

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Методические указания

по выполнению лабораторных работ

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОХИМИЯ НЕФТИ И ГАЗА

для студентов специальности
21.05.02 Прикладная геология
Специализация:
«Геология месторождений нефти и газа»

Ставрополь, 2026

Оглавление		
1	Лабораторная работа № 1 Роль нефти и газа в мировом хозяйстве	
2	Лабораторная работа № 2 Геохимия углерода	
3	Лабораторная работа № 3 Состав и физико-химические свойства нефтей	
4	Лабораторная работа № 4 Состав и физико-химические свойства газов.	
5	Лабораторная работа № 5 Литогенез ОВ	
6	Лабораторная работа № 6 Породы-коллектора и породы-флюидоупоры	
7	Лабораторная работа № 7 Понятие о природных резервуарах и ловушках нефти и газа	
8	Лабораторная работа № 8 Залежи нефти и газа	
9	Лабораторная работа № 9 Эмиграция и миграция УВ	

ПРЕДИСЛОВИЕ

Целью преподавания дисциплины «Геология и геохимия нефти и газа» является освоение основ теории образования залежей нефти и газа, факторов контролирующих их состав и размещение.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №1

Роль нефти и газа в мировом хозяйстве

Цель работы: Изучить имеющиеся классификации каустобиолитов и научиться по макроскопическим признакам определять отдельные породы-каустобиолиты.

Теоретическая часть. Горючие ископаемые нефтяного ряда, к которым относятся нефти и их производные, а также горючие газы, входят в состав каустобиолитов. Слово «каустобиолит» происходит от греческих слов: «каустос» – горючий, «литос» – камень, «биос» – жизнь, т.е. горючий камень органического происхождения. Каустобиолиты относятся к органогенным горным породам – биолитам (рис. 1.1).

Автор термина «каустобиолиты» немецкий ученый Г. Потонье и, вслед за ним, И. М. Губкин рекомендуют различать:

- 1) каустобиолиты битумного (или нефтяного) ряда – нефтяные битумы;
- 2) каустобиолиты угольного (или гумусового) ряда;
- 3) липтобиолиты.

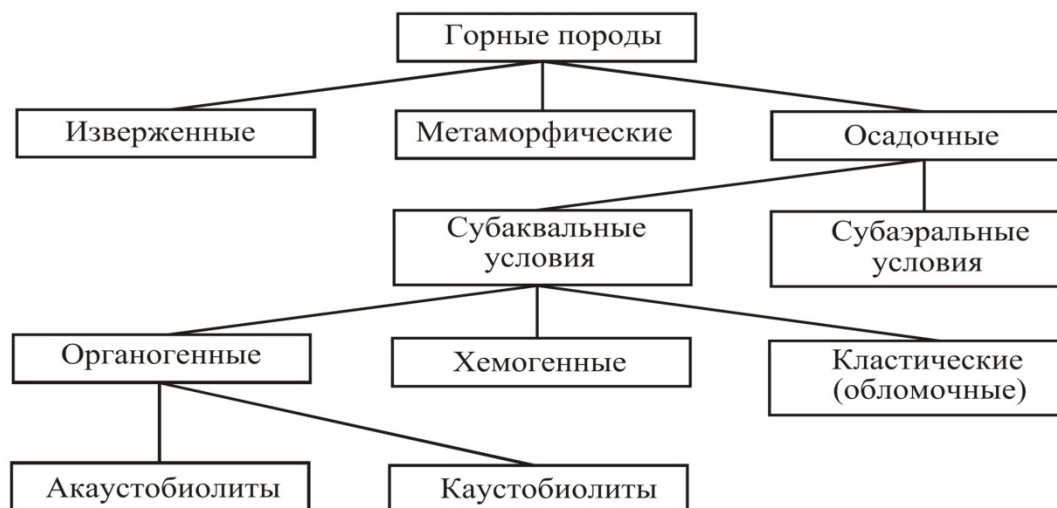


Рисунок 1.1 – Положение каустобиолитов среди горных пород (по И. О. Броду и И. А. Еременко)

К каустобиолитам битумного ряда относятся все разновидности нефтей, горючие углеводородные газы, мальты, керы, асфальты, асфальтиты, озокерит, а также рассеянные в породах битумоиды.

В. А. Успенским и О. А. Радченко предложена генетическая схема классификации каустобиолитов (рис. 1.2). Схема состоит из двух ветвей – левой, отвечающей горючим ископаемым угольного ряда (гумусовым), и правой, соответствующей ископаемым нефтяного (битумного) ряда. Отдельные типы горючих ископаемых изображены на схеме в виде блоков, на торцевой стороне которых дана характеристика геохимической обстановки их образования. На схеме указаны также основные категории исходного материала для образования горючих ископаемых угольного ряда, представленные высшими растительными и низшими животными организмами.

Правая ветвь схемы отвечает горючим ископаемым нефтяного (битумного) ряда. Стрелкой, направленной от правого блока угольной ветви, соответствующего морским и пресноводным сапропелитовым образованиям, показана связь горючих ископаемых нефтяного ряда с отложениями морских водоемов. Правый блок этой ветви отвечает минералам группы озокерита,

образующимся в результате выветривания парафинистых нефтей. На противоположной стороне этой ветви показан переход тяжелых смолистых нефтей нафтено-ароматического типа к асфальтам и далее к асфальтитам, керитам, антраксолитам, отвечающим определенной степени метаморфизма. Как видно из схемы, конечные продукты метаморфизма горючих ископаемых как угольного, так и нефтяного ряда сближаются, и конечным продуктом метаморфизма как угольного ряда, так и нефтяного является графит, т. е. происходит общий процесс карбонизации материи.

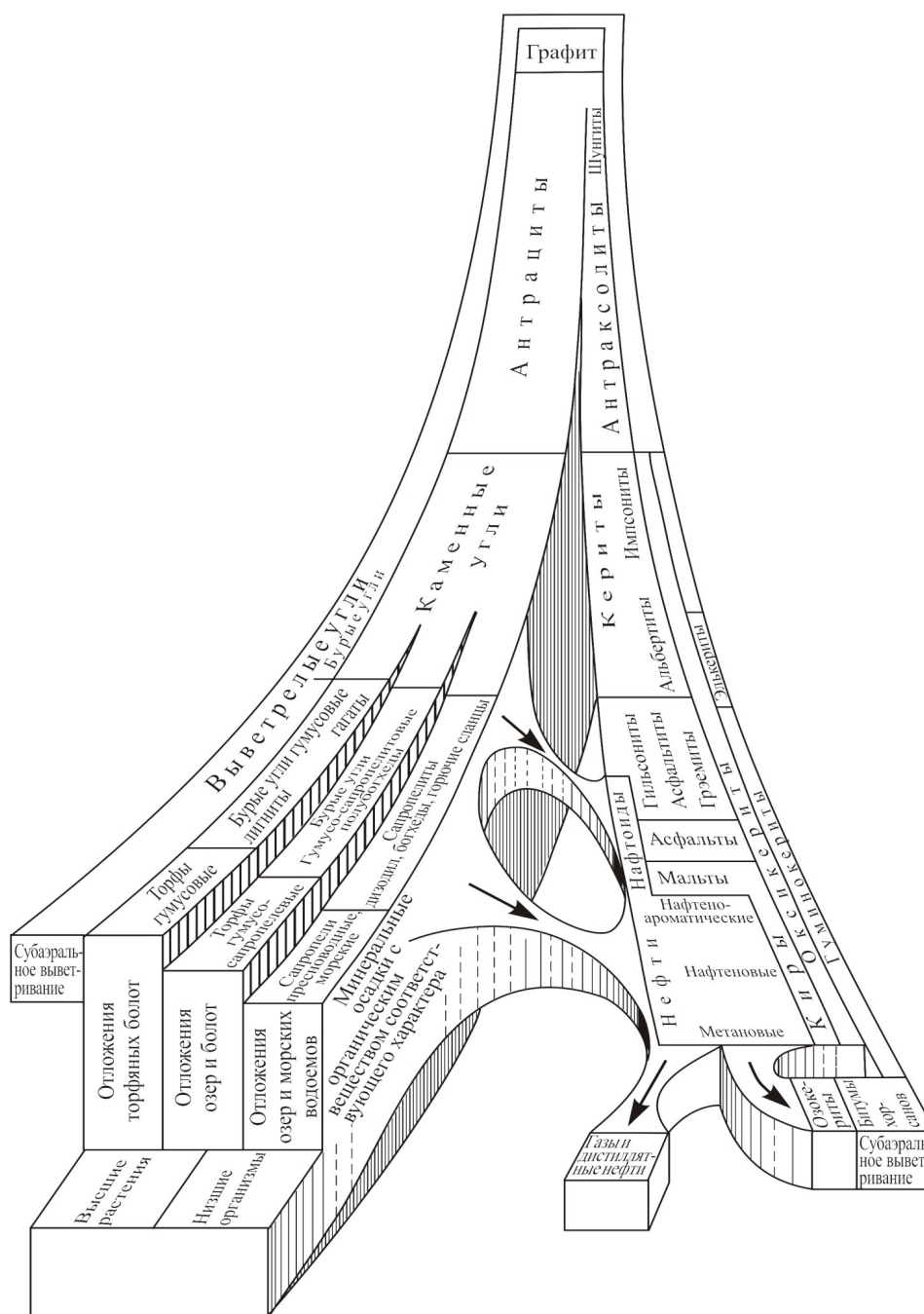


Рисунок 1.2 – Генетическая классификация каустобиолитов (по В. А. Успенскому и О. А. Радченко)

Характеристика каустобиолитов битумного ряда

1. Киры – группа природных битумов (мальты, асфальты, асфальтиты), образовавшиеся в результате выветривания в зоне выходов легких метановых и нафтовых нефтей. В зависимости от состава и глубины выветривания нефтей имеет цвет от темно-коричневого до черного, консистенцию от полужидкой до

твердой. Элементный состав: углерода – 75–86 %; водорода – 8–12 %; сумма азота, серы и кислорода – 2–11 %. Групповой состав: масел – 25–65 %; смол и асфальтенов до 80 %.

2. Мальты – вязкое подвижное вещество, занимает промежуточное положение между нефтями и асфальтами. Элементный состав: углерода – 80–84 %; водорода – 10–12 %; азот, сера и кислород. Групповой состав: масла – 40–65 %; смолы и асфальтены – 35–60 %. Плотность – 970–1030 кг/м³.

3. Асфальт – твердое или вязкое природное вещество почти черного цвета. Растворяется скипидаром, хлороформом, сероуглеродом. Плотность – 1000 – 1200 кг/м³. Состоит из углерода (67 – 88 %), водорода (7 – 10 %), кислорода (2 – 23 %). Представляет смесь окисленных УВ. Содержание асфальта в породе – 2–23 %.

4. Асфальтит – твердый природный битум, растворим в бензоле, хлороформе, сероуглероде. Элементный состав: углерод – 76–86 %; водород – 8–12 %; сера – 0,25–9 %; азот – 0,3–1,8 %; кислород – 2–9 %. Имеет высокое содержание асфальтенов (до 70 %) и невысокое содержание масел (до 30). Среди асфальтитов различают гильсониты (плотность – 1050–1150 кг/м³, температура плавления – 100–200 °С) и более высокомолекулярные грэемиты (плотность – 1150–1200 кг/м³, плавится с разложением при 200 – 300 °С).

5. Керит образуется при метаморфизме в зоне катагенеза. Состоит из углерода (80 – 90 %), водорода (4 – 9 %), сумма кислорода, серы и азота (5 – 10 %). Твердое, хрупкое вещество при плавлении вспучивается и разлагается. Плотность – 1100–1300 кг/м³. Групповой состав: масла – 1–20 %; смолы – 5–20 %; асфальтены – 1–50 %; карбоиды – 10–95 %.

6. Оксикерит – твердое, хрупкое вещество. Образуется при субаэральном выветривании. Плотность – 1150–1250 кг/м³. Элементный состав: углерод – 75–80 %; водород – 6,5–7,5 %; серы, азота и кислорода – 10–20 %. При плавлении вспучивается и разлагается.

7. Гуминокерит – твердое, хрупкое вещество. Образуется при субаэральном выветривании. Элементный состав: углерод – 65–75 %; водород – 4,5–6,5 %; азот, сера и кислород – 20–30 %. Имеет плотность 1250 – 1500 кг/м³. При нагревании вспучивается или обугливается без спекания.

8. Антаксолит – твердое, хрупкое вещество, образующееся при метаморфизме в зоне катагенеза. Элементный состав: углерод – 90–99 %; водород – 0,2–4,0 %; азот, сера и кислород – 0,5–5,0 %. При нагревании не плавится. Имеет плотность 1300 – 2000 кг/м³.

9. Озокерит (горный воск). Природная смесь твердых УВ парафинового ряда с жидкими нефтяными маслами и смолистыми веществами. Элементный состав: углерод – 84–86 %; водород – 13,5–15 %. Консистенция от мягкой, пластичной до твердой, хрупкой. Имеет плотность 850 – 1000 кг/м³. Горит коптящим пламенем.

Оборудование и материалы. Коллекция пород - каустобиолитов. Лупа, керамическая пластинка, набор веществ-растворителей. Бумага формата А4, чертежные принадлежности.

Техника безопасности

1. Запрещается начинать работу без точного знания методики опыта. На рабочем столе должен быть безупречный порядок.
2. Работы с ядовитыми, дурнопахнущими, огне- и взрывоопасными веществами выполняются обязательно в вытяжном шкафу. При работе под тягой, голову необходимо держать вне вытяжного шкафа.
3. При работе с горючими веществами недопустимо наличие поблизости открытого огня.
4. Не пробуйте на вкус и не вдыхайте неизвестное вещество.
5. В лаборатории категорически запрещено есть, курить.
6. Нельзя оставлять работающие приборы без наблюдения.
7. Смешивая концентрированные кислоты с водой, лейте кислоту в воду.

8. Наполнение пипеток кислотами, щелочами и другими ядовитыми путем засасывания ртом запрещается. Для наполнения пипеток следует пользоваться грушей.
9. При порезах стеклом удаляют из раны осколки, промывают водой, либо протирают тампоном, смоченным спиртом, смазывают 5%-ным раствором йода и накладывают повязку.
10. При тепловых ожогах на обожженное место накладывают ткань, либо тампон, смоченные спиртом или спиртовым раствором танина, а затем смазывают мазью от ожогов.

Задания

1. Взять образец породы и описать его макроскопические характеристики: цвет, блеск, цвет черты, твердость, структуру и текстуру.
2. Описать характер горения образца породы (копящее пламя, вспучивание и разложение, обугливание)
3. На основе проведенных наблюдений определить название породы-каустобиолита.
4. Описать не менее 7 образцов пород-каустобиолитов, определить их тип в соответствии с классификацией Успенского-Радченко.

Полученные результаты занести в таблицу:

Таблица 1.1 – Описание различных типов каустобиолитов

Наименование	Характеристика каустобиолитов								
	цвет	цвет черты	блеск	твердость	структура	текстура	поведение в растворе	горение	ряд (по классификации Успенского-Радченко)

Содержание отчета. В отчете следует отразить цель работы, привести краткое теоретическое обоснование, описание макроскопических параметров

каустобиолитов, характера их растворения и горения, сделать заключение о типах каустобиолитов и представить итоговую таблицу.

При защите работы студент должен представить отчет и ответить на вопросы, предложенные преподавателем.

Контрольные вопросы:

1. Что такое каустобиолиты?
2. Каким образом меняется элементный состав каустобиолитов при повышении степени углефикации?
3. Какие именно вещества являются исходными для образования каустобиолитов нефтяного ряда?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 2

Геохимия углерода

Цель работы: Изучить имеющиеся классификации каустобиолитов и научиться по макроскопическим признакам определять отдельные породы-каустобиолиты. В указаниях приводятся принятые классификации каустобиолитов и характеристика отдельных пород.

Теоретическая часть.

Каустобиолиты угольного ряда – это различные торфы, бурые и каменные угли, антрациты (образованные из веществ растительного происхождения). К липтобиолитам относятся некоторые органические соединения растительного происхождения – ископаемые смолы, воски, стерины, споронины и др. Представителем этой группы является янтарь.

Характеристика каустобиолитов угольного ряда

1. Торф образуется в результате неполного распада растений (мха, трав, древесных форм, кустарников) и содержит в сухой массе не менее 50 % органического вещества (ОВ). Если содержание ОВ менее 50 %, то вещество относят к гумусовым почвам (чернозему).

Химический состав: углерод 50 – 60 %, водород 5 – 6,5 %, кислород 30– 40 %, азот 1 – 3 %, сера 1,5 – 2,5 %.

2. Бурый уголь имеет низкую степень углефикации, переходная форма от торфа к каменному углю. В образце цвет черты от светло-желтой до черной, плотность 1200 – 1500 кг/м³. Различают мягкие, землистые, матовые, лигнитовые и плотные разновидности. На воздухе быстро теряет влагу, растрескивается, превращаясь в мелкую крошку. По вещественному составу относятся в основном к гумитам, слагается макрокомпонентами группы витринита (80 – 98 %). Характеризуются повышенным содержанием фенольных, карбоксильных и гидроксильных групп, наличием свободных гуминовых кислот, содержание которых снижается с повышением степени метаморфизма от 2 – 3 до 64 %, и смол от 5 до 25 %.

3. Сапропелит относится к группе ископаемых углей, образовавшихся в основном из продуктов превращения остатков низших растений и простейших животных организмов. Сложен в основном альгинитом. Макроскопически матовые и полуматовые, темно-коричневого и серовато-черного цвета, однородные и массивные, крепкие и вязкие. Выход летучих веществ 55 – 70 %.

4. Богхед – уголь класса сапропелитов. Цвет буро-черный, иногда оливковый. Излом раковистый, поверхность излома матовая. Характеризуется повышенной плотностью, вязкостью и содержанием водорода (8 – 12 %). Содержание летучих компонентов 60 – 70 %. Представлен в основном скоплениями остатков водорослей, загорается от спички, горит длинным коптящим пламенем, издавая запах жженой резины.

5. Лигнит – ископаемая слабо углефицированная древесина (главным образом хвойных растений) бурого цвета, сохранившая анатомическое строение растительных тканей. Лигнитом называют также бурый уголь, содержащий обильные включения плохо разложившихся древесных остатков (лигнитовый уголь).

6. Гагат – переходный тип между гумитами и сапропелитами (исходное вещество – юрская араукаритовая древесина). По химическому составу, содержанию водорода (более 6 %) и выходу первичной смолы (до 30 %) является типичным сапропелитом. Образуется при попадании свежей древесины в восстановительную среду (или при битуминизации древесины).

7. Горючие сланцы – глинистая, известковистая или кремнистая порода с содержанием ОВ от 10 до 80 %, обладающая способностью загораться от спички и издающая при этом запах горящей резины. Образовались из низших организмов, близки по этому признаку к сапропелитовым углям, но содержат много минеральных примесей. Плотная крепкая порода. Цвет – от светло-коричневого, желтоватого до темно-коричневого, зеленовато-коричневого, темно-серого. Тонкие слои горят коптящим пламенем. Элементный состав: углерод – 56–82 %; водород – 5,8–11,5 %; сера – 1,5–9 %; кислород – 9–10 %; азот – 1–3 %.

8. Каменный уголь – твердое ископаемое растительного происхождения. Имеет черный цвет, черную, иногда темно-коричневую черту, сильный блеск. Содержит 75 – 92 % углерода, 2,5 – 5,7 % водорода, 1,5 – 15 % кислорода. В отличие от бурых углей не имеет свободных гуминовых кислот, не окрашивает раствор едкой щелочи. Большинство каменных углей относится к гумолитам.

9. Антрацит – уголь наиболее высокой степени углефикации с повышенной плотностью (1400 – 1700 кг/м³), черный с металлическим оттенком, с высоким содержанием углерода (не менее 95 %), низким содержанием летучих веществ (2 – 8 %). Образуется из углей при повышении температуры и давления и удалении из кристаллической решетки кислорода, азота, серы и водорода.

