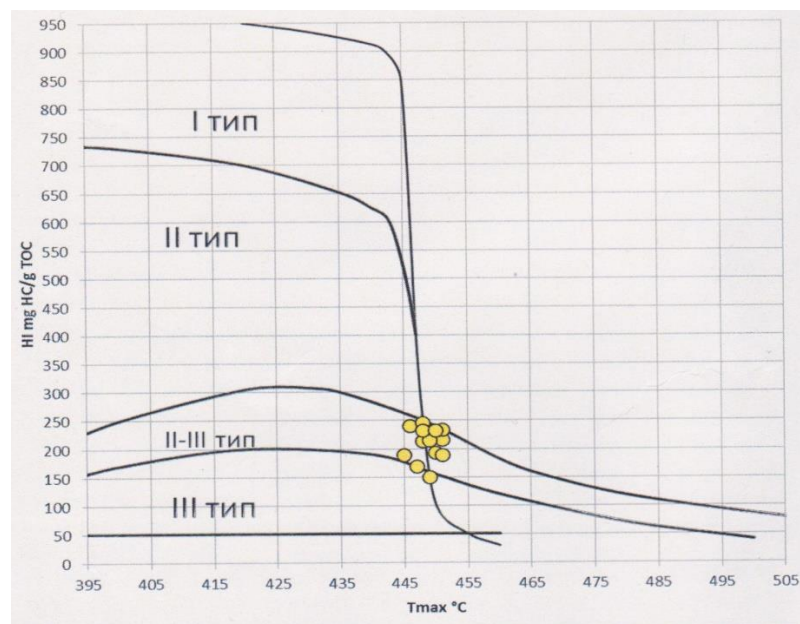


Рисунок 4.9 - Модифицированная диаграмма Ван-Кревелена. Каменный ЛУ, скважина 1, пласт ЮК<sub>0</sub> (до экстракции)

Помимо этого, для определения типа ОВ была построена диаграмма Ван-Кревелена, которая показывала зависимость водородного индекса от кислородного индекса (рисунок 4.10). По этой прямой также видно, что исходное ОВ относится к II-III типу.

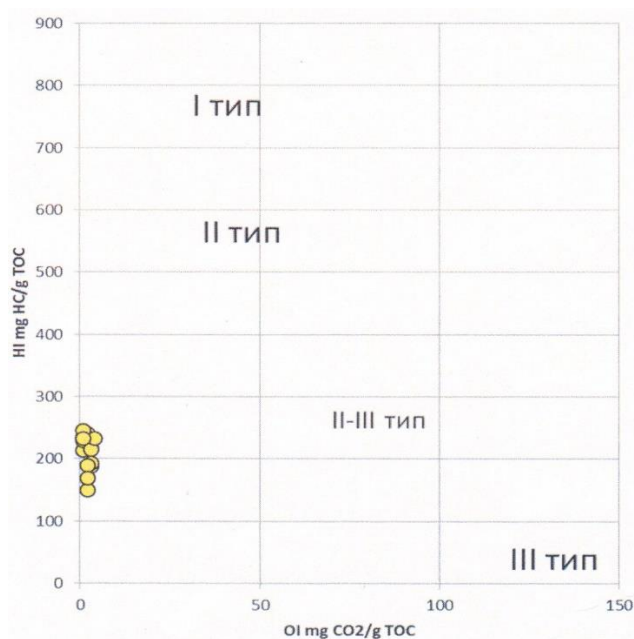


Рисунок 4.10 - диаграмма Ван-Кревелена. Каменный ЛУ, скважина 1, пласт ЮК<sub>0</sub> (до экстракции)

Также по содержанию общего органического углерода (ТОС), свободных (S<sub>1</sub>) нефтегазоматеринские породы относятся к очень хорошим, так как значение ТОС больше 3 %, количество свободных УВ превышает 2 мг/ г породы. Содержание сгенерированных



УВ более 6 мг/ г породы, но менее 20 мг/г породы, что соответствует хорошим НГМП (таблица 4.6).

Таблица 4.6 - Средние значения геохимических показателей с пласта ЮК<sub>0</sub> первой исследуемой скважины

Показатель	S <sub>1</sub> , мг/г	S <sub>2</sub> , мг/г	ТОС, %	НІ, мг/г	G, мг/г	T <sub>max</sub> , °С	PI
Значение	2,7	18,6	8,7	210,5	21,3	448,8	0,14
Вывод	Практически по всем показателям (кроме S <sub>2</sub> ) нефтегазоматеринские породы можно отнести к очень хорошим (очень богатым).			Кероген относится к II-III типу. Генерация нефти и газа.	Нефтегазоматеринская порода с высоким нефтегазоматеринским потенциалом.	Пик нефтегенерации, преимущественным продуктом генерации являются нефти.	

Была построена диаграмма, в которой отразилась зависимость содержания сгенерированных УВ от содержания общего органического углерода. Она подтверждала, что современное ОВ отличается хорошим и отличным генерационным потенциалом (рисунок 4.11)

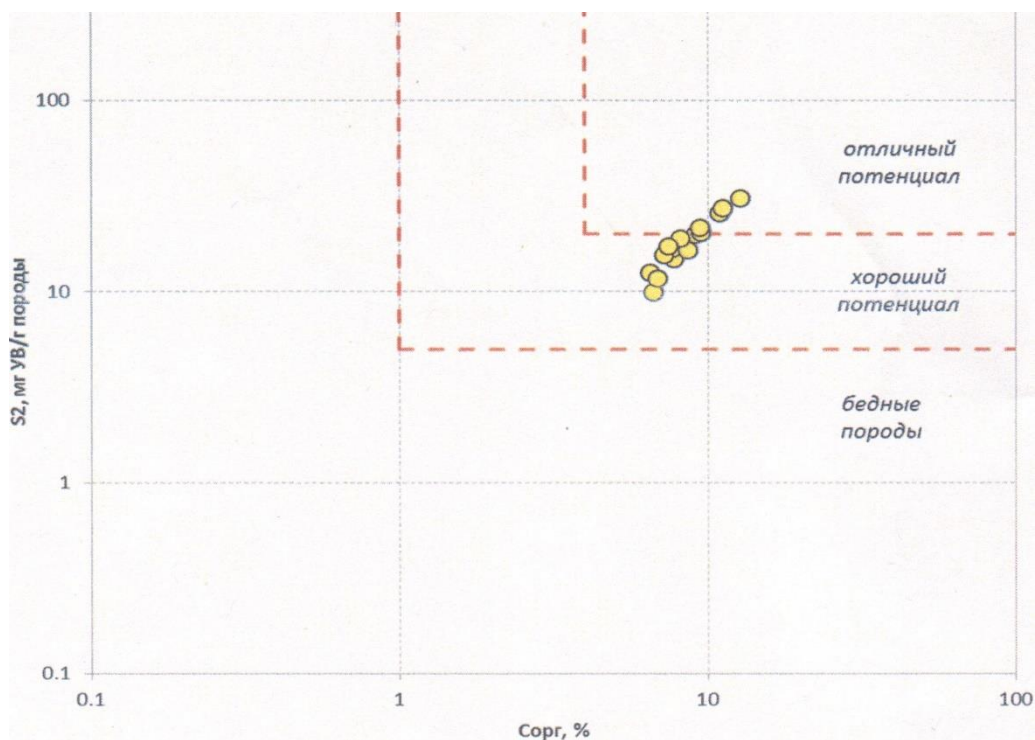


Рисунок 4.11 - Графическая характеристика генерационного потенциала ОВ. Каменный ЛУ, скважина 1, пласт ЮК<sub>0</sub>, до экстракции

Также нами были проанализированы геохимические показатели с пласта ЮК<sub>0</sub> до и после экстракции. Органическое вещество содержит в основном два компонента кероген, нерастворимый в органических растворителях, и растворимую составляющую – битумоид. Соответственно, в результате экстракции органическими растворителями наблюдается значительное снижение показателей, непосредственно связанных с содержанием битумоидов. К таким показателям относятся – содержание свободных УВ, индекс продуктивности, индекс нефтенасыщенности (рисунок 4.12).

Незначительные понижения значений до и после экстракции характерны для таких параметров, как содержание сгенерированных УВ и С<sub>орг</sub>, водородного индекса. Предположительно, это связано с небольшой зависимостью их от содержания битумоидов.

Температура максимальной генерации УВ до и после экстракции изменяется неравномерно, на некоторых глубинах она больше в пробах до экстракции, на других – после экстракции.

