

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования
«Северо-Кавказский федеральный университет»
Колледж СКФУ в г. Ставрополе

Методические указания
для лабораторных и практических занятий

ОП.5. Геология

Специальность	21.02.01	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
Форма обучения		очная

Ставрополь

Пояснительная записка

Методические указания по организации и проведению практических занятий составлены в соответствии с ФГОС СПО по специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений и рабочей программой учебной дисциплины ОП.05. Геология.

Целью выполнения практических занятий является систематизация и закрепление теоретических знаний, и формирование практических умений.

Особое значение для усвоения содержания ОП.5. Геология и привития практических навыков имеет правильная и четкая организация проведения и выполнения студентами практических работ под контролем преподавателя.

Перед началом выполнения каждой работы студенты должны ознакомиться с ее основными положениями, порядком выполнения работы.

По каждому практическому занятию предусматривается индивидуальный отчет перед преподавателями.

В результате изучения ОП.5. Геология обучающийся должен овладеть следующими профессиональными компетенциями:

ПК 1.2 Выполнять обработку геологической информации о месторождении:

В результате освоения дисциплины студент должен уметь:

- описывать и диагностировать физические свойства минералов (цвет, цвет черты, блеск, спайность и излом, удельный вес и твердость), морфологию, генезис минералов;
- характеризовать область применения минералов, минеральный состав горных пород;
- прогнозировать качество пород коллекторов, формирующих природные резервуары, используя различные методы изучения коллекторских свойств пород
- определять пористость и проницаемость нефтесодержащих пород; гранулометрический состав пород;
- прогнозировать пластовые давления и температуры;
- проводить анализ геологического строения участка;
- строить структурные карты и геологические разрезы через различные типы залежей нефти и газа

Знать:

- особенности геологических процессов, экзогенных и эндогенных геологических процессов, магматических процессов;
- магматические горные породы; осадочные горные породы; метаморфические горные породы; минералы, геологическое время; геологическая карта; геологический разрез;
- классификация минералов по химическому составу; классификация осадочных пород;
- органическое вещество, литогенез ов;
- нефть, ее химический состав; природный газ, его состав и свойства; классификация нефтей в зависимости от содержания серы, парафина, смол (элементарный, групповой, фракционный составы нефти);
- пластовое давление и температура;
- промысловая классификация пластовых вод;
- породы-коллекторы, их свойства; природные резервуары и ловушки; залежи и месторождения нефти и газа;
- характеристики терригенных и карбонатных коллекторов; методы изучения коллекторских свойств горных пород;
- породы-флюидоупоры
- миграция углеводородов в земной коре, формирование и разрушение залежей нефти и газа

Тема 2. Основы минералогии и кристаллографии

Цель – Научиться определять содержания карбоната кальция и карбоната магния на кальциметре OFITE. Кальциметр OFITE с манометром служит для определения содержания карбоната кальция (CaCO_3) и карбоната магния (доломит) в пробе щелочноземельных карбонатов, например, в образцах керна нефтяной скважины или выбуренной породе.

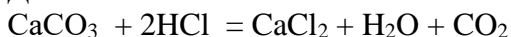
Знания и умения, приобретаемые студентом в результате освоения темы лабораторного занятия, формируемые компетенции или их части:

- знания: принцип работы на кальциметре OFITE;
- умения: содержания карбоната кальция и карбоната магния.

Теоретическая часть

Одним из основных факторов, определяющих эффективность кислотных обработок скважин, является детальное представление о химическом и минералогическом составе и коллекторских свойствах призабойной зоны скважины. Определение карбонатности проводится для выяснения возможности проведения солянокислотной обработки скважин с целью увеличения проницаемости призабойной зоны, а также для определения химического состава горных пород. Соляная кислота взаимодействует с известняками и доломитами. Образующиеся продукты реакции удаляются вместе с раствором прореагировавшей кислоты, так как хлориды кальция и магния растворимы в воде, а диоксид углерода – газ.

Для известняка:



Аналогично для доломитов.

Под карбонатностью пород понимают содержание в них солей угольной кислоты: поташа K_2CO_3 , сидерита FeCO_3 , известняка CaCO_3 .

Коэффициент карбонатности – отношение массы карбонатов, содержащихся в образце, к массе образца.

В кальциметрах OFITE карбонаты кальция и магния в герметичной ёмкости реагирует с 10% соляной кислотой для образования CO_2 . При образовании CO_2 при помощи датчика давления или регистратора давления измеряется рост давления. Создается график калибровки путем исследования реакции HCl с чистым реагентом CaCO_3 . Используя известную массу реагента CaCO_3 определяется отношение между ростом давления и объемом CaCO_3 в пробе. Так как все реакционные ячейки имеют индивидуальные особенности, это отношение будет определяться индивидуально для каждой ячейки. Таким образом, для получения точных результатов необходимо построение графика калибровки.

Содержание карбоната кальция в образце определяется путем обработки одного грамма высушенного образца HCl в реакционной ячейке. Полученные в результате увеличение давления замеряется и сравнивается с графиком калибровки для определения общей массы CaCO_3 в пробе.

Аппаратура, оборудование и материалы.

Кальциметр OFITE с манометром (152-95) оснащен манометром, установленным на реакционной ячейке. При использовании данной модели данной модели оператору необходимо следить за показаниями давления на манометре (рисунок 5.1).

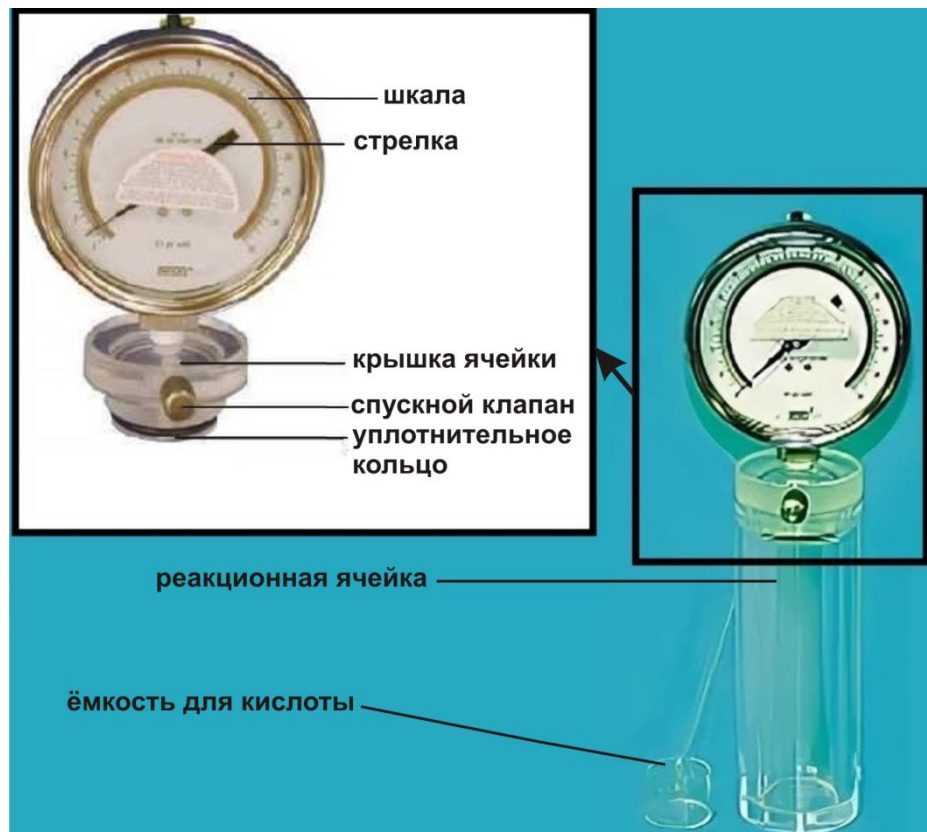


Рисунок 1.1 - Устройство кальциметра OFITE (152-95) для определения карбонатности горных пород

Порядок выполнения работы

Перед началом процедуры испытания убедитесь, что оборудование чистое и в хорошем рабочем состоянии. Проверьте, что в наличии есть график калибровки для данного устройства.

1. Возьмите пробу керна, бурового шлама или других твердых веществ для анализа. Проба должна быть сухой и в ней не должны присутствовать примеси. Образец породы высушивают при температуре 105 - 107°С до постоянной массы.
2. КERN тщательно растирают в ступе до получения порошкообразного состояния.
3. Берется навеска порошка (примерно 1.0-1.4 г) с точностью до 0.001 г.
4. Загрузите пробу в реакционную ячейку.
 - a. Открутите и снимите крышку ячейки. Извлеките из неё ёмкость для кислоты.
 - b. Осмотрите реакционную ячейку и крышку. Убедитесь, что они сухие и чистые.
 - c. Убедитесь, что уплотнительное кольцо ячейки и уплотнительное кольцо спускового крана в хорошем состоянии. Используйте легкую смазку для уплотнительных колец. Убедитесь, что все трубки и соединения герметичны и не протекают.
 - d. Удерживайте реакционную ячейку в горизонтальном положении и поместите листочек бумаги с пробой в нижнюю часть. Обмахните лист небольшой кисточкой, чтобы снять остатки пробы, затем уберите бумагу.
 - e. Наполните емкость для кислоты 20 мл. 10% соляной кислоты. Аккуратно поместите емкость в ячейку. Будьте осторожны, чтобы не пролить HCl и чтобы она не попала на пробу.
 - f. В ручную затяните крышку ячейки. Будьте осторожны, чтобы не пролить кислоту на пробу.
 - g. Откройте спускной клапан, чтобы получить нулевые показания давления. Затем плотно закройте клапан.

5. Верните ячейку обратно в вертикальное положение и начните отсчет времени испытания. Это будет началом реакции между HCl и CaCO₃

6. Через 30 секунд запишите давление как «Давления CaCO₃». Если проба содержит доломиты, то будет пауза, а затем второе медленное увеличение давления. Помешивайте содержимое реакционной ячейки и подождите достаточно времени, чтобы реакция закончилась. Реакция считается завершённой после прекращения роста давления. Это должно произойти в срок от 30 до 45 минут. Конечное значение давления - давление CaCO₃ + давление доломитов. Для расчета давления доломитов вычтите давление CaCO₃ (показания через 30 секунд) от общего давления (показания через 30-45 минут).

7. Смотрите график, приведённый ниже, для интерпретации показаний давления кальцита P_c и доломита P_d (рисунок 5.2).

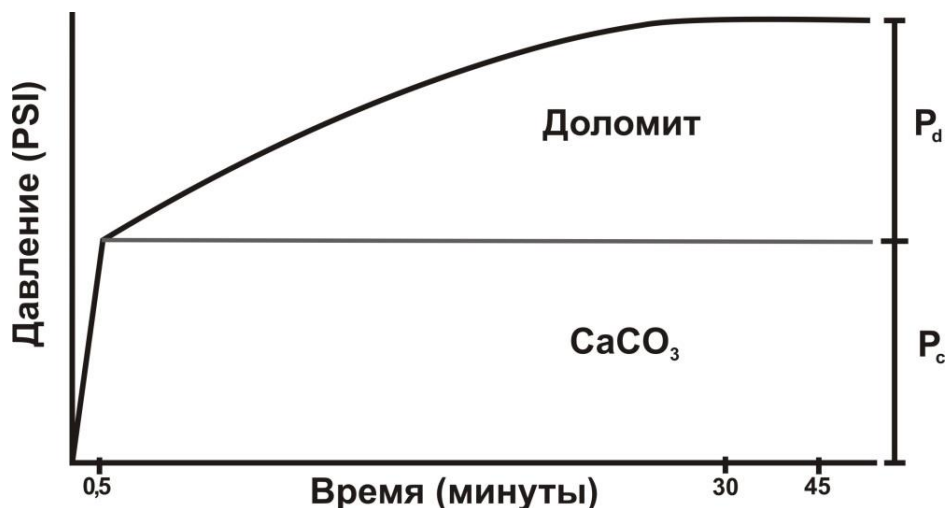


Рисунок 1.2 – График для интерпретации данных давлений кальцита и доломита

8. Для интерпретации показания давления используйте калибровочный график.

Создание калибровочного графика

Объем реакционной ячейки кальциметра определяет отношение между увеличением давления и объемом освобожденного CO₂. Это соотношение постоянно для заданной реакционной ячейки. График калибровки и рассчитанный калибровочный коэффициент используются для конвертации увеличения давления в процентное содержания карбоната кальция. Все точки калибровочной графика соответствуют 100% CaCO₃ (для данной массы пробы). Для создания графика калибровки можно использовать любое количество проб, Для точности рекомендуется следующее.

8.1. Подготовьте пять наборов проб одного вещества со следующей массой:

0.2 ± 0.01 г

0.4 ± 0.01 г

0.6 ± 0.01 г

0.8 ± 0.01 г

1.0 ± 0.01 г

8.2. Загрузите калибровочную пробу.

Выполните процедуру, описанную в разделе «Порядок выполнения работы», пункты 4 с подпунктами a-g, 5 и 6.

8.3. Наклоните ячейку, чтобы кислота вытекла из ёмкости на пробу. Аккуратно размешивайте содержимое ячейки, пока не получите постоянное давление. Это займёт не менее 10 минут. Следите за тем, чтобы реагирующие вещества находились в нижней части ячейки для предотвращения попадания кислоты в манометр или датчик давления. После начала реакции следите за быстроповышающимся давлением. Запишите пиковое давление с| точностью до 0.1 PSI (0.5 кПа), как давление CaCO₃ для данной массы пробы.

8.4. Повторите этапы 2 и 3 для каждой из имеющихся в наличии проб, которые вы приготовили на этапе 1.

8.4. Для каждой пробы создайте график на миллиметровке. На оси X откладываете граммы CaCO₃ и на оси Y - конечное давление в PSI. Проведите прямую линию через среднее значение точек. График на рисунке 5.3 показывает пример графика калибровки пробы.

8.5. Так как отношение между давлением и размером пробы линейное, вы можете считать, что график - это прямая линия с постоянным наклоном. Как показывает график (рисунок 5.3), наклон прямой 1.7 PSI / 0.1 г CaCO₃, или 17.1 PSI / 1.0 г CaCO₃, что дает наклон в 17. Это число и есть «average slope (средний уклон)» для данного оборудования. Это значение зависит от объема реакционной ячейки.

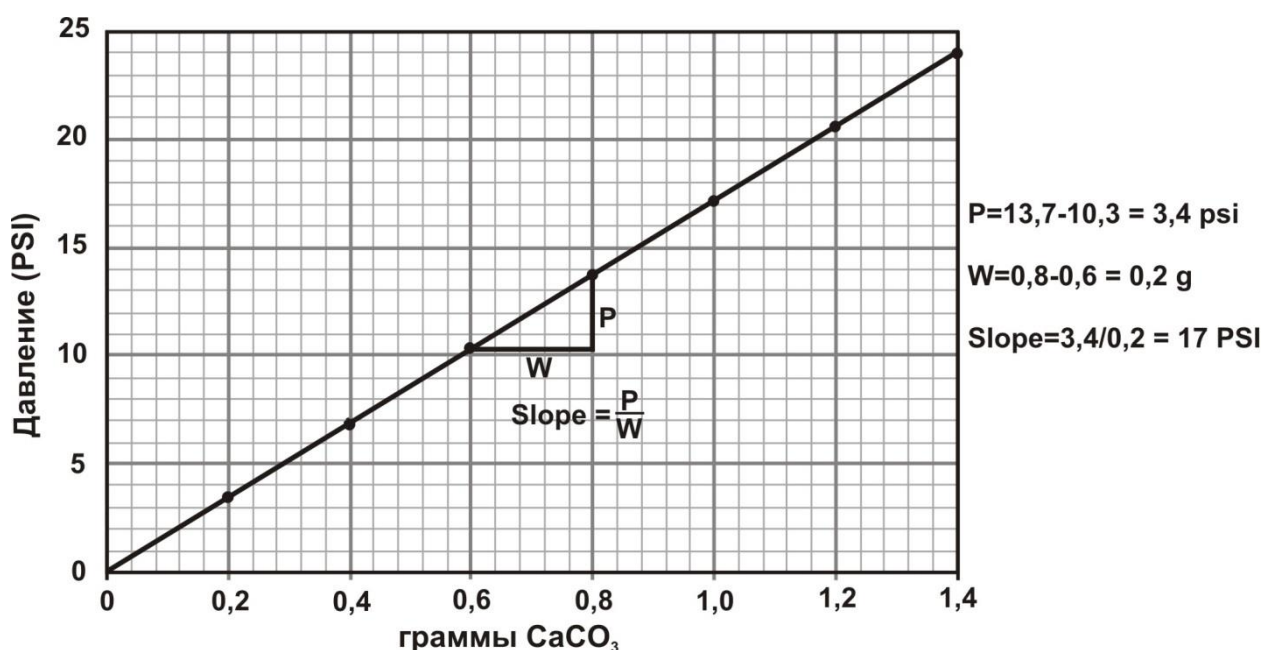


Рисунок 1.3 - График калибровки пробы

Как видно из приведенных ниже формул, наклон можно записать как «Cell Factor» для умножения показаний давления на непосредственно полученные процентное содержание карбоната кальция и доломита.

Как описано выше, Slope (Уклон) = 17 PSI для 1 г пробы, таким образом содержание кальцита и доломита в пробе определяется следующим образом

$$\% \text{CaCO}_3 = \frac{(\text{показание давления, PSI})(100)}{(1 \text{ г})(17)}$$

$$\% \text{Доломит} = \frac{(\text{общее давление} - \text{давление CaCO}_3)(0,92)(100)}{(1 \text{ г} \times 17)}$$

или

$$\% \text{доломита} = 6,57 \times (\text{общее давление} - \text{давление CaCO}_3)$$

Содержание отчета, форма и правила оформления отчета о выполненной работе.

В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование, методику и ход выполнения работы, порядок обработки полученных данных.

Результаты взвешивания образцов, замеренные давления и результаты процентного содержания кальцита и доломита записывают в таблицу 5.1.

Таблица 1.1 - Форма записи для расчета процентного соотношения CaCO₃ и доломита

Наименование величины	Обозначение	Результат
Масса взятого образца (порошка), граммы	M	
Давления CaCO ₃ , PSI	P _c	
Давление CaCO ₃ + давление доломитов, PSI	P _{общ.}	
Давления доломитов*, PSI	P _d	
% CaCO ₃		
% Dolomite		

* Давления доломитов = (Давление общее - Давление CaCO₃)

1. Рассчитайте процентное содержание CaCO₃ и доломита в пробе

Для значения «Slope» смотрите раздел «создание калибровочного графика».

$$\% \text{CaCO}_3 = \frac{(\text{показание давления, PSI})(100)}{(\text{масса пробы})(\text{Average Slope})}$$

$$\% \text{Dolomite} = \frac{(\text{общее давление} - \text{давление CaCO}_3)(100)(0.92)}{(\text{масса пробы})(\text{Average Slope})}$$

2. Наименование породы определите по классификации известково-доломитовых пород (С. Г. Вишняков, 1998)

Таблица 1.2 - Классификация известково-доломитовых пород (по С. Г. Вишнякову)

Порода	Содержание, %	
	CaCO ₃	CaMg(CO ₃) ₂
Известняк	95-100	0-5
Известняк доломитистый	75-95	5-25
Известняк доломитовый	50-75	25-50
Доломит известковый	25-50	50-75
Доломит известковистый	5-25	75-95
Доломит	0-5	95-100

При защите работы студент должен иметь отчет о выполненной работе и ответить на вопросы, предложенные преподавателем.

Вопросы для самопроверки:

1. Для решения каких задач определяется карбонатность?
2. Что понимают под карбонатностью горных пород? Каким образом рассчитывается коэффициент карбонатности
3. Какие приняты единицы измерения карбонатности пород?
4. Кальциметр OFITE с манометром (152-95): устройство установки, принцип действия.
5. В какой последовательности выполняются работы по определению процентного соотношения CaCO₃ и доломита?

б. Назовите величины, определяемые в процессе проведения работы.

Список литературы и ссылки на Интернет-ресурсы, содержащие информацию по теме: приведены в конце курса лекций под номером [1], [3], [11], [12], [13], [14], [15], [16].

Тема 3. Основы петрографии и литологии

Цель – Познакомиться с методами гранулометрических анализов

Знания и умения, приобретаемые студентом в результате освоения темы лабораторного занятия, формируемые компетенции или их части:

- знания: принцип проведения гранулометрического анализа;
- умения: приобретение практических навыков для проведения гранулометрического анализа обломочных пород комбинированным методом, включающим ситовой анализ и метод АзНИИ.

Теоретическая часть

Данные гранулометрического анализа можно использовать для правильной классификации породы, для восстановления условий осадконакопления, для косвенной характеристики коллекторских свойств и т.д. Кроме того, этот анализ может служить подготовительной стадией для минералогического анализа, поскольку выделяет из породы фракции, которые затем можно исследовать другими методами.

Трудности гранулометрического анализа заключаются в том, что многие крепко сцементированные породы невозможно дезинтегрировать на составляющие их обломочные зерна, которые можно было бы анализировать. О гранулометрическом составе таких пород судят по результатам изучения их в шлифах, т.е. производят косвенный гранулометрический анализ.

Гранулометрический состав песчаных пород изучается посредством ситового анализа. Более мелкозернистые породы изучаются различными гидравлическими методами. Эти методы основаны на разной скорости падения частиц разного размера в спокойной воде.

Производство гранулометрического анализа осуществляется чаще всего рассеиванием на ситах и отмучиванием в воде.

Ситовой анализ представляет собой простую операцию рассеивания анализируемой пробы на ситах с определенной величиной отверстия. Он применяется для выделения фракции крупнее 0.1 мм.

Существует несколько типов наборов сит. Наиболее распространенным является стандартный набор сит с отверстиями 1, 0.5, 0.25, 0.1, 0.05 мм. Он очень удобен, т.к. величина отверстий соответствует гранулометрической классификации обломочных пород.

Для просеивания сита собирают в колонку, в которой снизу вверх последовательно увеличивается размер отверстий. Снизу подставляют поддон, а сверху надевают крышку. Просеивание ведут вручную или на специальной машине – ротапе. При ручном просеивании сита надо двигать в горизонтальном направлении без подбрасывания. Время просеивания определяется опытно: через 10 минут снимают сито 0.1мм и на чистом листе бумаги просеивают отдельно: если через сито проходят зерна, просеивание следует продолжать. Обычно ручное просеивание длится около 15 минут.

После просеивания фракции, оставшиеся на ситах, взвешивают на технических весах, пересыпают в пакеты, на которых надписывают номер образца, размер фракции, ее вес, место отбора образца и фамилию исследователя.

Методы отмучивания применяют для анализа алевроитовых и глинистых пород, а так же соответствующих фракций более грубых пород. Они основаны на осаждении через определенный промежуток времени частиц породы крупнее заданного размера. Наиболее

распространены методы: двойного отмучивания Сабанина, пипеточный (Робинсона - Качинского), АзНИИ, комбинированный.

Метод заключается в последовательном отмучивании из суспензии глинистой фракции – первое отмучивание, а затем – мелкоалевритовой фракции (частицы размера 0.05-0.01мм) – второе отмучивание. Разделение их основывается на разной скорости падения частиц. При отмучивании следует вести контроль на правильность и чистоту отделения. Контроль осуществляется путем измерения под микроскопом зерен из слитой фракции.

Комбинированный метод применяется для пород, включающих не только песчаные, но и алевритовые и глинистые фракции. Он состоит из комбинации двух или даже трех методов: ситового анализа (разделение песчаных и более крупных фракций) и гидравлических методов – метода Сабанина или метода АзНИИ (разделение алевритовых фракций) и пипеточного (разделение глинистых фракций). При анализе обломочных пород чаще всего ограничиваются сочетанием первых двух методов.

Ниже приводится общая схема гранулометрического анализа обломочных пород комбинированным методом, включающая ситовой анализ и метод АзНИИ.

Аппаратура, оборудование и материалы.

Образцы песчано-алевритовых пород, технические весы с разновесами; набор стандартных сит; большой лист гладкой бумаги для сокращения пробы и сбора фракций с сит; бумажные пакетики для выделенных фракций; предметное стекло; микроскоп; бинокляр; восковой карандаш; сушильный шкаф; 10 % раствор соляной кислоты.

Порядок выполнения работы

Производство гранулометрического анализа.

1.Отмучивание осадка в цилиндрическом сосуде. Цилиндрический сосуд, в который переносили мутную воду, полученную при дезинтеграции образца в фарфоровой чашке, наполнить водой до отметки 20см и тщательно перемешать стеклянной палочкой или струей воды из шланга. Движения стеклянной палочки не должны быть круговыми, чтобы суспензия не приобрела вращательного движения, при котором оседание алевритовых частиц будет сильно замедлено по сравнению с расчетным.

Через 30 мин (лучше по песочным часам) жидкость слить резиновым шлангом до отметки 0 вместе с частицами размером <0.01мм, более крупные частицы останутся на дне сосуда. Отмучивание производить до тех пор, пока вода в сосуде до отметки 0 не освободится от взвешенных частиц (станет совершенно прозрачной). Чистый осадок осторожно (смывая его с помощью груши) перенести в фарфоровую чашку.

2. Высушивание образца. Осадок в фарфоровой чашке высушить в термостате до постоянного веса. Под микроскопом или бинокляром проверить степень дезинтеграции образца.

Ситовый анализ

После просушки отмытой породы разделить ее на фракции путем просеивания через колонну сит с выделением фракций: более 1.0 мм, 1.0-0.5 мм, 0.5-0.25 мм, 0.25-0.1 мм, 0.1-0.01 мм. Фракция менее 0.01 мм определяется путем вычитания из навески веса всех фракций.

Взвешивание всех фракций произвести с точностью до 0.01г.

Процентное содержание фракций определяется по формуле:

$$\% = \frac{A_n 100}{A},$$

где A_n – вес данной фракции, г.; A – вес навески, г

Истолкование данных гранулометрического анализа.

Истолкование данных гранулометрического анализа сводится к уточнению названия породы ("песчаник", "алевролит", "глина" и т.д.), более полной характеристике ее структуры - зернистости ("крупнозернистый", "тонкозернистый" и т. д.), степени сортировки и к определению условий образования. Название породы дается по обычным

правилам номенклатуры - по преобладающей части породы или фракции, составляющей более 50% ее веса. Степень отсортированности определяется по форме кривых распределения, значениям гранулометрических коэффициентов, которые рассматриваются в методических указаниях "Графическая обработка данных гранулометрического анализа".

Содержание отчета, форма и правила оформления отчета о выполненной работе.

В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование, методику и ход выполнения работы, порядок обработки полученных данных. Используя методические указания необходимо дать точное наименование породы по гранулометрическому составу. Полученные данные должны быть сведены в таблицу 7.1.

Таблица 2.1 — Гранулометрический состав пород

N № обр.	Гранулометрический состав (размер фракций, мм)							Название породы
	1.6— 1	1 -0.5	0.5-0.25	0.25-0.1	0.1-0.05	0.05-0.01	< 0.01	

Вопросы для самопроверки:

- 1.Что такое гранулометрический состав и его классификационное значение.
2. Какие методы гранулометрического анализа Вы знаете?
3. Напишите размеры каждой фракции, которые Вы получите при рассеивании на ситах и дайте ей название.

Тема 4. Состав и свойства пластовых флюидов

Цель – Научиться определять коэффициент пористости на учебном гелевом порозиметре НЕР-Е.

Знания и умения, приобретаемые студентом в результате освоения темы лабораторного занятия, формируемые компетенции или их части:

- знания: принцип работы на учебном гелевом порозиметре НЕР-Е;
- умения: приобретение практических навыков для определения коэффициента пористости на учебном гелевом порозиметре НЕР-Е

Теоретическая часть

Гелиевый порозиметр НЕР-Е предназначен для прямого измерения при изотермических условиях скелетного объема образца в измерительной камере.

По прямым измерениям скелетного объема может быть определена пористость и минералогическая плотность образцов с известным весом.

Полный объем (Bulk volume): геометрический объем образца, рассчитываемый из его длины и диаметра.

Скелетный объем (Grain volume): объем твердых частиц образца.

Поровый объем (Pore Volume): объем связанных пор образца, в которые может проникнуть газ.

Пористость (Porosity): определяется как отношение порового объема к полному объему:

$$\text{Пористость} = \frac{\text{Поровый_объем}}{\text{Полный_объем}}, \quad (3.1)$$

$$\text{Поровый_объем} = \text{Полный_объем} - \text{Скелетный_объем}, \quad (3.2)$$

$$\text{Пористость} = \frac{\text{Полный_объем} - \text{Скелетный_объем}}{\text{Полный_объем}}. \quad (3.3)$$

Закон Бойля-Мариотта используется для расчета скелетного и порового объемов на основании двух измерений давления известных масс гелия. Газ изначально находится в эталонной камере известного объема при заданном давлении, а затем расширяется в рабочую камеру с образцом (кернадержатель). По закону Бойля-Мариотта:

$$\frac{P_{\text{ref}} * V_{\text{ref}}}{T_{\text{ref}}} = \frac{P_{\text{exp}} * V_{\text{exp}}}{T_{\text{exp}}}, \quad (3.4)$$

где P_{ref} - начальное давление газа в эталонной камере, V_{ref} - начальный объем газа; T_{ref} - начальная температура газа; P_{exp} - давление после расширения газа; V_{exp} - объем после расширения газа; T_{exp} - температура газа после расширения.

Температура предполагается постоянной в ходе эксперимента, $T_{\text{ref}}=T_{\text{exp}}$.

$$P_{\text{ref}} * V_{\text{ref}} = P_{\text{exp}} * V_{\text{exp}}. \quad (3.5)$$

Принцип работы гелиевого порозиметра НЕР-Е:

Измерение производится в тот момент, когда давление в рабочей камере и стандартной камере заданного объема выравнивается. Давление в камере составляет порядка 14 бар. Рабочая камера с образцом остается изолированной до момента открытия клапана и начала течения газа в стандартную камеру.

Установка для определения коэффициента пористости (схема - рисунок 3.1, общий вид рисунок 3.2).

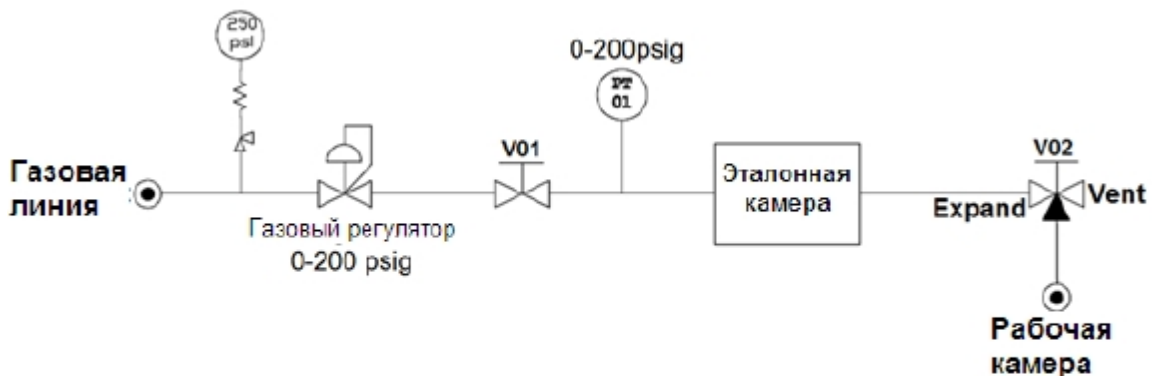


Рисунок 3.1 – Принципиальная схема установки для измерения пористости



Рисунок 3.2 – Общий вид прибора для измерения пористости
Составные части прибора:

Газовый регулятор, подсоединяемый к газовой линии в лаборатории
 Предохранительный клапан в газовой линии
 Эталонная камера (калиброванная на заводе)
 Рабочая камера для образца керна
 Кран V01 для отсечения подачи газа в прибор
 Датчик давления для измерения давления в эталонной и рабочей камерах
 Кран V02 для соединения/отсечения камер друг от друга.
 Рассмотрим порядок выполнения лабораторной работы.

На первом шаге: кран V02 закрыт для разделения камер. Кран V01 открыт для нагнетания газа в эталонную камеру с давлением P_{ref} . Объем V_{ref} включает в себя эталонную камеру плюс соединительные трубки.

На втором шаге: кран V02 открывается (положение Expand) для расширения газа в рабочую камеру. В результате газ расширяется в рабочую камеру и заполняет поры находящего в ней образца. Так как в гранулы образца газ проникнуть не может, то объем рабочей камеры оказывается меньше на их объем V_{grain} . Тогда для объема получим:

$$V_{exp} = V_{ref} + (V_{matrix} - V_{grain}), \text{ а} \quad (3.6)$$

можно записать как:

$$V_{grain} = V_{ref} + V_{matrix} - V_{exp}, \text{ б} \quad (3.7)$$

где V_{ref} – объем рабочей камеры; V_{grain} – объем гранул образца; V_{matrix} – объем дисков (для калибровки).

Заменим V_{exp} в законе Бойля-Мариотта $P_{ref} * V_{ref} = P_{exp} * V_{exp}$ в *b* и получим:

$$V_{grain} = (V_{ref} + V_{matrix}) - \frac{P_{ref}}{P_{exp}} * V_{ref} \text{ в} \quad (3.8)$$

P_{ref} и P_{exp} считываются с цифрового манометра. V_{ref} , V_{matrix} и V_{dead} определяются в ходе калибровки прибора.

Ввод данных

Выберите файл «template.xls». Скопируйте его в новый файл и назовите, например, по текущей дате.

Введите данные в таблицу:

Sample name (столбец B)

Введите имя образца. В расчетах не используется.

Operator (столбец G)

Введите имя оператора. В расчетах не используется.

Comment 1 and 2 (столбцы H, I)

Введите комментарии (например, глубину, номер скважины и т.п.). В расчетах не используется.

Sample diameter (столбец C)

Введите диаметр образца в мм, измеренный при помощи штангенциркуля.

Неточность в измерении приведет к неточности в результатах эксперимента.

Образец неправильной формы даст непредсказуемый результат.

Sample length (столбец D)

Введите длину образца в мм, измеренную при помощи штангенциркуля.

Неточность в измерении приведет к неточности в результатах эксперимента.

Образец неправильной формы даст непредсказуемый результат.

После ввода автоматически будет рассчитан общий объем.

Dry Weight (столбец E)

Введите сухой вес образца в граммах. Неточное значение повлияет на расчетную плотность.

Пример таблицы с данными образца (таблица 3.1):

Таблица 3.1 Пример таблицы с данными образца

Sample № Номер образца	Sample name Наименование Образца	Operator Оператор	Comment Комментарии	Comment2 Комментарии2	Comment3 Комментарии3	Sample Dia (mm) Диаметр образца	Sample Length (mm) Высота образца	Bulk Vol (ml) Полный объем	Dry Weight (g) Сухой Вес
1	Sample 01	JFM	Sandstone	Berea		30	38	7.5	25.6

Date Time of test (столбец F)

Введите дату и время эксперимента. В расчетах не используется.

MatrixType (от 1 до 4) (столбец P)

Необходимо указать для соответствия калибровке.

Для стандартной модификации HeP поставляется рабочая камера, подходящая для образцов диаметром до 38 мм. В этом случае укажите Matrixtype=2.

Если используется вставка для образцов диаметров 1", то укажите тип Matrixtype=1. Остальные типы могут использоваться, например, для камер для полноразмерных образцов керна.

Задания.

Удостовериться перед работой, что все краны закрыты: на всех порозиметрах краны закрыты (находятся в положении OFF), ручка на настенной панели выкручена против часовой стрелки.

Открыть баллон с гелием. Левый манометр показывает давление в баллоне. Правый должен быть выставлен на значении 12-13 бар.

Процедура измерения

1. Открыть баллон Гелия;
2. Измерить и занести в Excel P Atm при открытой рабочей камере и открытом кране 2 (EXPAND), после замера закрыть кран V02 (CLOSE)
3. Измерить диаметр и высоту образца. Загрузить образец в рабочую камеру. Для более точных результатов использовать калибровочные диски (при использовании занести номер калибровочного диска в таблицу)
4. Открыть (запустить газ в эталонную камеру) и закрыть кран V01 . Удостовериться, что давление на манометре находится в диапазоне 190-200-210 psi. После стабилизации давление внести Pref в Excel.
5. Открыть кран V02 в положение EXPAND (подаем газ в рабочую камеру).
6. Дождаться стабилизации давления. Считать значение давления Pexр с манометра.
7. Ввести значение Pexр в отчет.
8. Запишите данные в файл отчета, сохраните и закройте его.
9. Переключите кран V02 в положение VENT (таким образом сбрасывается давление газа). Далее переключить кран V02 в положение CLOSE.
10. Откройте крышку рабочей камеры.
11. Выгрузите образец (и, если использовались) калибровочные диски.
12. Протрите уплотнительное кольцо (пальцем) и рабочую камеру.
13. Прикрутите крышку камеры обратно, но не затягивайте ее.