10. Шунгит – высокообуглероженное аморфное ОВ, содержащее 60 – 70 % углерода, остальное – минеральные примеси. Имеет блестящие и полуматовые разности. В протерозойских шунгитах обнаружили растительные структуры, схожие с древесиной.

11. Графит представляет наиболее высокую стадию преобразования углей (ультраметаморфизм). Помимо углерода (97 – 99 %) содержит небольшое количество водорода, кислорода и других элементов.

Оборудование и материалы. Коллекция пород-каустобиолитов. Лупа, керамическая пластинка, набор веществ-растворителей. Бумага формата А 4, чертежные принадлежности.

Техника безопасности

1. Запрещается начинать работу без точного знания методики опыта. На рабочем столе должен быть безупречный порядок.
2. Работы с ядовитыми, дурнопахнущими, огне- и взрывоопасными веществами выполняются обязательно в вытяжном шкафу. При работе под тягой, голову необходимо держать вне вытяжного шкафа.
3. При работе с горючими веществами недопустимо наличие поблизости открытого огня.
4. Не пробуйте на вкус и не вдыхайте неизвестное вещество.
5. В лаборатории категорически запрещено есть, курить.
6. Нельзя оставлять работающие приборы без наблюдения.
7. Смешивая концентрированные кислоты с водой, лейте кислоту в воду.
8. Наполнение пипеток кислотами, щелочами и другими ядовитыми путем засасывания ртом запрещается. Для наполнения пипеток следует пользоваться грушей.
9. При порезах стеклом удаляют из раны осколки, промывают водой, либо протирают тампоном, смоченным спиртом, смазывают 5%-ным раствором йода и накладывают повязку.
10. При тепловых ожогах на обожженное место накладывают ткань либо тампон, смоченные спиртом или спиртовым раствором танина, а затем смазывают мазью от ожогов.

Задания

1. Взять образец породы и описать его макроскопические характеристики: цвет, блеск, цвет черты, твердость, структуру и текстуру.
2. Описать характер горения образца породы (копящее пламя, вспучивание и разложение, обугливание)
3. На основе проведенных наблюдений определить название породы-каустобиолита.
4. Описать таким образом не менее 7 образцов пород-каустобиолитов, определить их тип в соответствии с классификацией Успенского-Радченко.

Полученные результаты занести в таблицу:

Таблица 2.1 – Описание различных типов каустобиолитов

Наименование	Характеристика каустобиолитов								
	цвет	цвет черты	блеск	твердость	структура	текстура	поведение в растворе	горение	ряд (по классификации Успенского-Радченко)

Содержание отчета. В отчете следует отразить цель работы, привести краткое теоретическое обоснование, описание макроскопических параметров каустобиолитов, характера их растворения и горения, сделать заключение о типах каустобиолитов и представить итоговую таблицу.

При защите работы студент должен представить отчет и ответить на вопросы, предложенные преподавателем.

Контрольные вопросы

1. К какому классу горных пород относятся каустобиолиты?
2. Каким образом меняется элементный состав каустобиолитов при повышении степени углекислотности?

3. Какие именно вещества являются исходными для образования каустобиолитов угольного ряда?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 3

Состав и физико-химические свойства нефтей

Цель работы: Изучить классификации нефтей, по составу и свойствам, определить типы нефтей по предложенным типизациям и графическим классификациям.

Теоретическая часть. Существует несколько определений понятия «нефть». Это связано с существованием двух различных точек зрения на принцип построения определения:

1. За основу принимается характеристика свойств и состава нефти – «Нефти являются смесями сложных органических соединений, в которых преобладают углеводороды» (В. И. Вернадский, 1934 г.);

2. За основу берется генетический признак, как он мыслится на уровне современной науки: «Нефть – это выделившиеся в отдельную фазу наиболее стойкие жидкие гидрофобные продукты фоссилизации органического вещества, захороненного в субаквальных отложениях» (Н. Б. Вассоевич, 1967г.).

Наиболее общим подходом к проблеме, будет рассмотрение нефти как физико-химической системы – природного углеводородного раствора, очень сложного, многокомпонентного и разнообразного по составу, свойствам и соотношению этих компонентов (А.Н. Гусева, 1978). Нефть – единственный не водный жидкий раствор на Земле.

Каждый раствор состоит из растворителя и растворенного вещества. В качестве растворителя в нефти можно рассматривать жидкие углеводороды (в поверхностных условиях), а растворенным веществом будут являться газы, твердые углеводороды и неуглеводородные соединения.

Нефть с одной стороны является истинным раствором, с другой – коллоидным. Коллоидные частицы в нефти сформированы из асфальтенов с сорбированными на их поверхности смолами и более низкомолекулярными соединениями. Остальная часть жидкого растворителя называется дисперсной средой.

Нефть состоит из основных органогенных элементов: углерода, водорода, кислорода, серы, азота и, в меньшей степени, фосфора (табл. 3.1).

Таблица 3.1 – Элементный состав нефтей

Элементы	Нефть, % веса
Углерод	82 – 86
Водород	12 – 14
Кислород	0,1 – 2
Сера	0,01 – 6 (максимум 10)
Азот	0,05 – 1,5 (максимум 2)
Фосфор	0,1

Также в нефти можно найти почти все элементы периодической системы Менделеева. В разных нефтях их концентрации различны и незначительны. Поэтому они называются микроэлементами. Среди микроэлементов преобладают ванадий и никель.

Углеводородную часть состава нефти образуют три основные класса углеводородных соединений.

1. Алкановые (парафиновые, метановые) – соединения с открытой цепью и простыми связями между атомами углерода. Являются насыщенными (предельными) углеводородами. Гомологический ряд имеет формулу C_nH_{2n+2} .

Алканы с неразветвленной цепью называются нормальными (n-алканы, n-парафины). Алканы, имеющие в строении разветвленную открытую цепь, называются изоалканами (i-алканы, i-парафины).

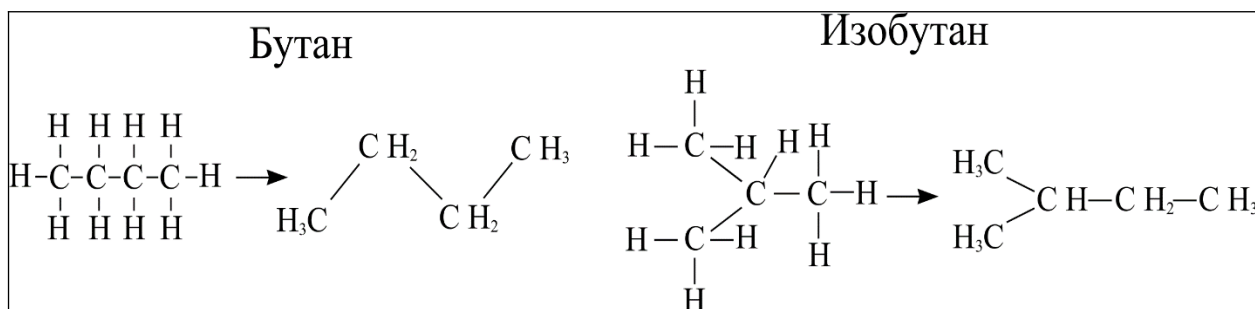


Рисунок 3.1 – Алкановые углеводороды

2. Циклановые (циклоалкановые, циклопарафиновые, нафтены) – соединения, имеющие в своей основе замкнутую цепь (кольцо) из метиленовых (CH_2) групп. Поэтому называются также полиметиленовыми углеводородами. Могут содержать один (моноциклические нафтены) или два и более (полициклические нафтены) кольца. Гомологический ряд моноциклических нафтен – C_nH_{2n} , бициклических – $\text{C}_n\text{H}_{2n-2}$, трициклических – $\text{C}_n\text{H}_{2n-4}$. Являются, наряду с алканами, предельными углеводородами. В нефтях содержатся нафтены с пятью и с шестью атомами углерода в кольце (циклопентаны и циклогексаны). В некоторых нефтях обнаружены нафтены с семичленными циклами, но их количество крайне незначительно. Кольца с числом атомов углерода меньше 5 и больше 7 в нефти не обнаружены.

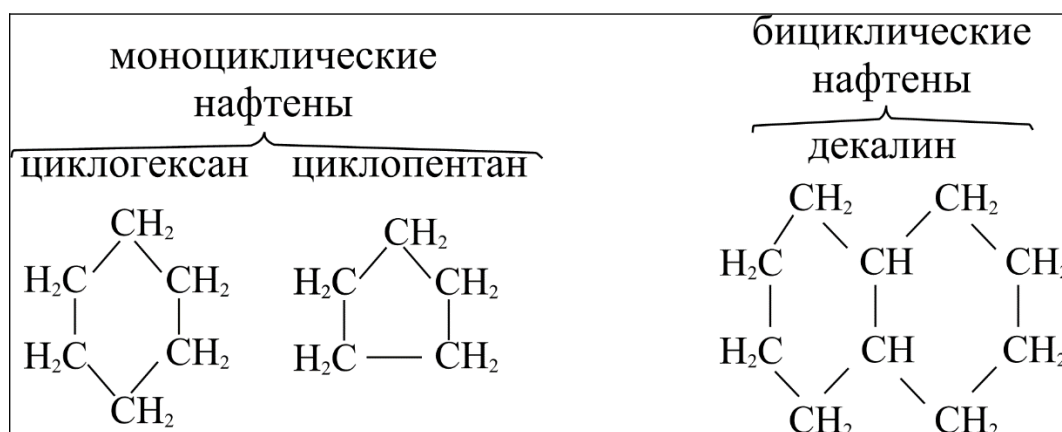


Рисунок 3.2 – Циклановые углеводороды

3. Арены (ароматические) – содержат в своей структуре бензольное кольцо. Делятся на моноарены (бензол и его гомологи – $\text{C}_n\text{H}_{2n-6}$), и полиарены

(бициклические – $C_nH_{2n-12(14)}$; трициклические – $C_nH_{2n-14(16)}$). Являются ненасыщенными (непредельными) углеводородами.

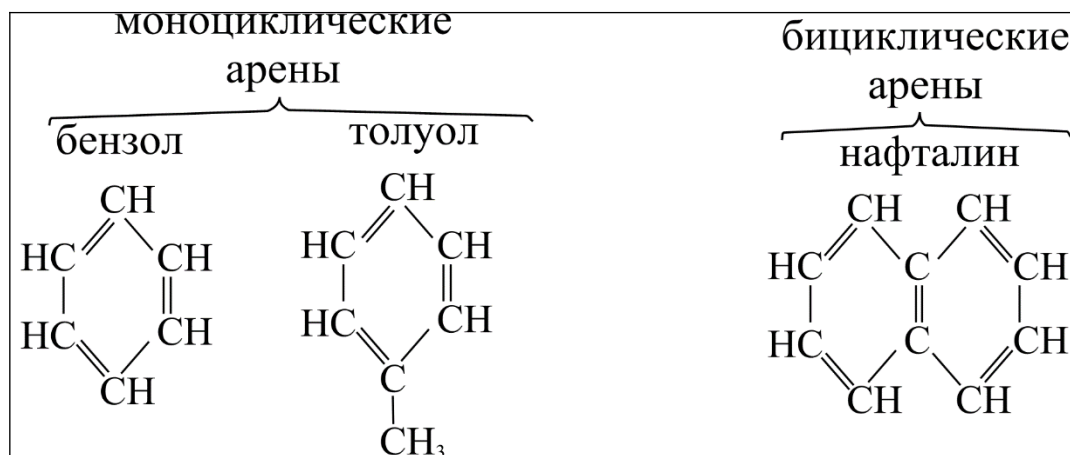


Рисунок 3.3 – Ароматические углеводороды

Кроме трех основных классов углеводородов, в нефтях обнаружены также алкены (олефины) – соединения, в которых два или большее число атомов углерода имеют двойные связи (C_nH_{2n-2}). В нефтях встречаются в виде следов, так как обладают слабой устойчивостью и распадаются с образованием алканов. Так же, как и арены, являются ненасыщенными углеводородами.

Кроме углеводородных соединений в нефтях присутствует и достаточное количество соединений неуглеводородной природы, то есть содержащих в молекуле атомы азота, серы и кислорода (в основном это смолисто-асфальтеновые компоненты нефтей).

Классификация нефтей

К настоящему времени существует множество классификаций нефтей. Цели создания этих классификаций различны и зависят, в основном, от того, в какой области науки или производства используется тот или иной тип классификации. Соответственно различаются физико-химические параметры, на которых эти классификации основаны. Нефтепереработчиков больше всего интересует процентное содержание, химический состав и физические свойства (вязкость, температура застывания, содержание серы и т. д.) фракций при

последовательной перегонке нефти (бензина, керосина и т. д.); геологам и геохимикам необходимо проводить идентификацию нефтей с целью сопоставления их с органическим веществом материнских пород, определения эволюции нефтей.

В основу технологической классификации нефтей (ГОСТ 912–66), используемой на нефтеперерабатывающих заводах России, положено выделение классов, типов, групп и видов нефтей по показателям содержания серы, масел и парафинов.

Сочетание обозначений класса, типа, группы, подгруппы и вида составляет шифр технологической классификации (например – $IT_1M_1I_1P_1$). Используется такая классификация в основном для сортировки нефти, поступающей на предприятие по ее переработке.

Существует ряд классификаций, применяющихся в пределах определенных различных нефтегазоносных территорий. Зачастую в них используется один (чаще всего плотность) или несколько физико-химических параметров.

Созданы также классификации на основе группового углеводородного состава нефтей.

Однако наиболее полные классификации отражают как физико-химические свойства нефтей, так и их состав. К числу таких классификаций можно отнести классификацию Т. А. Ботнева (1987 г.). По соотношению метановых и нафтеновых углеводородов, содержащихся в бензиновой фракции (т. к. 200° С) выделяют шесть типов нефтей. В пределах типа нефти по плотности делятся на четыре группы (табл. 3.2)

Таблица 3.2 – Группы нефтей, выделяемые по плотности

Группа нефтей	Плотность, кг/м ³	Индекс
Легкие	<850	1
Средние	851 – 870	2
Тяжелые	871 – 900	3

Очень тяжелые	>900	4

Затем идет подразделение нефтей по категориям на основе содержания серы, парафинов, асфальтенов и смол. Используя классификационные индексы, тип нефти можно представить в виде формулы, например нефть метановая средняя малосмолистая малосернистая парафинистая имеет формулу МН.2.См₁.Ср₁.Пр₂.

Очень часто в промысловых добывающих предприятиях используется типизация И. С. Старобинца (1986 г.).

1. По групповому углеводородному составу бензиновых и структурно-групповому составу фракций, выкипающих до 500 °С (С_а, С_н и С_п – молярное содержание углерода в ароматических циклах, нафтеновых и метановых УВ по данным кольцевого анализа) нефти делятся на:

- метановые (М), М>60 %, С_п>60 %;
- нафтеновые (Н), Н>60 %, С_н>50-60 %;
- метано-нафтеновые (МН), М+Н>60 % (М>Н>А), С_п+С_н>60 (С_п>С_н>С_а);
- нафтено-метановые (НМ), М+Н>60 % (Н>М>А), С_п+С_н>60 % (С_н>С_а);
- метано-ароматические (МА), М+А>60 % (М>А>Н), С_п+С_а>60 % (С_м>С_а>С_н);
- нафтено-ароматические (НА), Н+А>60 % (Н>А>М), С_н+С_а>60 % (С_н>С_а).

2. По содержанию смолистых веществ (сумма асфальтенов и смол):

- малосмолистые (СМ₁) – менее 5 %;
- смолистые (СМ₂) – 6–15 %;
- высокосмолистые (СМ₃) – более 15 %.

3. По содержанию серы:

- малосернистые (S₁) – менее 0,5 %;
- среднесернистые (S₂) – 0,6–1 %;
- сернистые (S₃) – 1–2 %;

- высокосернистые (S_4) – более 2 %.

4. По содержанию твердых парафинов:

- практически беспарафинистые ($П_1$) – менее 0,5 %;
- малопарафинистые ($П_2$) – 1–3 %;
- парафинистые ($П_3$) – 3–8 %;
- высокопарафинистые ($П_4$) – более 8 %.

5. По выходу бензиновых фракций (н.к. – 200 °C):

- низкобензиновые ($Б_1$) – 0–5 %;
- среднебензиновые ($Б_2$) – 5–15 %;
- бензиновые ($Б_3$) – 15–30 %;
- высокобензиновые ($Б_4$) – более 30 %.

Оборудование и материалы. Таблицы данных физико-химических свойств и состава нефтей. Диаграммы компонентной классификации нефтей. Бумага формата А4, чертежные принадлежности.

Техника безопасности

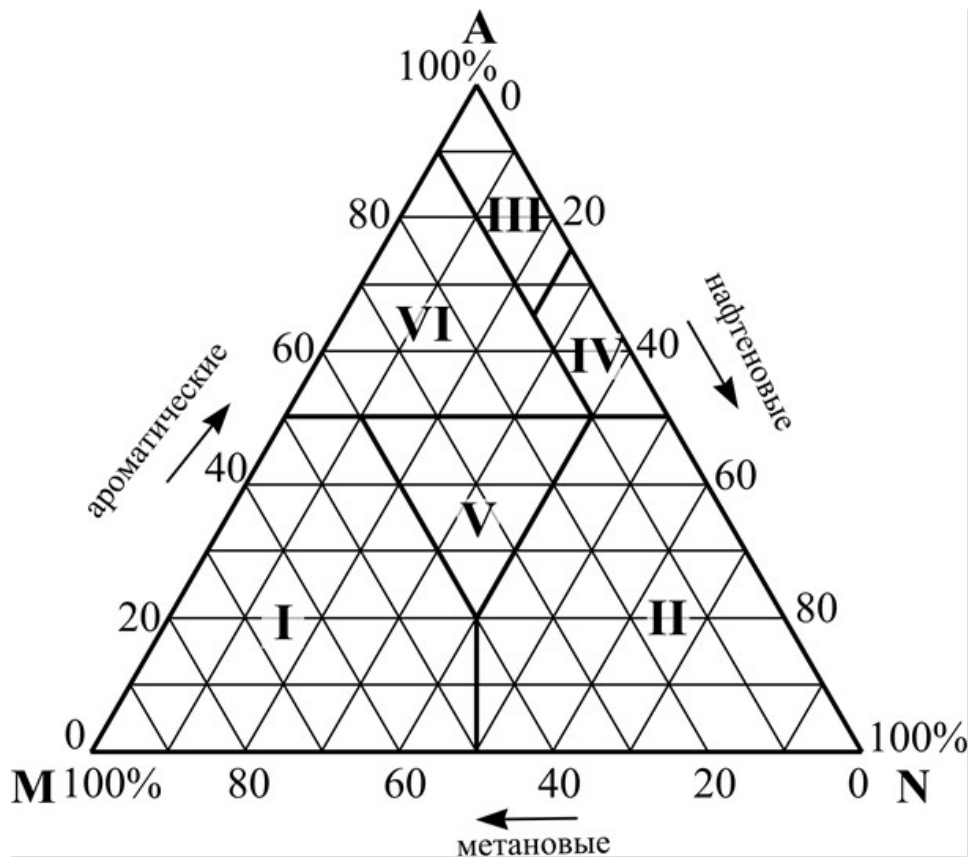
При выполнении данной лабораторной работы следует пользоваться рекомендациями «Типовых инструкций по технике безопасности при работе на персональном компьютере».

Задания

1. Используя данные физико-химических свойств и состава нефти (по вариантам, выданным преподавателем) определить тип нефти для трех образцов различных месторождений согласно варианту задания по классификации И. С. Старобинца.

2. Используя индексы охарактеризовать тип нефти и записать ее шифр технологической классификации.

3. По данным группового углеводородного состава нефти нанести положение образцов на треугольную диаграмму Тиссо-Вельте (рис. 3.4) и определить класс нефти и эволюционную направленность превращения нефтей.



Условные обозначения: Зоны распространения классов нефтей:

I – парафиновые нефти, II – нафтеновые нефти, III – ароматико-асфальтеновые нефти, IV – ароматико-нафтеновые нефти

Рисунок 3.4 – Треугольная диаграмма Тиссо-Вельте для определения классов нефтей

Содержание отчета. В отчете следует отразить цель работы, привести краткое описание видов классификаций нефтей, данные физико-химических свойств и состава нефтей, классифицировать предложенные образцы нефтей, построить треугольные диаграммы определения классов нефтей на которые нанести положение исследуемых образцов.

