

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

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ПРАКТИЧЕСКИМ ЗАНЯТИЯМ ПО
ДИСЦИПЛИНЕ
«ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА»**

для студентов специальности 21.05.06 Нефтегазовая техника и технологии
специализации «Технология бурения нефтяных и газовых скважин»

СОДЕРЖАНИЕ

Введение

Практическая работа 1. Классификация и изучение различных типов каустобиолитов

Практическая работа 2. Типизация нефтей и природных газов

Практическая работа 3. Определение генетического типа рассеянного органического вещества

Практическая работа 4. Построение карт геохимических аномалий и определение нефтегазоматеринского потенциала отложений

Практическая работа 5. Изучение пород-коллекторов и пород-флюидоупоров

Практическая работа 6. Классификация и типы природных резервуаров, ловушек и залежей нефти и газа

Практическая работа 7. Составление геологического профильного разреза месторождения по данным пробуренных скважин и прогноз ловушек и залежей нефти и газа

Практическая работа 8. Построение структурных карт и геологических профилей через различные типы залежей нефти и газа.

Практическая работа 9. Прогнозирование пластовых давлений и температур в природных резервуарах

Список рекомендуемой литературы

ВВЕДЕНИЕ

Данное учебное пособие по дисциплине «Геология нефти и газа» предназначено для студентов специальности 21.05.06 Нефтегазовая техника и технологии очно-заочной формы обучения.

Учебное пособие содержит блок лабораторных работ, который позволит закрепить и углубить полученные в процессе теоретического курса знания.

Цель освоения дисциплины - сформировать у студентов компетенции, обеспечивающие владение базовыми теоретическими знаниями в области геологии нефти и газа и их дальнейшее использование при изучении специальных дисциплин по направлению подготовки.

Задачи дисциплины

- создание базы понятий и определений, образующих фундаментальную науку
- освоение студентами основных знаний о свойствах и составе углеводородов, их классификации и происхождении углеводородов
- формирование общих представлений об условиях залегания нефти и газа в земной коре, о типах коллекторов и покрышек, природных резервуарах, пластовых давлениях и температурах, ловушках нефти и газа;
- ознакомление студентов с условиями формирования и разрушения залежей, с типами локальных и региональных скоплений нефти и газа и региональными нефтегазоносными комплексами
- овладение методами построения структурных карт и разрезов, контуров залежи, моделей ловушек и залежей различного типа
- общее представление о процессах формирования и закономерностях размещения месторождений нефти и газа.

Самостоятельная работа студента и использование учебного пособия по дисциплине способствует формированию у обучающегося необходимых компетенций и способности к самообразованию.

При проведении занятий формируются следующая компетенция:

ОПК-3 Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии.

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 1

КЛАССИФИКАЦИЯ И ИЗУЧЕНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ КАУСТОБИОЛИТОВ

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

Формируемые компетенции:

Знать

- физико-химические свойства каустобиолитов и условия их возникновения (ОПК-3);

Уметь

- составлять характеристику каустобиолитов (ОПК-3);

Владеть

- навыками, приемами и анализа и сравнения каустобиолитов угольного и битумного ряда (ОПК-3).

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

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

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

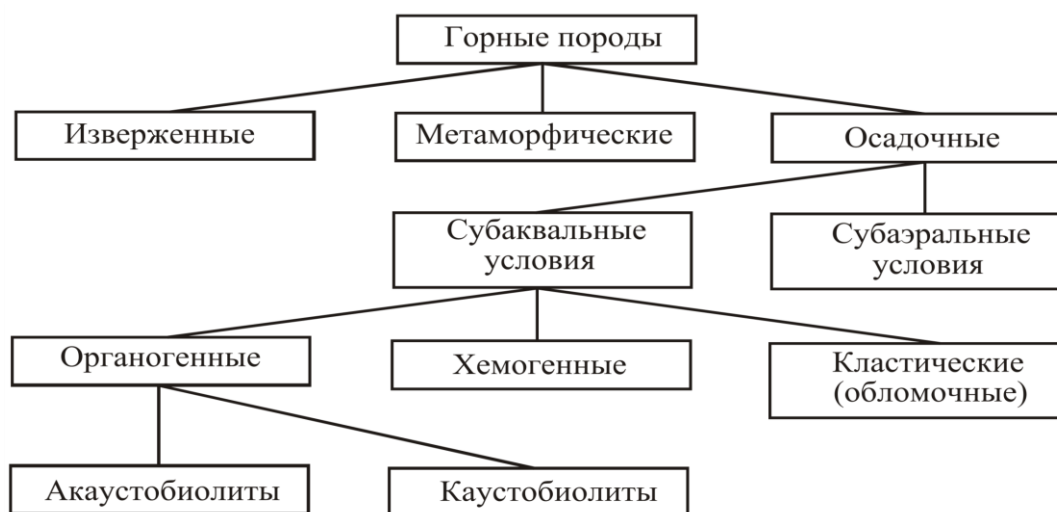


Рисунок 1.1 – Положение каустобиолитов среди горных пород
(по И. О. Броду и И. А. Еременко)

К каустобиолитам битумного ряда относятся все разновидности нефтей, горючие углеводородные газы, мальты, керы, асфальты, асфальтиты, озокерит, а также рассеянные в породах битумоиды. Каустобиолиты угольного ряда – это различные торфы, бурые и каменные угли, антрациты (образованные из веществ растительного происхождения). К липтобиолитам относятся некоторые органические соединения растительного происхождения – ископаемые смолы, воски, стерины, споронины и др. Представителем этой группы является янтарь.