В случае расчета пористости нескольких образцов, можно пропустить пункт замера Patm.

Окончание работы

1. Если планируется перерыв на 1-2 часа, то можно просто закрыть вентиль на баллоне с азотом.

2. Если планируется перерыв на сутки и более - закрываем вентиль на баллоне с азотом, кран V02 плавно в положение EXPAND, далее кран V01 в положение ON (выпустить газ из трубок и камер). Далее краны закрыть: кран V01 OFF и кран V02 (CLOSE)

Результаты расчетов

Результаты расчетов появятся автоматически после заполнения требуемых ячеек ввода.

Столбец O (grain volume): скелетный объем.

Столбец R (grain density): плотность образца. Это значение может проверено по справочнику для соответствующей породы. Например, для песчаника плотность обычно 2,65 г/мл.

Столбец P и Q (Pore volume and porosity): объем пор и пористость.

Столбец S (Pref/Pexp): отношение давлений газа. Должно быть в диапазоне от 1.3 до 5. Подробнее смотрите в следующем разделе.

Столбец AC (last calibration involved): дата проведения калибровки. Калибровка должна регулярно проверяться.

Вопросы для самопроверки

1. Дайте определение «коэффициента пористости».
2. Какие виды объема используются при проведении лабораторной работы. Как они соотносятся между собой?
3. Дайте характеристику закону Бойля-Мариотта, используемого для расчета скелетного и порового объемов на основании двух измерений давления известных масс гелия.
4. Каково устройство и принцип действия установки для измерения коэффициента пористости?
5. Какие величины необходимы для расчета коэффициента динамической пористости?
6. Охарактеризуйте порядок (по шагам) выполнения лабораторной работы по определению коэффициенту пористости.
7. Охарактеризуйте процедуру измерения.

Тема 5. Условия залегания нефти, природного газа и пластовой воды в земной коре

Цель – Ознакомиться с методикой и последовательностью измерения абсолютной газопроницаемости пород-коллекторов при стационарной фильтрации с линейным направлением потока газа для получения информации о фильтрационных свойствах изучаемых пород.

Знания и умения, приобретаемые студентом в результате освоения темы лабораторного занятия, формируемые компетенции или их части:

- знания: принцип работы на УСТАНОВКЕ GPE-30;
- умения: приобретение практических навыков для определения абсолютной газопроницаемости пород-коллекторов при стационарной фильтрации с линейным направлением потока газа для получения информации о фильтрационных свойствах изучаемых пород.

Теоретическая часть

Проницаемость – это свойство горных пород пропускать сквозь себя флюиды, т.е. жидкости, газы и их смеси при наличии перепада давления. Различают абсолютную (физическую) и эффективную (фазовую) проницаемости.

Абсолютная проницаемость – это проницаемость породы в случае фильтрации через неё однородной жидкости или газа, инертных по отношению к поверхности твёрдой фазы. Фазовая проницаемость – это способность пород, насыщенных смесью нефти, газа и воды или любой другой неоднородной жидкости, пропускать отдельные её фазы.

Для определения абсолютной проницаемости горных пород существуют различные приборы. Однако принципиальные схемы их устройства одинаковы – все они состоят из одних и тех же основных элементов. Различие этих установок заключается в том, что они могут быть предназначены для измерения проницаемости при:

- больших давлениях (моделирование пластовых условий);
- малых давлениях;
- вакуумировании;
- использовании газа;
- использовании жидкости.

В нефтегазопромысловой геологии применяется оценочная классификация песчано-алевритовых коллекторов нефти и газа А. А. Ханина (таблица 4.1). В соответствии с этой классификацией породы с абсолютной межзерновой проницаемостью по газу меньше 0,1 мД отнесены к неколлекторам, т. е. к таким, в которых нефть, если и присутствует, то не может быть извлечена.

По абсолютной проницаемости породы–коллекторы подразделяются на 6 классов:

Таблица 4.1 - Оценочная классификация песчано-алевритовых коллекторов нефти и газа (по А. А. Ханину, 1969)

Класс	Проницаемость по газу, 10^{-12} мкм ²	Проницаемость
1	>1	Очень высокая
2	0,5-1	Высокая
3	0,1-0,5	Средняя
4	0,01-0,1	Пониженная
5	0,001-0,01	Низкая
6	<0,001	Обычно не имеет промышленного значения

Изучение проницаемости позволяет:

- определять кондиционные пределы параметров продуктивных пород;
- прогнозировать при проектировании разработки характер и темп включения в работу различных частей залежи и соответственно процесс обводнения скважин и добываемой продукции из залежи в целом;
- оценивать охват пластов воздействием, выявлять участки, не вовлеченные в разработку, и обосновать мероприятия по улучшению использования недр.

Прибор GPE предназначен для общего анализа керна. При помощи расходомера и дифференциального датчика давления измеряются расход газа и падение давления на выходе из образца, что позволяет рассчитать проницаемость.

Расчет проницаемости использует закон Дарси, который для жидкостей при стационарных условиях, вязкости и ламинарном потоке выражается как:

$$k = \frac{\mu QL}{S \Delta P}, \quad (4.1)$$

где k – проницаемость по жидкости (Д, дарси); μ – вязкость насыщающей жидкости (Сп, сантипуаз); Q – скорость потока жидкости (мл/с); L – длина образца (см); S – площадь поперечного сечения образца (см²); ΔP – перепад давления на входе и выходе образца.

Выражение для проницаемости по газу отличается из-за сжимаемости газа. По мере приближения газа к выходу из образца, его давление снижается, объем увеличивается и, следовательно, растет скорость потока.

Закон Дарси для идеального горизонтального ламинарного потока газа при стабильных изотермических условиях выражается как:

$$k_{газ} = \frac{2\mu ZTP_б LQ_б}{ST_б(P_1^2 - P_2^2)}, \quad (4.2)$$

где $k_{газ}$ – проницаемость по газ (Д, дарси); μ – вязкость газа (Сп, сантипуаз); Z – коэффициент сжимаемости газа; T – средняя температура потока газа; $P_б$ – базовое или атмосферное давление; L – длина образца керна (см); $Q_б$ – атмосферный поток газа (см³/с) при базовом давлении $P_б$; S – площадь поперечного сечения образца (см²); $T_б$ – базовая температура (окружающей среды); P_1, P_2 – соответственно, входное и выходное давления.

Если базовая температура равна средней температуре потока газа, а коэффициент Z равен 1 (что допустимо для азота при обычных условиях) и так как падение давления $\Delta P = P_1 - P_2$, а среднее давление $P_{cp} = (P_1 + P_2)/2$, то выражение (8.2) можно записать как:

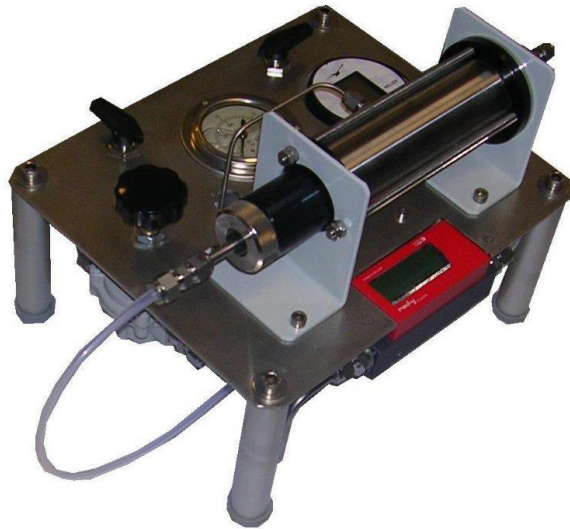
$$k_{газ} = \frac{\mu P_б L Q_б}{S \Delta P P_{cp}}, \quad (4.3)$$

где μ – вязкость газа (Сп, сантипуаз); $Q_б$ – атмосферный поток газа (см³/с) при; $P_б$ – базовое или атмосферное давление; ΔP – разница давления; P_{cp} – среднее давление газа; L – длина образца керна (см); S – площадь поперечного сечения образца (см²).

Данное выражение используется для расчета проницаемости по азоту при условии ламинарного потока.

Оборудование и материалы.

Общий вид установки для определения газопроницаемости показана на рисунке 4.1.



При стационарной фильтрации источником давления служит баллон с газообразным азотом.

Рисунок 4.1 – Прибор измерения проницаемости по газу

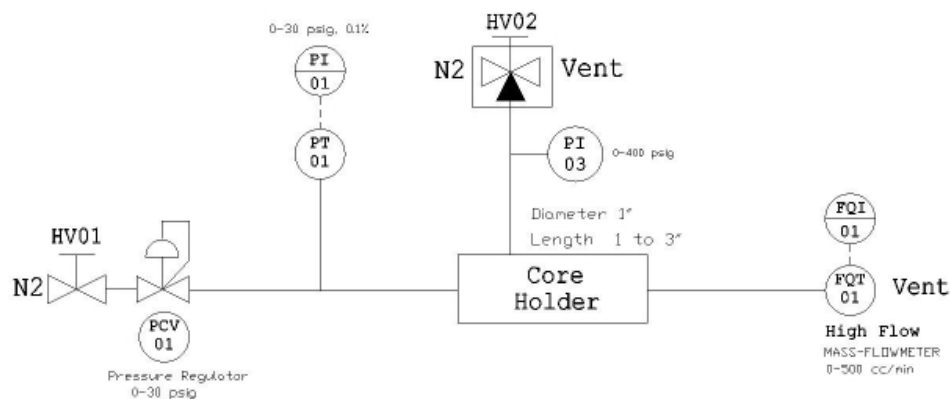


Рисунок 4.2 – Схема установки газового пермеаметра GPE-30.

Техника безопасности.

Приступать к обслуживанию и эксплуатации оборудования можно только после полного обеспечения безопасности персонала.

Доступ к оборудованию должен иметь только специально обученный персонал, обладающий соответствующим опытом работы.

Если при измерении не наблюдается стабилизация давления на достаточно проницаемом образце, то это может свидетельствовать о наличии утечки. Перед проверкой убедитесь в хороших условиях измерения:

1. Стабильность температуры, расположение прибора и т.д.
2. Убедитесь, что давление падает не из-за естественных причин (например, низкой проницаемости образца).

При работе со сжатыми и сжиженными газами необходимо строго следовать инструкции по безопасной эксплуатации баллонов и сосудов, работающих под давлением и вакуумом. Инструкция должна быть вывешена на рабочем месте.

Запрещается отбор газа из баллона без редуктора!

Запрещается оставлять без присмотра баллон с незакрытым вентилем или с неослабленным регулировочным винтом редуктора.

При достижении в баллоне остаточного давления 0,1 - 0,15 мПа необходимо

прекратить работу, закрыть вентиль, снять редуктор, навернуть заглушку на штуцер вентили. Выпускать газ из баллона запрещается.

При наличии повреждений корпуса (трещин, вмятин, выпуклостей) или вентили, запотевания в сварных швах, течи в заклепочных и болтовых соединениях, разрыва прокладок или по истечении срока очередного освидетельствования пользоваться баллоном запрещается.

Эксплуатацию баллонов следует немедленно прекратить при:

- повышении давления в сосуде выше допустимого;
- обнаружении повреждений корпуса и соединений;
- неисправности манометра и невозможности определить давление другими приборами;
- возникновении пожара.

При обслуживании лабораторных приборов и сосудов, работающих под давлением, необходимо пользоваться предохранительными масками, очками или другими приспособлениями.

Задания.

В самом начале работы:

1. Подсоедините электропитание и включите главный выключатель на задней панели. Для получения точных результатов датчик давления следует «прогреть» около получаса.

2. Открыть краны в шкафу (азот). Выставляем на манометре крайнем правом 20 бар (максимум 27) , на крайнем левом (для азота) – 7 бар. Манометр по центру показывает давление в баллоне. На настенном щите крайний левый показывает давление в баллоне с азотом); На втором выставить давление 2 бар.

3. Перед извлечением образца убедитесь, что в давление сброшено: (переключатель ON/OFF в положение OFF, а кран PRESSURE / VENT в VENT), а вентиль регулятора давления выкручен против часовой стрелки.

4. Зафиксировать атмосферное давление;

5. Замерить диаметр и высоту образца. Поместите образец в кернодержатель, закрутите регулировочный болт до контакта с торцом образца.

6. Поверните ручку CONFINING / VENT в положение CONFINING, чтобы подать обжимное давление.

7. Ручку регулятора давления до предела заверните против часовой стрелки.

8. Переключите кран ON / OFF в положение ON.

9. Закручивая ручку регулятора давления (почасовой стрелке) плавно поднимаем давление азота до достижения нужного расхода и разности давлений (3-4 показания, допустим через 5 psig)

10. После стабилизации значений расхода и давления зафиксируйте окончательный результат.

11. Введите отображаемое значение давления и расхода в файл XLS. Считайте результат в колонке R (Ka- величина проницаемости по газу).

10. Поверните выключатель в положение OFF.

12. Плавно установите кран обжима в положение VENT (сброс обжимного давления);

13. Извлеките образец.

14. Введите данные нового образца и поместите его в кернодержатель.

Содержание отчета.

В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование, методику и ход выполнения работы, порядок обработки полученных данных, характеристику коллектора по классификации А.А. Ханина.

Исходные данные и результаты определений абсолютной газопроницаемости

образца керна на учебном пермеамetre GPE-30 записываются по форме, приведенной в таблице 8.2 (форма таблицы приведена ниже).

При защите работы студент должен иметь отчет о выполненной работе и ответить на вопросы, предложенные преподавателем.

Проведение расчета

Вязкость азота рассчитывается автоматически из формулы Sutherland в шаблоне XLS в зависимости от температуры при эксперименте:

$$\mu = \mu_o(a/b)(T/T_o)^{3/2}, \quad 4.4$$

Расход (скорость потока) Q в мл/с считывается с датчика на консоли прибора.

Размеры образца: диаметр в мм и высота образца в мм измеряются вручную и указываются в файле XLS на вкладке "INFO" в колонках C и D соответственно (для каждого образца).

Атмосферное давление P_b измеряется при помощи барометра и записывается файл XLS в psi на вкладке "CONTROL" (строка 5, столбец E).

Дифференциальное давление ΔP (psid) равно разности давлений на входе и выходе образца.

$$\Delta P = P_1 - P_2$$

Для ΔP менее 8 psid дифференциальное давление можно считать непосредственно с датчика (при условии его предварительного обнуления). Пересчет единиц измерения (psi → атм) проводится автоматически.

$$\text{Если противодействие не используется, то } P_1 = \frac{\Delta P(\text{psid})}{14,695949} + P_b(\text{atm}) \quad P_2 = P_b(\text{atm})$$

Отсюда значение ΔP точнее, чем P_1 (3 знака вместо 2).

Среднее давление P_m находится из формулы

$$P_m = \frac{P_1 + P_2}{2} \text{ (атм),}$$

где P_1 и P_2 - рассчитаны на предыдущем шаге.

Фунт/кв. дюйм / pound square inches (psi) = 0,68 atmosphere = 0,07 кгс/см².

Для перевода используемых в практике единиц измерения при определении проницаемости в единицы СИ используют соотношения, которые при водятся в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Единицы измерения

Измеряемая величина	Обозначения	Единицы, применяемые при определении проницаемости	Единицы системы СИ
Проницаемость	Кпр	1 дарси	$0,9869 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 = 1 \text{ мкм}^2$
Проницаемость	Кпр	1 миллидарси	10^{-3} мкм^2
Расход	Q	1 см ³ /сек	
Площадь	F	1 см ²	$1 \text{ см}^2 = 10^{-2} \text{ м}^2$
Длина	L	1 см	$1 \text{ см} = 10^{-2} \text{ м}$
Давление	P	1 атм	$1,01325 \cdot 10^5 \text{ Па} = 10 \text{ МПа}$
Давление	P	1 psi	$1 \text{ psi} = 0,00689 \text{ МПа}$
Вязкость (динамическая)	μ	1 сантипуаз	$1 \text{ Сантипуаз [сП]} = 0,01 \text{ П} = 0,001 \text{ Па} \cdot \text{с}$

При защите работы студент должен иметь отчет о выполненной работе и ответить на вопросы, предложенные преподавателем.

Вопросы для самопроверки.

1. Что понимают под проницаемостью горных пород?
2. Какие приняты единицы измерения проницаемости пород?
3. Какие существуют методы определения коэффициента проницаемости пород?
4. Приведите характеристику А.А. Ханина.
5. Какие задачи можно решить в нефтегазопромисловой геологии используя данные по проницаемости продуктивных пластов?
6. На использовании какого закона основан метод определения газопроницаемости пород? Приведите формулу закона, величины в нее входящие, их размерности.
7. Охарактеризуйте закон движения горизонтального потока газа при стабильных изотермических условиях и выражение, используемое для расчета проницаемости в данной работе. Чем они отличаются?
7. Устройство установки GPE-30. Какие элементы включает установка для определения проницаемости пород?
8. Принцип действия установки GPE-30. В какой последовательности выполняются работы по определению коэффициента газопроницаемости пород?
9. Назовите величины, определяемые в процессе проведения работы.

Список литературы.

ГОСТ 26450.2-85 «Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации»

Тема 6. Залежи природных углеводородов в природном состоянии

Цель – Ознакомиться с методикой и последовательностью измерения проницаемости пород-коллекторов цилиндрических образцов горной породы по жидкости при комнатной температуре и пластовом давлении обжима..

Знания и умения, приобретаемые студентом в результате освоения темы лабораторного занятия, формируемые компетенции или их части:

- знания: принцип работы на ЖИДКОСТНОМ ПЕРМЕАМЕТРЕ LIQPERM;
- умения: приобретение практических навыков для определения проницаемости цилиндрических образцов горной породы по жидкости на жидкостном пермеатре liqperm

Теоретическая часть

Проницаемость – это свойство горных пород пропускать сквозь себя флюиды, т.е. жидкости, газы и их смеси при наличии перепада давления. Различают абсолютную (физическую) и эффективную (фазовую) проницаемости.

Абсолютная проницаемость – это проницаемость породы в случае фильтрации через неё однородной жидкости или газа, инертных по отношению к поверхности твёрдой фазы. Фазовая проницаемость – это способность пород, насыщенных смесью нефти, газа и воды или любой другой неоднородной жидкости, пропускать отдельные её фазы.

Жидкостной пермеатр LIQPERM - компактный настольный аппарат, специально сконструированный для работы в учебных лабораториях для измерения проницаемости цилиндрических образцов горной породы по жидкости при комнатной температуре и пластовом давлении обжима. Аппарат должен обеспечивать измерение 1-фазной проницаемости и выполнять эксперименты по изменению проницаемости при воздействии на керн химреагентов, исследования совместимости вод с различной минерализацией. Аппарат должен обеспечивать измерение проницаемости по жидкости на цилиндрических образцах горных пород при комнатной температуре и давлении обжима до 28 бар.

Прибор LIQPERM предназначен для общего анализа керна. При помощи расходомера и дифференциального датчика давления измеряются расход газа и падение давления на выходе из образца, что позволяет рассчитать проницаемость.

Расчет проницаемости использует закон Дарси, который для жидкостей при стационарных условиях, вязкости и ламинарном потоке выражается как:

$$k = \frac{\mu QL}{S\Delta P}, \quad 5.1$$

где k – проницаемость по жидкости (Д, дарси); μ – вязкость насыщающей жидкости (Сп, сантипуаз); Q – скорость потока жидкости (мл/с); L – длина образца порового пространства (см); S – площадь поперечного сечения образца (см²); ΔP – перепад давления на входе и выходе образца.

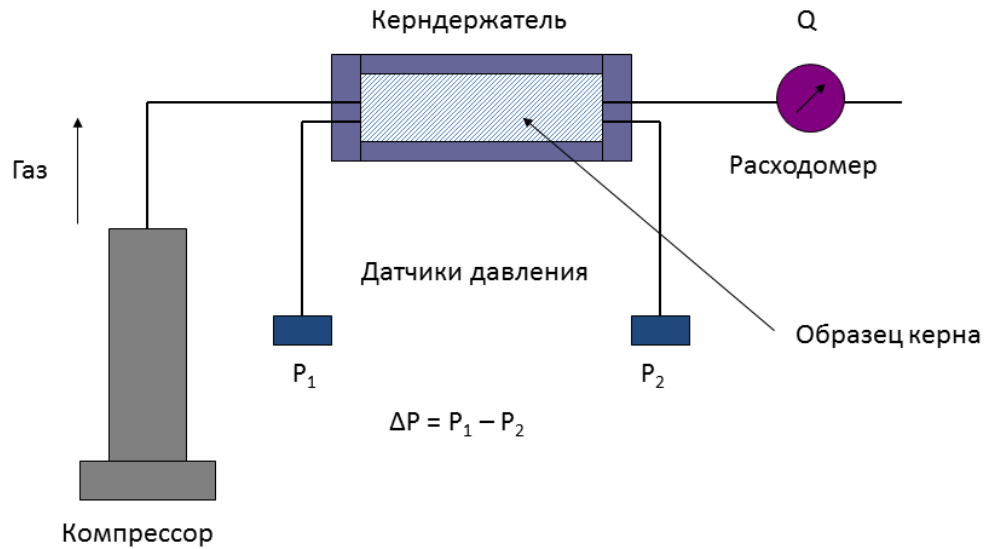


Рисунок 5.1 – Схема измерения проницаемости жидкости

Аппаратура, оборудование и материалы.

Принципиальная схема установки для определения цилиндрических образцов горной породы по жидкости на жидкостном пермеамetre LIQPERM показана на рисунках 5.1 - 5.3.

При стационарной фильтрации источником давления служит баллон с газообразным азотом. (Газ очищают от паров воды и загрязняющей пыли с помощью фильтра и хлористого кальция).



Рисунок 5.2 - Принципиальная схема установки для определения цилиндрических образцов горной породы по жидкости на жидкостном пермеамetre LIQPERM

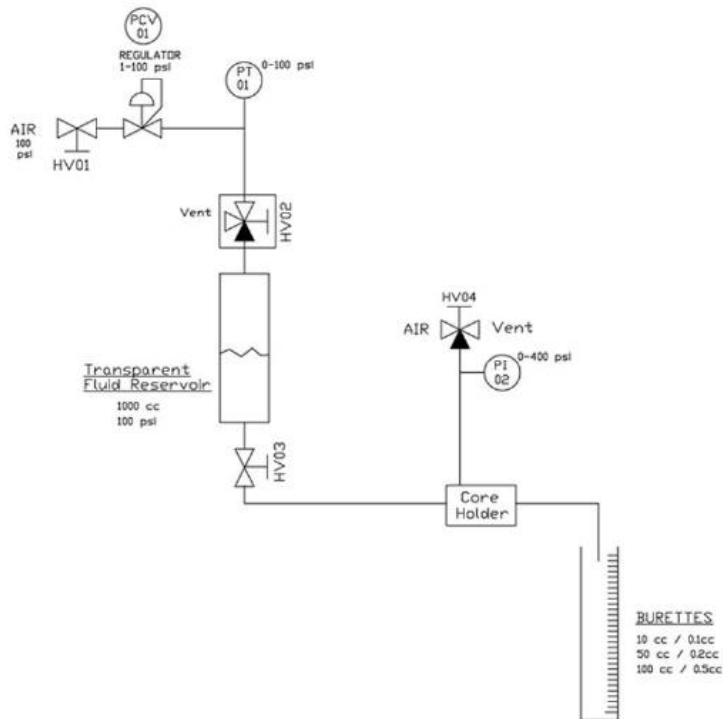


Рисунок 5.3 – Схема установки жидкостного пермеметра LIQPERM

Указания по технике безопасности

Приступать к обслуживанию и эксплуатации оборудования можно только после полного обеспечения безопасности персонала.

К оборудованию должен быть обеспечен ограниченный доступ (только специально обученный персонал, обладающий соответствующим опытом работы).

Если при измерении не наблюдается стабилизация давления на достаточно проницаемом образце, то это может свидетельствовать о наличии утечки. Перед проверкой убедитесь в хороших условиях измерения:

1. Стабильность температуру, расположение прибора и т.д. (см. предыдущие разделы).
2. Убедитесь, что давление падает не из-за естественных причин (например, низкой проницаемости образца).

Порядок выполнения работы

1. Открыть краны в шкафу (азот) и на щите (в самом начале работы);
2. Фильтруемую жидкость поместить в буферную емкость, оснащенную крышкой с уплотнительными элементами, а также двумя портами для подачи газа и отвода жидкости.

ВАЖНО! Обязательно плотно зафиксировать крышку стержнем.

3. Перед загрузкой образца убедитесь, что давление сброшено: (переключатель ON/OFF в положение OFF, а кран PORE PRESSURE / VENT в VENT, ручка регулятора давления (REGULATOR) до предела завёрнута против часовой стрелки).
4. Замерить диаметр и высоту образца.
5. Поместить образец в кернодержатель, закрутить регулировочные болты до контакта с торцом образца.
6. Повернуть ручку CONFINING / VENT в положение CONFINING, чтобы подать обжимное давление.
7. Повернуть ручку PORE PRESSURE / VENT в положение PORE PRESSURE для измерения порового давления.
8. Переключить на панели управления прибора кран ON / OFF в положение

ON.

9. Открыть кран Swagelok на буферной ёмкости для осуществления подачи жидкости кернодержатель.
10. Поставить ёмкость под выходную трубку для сбора жидкости до установления стабилизации её расхода.
11. Закручивая ручку регулятора давления (почасовой стрелке) плавно поднимите давление азота до достижения равномерности потока жидкости из выходной трубки
12. Давление жидкости на входе в образец керна измеряйте встроенным манометром.
13. После стабилизации расхода жидкости включить секундомер и сразу же подставить мерную колбу (50/100 мл).
14. Ввести в таблицу объём бюретки и время её заполнения. (Эксель произведет расчет расхода жидкости).
15. После замера расхода жидкости закрыть кран Swagelok.
16. Перед извлечением образца убедитесь, что давление сброшено: переключатель ON/OFF в положение OFF, кран PORE PRESSURE / VENT в VENT и кран CONFINING / VENT в положение VENT.
17. Извлеките образец.
18. Введите данные нового образца и поместите его в кернодержатель. Фильтруемую жидкость не заменять.

ВАЖНО! После окончания работы с образцами обязательно очистить прибор от фильтруемой жидкости и протереть все части до сухости. В случае использования дистиллированной воды вытереть прибор.

Содержание отчета, форма и правила оформления отчета о выполненной работе.

В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование, методику и ход выполнения работы, порядок обработки полученных данных.

Исходные данные и результаты определений проницаемости образца керна по жидкости на жидкостном пермеамetre LIQPERM записываются по форме, приведенной в таблице 4.1 (форма таблицы приведена ниже).

При защите работы студент должен иметь отчет о выполненной работе и ответить на вопросы, предложенные преподавателем.

Вопросы для самопроверки

1. Устройство установки LIQPERM.
2. Принцип действия установки LIQPERM
3. Назовите величины, определяемые в процессе проведения работы.
4. Напишите формулу определения коэффициента проницаемости по жидкости при стационарной фильтрации.

Практические занятия

1. СИММЕТРИЯ КРИСТАЛЛОВ. СИНГОНИИ И КАТЕГОРИИ

Кристаллы - это твердые, геометрически правильные тела в виде многогранников, в которых слагающие их элементарные частицы (атомы, ионы, молекулы) расположены в строго закономерном порядке, подобно узлам пространственных решеток.

Элементами ограничения кристаллов являются грани, ребра и вершины (рисунок 1).

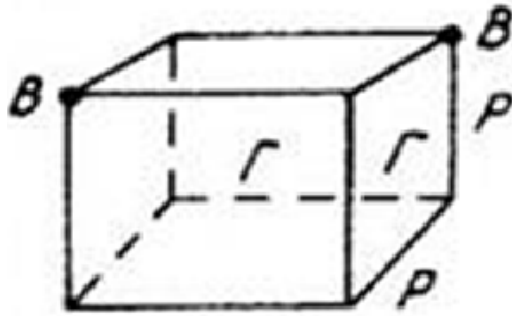


Рисунок 1 – Элементы ограничения кристалла: Г – грани, Р – ребра, В – вершины

Кристаллы, как геометрически правильные тела обладают симметрией.

Под симметрией кристаллов понимается закономерная повторяемость его элементов ограничения при помощи применения элементарных симметричных преобразований. К ним относятся:

1. Вращение на 360^0 (полный оборот).
2. Отражение:
 - 2.1 - в зеркальной плоскости;
 - 2.2 - в зеркальной точке.
3. Инверсия - совместное применение вращения и отражения.

Определяется симметрия кристаллов при помощи вспомогательных геометрических образов – точки (центра симметрии, инверсии); прямой – (оси симметрии), плоскости – (плоскости симметрии), называемых элементами симметрии.

Центр симметрии (инверсии) – «С» – это точка внутри кристалла, в которой делятся пополам все прямые линии, соединяющие равнозначные точки кристалла (рисунок 2). Для определения центра симметрии необходимо каждой грани кристалла найти равную и параллельную грань. Если хотя бы для одной грани не находится равной и параллельной грани – центр симметрии в кристалле отсутствует.

Плоскость симметрии «Р» - плоскость, разделяющая кристалл на две зеркально равные части (рисунок 2). Плоскостей симметрии в кристалле может быть несколько, но не больше 9.

Ось симметрии «g» или «L» - прямая линия, при повороте вокруг которой на 360^0 несколько раз повторяется первоначальное положение кристалла (рисунок 2). Угол, при повороте на который повторяется первоначальное положение, называется элементарным углом поворота.

Число повторений одинаковых положений или количество элементарных углов поворота, содержащихся в 360^0 , определяет порядок оси симметрии.

В кристаллах оси симметрии бывают второго - L_2 , третьего - L_3 , четвертого - L_4 и шестого - L_6 порядков. L_2 - ось симметрии низшего порядка; L_3, L_4, L_6 - оси высшего порядка.

Помимо простых осей симметрии в кристаллах существуют ещё и инверсионные оси.

Инверсионной осью «Li» называется прямая линия, при повороте вокруг которой на половину элементарного угла поворота с последующим отражением кристалла в зеркальной точке повторяется его первоначальное положение. Порядок инверсионной оси в два раза выше порядка простой оси, совпадающей с ней.

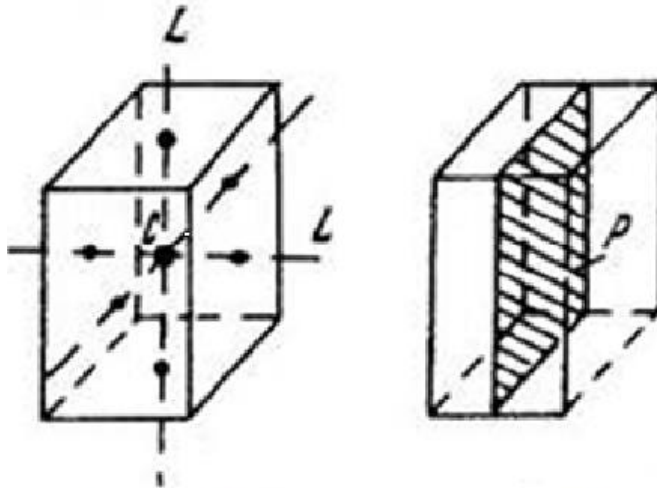


Рисунок 2 – Элементы симметрии: С – центр симметрии, L – оси

симметрии, P – плоскость симметрии

Полная совокупность элементов симметрии кристалла называется **ВИДОМ симметрии**.

$3 L_2 3P C$; $L_3 3L_2 3P C$; $4L_3 3L_4 6L_2 9P C$ и т.д.

СИНГОНИИ И КАТЕГОРИИ КРИСТАЛЛОВ

Всего существует 32 вида симметрии, которые объединяются в 7 сингоний (таблица 2).

Сингония – группа видов симметрии, характеризующаяся одним или несколькими сходными элементами симметрии при одинаковом числе единичных направлений.

Единичным направлением кристалла называется единственное, не повторяющееся направление в кристалле. Одинаковые направления в кристалле называются симметрично равными направлениями.

Сингонии объединяются в 3 категории: низшую, среднюю и высшую.

Низшая категория характеризуется отсутствием осей высшего порядка. К ней относятся:

1. **Триклинная сингония** - в кристаллах этой сингонии элементы симметрии либо отсутствуют, либо имеется только центр симметрии «С». Все направления в кристалле являются единичными.

2. **Моноклинная сингония** – кристаллы имеют элементы симметрии, но коэффициент перед ними равен 1. Например: $L_2 P C$. Единичных направлений в кристалле множество.

3. **Ромбическая сингония** – кристаллы имеют элементы симметрии, не считая центра симметрии, но коэффициент перед ними больше 1 ($3L_2 3P C$). Количество единичных направлений – 3, совпадающих с $3 L_2$ или с L_2 и нормальными к плоскости симметрии.

Средняя категория характеризуется наличием одной оси высшего порядка. К ней относятся:

4. **Тригональная сингония** - кристаллы имеют одну ось третьего порядка – L_3 .

5. **Тетрагональная сингония** - кристаллы имеют одну ось четвёртого порядка - L_4 или L_4 .

6. **Гексагональная сингония** - кристаллы имеют только одну ось шестого порядка - L_6 или L_6 .

В кристаллах этой категории одно единичное направление, совпадающее с осями высшего порядка.

Высшая категория характеризуется наличием нескольких осей высшего порядка. К ней относятся:

7. **Кубическая сингония** - в кристаллах этой сингонии присутствует $4L_3$. Единичных направлений нет, все направления симметрично равные.

Вопросы для самопроверки:

1. Какая фигура называется симметричной?

2. Приведите примеры симметричных фигур в природе.

3. Что называется элементом симметрии?

4. Дайте определение центру симметрии, плоскости симметрии и оси симметрии. Приведите примеры фигур, обладающих различными элементами симметрии.

5. Как классифицируются кристаллы по элементам симметрии?

6. Чем отличаются друг от друга кристаллы низшей, средней и высшей категорий?

7. Что такое сингония? По какому принципу виды симметрии объединяются в сингонии?

8. Охарактеризуйте каждую сингонию.

Список литературы и ссылки на Интернет-ресурсы, содержащие информацию по теме: приведены в конце курса лекций под номером [1], [3], [11], [12], [13], [14], [15], [16].

Таблица 2 – Виды симметрии кристаллов

Категор		Вид симметрии						
		Примитивный	Центральный	Планальный	Аксиальный	Плاناксиальный	Инверсионно-примитивный	Инверсионно-планальный
Низшая	Триклинная	1 (1)	2 C (1)					
	Моноклинная			3 P (m)	4 L ₂ (2)	5 L ₂ PC(2/m)		
	Ромбическая			6 L ₂ 2P(mm2)	7 3L ₂ (222)	8 3L ₂ 3PC(mmm)		
Средняя	Тригональная	9 L ₃ (3)	10 L ₃ C (3)	11 L ₃ 3P (3m)	12 L ₃ 3L ₂ (3)	13 L ₃ 3L ₂ 3PC (3m)		
	Тетрагональная	14 L ₄ (4)	15 L ₄ PC (4/m)	16 L ₄ 4P (4mm)	17 L ₄ 4L ₂ (422)	18 L ₄ 4L ₂ 5PC (4/mmm)	19 L _{i4} (=→ L ₂) (4)	20 L _{i4} (=→ L ₂)2L ₂ 2P (42m)
	Гексагональная	21 L ₆ (6)	22 L ₆ PC (6/m)	23 L ₆ 6P (6mm)	24 L ₆ 6L ₂ (622)	25 L ₆ 6L ₂ 7PC (6/mmm)	26 L _{i6} (=L ₃ P) (6)	27 L ₁₆ 3L ₂ 3P(=L ₃ 3L ₂ 4P) (62m)
Высшая	Кубическая	28 3L ₂ 4L ₃ (23)	29 3L ₂ 4L ₃ 3PC (m3)	30 3L _{i4} 4L ₃ 6L ₂ (43m)	31 3L ₄ 4L ₃ 6L ₂ (432)	32 3L ₄ 4L ₃ 6L ₂ 9PC (m3m)		

2. ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА МИНЕРАЛОВ (ТВЕРДОСТЬ, СПАЙНОСТЬ, ИЗЛОМ, МАГНИТНЫЕ СВОЙСТВА, ЦВЕТ, ЦВЕТ ЧЕРТЫ, БЛЕСК)

Цель работы. Ознакомиться с основными физическими свойствами минералов, научиться приводить характеристику тех физических свойств, которые могут использоваться при визуальной диагностике минералов.