При защите работы студент должен представить отчет и ответить на вопросы, предложенные преподавателем.

Контрольные вопросы

1. Каков элементный состав нефтей?
2. Назовите УВ составляющие нефти.

3. По каким показателям классифицируют нефти?
4. Перечислить физические свойства нефтей.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 4

Состав и физико-химические свойства газов

Цель работы: Изучить классификации природных газов по составу и свойствам, определить типы газов по предложенным типизациям и графическим классификациям.

Теоретическая часть. Природные газы – это все газообразные вещества, известные в природе. Наибольшее значение среди них имеют горючие (углеводородные) газы, поэтому в практике часто под природными газами понимают именно горючие газы, хотя это не совсем верно. Кроме углеводородных к основным химическим типам природных газов относятся углекислые и азотные газы.

По составу углеводородов газы подразделяются на сухие и жирные. Сухие углеводородные газы состоят преимущественно из метана, содержание этана и пропана – в пределах нескольких процентов. Более тяжелые углеводороды встречаются в десятых и сотых долях процента или отсутствуют. Жирные углеводородные газы содержат углеводороды от метана до декана, а также следы УВ от C_{11} до C_{16} .

Классификация газов

Разными исследователями были рекомендованы те или иные классификации газов (В.А. Соколов, А.А. Карцев, М.И. Суббота, И.С. Старобинец и др.).

Химическая классификация природных газов, охватывающая наиболее часто встречающиеся в природе газы, разработана Н. А. Еременко и С. П.

Максимовым (1953 г.). Согласно классификации выделяются десять классов газов:

- I – углеводородные газы,
- II – углеводородно-углекисло-азотные газы,
- III – углеводородно-азотные газы,
- IV – углеводородно-углекислые газы,
- V – азотные газы,
- VI – азотно-углеводородно-углекислые газы,
- VII – азотно-углекислые газы,
- VIII – углекислые газы,
- IX – углекисло-углеводородно-азотные газы,
- X – равномешанные углеводородно-углекисло-азотные газы.

Для отнесения газа к тому или иному классу используют треугольную диаграмму (рис. 4.1).

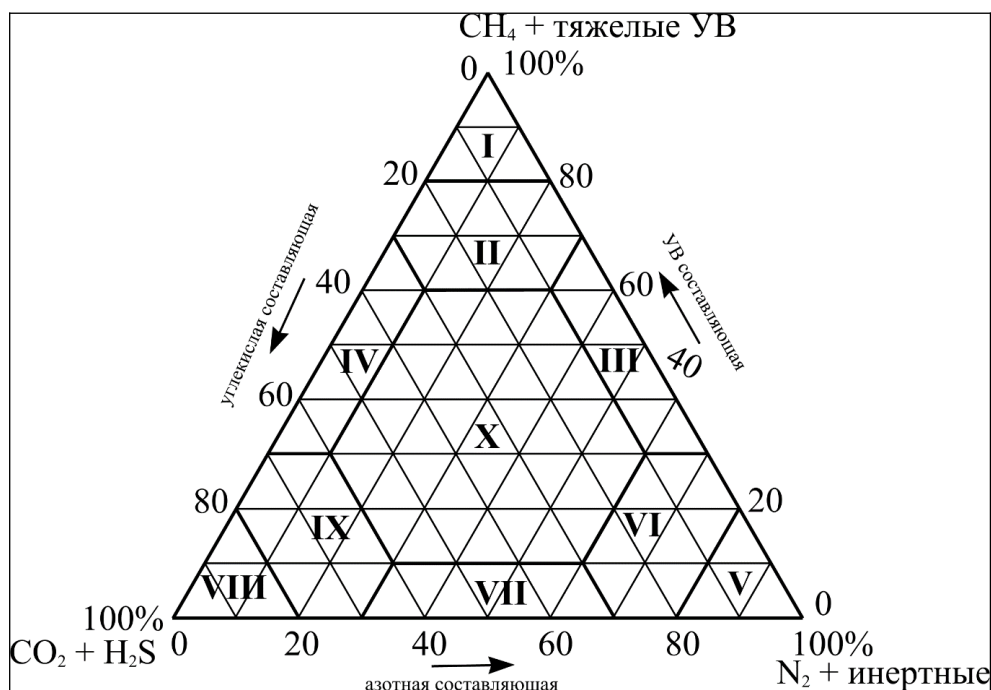


Рисунок 4.1 – Треугольная диаграмма Еременко-Максимова для определения классов природных газов

Для классификации углеводородных газов более всего подходит типизация газов по содержанию отдельных компонентов (И. С. Старобинец, 1986 г.). При этом использован коэффициент жирности углеводородных газов, который определяется по формуле:

$$a = [c(C_{2+\text{выш}}H)/c(CH_4)] \cdot 100\%, \quad 4$$

4.1

где a – коэффициент жирности,

$c(C_{2+\text{выш}}H)$ – содержание в газе углеводородных соединений от этана и более высших, %;

$c(CH_4)$ – содержание в газе метана, %.

Таблица 4.1 – Классификация углеводородных газов И. С. Старобинца

Тип газов	Показатель	Индекс
Коэффициент жирности газов		
Сухие	0,3 – 8	a_1
Полужирные	8 – 20	a_2
Жирные	20 – 30	a_3
Высокожирные	>30	a_4
Содержание азота, %		
Низкоазотные	<5	$[N_2]_1$
Азотные	5 – 15	$[N_2]_2$
Высокоазотные	15 – 30	$[N_2]_3$
Аномально азотные	>30	$[N_2]_4$
Содержание сероводорода, %		
Низкосернистые	<0,5	$[H_2S]_1$
Сернистые	0,5 – 2	$[H_2S]_2$
Высокосернистые	2 – 6	$[H_2S]_3$
Аномально сернистые	>6	$[H_2S]_4$
Содержание углекислого газа, %		
Низкоуглекислые	<2	$[CO_2]_1$
Углекислые	2 – 10	$[CO_2]_2$
Высокоуглекислые	10 – 20	$[CO_2]_3$
Аномально	>20	$[CO_2]_4$
Содержание гелия, %		
Низкогелиеносные	<0,1	$[He]_1$
Гелиеносные	0,1 – 1	$[He]_2$
Высокогелиеносные	>1	$[He]_3$
Содержание газового конденсата, г/м ³ (для газоконденсатных залежей)		
Низкоконденсатные	<50	КГ ₁

Конденсатные	50 – 200	КГ ₂
Высококонденсатные	>200	КГ ₃
Содержание газового бензина, г/м ³ (для попутного газа нефтяных залежей)		
Низкобензиновые	<50	БГ ₁
Бензиновые	50 – 200	БГ ₁
Высокобензиновые	>200	БГ ₁

Оборудование и материалы. Таблицы данных физико-химических свойств и состава и природных газов, предложенных преподавателями. Диаграммы химической классификации газов. Бумага формата А4, чертежные принадлежности.

Техника безопасности При выполнении данной лабораторной работы следует пользоваться рекомендациями «Типовых инструкций по технике безопасности при работе на персональном компьютере».

Задания

1. Используя классификацию углеводородных газов И. С. Старобинца определить тип газа для трех образцов различных месторождений согласно варианту заданий, выданных преподавателем.
2. Используя индексы охарактеризовать тип газа и записать его шифр технологической классификации.
3. По данным химического компонентного состава газов нанести положение образцов на треугольную диаграмму Еременко-Максимова и определить класс каждого газа.

Содержание отчета. В отчете следует отразить цель работы, привести краткое описание видов природных газов, данные физико-химических свойств и состава природных газов, классифицировать предложенные образцы природных газов, построить треугольные диаграммы определения классов природных газов, на которые нанести положение исследуемых образцов.

При защите работы студент должен представить отчет и ответить на вопросы, предложенные преподавателем.

Контрольные вопросы

1. Какие основные группы соединений формируют состав природных газов?
2. Какие классы газов выделяют согласно классификации Н. А. Еременко и С. П. Максимова?
3. Что такое коэффициент жирности?
4. Классификация углеводородных газов И. С. Старобинца. На каких показателях она основана?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 5

Литогенез ОВ

Цель работы: Ознакомить студентов с условиями накопления органического вещества (ОВ). Рассмотреть состав и основные принципы классификации ОВ. Ознакомить студентов с методиками определения генетического типа ОВ. В указаниях приводятся классификации по типам фракций и генетическим типам ОВ, битумоидов и керогена.

Теоретическая часть. Главный источник нефтяных УВ – это органические соединения, присутствующие в рассеянном состоянии в осадочных породах субаквального происхождения. *Рассеянное органическое вещество (РОВ)* представляет собой отпечаток биосферы, наследуемый осадочными породами.

Прежде чем войти в состав донных отложений, ОВ проходит длительный и сложный путь. В результате различных воздействий в осадок попадает

органический материал, существенно отличающийся от исходного *живого вещества*.

По групповому составу ОВ современных осадков аналогично рассеянному ОВ ископаемых осадочных пород. На ранних стадиях преобразования на базе исходного живого вещества возникает новая форма биокосной материи – ископаемое дисперсно-рассеянное ОВ. Наиболее общая закономерность распределения ОВ в осадочных образованиях – это возрастание его концентрации с увеличением дисперсности отложений.

Рассеянное ОВ разделяется на следующие фракции:

1. *Битумоиды*, растворимые в нейтральных органических растворителях (петролейный эфир, бензол, хлороформ, ацетон, спиртобензол, сероводород), в состав которых входят метановые, нафтеновые и ароматические УВ, смолы, асфальтены (выход фракции варьирует от долей процента до 10 % на все дисперсное ОВ);
2. *Гуминовые кислоты*, извлекаемые (после кислотной обработки) водной щелочью;
3. *Нерастворимое ОВ (кероген)*, прочно связанное с минеральным скелетом осадка (составляет 40 – 95 %, обычно не менее 80 %).

Кроме указанных компонентов присутствуют различные пигменты, липидоподобные вещества и ряд аминокислот, однако все эти соединения составляют лишь небольшую долю от общего количества ОВ в породах.

Битумоиды, извлекаемые разными растворителями, количественно и качественно отличаются друг от друга. Выделяются следующие главные фракции битумоидов: масла, смолы и асфальтены. *Масла* растворяются в петролейном эфире и адсорбируются силикагелем. Состоят из УВ и нейтральных органических соединений. *Смолы* растворяются в спиртобензоле и адсорбируются силикагелем. Состоят из соединений, содержащих кроме углерода и водорода, кислород, серу и азот. Обычно смолы разделяют на нейтральные (бензольные) и кислые (спиртобензольные). *Асфальтены*

растворимы в хлороформе. Это кислые азотистые и сернокислые соединения, отличающиеся от смол большой молекулярной массой.

Основным фактором, определяющим *битуминозность* осадков, как правило, является общее содержание ОВ, и в соответствии с этим между битуминозностью и концентрацией органического углерода (C_{org}) существует прямая связь. Однако наблюдаются отдельные случаи, когда грубодисперсные осадки с малым содержанием ОВ характеризуются битуминозностью, достигающей десятых долей процентов. Это обстоятельство следует учитывать при выяснении природы битумоидов.

Различают следующие *генетические типы* битумоидов: сингенетичные, автохтонные (Gumbel, 1883), аллохтонные, паравтохтонные (Geim, 1905, Н. Б. Вассоевич, 1958), эпигенетичные, остаточные, эпигенетичные остаточные и смешанные.

Сингенетичные битумоиды – фракция сингенетичного породе рассеянного ОВ, состав и содержание которой обусловлены генетическим типом и уровнем катагенетической преобразованности ОВ.

Сингенетичные битумоиды часто называют *автохтонными*, что не совсем верно. Понятие «сингенетичный битумоид» подразумевает только генетическое единство, т. е. единство места образования битумоидов, тогда как время их образования, как правило, только частично соответствует времени захоронения ОВ в осадке. Понятие «автохтонный битумоид» подразумевает единство и места, и времени.

Если в ОВ содержатся лишь сингенетичные битумоиды, то ОВ не затронуто процессами нефтеобразования, а свиты с таким ОВ не относятся к разряду *нефтематеринских*.

Аллохтонные битумоиды – это дисперсные битумоиды миграционного происхождения, которые можно рассматривать как следы процессов нефтеобразования, миграции нефти или разрушения нефтяных залежей.

Следует различать аллохтонные битумоиды, сингенетичные вмещающим отложениям, являющие результатом первичной миграции, названные *паравтохтонными* битумоидами (Н. Б. Вассоевич, 1963), и *эпигенетичные* битумоиды, проникшие в данные породы из других пластов или выпавшие из водных растворов и нефтяных залежей.

Паравтохтонные битумоиды – особая генетическая категория битуминозных веществ, отвечающая наиболее ранним этапам обособления «микронефти». Паравтохтонные битумоиды представляют собой подвижную часть автохтонных битумоидов, оторвавшуюся от ОВ и претерпевшую незначительные перемещения в пределах *нефтегазоматеринской породы* (НГМП). Они уже не могут называться сингенетичными битумоидами, но еще и не могут быть названы эпигенетичными битумоидами. Паравтохтонные битумоиды характеризуются большей нейтральностью состава по сравнению с автохтонными битумоидами. Наличие паравтохтонных битумоидов в породах указывает на ранний этап обособления микронефти, а свиты, сложенные породами, насыщенными паравтохтонными битумоидами, относятся к *нефтематеринским*.

Эпигенетичные битумоиды – это легкая масляная часть, отделившаяся от сингенетичного битумоида и переместившаяся за пределы НГМП. Как правило, это соединения, близкие по элементному и групповому составу к нефти. В осадочных породах эпигенетичные битумоиды встречаются в чистом виде лишь в кавернах и крупных пустотах.

Остаточные битумоиды – это сингенетичные битумоиды, утратившие вследствие первичной миграции наиболее подвижные компоненты, т. е. микронефть. От автохтонных битумоидов, находящихся в тех же условиях, остаточные битумоиды отличаются повышенным содержанием азота, кислорода и серы, пониженным содержанием углерода и водорода, а также преобладанием асфальтено-смолистых веществ над маслами. Присутствие в ОВ остаточных битумоидов характеризует *нефтепроизводящие свиты*.

Эпигенетичные остаточные битумоиды – часть эпигенетичного битумоида, которая сорбировалась породой в процессе миграции эпигенетичного битумоида по пласту. Эпигенетичные остаточные битумоиды характеризуются низким содержанием углерода (75 – 78 %) и высоким содержанием водорода (11 – 12 %). По составу они сходны с бензольными фракциями малът и присутствуют они только в тех частях пласта, по которым происходила миграция битумоидов, что позволяет определять направление и масштабы миграции.

Микробитумоиды (смешанные) – это битумоиды, образованные путем смешения сингенетичных автохтонных и эпигенетичных битумоидов и обладающие промежуточными характеристиками.

Важным количественным показателем генерации УВ является не столько содержание битуминозных веществ в породе, сколько относительное содержание битумоидов в ОВ, определяемое величиной *битумоидного коэффициента β* :

$$\beta = (C_{\text{бит}} / C_{\text{орг}}) \cdot 100, \quad (5.1)$$

где $C_{\text{бит}}$ и $C_{\text{орг}}$ – содержание углерода соответственно в битумоиде и в породе.

Для сингенетичных автохтонных битумоидов существует обратная зависимость между величиной битумоидного коэффициента и содержанием органического углерода (закономерность Успенского-Вассоевича). Для аллохтонных битумоидов эта зависимость не соблюдается.

Определение *генетического типа* ОВ проводится на основе химической и углепетрографической характеристик керогена.

Автором первой классификации ОВ был Г. Потонье (1903), который выделил три группы концентрированного ОВ:

1. *Сапропелиты*, образованные за счет фитозоопланктона (жиры, белки, хитин).

2. Гумусовые образования, сформировавшиеся из остатков высшей растительности (углеводы, лигнин).

3. Липтобиолиты с исходным материалом, образованным наиболее стойкими к разложению тканями высших растений (воски, смолы, кутикулы).

Органическое вещество сапропелевого типа Н. Б. Вассоевич (1976) называл *алиновым*, т. к. оно содержит алициклические и алифатические структуры. Алифатические цепи присутствуют в сапропелитах и липтобиолитах. Выделяется два подтипа алинового ОВ: *алфиновый* и *алциновый*. Гумусовому типу ОВ свойственны ареновые структуры. Такой тип ОВ назван *арконовым*. Основой его являются лигнинцеллюлозные биополимерные комплексы.

Тиссо Б. и Вельте Д. (1981), опираясь на структурно-химический признак, выделили три генетических типа керогена:

1. Кероген с высоким содержанием водорода и низким содержанием кислорода, с преобладанием алифатических структур (I тип).

2. Кероген с высоким содержанием водорода, но меньшим, чем в первом случае, образованный вследствие накопления морских организмов в восстановительных условиях (кероген основной массы нефтематеринских пород) (II тип).

3. Кероген, бедный водородом, с кислородсодержащими функциональными группами, образованный из остатков наземной растительности (кероген газоматеринских пород) (III тип).

На диаграмме Ван-Кревелена три типа керогена характеризуются соответствующими кривыми (рис. 5.1). Выделенные типы отличаются по характеру генерируемых УВ.

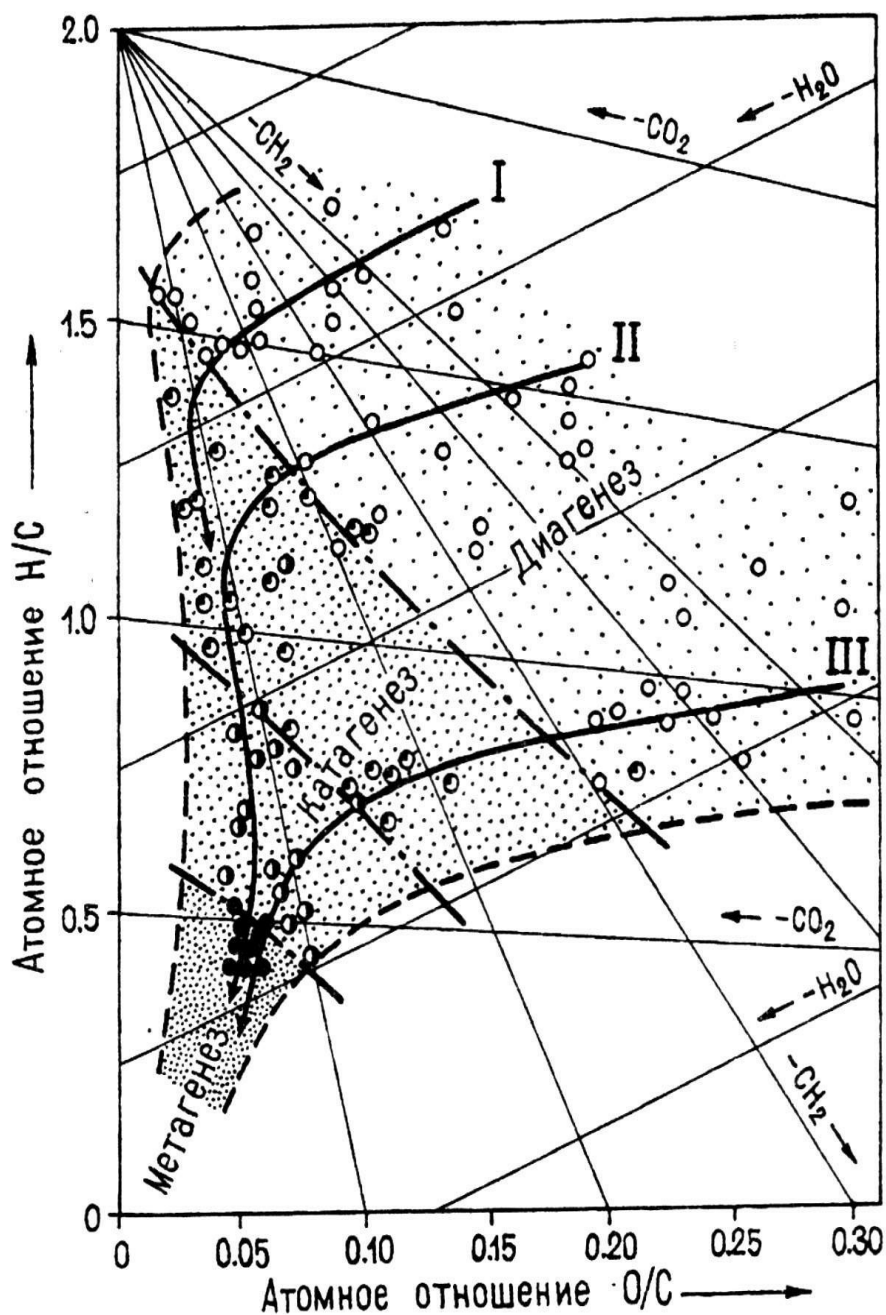


Рисунок 5.1 – Схема эволюции керогена (диаграмма Ван-Кревелена)

В настоящее время широкое распространение в практике геохимических исследований и, в частности, для определения генетического типа ОВ, используют *пиролитический метод «Rock-Eval»*. Метод позволяет количественно определить содержание свободных УВ в породе (параметр S_I), содержание УВ, которые кероген может еще произвести в процессе последующей эволюции (параметр S_2), температуру максимального выхода УВ в

процессе крекинга керогена (T_{max}), содержание органического углерода (TOC). Полученные данные позволяют рассчитать водородный индекс (HI):

$$HI = S_2/TOC. \quad (5.2)$$

Тиссо Б. и Вельте Д. (1981) по величине HI выделили следующие типы керогена: I тип керогена – $HI > 600$ мг УВ/г $C_{орг}$; II тип керогена – $HI = 300 - 600$ мг УВ/г $C_{орг}$; III тип керогена – $HI < 300$ мг УВ/г $C_{орг}$.