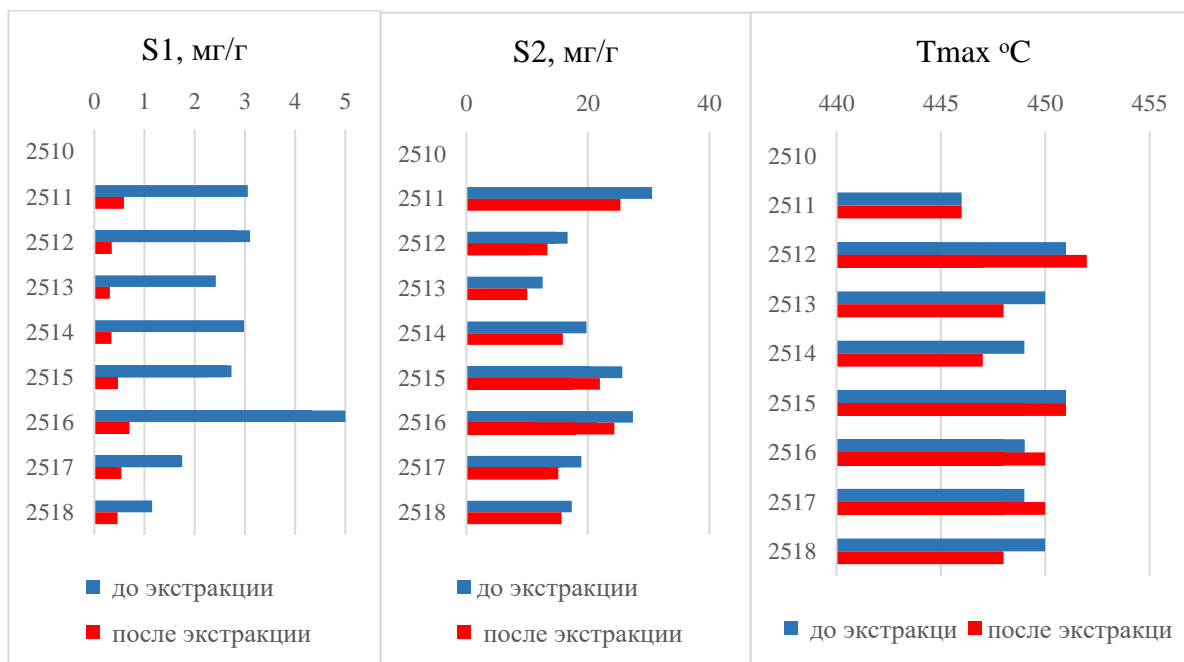


Рисунок 4.12 - Сравнение геохимических параметров ОБ ( $S_1$ ,  $S_2$ ,  $T_{max}$  °C) до и после экстракции, скважина 9056, пласт ЮК<sub>0</sub>

Наибольшее значение индекса нефтенасыщенности, как и индекса продуктивности, характерно для глубины 2516 метров. Это говорит о том, что на этой глубине наибольшее содержание потенциальных подвижных углеводородов в пластах сланцевой нефти и наиболее высокая степень преобразованной керогена (рисунки 4.13 и 4.14). Наиболее интенсивная генерация водорода характерна для глубин 2515-2518 метров.

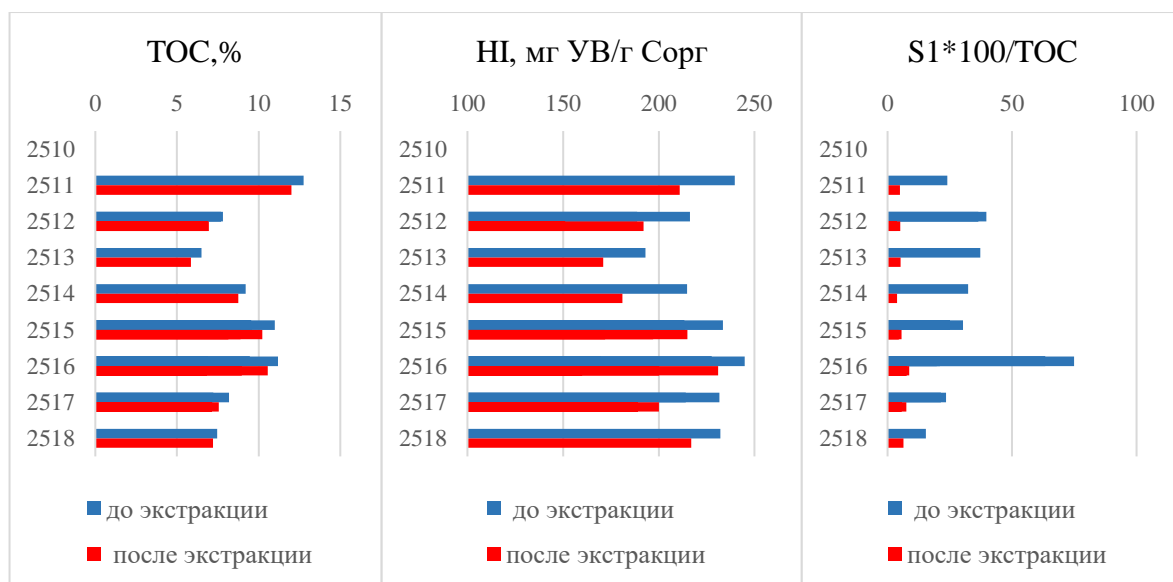


Рисунок 4.13 - Сравнение геохимических параметров ОБ (ТОС, HI, индекс нефтенасыщенности) до и после экстракции, скважина 9056, пласт ЮК<sub>0</sub>

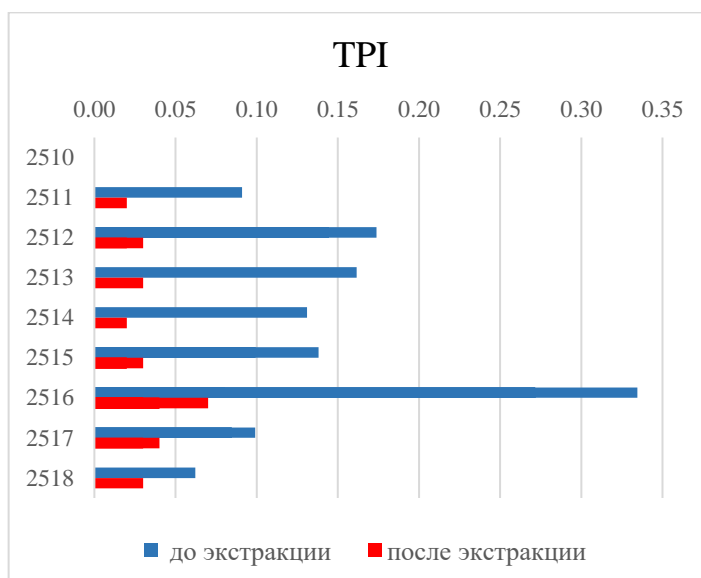


Рисунок 4.14 - Сравнение индекса продуктивности ОВ до и после экстракции, скважина 9056, пласт ЮК<sub>0</sub>

Таким образом, нефтегазоматеринские породы пласта ЮК<sub>0</sub> можно отнести к очень хорошим (очень богатым), обладающим высоким генерационным потенциалом. Кероген рассматриваемого глубинного интервала относится к II-III типу. Значение температуры и индекса продуктивности соответствуют главной зоне нефтеобразования.

Из второй скважины было отобрано 2 пробы с пласта ВК<sub>1</sub> и 72 пробы с пластов ЮК<sub>1</sub>-ЮК<sub>7</sub>, интервалы глубин по ГИС - 1494-1495 и 2474-2655 метров.

Так как значение генерационного потенциала (G) пластов ЮК<sub>1</sub>-ЮК<sub>7</sub> составляет более 6 мг/г породы, то можно отнести породу к нефтегазоматеринской с высоким генерационным потенциалом, в отличие от породы с пласта ВК<sub>1</sub>, которая отличается значением генерационного потенциала менее 2 мг/г породы, что соответствует породе с небольшим газовым потенциалом.

Анализируя средние значения температуры максимальной генерации УВ ( $T_{max}$ ) и индекса продуктивности (PI) проб соответствующих пластам ЮК<sub>0</sub>-ЮК<sub>7</sub>, можно сделать вывод о том, что ОВ является зрелым. Значение температуры и индекса продуктивности в интервалах 430-465°C и 0,1-0,4 соответствуют главной зоне нефтеобразования (таблица 4.7).

Пробы, отобранные с пласта ВК<sub>1</sub>, по значениям индекса продуктивности и температуры максимальной генерации УВ значительно ниже, чем с пластов ЮК<sub>0</sub>-ЮК<sub>7</sub>. ОВ является незрелым, продуктами генерации являются жирные газы и тяжелые нефти. Индекс продуктивности указывает на низкую степень преобразованности керогена.

По значению водородного индекса можно сделать вывод о типе керогена. Среднее значение HI - мене 200, но более 50 мг УВ/г  $C_{орг}$ , что соответствует III типу керогена (Табл.№). Для такого типа характерна генерация преимущественно газа.

Для наглядности зависимости водородного индекса от температуры максимальной генерации нами была построена модифицированная диаграмма Ван-Кревелена (рисунок 4.15). Исходное ОВ относится к II-III и III типу. Логично предположить, что кероген в этом случае был образован за счет отложений не только фито- и зоопланктона, бактерий, но и наземных растений. ОВ генерирует нефть и газ.