Теоретическая часть. Физические свойства минералов имеют большое практическое значение и очень важны для диагностики минералов. Каждый минерал характеризуется какими-либо особыми признаками, по которым можно отличить его всегда можно отличить от другого. К таким показателям относятся: внешний облик кристаллов (габитус), твердость, цвет, цвет черты, блеск, спайность, излом, плотность, взаимодействие с соляной кислотой, вкус и другие.

Внешний облик кристаллов в ряде случаев является надежным диагностическим признаком. Например, горный хрусталь (кварц) можно определить только по габитусу - шестигранная призма, заканчивающаяся пирамидой.

Твердость - способность минералов оказывать сопротивление внешнему механическому воздействию (царапанию, истиранию). В минералогии твердость определяется методом Ф. Мооса (таблица 11), разработавшего десятибалльную шкалу твердости по степени царапания минералов алмазом и друг другом.

Таблица 2.1 – Шкала твердости (по Моосу)

Наименование минералов	Твердость по Моосу	Характеристика твердости
Тальк	1	Легко чертится ногтем
Гипс	2	Царапается ногтем
Кальцит	3	Легко царапается ножом
Флюорит	4	С трудом царапается ножом
Апатит	5	Нож не оставляет царапины
Ортоклаз	6	Оставляет царапину на стали и стекле
Кварц	7	Легко царапает сталь и стекло
Топаз	8	Царапает стекло и горный хрусталь
Корунд	9	Легко царапает сталь, стекло и все минералы, кроме алмаза
Алмаз	10	Режет стекло. Примечание: твердость стекла 5 - 5,5

Цвет - окраска минерала в образце (в куске). Для некоторых минералов цвет является постоянным признаком (малахит, азурит). Для большинства минералов этот признак непостоянен. Так, например, полевые шпаты встречаются белые, желтые, красные, серые.

Цвет черты (цвет минерала в порошке). Является более постоянным признаком, чем цвет куска минерала в изломе. Часто одинаковые на вид минералы имеют разную черту.

Блеск - способность минерала отражать свет, падающий на его поверхность. По блеску минералы делят на две большие группы: с металлическим блеском (латунный, свинцовый) и с неметаллическим блеском (стеклянный, перламутровый, шелковистый). Есть

группа минералов, поверхность которых лишена блеска. Такие минералы называются матовыми. Так, черта гематита - вишнево-красного цвета, хромита – грязно-бурого, сфалерита – темно-коричневая, хотя все минералы могут иметь черную окраску. Это различие используется как важный прием в диагностике минералов.

Спайностью называют способность минерала при ударе раскалываться по направлениям, параллельным граням кристалла с образованием гладких, блестящих плоскостей. Выделяют несколько видов спайности: весьма совершенную, совершенную, среднюю, несовершенную и весьма несовершенную.

Весьма совершенная спайность: минерал легко разделяется в одном направлении на листочки или пластинки с параллельными, ровными плоскостями спайности (слюда, графит).

Совершенная спайность: при ударе минерал разрушается и образуются обломки, ограниченные плоскостями спайности обычно в трех направлениях (галит, кальцит).

Средняя спайность (её называют явственная, отчетливая) характерна для минералов, образующих при расколе как гладкие пластинки (плоскости спайности), так и поверхности, с неровным изломом (полевые шпаты). **Несовершенная:** большая часть поверхностей осколков неправильная, очень редко встречаются небольшие участки плоскостей спайности (апатит). **Весьма несовершенная спайность:** полное отсутствие плоскостей спайности, наблюдаются только поверхности излома (кварц). Спайность минералов отчетливо показывает, что прочность его резко различна в зависимости от направления. Она обусловлена закономерным расположением атомов и ионов внутри кристалла и объясняется тем, что в пространственной решетке существуют плоские сетки, притяжение между которыми наименьшее.

Иногда полезно отмечать излом. По форме поверхности излом различают раковистый, занозистый, ступенчатый, зернистый и т.д.

Плотность у минералов бывает различная и зависит в первую очередь от химического состава. При определении минералов по внешним признакам плотность с большой точностью не определяется. Достаточно деления минералов на две группы: легкие, в состав которых входят легкие химические элементы (алюминий, калий и т.п.), и тяжелые, имеющие в составе тяжелые элементы (свинец, вольфрам, барий).

Минералы, имеющие в своем составе углекислые соли, под действием раствора соляной кислоты выделяют в виде пузырьков углекислый газ - "вскипают". Особенно хорошо растворяется в кислоте кальцит и его полиморфная разновидность - арагонит. В порошке с кислотой взаимодействует доломит. Магнезит и сидерит реагирует с нагретой кислотой.

Магнитные свойства. Большинство минералов не магнитны – полевые шпаты, кальцит, кварц и др. К слабо магнитным относят те минералы, которые приобретают магнитность под действием электрического поля (ильменит, железистый сфалерит). Магнитные минералы притягиваются магнитом (магнетит $FeFe_2O_4$, пирротин $Fe_{1-x}S$, самородное железо).

При полевом определении минералов используются так же такие свойства, как вкусовые качества и др. Галит - соленый на вкус, сильвин - горько-соленый.

Оборудование и материалы: Набор минералов с различными физическими свойствами, лупы, шкала Мооса, фарфоровые и стеклянные пластинки для определения цвета черты и твердости, магниты, 5 –10% соляная кислота.

Задания

Используя лупу внимательно изучить внешний облик минерала и попытаться установить его форму. Для определения твердости следует использовать набор минералов с постоянной твердостью (шкала Мооса). В этой шкале каждый последующий минерал царапает предыдущий. Определяя твердость минерала, следует провести по его поверхности острой гранью минерала из шкалы твердости. Образовавшийся порошок надо удалить, чтобы рассмотреть, осталась царапина или нет. В первом случае минерал будет тверже, а во втором -

мягче эталона шкалы твердости. Важным приемом определения цвета минерала при его диагностике является определение цвета черты, оставленной минералом на шероховатой поверхности фарфоровой пластинки. Следует учитывать, что это возможно лишь для минералов с невысокой твердостью. При определении блеска следует иметь в виду, что металлический блеск имеют те минералы, которые независимо от окраски, дают черную черту. Неметаллический блеск характерен для минералов, дающих цветную черту. (Исключение составляют самородные элементы и некоторые сульфиды – халькопирит). Проверить минералы на реакцию с соляной кислотой и на магнитность.

Содержание отчета. При защите работы студент должен представить отчет о выполненной работе, ответить на контрольные вопросы и уметь определить элементы симметрии любого предложенного преподавателем кристалла; определить простую форму или комбинацию и дать ее название. Результаты работы представить в виде таблицы 2.2.

Таблица 2.2 – Физические свойства минералов

Форма кристаллов	Твердость	Цвет, цвет черты	Блеск	Спайность, излом	Магнитность Реакция с HCl

Вопросы для самопроверки:

1. Назовите важнейшие физические свойства минералов.
2. Что такое цвет черты минерала, и как он определяется?
3. Как различаются минералы по блеску?
4. Назовите минералы шкалы Мооса.
5. Что такое спайность?
6. Какие виды спайности вы знаете?
7. Какие минералы макроскопически проявляют магнитные свойства?

3.МОРФОЛОГИЯ МИНЕРАЛОВ

Цель работы. Ознакомиться с основными морфологическими особенностями минералов и научиться определять их на предложенных образцах и на рисунках.

Теоретическая часть. В природе минералы распространены, главным образом, в виде зерен неправильной формы, не имеющих кристаллических граней. Хорошо ограненные кристаллы встречаются значительно реже. Ниже приводятся общие особенности морфологии кристаллов и их граней, что имеет практическое значение при определении минералов.

Облик кристаллов(габитус). Поскольку любое тело в пространстве имеет три измерения можно выделить следующие формы кристаллов:

1. Изометрические формы - формы, одинаково развитые во всех трех направлениях в пространстве (рисунок 5). Например: ромбододекаэдры граната, октаэдры магнетита, гексаэдры пирита и галита и др.



Рисунок 5 – Изометрическая форма

2. Формы, вытянутые в одном направлении (призматические, столбчатые, шестоватые, игольчатые, волокнистые кристаллы) (рисунок 6). Например, кристаллы аквамарина, турмалина, рутила и т.д.



Рисунок 6 – Призматическая форма

3. Формы, вытянутые в двух направлениях при сохранении третьего короткого (рисунок 7). К ним относятся таблитчатые, пластинчатые, листоватые и чешуйчатые кристаллы. Например: толстопластинчатые кристаллы барита, хлоритов и др.

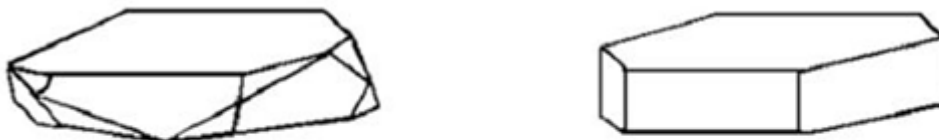


Рисунок 7 – Таблитчатая форма

Широко распространены и переходные между этими типами формы. Например, боченовидные кристаллы корунда, скаленоэдрические кристаллы кальцита и других минералов являются промежуточными между первым и вторым типами. Уплощенные кристаллы сфена представляют промежуточную форму между первым и третьим типами, а несколько вытянутые в одном направлении пластинчатые кристаллы гипса представляют что-то среднее между вторым и третьим типами.

Кроме того, существуют образования вообще неправильной или сложной кристаллической формы (дендриты). Для ряда минералов форма кристаллов является важнейшим диагностическим признаком:

- призматические кристаллы кварца, усеченные гранями ромбоэдра и трапецоэдра, всегда легко узнаются независимо от того, в какой бы цвет они не были окрашены (рисунок 8);



Рисунок 8 – Кристалл кварца

- кубические или пентагондодекаэдрические кристаллы пирита (рисунок 9);



Рисунок 9 – Кристаллы пирита

- октаэдрические кристаллы шпинели и магнетита (рисунок 10);



Рисунок 10 – Кристаллы магнетита

- ромбо-додекаэдрические кристаллы граната (рисунок 11) и др.



Рисунок 11 – Кристаллы граната

Характерные черты форм кристаллов нашли отражение в названии минералов:

- актинолит (по-гречески "лучистый камень");
- гранат (гранум - латинское слово "зерно");
- лепидолит (леписс по-гречески "чешуя");
- хризотил (по - гречески "золотистое волокно") и др.

Двойники. Многие минералы встречаются в виде правильных сростаний одиночных кристаллов, которые называются двойниками, тройниками и т.д. Для некоторых минералов такие сростания являются довольно надежными диагностическими признаками:

- коленчатые двойники рутила и касситерита;
- "ласточины хвосты" гипса;
- тройники хризоберила;
- крестообразные двойники ставролита (ставрос - по-гречески "крест") (рисунок 12).



Рисунок 12 – Двойники ставролита

Штриховатость. Нередко грани кристаллов бывают покрыты бороздами или штрихами (рисунок 13). Для некоторых минералов это свойство постоянно и служит одним из диагностических признаков:

- штриховка вдоль вытянутости кристалла характерна для турмалина и эпидота;
- штриховка поперек граней наблюдается на призматических гранях кварца;
- для кубических кристаллов пирита характерно, что штрихи одной грани расположены перпендикулярно по отношению к каждой соседней грани.



Рисунок 13 – Штриховатость кристалла пирита

Минеральные агрегаты. В результате кристаллизации и затвердевания раствора или расплава образуется смесь сросшихся между собой зерен, которая называется минеральным агрегатом. Агрегаты могут быть мономинеральными, т.е. состоять из одного минерала

(мрамор) и полиминеральными, представленными несколькими различными минералами (гранит).

По строению и морфологическим признакам агрегаты весьма разнообразны и поэтому приобрели особые названия.

Основные типы минеральных агрегатов:

1. Зернистые агрегаты. Они сложены кристаллическими зернами, иногда в комбинации с хорошо образованными кристаллами. Этот тип агрегатов наиболее широко распространен в земной коре. Примерами таких агрегатов могут служить полнокристаллические магматические породы, многие руды месторождений полезных ископаемых и др.

По величине зерен, слагающих агрегаты, различают:

1.1. Крупнозернистые агрегаты с размером зерен свыше 5 мм в поперечнике;

1.2. Среднезернистые – с зернами 1-5 мм в поперечнике, легко различимыми невооруженным глазом;

1.3. Тонкозернистые, зернистость которых устанавливается с помощью лупы или микроскопа.

Форма зерен, слагающих агрегаты, накладывает отпечаток на морфологические особенности агрегатов. Если агрегат сложен зернами более или менее изометрической формы, то его называют просто зернистым. Если зерна имеют пластинчатый облик, то такие агрегаты называют листоватыми или чешуйчатыми в зависимости от размеров слагающих индивидов. Агрегаты, зерна которых вытянуты в одном направлении носят название шестоватых, игольчатых, волокнистых. Распространены агрегаты, сложенные минералами различных форм: слюдяные сланцы с шестоватыми кристаллами турмалина и т.д.

По степени заполнения пространства различают плотные и рыхлые зернистые агрегаты.

Друзы. Сrostки хорошо образованных кристаллов, выросших на стенках каких-либо пустот (рисунок 14). По друзам часто удается изучить последовательность выделения разных минералов.

Хорошо образованные кристаллы возникают в свободном пространстве, т.е. в каких-либо первичных пустотах, полых трещинах и т.д.

Кристаллы, зародившиеся в пустотах еще в начальный момент роста вошли в соприкосновения друг с другом и затем в условиях стесненной обстановки могли развиваться только в одном направлении, перпендикулярном стенкам трещин. К этой же категории относятся кристаллические корки и щетки кристаллов, образованные мелкими, тесно сросшимися кристаллами.

Как правило, первоначально возникшие многочисленные кристаллические зародыши развиваются в самых различных направлениях. В процессе дальнейшего роста преимущественно продолжают развиваться те кристаллы, направление наибольшего роста которых близко к перпендикуляру к поверхности зарождения кристаллов ("принцип геометрического отбора"). Если эта поверхность вогнутая, то возникают радиально сходящиеся лучистые минеральные агрегаты, а если выпуклая – радиально расходящиеся игольчатые или столбчатые кристаллические массы.



Рисунок 14 – Друза столбчатых кристаллов кварца

Секреции. Образуются в результате заполнения неправильной, но обычно округлой формы пустот кристаллическим или коллоидным веществом. Характерной особенностью большинства секреций является последовательное концентрически послойное отложение минерального вещества по направлению от стенок пустоты к центру. Отдельные слои нередко отличаются друг от друга по цвету и часто по составу (рисунок 15).



Рисунок 15 – Секреция

Мелкие пустоты обычно нацело заполняются минеральным веществом. В крупных – в центре обычно наблюдается полость, стенки которой устланы друзами кристаллов или натечными образованиями. Мелкие секречии (до 10 мм в поперечнике) называются миндалинами, крупные –жеодами (рисунок 16).



Рисунок 16 – Жеода

Конкреции. Представляют собой шаровидные или не совсем правильной формы сферические стяжения и желваки, возникающие в рыхлых осадочных породах, главным образом в глинах, песках и землистых продуктах разрушения пород (рисунок 17). Размеры конкреций колеблются в широких пределах от миллиметров до десятков сантиметров, иногда до метров в поперечнике. Разрастаясь и соединяясь вместе, они образуют сложные по форме крупные тела.

Часто они возникают вокруг чужеродных тел, которыми во многих случаях являются органические остатки. В полированных разрезах песчаных конкреций марказита и фосфорита бывает видно слоистое расположение песчинок, отвечающее слоистости самой породы. В изломе через центр конкреции во многих случаях имеют радиально-лучистое строение. Иногда наряду с этим наблюдается неясно выраженное концентрически-зональное строение одной и той же минеральной массы.

Таким образом, конкреции по своему происхождению существенно отличаются от рассмотренных выше секреторных образований. В противоположность последним конкреции разрастаются вокруг какого-либо центра.

Наиболее часто в виде конкреций встречаются фосфорит, пирит, марказит, сидерит, барит и др.



Рисунок 17 – Сросток скелетных кристаллов пирита в форме конкреции

Оолиты. По способу образования во многом аналогичны конкрециям. Это такие же сферические образования, но мелких размеров (от десятых долей миллиметра до 5 - 10мм), возникающие в водных средах вокруг взвешенных посторонних тел - песчинок, обломков органических остатков и даже вокруг пузырьков газа. Характерной особенностью оолитов является явно выраженная довольно правильная концентрическая слоистость, иногда скорлуповатость. Аналогичные по форме, но не обладающие концентрической слоистостью образования называют псевдооолитами (бобовинами).

Образование современных известковистых оолитов происходит в движущейся воде во взвешенном состоянии. По мере достижения определенных размеров они падают на дно. Осадочные породы, состоящие из сцементированных оолитов, в зависимости от размеров носят название икряных и гороховых камней (рисунок 18).



Рисунок 18 – Оолиты

Натечные формы. Эти минеральные образования возникают за счет коллоидов - гелей. Они наблюдаются в пустотах. Медленно движущиеся коллоидные растворы, достигая пустот, обволакивают стенки их. Постепенно теряя испаряющуюся в полое пространство воду (дисперсионную среду), они густеют и под влиянием силы тяжести свисают с верхних частей пустот в виде сталактитовых, почковидных, гроздевидных и прочих форм. В таком виде они, в конце концов, затвердевают. В нижних частях пустот за

счет падающих капель возникают поднимающиеся кверху конусообразные сталагмиты (рисунок 19).

Размеры подобных образований могут быть самыми различными, начиная от микроскопических и кончая толстыми столбообразными сталактитами и сталагмитами арагонита и кальцита (CaCO_3) в больших пещерах. Натечные формы могут образовывать самые различные минералы: гидроокислы железа (лимонит, гетит), гидроокислы марганца (псиломеланы), опал, малахит, гипс, арагонит, кальцит, сульфиды разных металлов и др.

В полированных образцах натечные формы характеризуются концентрически-зональным строением.



Рисунок 19 – Сталактиты и сталагмиты

Землистые массы. Представляют собой мягкие мучнистые образования, в которых невозможно различить даже с помощью лупы какие-либо кристаллические образования. Обычно они наблюдаются в виде корок или скоплений, возникающих при химическом выветривании горных пород руд. В зависимости от цвета такие массы называются сажистыми (черные) или охристыми (желтого и бурого цвета).

Встречаются землистые минеральные образования различной окраски гидросиликатов никеля, сажистые образования гидроокислов марганца, охристые образования гидроокислов железа.

Налеты и примазки. Встречаются в виде тонких пленок на поверхности кристаллов и представляют собой различные по составу вещества (тонкие пленки бурых гидроокислов железа на кристаллах горного хрусталя, примазки медной зелени и сини в горных породах, вмещающих медные месторождения и др.).

Выцветы. Рыхлые пленки и корочки или спорадически рассеянные моховидные и пушистые образования каких-нибудь солей, чаще всего легко растворимых водных сульфатов, периодически появляющиеся на поверхности руд, горных пород, сухих почв. В дождливые периоды года они исчезают, а в сухую погоду появляются вновь.

Дендриты образуются в результате быстрой кристаллизации минералов в тонких трещинах и порах породы и напоминают причудливые по форме ветки растений (дендритоподобные выделения гидроокислов марганца на поверхности пород или вдоль тонких трещин) (рисунок 20).



Рисунок 20 – Дендриты

Оборудование и материалы:таблицы, плакаты, коллекция образцов минералов

Задания

Используя имеющиеся плакаты, рисунки, учебники, коллекцию образцов последовательно описать характерные морфологические признаки предложенных преподавателем минералов и минеральных агрегатов: степень изометричности, габитус, размеры зерен зернистых агрегатов, двойники, псевдоморфозы.

Содержание отчета. Защита работы проводится в устной форме. При защите работы студент должен ответить на вопросы, предложенные преподавателем, результаты работы представить в виде таблицы 13.

Таблица 13 - Морфология минералов

Рисунок минерала	Краткая характеристика, особенности морфологического типа, условия образования

Вопросы для самопроверки:

1. Какие формы кристаллов характерны для минералов?
2. Связана ли морфология минералов с особенностями их кристаллической структуры?
3. Для каких минералов штриховатость граней является диагностическим признаком?
4. Что такое двойники? Для каких минералов они наиболее типичны и облегчают их диагностику?
5. Чем обусловлены характерные морфологические особенности минеральных агрегатов?
6. Перечислите главнейшие типы минеральных агрегатов?

4. ИЗУЧЕНИЕ ВНУТРИСЛОЕВЫХ ТЕКСТУР ОСАДОЧНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД

Цель. Познакомить студентов с основными текстурными особенностями пород, условиями их образования, научить правильно описывать текстуры и использовать эти сведения для воссоздания условий седиментогенеза и диагенеза пород.

Актуальность Текстуры, возникшие в процессе осадконакопления, отражают состояние среды в момент осадконакопления и результаты взаимодействия ее с осадком. Текстуры определяют многие физические свойства пород, в том числе неодинаковые по разным направлениям прочность, сжимаемость, фильтрационную способность и т.д. Изучают текстуры в основном макроскопически и иногда под микроскопом.

Теоретическая часть. Текстура это черты строения осадочных горных пород, определяемые способом выполнения пространства, расположением составных частей и ориентировкой их относительно друг друга. Составные части могут отличаться друг от друга цветом, структурой и минералогическим составом.

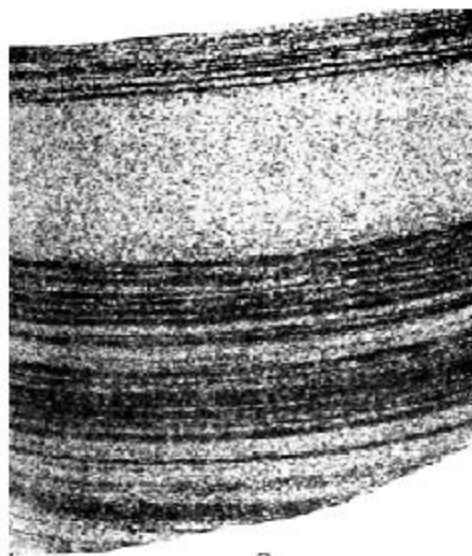
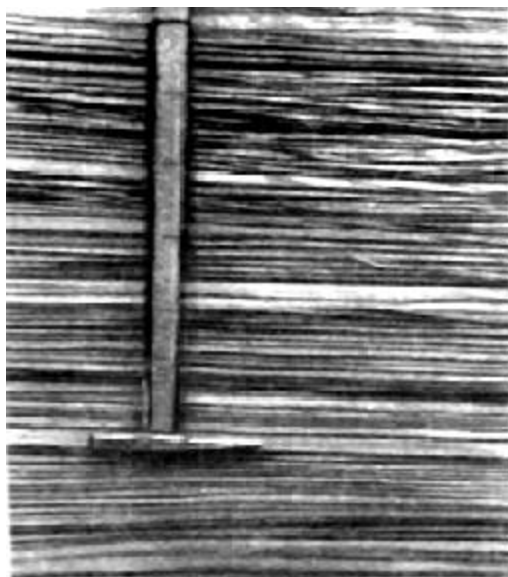
Текстура породы формируется с этапа накопления осадка. В постседиментационные стадии текстуры могут изменяться. Вторичные текстуры возникают в уже сформировавшемся осадке при процессах катагенеза, гипергенеза и метагенеза.

Внутрислоевые текстуры весьма многообразны. Наиболее распространены слоистые и массивные, реже встречаются текстуры, связанные с жизнедеятельностью организмов, с оползневыми и другими явлениями.

Массивная текстура характеризуется беспорядочным расположением в породе ее составных частей. Благодаря этому порода имеет одинаковые физические свойства в различных направлениях.

Слоистые текстуры обусловлены чередованием слоев нескольких разновидностей осадочных пород. Слоистость может быть вызвана резким изменением размера обломочных частиц (структуры пород), вещественного состава или цвета пород, одинаковой ориентировкой осадочного материала, наличием в неслоистой толще осадочных образований, отличающихся от вмещающих пород (конкреций, скоплений органического вещества, раковин и т.п.) и др.

Горизонтальная слоистость — это типичная текстура осадочных пород (рисунок 7а, 7б). Она проявляется в том, что элементарные слои ориентированы параллельно друг другу и плоскостям наложения. Такая слоистость образуется при смене обстановок осадконакопления в условиях медленного равномерного движения или в состоянии относительного покоя среды. На основании различий в толщине слоев выделяют следующие текстуры: массивнослоистые (толщина каждого из слоев более 50 см), толстослоистые (более 5 см), среднеслоистые (2 — 5 см), тонкослоистые (0,1 — 2 см) и микрослоистые (менее 0,1 см). Горизонтальная слоистость встречается в породах самого различного состава.



3

Рисунок 7. Горизонтальная слоистость

Косая слоистость встречается преимущественно в песчаниках, алевролитах и карбонатных породах. Для нее характерно расположение элементарных слоев под углом к плоскостям наложения, при этом ориентировка слоев может меняться на небольшом отрезке пути. Возникает косая слоистость в водной и воздушной средах. Она очень многообразна, так как регламентируется многими факторами: величиной и стабильностью скорости движения среды, плотностью среды, уклоном поверхности, глубиной водоема, количеством осаждающегося материала. Различают пологоволнистую (рисунок 8), волнистокосую (рисунок 9), перекрестноволнистую (рисунок 10), косую прибрежно-морскую, дельтовую, речных русел, временных потоков, эоловую (рисунок 11) и слоистости.

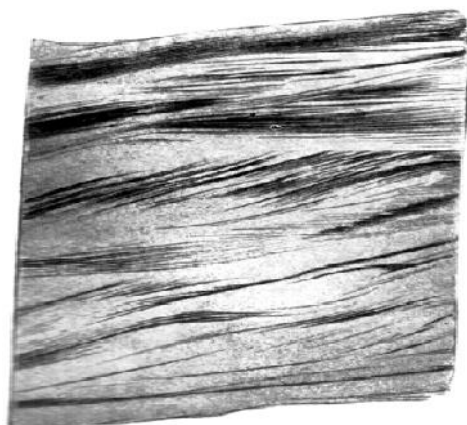


Рисунок 8. Пологоволнистая слоистость

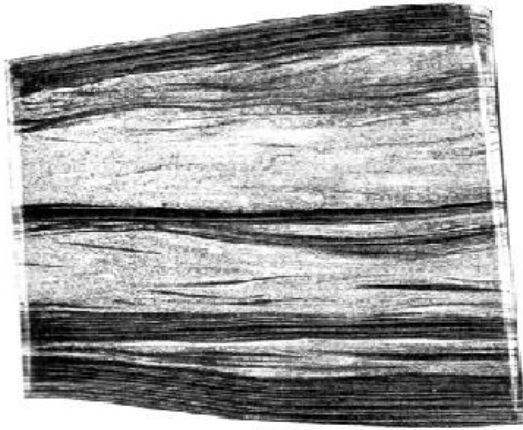


Рисунок 9. Волнистокосяя слоистость

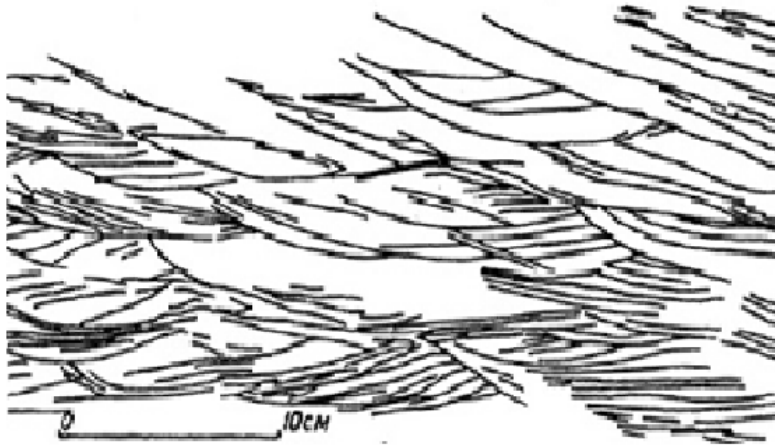


Рисунок 10. Перекрестно волнистая слоистость

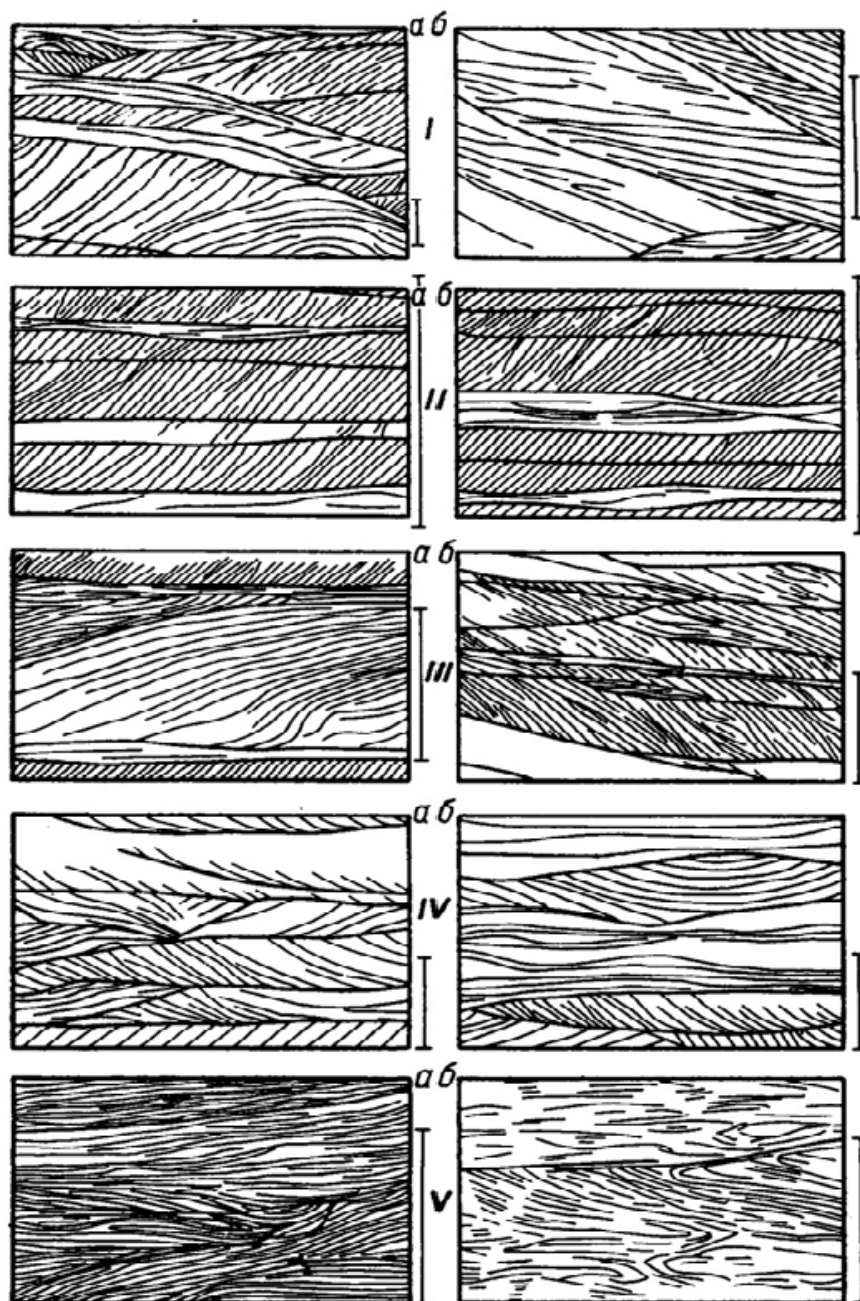


Рисунок 11. Эоловая слоистость

Текстуры подводного оползания могут сформироваться в различных незатвердевших осадках, но наиболее характерны они для тонкого переслаивания песчаных, алевритовых, глинистых или известковистых отложений (рисунок 12). Оползание осадков может начаться при незначительном уклоне дна 1 - 30. В результате могут образоваться небольшие складочки размером от единицы до десятков сантиметров, но могут возникнуть и крупные складки размером в десятки и сотни метров.



Рисунок 12. Текстура подводного оползания

Текстуры биогенные возникают в результате жизнедеятельности организмов и широко развиты в современных и ископаемых отложениях. Обычно такие текстуры появляются в глинистых, известковых, алевроитовых и песчаных осадках при деятельном участии червей, илоедов, ракообразных, иглокожих, моллюсков, некоторых водорослей и др. (рисунок 13). Биогенные текстуры чаще всего представлены норами и следами ползания, возникшими в незатвердевшем осадке и заполненными материалом иного состава. Эти биогенные образования имеют различную ориентировку и размеры (рисунок 14). Некоторые породы, например мел, образовались из осадков, почти полностью переработанных илоедами.



Рисунок 13. Биогенная текстура

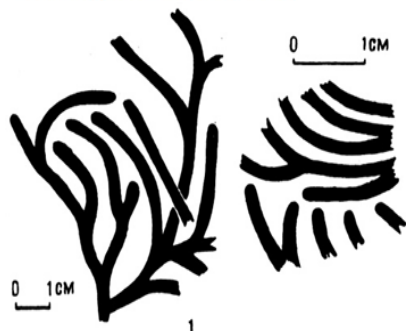


Рисунок 14. Ориентировка и размеры биогенных образований

Среди внутрислоевых текстур есть постдиагенетические, образовавшиеся в уже сформировавшихся породах. Наиболее распространены из них стилолитовые и фунтиковые.

Стилолитовая текстура в сечении, перпендикулярном к наслению, представляется пилообразными швами, пересекающими породу и ориентированными преимущественно параллельно наслению, хотя встречаются вертикальные и диагональные (рисунок 15а, 15 б). Высота зубьев колеблется от долей до 2-3 см и даже более. В плоскости разреза шва стилолитовые текстуры представляют мелкобугорчатые поверхности. Сами швы часто заполнены труднорастворимым тонкодисперсным материалом, глиной, органическим

обугленным веществом, сульфидами или оксидами железа. Стиллитовые текстуры характерны для карбонатных пород, но иногда встречаются и в обломочных. При малой высоте зубьев (до 5 мм) такие структуры называются сутурными. Возникают стиллитовые текстуры вследствие избирательного растворения пород под давлением, а нерастворимые компоненты концентрируются в полости шва.

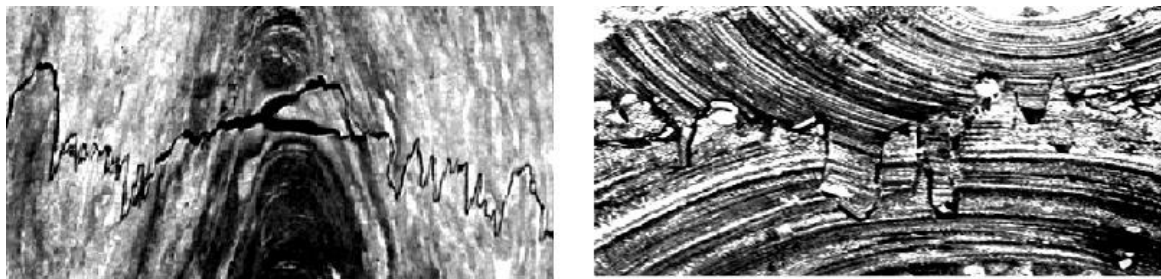


Рисунок 15. Стиллитовая текстура (а - вертикальная, б - диагональная)

Фунтиковая текстура в некотором роде напоминает стиллитовую. Это редкая форма сочленения подстилающих и перекрывающих слоев. На одной из контактирующих поверхностей имеются выступы конической формы, а на второй в соответствующих местах - углубления такой же формы («фунтики») (рисунок 16а, 16б, 16в). Высота конусов составляет от долей до нескольких сантиметров. Такие текстуры охватывают слои толщиной до полуметра. Они характерны для мергелей, глинистых известняков и глин. Возникают при перекристаллизации и уменьшении объема породы.