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

Правая ветвь схемы отвечает горючим ископаемым нефтяного (битумного) ряда. Стрелкой, направленной от правого блока угольной ветви, соответствующего морским и пресноводным сапропелитовым образованиям, показана связь горючих ископаемых нефтяного ряда с отложениями морских водоемов. Правый блок этой ветви отвечает минералам группы озокерита, образующимся в результате выветривания парафинистых нефтей. На противоположной стороне этой ветви показан переход тяжелых смолистых нефтей нафтенно-ароматического типа к асфальтам и далее к асфальтитам, керитам, антраксолитам, отвечающим определенной степени метаморфизма.

Общими признаками и свойствами всех каустобиолитов являются:

1. горючесть;
2. биогенное происхождение;
3. образование в осадках и осадочных горных породах из ОВ в процессе литогенеза;
4. преобразование в результате изменения геохимических условий, температур и давлений;
5. преобладание в элементном составе углерода, который образует различные по сложности и молекулярной массе соединения с водородом;
6. присутствие гетероатомных кислород-, серо- и азотсодержащих соединений.

Кроме общих свойств каустобиолиты обоих рядов имеют отличительные признаки и свойства, главными из которых являются:

1. Отношение залежей к вмещающей породе: каустобиолиты угольного ряда сингенетичны, а каустобиолиты нефтяного ряда эпигенетичны;

2. Генетический тип исходного вещества: для каустобиолитов угольного ряда исходным в основном ОВ высших растений, а для каустобиолитов битумного ряда – ОВ низших организмов(планктона, бентоса);

3. Концентрация исходного вещества в осадках и осадочных породах: каустобиолиты угольного ряда связаны с концентрированным ОВ, а каустобиолиты битумного ряда в основном с рассеянным ОВ;

4. Место образования: большая часть углей образуется не в морских условиях, а большинство нефтематеринских пород – это морские отложения.