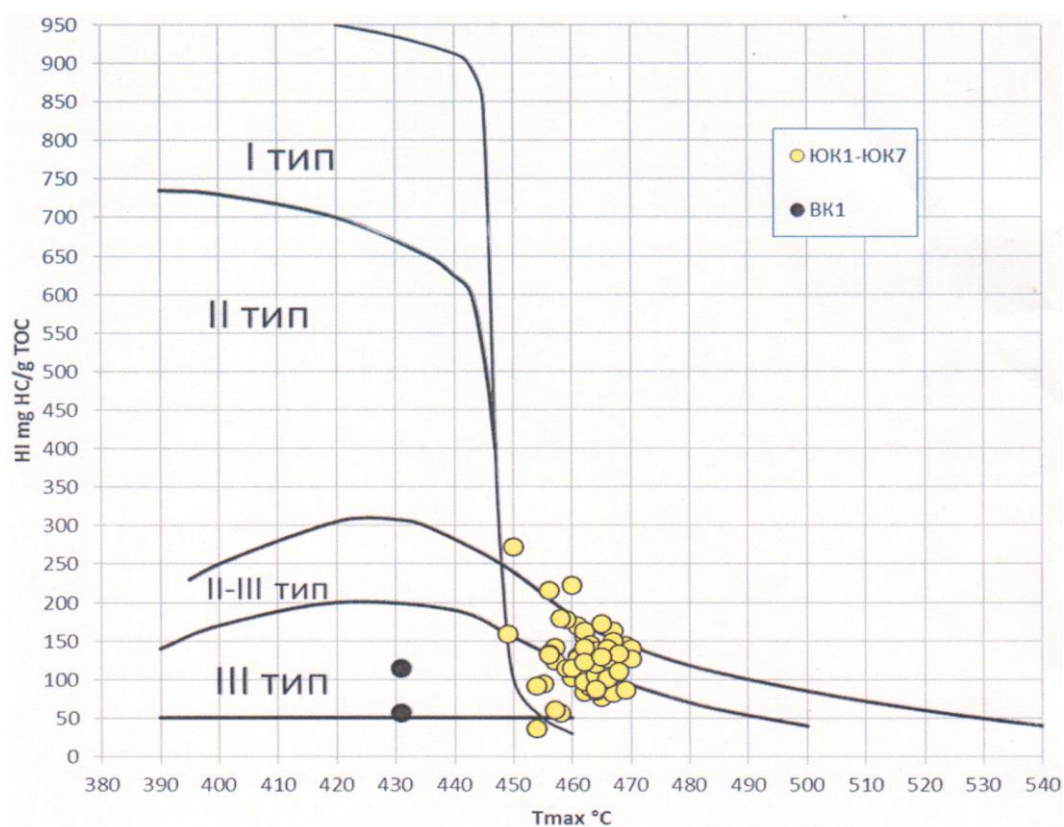


Рисунок 4.15 - Модифицированная диаграмма Ван-Кревелена. Каменный ЛУ, скважина 2, пласты ВК<sub>1</sub>, ЮК<sub>1</sub>-ЮК<sub>7</sub> (до экстракции)

По содержанию свободных ( $S_1$ ) и сгенерированных углеводов ( $S_2$ ) породы, отобранные с пласта ВК<sub>1</sub>, являются бедными нефтегазоматеринскими породами, так как значение  $S_1$  меньше 0,5, но больше 0,1 мг/г породы, а содержание сгенерированных УВ меньше 2,5, но больше 0,2 мг/г породы (таблица 4.7). Если анализировать общее содержание органического углерода (ТОС), то породы можно отнести к богатым, так как значение ТОС больше 3, но меньше 1%.

В случае с породами, отобранными с пластов ЮК<sub>0</sub>-ЮК<sub>7</sub>, по значению  $S_1$  они являются удовлетворительными породами, так как лежат в интервале 100-300 мг/г

породы. По содержанию сгенерированных УВ породы относят к богатыми, среднее значение  $S_2$  больше 6, но меньше 20 мг УВ/г породы. По содержанию общего органического углерода (ТОС) порода пластов ЮК<sub>0</sub>-ЮК<sub>7</sub> являются очень богатыми, так как значение ТОС больше 3%.

Таблица 4.7 - Средние значения геохимических показателей с пласта ЮК<sub>0</sub>-ЮК<sub>7</sub> второй исследуемой скважины

Показатель		S <sub>1</sub> , мг/г	S <sub>2</sub> , мг/г	ТОС, %	НІ, мг/г	G, мг/г	Tmax, °С	PI
Значение	ВК <sub>1</sub>	0,11	1,36	1,2	85,5	0,71	431	0,09
	ЮК <sub>0</sub> - ЮК <sub>7</sub>	0,84	8,1	5,7	130,5	8,95	453,3	0,14
Вывод	ВК <sub>1</sub>	По значениям S <sub>1</sub> , S <sub>2</sub> являются бедными нефтегазоматеринскими породами, по значениям ТОС – богатые.			Кероген III типа. Генерируется газ.	Соответствует породе с небольшим газовым потенциалом.	Незрелое ОВ. Продуктами генерации являются жирные газы, тяжелые нефти.	
	ЮК <sub>0</sub> - ЮК <sub>7</sub>	По значению S <sub>1</sub> являются удовлетворительными породами, по S <sub>2</sub> – богатыми породами, по ТОС – очень богатыми.			Кероген относится к III типу. Генерация газа.	Нефтегазоматеринская порода с высоким нефтегазоматеринским потенциалом.	Зрелое ОВ, продуктами генерации являются нефти и жирные газы.	

Была построена диаграмма, в которой отразилась зависимость содержания сгенерированных УВ от содержания общего органического углерода. По ней видно, что породы пластов ЮК<sub>0</sub> -ЮК<sub>7</sub> обладают различным генерационным потенциалом, некоторые породы являются бедными, другие – с хорошим и отличным генерационным потенциалом (рисунок 4.16) Также диаграмма подтверждает, что породы пласта ВК<sub>1</sub> являются бедными.

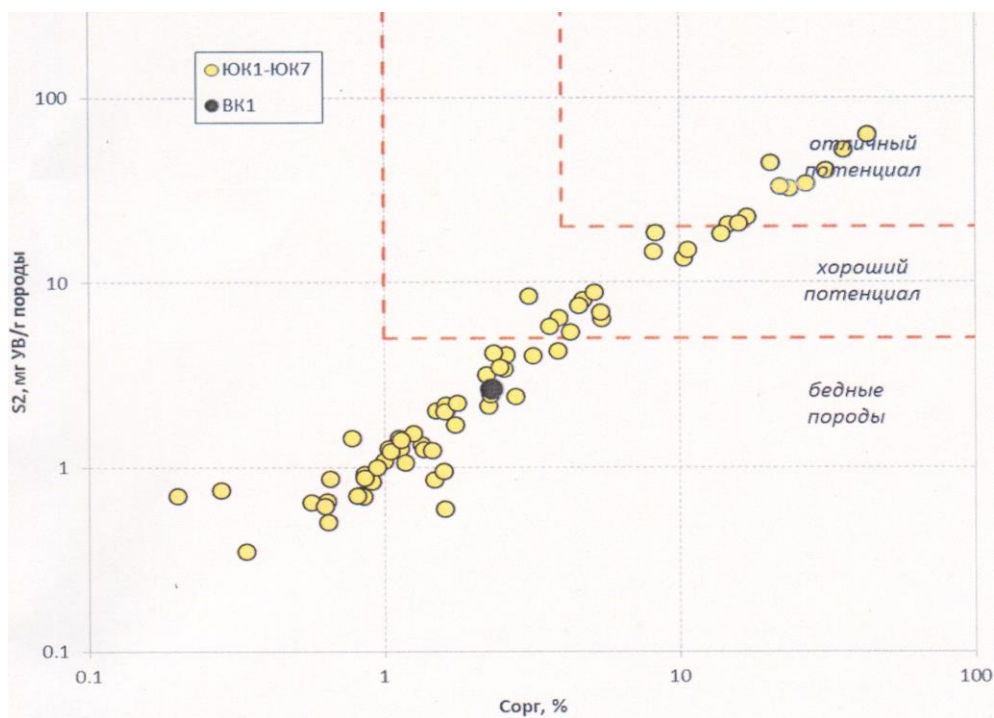


Рисунок 4.16 - Графическая характеристика генерационного потенциала ОВ. Каменный ЛУ, скважина 2, пласты ЮК<sub>0</sub>-ЮК<sub>7</sub>, ВК<sub>1</sub>

В дальнейшем были более подробно геохимические параметры пластов ЮК<sub>0</sub>-ЮК<sub>7</sub>, так как они являются наиболее продуктивными.

Наибольшее содержание как свободных, так и сгенерированных УВ, наблюдается в пробах, отобранных на глубине 2575 метров (рисунок 4.17). Это связано с тем, что такая глубина в скважине 2 соответствует самому высокому содержанию общего органического углерода.