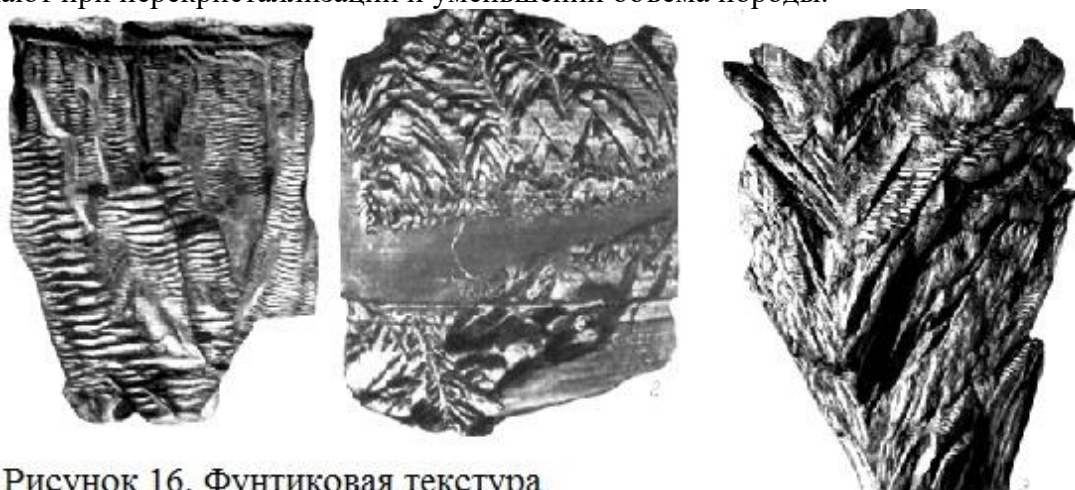


Рисунок 16. Фунтиковая текстура

Задания.

При выполнении работы студенты должны научиться определять текстуры пород по характерным признакам.

Пользуясь методическими указаниями, атласами текстур и структур осадочных горных пород следует:

1. Прежде всего, разделить изучаемые текстуры на: текстуры поверхности слоя и внутрислоевые.
2. Среди внутрислоевых текстур выделить массивные и слоистые текстуры.
3. При описании внутрислоевых текстур следует обратить внимание на наличие постдиагенетических текстур, образовавшихся в уже сформировавшихся породах (фунтиковые и стиллитовые).

Вопросы для самопроверки:

1. Дайте определение текстуры осадочных пород.
2. Что предопределяет текстура?
3. Какие текстуры относятся к внутрислоевым?

4. В каких условиях возникают различные типы косої слоистости?

5. ИЗУЧЕНИЕ МАГМАТИЧЕСКИХ ГОРНЫХ ПОРОД

Цель: ознакомить студентов с главными представителями магматических горных пород и условиями их образования. Научить по основным диагностическим признакам распознавать различные магматические породы.

Теоретическая часть

Горными породами называются агрегаты минералов более или менее постоянного состава, образующие самостоятельные геологические тела, слагающие земную кору. Минералы, присутствующие в горной породе в количестве не менее 10 %, называются *главными породообразующими*, от 10 % до 1 % – *второстепенными*, менее 1% – *акцессорными* (примесными). Одни и те же минералы могут быть для одних пород главными, для других – второстепенными.

Со временем в породах, за счет изменения и преобразования изначально существующих минералов, появляются новые, так называемые, *вторичные*. Например, полевые шпаты магматических пород, могут превращаться в каолинит, оливины и пироксены в серпентины или тальк и т.д.

Большинство горных пород состоит из небольшого числа породообразующих минералов (от 1 до 3 – 4), типичных для каждой породы, правда, количественные соотношения этих минералов в составе конкретных пород сильно меняются. Перечень акцессорных минералов для каждой разновидности пород, так же достаточно постоянен, однако в действительности в каждой конкретной породе присутствуют не все возможные минералы, а лишь некоторые из них.

Горные породы по происхождению делятся на *магматические* (изверженные), *осадочные* и *метаморфические*.

Магматические горные породы образовались путем застывания и кристаллизации магмы в толще земной коры или путем охлаждения и затвердевания лавы, излившейся на поверхность Земли при вулканических извержениях. В зависимости от того, где происходит остывание магмы, образуются горные породы двух типов: *интрузивные* (глубинные, вторгшиеся, внедрившиеся) и *эффузивные* (излившиеся).

При внедрении магмы в толщу земной коры без выхода её на поверхность происходит медленное охлаждение магмы и хорошая полная кристаллизация; при этом возникают глубинные магматические породы полнокристаллического строения. При излиянии магмы на поверхность Земли она попадает в условия более низких температур и давлений. Образующиеся в этих условиях эффузивные породы не успевают полностью кристаллизоваться и поэтому имеют неполнокристаллическое или стекловатое строение.

Классификация магматических горных пород, кроме того, основывается на содержании в них кремнезема SiO_2 . По этому признаку выделяют четыре группы (таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Химическая классификация магматических пород

Состав пород		Глубинные породы	Излившиеся породы	
Химический	Минералогический		Палеотипные	Кайнотипные
1	2	3	4	5
Кислые $\text{SiO}_2 = 70-65 \%$	Кварц, полевые шпаты, слюда	Граниты	Кварцевые порфиры	Липариты
Средние $\text{SiO}_2 = 65-52 \%$	Полевой шпат, роговая обманка, биотит	Сиениты	Ортофиры, порфиры, трахитовые порфиры	Трахиты Андезиты

	Средний плагиоклаз, роговая обманка, авгит	Диориты	Порфириты, андезитовые порфиры	
Основные $SiO_2 = 52-40\%$	Основные плагиоклазы, авгит, оливин	Габбро	Диабазы	Базальты
Ультраосновные $SiO_2 < 40\%$	Авгит Авгит, оливин, рудные минералы Оливин, рудные минералы	Пироксениты Перидотиты Дуниты		
Щелочные $SiO_2 < 40\%$	Нефелин, пироксены	Нефелиновые сиениты		

Особенности внутреннего строения породы, обусловленные соотношением ее составных частей и характером связи между ними, характеризует *структура*. Все глубинные магматические породы имеют полнокристаллические (зернистые) структуры. По размеру образовавшихся кристаллов (зерен) выделяют: крупнозернистые (более 5 мм); среднезернистые (от 5 мм до 1 мм); мелкозернистые (от 1 мм до 0,1 мм) и тонкозернистые (менее 0,1 мм) структуры.

По относительным размерам зерен различают *равномернозернистые* (кристаллические зерна имеют приблизительно одинаковые размеры) и *неравномернозернистые* (размеры зерен различны) структуры. Первые возникают при сохранении определенных условий кристаллизации в течение длительного времени, вторые – при резкой смене физико-химических условий кристаллизации. Излившиеся магматические породы по строению резко отличаются от глубинных. У них наблюдаются неполнокристаллические (порфиновые) и стекловатые структуры. Породы с раскристаллизовавшимся стеклом, относят к эффузивным палеотипным.

Текстура (сложение) пород характеризует пространственное расположение составных частей породы в ее объеме, степень однородности ее сложения. Выделяются следующие текстуры магматических пород:

1. *Однородная* (массивная) текстура характеризуется тем, что минералы, слагающие породу, распределены по всей ее массе равномерно и любой ее участок не отличается от других участков.

2. *Неоднородная* (такситовая) текстура характеризуется тем, что отдельные участки породы отличаются друг от друга по составу или структуре, причем сами участки распределены в породе беспорядочно, как правило, отличаются они и окраской.

3. *Полосатая* (полосчатая) текстура характеризуется тем, что минералы, слагающие породу, расположены в виде более или менее правильных полос. Полосы могут отличаться размером слагающих их зерен, составом зерен, окраской.

4. *Пузырчатая* текстура характеризуется наличием в породе большого количества неправильной формы пустот, образовавшихся при выделении из лавы растворенных в ней газов и паров.

5. *Миндалекаменная* (миндалевидная) текстура характеризуется тем, что пустоты в лаве выполнены каким-либо минералом (халцедон, кварц, цеолиты).

Формы залегания магматических пород весьма разнообразны. Определяются они количеством внедрившегося расплава, его химическими особенностями, в частности, вязкостью. Выделяются *согласные* формы залегания, когда магма проникает в породы согласно их напластованию, и *несогласные*, когда магма сечет напластование или вообще не зависит от него.

Одной из самых крупных форм залегания *интрузивных* магматических пород является

батолит – куполообразное интрузивное тело больших размеров (площадью более 200 км²). Основание его погружается в недра Земли. Образование батолита происходит в условиях высоких давлений и медленного понижения температуры. Батолиты имеют чаще всего гранитный состав. Они развиты, например, на Украинском кристаллическом массиве, на Алтае, в Средней Азии, на Аляске и в других местах, а также обнаруживаются бурением в составе фундамента на всех известных платформах.

Штоки по форме аналогичны батолитам, но отличаются меньшими размерами. Они образованы на значительной глубине и обычно связаны с батолитами. В поперечнике штоки имеют размеры в несколько километров, обычно не больше 10.

Согласные интрузии. Лакколиты имеют караваяобразную (грибовидную) форму с выпуклой поверхностью. Размеры сравнительно небольшие (от 100–200 м в поперечнике до нескольких километров). Слагаются вязкой магмой, внедрившейся между пластами осадочных пород и приподнявшей их. Подъем магмы происходит по вертикальному каналу. Примерами лакколитов являются горы Аю-Даг (Крым), Машук (Кавказ).

Лополиты имеют вид плоского блюда или чаши. Их образование связано с опусканием подстилающих и покрывающих интрузию осадочных пород. Лополиты сложены чаще всего основными и ультраосновными породами. Примерами лополитов служат Бушвельдский массив (Южная Африка) и лополит Седбери (Канада).

Факолиты – интрузивные тела, возникшие в результате затвердения магматического расплава, внедрившегося в толщу пород, испытывающих процессы складкообразования.

Силлы – согласные интрузивные тела (пластовые интрузии), образованные в тех случаях, когда поднимающаяся по трещине магма проникает в толщу пород по напластованию. Суммарная площадь распространения силл может достигать сотен тысяч квадратных километров при общей их мощности в сотни метров. Известны силлы в бассейнах Енисея и Ангары, в провинции Кару (Южная Африка) и др.

Несогласные интрузии. Жилы – тела, секущие пласты осадочных или метаморфических пород, образующиеся в трещинах батолитов и подобных им тел. Жилы, имеющие вертикальное направление, называются *дайками*. Нередко они выступают на поверхность. Сложены жилы и дайки обычно основными породами. Толщина магматических жил (не путать с минеральными жилами) обычно от нескольких десятков сантиметров до сотен метров, при протяженности от сотен метров до десятков километров.

Жерловины (некки) – заполнения вертикальных трубообразных каналов. Образуются они в результате застывания лавы или смеси лавы и рыхлых продуктов извержения в нижней части жерла вулкана.

Формы залегания *эффузивных* пород менее разнообразны. Среди них наиболее распространены *покровы, потоки, купола* и *пики*. Первые две формы характерны для пород, возникших из подвижной легко растекающейся магмы, последние две – для пород, образовавшихся из вязкой магмы.

Покровы – плоские слегка вытянутые вдоль главного направления течения тела с практически постоянной мощностью. Они образуются на горизонтальной поверхности. Покровы образуются при излияниях больших масс базальтовых лав и занимают значительные площади.

Чаще всего лава движется в виде лавовых *потоков*, форма которых определяется рельефом местности. Длина потока зависит от подвижности магмы. Площади их распространения значительно меньше, чем у покровов. Примерами являются лавовые потоки Гавайских, Камчатских вулканов. Известны потоки протянувшиеся на десяток и более километров.

Купола – куполообразные или конические тела, образованные внутри кратера вулкана и сложенные затвердевшей гранитной магмой. Имеют небольшие размеры.

Пики (иглы) – магматические тела, значительно возвышающиеся над поверхностью

земли. Площадь основания пика обычно невелика.

Известны скрытовулканические несогласные тела, состоящие из магматических продуктов, поднявшихся со значительных глубин. Это *диатремы* (трубки взрыва). Они отличаются от вулканов тем, что поднятие магмы в них происходит один раз и очень быстро. Размеры трубок изменяются от нескольких десятков метров до 1–2 км. К ультраосновным породам этих трубок (кимберлитам) приурочены месторождения алмазов в Южной Африке и Якутии.

Оборудование и материалы

Коллекция магматических горных пород, набор луп, таблица классификации магматических горных пород.

Задания

1. Произвести разделение горных пород учебной коллекции на две группы: интрузивные и эффузивные, учитывая в первую очередь структурные особенности пород.
2. Разделить горные породы в каждой группе по окраске (кислые породы имеют светлую окраску, средние – серую светлых тонов, основные – темно-серый или темно-зеленый цвет; ультраосновные – обычно темно-зеленый или черный цвет).
3. В каждой выделенной подгруппе определить название горных пород, используя таблицы 5.1 и 5.2.

Таблица 5.2 – Схематизированный определитель горных пород

Порода	Руководящие внешние признаки
1	2
Высококремнистые (кислые) породы, SiO₂>65%	
Граниты	Полнокристаллическое (крупно-, средне-, мелкозернистые, равномерно- и неравномерно зернистые) глубинные породы массивного строения. Составят из кислых полевых шпатов (альбит, ортоклаз) до 50-60%, кварца 30-40%, биотита и роговой обманки до 15–20 % вместе или по отдельности, мусковита, иногда видны включения пирита, магнетита и других минералов. Окраски обусловлены цветом полевых шпатов, обычно это светло-серые, розовые, красные. Используются в строительстве в качестве бутового камня для изготовления щебня, облицовочных плит.
Липариты (риолиты)	Эффузивная порода порфиривого строения. Плотная, светлоокрашенная (белая, светло-серая, желтоватая, красноватая) порода, в которой на фоне скрытокристаллической или стекловатой массы выделяют зёрна кварца, полевых шпатов (порфириновые выделения). Полевые шпаты узнаются по правильным очертаниям, хорошей спайности, блестящие, кварц имеет не правильные очертания зёрен, жирноватому блеску, выглядит как включения темного стекла. Используются как сырьё в стекольном производстве.
	большей плотностью. Применяется в строительстве, в частности, для изготовления щебня.
Среднекремнекислотные (“средние”) породы, SiO₂ от 65 до 52%	
Диориты	Полнокристаллические глубинные породы. Окраски серые, зеленовато-серые. Отличаются от гранитов малым содержанием кварца, не более 10-15%, вплоть до плотного его отсутствия. Главные породообразующие минералы: полевые шпаты (андезин, ортоклаз) 50-70%, роговая обманка, авгит.

	Применение такое же, как и гранита.
Андезиты	По химическому составу являются излившимися аналогами диоритов. Строение скрытокристаллическое, стекловатое, порфирированное. Порфирированные включения представлены полевыми шпатами, роговой обманкой, биотитом. Окраска пород серая, зеленовато-серая, коричневатобурая. Используются андезиты для производства кислотоупорных материалов, изготовления высококачественного стекла устойчивого к воздействию щелочей и кислот.
Андезитовые порфириты	Палеотипные аналоги андезитов. Основная масса микрозернистая, порфирированные выделения полевых шпатов тусклые, матовые. Окраска темно-серая, зеленовато-серая. Используются так же как андезиты.
Сиениты	Полнокристаллическое, обычно средне- и мелкозернистые породы. Сложены калиевыми полевыми шпатами, роговой обманкой, иногда присутствует биотит до 30 %, кварц отсутствует. В некоторых разновидностях полевые шпаты замещены нефелином (нефелиновые сиениты). Окраски: серая, зеленовато-серая, розовокрасная. Нефелиновые сиениты являются сырьем для получения алюминия, цемента.
Трахиты	Излившиеся аналоги сиенитов. Породы порфирированного строения с шероховатым изломом, видимыми пустотами, иногда крупными. Окраска светло-серая, желтоватая, красноватая. Внешне не отличимы от андезитов. Используются в строительстве и как кислотоупорный материал.
Основные породы, SiO ₂ от 52 до 40%	
Габбро	Полнокристаллическое, массивные, плотные глубинные породы темной окраски, сложенные основными полевыми шпатами, оливинами, авгитом, роговой обманкой, рудными минералами (магнетит). Габбро, состоящие на 90% из лабрадора, получило название <i>лабрадорита</i> . Используются как облицовочный материал.
Базальты	Плотные излившиеся темноокрашенные породы, темно-серые, черные, микрозернистого, стекловатого, порфирированного строения. Порфирированные выделения представлены оливинами, пироксенами, основными плагиоклазами. Используются в строительстве, в качестве кислотоупорного материала.
Диабазы	Палеотипные аналоги базальтов. Скрыто зернистые или порфирированного строения. Плотные, тяжелые. окраска темно-зеленая. Используются для каменного литья.
Ультраосновные породы SiO ₂ 40-30%	
Перидотиты	Плотные тяжелые темноцветные породы (черные, зеленоватые). Полнокристаллические, обычно, мелко- и среднезернистые. Породообразующие минералы оливин и пироксены. Полностью отсутствуют светлоокрашенные минералы. Оливин часто превращен в серпентин.
Пироксениты	Глубинные полнокристаллические породы яркого черного цвета, обычно крупно- и среднезернистого строения, плотные, тяжелые. Главные минералы в составе пироксенитов: пироксены (не менее 60%), оливины, роговые обманки, рудные минералы.

Дуниты (оливиниты)	Мономинеральные оливиновые породы, обычно средне- и мелкозернистого строения. Второстепенные минералы представлены в дунитах хромитом, в оливинитах – титаномагнетитом. Породы плотные, тяжелые, темноокрашенные (черные, темно-зеленые). Породы легко серпентинизируются. Используются как огнеупорное сырьё.
Магматические породы особого генезиса.	
Обсидианы (вулканические стёкла)	Плотные стекловидные породы с раковистым изломом. Окраска черная, бурая, сургучно-красная иногда пятнистая или полосчатая. Образуются обсидианы при очень быстром охлаждении лавы, например, при подводном её излиянии. По составу различают обсидианы от кислых до основных.
	Преобладают обсидианы кислого состава. Используются для производства теплоизоляционных материалов (стекловаты).
Пемзы	Породы однородного онкопористого, ячеистого, пузырчатого строения. Образуются при быстром застывании, обычно выделяющей газы, вспенивающие её поверхность. По составу и строению минеральная масса пемз является обсидианами. Очень легкие, плавают в воде. Окраски разнообразные: белая, серая, желтоватая, чёрная. Применяются пемзы в шлифовальной промышленности, для производства чистящих средств, как катализатор в химической и нефтехимической промышленности, в строительной индустрии для производства пемзо-бетона и как добавка к цементам.
Вулканические туфы	Породы обломочного строения, состоят из обломков различных магматических пород, промежутки между которыми заполнены тонкораспылённой магмой (вулканическим пеплом). Порода лёгкая, пористая, различного состава, который зависит от состава исходной магмы. Окраски разнообразные, обычно светлые. Уплотнённые вулканические туфы обладают хорошими тепло- и звукоизоляционными свойствами и используются в качестве строительного камня. Рыхлые разности используют при производстве шлако-бетонных блоков, при производстве водостойких цементов, особенно устойчивых к действию морской воды.

Содержание отчета

В отчете следует отметить цель работы, дать краткое теоретическое обоснование и, пользуясь предложенной методикой, описать горные породы, дав им название. Рекомендуется описывать породы по следующей схеме: название породы, цвет, блеск, излом, структура, текстура, происхождение породы. Представить результаты работы в форме таблицы 5.3.

Таблица 5.3 – Краткая характеристика магматических горных пород

№ образца	Название породы	Цвет	Блеск	Излом	Структура	Текстура	Тип и группа по генезису и составу

Вопросы для самопроверки:

1. Что такое «горная порода»?

2. Как подразделяются горные породы по происхождению?
3. Расскажите о химической классификации магматических горных пород.
4. Какие породы являются эффузивными аналогами гранитов?
5. Опишите структуры глубинных магматических пород.
6. Приведите примеры текстур магматических горных пород.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 12
ГРАФИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА ДАННЫХ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО
АНАЛИЗА (ПОСТРОЕНИЕ КРИВЫХ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ И КУМУЛЯТИВНЫХ
КРИВЫХ)

Цель работы. Знакомство студентов с графическими методами обработки данных гранулометрического анализа и использованием этих данных в генетических целях.

Теоретическая часть. Графическое изображение результатов гранулометрического анализа позволяет сопоставить их в целях обобщения (кумулятивные кривые) и использовать для решения вопросов генезиса песчано-алевритовых пород (кривые распределения).

По виду кривой распределения можно судить об отсортированности породы (рисунок 22).

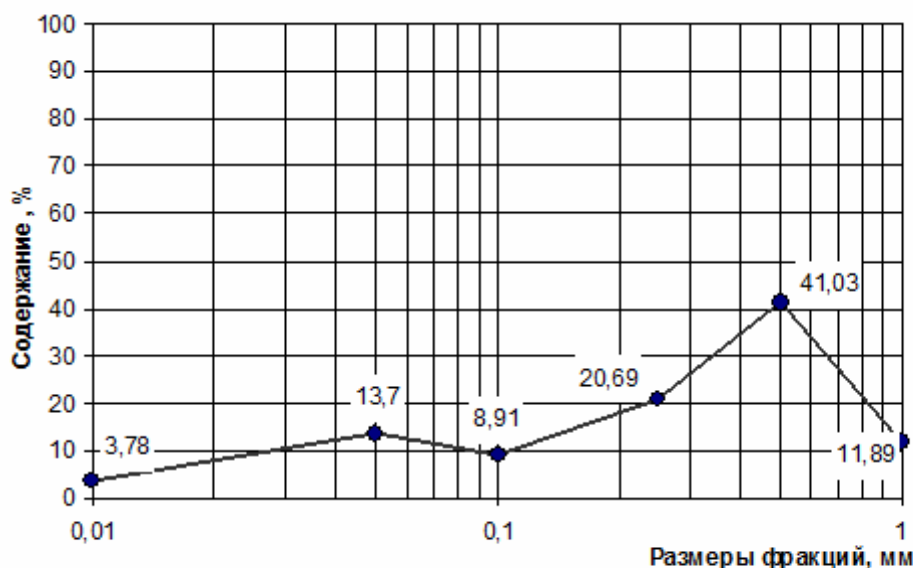


Рисунок 22. Кривая распределения гранулометрического состава

Кумулятивные кривые применяют для изображения анализов и вычисления гранулометрических коэффициентов (рисунок 23).

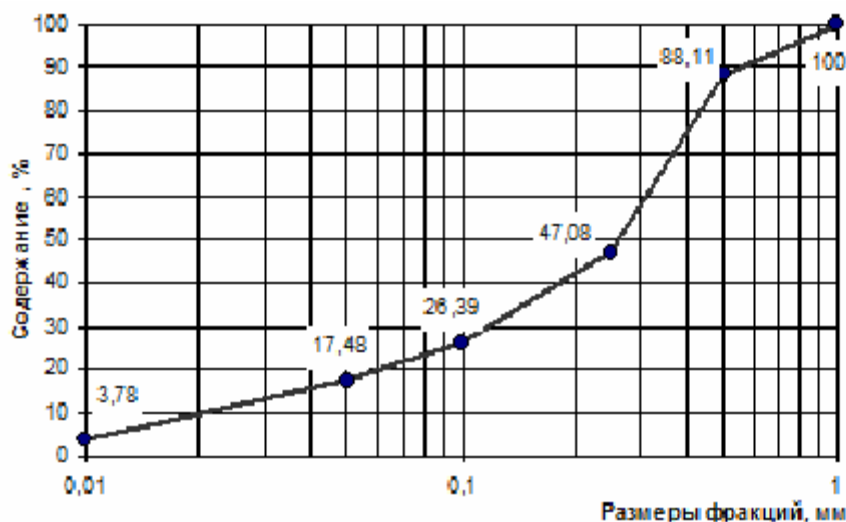


Рисунок 23. Кумулятивная (суммарная нарастающая) кривая

Кумулятивные кривые по сравнению с гистограммами менее наглядны, т.к. содержания отдельных фракций на них непосредственно не выражаются. Однако по кумулятивной кривой можно определить содержание любой фракции, даже не определившейся механическим анализом. Кроме того, более простой вид графика позволяет наносить на одну диаграмму несколько кривых и затем сравнивать их. Простейшим математическим способом обработки кумулятивных кривых является вычисление трех гранулометрических коэффициентов: среднего размера зерен, коэффициента сортировки и коэффициента асимметрии. Средним или медианным диаметром (M_d) называется такой размер зерен, меньше и больше которого содержится по 50% частиц.

Величина коэффициента сортировки (S_0) характеризует степень однородности обломочного материала в породе. S_0 всегда >1 (обычно от 1,5 до 3), лишь для абсолютно однородного песка, состоящего из обломков, принадлежащих одной фракции, $S_0=1$. Отсортированность песков определяется по таблице 12.1.

Таблица 12.1. Степень отсортированности песков

Степень отсортированности песков	Коэффициент сортировки $S_0=Q_3/Q_1$
Хорошо отсортированы	1 – 2,5
Средне отсортированы	2,5 – 4,5
Плохо отсортированы	$>4,5$

Коэффициент асимметрии S_k указывает, в какую сторону (больших или меньших размеров) сдвинута мода (диаметр наиболее распространенных частиц) относительно вычисленного медианного диаметра.

Оборудование и материалы. Таблицы данных гранулометрического анализа, полулогарифмическая сетка для построения кривых распределения и кумулятивных кривых.

Указания по технике безопасности смотреть в приложении 1.

Задания

Если по оси абсцисс отложить конечные размеры фракций, а по оси ординат, как и в предыдущем случае, процентное содержание этих фракций, то полученная кривая также будет отражать распределение фракций в породе. Называется она кривой распределения (рисунок 22).

Кумулятивная (суммарная) кривая. Для построения кумулятивной кривой по оси абсцисс откладываются конечные размеры зерен или их логарифмы, а по оси ординат -

суммарные проценты всех частиц, имеющих размер меньше (если на шкале размеров зерен возрастание величин принято слева направо) или больше (если шкала размеров зерен возрастает справа налево, как это принято в американской литературе) данной величины. Бланк в полулогарифмическом масштабе для построения кривых распределения и кумулятивных кривых приведен на рисунке 24.

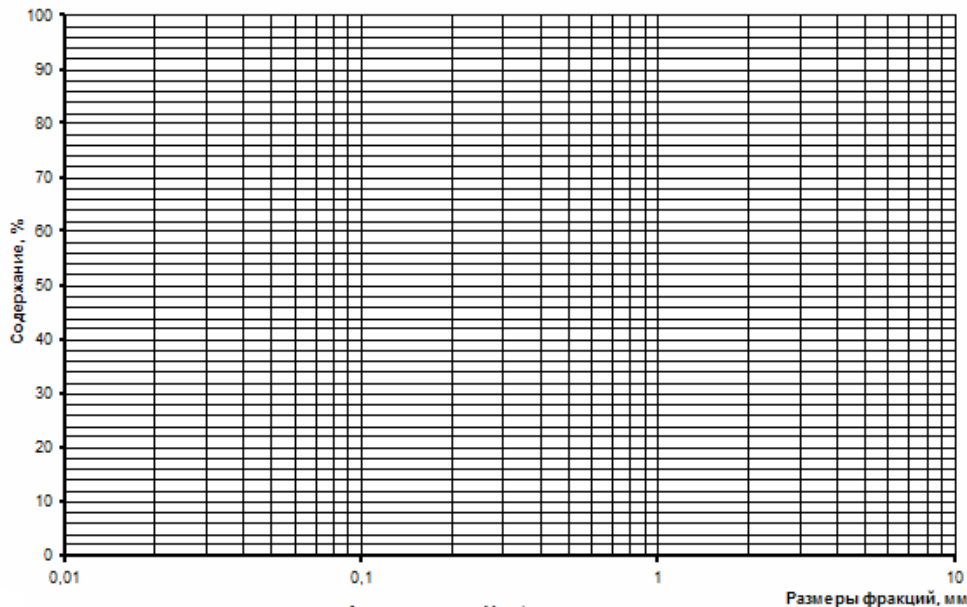


Рисунок 24. Полулогарифмический бланк для построения кривых распределения и кумулятивных кривых

По кумулятивной кривой следует определить гранулометрические коэффициенты: медианный диаметр (по Траску, 1932) представляет абсциссу точки пересечения кумулятивной кривой с ординатой 50 %; коэффициент сортировки S_o определяется как отношение I и III квартилей Q_1 и Q_3 , т.е. диаметров, соответствующих 25% и 75% содержанию частиц. Q_1 и Q_3 находятся на кумулятивной кривой как абсциссы точек пересечения кривой с ординатами, соответствующими 25% и 75% .

$S_o = Q_3 / Q_1$ - при увеличивающейся шкале,
 $S_o = Q_1 / Q_3$ - при шкале, убывающей слева направо..

Коэффициент асимметрии можно определить по формуле: $S_k = Q_1 \cdot Q_3 / M_d^2$ (по Траску); коэффициент K , характеризующий крупнозернистую часть породы, находится как абсцисса пересечения кумулятивной кривой с ординатой 99%.

Таблица 12.2. Гранулометрические коэффициенты (по Траску)

№ обр.	Наименование породы	Гранулометрические коэффициенты			
		M_d	S_o	A_k	K

ГРАФИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА ДАННЫХ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО АНАЛИЗА (ПОСТРОЕНИЕ ДИАГРАММ ПАССЕГИ И ВИШЕРА)

Теоретическая часть. Графическое изображение результатов гранулометрического анализа позволяет сопоставить их в целях обобщения, использовать для решения вопросов генезиса песчано-алевритовых пород (генетическая диаграмма Passega) и определить условия осадконакопления (кривые распределения по Вишеру).

Генетическая диаграмма Пассега позволяет с некоторым приближением оценить палеогидродинамическую обстановку осадконакопления пород по данным

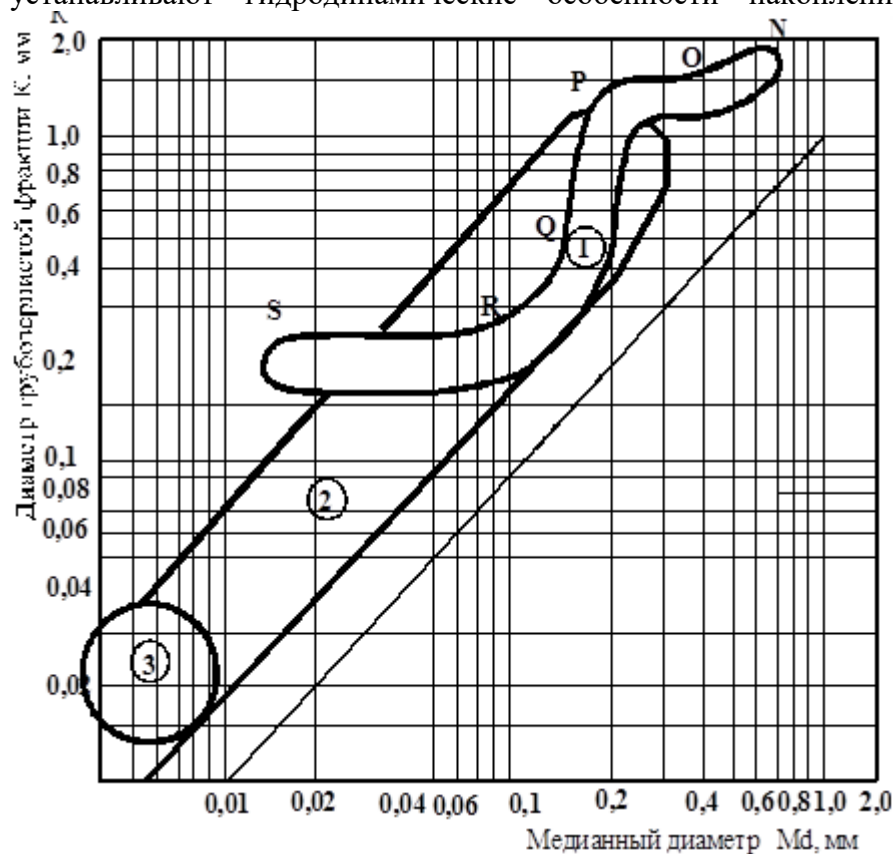
гранулометрического анализа. По диаграмме устанавливают гидродинамические особенности накопления тех или иных осадков.

Г. Вишер считает, что изучение распределения размеров зерен помогает выявлению нескольких логарифмически-нормальных популяций, а смешение этих популяций может служить индикатором особенностей процессов седиментации. На основании изучения нескольких сотен образцов современных и в меньшей степени древних осадков и в меньшей степени древних осадков Г. Вишер выделил 4 типа распределения размеров зерен, характерных для различных обстановок осадконакопления. Первый тип распределения характерен для современных и древних речных отложений; второй – для мелководноморских песков, в формировании которых большую роль играет действие волн; третий – для эоловых (дюны) и четвертый – для пляжевых отложений.

Задания

Диаграмма Пассега позволяет с некоторым приближением оценить палеогидродинамическую обстановку осадконакопления пород по данным гранулометрического анализа. Для построения диаграммы используются два значения: медианный диаметр и крупнозернистая часть породы (К). Строится в двойном логарифмическом масштабе (рисунок 25). По оси абсцисс откладываются значения медианного диаметра, а по оси ординат – коэффициента К. Каждый анализ характеризуется одной точкой, около которой подписывается номер образца. На диаграмме оконтуривают области расположения точек, согласуясь с диаграммой, предложенной Пассега, и

устанавливают гидродинамические особенности накопления тех или иных осадков.

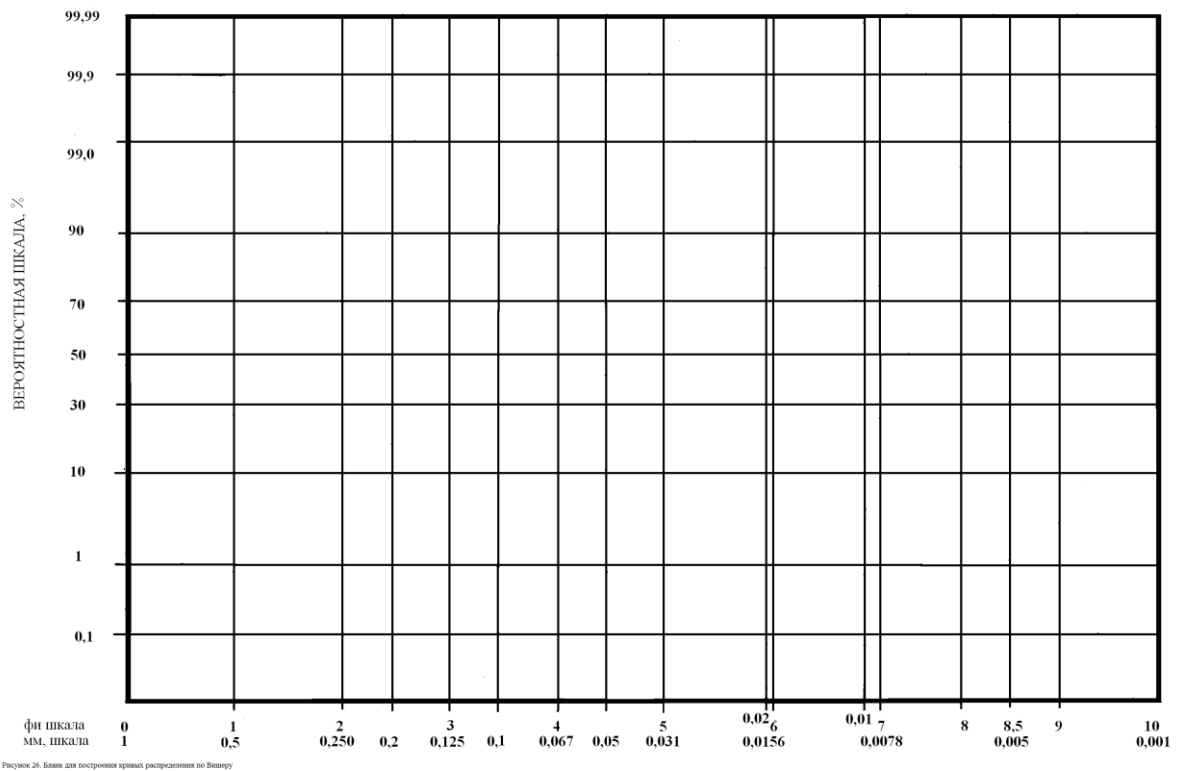


N/O - осадки перекачивания; O/P - осадки перекачивания с незначительным количеством осадков взвеси; P/Q - осадки взвеси с некоторым количеством осадков перекачивания (отложения течений с высокими скоростями); Q/R - отложения течений со средними скоростями; R/S - однородные осадки взвеси (отложения течений с низкими скоростями)

- ① - Отложения потоков;
- ② - Турбидитные отложения;
- ③ - Осадки, отложенные из взвеси в спокойных водах

Рисунок 25. Генетическая диаграмма Пассега

Для построения кривых распределения по Вишеру по оси абсцисс откладываются конечные размеры зерен или их логарифмы, а по оси ординат - суммарные проценты всех частиц. Бланк для построения кривых распределения приведен на рисунке 26.



ГРАФИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА ДАННЫХ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО АНАЛИЗА (ПОСТРОЕНИЕ ТРЕУГОЛЬНЫХ ДИАГРАММ, ЦИКЛОГРАММ И ГИСТОГРАММ)

Графическое изображение результатов гранулометрического анализа позволяет более наглядно представить полученные данные (гистограммы и циклограммы), сопоставить их в целях обобщения (треугольные диаграммы).

Самый наглядный график – гистограмма, на котором содержание каждой фракции изображается отдельно, высотой столбика (рисунок 27).

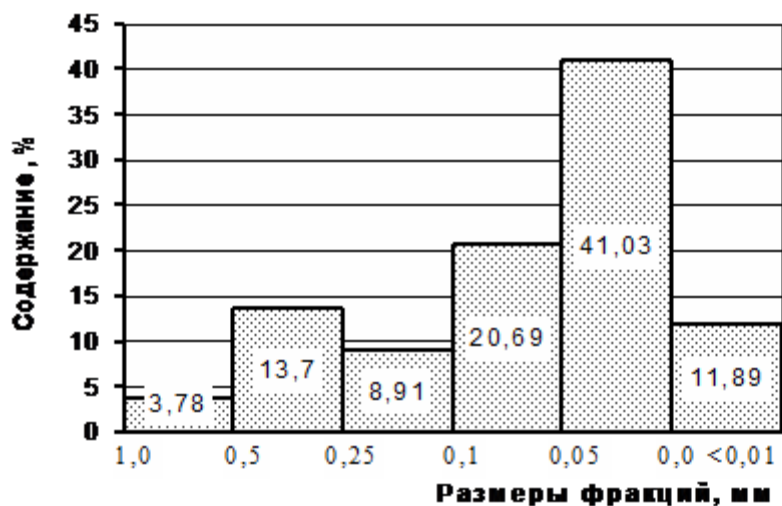


Рисунок 27. Гистограмма гранулометрического состава

Достоинство гистограмм – большая наглядность и возможность показа отдельно любой фракции. Недостаток – невозможность совмещения на одной диаграмме нескольких анализов.

Циклограмма представляет круг, разделенный на секторы, площади или дуги которых пропорциональны содержанию фракций (рисунок 28). Данный график для сопоставления массовых анализов неудобен.

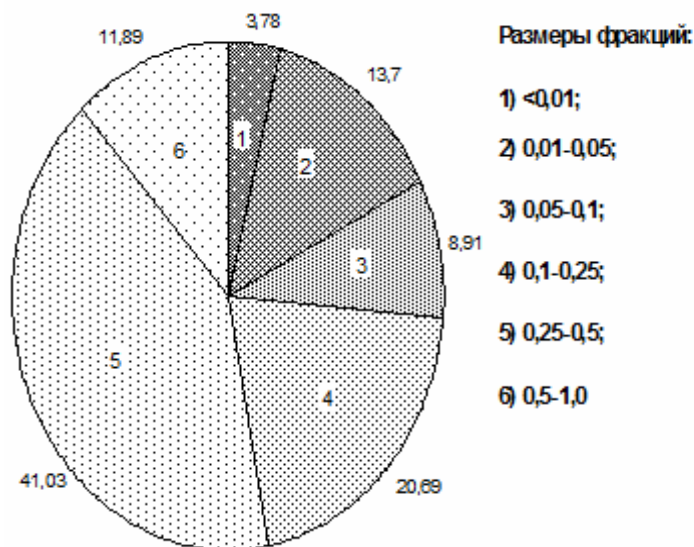


Рисунок 28. Циклограмма гранулометрического состава

Треугольные диаграммы применяют для сопоставления результатов многих анализов - в этом его преимущество перед всеми ранее рассмотренными. Анализы здесь изображаются одной точкой, но содержания фракций определены быть не могут, т.к. при нанесении на треугольную диаграмму, допускающую показ лишь трех компонентов, фракции объединяются.

Оборудование и материалы. Таблицы данных гранулометрического анализа, треугольные диаграммы.

Указания по технике безопасности смотреть в приложении 1.

Задания

Треугольные диаграммы. При построении треугольных диаграмм фракции следует объединить по группам: в одну группу - песчаные, в другую - алевритовые, в третью - глинистые. Если есть гравийная фракция, то она присоединяется к песчаной (рисунок 29).

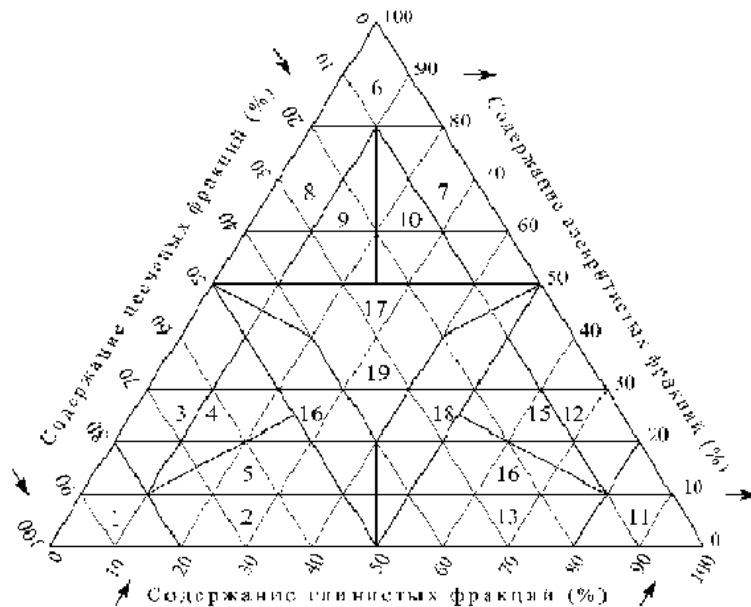


Рисунок 29. Классификационная схема средне- и мелкообломочных пород

- | | |
|---------------------------------|--------------------------------|
| 1 - песок | 11 - глина |
| 2 - глинистый песок | 12 - алевритовая глина |
| 3 - алевритистый песок | 13 - песчаная глина |
| 4 - глинисто-алевритистый песок | 14 - алеврито-песчаная глина |
| 5 - алеврито - глинистый песок | 15 - песчано-алевритовая глина |
| 6 - алеврит | 16 - супесь |
| 7 - глинистый алеврит | 17 - субалеврит |
| 8 - песчаный алеврит | 18 - суглинок |
| 9 - глинисто-песчаный алеврит | 19 - хлидолит |
| 10 - песчано-глинистый алеврит | |

Необходимо построить равносторонний треугольник, каждой вершине которого будут соответствовать 100% содержание одной из групп фракций. На сторонах, противоположных этим вершинам, расположатся точки с нулевым содержанием соответствующих фракций.

Для удобства нанесения анализов на диаграмму стороны треугольника следует разделить на 10 равных частей и через точки деления провести параллельно сторонам треугольника линии равного содержания соответствующих фракций. Каждая точка, изображающая анализ внутри треугольника, будет иметь три координаты; точки, расположенные на сторонах - две координаты, а в вершинах - одну. Чаще всего песчаные фракции откладывают в левом, алевритовые - в верхнем, а глинистые - в правом углу треугольника.

Если анализов мало, рядом с точкой ставят номер образца, при массовых анализах используют различные условные обозначения.

Для построения столбчатой диаграммы (гистограммы) по оси абсцисс следует отложить граничные размеры фракций (или их логарифмы), а по оси ординат - процентное содержание каждой фракции.

Содержание отчета. В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование, методику и ход выполнения работы, порядок обработки полученных данных. Затем следует привести построенные по данным гранулометрического анализа: гистограмму (1 образец), циклограмму (1 образец), треугольную диаграмму.

Вопросы для самопроверки:

1. Для чего применяют графические способы изображения данных гранулометрического анализа?
2. Охарактеризуйте построение треугольных диаграмм.

3. Расскажите порядок построения генетической диаграммы Пассега.
4. Как строятся кривые распределения по Вишеру?
5. Для чего применяют графические способы изображения данных гранулометрического анализа?
6. Расскажите порядок построения кривых распределения.
7. Что такое медианный диаметр и как он определяется?
8. Что такое коэффициент асимметрии?

7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЕНЕТИЧЕСКОГО ТИПА РАССЕЯННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА

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 ($C_{орг}$) 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 «микронепти». 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 микронепти, 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. микронепть. 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* :

$$\beta = (C_{бит} / C_{орг}) \cdot 100, \quad (7.1)$$

где $C_{бит}$ и $C_{орг}$ – 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 *алициновый*. 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. 7.1). Выделенные типы отличаются по характеру генерируемых УВ.

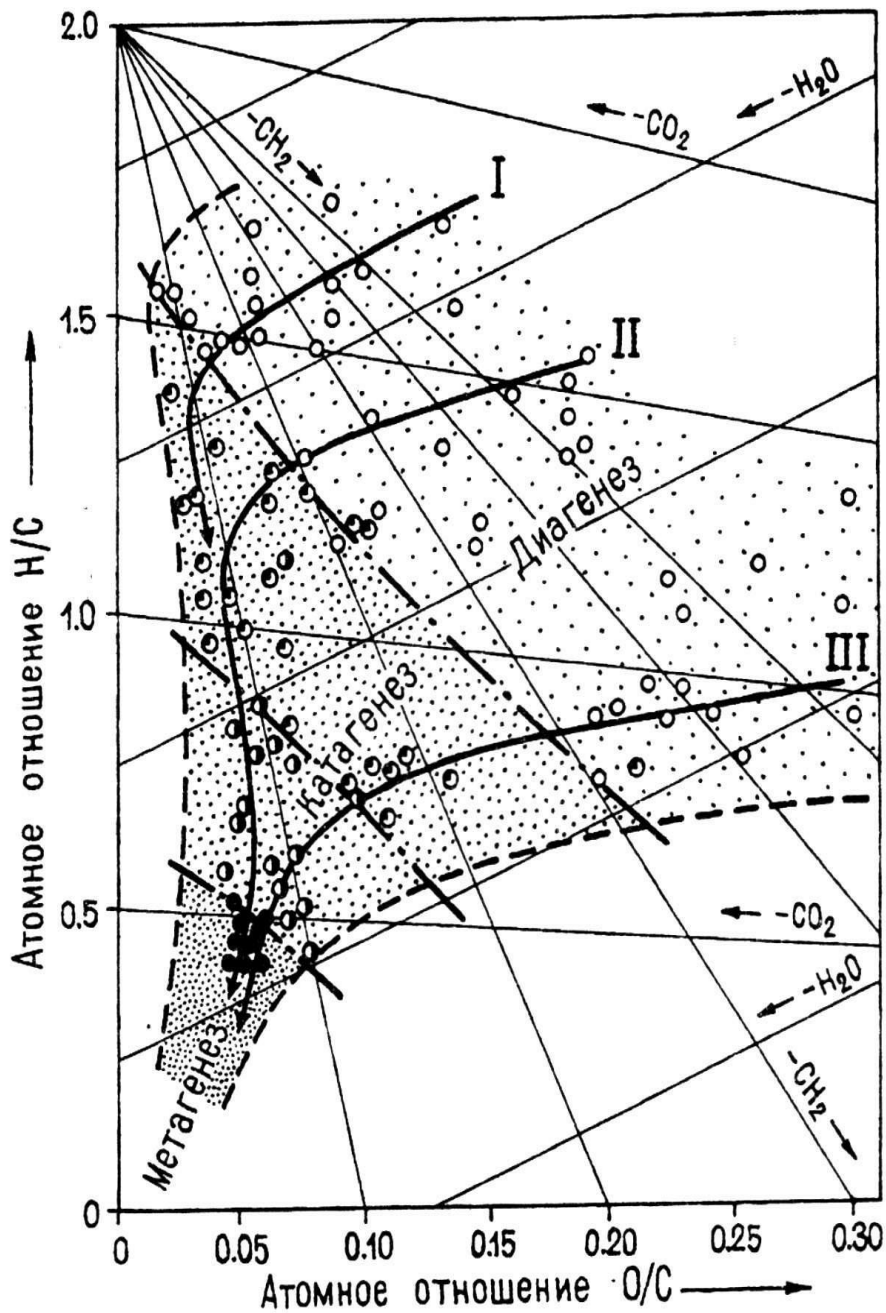


Рисунок 7.1 – Схема эволюции керогена (диаграмма Ван-Кревелена)

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_1), 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):

$$HI = S_2/TOC.$$

7.2)

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

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 $C_{орг}$); III тип – средний ($HI = 400 - 300$ мг УВ/г $C_{орг}$); IV тип – средний ($HI = 300 - 200$ мг УВ/г $C_{орг}$); Vа тип – умеренный ($HI = 200 - 150$ мг УВ/г $C_{орг}$); Vб тип – бедный ($HI = 150 - 75$ мг УВ/г $C_{орг}$); Vс 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. 7.2).

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.

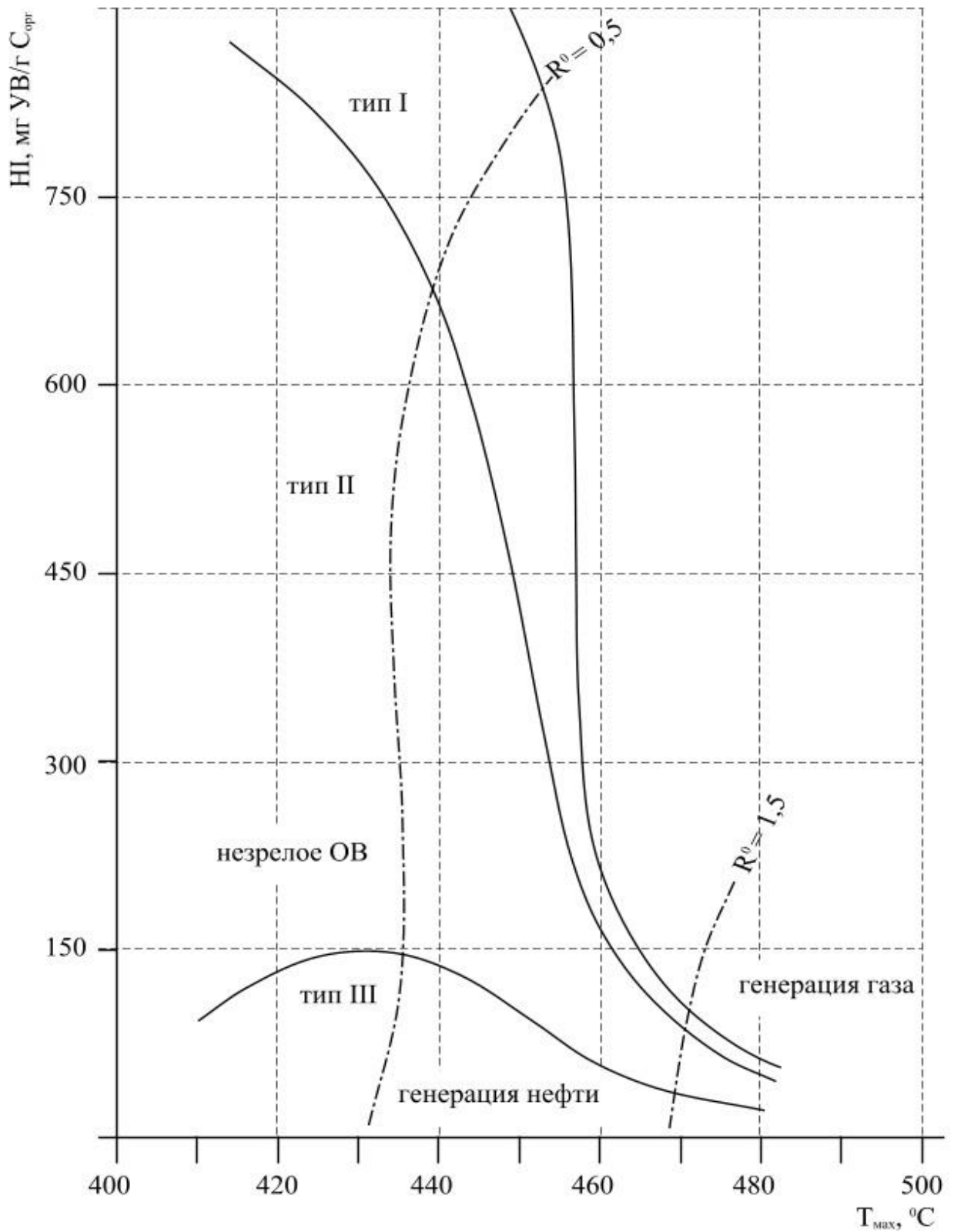


Рисунок 7.2 – Эволюционная диаграмма органического вещества, составленная по пиролитическим параметрам «Rock-Eval»

Французскими исследователями установлено, что $T_{max} < 435$ °С соответствует значениям $R^0 < 0,5$ % и говорит о незрелости ОВ (градация протокатагенеза – ПК). Интервал температур $T_{max} = 435 - 460$ °С отвечает величине R^0 от 0,5 до 1,15 % и соответствует «нефтяному окну» (градации мезокатагенеза – МК₁ – МК₃). Интервал $T_{max} > 465$ °С ($R^0 > 1,15$ %) 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 7.1 и 7.2.

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.7.3 и 7.4).

Таблица 7.1 – 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	Манычская	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 7.2 – Результаты пиролитических исследований ОВ

Ва риант	Пло щадь, скважина	Глубина, м	S_2 , мг породы	УВ/г	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	Довеунская, 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	Манычская, 22	710–725	6,3	2,2	432
		725–740	4,5	1,8	434
		740–760	6,0	2,0	425
		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	Невинномысская, 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	Нефтекумская, 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–	4,2	2,6	425
		1010–	4,6	2,5	436
		1025–	4,4	2,7	428
0	Федоровская, 5	1000 –	1,5	0,6	427
		1020 –	0,9	0,8	429
		1030 –	1,2	1,2	436
		1045–	0,8	1,3	425
		1055 –	0,6	1,1	430
		1070 –	1,4	0,8	438
		1085 –	1,6	0,9	439
		1090 –	1,7	1,4	440
		1100 –	1,5	1,5	423
		1120 –	0,9	1,6	422

Таблица 7.3 – Анализ результатов физико-химических исследований ОБ

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

Таблица 7.4 – Анализ результатов пиролитических исследований ОБ

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

Вопросы для самопроверки:

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 ОБ? Приведите их основные характеристики.
6. По каким показателям определяется катагенетическая преобразованность ОБ?

8 ПОСТРОЕНИЕ КАРТ ГЕОХИМИЧЕСКИХ АНОМАЛИЙ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКОГО ПОТЕНЦИАЛА ОТЛОЖЕНИЙ

Цель работы: Научить студентов построению и интерпретации карт геохимических аномалий и нефтегазоматеринского потенциала отложений.

Теоретическая часть. Геохимические исследования нефти и газа, рассеянного органического вещества (ОВ) современных и ископаемых осадков нефтегазоносных бассейнов внедрялись в практику нефтегазопромышленных 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 нефти - 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 скопления 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.

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

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

HI – водородный индекс ($HI = 100\% S_2 / TOS$) 8.1

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

TOS – 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

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, а затем приступить к определению нефтегазоматеринского потенциала ОВ пород по пиролитическим параметрам (формулы 8.1, 8.2, 8.3). Построить карты равных значений РР. Исходные данные для выполнения лабораторной работы сведены в таблицы 8.1 8.2. Задания выполняются по вариантам.

Необходимо построить 5 карт. По построенным картам геохимических аномалий делаем вывод, о наиболее перспективных участках исследуемой территории. На карте значений нефтегазоматеринского потенциала выделить зоны с небольшим газоматеринским потенциалом, с умеренным нефтематеринским потенциалом, с высоким нефтематеринским потенциалом. В заключение сделать выводы о том, подтверждается ли анализ, проведенный по картам геохимических аномалий расположением выделенных зон нефтегазоматеринского потенциала

Вариант 1



Вариант 2

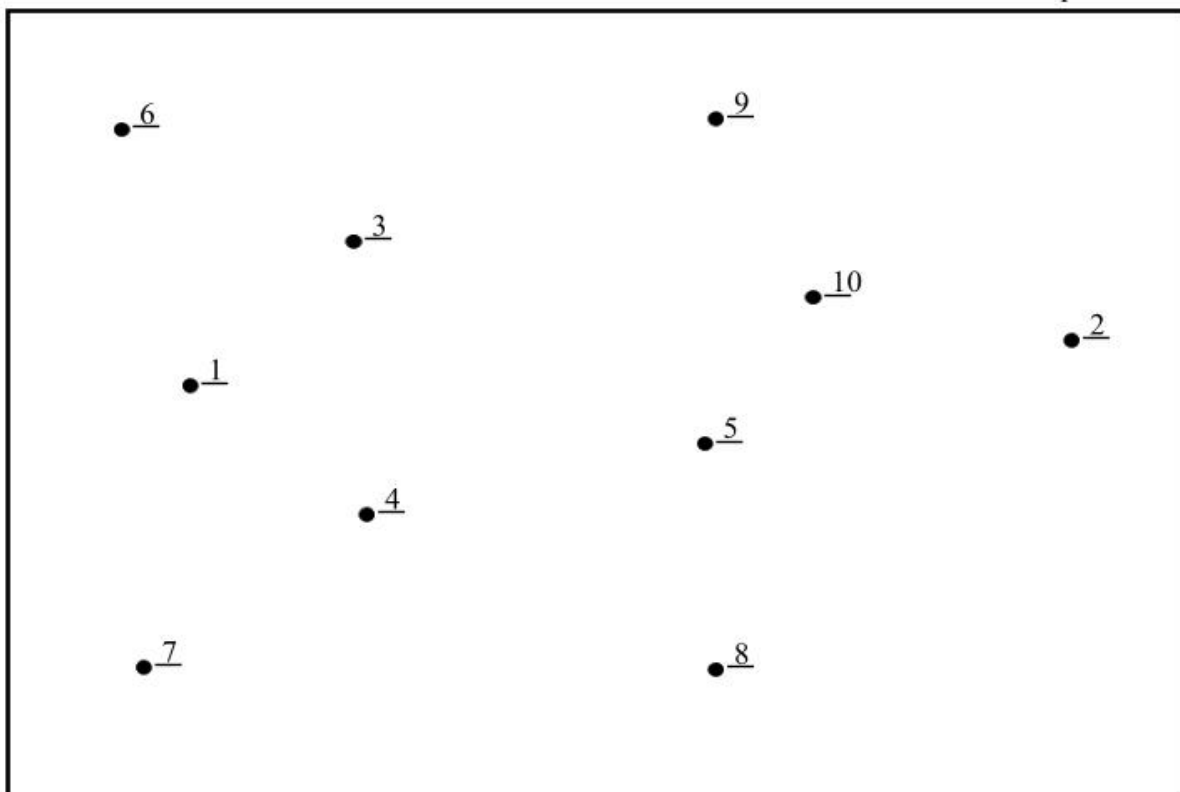
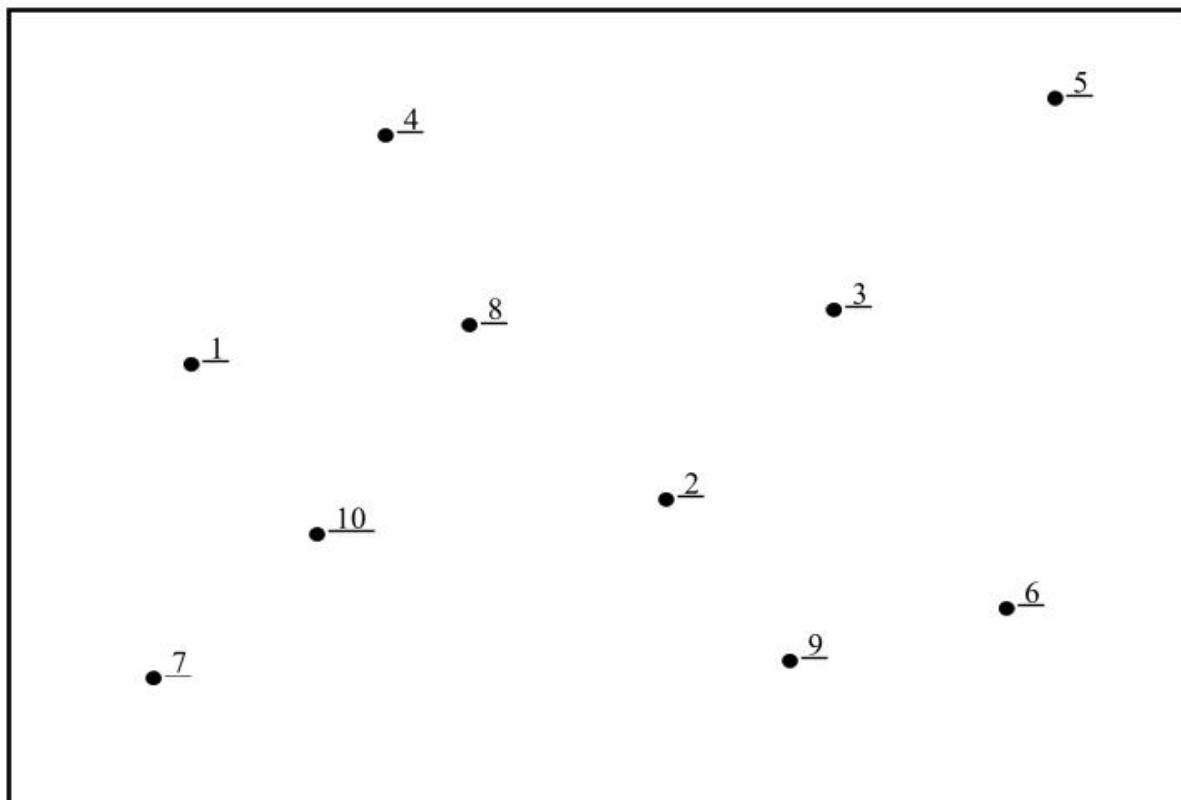


Рисунок 8.1 – Схема расположения скважин (вариант 1 и 2)

Вариант 3



Вариант 4

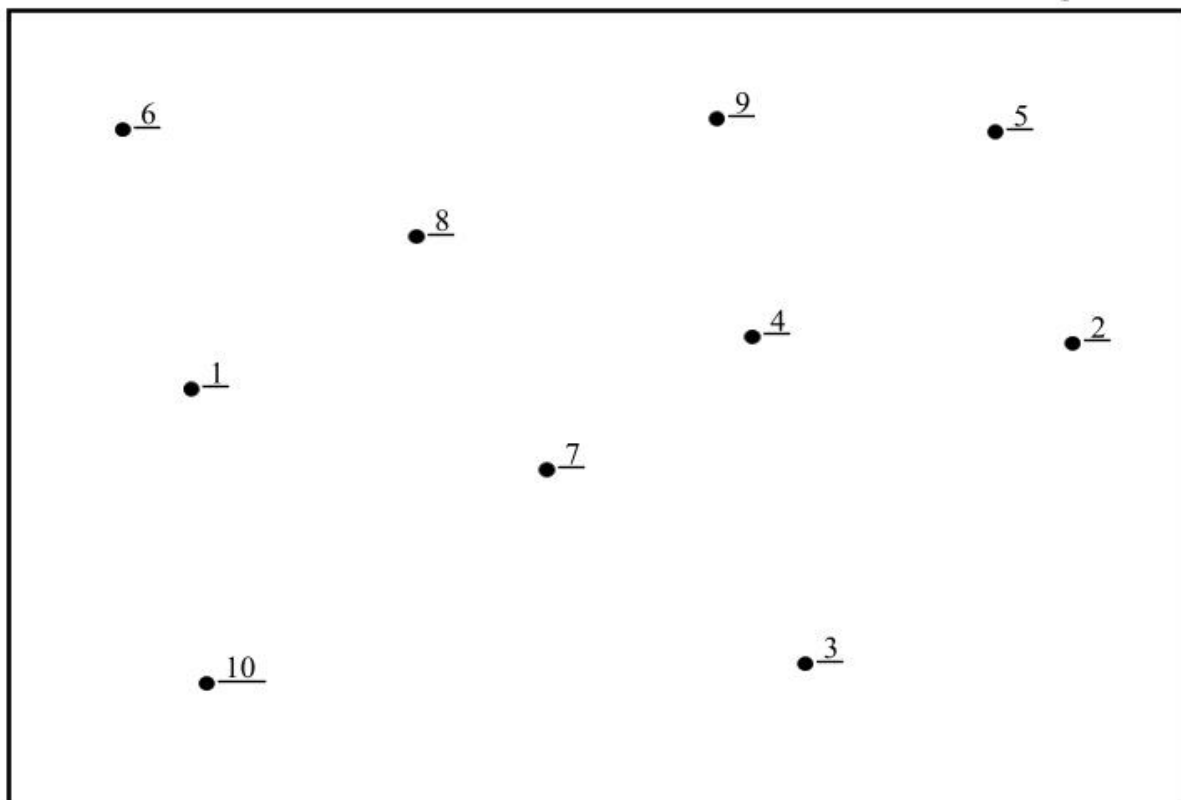
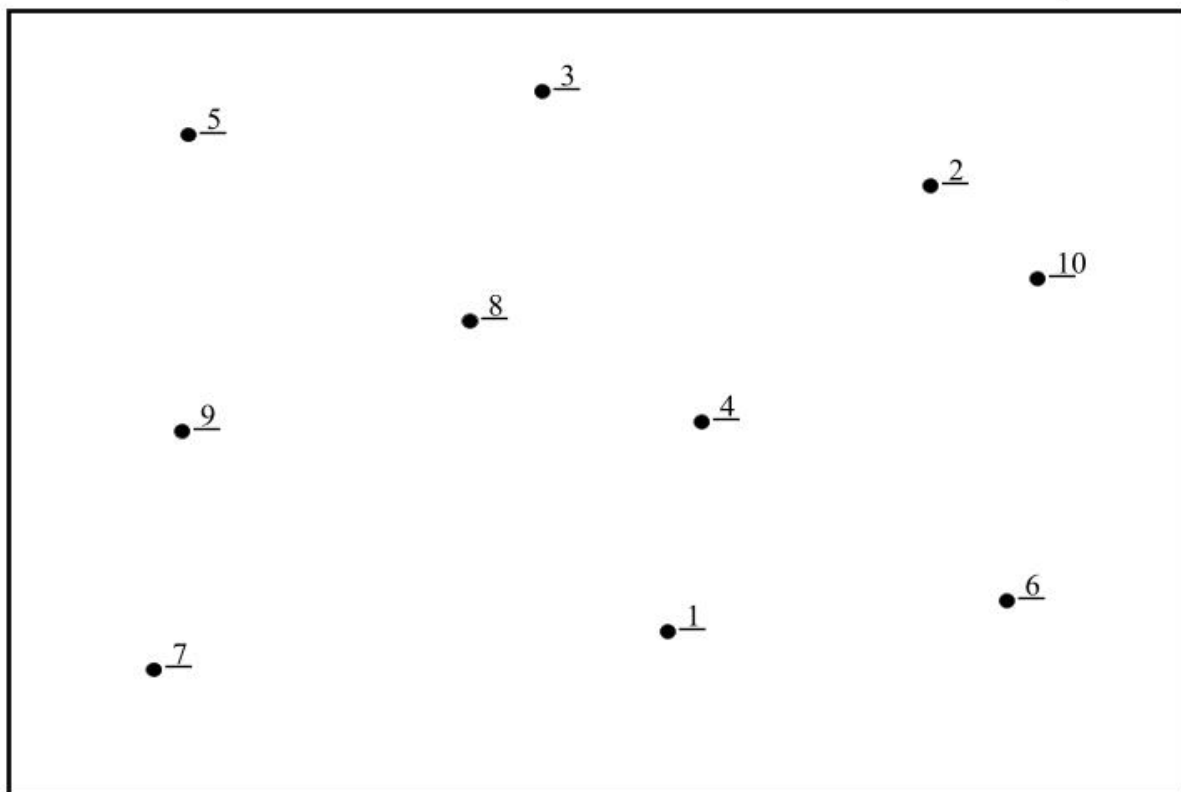


Рисунок 8.2 – Схема расположения скважин (вариант 3 и 4)

Вариант 5



Вариант 6

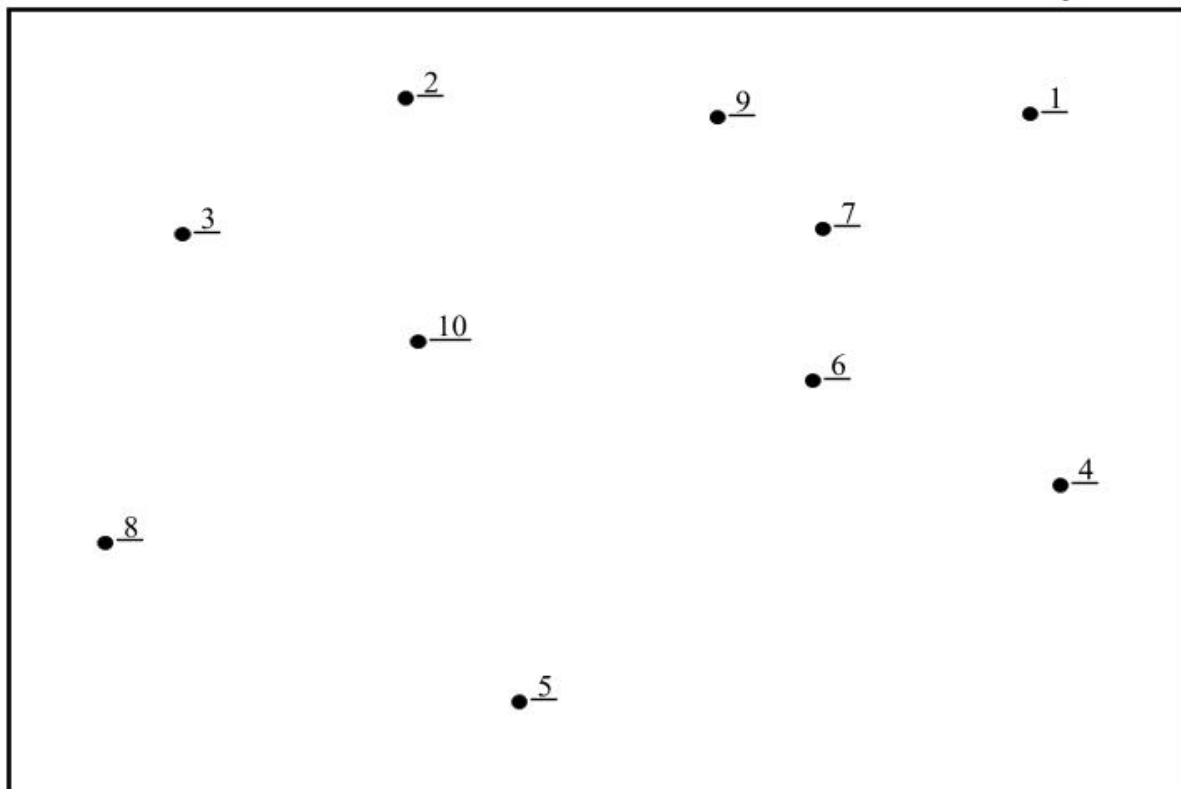
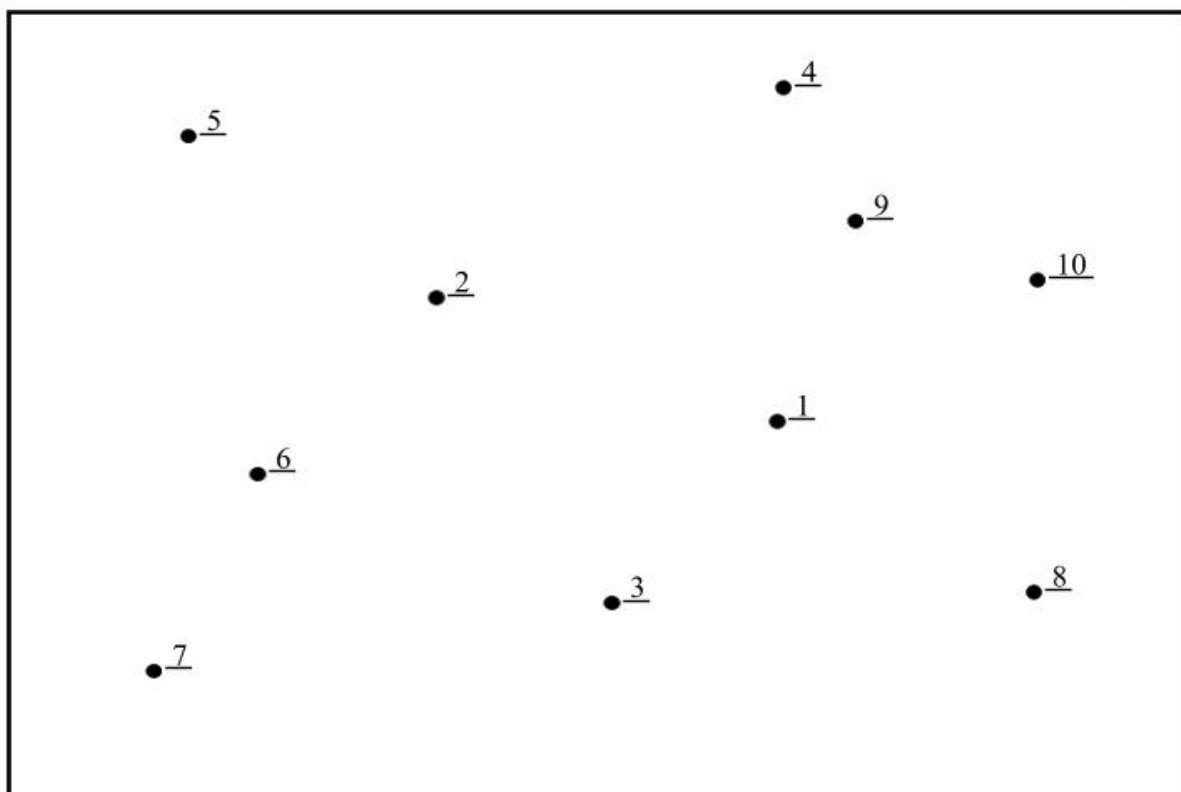