Лопатин Н. В. и Емец Т. П. (1987) на основе пиролитического изучения керогена предложили следующую классификацию типов керогена по величине HI : I тип – превосходный ($HI = 600$ мг УВ/г $C_{орг}$); II тип – богатый ($HI = 600 - 400$ мг УВ/г $C_{орг}$); IIb тип – средний ($HI = 400 - 300$ мг УВ/г $C_{орг}$); IIc тип – средний ($HI = 300 - 200$ мг УВ/г $C_{орг}$); IIIa тип – умеренный ($HI = 200 - 150$ мг УВ/г $C_{орг}$); IIb тип – бедный ($HI = 150 - 75$ мг УВ/г $C_{орг}$); IIc тип – бедный ($HI < 75$ мг УВ/г $C_{орг}$).

Пиролитические параметры используются для составления комбинированных графиков, анализ которых дает информацию о *генетических* и *катагенетических* характеристиках керогена. К числу таких графиков относится зависимость водородного индекса (HI) от температуры максимума выхода УВ из ОВ (T_{max}). На графике выделяются поля различных типов и *катагенетической преобразованности* ОВ (рис. 5.2).

Для установления катагенетической преобразованности ОВ используются определения *отражательной способности витринита* (R^0 , %). Степень преобразованности керогена определяются также по величине пиролитического параметра T_{max} , которая хорошо коррелируются с определениями отражательной способности витринита.

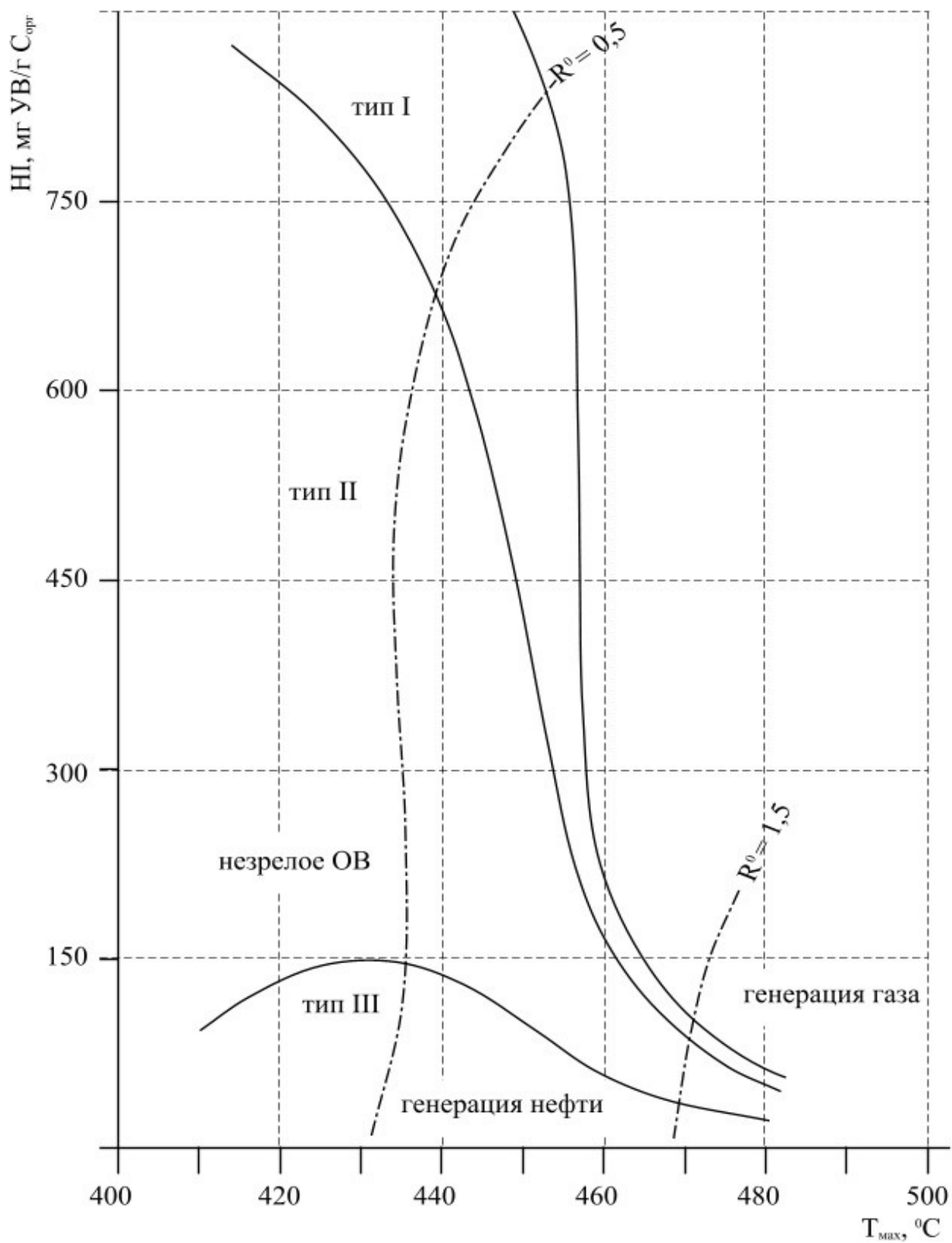


Рисунок 5.2 – Эволюционная диаграмма органического вещества, составленная по пиролитическим параметрам «Rock-Eval»

Французскими исследователями установлено, что $T_{max} < 435\text{ }^{\circ}\text{C}$ соответствует значениям $R^0 < 0,5\%$ и говорит о незрелости ОВ (градация протокатагенеза – ПК). Интервал температур $T_{max} = 435 - 460\text{ }^{\circ}\text{C}$ отвечает величине R^0 от 0,5 до 1,15 % и соответствует «нефтяному окну» (градации мезокатагенеза – МК₁ – МК₃). Интервал $T_{max} > 465\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($R^0 > 1,15\%$) относится к газовой зоне (градации катагенеза – МК₄ – АК₅).

Оборудование и материалы. Миллиметровая бумага, чертежные принадлежности, белая бумага формата А4.

Техника безопасности При выполнении данной лабораторной работы следует пользоваться рекомендациями «Типовых инструкций по технике безопасности при работе на персональном компьютере».

Задания

1. Ознакомившись с теоретическим обоснованием, приступить к определению типа ОВ по химическому составу (H/C , O/C) и по пиролитическим параметрам (HI , T_{max}), используя исходные данные, сведенные в таблицы 5.1 и 5.2.

2. По отражательной способности витринита (R^0) и по значениям T_{max} установить преобразованность ОВ.

3. Выполнить графические построения по вариантам.

3. Сделать заключение о проделанной работе. В заключение сделать выводы о генетическом типе ОВ и его катагенетической преобразованности, а также о характере УВ, генерируемых этим ОВ.

Содержание отчета. В отчете следует отразить цель работы, кратко теоретические предпосылки и порядок выполнения работы. На листах формата А4 оформляются построенные студентом графики зависимости H/C от O/C и HI от T_{max} , выполненные аккуратно карандашом. Результаты определения генетического типа ОВ по данным физико-химического и пиролитического метода оформляются в виде таблиц (см. табл. 5.3 и 5.4).

Таблица 5.1 – Результаты физико-химических анализов ОВ

Вариант	Площадь	Скважина	Содержание химических элементов, %		
			С	Н	О+N+S
1	2	3	4	5	6
1	Аносовская	1	84,79	4,33	10,88
		2	85,27	10,43	4,3
		3	84,36	4,95	10,69
		4	82,37	10,53	7,1
		5	81,88	7,23	10,89
2	Архангельская	1	80,43	10,32	9,25
		2	85,06	3,99	10,95
		3	86,58	1,96	11,46
		4	86,5	10,77	2,73
		5	85,39	3,71	10,9
3	Довсунская	1	84,77	10,24	4,99
		2	81,8	7,5	10,7
		3	83,77	11,22	5,01
		4	85,22	2,93	11,85
		5	86,32	1,93	11,75
4	Емельяновская	1	86	11,8	2,2
		2	85,14	2,42	12,44
		3	84,93	11,75	3,32
		4	84,58	3,74	11,68
		5	85,56	11,45	3,17
5	Катериновская	1	84,87	10,7	4,43
		2	11,42	86,25	2,33
		3	85,44	3,56	11,00
		4	86,33	2,77	10,9
		5	84,1	10,9	5,06
6	Маньчская	1	83,32	7,06	9,62
		2	83,92	9,98	6,1
		3	84,5	10,95	4,55
		4	85,64	11,35	3,01

		5	85,8	2,5	11,7
7	Невинномыс- ская	1	87	11,9	1,1
		2	81,24	9,1	9,66
		3	80,41	8,44	11,15
		4	83,87	6,93	9,2
		5	80,83	10,33	9,34
8	Нефтекумская	1	76,15	12,36	11,49
		2	83,6	6,4	10,00
		3	85,6	8,9	5,5
		4	84,5	3,2	12,3
		5	78	12	10
9	Орловская	1	93,4	1,5	5,1
		2	87,6	9,3	3,1
		3	81,8	13,5	4,7
		4	76	6,3	17,7
		5	85	4,3	10,7
10	Федоровская	1	86	11,8	2,2
		2	85,14	12,44	2,42
		3	84,93	3,32	11,75
		4	84,58	11,68	3,74
		5	83,69	4,74	11,57

Таблица 5.2 – Результаты пиролитических исследований ОВ

Вариант	Площадь, скважина	Глубина, м	S_2 , мг УВ/г породы	TOC, %	T_{max} , °C
1	2	3	5	6	7
1	Аносовская , 4	500–510	0,39	2,41	426
		510–520	4,34	1,58	429
		520–525	1,99	1,37	427
		525–535	3,33	0,98	427
		535–545	6,32	0,85	430
		545–552	3,72	1,1	426
		552–562	3,29	0,39	422
		562–575	1,63	3,92	425
		575–585	2,94	1,65	428

		585–600	1,01	0,5	426
2	Архангельская, 5	720–730	0,79	1,9	431
		730–745	0,94	1,41	429
		745–755	7,62	2,05	441
		755–760	7,56	3,01	430
		760–780	7,46	3,13	435
		780–795	6,75	3,12	436
		795–810	6,43	0,28	430
		810–820	5,97	1,11	429
		820–835	3,79	1,83	430
		835–850	3,12	1,89	431
3	Довсунская, 6	900–910	5,3	2,3	432
		910–925	2,84	1,5	436
		925–935	3,6	1,8	444
		935–940	2,4	1,9	429
		940–945	2,5	2,4	437
		945–955	2,7	2,6	439
		955–965	4,8	2,7	440
		965–970	4,6	2,1	418
		970–980	2,6	2,0	416
		980–990	5,3	2,4	426
4	Емельяновская, 7	420–440	4,2	1,3	435
		440–460	3,8	1,8	425
		460–480	3,6	2,3	440
		480–520	4,0	1,4	426
		520–525	2,7	2,0	430
		525–545	2,9	2,1	435
		545–550	3,1	1,7	438
		550–570	2,6	1,6	444
		570–590	4,1	2,4	426
		590–600	3,7	3,2	426
5	Катериновская, 15	150–200	2,2	2,3	430
		200–250	2,7	2,4	436
		250–300	3,2	2,6	428
		300–350	3,1	3,2	440
		350–400	2,6	3,3	436
		400–450	2,4	1,2	434
		450–500	3,2	2,0	425
		500–550	3,3	1,8	436
		550–600	3,6	1,5	439
		600–650	3,4	1,6	444
6		710–725	6,3	2,2	432
		725–740	4,5	1,8	434
		740–760	6,0	2,0	425

	Манычская , 22	760–780	5,8	2,4	420
		780–795	3,6	3,0	436
		795–810	4,2	2,8	440
		810–820	6,0	3,2	425
		820–830	4,8	3,3	415
		830–850	5,2	1,5	416
		850–870	4,5	1,8	436
7	Невинномыс- ская, 95	500–550	6,3	3,3	434
		550–600	4,5	3,6	425
		600–650	6,6	4,2	436
		650–700	6,9	3,8	438
		700–750	5,2	3,2	439
		750–800	4,5	3,4	441
		800–850	5,0	3,0	426
		850–900	5,8	2,8	429
		900–950	6,2	2,9	440
		950–1000	6,4	3,0	436
8	Нефтекумс- кая, 17	215–230	4,2	2,6	436
		230–235	3,8	2,8	425
		235–250	3,6	1,8	430
		250–270	4,4	2,0	438
		270–280	4,0	2,2	444
		280–295	3,9	2,4	439
		295–305	4,1	3,0	437
		305–315	3,8	2,9	436
		315–325	3,2	2,7	425
		325–350	3,4	3,1	429
9	Орловская, 1	900–925	5,6	1,5	436
		925–950	4,8	1,9	444
		950–960	5,0	2,4	440
		960–970	4,2	2,2	431
		970–990	5,2	2,1	425
		990–995	5,5	2,2	436
		995–1000	3,8	2,8	424
		1000–1010	4,2	2,6	425
		1010–1025	4,6	2,5	436
		1025–1040	4,4	2,7	428
10	Федоров- ская, 5	1000 – 1020	1,5	0,6	427
		1020 – 1030	0,9	0,8	429
		1030 – 1045	1,2	1,2	436
		1045– 1055	0,8	1,3	425
		1055 – 1070	0,6	1,1	430

		1070 – 1085	1,4	0,8	438
		1085 – 1090	1,6	0,9	439
		1090 – 1100	1,7	1,4	440
		1100 – 1120	1,5	1,5	423
		1120 – 1130	0,9	1,6	422

Таблица 5.3 – Анализ результатов физико-химических исследований ОВ

Вариант	Площадь	Скважина	Содержание химических элементов, %			Генетический тип ОВ
			С	Н	О+N+S	

Таблица 5.4 – Анализ результатов пиролитических исследований ОВ

Вариант	Площадь, скважина	Глубина, м	S_2 , мг УВ/г породы	TOC , %	HI , мг УВ/ г породы	T_{max} , °C	Генетический тип ОВ

Контрольные вопросы

1. Дайте определение понятию «органическое вещество».
2. Какие фракции выделяются в составе битумоидов? Приведите их основные характеристики.
3. Дайте определения следующим понятиям: «автохтонный битумоид», «параавтохтонный битумоид».
5. Какие существуют типы ОВ? Приведите их основные характеристики.
6. По каким показателям определяется катагенетическая преобразованность ОВ?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 6

Породы-коллектора и породы-флюидоупоры

Цель работы: Знакомство студентов с методикой люминесцентно-битуминологического анализа

Теоретическая часть. При наличии нефтенасыщенности пород керн и шлам подвергаются люминесцентно-битуминологическому анализу. Люминесцентно-битуминологический анализ применяется в сочетании с геологическими данными для оценки перспектив нефтегазоносности геологических регионов, районов или отдельных структур, а так же для стратиграфического расчленения толщ осадочных пород, особенно если они лишены остатков фауны и флоры, и для корреляции нефтяных пластов.

Свойство нефти люминесцировать имеет большое практическое значение, оно позволяет:

- обнаружить весьма незначительные количества ее (следы) в керне (люминесцентно-битуминологический анализ обнаруживает в породе битумы при их концентрации от 0,005 %);

- устанавливать (достаточно точно) процент нефтенасыщения в сложнопостроенных коллекторах с неясновыраженным слоистым или пятнистым нефтенасыщением;

- отбивать слабонефтенасыщенные участки отложений, зачастую не видимых в дневном свете, что немаловажно при подсчете запасов и разработке месторождений;

- увидеть слабовыраженную или невидимую в дневном свете сложную геометрию текстур и трещин, неравномерную карбонатизацию.

Люминесцентно-битуминологический анализ представляет собой совокупность наблюдений за люминесценцией битуминозных веществ или битумоидов (БВ), находящихся в горных породах, и применяется для решения следующих научных и практических задач:

- происхождения и миграции углеводородов (УВ);

- стратификации геологических разрезов;
- первичной диагностики битуминозности горных пород и обнаружения нефтенасыщенных пластов;
- корреляции и выделения маркирующих горизонтов и нефтенасыщенных пластов;
- сопоставления нефтей по их качественным характеристикам и анализа компонентов нефтей, имеющих в своем составе ароматические соединения;
- составления карт распределения битуминозности по горизонтам, вскрытым различными скважинами или обнажениями;
- выявления ореолов рассеяния БВ над нефтяной залежью;
- предварительной характеристики группового состава битумов;
- выделения типов органического вещества (ОВ);

Люминесцентно-битуминологический анализ имеет следующие особенности:

- экспрессность или оперативность выполнения;
- высокую чувствительность, в результате чего необходимо малое количество анализируемого вещества (доли миллиграмма);
- использует сравнительно простую аппаратуру и технику эксперимента;
- возможность изучения каменного материала, жидкостей и капиллярных вытяжек;
- возможность изучения сложных смесей любой молекулярной массы;
- возможность визуальных наблюдений;
- высокую наглядность получаемых результатов;
- большой объем получаемых определений;
- применимость при всех видах геологических работ и на всех стадиях геологоразведочного процесса.

Существуют разные способы проведения люминесцентного анализа:

1. *Визуальный анализ образцов керна (и шлама), в которых отмечены признаки нефтенасыщения, под люминесцентной лампой* позволяет по интенсивности и цвету свечения оценить наличие и качественный состав битумоидов. Присутствие битумоидов обнаруживается в предварительно промытых и высушенных образцах керна или частицах шлама.

В случаях добавления в буровой раствор нефти или других люминесцирующих веществ образцы керна или шлама просматриваются в свежем изломе под люминесцентной лампой при 7–10 кратном увеличении.

По характеру расположения битуминозных участков в породах В.Н. Флоровская выделяет десять типов битуминозных текстур: равномерная, селективно насыщенная, линзовидная, слоистая, кавернозная, трещинная, цементная, обломочная, биоморфная, точечная.

Выделенные типы битуминозных текстур характерны как для битума «А» (свободного), так и для битума «С» (связанного). Текстуры по битуму «А» наблюдаются при непосредственном облучении исследуемого образца ультрафиолетовыми лучами (по флюоресценции); текстуры же по битуму «С» наблюдаются по фосфоресценции (послесвечению).