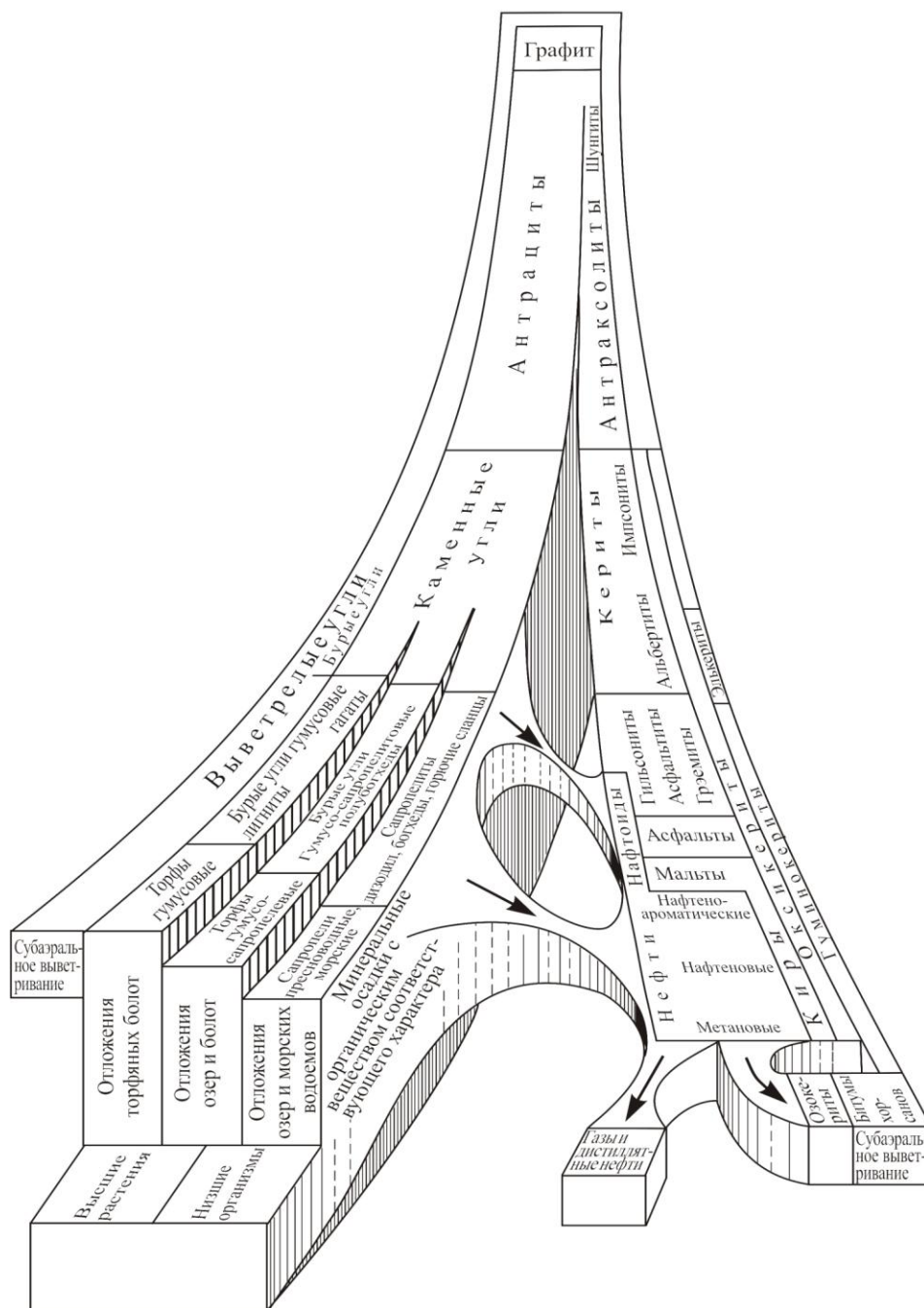


Рисунок 1.2 – Генетическая классификация каустобиолитов (по В. А. Успенскому и О. А. Радченко)

Характеристика каустобиолитов

1. Каустобиолиты угольного ряда

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

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

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

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

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

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

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

1.7. *Горючие сланцы* – глинистая, известковистая или кремнистая порода с содержанием ОВ от 10 до 80 %, обладающая способностью загораться от спички и издающая при этом запах горячей резины. Образовались из низших организмов, близки по этому признаку к сапропелитовым углям, но содержат много минеральных примесей. Плотная

крепкая порода. Цвет – от светло-коричневого, желтоватого до темно-коричневого, зеленовато-коричневого, темно-серого. Тонкие слои горят коптящим пламенем. Элементный состав: углерод – 56–82 %; водород – 5,8–11,5 %; сера – 1,5–9 %; кислород – 9–10 %; азот – 1–3 %.

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

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

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

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

2. *Каустобиолиты битумного ряда*

2.1. *Киры* – группа природных битумов (мальты, асфальты, асфальтиты), образовавшиеся в результате выветривания в зоне выходов легких метановых и нафтенных нефтей. В зависимости от состава и глубины выветривания нефтей имеет цвет от темно-коричневого до черного, консистенцию от полужидкой до твердой. Элементный состав: углерода – 75–86 %; водорода – 8–12 %; сумма азота, серы и кислорода – 2–11 %. Групповой состав: масел – 25–65 %; смол и асфальтенов до 80 %.

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

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

2.4. *Асфальтит* – твердый природный битум, растворим в бензоле, хлороформе, сероуглероде. Элементный состав: углерод – 76–86 %; водород – 8–12 %; сера – 0,25–9 %; азот – 0,3–1,8 %; кислород – 2–9 %. Имеет высокое содержание асфальтенов (до 70 %) и невысокое содержание масел (до 30). Среди асфальтитов различают гильсониты (плотность – 1050–1150

кг/м³, температура плавления – 100–200 °С) и более высокомолекулярные гремиты (плотность – 1150–1200 кг/м³, плавится с разложением при 200 – 300 °С).

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

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

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

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

3. Липтобиолиты.

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

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

Указания по технике безопасности:

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

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

Вопросы и задания:

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

Таблица 1.1 – Описание различных типов каустобиолитов

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

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

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

Контрольные вопросы:

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

4. Какие именно вещества являются исходными для образования каустобиолитов угольного ряда?
5. Под действием каких сил происходит преобразование обоих рядов?
6. В каких условиях происходит накопление исходного органического вещества?
7. Что общего у каустобиолитов обоих рядов?
8. Назовите различия каустобиолитов обоих рядов.

Список литературы:

[2], [3]

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 2 ТИПИЗАЦИЯ НЕФТЕЙ И ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Цель работы. Изучить нефтегазопромысловые классификации нефтей и природных газов по составу и свойствам, определить типы нефтей и газов по предложенным типизациям и графическим классификациям. В указаниях приводятся свойства нефтей и природных газов, особенности компонентного состава, ряд классификаций по различным критериям и методика типизации нефтей и природных газов по промысловым параметрам.