Рисунок 8.3 – Схема расположения скважин (вариант 5 и 6)

Вариант 7



Вариант 8

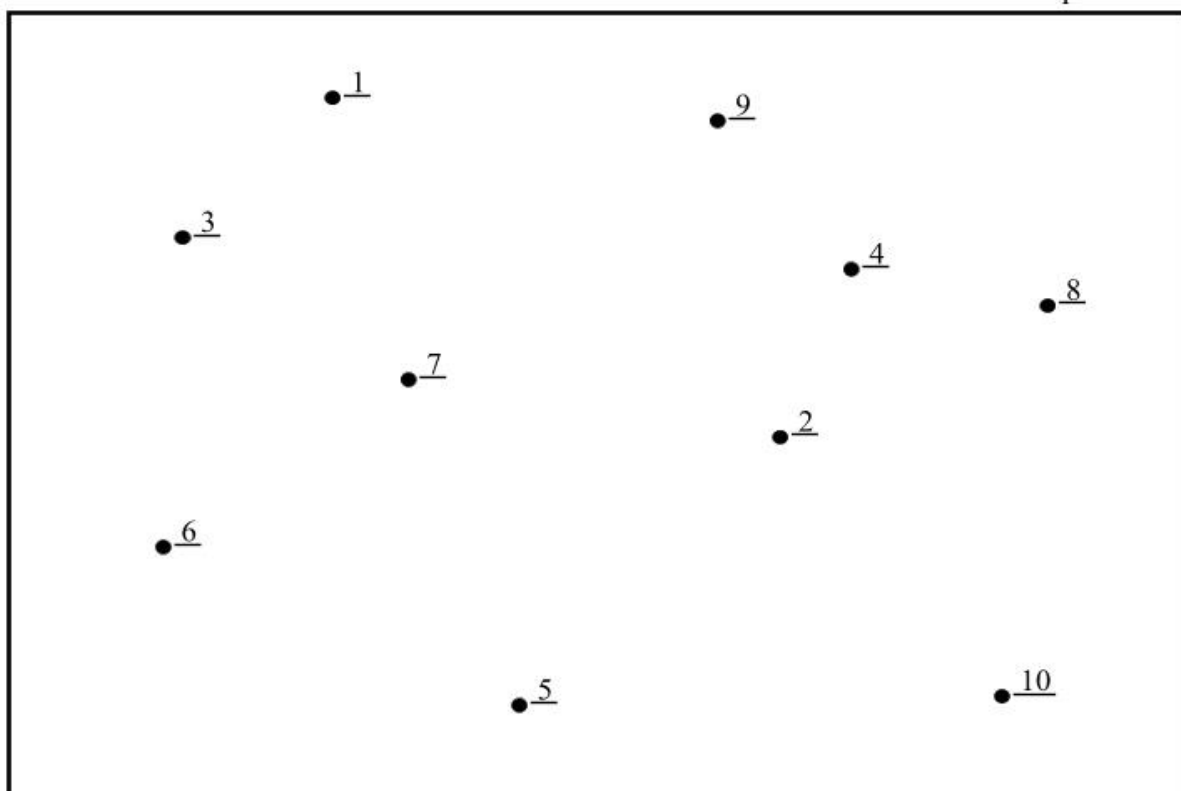
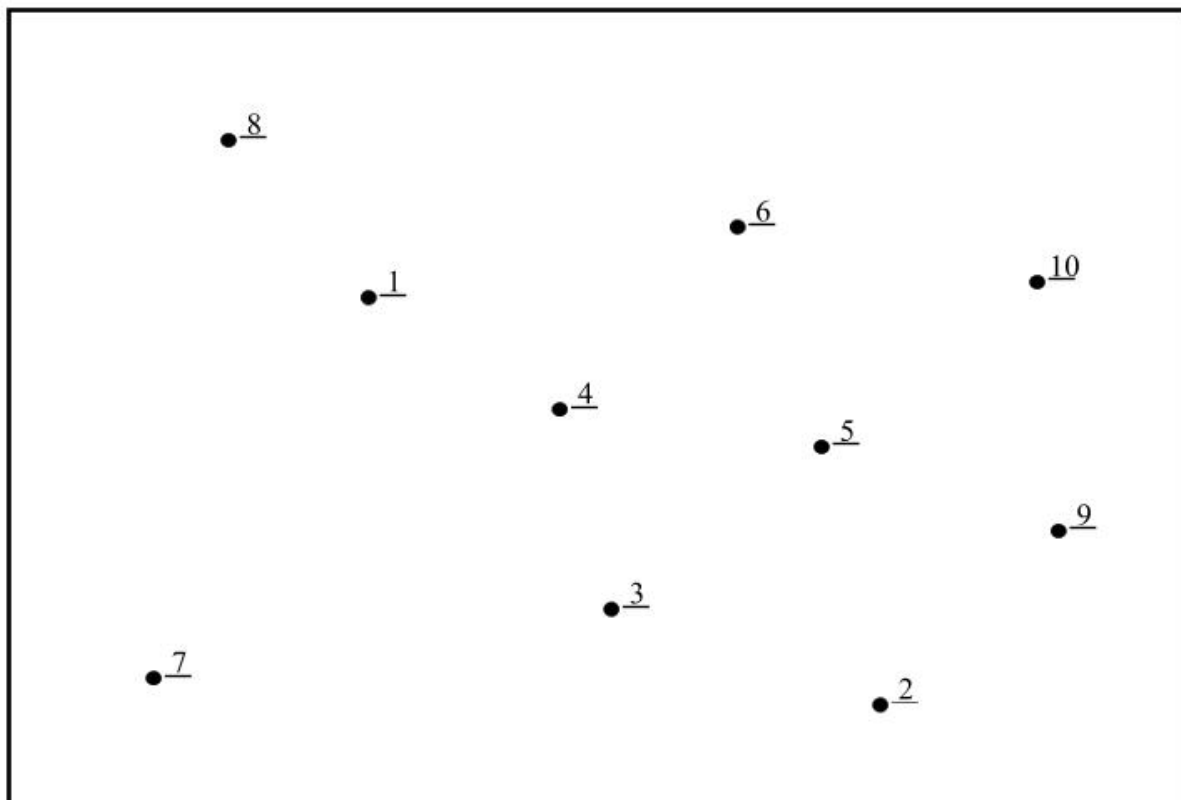


Рисунок 8.4 – Схема расположения скважин (вариант 7 и 8)

Вариант 9



Вариант 10

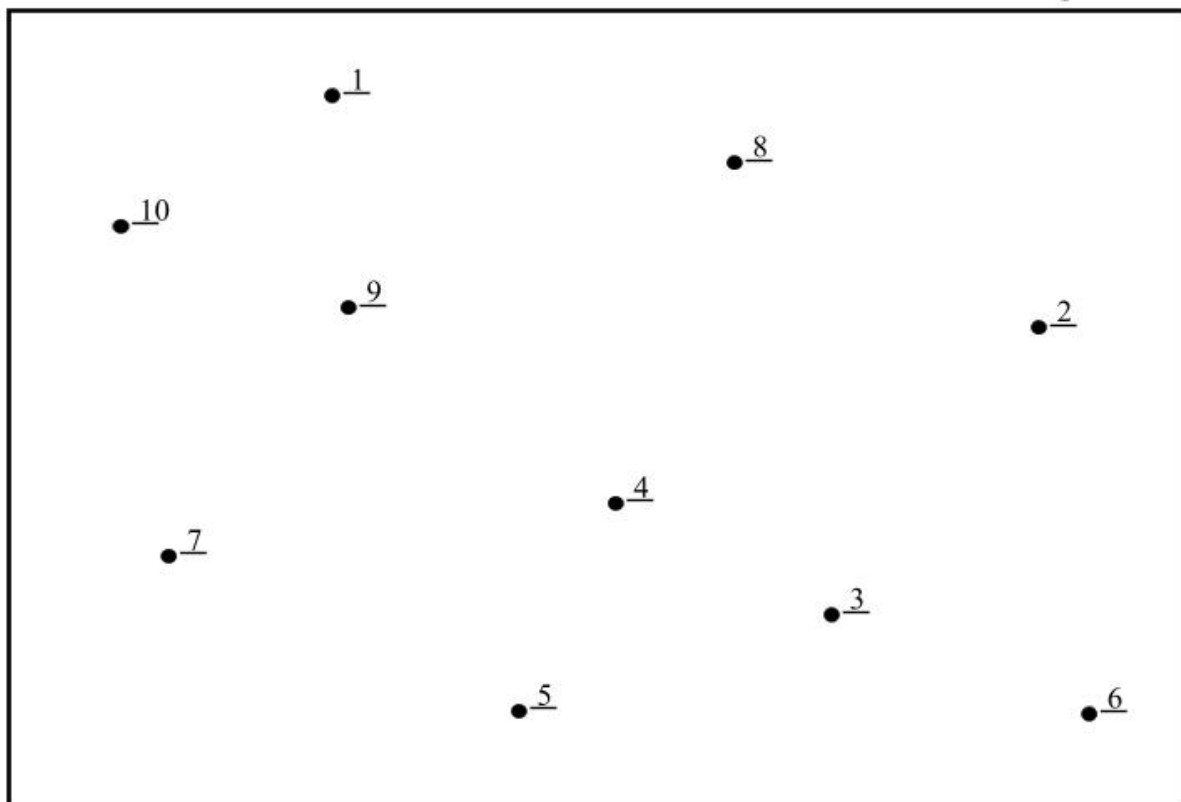
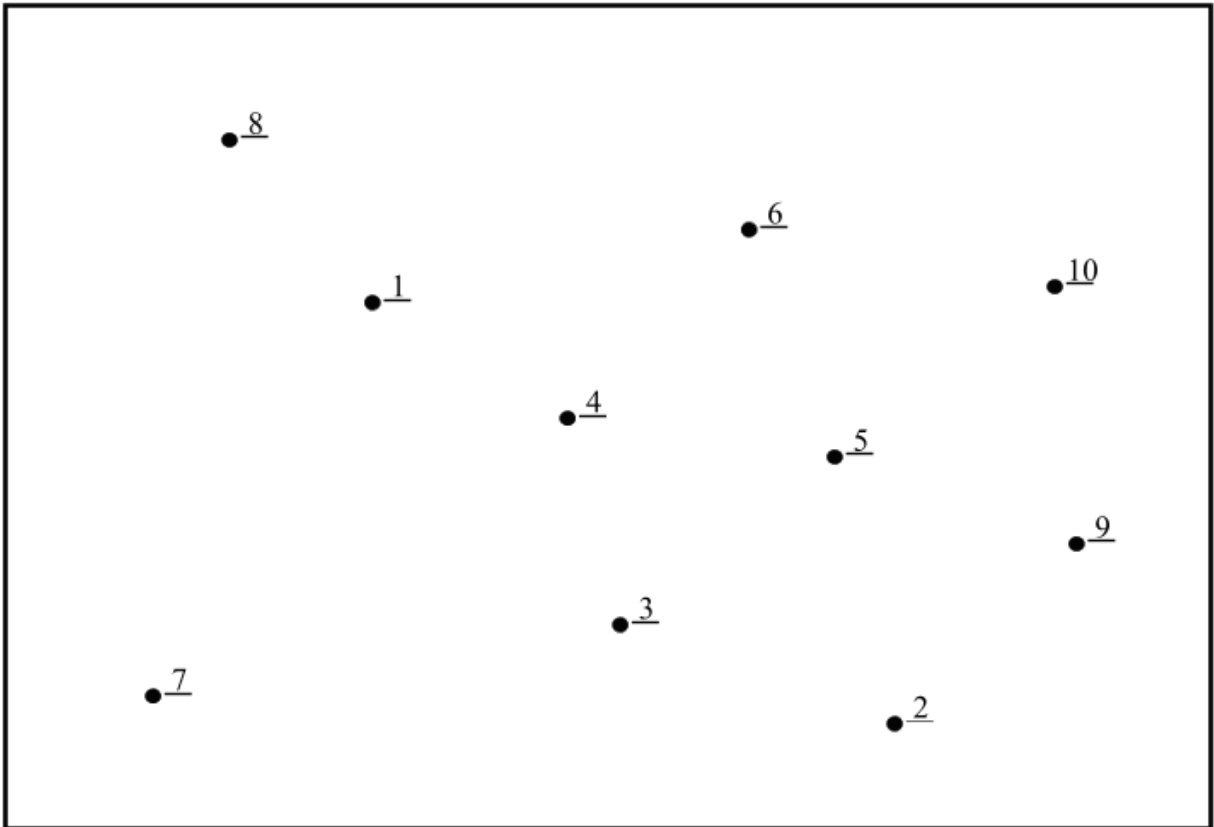


Рисунок 8.5 – Схема расположения скважин (вариант 9 и 10)

Вариант

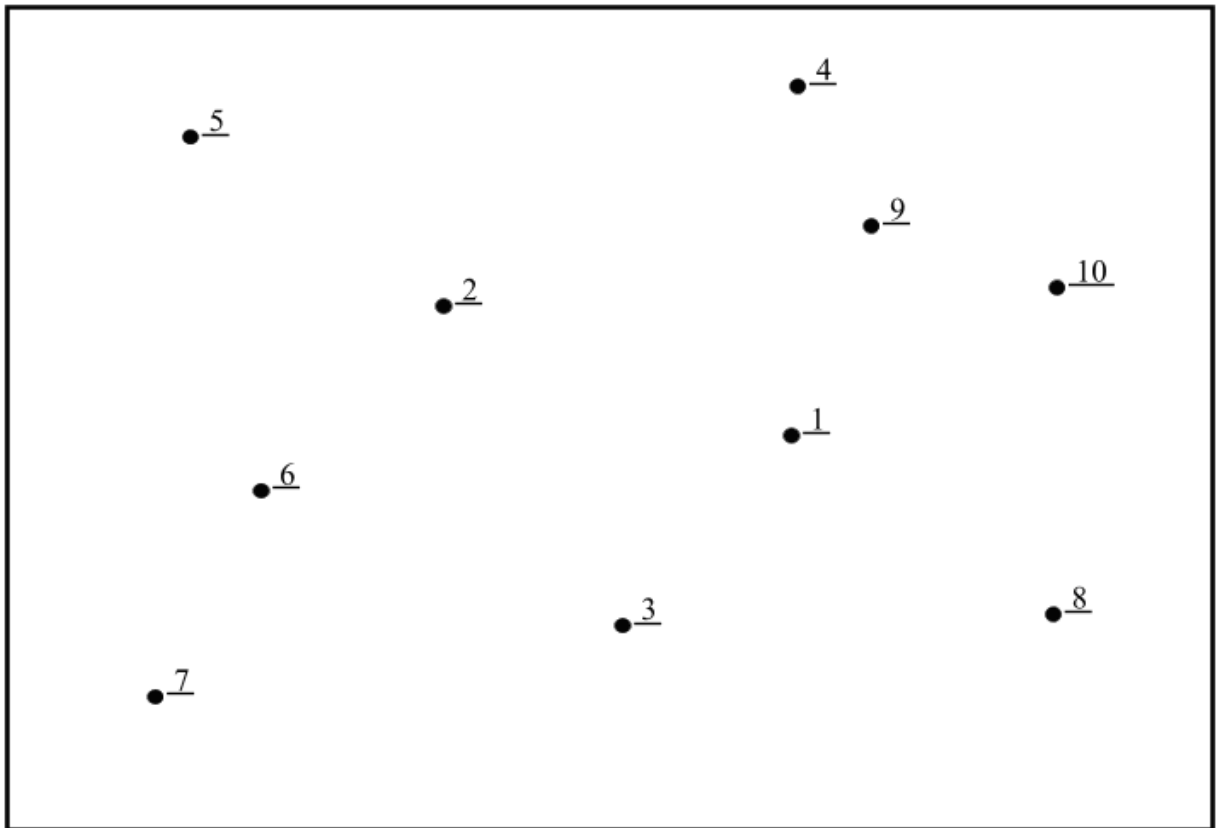


Вариант



Рисунок 8.6 – Схема расположения скважин (Варианты 11 и 12)

Вариант



Вариант

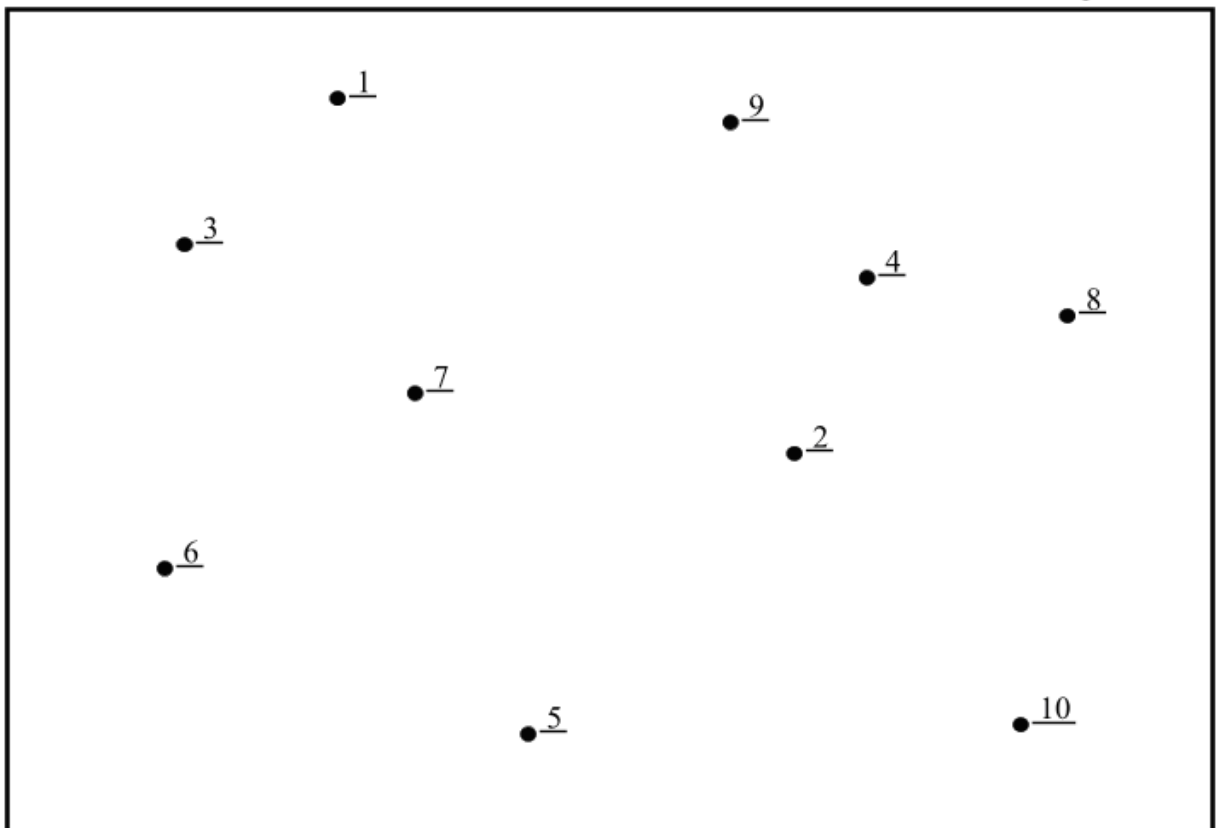
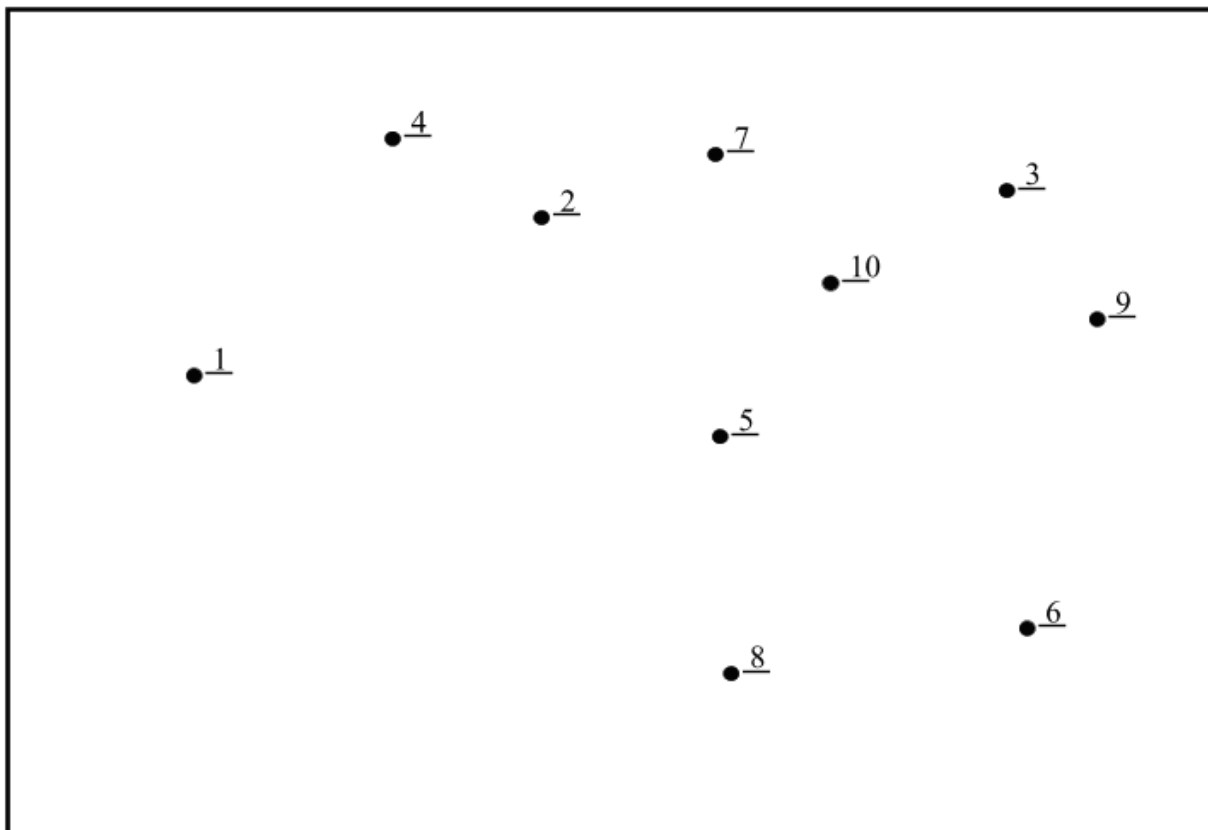


Рисунок 8.7 - Схема расположения скважин (Варианты 13 и 14)

Вариант



Вариант

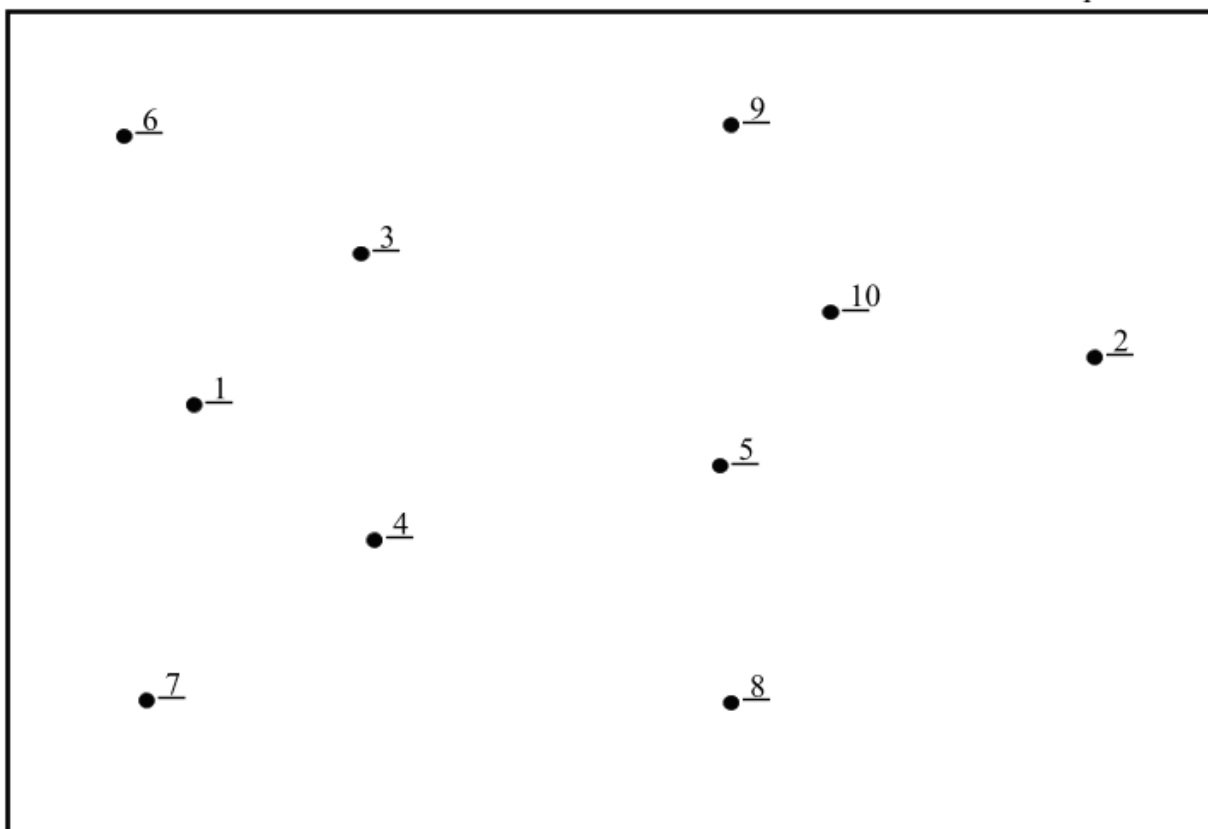
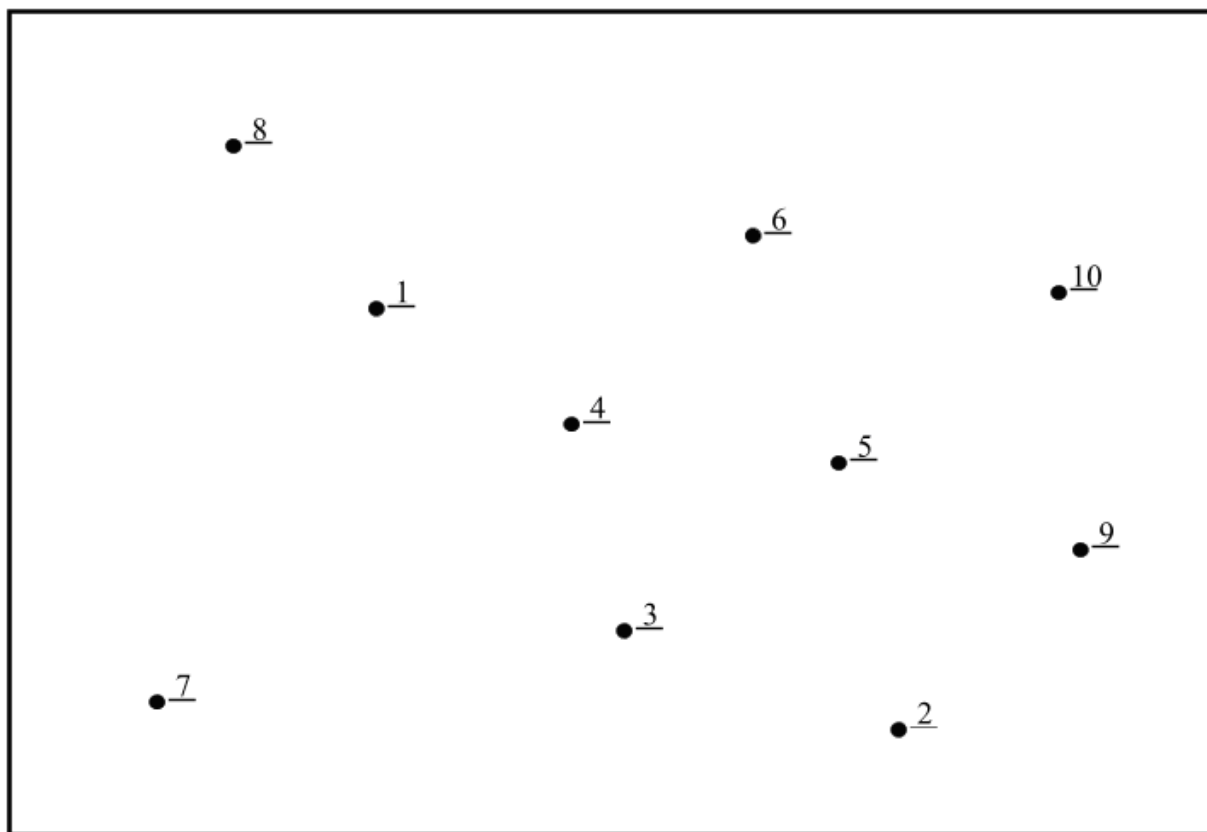


Рисунок 8.8 - Схема расположения скважин (Варианты 15 и 16)

Вариант



Вариант

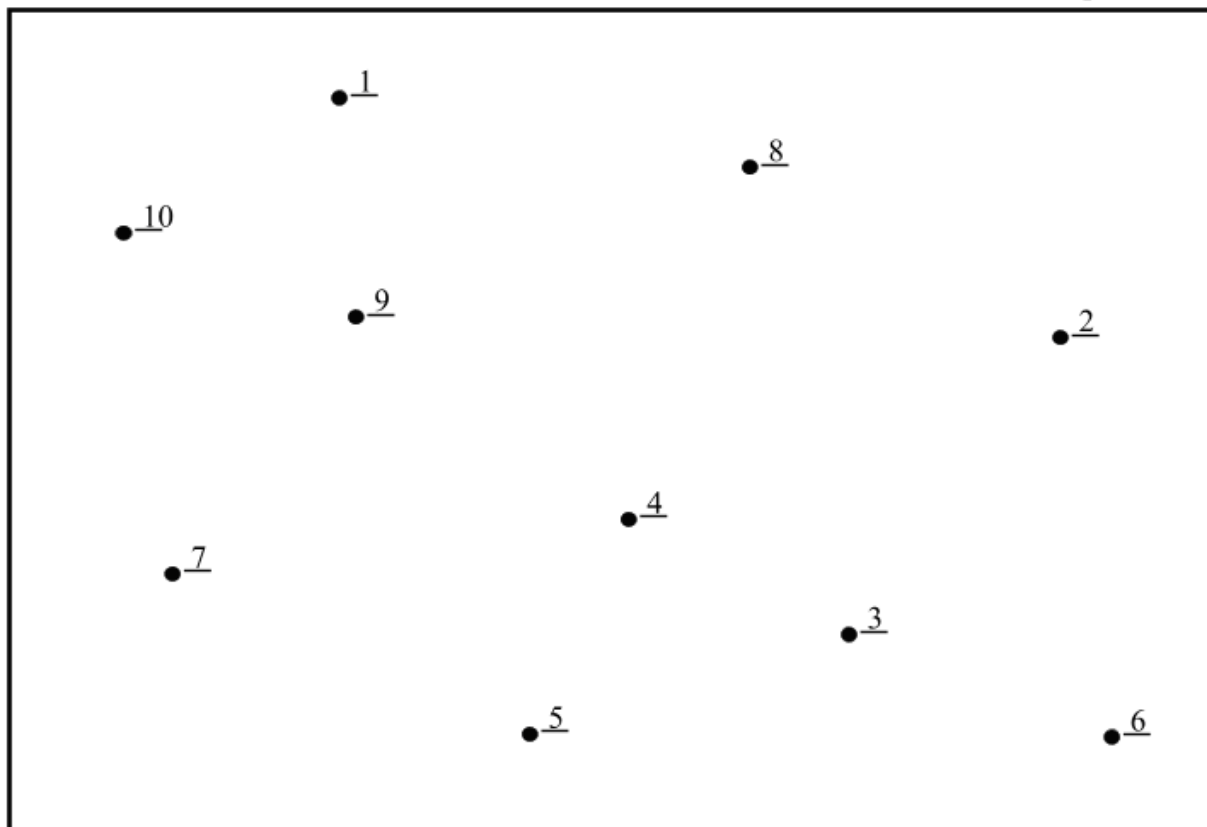
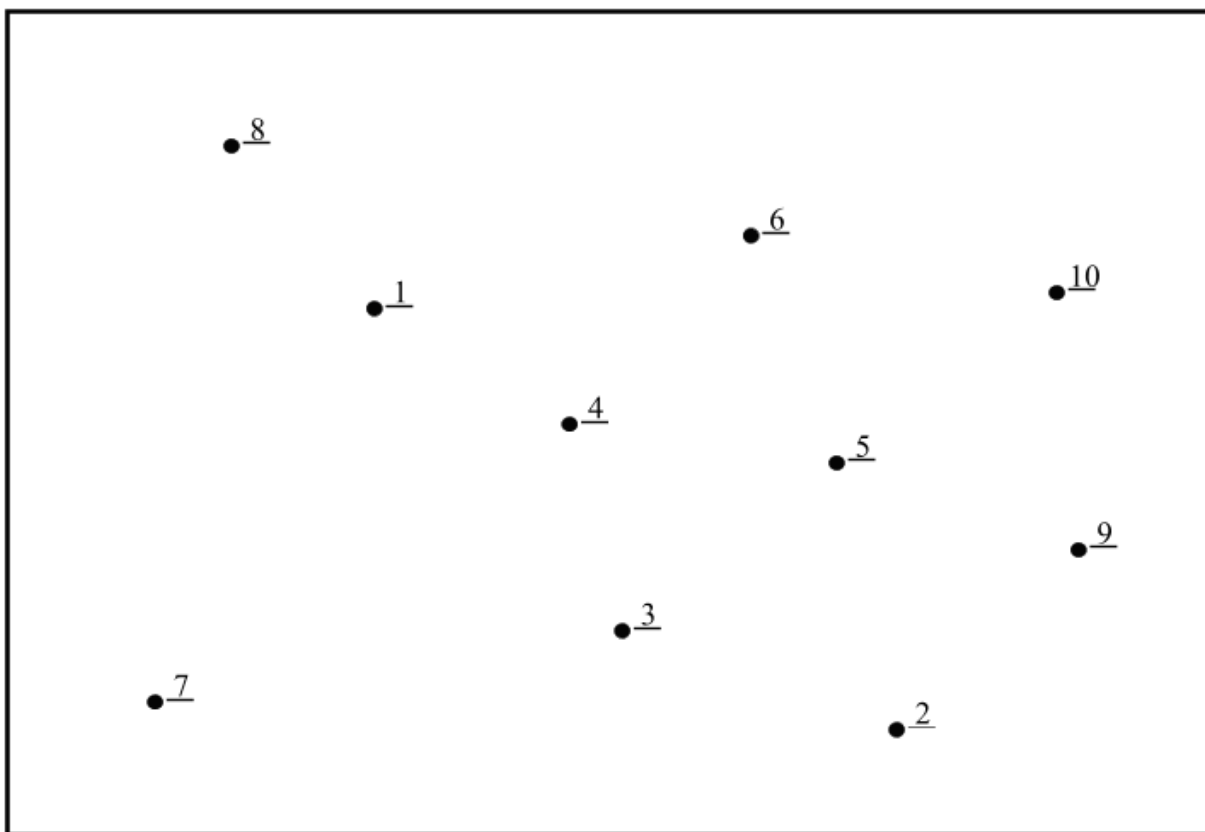