2. *Капельно-люминесцентный анализ образцов керна и шлама.* Анализ основан на обнаружении битуминозных веществ в ультрафиолетовых лучах при помощи нанесения на поверхность образца или на порошок капли чистого хлороформа, так как хлороформ является сильным растворителем, то битумы в месте его нанесения переходят в раствор и начинают люминесцировать. По характеру люминесценции участка горной породы (порошка) определяют примерное количественное содержание битумов и ориентировочно их качественный состав.

В зависимости от количественного содержания битума в исследуемом образце при нанесении капли хлороформа наблюдается различие в форме люминесцирующего участка горной породы. Эта форма зависит не только от количественного содержания и качественного состава битума, но и от характера самой вмещающей породы, от ее рыхлости, химического состава и т. д.

Легче всего обнаруживаются битумы в известняках, ангидритах и гипсах, труднее всего в глинах и мергелях; песчаники и пески занимают промежуточное положение.

Для большей достоверности результатов анализов и их сопоставимости рекомендуется все наблюдения вести не только на поверхности образцов горных пород, но и их порошков.

3. *Визуальный анализ полноразмерного керна (облучению ультрафиолетовыми лучами подвергается вся керновая колонка).* Под ультрафиолетовым облучением определяется цвет, интенсивность свечения и характер свечения (равномерное или неравномерное), устанавливаются особенности распределения флюидонасыщения (однородное, неоднородное).

При равномерном нефтенасыщении керн под ультрафиолетовым облучением имеет однородную (монохромную) окраску и равномерную интенсивность свечения. Такими характеристиками обладают коллекторы с однородной текстурой (песчаники, алевролиты, реже известняки). Породы, содержащие легкие фракции нефти люминесцируют в голубых и светло-желтых тонах, при утяжелении фракций окраска пород меняется на темно-желтую и коричневатую-желтую до бурой. В песчаниках с увеличением содержания примеси алевроитовой и глинистой фракций, а также углефицированного растительного детрита наблюдается изменение окраски (появление более темных тонов), а интенсивность свечения снижается.

Неоднородность нефтенасыщения под люминесцентной лампой проявляется очень отчетливо по различной (полихромной) окраске пород и неравномерной интенсивности свечения.

По контрастному свечению нефтенасыщенных и не содержащих нефти участков в ультрафиолете выявляется характер нефтенасыщения. В тонкослоистых участках оно может носить дискретный (прерывистый) слоистый (горизонтальный, линзовидно-волнистый и т.п.) характер; в участках нарушения осадка процессами оползания, взмучивания или следами жизнедеятельности роющих организмов – неясно выраженный пятнистый.

Люминесцентный анализ позволяет также определять наличие и характер распределения карбонатных минералов: кальцит обнаруживается по свечению в красных тонах с разными оттенками, доломит – по свечению в желтых тонах.

Результаты люминесцентно-битуминологического анализа приводятся совместно с литологической колонкой.

4. *Анализ фотографий полноразмерного керна, полученных при фотографировании керна в дневном и ультрафиолетовом свете.*

Фотографирование в ультрафиолетовом освещении является визуальным методом экспресс-анализа керна, позволяющим решать различные геологические задачи, в том числе по созданию базы данных о характере нефтенасыщения пород.

Метод широко внедряется в стандартный комплекс геологических исследований керна нефтегазовых скважин, так как в результате его применения получают высокоинформативные фотографии керна, которые с успехом можно использовать в практике оптимизации геолого-разведочных и проектных работ.

Метод отличается простотой выполнения исследований, несложностью оборудования, большой производительностью. При интерпретации люминесценции нефтенасыщенных пород необходимо учитывать параметры съемки, которые зависят от технических характеристик фотоаппаратуры и люминесцентных ламп (мощности, длины волны, фильтров).

Изучение фотографий керна, выполненных в ультрафиолетовом свете, дает возможность не только «увидеть», уточнить и зафиксировать характер

нефтенасыщения в отдельных образцах, плохо различимый в керне и на фотографиях, выполненных при дневном освещении, но и проиллюстрировать нефтенасыщение пород-коллекторов в целом по пласту, так и в отдельных образцах керна. Фотографирование рекомендуется проводить на спиленной поверхности с использованием различных систем фотографирования керна

Оборудование и материалы. Люминоскоп, микроскоп бинокулярный, весы технические, карбонатомер, плотномер горных пород по шламу, пикнометр, комплект сит, осушитель шлама, пробирки с притертыми пробками, соляная кислота, хлороформ, ступки, пестики.

Техника безопасности При выполнении лабораторной работы необходимо строго соблюдать следующие правила:

1. Перед занятиями студенту необходимо заранее ознакомиться с ходом проведения опытов по методическому пособию, отчетливо уяснить цели и задач работы, обдумывая каждое действие. Приступать к выполнению опытов можно только после того, как студент сдаст предварительный отчет (название, краткое описание хода опыта, реакции) и пройдет собеседование.

2. Работающий должен знать основные свойства используемых и получаемых веществ, их действие на организм, правила работы с ними и на основе этого принять все меры для безопасности проведения работ.

3. Запрещено проводить опыты в грязной посуде, а также пользоваться для проведения опытов веществами из склянок без этикеток или с неразборчивой надписью.

4. Нельзя выливать избыток реактива из пробирки обратно в реактивную склянку.

5. Не следует путать пробки от разных склянок. Чтобы внутренняя сторона пробки оставалась чистой, пробку кладут на стол внешней поверхностью.

6. Нельзя уносить реактивы общего пользования на свое рабочее место.

7. Нельзя выливать в раковину остатки растворителей, горючих веществ, реакционные смеси, растворы кислот, щелочей и других вредных веществ. Они должны собираться в специальную посуду («слив органики»).

8. Запрещено засорять раковины и сливы в шкафах песком, бумагой, битой посудой и другими твердыми отходами, что приводит к выходу канализации из строя. Все твердые отходы следует выбрасывать в урну.

9. При выполнении работ бережно расходуйте реактивы, электричество и воду. Нельзя оставлять без надобности включенные электроприборы и горящие спиртовки. По окончании работ нужно немедленно отключить электроприборы и погасить спиртовки.

10. Выполнение лабораторной работы и каждого отдельного опыта требует строгого соблюдения всех указаний, содержащихся в описании работы. Опыт должен выполняться тщательно, аккуратно и без спешки.

11. Студентам категорически запрещается без разрешения преподавателя проводить какие-либо опыты, не относящиеся к данной работе, или изменять порядок проведения опыта. Следует помнить, что каждый, даже кажущийся внешне простым опыт может оказаться при небрежном выполнении опасным.

12. Перед уходом из лаборатории рекомендуется тщательно мыть руки.

Задание

Первый этап наблюдения. Образец горной породы поместить в люминоскоп. При этом битуминозные вещества, содержащиеся в исследованном образце, начинают люминесцировать (светиться) в видимой части спектра.

При этом следует описать: цвет; размер; интенсивность люминесценции битуминозных веществ; взаимное расположение компонентов между собой.

При просмотре проб шлама под люминоскопом, прежде всего необходимо отличать нефть, находящуюся в поровом пространстве и трещинах породы, от нефти техногенной, добавленной в буровой раствор. При наличии посторонней нефти свечение, как правило, рассеянное, слабой

интенсивности; люминесцирует 10–30 % от всего объема. Цвета люминесценции бледные, беловато-голубые, свечение распределено отдельными пятнами, точками. Легкие фракции нефти (кипящие при температуре до 300° С), а также парафины не люминесцируют, масла, случайно попавшие в буровой раствор, дают голубовато-синий цвет, смолы – желто-бурый (в твердом и вязком состоянии) или голубовато - желтый (в растворе), нафтеновые кислоты – серовато-голубоватый.

При истинной нефтенасыщенности люминесцирует 80–100 % объема шлама. Интенсивность свечения более высокая, чем у примесной нефти. Цвета люминесценции насыщенные голубовато-желтые, желтые, коричневато-желтые.

Второй этап наблюдений. Капельно-люминесцентный (или сортовой) анализ производится после визуального просмотра керна или шлама под люминесцентной лампой.

Капельно-люминесцентный анализ производится по следующей схеме.

1. Исследуемый образец просматривается в ультрафиолетовых лучах. Устанавливается характер распределения битума (равномерное или неравномерное).

2. Каплю хлороформа помещают на свежий излом породы или специально готовят вытяжку в хлороформе. Для ее приготовления сухой шлам основной породы (весом 2 г) или керн измельчают в ступке, просеивают через сито с размером отверстий 0,25 мм или растирают до состояния тонкого порошка.

Навеску пробы (весом около 1 г и объемом 0,6 см³) высыпают в виде конуса на предварительно обработанный хлороформом лист фильтровальной бумаги. На вершину конуса наносят из пипетки 20 капель хлороформа.

Вымываемые хлороформом битумоиды образуют на поверхности бумаги пятно диаметром 1–3 см. Спустя 8–10 минут, когда растворитель испарится, пробу с бумаги удаляют, фильтровальную бумагу облучают

ультрафиолетовым светом и по цвету люминесценции капиллярных вытяжек определяют состав и тип битумоидов.

3. Определяют наличие битумов «А» или «С». Для определения битума «А» порошок смачивают каплей хлороформа и производят наблюдение (при ультрафиолетовом облучении) над формой светящейся поверхности; для выявления битума «С» порошок предварительно смачивают 10%-ным раствором соляной кислоты, а уже затем каплей хлороформа – наблюдение за формой светящейся поверхности ведётся в ультрафиолетовых лучах.

Ориентировочное определение качественного состава битумов «А» производится на основании наблюдения над характером люминесценции участка горной породы в момент нанесения капли хлороформа, при ее испарении и после испарения.

В практике люминесцентных исследований, основанных на характеристике капиллярных вытяжек, применяется классификация битумоидов, предложенная В.Н. Флоровской (табл.6.1).

1) легкие битумоиды «А» (ЛБА или ЛБ), характеризующиеся значительным содержанием легкой части масел;

2-3) маслянистые битумоиды «А» (МБД или МБ и МСБ), представляющие собой смесь со значительным содержанием масляных фракций битума;

4) средние битумоиды «А» (СБА или СБ), характеризующиеся примерно одинаковым содержанием, с одной стороны, маслянистых фракций, с другой, – смолисто-асфальтовых;

5) смолисто-асфальтовые битумоиды «А» (САБА или САБ), характеризующиеся преобладанием смолисто-асфальтовых фракций.

При нанесении капли хлороформа на поверхность образца породы (или порошка) битумоиды 1-й группы обнаруживаются в ультрафиолетовых лучах по светло голубому белесому пятну, быстро исчезающему по мере испарения хлороформа.

Битумоиды 2-й, группы обнаруживаются по беловато голубому пятну, слабо буреющему по мере испарения хлороформа и затем исчезающему.

Битумоиды 3-й группы при нанесении капли хлороформа определяются по желтовато-голубому или желтоватому пятну, буреющему, не исчезающему, при испарении хлороформа.

Для битумоидов 4-й группы характерно пятно желтое, желто-бурое, быстро буреющее, хорошо заметное при дневном свете.

При производстве капельного люминесцентного анализа необходимо помнить, что нанесение капли хлороформа на поверхность образца (порошка) не всегда позволяет обнаружить битум. Поэтому, если после нанесения капли хлороформа получился отрицательный результат, то рекомендуется часть порошка породы (2–4 г) поместить в пробирку с притертой пробкой, залить хлороформом (5–10 см³), тщательно взболтать, дать постоять некоторое время и уже после этого наблюдать вытяжку в ультрафиолетовых лучах.

Таблица № 6.1 – Классификация битумоидов по люминесцентной характеристике капиллярных вытяжек, по В.Н. Флоровской

Группа	Цвет люминесценции капиллярных вытяжек	Состав битумоида	Тип битумоида
1	Беловато-голубоватые	Углеводородные флюиды, не содержащие смол и асфальтенов	Легкий битумоид ЛБ
II	Белый, голубовато-желтый, беловато-желтый	Нефть и битумоиды с низким содержанием смол, с незначительным содержанием или отсутствием асфальтенов	Масляный битумоид МБ
III	Желтый, оранжево-желтый, до светло-коричневого	Нефти и битумоиды с содержанием масел более 60 %, асфальтенов 1–2 %	Маслянисто-смолистый битум

IV	Оранжево-коричневый, светло-коричневый, коричневый	Битумоиды и нефти с повышенным (3–20 %) содержанием асфальтенов	Смолистый битумоид, СБ
V	Темно-коричневый, зеленовато-коричневый,	Битумоиды с содержанием асфальтенов более 20 %	Смолисто-асфальтеновы
	Черно-коричневый, черный	Битумоид с содержанием асфальтенов более 30 %	САБ

При целенаправленном отборе и анализе образцов пород решаются задачи установления закономерностей распределения сингенетичной и эпигенетичной битуминозности применительно к рассматриваемой толще.

Сингенетичные битумоиды. Цвета люминесценции хлороформенных капиллярных вытяжек сингенетичных битумоидов коричнево-серые, черновато-коричневые, желтовато-серые, зеленовато-желтые, зеленовато-серые и зеленовато-голубые. При этом ширина люминесцирующих зон незначительна.

Цвет люминесценции хлороформенных растворов битумоидов яркий: синий, зеленовато-синий, голубой.

Спиртобензольные капиллярные вытяжки битумоидов по сравнению с хлороформенными отличаются большей шириной зон и темными цветами люминесценции: черным, коричневатого-черным и т.д.

Эпигенетичные битумоиды. Для этих битумоидов характерно неравномерное их распределение в породе по трещинам, слоистости и т.д. При нанесении капли хлороформа на поверхность образца в участках эпигенетической битуминозности наблюдается очень яркое люминесцирующее пятно. Его цвет зависит от качественного состава и количества битумоида.

Цвета люминесценции хлороформенных растворов битумоидов менее яркие, чем у сингенетичных битумоидов: голубовато-белый, желтовато-серый, беловато-желтый.

Спиртобензольные растворы битумоидов, как правило, люминесцируют слабее хлороформенных и нередко имеют серые оттенки.

Капиллярные вытяжки хлороформенных битумоидов имеют яркие цвета люминесценции: беловато-голубой, желтый, коричневато-оранжевый и так далее.

Спиртобензольные капиллярные вытяжки, наоборот, дают очень слабую люминесценцию сероватых тонов.

В горных породах нередко содержатся одновременно сингенетичные и эпигенетичные БВ. Интересные результаты получаются при рассмотрении люминесцентно-битуминологических особенностей пород одного нефтегазоносного района, но разных нефтегазоносных комплексов.

Содержание отчета. В отчете следует отразить цель работы, привести краткое теоретическое обоснование люминесцентно-битуминологических исследований, методику проведения исследований поэтапно и результаты исследований. При защите работы студент должен представить отчет и ответить на вопросы, предложенные преподавателем.

Контрольные вопросы

1. Какую информацию получают при люминесцентных исследованиях?
2. Почему люминесцентно-битуминологический анализ проводится сразу после подъема и первичной обработки керна и шлама?
3. Расскажите о способах люминесцентных исследований?
4. Какую информацию получают при визуальном исследовании керна под ультрафиолетовым облучением?
5. Каким образом оценивают состав битумоидов и их количество в шламе с помощью капельно-люминесцентного анализа?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 7

Понятие о природных резервуарах и ловушках нефти и газа

Цель работы: Научить студентов построению и интерпретации карт геохимических аномалии.

Теоретическая часть. Геохимические исследования нефти и газа, рассеянного органического вещества (ОВ) современных и ископаемых осадков нефтегазоносных бассейнов внедрялись в практику нефтегазопроизводственных работ, начиная, с сороковых-пятидесятых годов.

Задачей геохимических методов являются поиски не ловушек, а месторождений нефти и газа. Как отметил А.В. Сидоренко «решение проблемы прямых поисков полезных ископаемых через толщи перекрывающих пород равносильно технической революции в геологоразведочном деле».

Геохимические исследования в настоящее время рассматриваются как составная часть комплекса поисково-разведочных работ на нефть и газ в любых регионах территорий и акваторий и используются на различных этапах. По классу решаемых задач они подразделяются на следующие группы:

1) геохимические методы прогноза вероятной нефтегазоносности региональных и локальных элементов, нефтегеологического районирования (методы диагностики и выделения нефте- и газопроизводящих отложений, оценки нефте- и газообразования в них, включая определение палеообстановок осадконакопления и глубин максимальных палеопогружений, решение генетических задач нефтегазообразования; методы выявления условий первичной и вторичной миграции углеводородов, условий аккумуляции и сохранения их в ловушках, количественного прогноза нефтегазоносности, в частности объемно-генетический метод и др.);

2) геохимические методы поисков месторождений нефти и газа (ГПНГ), вошедшие в геологическую литературу под названием «прямых геохимических поисков», имеющие своей целью оценку продуктивности конкретных структур или площадей. Они включают различные виды геохимических съемок и геохимический (в том числе и пиролитический) каротаж;

3) геохимические методы выявления продуктивных пластов в поисково-разведочных скважинах (преимущественно методы газового каротажа и битуминологические).

Правильная интерпретация геохимических данных возможна лишь при всестороннем учете особенностей геологического строения и развития нефтегазоносного бассейна. Чрезвычайно важным является комплексирование различных методов, что позволяет более достоверно определять возможные места скоплений углеводородов. Большое значение также имеет правильная оценка уровня информативности различных видов геохимических съемок и их места в общем комплексе поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Оборудование и материалы. Геологическая основа и данные, необходимые для построений, чертежные инструменты.

Техника безопасности При выполнении данной лабораторной работы следует пользоваться рекомендациями «Типовых инструкций по технике безопасности при работе на персональном компьютере».

Задания. Студенты выполняют графические построения, выполненные на геологической основе. В качестве примера следует рассмотреть битуминологический метод геохимических поисков нефти и газа. Необходимо построить карты содержания органического углерода ($C_{\text{орг}}$, %), хлороформенного (ХБА, %) и спиртобензольного (ДСББ, %) битумоидов, а также карту показателя обогащенности ХБА маслами. Исходные данные для выполнения лабораторной работы сведены в таблицу 7.1. Задания выполняются по вариантам (рис. 7.1 – 7.5). В заключение студентами должны быть сделаны выводы о положении геохимической аномалии относительно залежи и влиянии тектоники на ее форму. Учитывая показатели нефтегазоносности недр, на графических приложениях выделить цветом зоны, перспективные на нефть и газ.