Формируемые компетенции:

Знать

- физико-химические свойства нефтей и природных газов и условия их возникновения (ОПК-3);

Уметь

- проводить типизацию нефтей и природных газов (ОПК-3);

Владеть

- навыками составления технологических формул нефти и природного газа (ОПК-3).

Теоретическая часть.

Нефть

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, 1967 г.).

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. 2.1).

Таблица 2.1 – 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

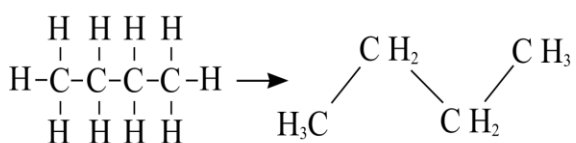
Также в нефти можно найти почти все элементы периодической системы Менделеева. В разных нефтях их концентрации различны и незначительны. Поэтому они называются микроэлементами. Среди микроэлементов преобладают ванадий и никель.

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).

Бутан



Изобутан

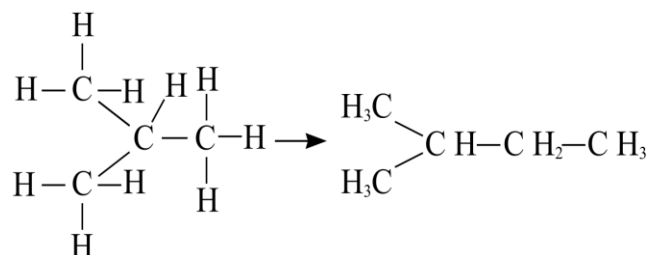


Рисунок 2.1 – Алкановые углеводороды

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

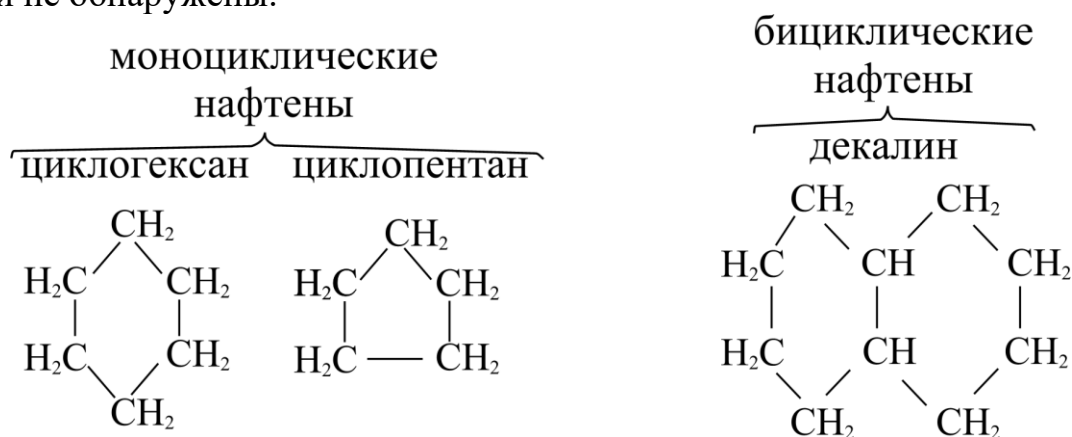


Рисунок 2.2 – Циклановые углеводороды

3. Аренy (ароматические) – содержат в своей структуре бензольное кольцо. Делятся на моноаренy (бензол и его гомологи – $\text{C}_n\text{H}_{2n-6}$), и полиаренy (бициклические – $\text{C}_n\text{H}_{2n-12(14)}$; трициклические – $\text{C}_n\text{H}_{2n-14(16)}$). Являются ненасыщенными (непредельными) углеводородами.

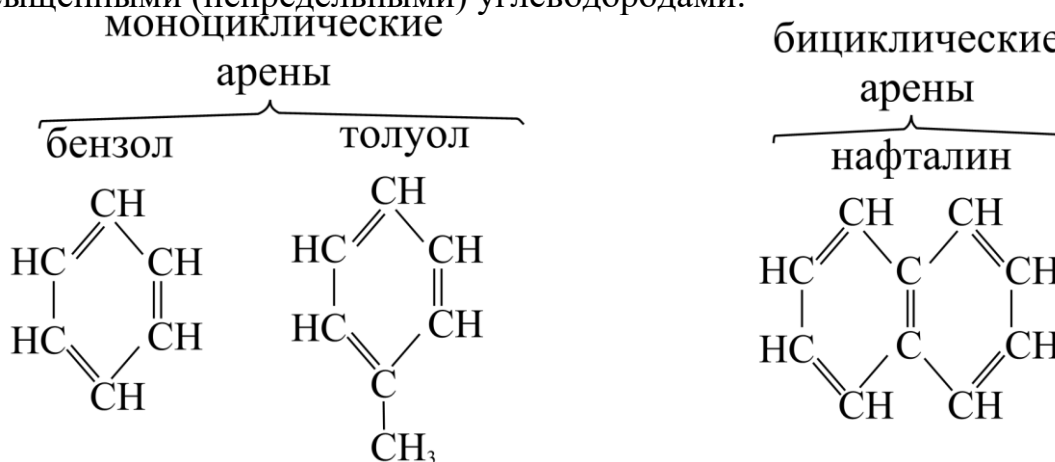


Рисунок 2.3 – Ароматические углеводороды

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.