Рисунок 8.9 - Схема расположения скважин (Варианты 17 и 18)

Вариант



Вариант

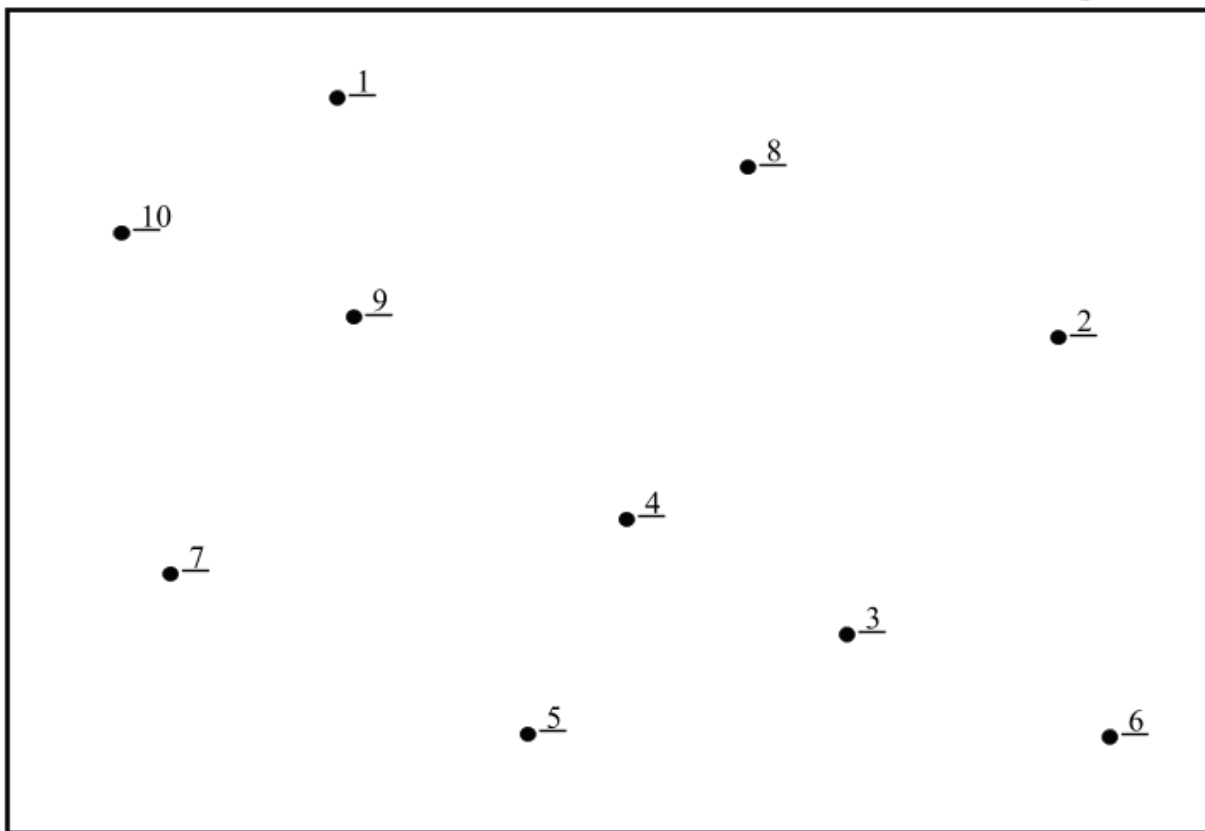


Рисунок 8.10 - Схема расположения скважин (Варианты 19 и 20)

Таблица 8.1 – Результаты физико-химических анализов

Вариант	Площадь	Скважина	Сорг, %	ХБ, %	ДСББ, %	Содержание масел в ХБА, %
1	Аносовская	1	2,41	0,5	0,9	36,9
		2	1,58	0,29	0,3	85,3
		3	1,37	0,16	0,26	64,2
		4	0,98	0,1	0,5	60,69
		5	0,85	0,5	0,2	15,12
		6	1,1	0,13	0,75	62,64
		7	0,39	0,8	0,8	28,81
		8	3,92	0,28	0,4	25,49
		9	1,65	0,47	0,42	18,27
		10	0,5	0,6	0,6	40,3
2	Архангельская	1	1,9	0,5	0,2	20,87
		2	1,41	0,36	0,55	78,8
		3	5,05	0,32	0,72	49,7
		4	3,01	0,3	0,16	31,95
		5	7,13	0,69	0,34	22,34
		6	3,12	0,14	0,13	62,5
		7	0,28	0,7	0,4	13,86
		8	1,11	0,13	0,8	45,51
		9	2,83	0,55	0,2	92,5
		10	3,9	0,12	0,19	59,34
3	Довсунская	1	6,35	0,35	0,36	59,95
		2	1,51	0,7	0,2	29,81
		3	0,6	0,4	0,6	49,04
		4	1,02	0,15	0,7	71,24
		5	4,94	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	4,9	0,64	0,16	56,35
		9	5,02	0,5	0,6	73,02
		10	2,24	0,16	0,56	73,02

Вариант	Площадь	Скважина	Сорг, %	ХБ, %	ДСББ, %	Содержание масел в ХБА, %
---------	---------	----------	---------	-------	---------	---------------------------

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
Вариант	Площадь	Скважина	С _{орг} , %	ХБ, %	ДСББ, %	Содержание масел в ХБА, %
5	Катериновская	1	0,25	0,05	0,025	58,52
		2	0,98	0,29	0,17	30,41
		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
Вариант	Площадь	Скважина	С _{орг} , %	ХБ, %	ДСББ, %	Содержание масел в ХБА, %
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
Вариант	Площадь	Скважина	С _{орг} , %	ХБ, %	ДСББ, %	Содержание масел в ХБА, %
7	Невинномысская	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
Вариант	Площадь	Скважина	С _{орг} , %	ХБ, %	ДСББ, %	Содержание масел в ХБА, %
8	Нефтекумская	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
Вариант	Площадь	Скважина	С _{орг} , %	ХБ, %	ДСББ, %	Содержание масел в ХБА, %
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
		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
Вариант	Площадь	Скважина	С _{орг} , %	ХБ, %	ДСББ, %	Содержание масел в ХБА, %
10	Федоровская	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
Вариант	Площадь	Скважина	С _{орг} , %	ХБ, %	ДСББ, %	Содержание масел в ХБА, %
11	Белореченская	1	1,41	0,86	0,15	13,39
		2	6,9	0,6	0,2	32,44
		3	5,02	0,2	0,3	74,35

		4	8,9	0,64	0,46	54,35
		5	1,78	0,11	0,61	34,35
		6	9,05	0,55	0,21	24,35
		7	6,7	0,47	0,79	24,35
		8	4,5	0,22	0,16	87,8
		9	3,7	0,95	0,94	59,84
		10	2,2	0,4	0,44	19,84
Вариант	Площадь	Скважина	С _{орг} , %	ХБ, %	ДСББ, %	Содержание масел в ХБА, %
12	Михайловская	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
Вариант	Площадь	Скважина	С _{орг} , %	ХБ, %	ДСББ, %	Содержание масел в ХБА, %
13	Елисеевская	1	2,9	0,4	0,84	19,84
		2	2,4	0,75	0,76	19,84
		3	1,9	0,22	0,68	67,8
		4	1,4	0,47	0,6	24,35
		5	2,63	0,25	0,25	24,35
		6	2,36	0,31	0,11	24,35
		7	2,51	0,64	0,36	24,35
		8	2,38	0,1	0,35	24,35
		9	3,68	0,07	0,54	32,44
		10	4,62	0,46	0,5	13,39
Вариант	Площадь	Скважина	С _{орг} , %	ХБ, %	ДСББ, %	Содержание масел в ХБА, %
14	Амурская	1	2,8	0,66	0,94	46,86
		2	2,15	0,05	0,32	9,27
		3	1,9	0,06	0,54	18,21
		4	3,8	0,07	0,46	7,53
		5	3,16	0,05	0,26	46,1
		6	2,8	0,05	0,16	50,03
		7	2,44	0,06	0,06	69,67
		8	1,94	0,04	0,09	33,64
		9	1,47	0,03	0,02	22,48
		10	1,94	1,03	0,46	40,76
Вариант	Площадь	Скважина	С _{орг} , %	ХБ, %	ДСББ, %	Содержание масел в ХБА, %
15	Диабазовая	1	0,25	0,4	0,025	56,48

		2	0,98	0,75	0,17	68,75
		3	2,12	0,22	0,36	62,7
		4	2,03	0,47	0,29	55,4
		5	3,02	0,37	0,39	61,2
		6	0,4	0,19	0,57	58,7
		7	1,03	0,36	0,16	64,4
		8	3,6	0,15	0,12	74,45
		9	8,32	0,16	0,19	67,5
		10	2,63	0,65	0,25	61,6
Вариант	Площадь	Скважина	С _{орг} , %	ХБ, %	ДСББ, %	Содержание масел в ХБА, %
16	Лаймановская	1	2,35	0,07	0,16	19,87
		2	1,51	0,46	0,03	78,8
		3	0,6	0,22	0,03	49,7
		4	1,02	0,3	0,07	31,95
		5	0,94	0,39	0,16	22,34
		6	2,05	0,34	0,21	62,5
		7	1,78	0,04	0,11	13,86
		8	2,9	0,13	0,16	45,51
		9	1,02	0,35	0,06	62,5
		10	2,24	0,22	0,56	69,34
Вариант	Площадь	Скважина	С _{орг} , %	ХБ, %	ДСББ, %	Содержание масел в ХБА, %
17	Луговая	1	1,02	0,86	0,56	46,86
		2	0,94	0,74	0,025	9,27
		3	2,05	0,86	0,17	18,21
		4	1,78	0,98	0,36	7,53
		5	2,9	0,74	0,29	46,1
		6	3,02	0,22	0,39	50,03
		7	0,4	0,3	0,57	22,34
		8	1,03	0,39	0,03	62,5
		9	3,6	0,34	0,07	13,86
		10	8,32	0,04	0,16	45,51
Вариант	Площадь	Скважина	С _{орг} , %	ХБ, %	ДСББ, %	Содержание масел в ХБА, %
18	Бурная	1	3,02	0,98	0,39	46,1
		2	0,4	0,74	0,57	50,03
		3	1,03	0,22	0,16	46,1
		4	3,6	0,46	0,29	50,03
		5	8,32	0,22	0,39	22,34
		6	2,63	0,3	0,16	62,7
		7	1,78	0,39	0,06	55,4
		8	2,9	0,34	0,56	61,2
		9	3,02	0,04	0,11	58,7
		10	0,4	0,13	0,36	7,53

Вариант	Площадь	Скважина	С _{орг} , %	ХБ, %	ДСББ, %	Содержание масел в ХБА, %
19	Северная	1	3,6	0,74	0,17	56,48
		2	8,32	0,22	0,36	68,75
		3	2,63	0,46	0,29	62,7
		4	1,78	0,22	0,39	55,4
		5	2,9	0,3	0,39	61,2
		6	3,02	0,3	0,16	46,1
		7	0,4	0,39	0,06	50,03
		8	1,03	0,34	0,56	22,34
		9	3,6	0,04	0,11	62,7
		10	8,32	0,13	0,36	55,4
Вариант	Площадь	Скважина	С _{орг} , %	ХБ, %	ДСББ, %	Содержание масел в ХБА, %
20	Смыковая	1	4,12	0,3	0,49	66,86
		2	2,73	0,56	0,67	10,27
		3	1,18	0,32	0,46	38,21
		4	2,79	0,71	0,91	7,53
		5	1,53	0,49	0,89	56,1
		6	0,19	0,64	0,26	70,03
		7	5,6	0,44	0,13	42,34
		8	1,47	0,23	0,76	52,5
		9	0,44	0,53	0,21	23,86
		10	1,01	0,92	0,46	95,51

Таблица 8.2 – Исходные данные для расчета нефтегазоматеринского потенциала органического вещества

Вар.	Площадь	Скважина	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
		1	0,56	0,79

2	Архангельская	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
		3	Довсунская	1
2	1,87			2,84
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
11	Белореченская	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
12	Михайловская	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
13	Елисеевская	1	4,32	5,3
		2	1,87	2,84
		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
14	Амурская	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
15	Диабазовая	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
16	Лайманов- ская	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
17	Луговая	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
		10	2,6	4,2
18	Бурная	1	2,4	3,8
		2	2,9	3,6
		3	3,2	4,4
		4	3,8	4,0
		5	2,6	3,9
		6	3,7	4,1
		7	3,1	3,8
		8	2,7	3,2
		9	2,9	3,4
		10	4,2	5,6
19	Северная	1	3,7	4,8
		2	3,6	5,0
		3	3,9	4,2
		4	4,5	5,2
		5	4,7	5,5
		6	2,7	3,8
		7	3,6	4,2

		8	3,2	4,6
		9	2,9	4,4
		10	0,9	1,5
20	Смыковая	1	0,5	0,9
		2	1,0	1,2
		3	0,6	0,8
		4	0,4	0,6
		5	1,2	1,4
		6	1,4	1,6
		7	1,5	1,7
		8	0,9	1,3
		9	0,8	1,4
		10	0,5	0,9

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.

1. Вопросы для самопроверки:

2. Какова основная задача геохимических исследований?
3. Какие классы геохимических исследований вам известны?
4. Что нужно учитывать при интерпретации геохимических данных?
5. Что такое ХБА и ДСББ? Чем они отличаются?
6. Что такое нефтегазоматеринский потенциал?
7. Какие породы могут быть нефтегазоматеринскими?
8. Что такое микронепфть?

9. ТИПИЗАЦИЯ НЕФТЕЙ.

ХИМИЧЕСКАЯ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КЛАССИФИКАЦИИ

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. 9.1).

Таблица 9.1 – Элементный состав нефтей

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

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).

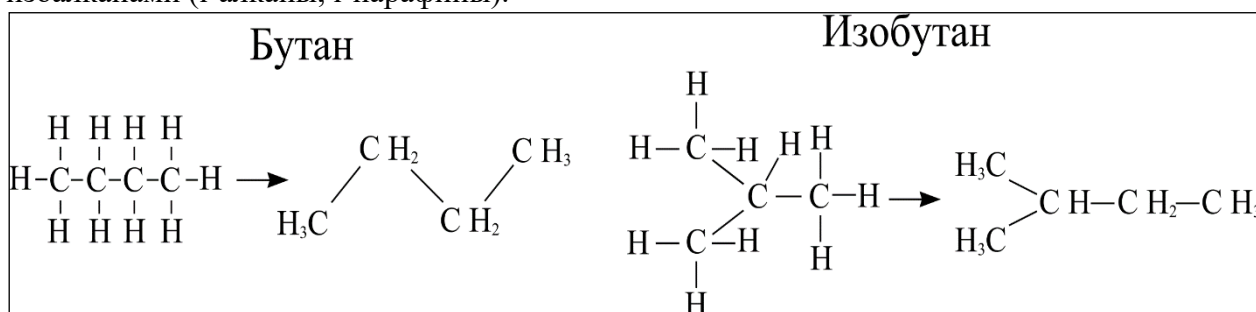


Рисунок 9.1 – Алкановые углеводороды

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 нафтенных – C_nH_{2n} , бициклических – C_nH_{2n-2} , трициклических – C_nH_{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.

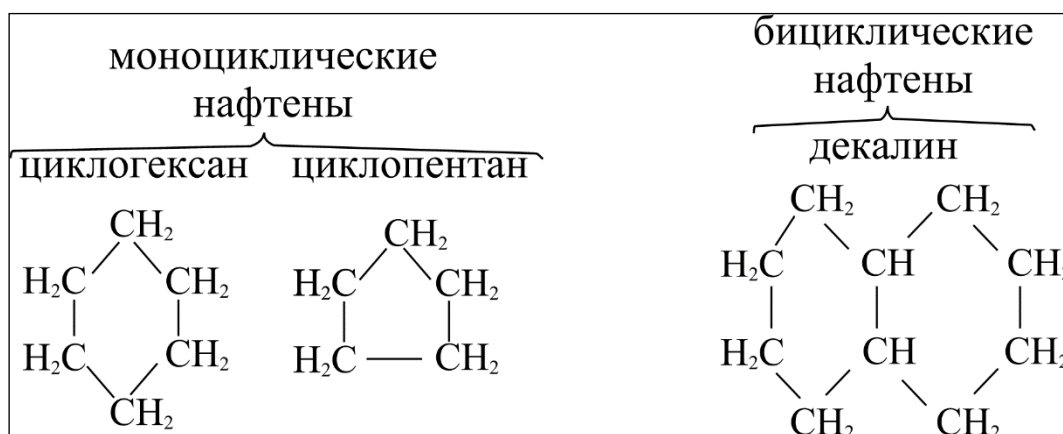


Рисунок 9.2 – Циклановые углеводороды

3. Арены (ароматические) – содержат в своей структуре бензольное кольцо. Делятся на моноарены (бензол и его гомологи – C_nH_{2n-6}), и полиарены (бициклические – $C_nH_{2n-12(14)}$; трициклические – $C_nH_{2n-14(16)}$). Являются ненасыщенными (непредельными) углеводородами.

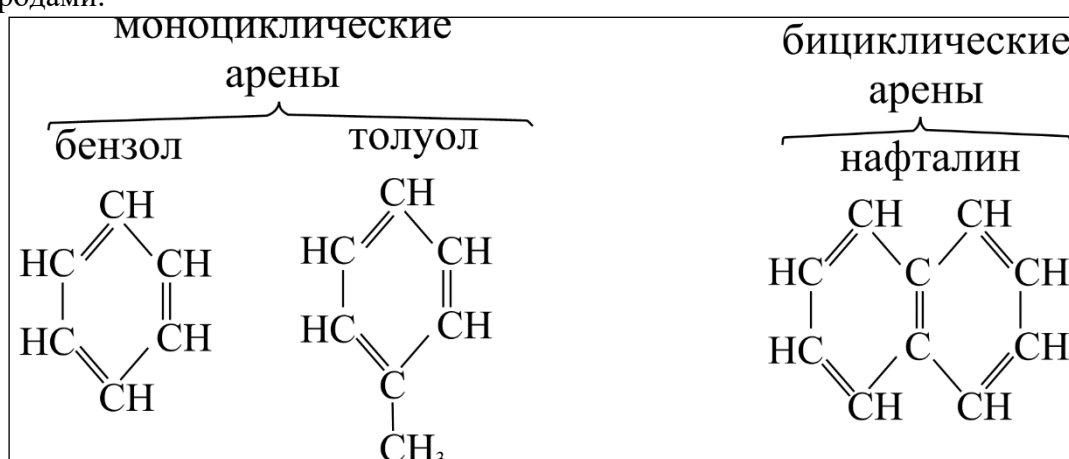


Рисунок 9.3 – Ароматические углеводороды

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 – $\Gamma_1 M_1 И_1 П_1$). 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°C) выделяют шесть типов нефтей. В пределах типа нефти по плотности делятся на четыре группы (табл. 9.2)

Таблица 9.2 – 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.

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°C (C_a , C_n и C_{π} – молярное содержание углерода в ароматических циклах, нафтеновых и метановых УВ по данным кольцевого анализа) нефти делятся на:

- метановые (М), $M > 60\%$, $C_{\pi} > 60\%$;
- нафтеновые (Н), $N > 60\%$, $C_n > 50-60\%$;
- метано-нафтеновые (МН), $M+N > 60\%$ ($M > N > A$), $C_{\pi} + C_n > 60$ ($C_{\pi} > C_n > C_a$);
- нафтено-метановые (НМ), $M+N > 60\%$ ($N > M > A$), $C_{\pi} + C_n > 60\%$ ($C_n > C_a$);
- метано-ароматические (МА), $M+A > 60\%$ ($M > A > N$), $C_{\pi} + C_a > 60\%$ ($C_m > C_a > C_n$);
- нафтено-ароматические (НА), $N+A > 60\%$ ($N > A > M$), $C_n + C_a > 60\%$ ($C_n > C_a$).

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

- малосмолистые ($СМ_1$) – менее 5 %;
- смолистые ($СМ_2$) – 6–15 %;
- высокосмолистые ($СМ_3$) – более 15 %.

3. По содержанию серы:

- малосернистые (S_1) – менее 0,5 %;
- среднесернистые (S_2) – 0,6–1 %;
- сернистые (S_3) – 1–2 %;
- высокосернистые (S_4) – более 2 %.

4. По содержанию твердых парафинов:

- практически беспарафинистые (Π_1) – менее 0,5 %;
- малопарафинистые (Π_2) – 1–3 %;
- парафинистые (Π_3) – 3–8 %;
- высокопарафинистые (Π_4) – более 8 %.

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

- низкобензиновые (B_1) – 0–5 %;
- среднебензиновые (B_2) – 5–15 %;
- бензиновые (B_3) – 15–30 %;
- высокобензиновые (B_4) – более 30 %.

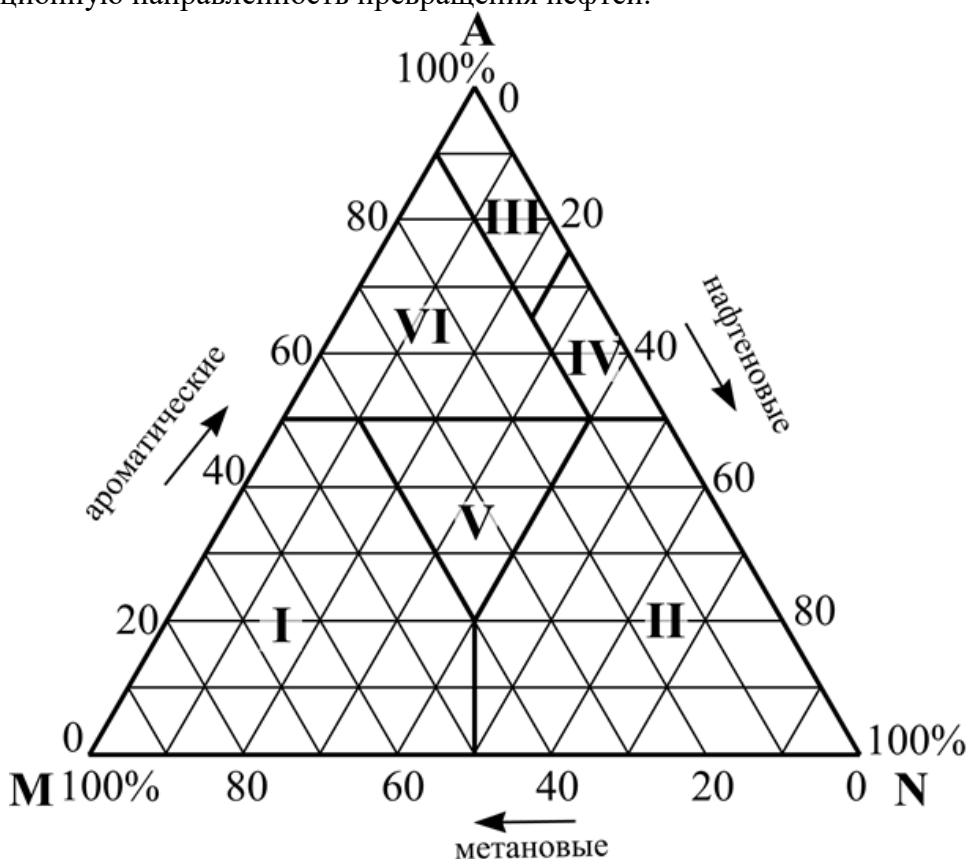
Оборудование и материалы. Таблицы данных физико-химических свойств и состава нефтей. Диаграммы компонентной классификации нефтей. Бумага формата А4, чертежные принадлежности.

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 9.4 – 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.

Вопросы для самопроверки:

1. Каков элементный состав нефтей?
2. Назовите УВ составляющие нефти.
3. По каким показателям классифицируют нефти?
4. Перечислить физические свойства нефтей.

10. ТИПИЗАЦИЯ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ. КЛАССИФИКАЦИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ И. С. СТАРОБИНЦА

Цель – Изучить классификации природных газов по составу и свойствам

Знания и умения, приобретаемые студентом в результате освоения темы семинара, формируемые компетенции или их части:

- знания: классификации природных газов по составу и свойствам;
- умения: определить типы газов по предложенным типизациям и графическим классификациям;

Актуальность темы семинара. 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.

Теоретическая часть.

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. 10.1).

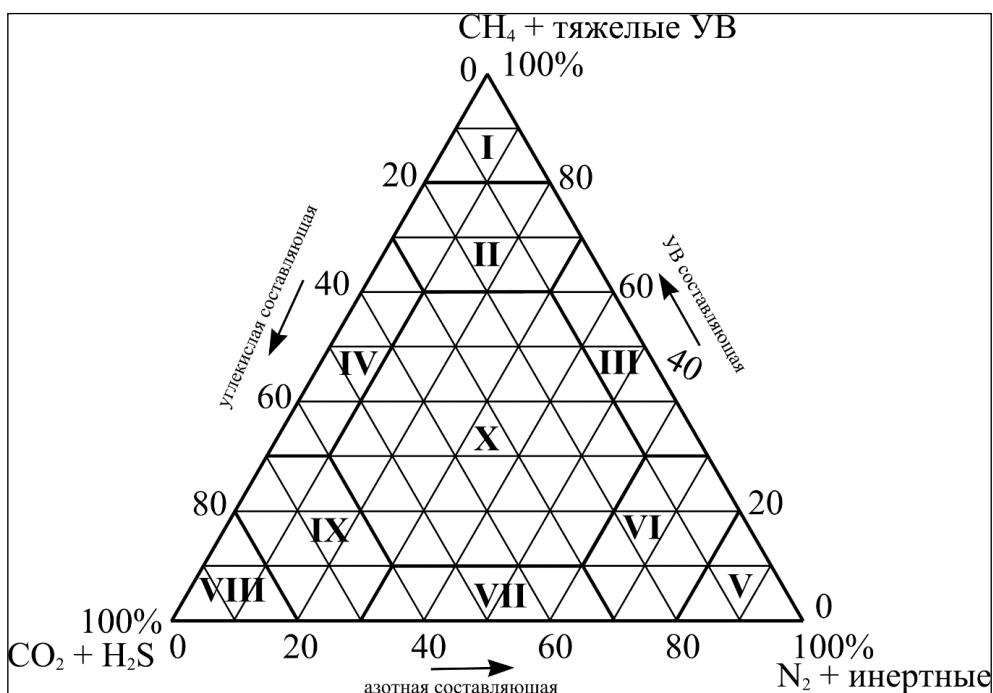


Рисунок 10.1 – Треугольная диаграмма Еременко-Максимова для определения классов природных газов

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:

$$a = [c(C_{2+\text{высш}}H)/c(CH_4)] \cdot 100\%, \quad 10.1$$

где a – коэффициент жирности,

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

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

Таблица 10.1 – 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.

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.

Вопросы для самопроверки:

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?

11. ИЗУЧЕНИЕ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКОЙ КЛАССИФИКАЦИИ РАЗРЕЗОВ ЗАЛЕЖЕЙ

Цель – Изучить нефтегазопромисловые гидрогеологические классификации залежей

Знания и умения, приобретаемые студентом в результате освоения темы семинара, формируемые компетенции или их части:

- знания: методики определения типов залежей;
- умения: выделение и прогноз ловушек и залежей нефти и газа.

Актуальность темы семинара. Воды нефтяных и газовых месторождений в промысловых условиях классифицируются по пространственно-геологическому отношению к залежам, которые служат эксплуатационными объектами. Залежи в свою очередь классифицируются по характеру изменения химического состава вод в процессе их разработки.

Теоретическая часть.

Пространственно-геологическое взаимоотношение вод и залежей выявляется, как правило, на ранних стадиях изучения месторождения – на стадиях разведки и пробной эксплуатации скоплений УВ. Характер изменения состава вод проявляется на последующих этапах, когда залежи вступают в длительный период разработки и представляется возможность прослеживания закономерностей в течение некоторого периода времени.

Классификация вод по пространственно-геологическому отношению к залежам нефти и газа.

Нижние краевые (контурные) – в пласте, содержащем залежь, не полностью "водоплавающую", находятся ниже залежи.

Подобвенные - "водоплавающей" залежи.

Промежуточные – в водоносных пластах и пропластках внутри нефтегазоносного горизонта, являющегося единым объектом эксплуатации.

Верхние краевые – в пласте, содержащем залежь, находятся выше залежи (редкий случай).

Верхние – в водоносных пластах, залегающих выше нефтегазоносного пласта.

Нижние – в водоносных пластах, залегающих ниже нефтегазоносного пласта.

Тектонические (жильные) – циркулирующие по тектоническим трещинам, секущим нефтегазоносные пласты.

Связанные (остаточные) – преимущественно капиллярные, а также заземленные внутри нефтегазонасыщенной части пласта (остались со времени предшествовавшего формированию залежи), которые могут частично извлекаться вместе с нефтью и газом при эксплуатации залежей.

Искусственно введенные воды - попавшие в нефтегазоносные пласты при бурении, ремонтных работах, промывках песчаных пробок, но главным образом искусственно закачанные для поддержания пластового давления. Они могут частично замещать краевые, подошвенные, промежуточные воды, а иногда занимать и отдельные участки внутри нефтенасыщенной части пласта (например, при внутриконтурной закачке).

Конденсационные (конденсатогенные) воды – залегают преимущественно под газовыми и газоконденсатными (в отдельных случаях и под нефтяными) скоплениями или внутри нефтегазовых залежей.

При разработке нефтяных и газовых месторождений важнейшим моментом в комплексных исследованиях являются наблюдения за изменением химического состава извлекаемых вод. Полученные при этом данные позволяют ответить на ряд вопросов по определению рационального режима эксплуатации скважин, являются основной при решении задачи о необходимости ремонтно-изоляционных мероприятий, а также и используются при анализе эффективности процесса закачки вод для поддержания пластового давления и в других случаях.

Характер изменения химического состава вод в процессе разработки нефтяных и газовых месторождений может служить классификационным признаком, с помощью которого можно: во-первых, прогнозировать качество поступающих вод при эксплуатации залежей; во-вторых, в определенной степени контролировать процесс разработки путем анализа поступающей гидрохимической информации.

Оборудование и материалы. Набор графиков изменения химического состава вод в процессе разработки залежей, промысловая классификация гидрогеохимических разрезов залежей.

Задания.

Согласно нефтегазопромысловой гидрогеохимической классификации определить тип гидрогеохимического разреза, используя графики изменения химического состава подземных вод в процессе разработки.

Содержание отчета. В отчете следует отразить цель работы, привести краткое теоретическое обоснование, классификацию залежей, и, проанализировав предложенные варианты графиков изменения гидрогеохимических параметров во времени, сделать заключение о типе залежи.

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

Вопросы для самопроверки:

1. Какие существуют классификации вод залежей?
2. Описать Конденсационные (конденсатогенные) воды.

12. СОСТАВЛЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ПРОФИЛЬНОГО РАЗРЕЗА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО ДАННЫМ ПРОБУРЕННЫХ СКВАЖИН И ПРОГНОЗ ЛОВУШЕК И ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Цель – Построение геологического разреза по данным бурения

Знания и умения, приобретаемые студентом в результате освоения темы семинара, формируемые компетенции или их части:

- знания: принципы построения геологического разреза по данным бурения;

- умения: выделение и прогноз ловушек и залежей нефти и газа.

Актуальность темы семинара. Геологические разрезы позволяют судить о тектонике месторождения, о взаимоотношении и условиях залегания пород различного возраста и состава, о литологической изменчивости пород в плоскости разреза, о характере залегания газа, нефти, воды и их контактах друг с другом, о степени нарушенности пород тектоническими разрывами и характере разрывов. Они позволяют установить степень изученности месторождения в заданном направлении, облегчают расстановку и проектирование разведочных и эксплуатационных скважин, дают возможность правильно вскрывать продуктивные пласты, определять проектные разрезы и глубины скважин.

Теоретическая часть

Геологическим профильным разрезом месторождения называется графическое изображение строения недр в заданной вертикальной плоскости.

При изучении нефтяных и газовых месторождений геологические разрезы составляют по разрезам пробуренных скважин. На геологических профильных разрезах показывают рельеф площади в заданной плоскости, границы основных стратиграфических (литологических) подразделений пород, линии тектонических разрывов, линии размывов и несогласия в залегании пород, границы раздела нефть-вода, нефть-газ, газ-вода, особенности литологического состава продуктивных горизонтов и т.п.

Геологические разрезы используют также для составления структурных карт при сложной тектонике месторождения, карт равных мощностей, карт схождения и других карт, отражающих особенности строения нефтяного и газового месторождения и продуктивных горизонтов.

В зависимости от решаемых задач при составлении геологического разреза принимают то или иное направление линии профильного разреза (рис. 12.1).

При выборе направления линии геологического разреза необходимо, чтобы она проходила через возможно большее число скважин, включая и близлежащие скважины, и чтобы линии профильных разрезов составляли определенную систему.

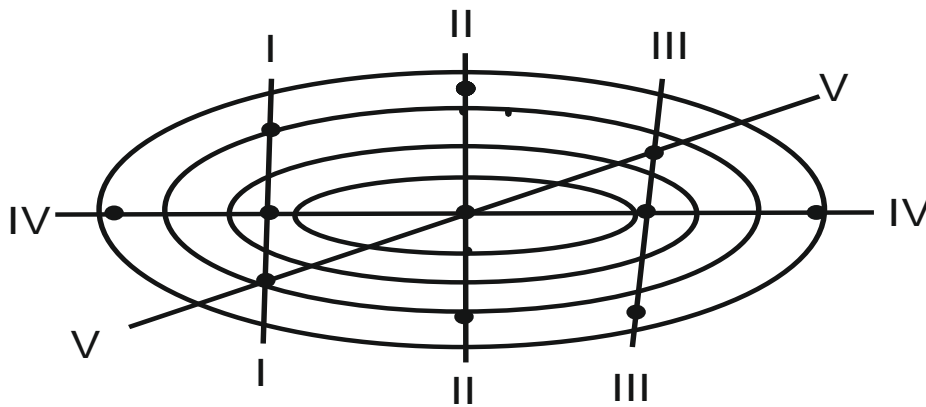


Рисунок 12.1 - Виды геологических профильных разрезов по направлению:

I-I, II-II, III-III - поперечные профильные разрезы; IV-IV- продольный профильный разрез; V-V - диагональный профильный разрез

Скважины, расположенные вблизи линии геология ее кого разреза, сносятся на него по направлению простирания пород, если они расположены на крыльях структуры, и по перпендикуляру к профильной линии, если они находятся в своде и на периклиналях В последнем случае необходимо учитывать поправки на высоту залегания одноименных границ в плоскости профиля. Кроме того, при сносе скважин на линию геологического разреза, должны учитываться закономерности изменения мощности и литологии отдельных ярусов и горизонтов.

Существуют определенные правила в ориентировке геологических разрезов по странам света, в зависимости от азимута профильного разреза. Обычно разрезы располагают слева направо в направлениях Ю-С; ЮЗ-СВ; З-В; СЗ-ЮВ. при этом направление геологического разреза обязательно указывается на самом чертеже. При выборе последовательности составления геологических разрезов следует использовать структурную карту с нанесенными на ней линиями профильных разрезов.

Если при составлении геологического разреза обнаруживается, что скважины не являются вертикальными, то необходимо предварительно обработать материалы искривления по таким скважинам и полностью учесть его при построениях.

Исходные данные, необходимые для построения геологического разреза по пробуренным скважинам:

1. Структурная карта с нанесенными на нее точками устьев скважин и профильными линиями;
2. Азимут плоскости профильного разреза;
3. Азимуты простирания пород;
4. Альтитуды устьев скважин;

5. Разрезы по скважинам (стратиграфические или литологические в зависимости от назначения геологического разреза);

6. Данные об элементах залегания пород в скважинах и на земной поверхности;

7. Глубины вскрытия тектонических разрывов;

8. Данные замеров инклинометром по всем искривленным скважинам, используемым для построения геологического разреза;

9. Региональные геологические данные по району.