Наибольшее значение индекса нефтенасыщенности, характерно для глубин 2555 и 2595 метров. Это говорит о том, что на этой глубине наибольшее содержание потенциальных подвижных углеводородов в пластах сланцевой нефти (рисунок 4.18).

Наиболее интенсивная генерация углеводородов характерна для глубин 2515 и 2555 метров. Наибольшая температура максимальной генерации наблюдается на глубинах – 2636, 2632 метра.

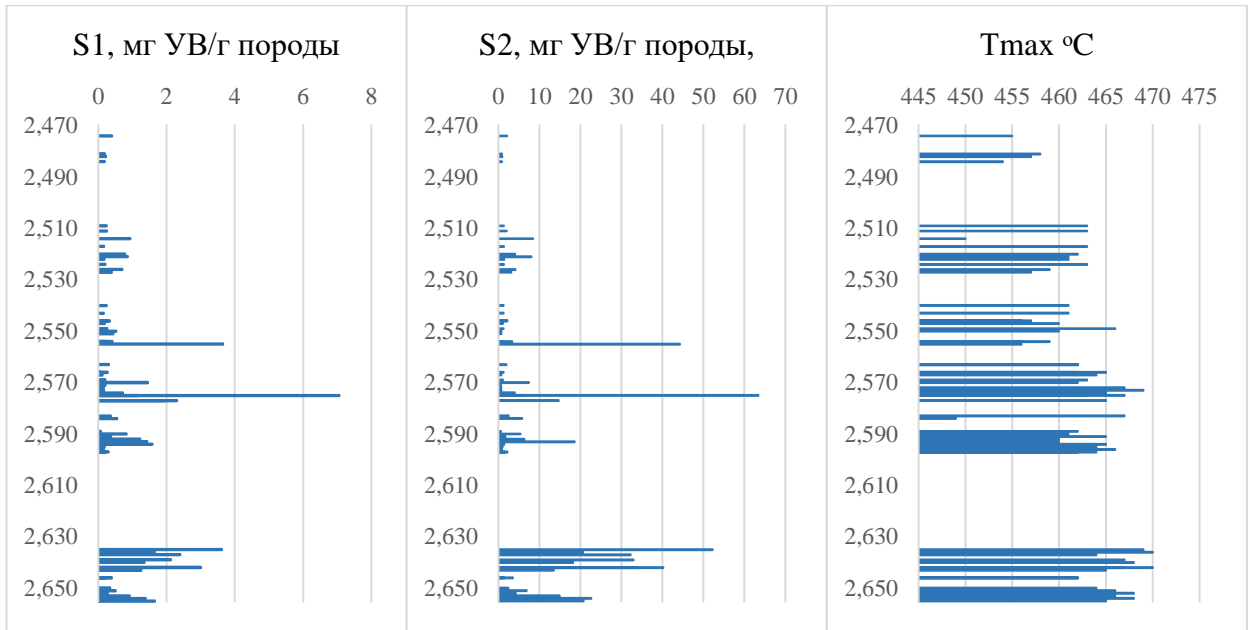


Рисунок 4.17 - Изменение геохимических параметров ОБ ( $S_1$ ,  $S_2$ ,  $T_{max}$  °C) в зависимости от глубины, скважина 2, пласты ЮК<sub>0</sub>-ЮК<sub>7</sub>

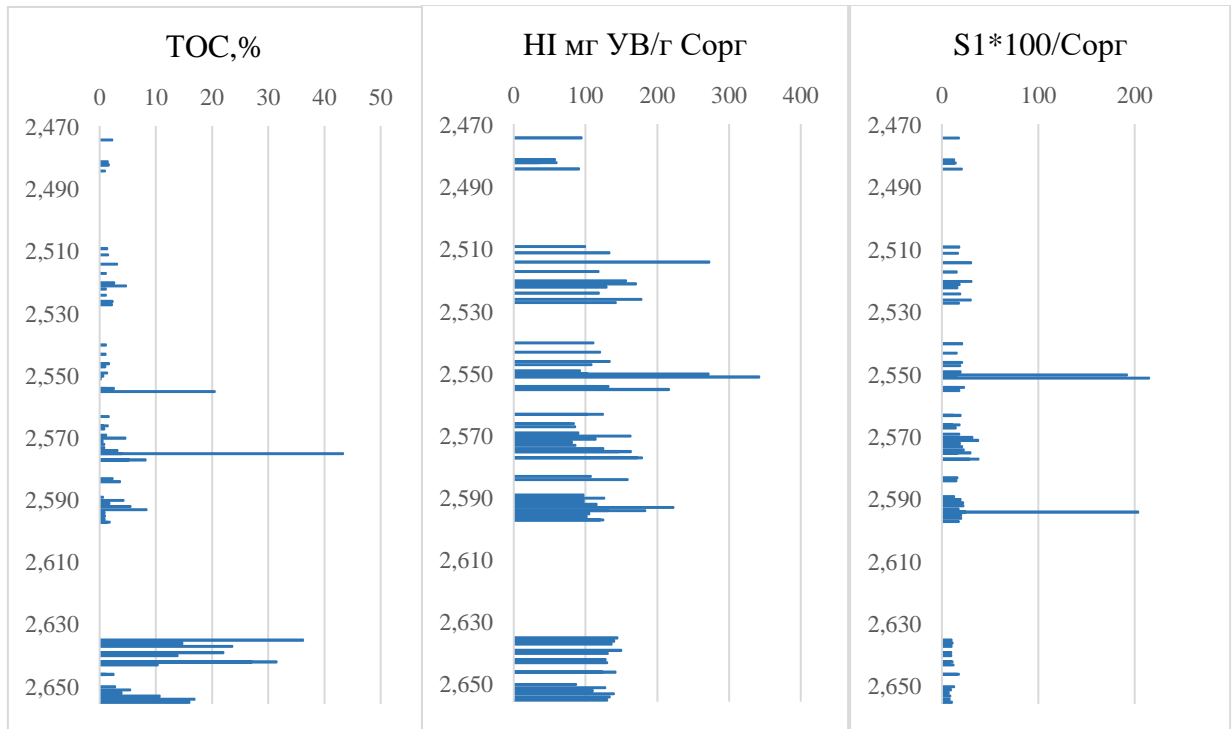


Рисунок 4.18 - Изменение геохимических параметров ОБ (ТОС, HI, индекс нефтенасыщенности) в зависимости от глубины, скважина 2, пласты ЮК<sub>0</sub>-ЮК<sub>7</sub>

Таким образом, пробы с пласта ВК<sub>1</sub> являются бедными нефтегазоматеринскими породами, кероген относится к III типу, ОБ является незрелым, генерирующим жирные газы и тяжелые нефти. Породы, отобранные с пласта ЮК<sub>0</sub>-ЮК<sub>7</sub>, могут являться как бедными, так и богатыми, значения генерационного потенциала существенно



различаются. Исходное ОВ относится к II-III и III типам, характерна генерация нефти и газа.

Нами были отобраны 54 пробы: с пластов ЮК<sub>0</sub> – 33 пробы, ЮК<sub>1</sub> – 20 проб, ЮК<sub>2</sub> -1 проба, интервал глубин по ГИС – 2530-2587 метров.

Так как значение генерационного потенциала (G) пластов ЮК<sub>0</sub> и ЮК<sub>1</sub> составляет более 6 мг/г породы, то можно отнести ее к нефтегазоматеринской породе с высоким нефтегазоматеринским потенциалом. Пробы, отобранные с пласта ЮК<sub>2</sub>, отличаются низким значением генерационного потенциала, менее 2 мг/г породы, что соответствует породам, обладающим небольшим газовым потенциалом (таблица 4.8).

Анализируя средние значения температуры максимальной генерации УВ ( $T_{max}$ ) и индекса продуктивности (PI) по пластам, можно сделать вывод о том, что ОВ является зрелым. Значение температуры и индекса продуктивности в интервалах 430-465°C и 0,1-0,4 соответствуют главной зоне нефтеобразования (таблица 4.8). Помимо этого, стоит отметить, что значение индекса продуктивности пород пласта ЮК<sub>1</sub> наибольшее, это указывает на высокую степень преобразованности керогена и генерацию легких нефтей, жирных газов.

По значению водородного индекса можно сделать вывод о типе керогена. Среднее значение HI для проб, отобранных с пласта ЮК<sub>0</sub> - более 300, но менее 600 мг УВ/г C<sub>орг</sub>, что соответствует II типу керогена, происходит генерация нефти. Для проб, отобранных с пласта ЮК<sub>1</sub>, среднее значение лежит в интервале 200-300 мг/ г породы, это означает, что кероген принадлежит промежуточному типу II-III (таблица 4.8). Для такого типа характерна генерация как нефти, так и газа. Среднее значение HI для проб, отобранных с пласта ЮК<sub>2</sub> - более 50, но менее 200 мг УВ/г C<sub>орг</sub>, что соответствует III типу керогена, происходит генерация газа.