Вариант 1



Вариант 2

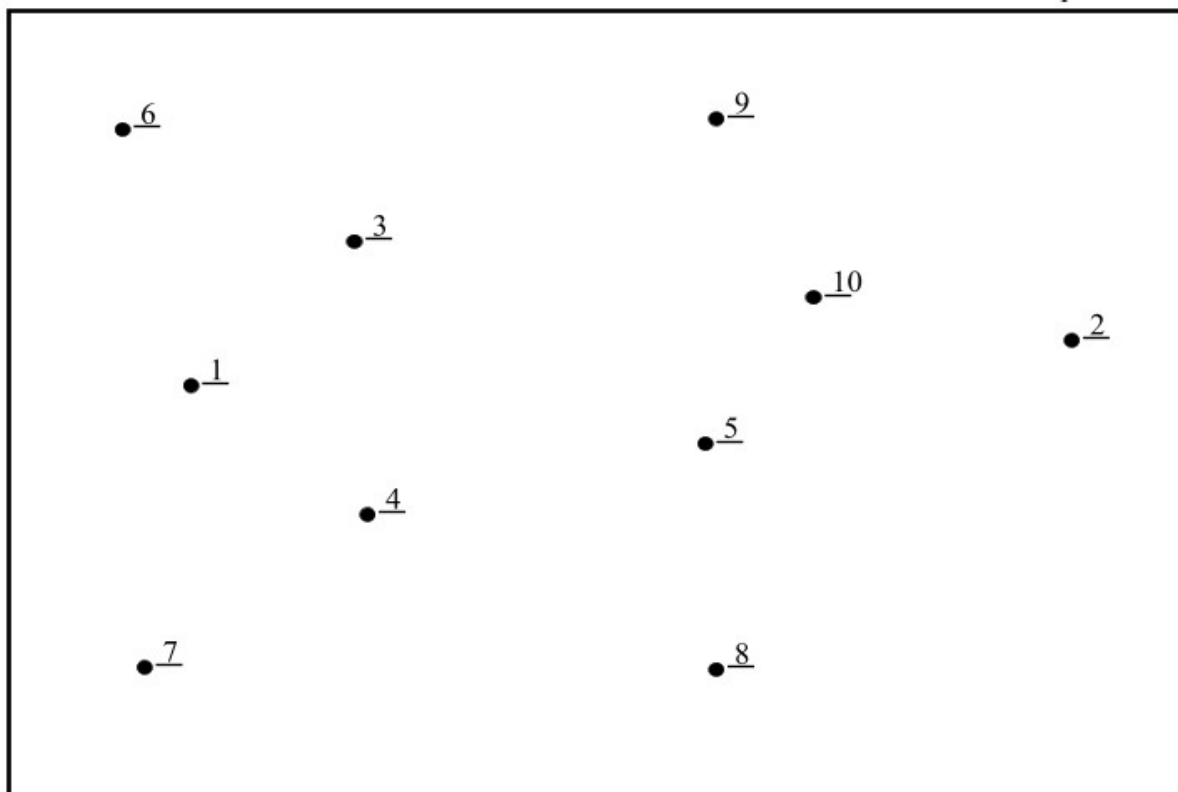
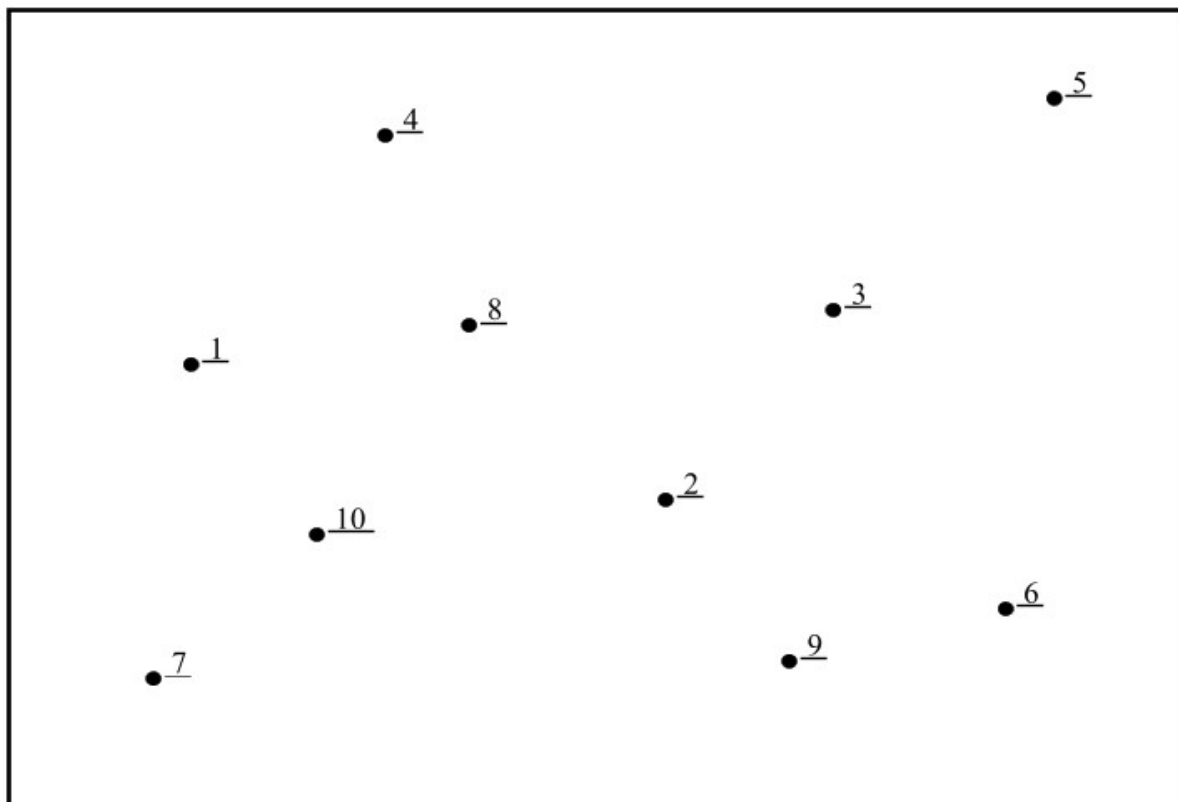


Рисунок 7.1 – Схема расположения скважин (вариант 1 и 2)

Вариант 3



Вариант 4

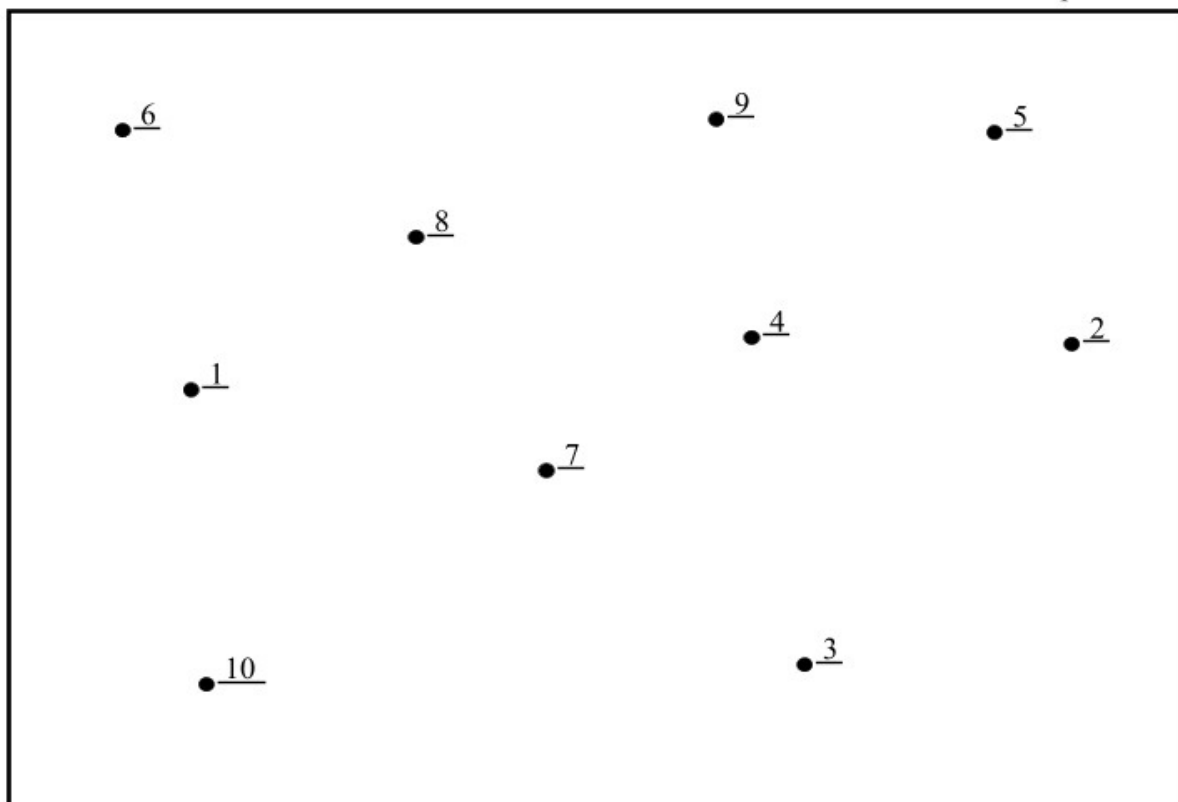
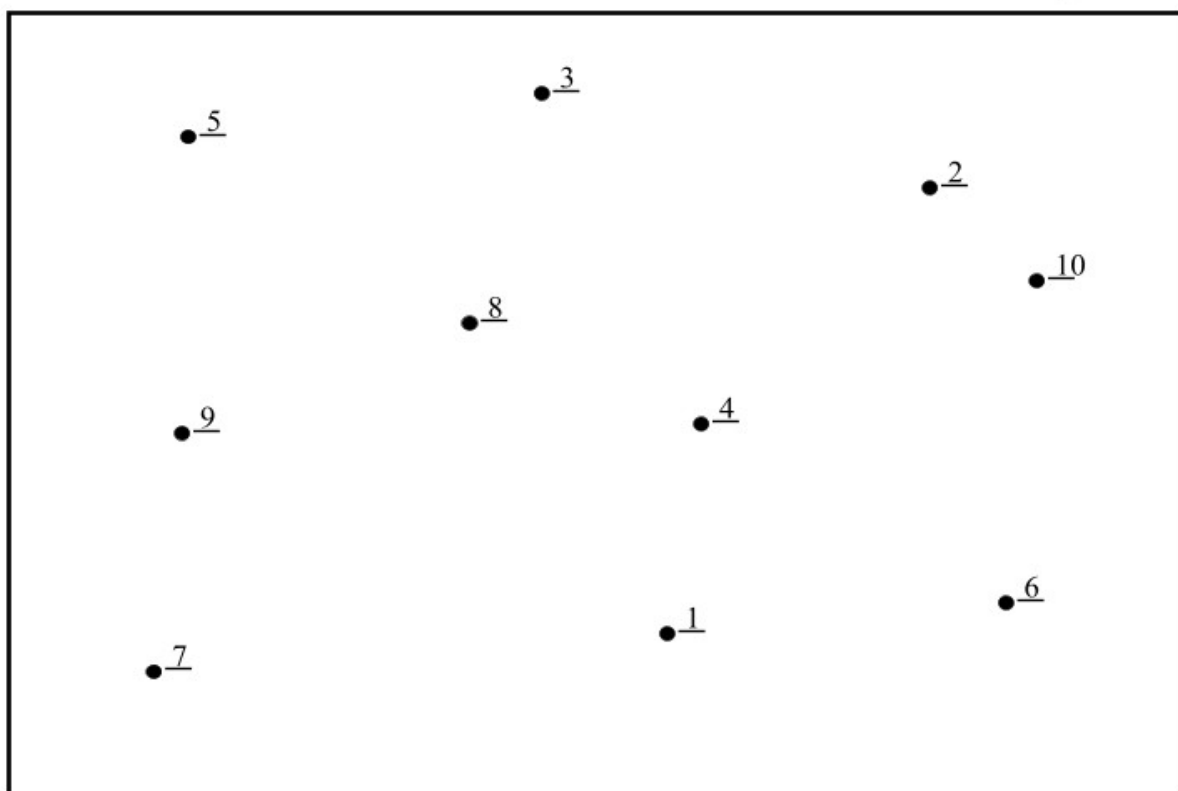


Рисунок 7.2 – Схема расположения скважин (вариант 3 и 4)

Вариант 5



Вариант 6

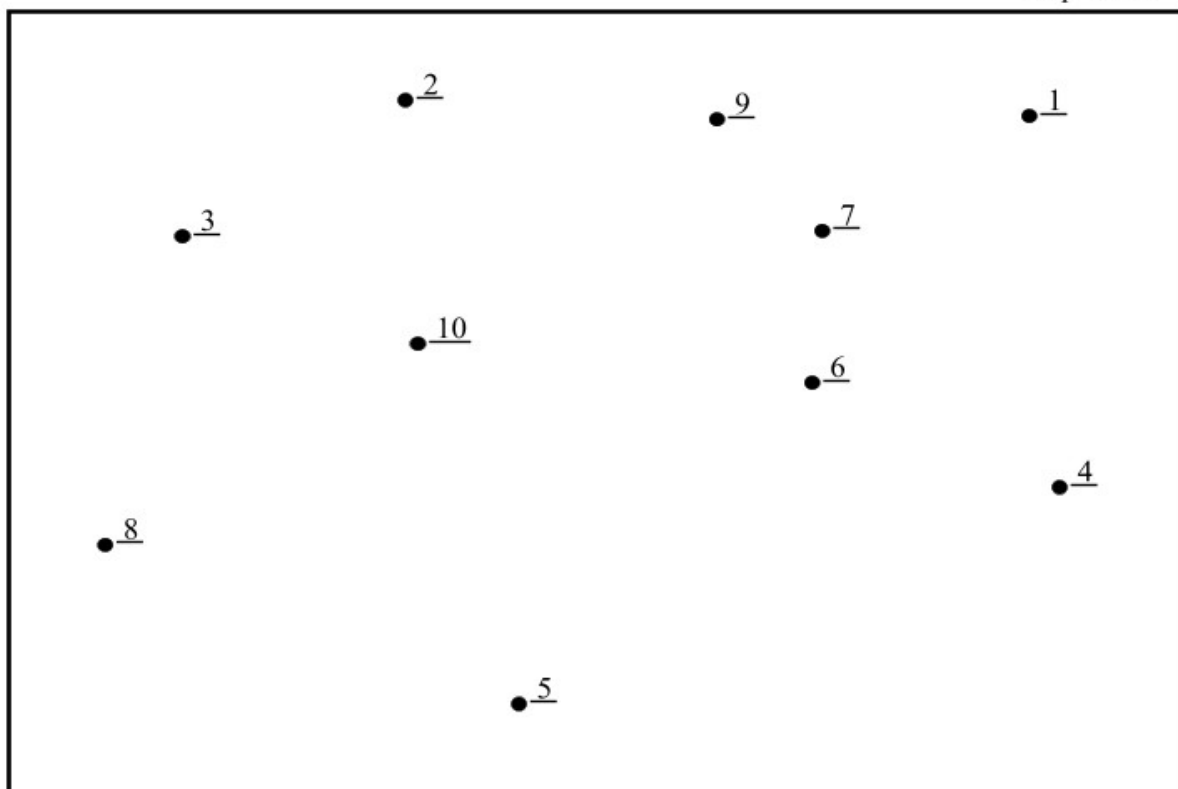
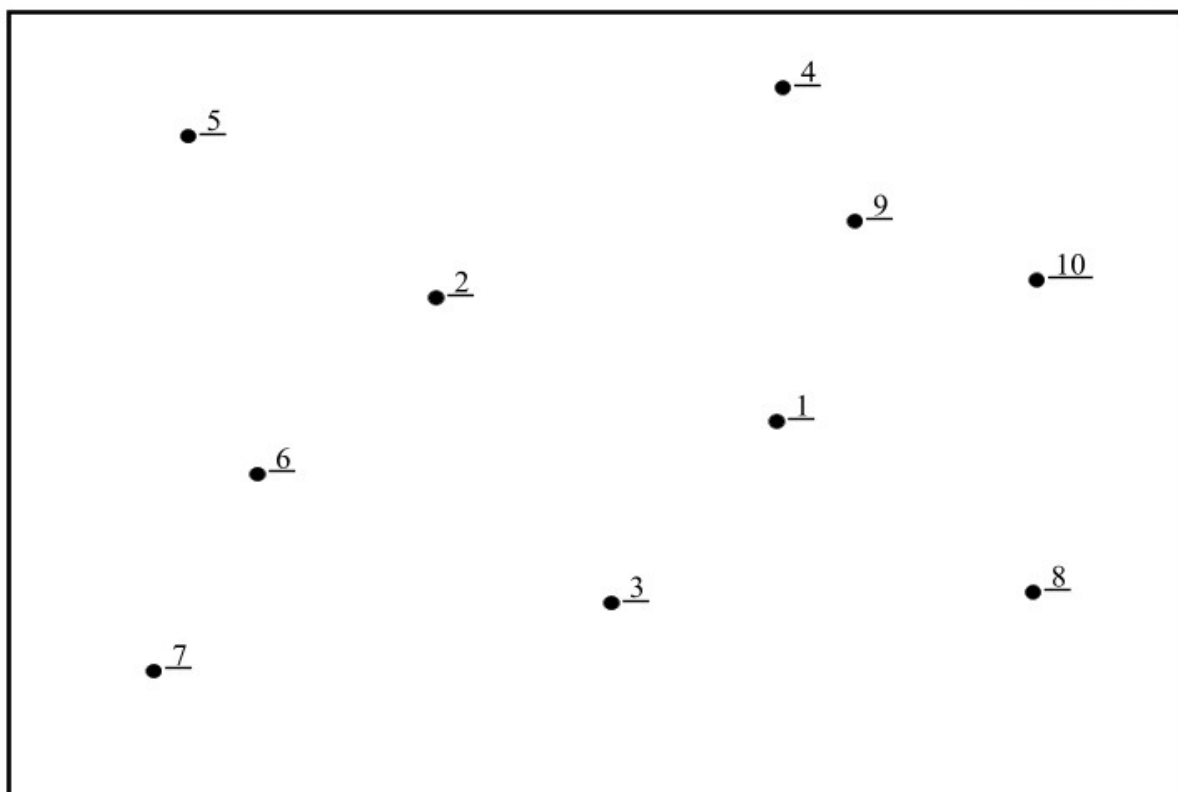


Рисунок 7.3 – Схема расположения скважин (вариант 5 и 6)

Вариант 7



Вариант 8

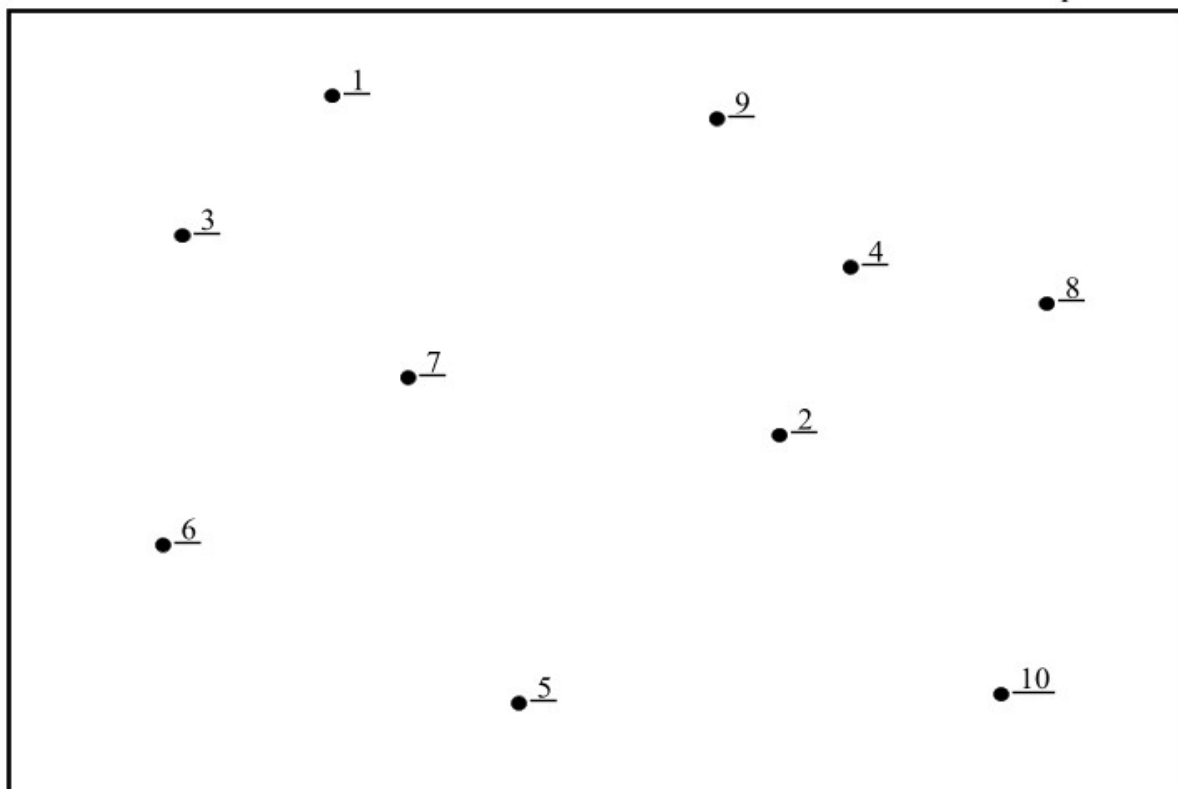


Рисунок 7.4 – Схема расположения скважин (вариант 7 и 8)