В состав нефтей кроме УВ компонентов входят соединения, содержащие серу, азот и кислород, а так же металлы и минеральные компоненты.

Происхождение сернистых соединений в нефтях может быть различным. Наиболее вероятно, что сернистые соединения образовались в результате окислительно-восстановительных процессов, происходящих между сульфатами и углеводородами в течение геологического времени. Процесс осернения нефтей происходит в несколько этапов. Сначала происходит окисление УВ сульфатами металлов, присутствующими в подземных водах, которые при этом восстанавливаются в сульфиды и гидросульфиды.

Образующиеся сульфиды и гидросульфиды разлагаются с образованием сероводорода.

Свободная сера может образоваться за счет окисления сероводорода оксидами металлов, присутствующими в отложениях или же растворенными в водах сульфатами. Часть сернистых соединений может быть унаследована от исходного ОВ.

Сера встречается в нефтях в виде растворенной элементарной серы, сероводорода, сульфидов и дисульфидов, меркаптанов, а так же более сложных соединений, содержащих одновременно в различных сочетаниях атомы серы, кислорода и азота.

Содержание азота в нефтях, как правило, не превышает 0,5%. Однако в высокосмолистых нефтях содержание азотистых соединений иногда достигает 10%. В легких фракциях нефтей азотистые соединения как правило отсутствуют. С увеличением температуры кипения фракций содержание азотистых соединений в них возрастает и максимальные их концентрации сосредоточены в основном в ее смолисто-асфальтеновой части. Наиболее значимыми компонентами азотосодержащих соединений являются порфирины, их содержание в некоторых нефтях достигает 0,1%. Порфирины могут находиться в нефтях как в свободном состоянии, так и в виде комплексных соединений с металлами г.о. с никелем и ванадием. Большое содержание порфиринов характерно для сернистых нефтей. Порфирины являются представителями хемофоссилий и их содержание в нефтях используется при геохимических обобщений. Порфириновые комплексы нефти оптически активны. Они способны ускорять окислительно-восстановительные реакции, поэтому, как предполагают, они принимают активное участие в процессах преобразования нефтей.

Кислородосодержащие соединения представлены кислотами, эфирами, фенолами и др., из них до 90-95% кислородосодержащих компонентов приходится на смолы и асфальтены.

Смолисто-асфальтеновые вещества – сложная смесь наиболее молекулярных компонентов нефти, содержание которых достигает иногда

10-50% масс. На долю углеводородной части приходится 80-95% всех молекул, слагающих эти структуры. В целом смолисто-асфальтеновые вещества – это гетероорганические соединения, включающие в состав молекул кроме УВ азот, серу, кислород и некоторые металлы. Наиболее богаты смолисто-асфальтеновыми веществами нефти ароматического основания. Нефти алканового основания содержат смолисто-асфальтеновых веществ намного меньше. Смолисто-асфальтеновые вещества объединяют две большие группы высокомолекулярных соединений – смолы и асфальтены. Они сконцентрированы в наиболее высококипящих фракциях нефтей.

Смолы представляют собой очень вязкие малоподвижные жидкости, а иногда и твердые аморфные вещества. Плотность близка к 1,1 г/мл. Содержание углерода 79-87%, водорода – 9-11%. Кроме того смолы содержат гетероатомы: кислорода 1-7%, серы от десятых долей процента до 7-9%. В некоторых смолах содержится азот. Смолы хорошо растворяются в органических растворителях. Для аналитических целей смолы экстрагируют из нефтей бензолом, спиртобензолом, петролейным эфиром и т.д. В соответствии с этим в нефтях выделяются бензольные, спиртобензольные и петролейно-эфирные смолы.

Асфальтены являются более высокомолекулярными соединениями, чем смолы. При нормальных условиях асфальтены – аморфные твердые вещества, плотностью выше 1,14. Асфальтены легко растворяются в хлороформе, бензоле и т.д. При нагревании асфальтены размягчаются, но не плавятся; при температуре выше 300°С они переходят в кокс и газ. Асфальтены химически активны, легко вступают в реакции окисления, сульфирования, нитрирования, несколько труднее гидрируются.

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

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

Классификация нефтей

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

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

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

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

Существует ряд классификаций, применяющихся в пределах определенных различных нефтегазоносных территорий. Зачастую в них используется один (чаще всего плотность) или несколько физико-химических параметров. Созданы также классификации на основе группового углеводородного состава нефтей.