Для наглядности зависимости водородного индекса от температуры максимальной генерации нами была построена модифицированная диаграмма Ван-Кревелена (рисунок 4.19). Для проб, отобранных с пласта ЮК<sub>0</sub> характерен второй тип ОВ, смешанное ОВ. Исходное ОВ пласта ЮК<sub>1</sub> относится к II-III типу. Логично предположить, что кероген в этом случае был образован за счет отложений не только фито- и зоопланктона, бактерий, но и наземных растений. Для проб, отобранных с пласта ЮК<sub>2</sub>, характерен третий тип ОВ, соответственно кероген был образован отложениями наземных растений.

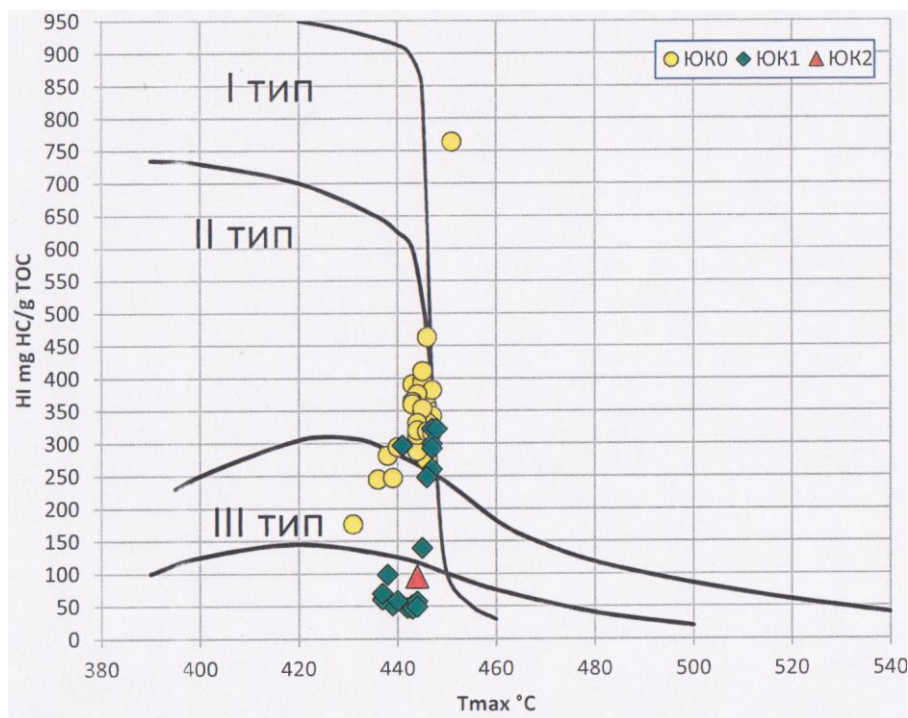


Рисунок 4.19 - Модифицированная диаграмма Ван-Кревелена. Каменный ЛУ, скважина 3, пласт ЮК<sub>0</sub>-ЮК<sub>2</sub>(до экстракции)

Также по содержанию общего органического углерода (ТОС), свободных ( $S_1$ ) и сгенерированных углеводородов ( $S_2$ ) породы пласта ЮК<sub>0</sub> относятся к очень хорошим, так как значение ТОС больше 3 %, количество свободных УВ превышает 2 мг/ г породы и содержание сгенерированных УВ более 20 мг/ г породы (таблица 4.8).

Пробы, отобранные с пласта ЮК<sub>1</sub>, характеризуются высоким содержанием свободных УВ, что соответствует очень хорошим нефтегазоматеринским породам. По содержанию общего органического углерода (ТОС) и сгенерированных углеводородов, породы с пласта ЮК<sub>1</sub> относятся к хорошим.

Породы с пласта ЮК<sub>2</sub> по некоторым геохимическим параметрам ( $S_1$ , ТОС) относятся к удовлетворительным, а по другим ( $S_2$ ) – к бедным.

Таблица 4.8 - Средние значения геохимических показателей с пласта ЮК<sub>0</sub>-ЮК<sub>2</sub> третьей исследуемой скважины

Показатель	$S_1$ , мг/г	$S_2$ , мг/г	ТОС, %	HI, мг/г	G, мг/г	Tmax, °C	PI	
Значение	ЮК <sub>0</sub>	10,0	43,1	10,5	411,8	53,3	444,2	0,2
	ЮК <sub>1</sub>	4	8,5	2,8	212,3	12,6	462,4	0,53
	ЮК <sub>2</sub>	0,57	1,02	0,64	159	1,59	444	0,36

Окончание таблицы 4.8

Вывод	ЮК <sub>0</sub>	Являются очень хорошими нефтегазоматеринскими породами	Кероген II типа, генерация Нефти	Горная порода с высоким генерационным потенциалом	Пик нефтегенерации, преимущественным продуктом генерации являются нефти
	ЮК <sub>1</sub>	По значению S <sub>1</sub> являются очень хорошими нефтегазоматеринскими породами, по S <sub>2</sub> и ТОС – хорошими	Кероген II-III типа, генерация нефти и газа	Горная порода с высоким генерационным потенциалом	Главная зона нефтеобразования. Генерация легких нефтей и жирных газов
	ЮК <sub>2</sub>	По значениям S <sub>1</sub> , ТОС являются удовлетворительным и нефтегазоматеринскими породами, по S <sub>2</sub> – бедными	Кероген III типа, генерация газа	Горная порода, обладающая небольшим газовым потенциалом	Пик нефтегенерации, преимущественным продуктом генерации являются нефти

Была построена диаграмма, в которой отразилась зависимость содержания сгенерированных УВ от содержания общего органического углерода. Она подтверждала, что органическое вещество пород с пласта ЮК<sub>0</sub> отличается хорошим и отличным генерационным потенциалом (рисунок 4.20)

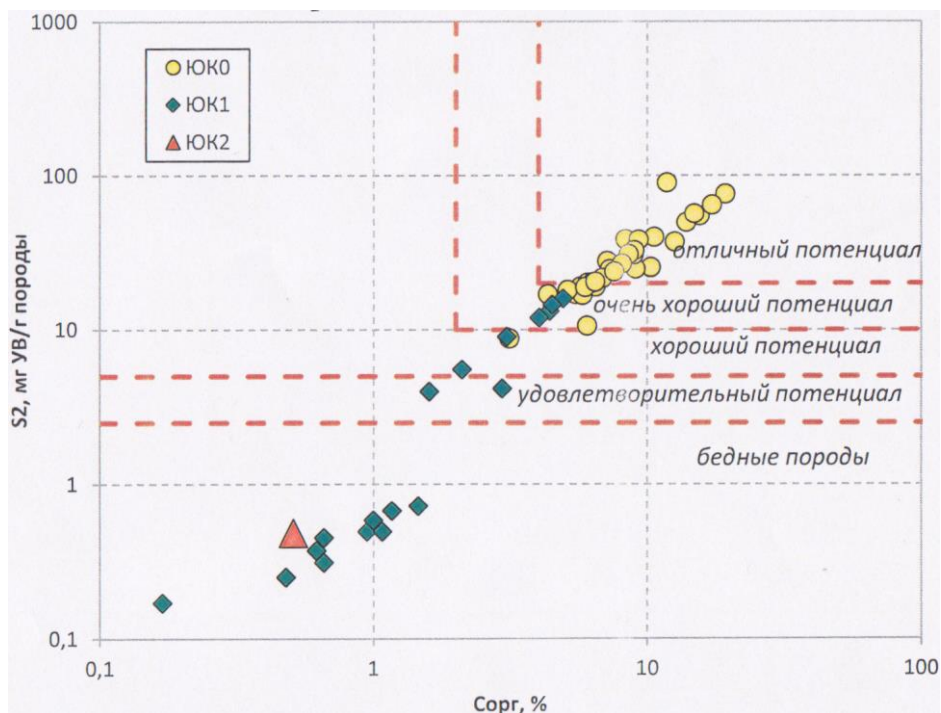


Рисунок 4.20 - Графическая характеристика генерационного потенциала ОВ. Каменный ЛУ, скважина 3, пласт ЮК<sub>0</sub>-ЮК<sub>2</sub>, до экстракции

Также нами были проанализированы некоторые геохимические показатели с пластов ЮК<sub>0</sub>-ЮК<sub>2</sub> до и после экстракции. В результате экстракции органическими растворителями наблюдается незначительное снижение показателей, непосредственно связанных с содержанием битумоидов. Это связано с растворением их в органических растворителях при экстракции. К таким показателям относятся – содержание сгенерированных УВ, водородный индекс (рисунок 4.21).

Температура максимальной генерации УВ до и после экстракции изменяется неравномерно, на некоторых глубинах она больше в пробах до экстракции, на других – после экстракции (рисунок 4.21).