Геологические разрезы составляются в определенной последовательности. Сначала выбирают масштаб, исходя из решаемых задач и особенностей геологического строения месторождения (горизонта). Затем производят обработку данных по искривленным скважинам и составляют горизонтальные и вертикальные проекции стволов скважин. После этого приступают к составлению самого геологического разреза.

Выбор масштаба геологического разреза. Как правило, геологический разрез по скважинам строят в масштабе структурной карты, которую используют при его составлении: (1:5000; 1:10000; 1:25000 и редко 1:100000). В том случае, когда на разрезе необходимо показать различные детали, а масштаб карты очень мелкий, геологический разрез выполняют в более крупном масштабе. При составлении геологического разреза желательно, чтобы горизонтальный и вертикальный масштабы были одинаковыми, но не обязательно. Если же расстояния между скважинами велики, а умы падения пород незначительны (например, для месторождений платформенного типа), вертикальный масштаб обычно принимают в 5-10 раз крупнее, чем горизонтальный.

Если искривление скважины происходит в одну сторону по всему стволу и направление искривления совпадает с направлением профильного разреза (азимуты искривления ствола скважины отличаются от азимута линии разреза не больше, чем на 15°), тогда можно построить вертикальную проекцию упрощенным методом без построения инклинограммы.

Задания

После построения вертикальных проекций стволов всех скважин приступаем к составлению геологического профильного разреза месторождения в следующем порядке.

1. Провести линию уровня моря и расчертить графический вертикальный масштаб геологического разреза (шкалу абсолютных отметок).

2. На линии уровня моря, являющейся в тоже время направлением плоскости разреза I-I в горизонтальном масштабе отложить расстояние между скважинами (горизонтальные продолжения), которые берутся со структурной карты или таблицы.

3. Через полученные точки провести вертикальные линии, на которых в вертикальном масштабе геологического разреза отложить альтитуды устьев скважин, будет получено положение устьев скважин.

4. Соединяя плавной линией устья скважин, провести элементарный рельеф земной поверхности.

5. Начиная от устья каждой скважины, построить вертикальные проекции стволов скважин в плоскости геологического разреза (если проекции построены на отдельном листе, нужно перенести их на разрез с помощью перекалывания или пересвечивания на светостоле). На стволы скважин по глубинам вскрытия нанести границы стратиграфических подразделений пластов, элементы залегания пород, точки вскрытия разрывных нарушений, несогласий или вычертить колонки разрезов скважин в условных обозначениях с отображением интересующих нас деталей.

6. Провести линии разрывных нарушений и угловых несогласий, если таковые имеются

Таблица № 12.1 Построение геологического профильного разреза по данным бурения скважин

Вариант 1

№№ скважин	1	3	4	5	7	10
расстояние между	305	215	307	215	221	
альтитуда, м	16	22	31	23	19	12
Абсолютная отметка кровли пласта, м						
N ₂	-65	-33	-20	-25	-66	-79
N ₁	-165	-133	-120	-125	-166	-179
P	-315	-283	-270	-275	-316	-329
K ₂	-435	-403	-390	-395	-436	-449
K ₁	-505	-473	-460	-465	-506	-519
J ₃	-565	-508	-503	-512	-583	-536
Забой	-592	-541	-512	-532	-601	-556
Разрывное нарушение	-	-189	-452	-	-	-

Вариант 2

№№ скважин	2	3	7	6	4	9
расстояние между	278	403	319	278	289	
альтитуда, м	32	52	80	111	68	31
Абсолютная отметка кровли пласта, м						
N ₂	-70	-34	-20	-18	-31	-52
N ₁	-120	-84	-70	-68	-81	-102
P	-220	-184	-170	-168	-181	-202
K ₂	-350	-314	-300	-298	-311	-332
K ₁	-560	-524	-510	-508	-521	-542
J ₃	-601	-312	-605	-593	-591	-590
Забой	-622	-631	-615	-612	-607	-614
Разрывное нарушение	-341	-189	-82	-	-	-

Вариант 3

№№ скважин	4	3	7	1	5	2
расстояние между	212	240	188	207	251	
альтитуда, м	17	49	74	41	19	7
Абсолютная отметка кровли пласта, м						
N ₂	-91	-48	-30	-25	-45	-98
P	-949	-625	-440	-470	-610	-735
K ₂	-1167	-947	-658	-705	-846	-954
K ₁	-1535	-1213	-1025	-1069	-1220	-1321
J ₃	-1803	-1486	-1289	-1341	-1483	-1589
J ₂	-1904	-1536	-1320	-1450	-1515	-1613
Забой	-1956	-1620	-1362	-1503	-1594	-1672
Разрывное нарушение	-	-233	-952	-1368	-	-

Вариант 4

№№ скважин	4	2	5	7	9	10
расстояние между	395	173	362	163	311	
альтитуда, м	59	97	109	93	92	61
Абсолютная отметка кровли пласта, м						
N ₂	-37	3	14	4	-7	-31
N ₁	-140	-102	-90	-99	-117	-134
P	-390	-352	-340	-349	-356	-384
K	-483	-445	-433	-442	-449	-477
J ₃	-583	-545	-531	-543	-549	-581
J ₂	-620	-610	-581	-579	-591	-607
Забой	-651	-643	-607	-593	-612	-623
Разрывное нарушение	-371	-124	-86	-15	-	-

Вариант 5

№№ скважин	5	8	6	4	3	1
расстояние между	498	352	139	378	265	
альтитуда, м	40	57	83	58	38	31
Абсолютная отметка кровли пласта, м						
N ₂	-81	-56	-48	-61	-74	-84
N ₁	-201	-176	-168	-181	-194	-204
P	-393	-368	-360	-373	-386	-396
K ₂	-573	-548	-540	-553	-566	-576
K ₁	-681	-656	-648	-661	-674	-684
J ₃	-703	-709	-698	-683	-704	-714
Забой	-721	-728	-706	-701	-743	-738
Разрывное нарушение	-	-	-	-	-	-

13. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ

Цель – Научиться строить графическую модель разреза площади, с его барической характеристикой на основе данных, полученных при бурении структурной скважины

Знания и умения, приобретаемые студентом в результате освоения темы семинара, формируемые компетенции или их части:

- знания: принципы расчета величины ожидаемого пластового давления;

- умения: определять величин ожидаемой пластовой температуры

Актуальность темы семинара. Знание величин ожидаемого пластового давления важно для научно-обоснованного проектирования поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений.

Теоретическая часть. Величина пластового давления определяется в основном геостатическим (горным) и гидростатическим давлениями, обусловленными соответственно весом вышележащих отложений и столбом жидкости заполняющей природный резервуар. Системы подземных вод, характеризующиеся общими условиями возникновения напора и движения вод называют геогидродинамическими системами. Они могут быть инфильтрационными (напор возникает вследствие инфильтрации поверхностных вод в коллекторы) и элизионными (напор создается за счет выжимания вод из уплотняющихся осадков).

Пластовое давление в инфильтрационных системах определяется по формуле:

$$P_{пл} = H \cdot \rho \cdot 10^{-5}, \text{ МПа}, \quad (13.1)$$

где H – пьезометрический напор подземных вод (глубина залегания пласта-коллектора), м;

ρ – плотность воды, кг/м^3 ; (принимается равной 1050 кг/м^3 до 1000 м и 1100 кг/м^3 для глубины более 1100 м).

В элизионных системах пластовое давление складывается из нормального гидростатического давления и приращения давления за счет избыточного поступления воды из уплотняющихся пород:

$$P_{пл} = H \cdot \rho \cdot 10^{-5} + \Delta P, \text{ МПа}. \quad (13.2)$$

Возникает сверхгидростатическое пластовое давление (СГПД), часто неудачно называемое аномально высоким пластовым давлением (АВПД).

Вертикальный градиент СГПД превышает максимальный градиент нормального гидростатического давления равного $0,013 \text{ МПа}$ на 1 м глубины, и составляет $0,017 - 0,02 \text{ МПа}$ на 1 м мощности пород по разрезу.

Приращение давления в элизионных системах определяют по формуле:

$$\Delta P = \frac{\Delta Q_{изб}}{\beta_{ж} \cdot V_0} \cdot 10^{-5}, \text{ МПа}, \quad (13.3)$$

где $\Delta Q_{изб}$ – превышение количества поступающей в пласт-коллектор воды, над количеством воды, удаляющейся из пласта в зоне разгрузки, м^3 ;

β – коэффициент сжимаемости жидкости, $\text{м}^2/\text{кг}$;

V_0 – общий объем жидкости в системе, м^3 .

Отношение сверхгидростатического давления ($P_{пл-СГПД}$) к нормальному гидростатическому ($P_{пл н}$) называется коэффициентом аномальности (K_a), который изменяется в пределах 1,3 – 2,3.

Из многочисленных факторов, влияющих на возникновение СГПД, наиболее существенным является уплотнение пород.

Динамика уплотнения глинистых отложений и изменения пористости, и в конечном, счете давлений, математически проанализированы, опубликованы соответствующие графики и палетки. По палеткам определяется коэффициент аномальности давления, в реальной крышке над резервуаром. Пластовое давление в нижележащем коллекторе принимается равным поровому в крышке.

На сравнительно небольших глубинах пластовое давление рассчитывается как гидростатическое. Начиная с глубины 1000 метров, необходимо пользоваться коэффициентом аномальности, значения которого приведены в таблице 13.1. Расчет необходимо вести для подошвы каждого стратиграфического подразделения по формуле:

$$P_{пл} = P_{гидр} \cdot K_a, \text{ МПа}. \quad 13.4$$

Оборудование и материалы. Сведения о разрезе, полученные при бурении структурной скважины, вскрывшей отложения от четвертичного до сарматского возраста; литологическая характеристика стратиграфических подразделений данного разреза.

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

Задания

1. Определить глубины залегания горизонтов через известные коэффициенты в уравнении связи между мощностями соседних стратиграфических подразделений.

2. Построить литологическую колонку.

3. Выделить в разрезе природные резервуары.

4. Выполнить необходимые расчеты прогнозируемых пластовых давлений.

5. По полученным количественным значениям в соответствующих графах таблицы построить график изменения давления с глубиной.

Содержание отчета. В отчете следует отразить цель работы, привести краткое теоретическое обоснование с расчетами прогнозируемых значений пластового давления, построить графическую модель разреза площади.

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

Вопросы для самопроверки:

1. Из каких величин складывается значение пластового давления?
2. Что влияет на создание пластового давления в инфильтрационных и элизионных геодинамических системах?
3. Как образуется сверхгидростатическое пластовое давление (СГПД)?

Таблица 13.1 – Литологическая характеристика стратиграфических подразделений

Стратиграфическое подразделение	Индекс	Литологический состав	Коэффициент "К" уравниений связи между мощностями, $H^{i+1}=H^i \cdot K$	Коэффициент аномальности, K^a
четвертичная система	Q	глины, суглинки	-	1,00
апшеронский ярус	N_2^3 ap	глины, суглинки	5,00	1,00
акчагыльский ярус	N_2^3 ak	глины, суглинки	0,20	1,00
нижне-, среднеплиоценовый подотдел	N_2^{1-2}	глины, суглинки	1,90	1,30
мэотический ярус	N_1^3 m	глины, суглинки	0,35	1,40
сарматский ярус	N_1^3 sr	глины, суглинки	2,00	1,50
караганский горизонт	N_1^2 kr	глины, песчаники; мощность песчаников до 20м	1,10	1,50
чокракский горизонт	N_1^2 c	верхняя часть-песчаники (40-50м) с прослоями глин, внизу - глины	1,35	1,60
майкопская серия	(P^3+N^1) m	глины	3,20	1,90
фораминиферовая серия	P^{1-2}	мергели	0,09	1,90
верхнемеловой отдел	K^2	известняки	2,80	1,95
альбский и аптский ярусы	K^1al+a	глины и песчаники с прослоями глин	2,10	2,00
неокомский надъярус	K^1nc	известняки	0,61	2,10
верхнеюрский отдел	J^3	верхняя часть разреза гипсы и ангидриты, остальная часть – доломиты	1,15	2,20

14. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПЛАСТОВЫХ ТЕМПЕРАТУР

Цель – Научиться строить графическую модель разреза площади, с его температурной характеристикой на основе данных, полученных при бурении структурной скважины

Знания и умения, приобретаемые студентом в результате освоения темы семинара, формируемые компетенции или их части:

- знания: принципы расчета величины ожидаемой пластовой температуры;

- умения: определять величин ожидаемой пластовой температуры

Актуальность темы семинара. Знание величин ожидаемого пластового давления и температуры важно для научно-обоснованного проектирования поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений.

Теоретическая часть

Температура недр зависит главным образом, от внутреннего тепла Земли. Сезонные колебания охватывают лишь верхние 10 – 30 м пород и не прослеживаются глубже нейтрального слоя с постоянной температурой. Ниже него температура постоянно увеличивается.

Температуру в недрах оценивают по известному геотермическому градиенту (увеличение температуры на 100 метров). Обычно для осадочных горных пород геотермический градиент изменяется в пределах 2 – 8°C на 100 м глубины.

Для прогноза температуры в неразведанных горизонтах используют величину плотности теплового потока. Она связана с геотермическим градиентом следующим соотношением:

$$\tau = \frac{g}{\lambda} = g \cdot \xi; g = \tau \cdot \lambda, \quad (14.1)$$

где τ – геотермический градиент;

g – плотность теплового потока, мВт/м²;

λ – теплопроводность пород, Вт/м°C;

ξ – тепловое сопротивление.

Поскольку величина теплового потока считается относительно устойчивой для отдельных регионов, то она может быть использована для прогноза температур глубоко залегающих горизонтов:

$$t_n = t_{n_0} + g \sum_{i+1}^n \frac{h_i}{\lambda_i} = \sum_{i+1}^n g \cdot \frac{h_i}{\lambda_i}, \quad (14.2)$$

где t_n – определяемая пластовая температура, °C;

t_{n_0} – температура, замеренная на глубине H_0 , °C (из таблицы 14.2),

h_i – толщина слоя однородного литологического состава, м.

Пусть имеется литологическая колонка площади (рисунок 14.1). Расчет необходимо начать с определения геотермического градиента по формуле:

$$\tau = \frac{\Delta T}{\Delta H} \cdot 100 \text{ м}, \text{ } ^\circ\text{C}/100 \text{ м}, \quad (14.3)$$

где ΔT – приращение температуры от нейтрального слоя, залегающего на глубине 24 м, с постоянной температурой 16°C до замеренного значения $t_{\text{но}}$;

ΔH – разность глубин от нейтрального слоя до глубины замера.

Затем из выражения (14.1) определяем величину плотности теплового потока, значения которой могут изменяться от 31 до $113 \text{ мВт}/\text{м}^2$.

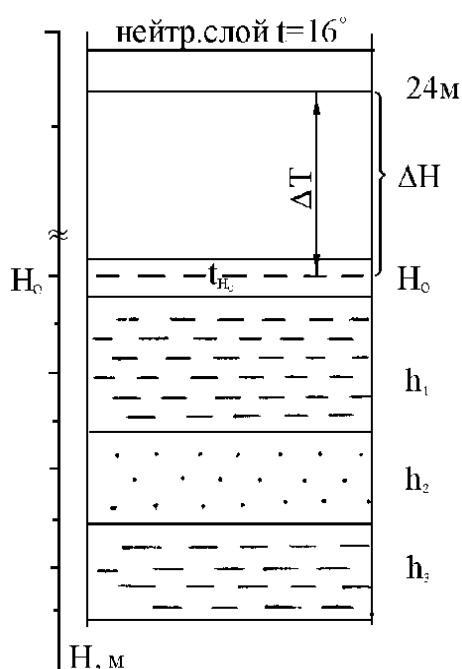


Рисунок 14.1 – Схематический литологический разрез

При этом следует использовать среднее значение теплопроводности пород, залегающих выше точки H_0 . Определим приращение температуры Δt в интервале пачки h_1 , залегающие непосредственно ниже точки h_0 :

$$\Delta t = g \cdot \frac{h_1}{\lambda_1}, \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (14.4)$$

где h_1 – мощность пачки, м,

λ_1 – теплопроводность глинистых пород. $\text{Вт}/\text{м}^\circ\text{C}$.

Плотность теплового потока (g) для пород Предкавказья принята равной $50 \text{ мВт}/\text{м}^2$.

Тогда температура в подошве h_1 будет равна:

$$t_1 = t_{\text{но}} + \Delta t = t_{\text{но}} + g \cdot \frac{h_1}{\lambda_1}, \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (14.5)$$

Аналогично вычисляем значения температур в подошве всех литологических пачек разреза.

Значение теплопроводности пород (λ) для районов Предкавказья приведены в таблице 14.1, сведения о разрезе, вскрытом структурной скважиной, в таблице 14.2.

Таблица 14.1 – Значение теплопроводности пород (λ) для районов Предкавказья

Породы	Возраст	λ , Вт/м ^{°С}	Породы	Возраст	λ , Вт/м ^{°С}
глины	N	1,36	алевролиты	K ₁	2,0
песчаники	N	2,15	известняки	J ₃	2,34
глины	P	1,44	глины	J ₃	1,55
мергели	P	2,11	песчаники	J ₃	3,30
глины	K ₂	1,53	каменная соль	J ₃	5,24
известняки	K ₂	2,69	ангидриты	J ₃	4,62
аргиллиты	K ₁	2,22	известки	J ₃	2,72

Оборудование и материалы. Значения теплопроводности для пород Предкавказья; сведения о разрезе, полученные при бурении структурной скважины, вскрывшей отложения от четвертичного до сарматского возраста (в 20 вариантах); литологическая характеристика стратиграфических подразделений данного разреза.

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

Задания

1. Определить глубины залегания горизонтов через известные коэффициенты в уравнении связи между мощностями соседних стратиграфических подразделений.
2. Построить литологическую колонку.
3. Выделить в разрезе природные резервуары.

Таблица 14.3 – Сведения о разрезе, вскрытом структурной скважиной

№ варианта	Интервалы залегания стратиграфических подразделений, м							Глубина замера температуры, м	Значение температуры, °С
	четвертичная система Q	апшеронский ярус N ₂ ³ ар	акчагальский ярус N ₂ ³ ак	нижне- и среднеплиоцен. подраздел N ₂ ¹⁻²	мэотический ярус N ₁ ³ т	сарматский ярус N ₁ ³ ср			
1	0-80	80-256	256-641	641-1118	1118-1355	1355-1642	1570	22	
2	0-135	135-483	483-892	892-1303	1303-1428	1428-1750	1686	27	
3	0-57	57-396	396-748	748-1224	1224-1401	1401-1726	1705	29	
4	0-112	112-444	444-871	871-1290	1290-1531	1531-1774	1762	30	
5	0-96	96-248	248-617	617-1087	1087-1275	1275-1525	1520	20	
6	0-77	77-312	312-769	769-1272	1272-1418	1418-1721	1690	26	
7	0-106	106-402	402-805	805-1331	1331-1479	1479-1798	1750	28	
8	0-69	69-201	201-596	596-1044	1044-1232	1232-1541	1530	21	
9	0-123	123-556	556-899	899-1286	1286-1455	1455-1729	1720	29	
10	0-72	72-378	378-623	623-1102	1102-1327	1327-1614	1600	25	
11	0-94	94-331	331-551	551-1009	1009-1246	1246-1528	1510	22	
12	0-58	58-247	247-487	487-966	966-1199	1199-1511	1490	23	
13	0-132	132-527	527-848	848-1235	1235-1422	1422-1733	1700	27	
14	0-101	101-470	470-805	805-1183	1183-1366	1166-1656	1620	26	
15	0-85	85-369	369-643	643-1077	1077-1281	1281-1575	1550	24	
16	0-73	73-291	291-511	511-939	939-1157	1157-1462	1440	22	
17	0-127	127-525	525-902	902-1414	1414-1633	1633-1925	1880	32	
18	0-66	66-311	311-664	664-1212	1212-1402	1402-1688	1670	28	
19	0-99	99-448	448-735	735-1341	1341-1577	1577-1859	1830	30	
20	0-138	138-798	498-813	813-1369	1369-1613	1613-1901	1875	32	

4. Выполнить необходимые расчеты прогнозируемых пластовых температур.

5. По полученным количественным значениям в соответствующих графах таблицы построить графики изменения температуры с глубиной.

Содержание отчета. В отчете следует отразить цель работы, привести краткое теоретическое обоснование с расчетами прогнозируемых значений пластового давления и температуры, построить графическую модель разреза площади, с его термобарической характеристикой.

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

Вопросы для самопроверки:

1. Что такое плотность теплового потока, и от чего она зависит?
2. Что такое геотермический градиент, и как он рассчитывается?
3. Как связана плотность теплового потока с геотермическим градиентом?
4. Поскольку величина теплового потока считается относительно устойчивой для отдельных регионов, то она может быть использована для прогноза температур глубоко залегающих горизонтов. Напишите формулу, расшифруйте ее.

15. ПОСТРОЕНИЕ СТРУКТУРНЫХ КАРТ И ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПРОФИЛЕЙ ЧЕРЕЗ РАЗЛИЧНЫЕ ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА.

Цель работы: Данная работа выполняется после изучения классификации залежей нефти и газа (по типу ловушек) и параметров залежей УВ, включая методику построения залежей в профиле и плане (на структурной основе).

Теоретическая часть. **Залежь** – естественное локальное единичное скопление УВ в одном или группе пластов, контролируемое единым (общим) ВНК или ГВК.

По классификации А. А. Бакирова выделяют залежи структурного, рифогенного, литологического, стратиграфического и литолого-стратиграфического классов.

Задания

1. Строим геологический профиль по описанию (см. варианты).
2. Под геологическим профилем строим структурную карту кровли продуктивного горизонта (в изогипсах). Для этого используем следующую методику построения. Рассекаем профиль вспомогательными параллельными линиями, отвечающими горизонтальным плоскостям, которые показывают

гипсометрическое положение кровли продуктивного горизонта. Линии имеют одинаковое сечение, например, 10, 20 или 50 м. К примеру, для шага 10 м отметки на линиях могут составлять (сверху вниз): -1100, -1110, -1120, -1130, -1140, -1150, -1160, -1170, -1180 м.

3. На плане (под профилем) проводим линию профиля 1-1, которая соответствует центральной части ловушки (антиклинали) и проведена вкрест простирания структуры. Далее проектируем точки пересечения кровли продуктивного пласта и горизонтальных плоскостей на линию 1-1. Из полученных точек на плане с определёнными отметками проводим изогипсы пласта.

4. На построенной структурной карте аналогичным способом выявляем контуры нефтеносности и газоносности (точки пересечения ВНК и ГНК с кровлей пласта проецируем на линию I-I).

Варианты заданий

Вариант 1.

А) Сводовая газонефтяная залежь в пластовом резервуаре. Коллектор - известняк мощностью 40 м, покрышка - глинистая мощностью 20 м. Высота залежи - 100 м, в т.ч. газовой шапки - 20 м.

Б) Сводовая газовая залежь в массивном резервуаре. Коллектор - известняк мощностью 80 м, покрышка - глинистый известняк мощностью 50 м. Высота залежи - 40 м.

В) Сводовая газовая залежь с нефтяной оторочкой в пластовом резервуаре. Коллектор - песчаник мощностью 50 м, покрышка - глина мощностью 25 м. Высота залежи - 80 м, в т.ч. нефтяной оторочки - 15 м.

Вариант 2.

А) Сводовая газонефтяная залежь в пластовом резервуаре. Коллектор и покрышка - терригенные, мощностью ~ 20 м. Амплитуда ловушки более 100 м. Высота залежи - 50 м, в т.ч. газовой шапки - 10 м.

Б) Сводовая газоконденсатная залежь в массивном резервуаре. Коллектор - органогенный известняк мощностью 100 м, покрышка - гипсово-соленосная мощностью 50 м. Высота залежи - 50 м.

В) Сводовая нефтегазовая залежь в пластовом резервуаре. Коллектор - песчаник мощностью 50 м, покрышка - глина мощностью 30 м. Высота залежи - 75 м, в т.ч. нефтяной оторочки - 15 м.

Вариант 3.

А) Сводовая газовая залежь в пластовом резервуаре. Коллектор и покрышка - карбонатные мощностью по 30 м. Высота залежи - 100 м.

Б) Сводовая газонефтяная залежь в массивном резервуаре. Коллектор - доломит мощностью 100 м, покрышка - соль мощностью 30 м. Высота залежи - 90 м, в т.ч. газовой шапки - 20 м.

В) Сводовая нефтегазовая залежь в пластовом резервуаре. Коллектор - песчаник мощностью 60 м, покрышка - глина мощностью 30 м. Высота залежи - 80 м, в т.ч. нефтяной оторочки - 15 м.

Вариант 4.

А) Сводовая газонефтяная залежь в массивном резервуаре. Коллектор - известняк мощностью 100 м, покрышка - глинистая мощностью 50 м. Высота залежи - 60 м, в т.ч. газовой шапки - 10 м.

Б) Сводовая нефтегазовая залежь в пластовом резервуаре. Коллектор - песчаник мощностью 60 м, покрышка - глина мощностью 30 м. Высота залежи - 80 м, в т.ч. нефтяной оторочки - 10 м.

В) Сводовая газоконденсатная залежь в пластовом резервуаре; Коллектор — алевролит мощностью 50м, покрышка - глина мощностью 20 м. Высота залежи -120 м.

Вариант 5.

А) Сводовая газовая залежь с нефтяной оторочкой в массивном резервуаре. Коллектор - известняк мощностью 120м, покрышка - аргиллит мощностью 20 м. Высота залежи - 80 м, в т.ч. нефтяной оторочки - 10 м.

Б) Залежь нефтегазовая в пластовом резервуаре. Коллектор - песчаник мощностью 20м, покрышка - глинистый известняк мощностью 40 м. Высота залежи - 100 м в т.ч. нефтяной оторочки - 20 м.

В) Сводовая нефтяная залежь в пластовом резервуаре. Коллектор - алевролит мощностью 40 м, покрышка - глинистая мощностью 20 м. Высота залежи - 100 м.

Вариант 6.

А) Сводовая газовая залежь в пластовом резервуаре. Коллектор карбонатный мощностью 30 м., покрышка глинистая мощностью 30 м. Высота залежи - 100 м.

Б) Сводовая газонефтяная залежь в массивном резервуаре. Коллектор - известняк мощностью 100 м, покрышка - соль мощностью 30 м. Высота залежи - 70 м, в т.ч. газовой шапки - 25 м.

В) Сводовая нефтегазовая залежь в пластовом резервуаре. Коллектор - песчаник мощностью 60 м, покрышка - глина мощностью 30 м. Высота залежи - 90 м, в т.ч. нефтяной оторочки - 10 м.

Вариант 7.

А) Сводовая газонефтяная залежь в пластовом резервуаре. Коллектор и покрышка - терригенные, мощностью ~ 20 м. Высота залежи - 60м, вт.ч. газовой шапки - 15м.

Б) Залежь нефтегазовая в пластовом резервуаре. Коллектор - песчаник мощностью 20м, покрышка - глинистый известняк мощностью 40 м. Высота залежи - 100 м. , в т.ч. нефтяной оторочки - 15 м.

В) Сводовая нефтяная залежь в пластовом резервуаре. Коллектор - алевролит мощностью 40 м, покрышка - глинистая мощностью 20 м. Высота залежи - 100 м.

Вариант 8.

А) Сводовая газовая залежь с нефтяной оторочкой в массивном резервуаре. Коллектор - известняк мощностью 110 м, покрышка - аргиллит мощностью 20 м. Высота залежи - 80 м, в т.ч. нефтяной оторочки - 10 м.

Б) Сводовая газонефтяная залежь в пластовом резервуаре. Коллектор - известняк мощностью 30 м., покрышка глинистая, мощностью - 20 м. Высота залежи - 50 м, в т.ч. газовой шапки - 10 м.

В) Сводовая нефтяная залежь в пластово-массивном резервуаре. Коллектор - известняк мощностью 110 м, покрышка - аргиллит мощностью 30 м. Высота залежи - 60 м.

Вариант 9.

А) Сводовая газонефтяная залежь в массивном резервуаре. Коллектор - доломит мощностью 90 м, покрышка - глина мощностью 20 м. Высота залежи - 65 м, в т.ч. газовой шапки - 20 м.

Б) Залежь нефтегазовая в пластовом резервуаре. Коллектор - песчаник мощностью 20 м, покрышка - глинистый известняк мощностью 40 м. Высота залежи - 100 м., в т.ч. нефтяной оторочки - 10 м.

В) Сводовая газовая залежь в пластовом резервуаре. Коллектор - песчаник мощностью 50 м, покрышка - глина мощностью 20 м. Высота залежи - 90 м.

Вариант 10.

А) Сводовая газонефтяная залежь в массивном резервуаре. Коллектор - известняк мощностью 100 м, покрышка - соль мощностью 50 м. Высота залежи - 60 м, в т.ч. газовой шапки - 10 м.

Б) Сводовая нефтегазовая залежь в пластовом резервуаре. Коллектор - известняк мощностью 60 м, покрышка - глина мощностью 30 м. Высота залежи - 80 м, в т.ч. нефтяной оторочки - 10 м.

В) Сводовая газоконденсатная залежь в пластовом резервуаре; Коллектор — доломит мощностью 70 м, покрышка - глина мощностью 20 м. Высота залежи - 120 м.

Вариант 11.

А) Сводовая газовая залежь в пластовом резервуаре. Коллектор карбонатный мощностью 50 м., покрышка глинистая мощностью 30 м. Высота залежи - 100 м.

Б) Сводовая газонефтяная залежь в массивном резервуаре. Коллектор - известняк мощностью 130 м, покрышка - соль мощностью 30 м. Высота залежи - 110 м, в т.ч. газовой шапки - 15 м.

В) Сводовая нефтегазовая залежь в пластовом резервуаре. Коллектор - песчаник мощностью 60 м, покрышка - глина мощностью 30 м. Высота залежи - 90 м, в т.ч. нефтяной оторочки - 10 м.

Вариант 12.

А) Сводовая газонефтяная залежь в пластовом резервуаре. Коллектор - песчаник мощностью 40 м, покрышка - глинистая мощностью 30 м. Высота залежи - 90 м, в т.ч. газовой шапки - 20 м.

Б) Сводовая газовая залежь в массивном резервуаре. Коллектор - известняк мощностью 90 м, покрышка - глинистый известняк мощностью 30 м. Высота залежи - 50 м.

В) Сводовая нефтегазовая залежь в пластовом резервуаре. Коллектор - доломит мощностью 60 м, крышка - глина мощностью 20 м. Высота залежи - 750 м, в т.ч. нефтяной оторочки - 10 м.

Вариант 13.

А) Сводовая газонефтяная залежь в пластовом резервуаре. Коллектор и крышка - терригенные, мощностью -30 м. Высота залежи - 50м, в т.ч. газовой шапки - 15 м.

Б) Сводовая газоконденсатная залежь в массивном резервуаре. Коллектор - органогенный известняк мощностью 100 м, крышка - гипсово-соленосная мощностью 50 м. Высота залежи - 60 м.

В) Сводовая нефтегазовая залежь в пластовом резервуаре. Коллектор - песчаник мощностью 50 м, крышка - глина мощностью 30 м. Высота залежи - 75 м, в т.ч. нефтяной оторочки - 15 м.

Вариант 14.

А) Сводовая газовая залежь в пластовом резервуаре. Коллектор карбонатный мощностью 60 м., крышка – глина, мощность 30м. Высота залежи - 100 м.

Б) Сводовая газонефтяная залежь в массивном резервуаре. Коллектор - доломит мощностью 90 м, крышка - соль мощностью 30 м. Высота залежи - 75 м, в т.ч. газовой шапки – 15 м.

В) Сводовая нефтегазовая залежь в пластовом резервуаре. Коллектор - песчаник мощностью 60 м, крышка - глина мощностью 30 м. Высота залежи - 80 м, в т.ч. нефтяной оторочки - 15 м.

Вариант 15.

А) Сводовая газонефтяная залежь в массивном резервуаре. Коллектор - известняк мощностью 100 м, крышка - глинистая мощностью 50 м. Высота залежи - 60 м, в т.ч. газовой шапки - 10 м.

Б) Сводовая нефтегазовая залежь в пластовом резервуаре. Коллектор - песчаник мощностью 60 м, крышка - глина мощностью 30 м. Высота залежи - 80 м, в т.ч. нефтяной оторочки - 10 м.

В) Сводовая газоконденсатная залежь в пластовом резервуаре; Коллектор — алевролит мощностью 60 м, крышка - глина мощностью 30 м. Высота залежи -110 м.

Вариант 16.

А) Сводовая нефтегазовая залежь в массивном резервуаре. Коллектор - известняк мощностью 100 м, крышка - аргиллит мощностью 20 м. Высота залежи - 70 м, в т.ч. нефтяной оторочки - 10 м.

Б) Залежь нефтегазовая в пластовом резервуаре. Коллектор - песчаник мощностью 40м, крышка - глинистый известняк мощностью 30 м. Высота залежи - 90 м в т.ч. нефтяной оторочки - 20 м.

В) Сводовая нефтяная залежь в пластовом резервуаре. Коллектор - алевролит мощностью 50 м, крышка - глинистая мощностью 20 м. Высота залежи - 80 м.

Вариант 17.

А) Сводовая газовая залежь в пластовом резервуаре. Коллектор карбонатный мощностью 50 м., покрышка глинистая мощностью 30 м. Высота залежи - 100 м.

Б) Сводовая газонефтяная залежь в массивном резервуаре. Коллектор - известняк мощностью 100 м, покрышка - соль мощностью 30 м. Высота залежи - 90 м, в т.ч. газовой шапки - 25 м.

В) Сводовая нефтегазовая залежь в пластовом резервуаре. Коллектор - песчаник мощностью 60 м, покрышка - глина мощностью 30 м. Высота залежи - 90 м, в т.ч. нефтяной оторочки - 10 м.

Вариант 18.

А) Сводовая газонефтяная залежь в массивном резервуаре. Коллектор - известняк мощностью 100 м, покрышка - глинистая мощностью 30 м. Высота залежи - 50 м, в т.ч. газовой шапки - 15 м.

Б) Сводовая нефтегазовая залежь в пластовом резервуаре. Коллектор - песчаник мощностью 70 м, покрышка - глина мощностью 20 м. Высота залежи - 90 м, в т.ч. нефтяной оторочки - 10 м.

В) Сводовая газоконденсатная залежь в пластовом резервуаре; Коллектор — алевролит мощностью 50 м, покрышка - глина мощностью 20 м. Высота залежи - 100 м.

Вариант 19.

А) Сводовая нефтегазовая залежь в массивном резервуаре. Коллектор - известняк мощностью 120 м, покрышка - аргиллит мощностью 20 м. Высота залежи - 60 м, в т.ч. нефтяной оторочки - 10 м.

Б) Залежь нефтегазовая в пластовом резервуаре. Коллектор - песчаник мощностью 50 м, покрышка - глинистый известняк мощностью 30 м. Высота залежи - 100 м в т.ч. нефтяной оторочки - 15 м.

В) Сводовая нефтяная залежь в пластовом резервуаре. Коллектор - алевролит мощностью 50 м, покрышка - глинистая мощностью 30 м. Высота залежи - 90 м.

Вариант 20.

А) Сводовая газовая залежь в пластовом резервуаре. Коллектор карбонатный мощностью 60 м., покрышка глинистая мощностью 30 м. Высота залежи - 110 м.

Б) Сводовая газонефтяная залежь в массивном резервуаре. Коллектор - известняк мощностью 110 м, покрышка - глинистая мощностью 30 м. Высота залежи - 80 м, в т.ч. газовой шапки - 15 м.

В) Сводовая нефтегазовая залежь в пластовом резервуаре. Коллектор - песчаник мощностью 70 м, покрышка - глина мощностью 30 м. Высота залежи - 100 м, в т.ч. нефтяной оторочки - 15 м.

Содержание отчета

В отчете следует отразить цель работы, краткое теоретическое обоснование, а также представить построенные профильные разрезы и структурные карты.

Вопросы для самопроверки:

1. Для чего строят геологические профильные разрезы?
2. Для чего строят структурные карты?
3. Какие данные необходимы для построения профильного разреза и структурной карты?
4. Какие типы залежей вы знаете?