Вариант 9



Вариант 10

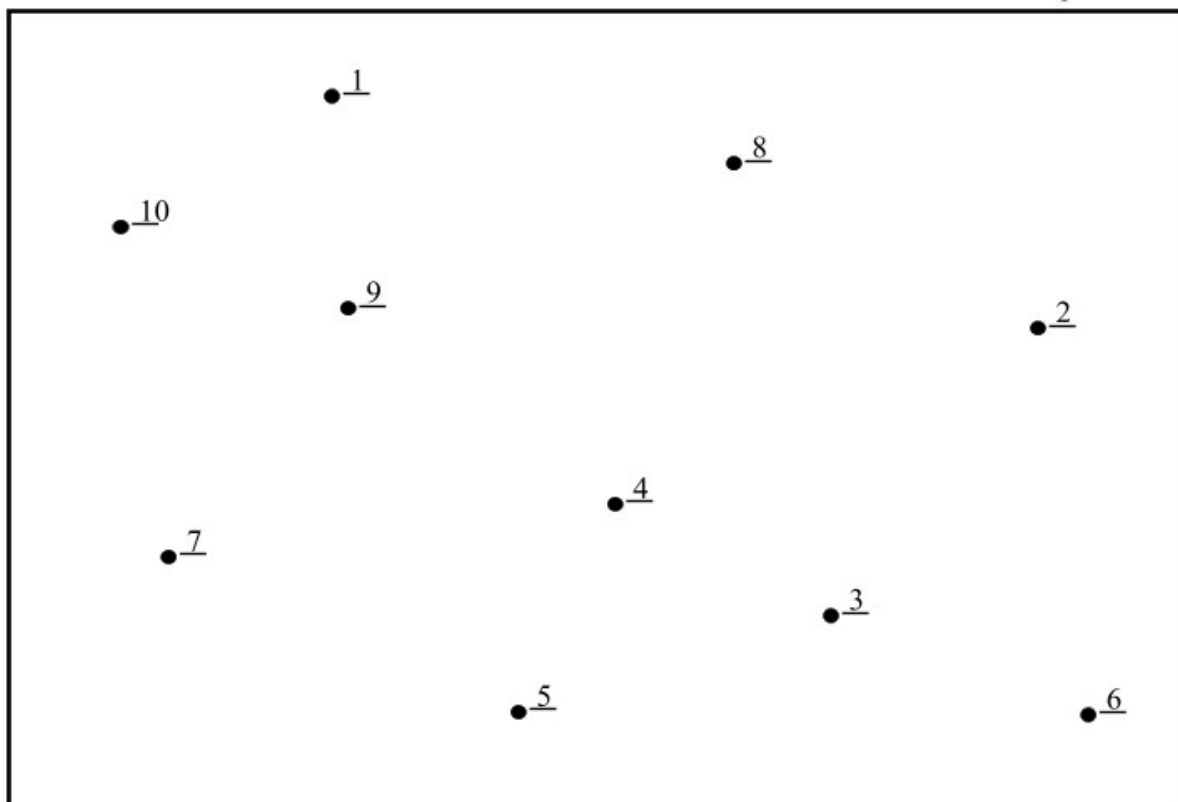


Рисунок 7.5 – Схема расположения скважин (вариант 9 и 10)

Таблица 7.1 – Результаты физико-химических анализов

Вариант	Площадь	Скважина	C _{орг} , %	ХБ, %	ДСББ, %	Содержание масел в ХБА, %
1	Аносовская	1	2,41	0,5	0,2	26,9
		2	1,58	0,29	0,1	55,3
		3	1,37	0,16	0,26	64,2
		4	0,98	0,1	0,05	60,69
		5	0,85	0,05	0,02	55,12
		6	1,1	0,13	0,15	62,64
		7	0,39	0,08	0,02	28,81
		8	3,92	0,28	0,2	25,49
		9	1,65	0,47	0,22	18,27
		10	0,5	0,06	0,01	20,3
2	Архангельская	1	1,9	0,07	0,02	19,87
		2	1,41	0,46	0,15	78,8
		3	2,05	0,22	0,12	49,7
		4	3,01	0,3	0,16	31,95
		5	3,13	0,39	0,14	22,34
		6	3,12	0,34	0,13	62,5
		7	0,28	0,04	0,2	13,86
		8	1,11	0,13	0,08	45,51
		9	1,83	0,35	0,2	62,5
		10	1,89	0,22	0,19	69,34
3	Довсунская	1	2,35	0,35	0,16	59,95
		2	1,51	0,07	0,03	29,81
		3	0,6	0,06	0,03	49,04
		4	1,02	0,15	0,07	71,24
		5	0,94	0,38	0,16	53,8
		6	2,05	0,25	0,21	42,3
		7	1,78	0,31	0,11	60,9
		8	2,9	0,64	0,16	56,35
		9	1,02	0,1	0,06	73,02
		10	2,24	1,16	0,56	73,02
4	Емельяновская	1	2,2	0,4	0,24	56,48
		2	1,73	0,75	0,94	68,75
		3	1,48	0,22	0,16	62,7
		4	2,7	0,47	0,29	55,4
		5	1,51	0,37	0,25	61,2
		6	1,2	0,19	0,15	58,7
		7	1,72	0,36	0,26	64,4
		8	1,06	0,15	0,09	74,45
		9	1,24	0,16	0,1	67,5
		10	2,2	0,65	0,13	61,6
		1	0,25	0,05	0,025	58,52
		2	0,98	0,29	0,17	30,41

5	Катериновск ая	3	2,12	0,57	0,36	7,33
		4	2,03	0,33	0,29	23,49
		5	3,02	0,54	0,39	7,33
		6	0,4	0,93	0,57	30,41
		7	1,03	0,13	0,16	23,49
		8	3,6	0,26	0,12	57,1
		9	8,32	0,29	0,19	51,2
		10	2,63	0,33	0,25	20,9
6	Манычская	1	2,36	0,21	0,11	46,86
		2	2,51	0,44	0,36	9,27
		3	3,68	0,61	0,54	18,21
		4	4,62	0,64	0,5	7,53
		5	1,7	0,54	0,23	46,1
		6	2,1	0,52	0,19	50,03
		7	2,89	0,53	0,26	69,67
		8	1,71	0,22	0,15	33,64
		9	1,47	0,35	0,29	22,48
		10	3,69	0,77	0,49	40,76
7	Невинномыс ская	1	3,65	0,66	0,38	82,08
		2	2,41	0,05	0,009	30,31
		3	1,46	0,06	0,12	30,31
		4	2,07	0,07	0,011	38,5
		5	1,55	0,05	0,009	33,64
		6	1,67	0,05	0,007	22,48
		7	1,57	0,06	0,008	40,76
		8	1,4	0,04	0,009	82,08
		9	1,27	0,03	0,008	77,45
		10	3,2	1,03	0,6	11,91
8	Нефтекумск ая	1	2,8	0,86	0,94	21,16
		2	2,15	0,74	0,32	21,16
		3	1,9	0,86	0,54	11,91
		4	3,8	0,98	0,46	35,7
		5	3,16	0,74	0,26	40
		6	2,8	0,54	0,16	54
		7	2,44	0,34	0,06	88,68
		8	1,94	0,12	0,09	67,6
		9	1,47	0,08	0,02	64,5
		10	1,94	0,25	0,46	13,61
9	Орловская	1	2,9	1,25	0,84	13,61
		2	2,4	1,11	0,76	13,61
		3	1,9	0,97	0,68	13,61
		4	1,4	0,83	0,6	23,6
		5	2,63	0,33	0,25	61,61
		6	2,36	0,21	0,11	18,79
		7	2,51	0,44	0,36	18,79

10	Федоровская	8	2,38	0,44	0,35	18,79
		9	3,68	0,61	0,54	18,79
		10	4,62	0,64	0,5	19,84
		1	2,2	0,4	0,24	19,84
		2	1,73	0,75	0,94	19,84
		3	1,48	0,22	0,16	67,8
		4	2,7	0,47	0,29	24,35
		5	2,05	0,25	0,21	24,35
		6	1,78	0,31	0,11	24,35
		7	2,9	0,64	0,16	24,35
		8	1,02	0,1	0,06	24,35
		9	1,9	0,07	0,02	32,44
		10	1,41	0,46	0,15	13,39

Содержание отчета. В отчете следует отразить цель работы, привести краткое теоретическое обоснование, а также карты построенных аномалий и выводы о нефтегазоперспективности территории. При защите работы студент должен представить отчет и ответить на вопросы, предложенные преподавателем.

Контрольные вопросы

1. Какова основная задача геохимических исследований?
2. Какие классы геохимических исследований вам известны?
3. Что нужно учитывать при интерпретации геохимических данных?
4. Что такое ХБА и ДСББ? Чем они отличаются?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 8

Залежи нефти и газа

Цель работы: Ознакомить студентов с методиками определения нефтегазоматеринского потенциала органического вещества (ОВ). Рассмотреть условия формирования и реализации нефтегазоматеринского потенциала ОВ пород.

Теоретическая часть. Одним из важнейших критериев нефтегазоносности любых осадочных бассейнов или их крупных подразделений является возможность слагающих их осадочных пород генерировать нефть и/или газ, т.е. их нефте- и газоматеринский потенциал.

Нефтематеринский потенциал – это количество микронефти, которое может генерировать данная порода (свита) за всю геологическую историю.

Разные типы ОВ обладают различными потенциалами. $P_{\text{нм}}$ породы определяется не только содержанием ОВ, но и его качеством и фациально-генетическим типом. В связи с этим необходимо строго разграничивать $P_{\text{нм}}$ ОВ, обозначая его $P_{\text{нм}}^{\text{ОВ}}$ и $P_{\text{нм}}$ включающей его породы, обозначая $P_{\text{нм}}^{\text{П}}$, причем оценивать и тот и другой количественно как относительно, так и абсолютно. Их важно рассматривать отдельно, так как $P_{\text{нм}}^{\text{ОВ}}$ может быть высоким, но из-за малого содержания ОВ в породе, $P_{\text{нм}}^{\text{П}}$ будет очень низким.

Оборудование и материалы. Геологическая основа и данные, необходимые для построений, чертежные инструменты.

Техника безопасности

При выполнении данной лабораторной работы следует пользоваться рекомендациями «Типовых инструкций по технике безопасности при работе на персональном компьютере».

Задания

Приступить к определению нефтегазоматеринского потенциала ОВ пород по пиролитическим параметрам (формулы 8.1, 8.2, 8.3). Построить карты равных значений РР. На карте значений нефтегазоматеринского

потенциала выделить зоны с небольшим газоматеринским потенциалом, с умеренным нефтематеринским потенциалом, с высоким нефтематеринским потенциалом. В заключение сделать выводы о величине и об условиях реализации нефтегазоматеринского потенциала ОВ пород.

Исходные данные для выполнения данной лабораторной работы сведены в таблицу 8.1.

Таблица 8.1 – Исходные данные для расчета нефтегазоматеринского потенциала органического вещества

Вар.	Площадь	Скв ажина	S ₁ , мг УВ/г породы	S ₂ , мг УВ/ г породы
	2	3	4	5
1	Аносовская	1	0,2	0,39
		2	3,76	4,34
		3	1,50	1,99
		4	2,74	3,33
		5	5,30	6,32
		6	2,74	3,72
		7	3,10	3,29
		8	1,23	1,63
		9	1,98	2,94
		10	0,56	1,01
2	Архангельская	1	0,56	0,79
		2	0,74	0,94
		3	5,69	7,62
		4	5,63	7,56
		5	5,78	7,46
		6	4,56	6,75
		7	4,89	6,43
		8	3,78	5,97
		9	1,26	3,79
		10	2,86	3,12
		1	4,32	5,3
		2	1,87	2,84

3	Довсунская	3	3,12	3,6
		4	1,86	2,4
		5	1,85	2,5
		6	1,54	2,7
		7	3,26	4,8
		8	3,29	4,6
		9	1,56	2,6
		10	4,89	5,3
4	Емельяновская	1	2,6	4,2
		2	2,5	3,8
		3	2,9	3,6
		4	3,4	4,0
		5	1,6	2,7
		6	1,9	2,9
		7	2,7	3,1
		8	2,1	2,6
		9	3,9	4,1
		10	3,4	3,7
5	Катериновская	1	1,8	2,2
		2	1,5	2,7
		3	2,9	3,2
		4	2,7	3,1
		5	1,9	2,6
		6	1,4	2,4
		7	2,7	3,2
		8	2,9	3,3
		9	3,0	3,6
		10	2,4	3,4
6	Маньчская	1	5,2	6,3
		2	3,8	4,5
		3	5,2	6,0
		4	5,2	5,8
		5	2,8	3,6
		6	1,9	4,2
		7	5,4	6,0
		8	2,9	4,8
		9	2,8	5,2
		10	2,9	4,5
7	Невинномысская	1	4,6	6,3
		2	2,9	4,5
		3	4,8	6,6

		4	4,6	6,9
		5	4,7	5,2
		6	3,8	4,5
		7	4,2	5,0
		8	3,9	5,8
		9	2,9	6,2
8	Нефтекумская	1	2,6	4,2
		2	2,4	3,8
		3	2,9	3,6
		4	3,2	4,4
		5	3,8	4,0
		6	2,6	3,9
		7	3,7	4,1
		8	3,1	3,8
		9	2,7	3,2
		10	2,9	3,4
9	Орловская	1	4,2	5,6
		2	3,7	4,8
		3	3,6	5,0
		4	3,9	4,2
		5	4,5	5,2
		6	4,7	5,5
		7	2,7	3,8
		8	3,6	4,2
		9	3,2	4,6
		10	2,9	4,4
10	Федоровская	1	0,9	1,5
		2	0,5	0,9
		3	1,0	1,2
		4	0,6	0,8
		5	0,4	0,6
		6	1,2	1,4
		7	1,4	1,6
		8	1,5	1,7
		9	0,9	1,3
		10	0,8	1,4

На листе формата А4 оформляется карта значений нефтегазоматеринского потенциала, выполненная карандашом. Карта сопровождается условными обозначениями и выводами описательного характера.

PI – индекс нефтепродуктивности ($PI = S_1/PP = S_1 / (S_1 + S_2)$) 8.2

ТОС – содержание ОВ

PP – нефтегазогенерационный потенциал ($PP = S_1 + S_2$) 8.3

S_1 - свободные УВ

S_2 – связанные УВ

$T_{\max}$ – максимальная температура выхода УВ при пиролизе ОВ

Содержание отчета. В отчете следует отразить цель работы, привести краткое теоретическое обоснование, описание построенной карты и выводы о нефтегазоматеринском потенциале горных пород.

При защите работы студент должен представить отчет и ответить на вопросы, предложенные преподавателем.

Контрольные вопросы

1. Что такое нефтегазоматеринский потенциал?
2. Какие породы могут быть нефтегазоматеринскими?
3. Что такое микронефть?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 9

Эмиграция и миграция УВ

Цель работы: Изучить основные характеристики пород коллекторов и, научиться определять их по образцам пород и описывать их макроскопические свойства.

Теоретическая часть.

Породы-коллекторы

Коллекторами нефти и газа, слагающими природные резервуары, называются породы способные вмещать флюиды – нефть, газ, воду и смеси – и отдавать их в естественном источнике или в горной выработке (колодце, скважине и т. д.).

По условиям образования они бывают терригенные и карбонатные. Магматические и метаморфические породы не являются типичными коллекторами. Нахождение в этих породах нефти и газа - это следствие миграции углеводородов в выветрелую часть породы, где в результате химических процессов выветривания, а также под воздействием тектонических процессов могли образоваться вторичные поры и трещины. Знакомясь с образцом породы-коллектора терригенного типа, следует внимательно рассмотреть его строение.

Порода состоит из отдельных зерен. Светлые зерна - это обломки кварца, розовые - полевых шпатов. Обломки разного размера. Среди них выделяются наиболее крупные, 2-3 мм в поперечнике. Между ними располагаются более мелкие, самых разных размеров - и формы. Форма обломков разная: от остроугольных неправильной формы до хорошо скатанных, почти круглых зерен.

Из теоретического курса известно, что песчаник - порода осадочная. Его происхождение связано с разрушением, переносом и отложением обломков магматических пород. Поэтому здесь мы видим зерна кварца и полевых шпатов. Это продукты разрушения гранитов. Размер зерен говорит о расстоянии от источника разрушения гранитов. Более крупные обломки накапливаются ближе к источнику разрушения, более мелкие переносятся на большие расстояния. От этого зависит и окатанность зерен. Вблизи от источника сноса зерна будут остроугольные. При длительном переносе водными потоками, ветром они становятся окатанными, округлыми.

Зерна кварца и полевых шпатов, как правило, крепко "припаяны" друг к другу цементом. Иногда они слабо сцементированы, рассыпаются при трении пальцами руки.

Цементирующим материалом служат глинистые, карбонатные или силикатные частички. Среди них можно заметить блестки слюды.

Если на свежую поверхность излома песчаника капнуть раствором соляной кислоты, можно определить наличие карбонатного материала в

цементе. Его присутствие проявится в виде шипения пузырьков воздуха на поверхности излома.

Таким образом, после тщательного осмотра образца породы (по видимым ее признакам) можно определить название породы, слагающей терригенный коллектор. Это могут быть алевролит, песок, песчаник, гравелит. Можно предварительно определить и качество этой породы как породы-коллектора, зная, что пористость и проницаемость зависят от окатанности, отсортированности обломков, характера укладки зерен, степени их сцементированности, качества цемента и т.д.

Известно, что пористость - это наличие свободного пространства в горной породе, а проницаемость - это способность горных пород пропускать сквозь себя жидкости или газы.

Изучая образец карбонатного коллектора (известняк, доломит), следует помнить, что его образование происходит в водной среде, на небольших глубинах. Карбонатные породы могут также иметь химическое и органическое происхождение. Поэтому необходимо тщательно изучить структуру породы, то есть наличие зерен, либо кристаллов, либо обломков раковин, сцементированных глинистым, кремнистым или карбонатным материалом.

Отличить известняк от доломита можно также раствором соляной кислоты. Доломит будет реагировать с соляной кислотой только в порошке. После определения названия породы, ее структуры, примесей, текстуры (слоистости) следует перейти к внимательному изучению свободного пространства в породе. Это могут быть поры, каверны, трещины. По возможности нужно произвести замеры их размеров (длина, ширина, диаметр), определить форму, направление преимущественного распространения трещин, затем подсчитать примерное количество свободного пространства на площади в 1 см^2 и по возможности установить наличие сообщающихся между собой пор (каверн или трещин). Для исследования образцов горных пород рекомендуется пользоваться лупой с 2-

4-кратным увеличением.

Породы-коллекторы могут содержать в себе остатки тяжелых углеводородов, и тогда они будут окрашены в темный цвет, обладать специфическим запахом, пачкать руки и т.д.

Признаки присутствия газа в породе визуально обнаружить можно только по запаху в свежем изломе или после помещения образца в воду тут же после его раскола.

Темный цвет породы, не имеющей видимых признаков нефти или газа, говорит о наличии в ней битуминозного вещества. Такая горная порода могла быть нефтегазопродуцирующей. Их изучение важно для определения степени перспектив нефтегазоносности того или иного участка земной коры и путей миграции углеводородов.

Основным свойством пород-коллекторов является наличие пустотного пространства, которое могут заполнять флюиды.

Пустоты могут быть первичными, образовавшимися в процессе формирования самой породы (камеры в раковинах, поры между зернами и кристаллами) и вторичными, возникшими в процессе дальнейших преобразований пород в течение геологического времени. Пустотами, в той или иной степени, обладают все типы горных пород, однако отдавать флюиды могут не все. В существующих классификациях пустоты подразделяются по размерам и видам.

По размерам поры (пустоты) делятся на три категории:

- субкапиллярные с сечением около 0,005 мм, в них жидкость связана в виде пленок на стенках и не двигается;
- капиллярные с сечением от 0,005 до 0,1 мм, в которых на перемещение действуют силы капиллярного давления;
- сверхкапиллярные – крупнее 0,1 мм, в которых возможно движение жидкости под влиянием силы тяжести.