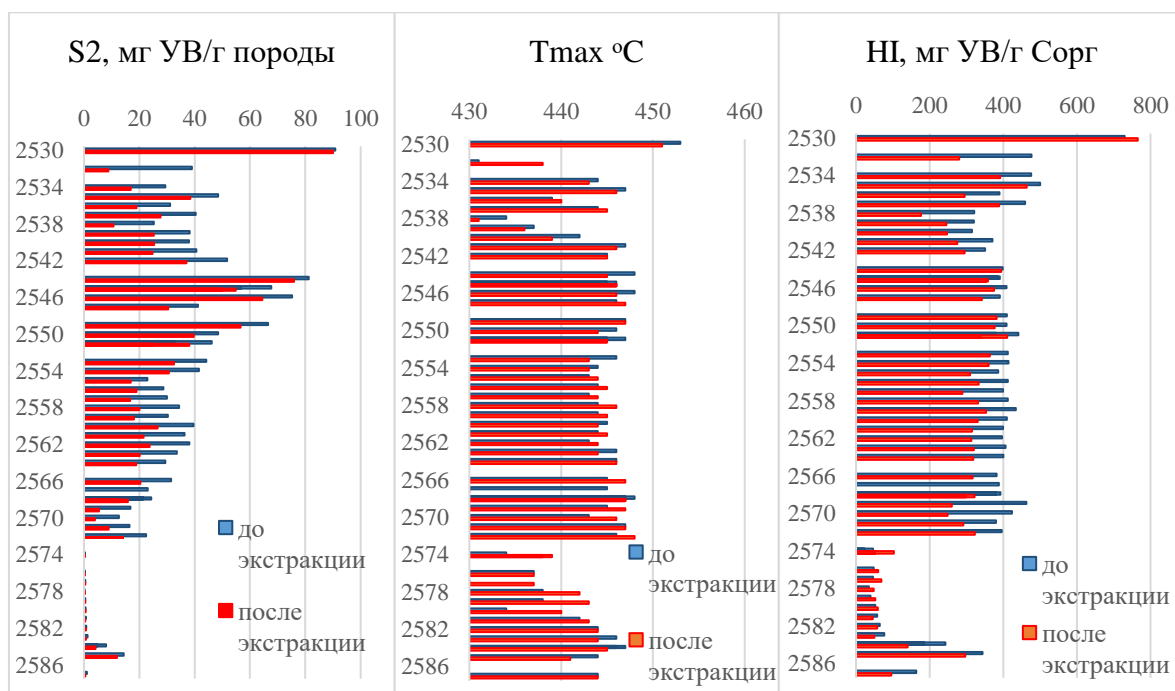


Рисунок 4.21 - Сравнение геохимических параметров органического вещества до и после экстракции, скважина 3, пласты ЮК<sub>0</sub>-ЮК<sub>2</sub>

Наибольшее значение индекса продуктивности характерно для глубины 2574 метра. Это говорит о том, что на этой глубине наибольшее содержание потенциальных подвижных углеводородов в пластах сланцевой нефти и наиболее высокая степень преобразованности керогена (рисунок 4.22).

Наиболее интенсивная генерация углеводородов характерна для глубины 2530 метров. На это указывают максимальные показатели водородного индекса и наибольшее содержание сгенерированных углеводородов на этой глубине.

Наибольшее содержание свободных УВ характерно для глубины – 2532 метра. Наибольшее значение температуры максимальной генерации УВ свойственно пробам, отобраным с глубины 2530 метров (рисунок 4.22).

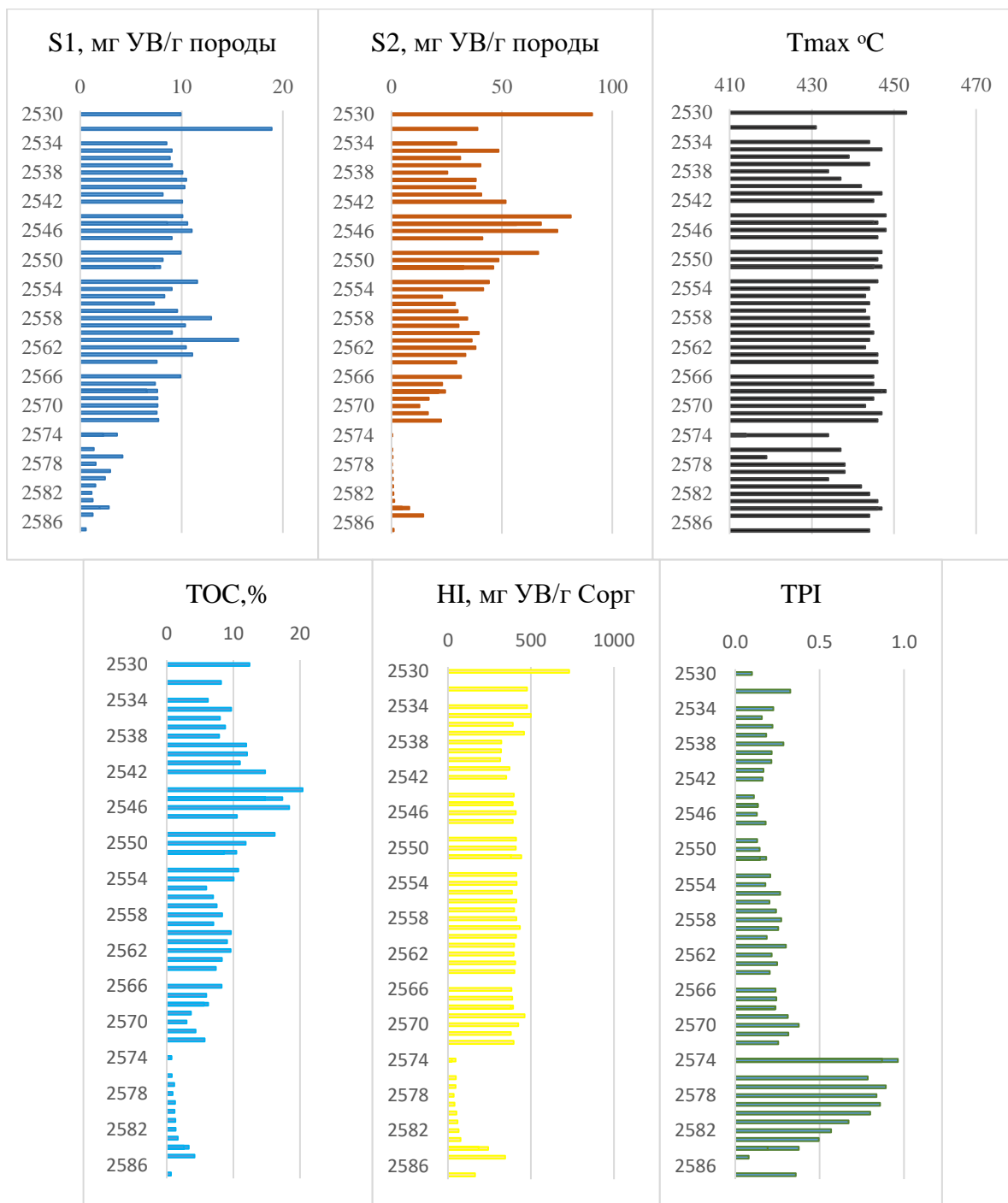


Рисунок 4.22 - Изменение геохимических параметров ОВ по глубине, скважина 3, пласты ЮК<sub>0</sub>-ЮК<sub>2</sub>

Таким образом, породы с пластов ЮК<sub>0</sub> и ЮК<sub>1</sub> являются очень хорошими и богатыми нефтегазоматеринскими породами, в отличие от пород с пласта ЮК<sub>2</sub>, которые по некоторым геохимическим параметрам относятся к удовлетворительным и бедным породам. Кероген с пластов ЮК<sub>0</sub> относится к II типу, что соответствует генерации нефти. ОВ с пластов ЮК<sub>1</sub> относится к II-III типу, для которого характерна генерация нефти и газа. Для пород с пласта ЮК<sub>2</sub> соответствует ОВ III типа, преимущественно происходит генерация газа.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе данной работы было изучено геологическое строение Каменной площади Красноленинского месторождения. Фундамент Красноленинского месторождения представлен тремя структурно-тектоническими этажами, один из которых является промежуточным. Красноленинское месторождение приурочено к одноименному своду, который включает в себя различные структуры, одной из которых является Каменная вершина, где и расположен Каменный участок.

В фундаменте Каменной площади выявлены элементы дизъюнктивной тектоники, которые распространены вплоть до викуловской свиты. Промышленная нефтеносность месторождения в пределах Каменного участка (западная часть) установлена в отложениях доюрского комплекса, нижнеюрских, среднеюрских и верхнеюрских отложениях, тюменской, абалакской, баженовской, фроловской и викуловской свит. Основными объектами по извлекаемым запасам являются пласты ВК<sub>1-3</sub> (53 %) и ЮК<sub>2-9</sub> (39 %).

Проанализировав физико-химические свойства нефти, сделали вывод, что наиболее тяжелыми, вязкими и содержащими наибольшее количество смол и асфальтенов являются нефти, отобранные с пластов ВК<sub>1-3</sub>, БГ<sub>2</sub>. Наименее тяжелыми и вязкими можно считать нефти с пластов БГ и П, в их составе входят более легкие компоненты в больших количествах. Также стоит отметить, что большинство нефтей Красноленинского месторождения Каменного участка являются легкими и маловязкими.