Однако наиболее полные классификации отражают как физико-химические свойства нефтей, так и их состав. К числу таких классификаций можно отнести классификацию Т. А. Ботнева (1987 г.). По соотношению метановых и нафтеновых углеводородов, содержащихся в бензиновой фракции (т. к. 200 °С) выделяют шесть типов нефтей. В пределах типа нефти по плотности делятся на четыре группы (табл. 2.2):

Таблица 2.2 – Группы нефтей, выделяемые по плотности

Группа нефтей	Плотность, кг/м ³	Индекс
Легкие	<850	1
Средние	851 – 870	2
Тяжелые	871 – 900	3
Очень тяжелые	>900	4

Затем идет подразделение нефтей по категориям на основе содержания серы, парафинов, асфальтенов и смол. Используя классификационные индексы, тип нефти можно представить в виде формулы, например нефть метановая средняя малосмолистая малосернистая парафинистая имеет формулу $2.M.C_{M1}.S_1.P_3$.

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

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

- метановые (М), $M > 60\%$, $C_{II} > 60\%$;
- нафтеновые (Н), $H > 60\%$, $C_H > 50-60\%$;
- метано-нафтеновые (МН), $M + H > 60\%$ ($M > H > A$), $C_{II} + C_H > 60$ ($C_{II} > C_H > C_a$);
- нафтено-метановые (НМ), $M + H > 60\%$ ($H > M > A$), $C_{II} + C_H > 60\%$ ($C_H > C_a$);

- метано-ароматические (МА), $M+A>60\%$ ($M>A>H$), $C_H+C_A>60\%$ ($C_M>C_A>C_H$);
- нафтно-ароматические (НА), $H+A>60\%$ ($H>A>M$), $C_H+C_A>60\%$ ($C_H>C_A$).

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

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

3. По содержанию серы:

- малосернистые ($С_1$) – менее 0,5 %;
- среднесернистые ($С_2$) – 0,5–1 %;
- сернистые ($С_3$) – 1–2 %;
- высокосернистые ($С_4$) – более 2 %.

4. По содержанию твердых парафинов:

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

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

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

Классификация газов

Разными исследователями были рекомендованы те или иные классификации газов (В. А. Соколов, А. А. Карцев, 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. 2.4).

Для классификации углеводородных газов более всего подходит типизация газов по содержанию отдельных компонентов (И. С. Старобинец, 1986 г.; табл. 2.3). При этом использован коэффициент жирности углеводородных газов, который определяется по формуле:

$$a = [c(C_{2+\text{вышш}}H)/c(CH_4)] \cdot 100\%, \quad (2.1)$$

где a – коэффициент жирности,

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

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

Также используя индексы можно охарактеризовать тип газа формулой (шифром технологической классификации).

Таблица 2.3 – 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 углекислые	>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	$KГ_1$
Конденсатные	50 – 200	$KГ_2$
Высококонденсатные	>200	$KГ_3$