Более условно пустоты различаются по видам. Обычно выделяются поры, каверны, биопустоты и трещины. Если исключить трещины, то другие

категории различаются не вполне четко. Порами принято называть пустоты в обломочных породах между зернами (гранулами), пористость, в таком случае, называется межзерновой (межгранулярной), а соответственно и коллекторы называют гранулярными. Кавернами называются пустоты, возникшие в результате растворения цемента, выщелачивания каких-либо минералов в горной породе. Особенно они характерны для карбонатных пород.

Биопустоты бывают внутриформенные и межформенные. К первым относятся внутренние пустоты в раковинах (камеры аммонитов, фораминифер и др.), а также пустоты, разделенные перегородками, внутри коралловых скелетов. К межформенным относятся пустоты между раковин в известняках-ракушнях.

Трещины образуются в результате разрыва сплошности пород. Выделяются две крупные группы трещин: литогенетические и тектонические трещины. Выделяются трещины по протяженности и ширине раскрытия: менее 0,1 мм – микротрещины, более 0,1 мм – макротрещины. Классификация пустот и трещин приведена в таблице 9.1.

В соответствии с видами пустот коллекторы бывают поровые (гранулярные), кавернозные, трещинные, биопустотные. Если пустотное пространство породы формируется разными типами пустот, то это смешанные типы коллекторов (порово-трещинные, трещинно-кавернозные и т. д.).

Таблица 9.1 – Классификация пустот и трещин

Типы коллекторов	гранулярные (поровые)	трещинные	каверновые	биопустотные	
Пустоты	порово-трещинные		трещинно-каверновые		внутрискелетные и межскелетные
	Поры	трещины	каверны		
Породы	обломочные				
	карбонатные				
	изверженные				

	глинистые	
	метаморфические	-
	К числу пород, нефтегазоносность которых мала, по сравнению с вышеописанными, относятся толщи, сложенные глинистыми, кремнистыми, вулканогенными, интрузивными, метаморфическими и другими породами. Их называют нетрадиционными коллекторами. Они разделяются на две группы. В глинистых и биогенных кремнистых толщах нефтегазоносность обычно сингенетична. В глинистых породах вследствие трансформации глинистых минералов, выделения связанной воды, генерации из ОВ жидких продуктов и газов на определенной глубине возникают зоны разуплотнения. Какой-то участок породы, вследствие роста внутреннего давления, пронизывается системой трещин и, таким образом, возникает природный резервуар, ограниченный со всех сторон измененными породами. В кремнистых толщах создается биопустотный коллектор и происходит генерация углеводородов сходная с генерацией в глинистых толщах, нефтегазоносность здесь также сингенетичная. В вулканогенных породах пустоты образуются при выходе газа из лавового материала или при вторичном выщелачивании. Нефтегазоносность таких пород всегда вторична. Нефтегазоносными также могут быть интрузивные и метаморфические породы фундамента. Природные резервуары возникают в них в результате выветривания, действия гидротермальных растворов и других вторичных изменений. Оборудование и материалы. Коллекция образцов горных пород, лупы, 10% раствор соляной кислоты, бинокляр, микроскоп, стеклянные пластинки, химические стаканы, фарфоровые чашечки, шлифы пород-коллекторов. Техника безопасности	

1. Запрещается начинать работу без точного знания методики опыта. На рабочем столе должен быть безупречный порядок.
2. Работы с ядовитыми, дурнопахнущими, огне- и взрывоопасными веществами выполняются обязательно в вытяжном шкафу. При работе под тягой, голову необходимо держать вне вытяжного шкафа.
3. При работе с горючими веществами недопустимо наличие поблизости открытого огня.
4. Не пробуйте на вкус и не вдыхайте неизвестное вещество.
5. В лаборатории категорически запрещено есть, курить
6. Нельзя оставлять работающие приборы без наблюдения.
7. Смешивая концентрированные кислоты с водой, лейте кислоту в воду.
8. Наполнение пипеток кислотами, щелочами и другими ядовитыми путем засасывания ртом запрещается. Для наполнения пипеток следует пользоваться грушей.
9. При порезах стеклом удаляют из раны осколки, промывают водой, либо протирают тампоном, смоченным спиртом, смазывают 5%-ным раствором йода и накладывают повязку.
10. При тепловых ожогах на обожженное место накладывают ткань либо тампон, смоченные спиртом или спиртовым раствором танина, а затем смазывают мазью от ожогов.

Задания

1. Выбрать из коллекции пород по два образца пород-коллекторов различных генетических типов и с различными типами пустотного пространства (поровое, каверновое, трещинное, биопустотное и смешанное).

2. Описать макроскопические параметры каждого образца по следующей схеме:

терригенные породы (гравелиты, песчаники, пески, алевролиты, алевролиты, конгломераты, брекчии):

1 . Цвет

2. Структура

3. По размерам преобладающих обломков:

2-1 мм – грубозернистые; 1-0,5 мм – крупнозернистые пески и песчаники; 0,5-0,25 мм – среднезернистые; 0,25-0,1 мм – мелкозернистые.

1. По относительной величине зерен:

Равномернозернистые (сортированные)

Разнозернистые (несортированные)

Необходимо определить размер преобладающих зерен и на этом основании дать название породе, т.е, отнести к гранулометрическому классу (валуны – глыбы, гальки – щебень, гравий, песок, алевроит) и гранулометрическому типу внутри этих классов (крупный, средний, мелкий).

Измеряют самые крупные и самые мелкие обломки, выделяют преобладающую часть (фракцию) по этой фракции называют породу, например, конгломерат крупногалечный, брекчия мелкообломочная, песчаники грубозернистые и т.д.

2. Степень сортировки:

Хорошо, средне, плохо сортированные и неотсортированные.

1) валуны, гальки, гравий и конгломераты, гравелиты – характеризуются окатанной формой обломков

2) глыбы, щебенка, дресва, брекчии – неокатанная форма обломков

3. Текстура

(слоистая, полосчатая, массивная, пятнистая)

Слоистая текстура: косая, волнистая, горизонтально-слоистая

Например, слоистость выражена или обусловлена ритмичной сортировкой материала;

Если слоистость косая, отметить угол наклона косых слойков и их форму (прямая, вогнутая, выпуклая)

Если слоистость волнистая, то отмечается длина и высота волны, её форма – симметричная или асимметричная.

Концентрические (скорлуповатые, конкреционные) текстуры,

описывают также, как и слоистые.

4. Минеральный состав обломочной части:

Кварцевый (мономиктовый),

Кварц-полевошпатовый (олигомиктовый),

Кварц-полевошпатовый, темноцветные минералы, а в грубообломочных - обломки пород (полимиктовый)

5. Степень цементации.

6. Состав цемента (карбонатный, глинистый, железистый и т.д.)

7. Степень пористости

8. Особенности образца (степень и характер насыщения, присутствие органических остатков, крупных единичных обломков и т.п.)

9. Крепость определяется составом и типом цемента.

Цемент присутствует в большинстве обломочных пород, обуславливает крепость, плотность и т.д.

Типы цемента:

1) Базальный - зерна не соприкасаются друг с другом, как бы плавают в цементе.

2) Заполнения пор - зерна соприкасаются друг с другом, цемент заполняет поры между ними.

3) Пленочный - цемент одевает зерна пленкой

4) Соприкосновения или контактовый - цемент присутствует в местах соприкосновения зерен.

Поскольку тип цемента обуславливает в определенной степени наличие пустотного пространства, то для его определения нужно использовать шлифы терригенных пород коллекторов.

Состав цемента может быть однородным (мономинеральным) или неоднородным (полимиктовым).

Известковый цемент узнается по вскипанию с HCl .

Доломитовый - слабая реакция с HCl .

Глинистый - по размокаемости в воде.

Железистый - по бурому цвету

Гипсовый - по блеску на плоскостях спайности.

Порядок описания карбонатных пород (известняки и доломиты):

1. Цвет (на свежем изломе и в коре выветривания)

2. Происхождение (органогенные, биохимические, хемогенные, обломочные)

3. Структура (крупно-, средне-, мелкозернистые, кристаллически-зернистые, равномерно - и неравномернозернистые, землистые, оолитовые, детритусовые, афанитовые и др.)

Особенности структуры проявляются в изломе породы: микрозернистые имеют землистый излом и марают руки (мел), а крепкие - фарфоровидный или раковистый излом, средне-крупнозернистые имеют кристаллический сверкающий излом.

4. Текстура (массивная, слоистая, биогенная, текстуры замещения, растворения, стилолиты, сутуры и др.)

5. Примеси (глинистость, песчанистость и др.)

6. Пористость, кавернозность, трещиноватость

7. Особенности образца (степень и характер насыщения, излом и др.)

8. Примеси

Обломочные карбонатные породы описываются как терригенные.

Мергель - карбонатная порода с содержанием глинистой примеси от 25 до 50%, или глинистые породы с 25-50% содержанием карбонатного вещества. При меньшем содержании карбонатного вещества глины известковистые или доломитовые, а при малом содержании глины (5-25%) - глинистые известняки или доломиты.

Содержание отчета. В отчете следует отразить цель работы, привести краткое теоретическое обоснование, характеристики типов коллекторов, описать образцы пород из коллекции.

При защите работы студент должен представить отчет и ответить на вопросы, предложенные преподавателем.

Контрольные вопросы

1. Какие горные породы называются породами-коллекторами?
2. Перечислить виды пустотного пространства.
3. Что такое нетрадиционные коллекторы?

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ**
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

по организации и проведению самостоятельной работы по дисциплине

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОХИМИЯ НЕФТИ И ГАЗА

для студентов специальности
21.05.02 Прикладная геология
Специализация:
«Геология месторождений нефти и газа»

ВВЕДЕНИЕ

1. Цель и задачи освоения дисциплины

Целью преподавания дисциплины «Геология и геохимия нефти и газа» является освоение основ теории образования залежей нефти и газа, факторов, контролирующих их состав и размещение.

Задачи дисциплины - формирование знаний об основных принципах, контролирующих процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления

ОГЛАВЛЕНИЕ

Назначение и виды самостоятельной работы студентов.....	
Виды самостоятельной работы студентов.....	
Самостоятельное изучение теоретического курса.....	
Самостоятельное выполнение заданий.....	
Иные формы самостоятельной работы.....	
Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями.....	
Формы контроля самостоятельной работы.....	
Критерии оценки результатов самостоятельной работы.....	
Список литературы.....	

НАЗНАЧЕНИЕ И ВИДЫ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТОВ

Во время самостоятельной подготовки, обучающиеся должны быть обеспечены доступом к сети Интернет. Реализация основной образовательной программы подготовки бакалавров должна обеспечиваться доступом каждого студента к библиотечным фондам и базам данных, формируемым по полному перечню дисциплин основной образовательной программы из расчета обеспеченности учебниками и учебными пособиями не менее 0.5 экземпляра на одного студента. Библиотека вуза должна иметь достаточное количество современных учебников и учебных пособий по всем циклам дисциплин и постоянно восполняться научной литературой и периодическими изданиями нефтегазового профиля

Объем времени, отведенный на внеаудиторную самостоятельную работу, находит отражение:

- в рабочем учебном плане - в целом по теоретическому обучению, каждому из циклов дисциплин, профессиональных модулей и междисциплинарных курсов,
- в рабочих программах учебных дисциплин, профессиональных модулей и междисциплинарных курсов с распределением по разделам или конкретным темам.

Под самостоятельной работой студентов понимается планируемая учебная, учебно-исследовательская, а также научно-исследовательская работа, которая выполняется во внеаудиторное время по инициативе студента или по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия.

Цели и задачи самостоятельной работы студентов

Самостоятельная работа проводится с целью:

- систематизации и закрепления полученных теоретических знаний и практических умений студентов; углубления и расширения теоретических знаний;
- формирования умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развития познавательных способностей и активности студентов: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности, организованности;
- формирования практических (профессиональных) умений и навыков;
- развитию исследовательских умений.

Целью преподавания дисциплины «Геология и геохимия нефти и газа» является освоение основ теории образования залежей нефти и газа, факторов контролирующих их состав и размещение

Задачи самостоятельной работы студентов:.

- овладение теоретическими знаниями, связанными с характеристикой основ генерации, миграции и аккумуляции нефти и газа в виде залежей и месторождений;

- овладение профессиональным умением лабораторного изучения свойств нефтей и газов;

- освоение некоторых навыков работы по обработке и интерпретации гидрогеологической информации

- формирование опыта собственной поисковой, творческой, научно-исследовательской деятельности в связи с изучением закономерностей пространственного размещения скоплений нефти и газа в недрах

Самостоятельная работа студентов способствует развитию ответственности и организованности, творческого подхода к решению проблем учебного и профессионального (в том числе научного) уровня.

ВИДЫ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТОВ

Основными видами самостоятельной учебной деятельности студентов являются:

1) предварительная подготовка к аудиторным занятиям, в том числе и к тем, на которых будет изучаться новый, незнакомый материал.

2) своевременная доработка конспектов лекций;

3) подбор, изучение, анализ и при необходимости – конспектирование рекомендованных источников по учебным дисциплинам;

4) выяснение наиболее сложных, непонятных вопросов и их уточнение во время консультаций;

5) подготовка к контрольным занятиям, экзаменам;

6) подготовка и защита реферата;

7) выполнение собственных научных исследований, участие в научных исследованиях, проводимых в масштабе кафедры,

8) систематическое изучение периодической печати, научных монографий, поиск и анализ дополнительной информации по учебным дисциплинам.

На самостоятельную работу студентов, обучающихся по специальности 21.05.02 Прикладная геология, по дисциплине «Геология и геохимия нефти и газа» отводится 27 астр. часов.

Виды самостоятельной работы по дисциплине «Геология и геохимия нефти и газа» могут быть разделены на основные (аудиторные) и дополнительные (внеаудиторные).

Основные виды самостоятельной работы выполняются в обязательном порядке с последующим контролем результатов преподавателем, который проводит лабораторные занятия в студенческой группе.

Дополнительные (внеаудиторные) виды самостоятельной работы выполняются по выбору студента и заданию преподавателя без его непосредственного участия.

Дополнительные виды самостоятельной работы по дисциплине «Геология и геохимия нефти и газа» рекомендуются тем студентам, которые наиболее заинтересованы в изучении этой дисциплины.

К основным (обязательным) видам самостоятельной работы студентов при изучении дисциплины «Геология и геохимия нефти и газа» относится:

- а) самостоятельное изучение теоретического материала,
- б) выполнение и оформление лабораторных работ,
- в) составление реферата.

Дополнительными видами самостоятельной работы являются:

- а) подготовка докладов и сообщений для выступления на семинарах;
- б) участие в ежегодной научной студенческой конференции, которая проводится в апреле или мае каждого года;
- в) подготовка презентаций по лабораторным работам и рефератам.

Данные виды самостоятельной работы не являются обязательными при изучении данной дисциплины, и выполняются студентами по собственной инициативе с предварительным согласованием с преподавателем при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия.

САМОСТОЯТЕЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ТЕОРЕТИЧЕСКОГО КУРСА

Самостоятельное изучение теоретического материала дисциплины «Геология и геохимия нефти и газа», предусмотрено на всём протяжении курса. Такая работа сопровождает лекционные и лабораторные занятия, промежуточный и итоговый контроль, и в то же время является отдельным видом самостоятельной работы студента.

Источниками для самостоятельного изучения теоретического курса выступают:

- учебники по предмету;
- курсы лекций по предмету;
- учебные пособия по отдельным темам;
- научные статьи в периодической геологической печати и рекомендованных сборниках;
- научные монографии.

Умение студентов быстро и правильно подобрать литературу, необходимую для выполнения учебных заданий и научной работы, является залогом успешного обучения. Самостоятельный подбор литературы осуществляется при подготовке к рефератам, лабораторным занятиям, при написании контрольной работы, научных рефератов.

Выполнение СРС на занятиях с проверкой результатов преподавателем позволяет студентам усваивать изучаемый материал более глубоко, меняется отношение к лекциям, так как без понимания теории предмета, без хорошего конспекта трудно рассчитывать на успех в решении заданий. Это улучшает посещаемость как практических, так и лекционных занятий.

САМОСТОЯТЕЛЬНОЕ ВЫПОЛНЕНИЕ ЗАДАНИЙ

Задания для самостоятельной работы преимущественно содержатся в учебно-методическом комплексе дисциплины (методических указаниях к лабораторным занятиям).

В рамках самостоятельной работы по дисциплине «Геология и геохимия нефти и газа» студентам предложены темы для самостоятельного изучения

Сдача задания производится преподавателю, ведущему лабораторные занятия, в установленные сроки, прописанные в рабочей программе.

ИНЫЕ ФОРМЫ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ

К иным формам самостоятельной работы студентов относятся: подготовка сообщений, докладов, выступлений на «круглых столах», конференциях.

Поощряются любые формы научных исследований студентов по дисциплине «Геология и геохимия нефти и газа»

Если преподаватель поручил студенту подготовить к семинару доклад, сообщение или иное выступление, то самостоятельная работа по их написанию может проходить в следующей последовательности.

1. Нужно проконсультироваться у преподавателя по содержанию предстоящего доклада (выступления), списку литературы, которую лучше использовать для их подготовки. Подобрать рекомендованную литературу.

2. Необходимо изучить литературу, сгруппировать материал и составить подробный план доклада (выступления).

3. Следует написать полный текст доклада (выступления). Для того чтобы доклад получился интересным и имел успех, в нем следует учесть:

а) теоретическое содержание рассматриваемых вопросов и их связь с практикой профессиональной деятельности;

б) логику и аргументы высказываемых суждений и предложений, их остроту и актуальность;

в) обобщающие выводы по всему содержанию сделанного доклада с выходом на будущую профессию.

Для выступления с докладом студенту отводится 10 – 12 минут, поэтому все содержание доклада должно быть не более 7-10 страниц рукописного текста. Для выступления с сообщением обычно отводится 5-7 минут. Соблюдение регламента времени является обязательным условием.

4. Студенту рекомендуется продумать методику чтения доклада. При возможности следует применять технические средства, наглядные пособия (например, подготовить доклад с презентацией или раздаточным материалом), использовать яркие примеры.

5. Важно потренироваться в чтении доклада.

КОНТРОЛЬ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТОВ ПРЕПОДАВАТЕЛЯМИ

Отдельной составляющей в итоговой оценке по дисциплине «Геология и геохимия нефти и газа» оценка самостоятельной работы не является.

Вместе с тем оценка самостоятельной работы всё же имеет непосредственное отношение к итоговой оценке по дисциплине.

Во-первых, оценка самостоятельной работы включается в оценку такой формы промежуточного контроля, как оценка текущей работы на лабораторных и практических занятиях.

Во-вторых, так как самостоятельная работа по предмету поощряется, преподаватель может использовать (и, как правило, использует) оценку самостоятельной работы в качестве поощрительной составляющей при выставлении экзамена

В спорных ситуациях оценка самостоятельной работы может разрешить ситуацию в пользу студента.

Роль оценки самостоятельной работы студентов зависит от вида этой работы.

Контроль самостоятельной работы студентов предусматривает:

- соотнесение содержания контроля с целями обучения;
- объективность контроля;
- валидность контроля (соответствие предъявляемых заданий тому, что предполагается проверить);
- дифференциацию контрольно-измерительных материалов.

ФОРМЫ КОНТРОЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ

1. Просмотр и проверка выполнения самостоятельной работы преподавателем.
2. Самопроверка, взаимопроверка выполненного задания в группе.
3. Обсуждение результатов выполненной работы на занятии.
4. Письменный опрос.
5. Устный опрос.
6. Индивидуальное собеседование.
7. Круглый стол
8. Защита лабораторных работ.
9. Подготовка к экзамену

КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ РЕЗУЛЬТАТОВ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ

Независимо от вида самостоятельной работы, критериями оценки самостоятельной работы могут считаться:

- уровень освоения студентами учебного материала;
- умение студента использовать теоретические знания при выполнении практических задач;
- умение студента активно использовать электронные образовательные ресурсы, находить требующуюся информацию, изучать ее и применять на практике;
- обоснованность и четкость изложения ответа;
- оформление материала в соответствии с требованиями;
- умение ориентироваться в потоке информации, выделять главное.