Помимо этого, с помощью анализа компонентного состава выяснили, что нефть, отобранная с пластов ЮК<sub>3-5</sub> относится к метаново-нафтеновому типу, с пласта ДЮК – к метановому. Нефти, отобранные с пластов АК<sub>3</sub>, ЮК<sub>0</sub>, П, ЮК<sub>2-4</sub>, БГ и ДЮК, являются малосмолистыми. К смолистым нефтям относятся нефти, пробы которых отобраны с пластов ВК<sub>1-3</sub> и БГ<sub>1</sub>. Большинство нефтей являются малосернистыми, малосмолистыми, среднепарафинистыми, с высоким и средним выходом светлых фракций.

Нефтяные газы Каменной площади Красноленинского месторождения, пробы которых отобраны с различных пластов, являются жирными, слабосернистыми газами, с низким содержанием азота и углекислого газа.

С помощью пиролитического анализа по методике ROCK-EVAL, было выявлено, что породы с пластов ЮК<sub>0</sub>-ЮК<sub>1</sub> являются очень богатыми нефтегазоматеринскими породами, кероген относится к II-III типу, для которого характерна генерация нефти и газа. Породы ЮК<sub>2</sub> по некоторым геохимическим показателям относятся к удовлетворительным и бедным породам, исходное ОВ III типа, преимущественно

происходит генерация газа. Пробы с пласта ВК<sub>1</sub> являются бедными нефтегазоматеринскими породами, кероген относится к III типу, ОВ является незрелым.



## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Chen Z. A Revised Method for Organic Porosity Estimation Using Rock-Eval Pyrolysis Data: Example from Duvernay Shale in the Western Canada Sedimentary Basin: American Association of Petroleum Geologist Bulletin/ Z. Chen, C. Jiang. - 2016.- 405-422 p.
2. Hickman C. Crude oil and Natural gas formation / C. Hickman, K. Bowman. - BP energy education program, PB Australia Pty Ltd, 2008.
3. Алексеенко В.А. Геохимические методы поисков месторождений полезных ископаемых / В. А. Алексеенко. –Москва: Логос, 2005. – 354 с.
4. Атлас геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа / В.И. Шпильман, Г.П. Мясникова, В.И. Пятков, Л.А. Солопахина. - Ханты-Мансийск, 2004. – 35 с.
5. Ахпателов Э.А. Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа: атлас / Э.А. Ахпателов, В.А. Волков, В.Н. Гончарова. - Екатеринбург: ИздатНаукаСервис, 2004. - 143 с.
6. База знаний «ALLBEST»: [Электронный ресурс] / Разработка Краснотенинского нефтегазового месторождения. – 2011 г. – URL: [http://otherreferats.allbest.ru/geology/00150922\\_0.html](http://otherreferats.allbest.ru/geology/00150922_0.html) (дата обращения: 28.11.2023).
7. Битнер А. К. Геология и геохимия нефти и газа: учебное пособие / А. К. Битнер, Е. В. Прокатень; Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, Сибирский федеральный университет; Институт нефти и газа. - Красноярск: СФУ, 2019. - 426 с.
8. Бойко Е. В. Химия нефти и топлив: учебное пособие для вузов / Е. В. Бойко; Федеральное агентство по образованию, Гос. образовательное учреждение высш. проф. образования Ульяновский гос. технический ун-т. - Ульяновск: УЛГТУ, 2007. - 59 с.
9. Ботнева Т. А. Генетические основы классификации нефтей / Т. А. Ботнева. - Москва: Недра, 1987. – 194 с.
10. Буланов В. А. Геохимические методы поисков месторождений полезных ископаемых: учебное пособие для вузов / В. А. Буланов, С. А. Сасим. — Москва: Юрайт, 2022. — 165 с.
11. Васильев В. В. Геохимические исследования при поисках нефти и газа: методические указания / В. В. Васильев; министерство образования и науки Российской Федерации, Ухтинский государственный технический университет. – Ухта: УГТУ, 2013. – 58 с.

12. Вержичинская С.В. Химия и технология нефти и газа / С.В. Вержичинская, Н.Г. Дигуров, С.А. Синицин. - Москва: ФОРУМ, 2007. - 400 с.
13. Ворошилов В. Г. Геохимические методы поисков месторождений полезных ископаемых: учебное пособие / В. Г. Ворошилов. – Томск: Изд-во политехнического университета, 2011. -104 с.
14. Геология и геохимия нефти и газа: учебное пособие / О.К. Баженова, Ю.К. Бурлин, Б.А. Соколов, В.Е. Хаин. – М.: Изд-во Московского ун-та «Академия», 2004. – 415 с.
15. Геология и геохимия природных горючих газов: справочник / В. И. Ермаков [и др.]; под ред. И. В. Высоцкого. - Москва: Недра, 1990. - 314 с.
16. Геология и геохимия природных горючих газов: справочник / Ермаков В.И., Зорькин Л.М., Скоробогатов В.А., Старосельский В.И.; под ред. Высоцкого И.В. - М.: Недра, 1990.-315 с.
17. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. Том 2 [Текст]: учебное пособие / А.К. Багаутдинов, С.Л. Барков, Г.К. Белевич [и др.]. - Москва: ОАО "ВНИИОЭНГ", 1996. - 351 с.
18. Геология нефти и газа: учебное пособие / Э. А. Бакиров, В. И. Ермолкин, В. И. Ларин [и др.]. - 2-е изд., перераб. и доп. – Москва: Недра, 1990. – 239 с.
19. Глущенко Д.В. Роль разломно-блоковых структур в строении сводовых поднятий платформенных нефтегазоносных областей на примере Южно-Татарского и Красноленинского сводов / Д.В. Глущенко // Российская государственная библиотека: официальный сайт. - URL: <http://dlib.rsl.ru/01004146481>. (дата обращения: 25.03.2024).
20. Групповой состав нефти и методы его изучения / А.Е. Чемоданов, А.В. Вахин, С.А. Ситнов, Д.А. Феоктистов. – Казань: Казанский федеральный университет, 2018. – 21 с.
21. Гуревич И.Л. Технология переработки нефти и газа. Т. 1 / И.Л. Гуревич. - М.: Химия, 1972. - 360 с.
22. Гусева А. Н. Химия горючих ископаемых / А.Н. Гусева, Е.В. Соболева. – Москва: Издательство Московского университета, 2010. - 312 с.
23. Джеймс Г. Спейт. Анализ нефти: справочник / Джеймс Г. Спейт; перевод с англ. под ред. Л.Г. Нехамкиной, Е.А. Новиковой. – СПб.: ЦОП «Профессия», 2010. – 480 с.

24. Елисеев В.Г., Нестеров И.И. Геологическое строение фундамента Шаимского и Красноленинского нефтеносных районов / В.Г. Елисеев, И.И. Нестеров // Шаимский нефтеносный район. - 1971. - № 43. - С. 25-33.
25. Иванова Ю. В. Химия нефти. Ч. 1: учебно-методическое пособие / Иванова Ю. В., Кузьмина Р. И., Кожемякин И. В.; Саратов. гос. ун-т им. Н. Г. Чернышевского. - Саратов: Изд-во Саратов. ун-та, 2006. - 55 с.
26. Источники нефтей Красноленинского месторождения / К.О. Осипов, М.А. Большакова, Э.А. Абля [и др.] // Научно-технический журнал «Георесурсы». – 2023. - № - 2. - С. 161–182.
27. Каламкарров Л. В. Нефтегазоносные провинции и области России и зарубежных стран/ Л. В. Каламкарров. - М.: Нефть и газ, 2005. — 576 с.
28. Карцев А. А. Основы геохимии нефти и газа / А.А. Карцев. - Издательство: Недра, 1969. – 272 с.
29. Катагенез органического вещества пород баженовской свиты юго-востока Западной Сибири (Томская область) / И.В. Гончаров, В.В. Самойленко, Н.В. Обласов, С.В. Фадеева // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 10. – С. 32- 37.
30. Квеско В.В. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.svoruem.com/users/kveskobrazrobotkagazovyhikondesatnyshmestorojdeniy> (дата обращения 22.01.2024).
31. Конев С.Н. Усовершенствованный вариант люминесцентно-битуминологического анализа горных пород / С.Н. Корнев, В.В. Давыдов, В.В. Борисов. – Тверь: «АИС», 2002. - №90.- 134 с.
32. Кудряшова Л. К. Построение фациальной модели с целью повышения эффективности разработки залежи нефти пласта ЮК<sub>2</sub> тюменской свиты Ем-Ёговского месторождения: автореферат дис. ... кандидата геолого-минералогических наук: 25.00.16 / Кудряшова Лидия Константиновна. - Томск, 2016. – 21 с.
33. Куличков С.В. Определение свойств нефтепродуктов: учебник для вузов / С.В. Куличков, И.Я. Гришин; Политехнический институт ДВФУ.-Владивосток: Изд-во Дальневост.федерал.ун-та, 2022. - 36 с.
34. Леффлер У.Л. Переработка нефти/ У.Л. Леффлер. — М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2004. — 466 с.
35. Магеррамов А.М. Нефтехимия и нефтепереработка: учебник для высших учебных заведений / А.М. Магеррамов, Р.А. Ахмедова, Н.Ф. Ахмедова. - Баку: Баки

Университети, 2009. - 660 с.

36. Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа / А.К. Мановян. - М.: Химия, 2001. – 568 с.
37. Матвеев А.А. Геохимические методы поисков месторождений полезных ископаемых / А.А. Матвеев, А.П. Соколов. – Москва: Изд-во МГУ, 2011. - 561 с.
38. Мерчева В. С. Химия горючих ископаемых [Текст] : учебник для вузов / В. С. Мерчева [и др.]. - Москва: Альфа-М: ИНФРА-М, 2014. – 334 с.
39. Методические рекомендации по применению пиролитических методов моделирования в органической геохимии / сост. В.Н. Меленевский; под ред. А.Э. Конторовича. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1991. - 48 с.
40. Минханов И. Ф. Разработка нефтяных и газовых месторождений: учеб. пособие для вузов / И. Ф. Минханов, С. А. Долгих, М. А. Варфоломеев; Казанский федеральный университет. – Казань, 2019. – 96 с.
41. Мстиславская Л.П. Нефтегазовое производство (Вопросы, проблемы, решения): Учебное пособие / Мстиславская Л.П. - Москва: РГУ нефти и газа, 1999. – 221 с.
42. Мстиславская Л.П. Основы нефтегазового дела: учебное пособие / Л. П. Мстиславская; Федеральное агентство по образованию РФ, Российский гос. ун-т нефти и газа им. И. М. Губкина. - Москва: ЦентрЛитНефтеГаз, 2012. - 253 с.
43. Муфтахов В.А. Геохимические методы поисков месторождений полезных ископаемых: методические указания к самостоятельным и практическим работам / В.А. Муфтахов, Н.С. Чухарева. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2022. – 45 с.
44. Мясникова Г. П. Изменения в нефтегеологическом районировании территории ХМАО: научная статья / Г. П. Мясникова, А. В. Шпильман. - Тюмень: Вестник недропользователя Ханты-Мансийского округа, 2006. — С.66-68.
45. Новиков А.И. Состав и физико-химические свойства природных газов [Электронный ресурс]. – URL: <http://7oilloot.ru/77-geologiya-geofizika-razrabotka-neftyanykh-i-gazovykh-mestorozhdenij/236-sostavi-fiziko-khimicheskie-svojstva-prirodnikh-gazov> (дата обращения 13.04.2024)
46. Органическая геохимия осадочной толщи и фундамента территории Татарстана / Г.П. Каюкова, Г.В. Романов, Р.Г. Лукьянова, Н.С. Шарипова. — М.: ГЕОС, 2009. — 487 с.

47. Останин А.А. Природный газ – сырьё, а не готовое топливо [Электронный ресурс]. – <http://greenologia.ru/eko-problemy/dobycha-gaza/syre-a-ne-gotovoe-toplivo.html> (дата обращения: 01.03.2024)
48. Отчет по договору № 588/ТННЦ-4902/11 «Уточнение геологического строения тюменской свиты Красноленинского месторождения с разработкой рекомендаций и выделением первоочередных участков для разведочного и опережающего эксплуатационного бурения / А.Н. Фищенко, Л.В. Лапина, С.Л. Белоусов [и др.]. – Тюмень, 2013.
49. Петров А. А. Геохимическая типизация нефтей / А.А. Петров // Геохимия. - 1994. - № 6. - С. 876–891.
50. Петров А. А. Углеводороды нефти / А.А. Петров. - М.: Наука, 1984. – с. 270.
51. Плотникова И.Н. Фракционный состав нефти и методы его изучения: учебно-методическое пособие / И.Н. Плотникова, Б.В. Успенский, А.Ф. Кемалов: Казанский университет. – Казань, 2012. – 30 с.
52. Порфирины и металлопорфириновые комплексы нефтей / Ю. М. Абызгильдин, Ю. И. Михайлюк, К. С. Яруллин, А. А. Ратовская; отв. ред. чл.-кор. АН СССР Н. Б. Вассоевич]; АН СССР, Башкирский филиал, Ин-т геологии. - Москва: Наука, 1977. - 88 с.
53. Проскуряков В.А. Химия нефти и газа / В.А. Проскуряков, А.Е. Драбкин. — Санкт-Петербург: Химия, 1995. — 448 с.
54. Румянцева Т.А. Лабораторный практикум по химии нефти и основам технологии ее переработки: учеб. пособие / Т.А. Румянцева, Н.Е. Галанин; под ред. Шапошникова Г.П.; ФГБОУ ВПО Иван. гос. хим.-технол. ун-т. - Иваново, 2012. - 86 с.
55. Рябов В.Д. Химия нефти и газа: учебное пособие для студентов высших учебных заведений / В. Д. Рябов. - Изд. 2-е, испр. и доп. - Москва: ИД "ФОРУМ": ИНФРА-М, 2014. - 334 с.
56. Сафиева Р.З. Химия нефти и газа. Нефтяные дисперсные системы: состав и свойства. Ч.1.: учебное пособие / Р.З. Сафиева. - М.: РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2004. – 112 с.
57. Серебрянникова О.В. Геохимические методы при поиске и разведке месторождений нефти и газа: учебное пособие/ О.В. Серебрянникова. - Ханты-Мансийск: РИЦ ЮГУ, 2008. – 172 с.
58. Соболева Е.В. Химия горючих ископаемых: Учебник / Е.В. Соболева, А.Н. Гусева. — М.: Издательство Московского университета, 2010. - 312 с.

59. Соколов В. А. Химический состав нефтей и природных газов в связи с их происхождением / В. А. Соколов, М. А. Бестужев, Т. В. Тихомолова. - Москва: Недра, 1972. – 276 с.
60. Соколов В.А. Геохимия природных газов / В.А. Соколов. – М.: Недра, 1971. – 336 с.
61. Соколов В.А. Процессы образования и миграции нефти и газа / В.А. Соколов. - Москва: Недра, 1965. - 276 с.
62. Тиссо Б. Образование и распространение нефти / Б. Тиссо, Д. Вельте. – М.: Мир, 1981. – 503 с.
63. Фадеева Н. П. НЕФТЬ / Н.П. Фадеева, Ю.К. Бурлин // Большая российская энциклопедия: электронная версия. – 2016. – URL: <https://old.bigenc.ru/geology/text/4010811> (дата обращения: 03.05.2024).
64. Фингерпринтинг и биомаркерный анализ нефти Акшабулакской группы для определения типов нефтей / Е.Ш. Сейтхазиев, Р.Н. Утеев, М.К. Мустафаев [и др.] // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. - 2021. - № 4 (9). – 93-101 с.
65. Химия горючих ископаемых: учебник студентам ВУЗов / А.О. Серебряков, О.И. Серебряков, Т.С. Смирнова [и др.]. - Астрахань: Астраханский ун-т, 2010. - 356 с.
66. Химия нефти и газа [Электронный ресурс]: электронный учебно-методический комплекс / Уфимский гос. нефтяной технический ун-т, Отд. программного и методического обеспечения. - Уфа: УГНТУ, 2009. - 1 электрон. опт. диск (CD-R).
67. Химия нефти и газа: учеб. пособие для вузов / А. И. Богомолов, А.А. Гайле, В.В. Громова [и др.]; под ред. В.А. Проскурякова. – Санкт-Петербург: Химия, 1981. - 359 с.
68. Химия нефти и газа: учебное пособие, 3-е изд. / А.И. Богомолов, А.А. Гайле, В.В. Громова [и др.]; под ред. В.А. Проскурякова. - Санкт-Петербург: Химия, 1995. - 448 с.
69. Хуснуллина, Г.Р. Геологическое строение и условия формирования продуктивных пластов викуловской свиты красноленинского месторождения нефти (западная сибирь): диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук/ Г.Р. Хуснуллина. - Тюмень, 2014. - 138 с.
70. Шишмина Л.В. Химия нефти и газа: методическое пособие / Л. В. Шишмина, О. В. Носова; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). - Томск: Изд-во ТПУ, 2014. - 99 с.

71. Шмырина В. А. Фоновый и наложенный типы литогенеза песчаных и алевритовых отложений позднеюрского и раннемелового возрастов (на примере глинистых минералов пластов юс11 и бс111 кустового 120 нефтяного месторождения западной Сибири: диссертация кандидата геолого-минералогических наук. - Казань, 2015. - 136 с.

72. Эрих В.Н. Химия и технология нефти и газа: учеб. для сред. спец. учеб. заведений / В. Н. Эрих, М. Г. Расина, М.Г. Рудин; 3-е изд. – Санкт-Петербург: «Химия», 1985. – 408 с.