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

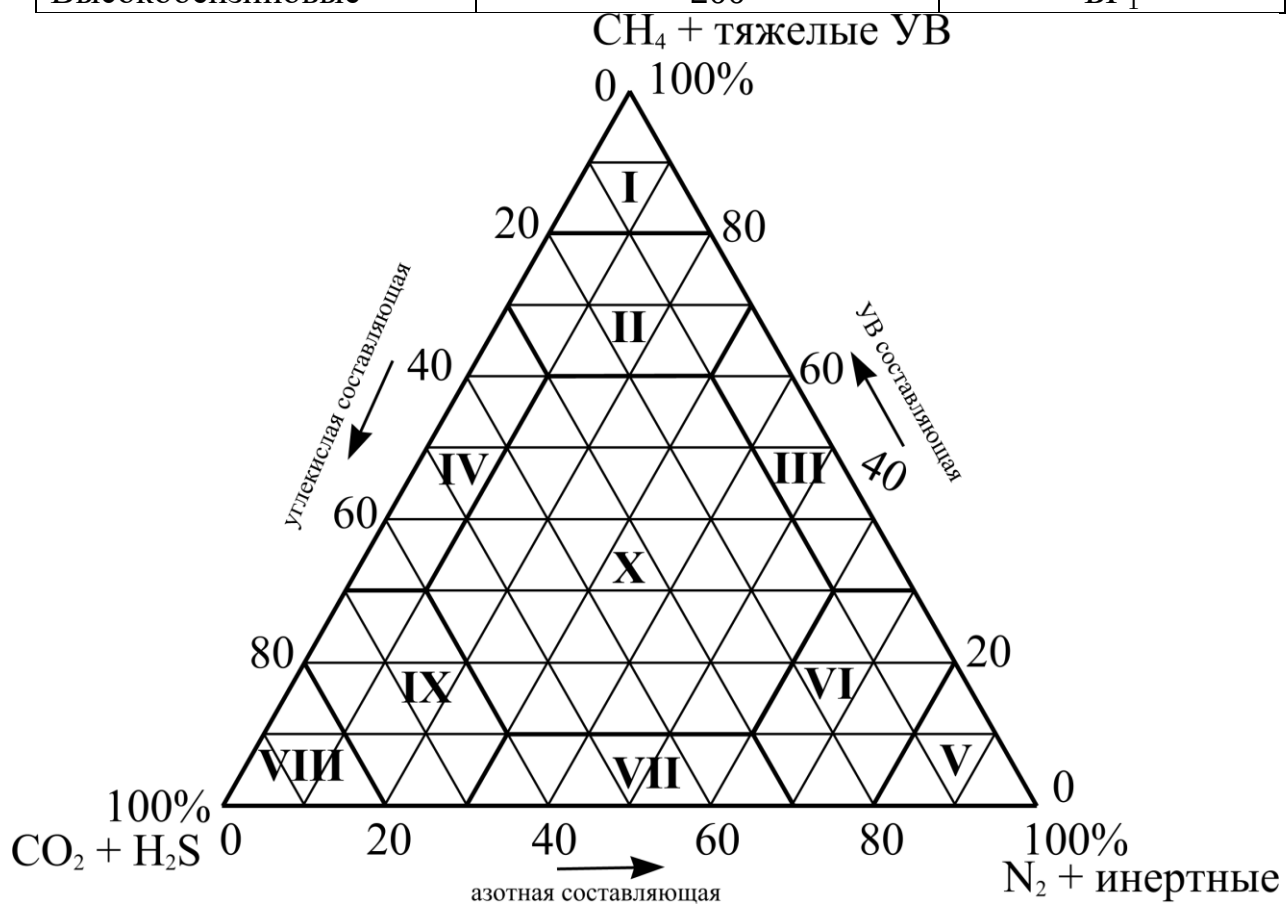


Рисунок 2.4 – Треугольная диаграмма определения классов природных Газов

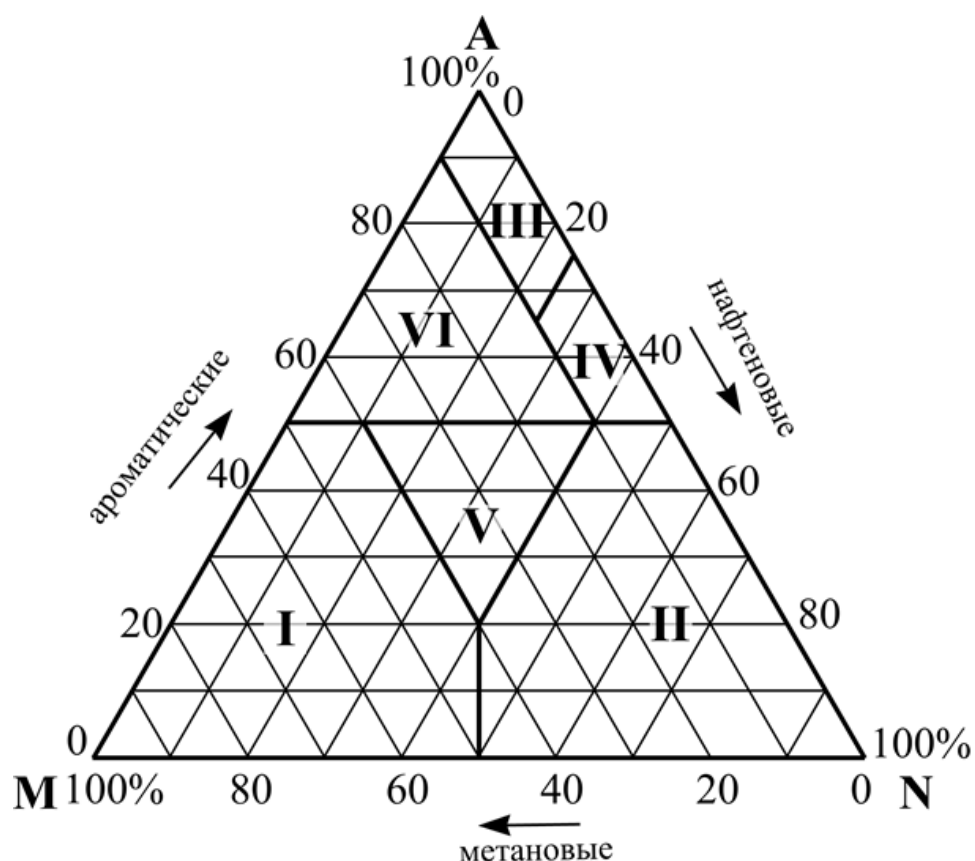


Рисунок 2.5 – Треугольная диаграмма Тиссо-Вельте для определения классов нефтей

Условные обозначения: Зоны распространения классов нефтей:

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

Таблица 2.4 – Состав нефтей

Месторождение, площадь	№	Плотность, кг/м ³	Содержание, %			Выход фракции н.к. - 200 ⁰ С	Групповой углеводородный состав фракции н.к. - 200 ⁰ С, %			Структурно - групповой состав		
			серы	Смол и асфальтенов	Твердых парафинов		метановые	нафтеновые	ароматические	С _п	С _н	С _а
1 вариант												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Пригон	1	870	0,17	7,05	10,4	13,4	50,7	27,6	21,7	67	21	11

Пригон	2	855	0,12	18,2	3,93	23,3	25,6	63,8	10,5	53	43	3,5
Пригон	3	826	0,22	15,0	6,3	25,5	51,0	38	11	68	27	4,7
Пригон	4	825	0,08	1,47	29,9	15	75,8	14,1	10,1	73	21	4,9
Пригон	5	903	0,3	19,5	3,4	10,9	9,4	80	10,6	44	52	3,0
Пригон	6	796	0,02	1,1	28,4	26	71	15	14	86	12	2
Пригон	7	800	0,01	10,2	30,6	27	70	16	14	79	18	3
Пригон	8	835	0,08	6,9	36,9	17	68	21	11	77	20	3
Пригон	9	888	0,4	14	7,5	15	39,6	58,8	1,6	53	39	6,6
Пригон	10	850	0,25	2,7	1,2	15	50,9	48,3	0,8	65	33	0,6
Пригон	11	813	0,42	1,2	2,5	34,6	62,3	34,3	3,4	74	25	0,5
Пригон	12	905	0,55	7,9	2,8	12,2	38,5	56,7	4,8	60	38	0,6
Пригон	13	823	0,02	5,81	19,1	23	64	25	11	75	19	5,2
Пригон	14	863	0,46	17	3,03	25	43,6	54,9	1,5	58	37	3,7
Пригон	15	789	0,04	2,51	3	48	62,3	22,6	15,1	74	18	7,6
2 вариант												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Колодное	1	848	0,41	13,4	2,3	23,1	46,3	51,7	2	49	35	14
Колодное	2	822	0,06	4,5	4,4	29	71	18	11	79	15	5,4
Колодное	3	862	0,15	20,1	4,47	30,7	58,7	31,2	10,1	72	32	4,4
Колодное	4	843	0,21	14,8	2,98	27,6	32,7	56,5	10,6	57	38	3,9
Колодное	5	831	0,07	2,06	32,7	19	68,5	17,5	14	78	14	7,1
Колодное	6	850	0,7	1,2	2	26	71,7	25,6	2,7	79	19	0,4
Колодное	7	846	0,15	18	2,15	24,5	29,1	62,1	8,63	55	42	2,5
Колодное	8	830	0,06	6,59	35,8	16	63	26	11	74	20	5,2
Колодное	9	868	0,07	2,8	10,3	23	44,3	33,5	20,2	64	24	11
Колодное	10	862	0,24	21,6	4	23	27,1	66,8	5,99	54	44	0,8
Колодное	11	817	0,13	5,75	22,2	37,6	50,5	36,8	12,6	67	26	5,7
Колодное	12	892	0,26	12,8	13,	7	48,4	32,8	18,8	66	24	9,4
Колодное	13	863	0,26	14,2	3,27	29,4	39,7	50,8	9,32	61	35	3,3
Колодное	14	812	0,09	4,4	5,96	41	67,8	9,78	22,3	77	10	12

Колодное	15	862	0,11	1,92	10,6	6	64	18	18	75	15	9,4
3 вариант												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Азовское	1	856	0,15	23,5	2,61	22,4	24,0	66,0	9,91	52,	44,	3,1
Азовское	2	842	0,13	9,91	6,6	28	63	26	11	74,	20	5,2
Азовское	3	812	0,1	3,01	13,4	38,4	57,5	28,3	14,2	71	21	6,9
Азовское	4	896	3,67	29,2	0,7	1	23,8	38,8	37,2	52	27	19
Азовское	5	824	0,11	4,06	5,26	45	57,6	26,9	15,5	71	20	7,6
Азовское	6	851	0,09	2,63	5,75	10	57	28	15	71	21	7,4
Азовское	7	828	0,1	2	0,7	49,8	25,6	54,8	19,6	53	37	9,0
Азовское	8	810	0,02	1,42	1,92	24	45,4	33,3	21,3	64	24	10
Азовское	9	849	0,76	11,4	5,48	27	53,4	23,5	22,9	69	18	12
Азовское	10	823	0,08	1,64	3,07	33	67	23	10	77	18	4,7
Азовское	11	965	0,34	29,2	0,7	1	23,8	38,8	37,2	52	27	19
Азовское	12	904	1,35	29,9	3,54	17	46,8	20,9	32,1	65	17	17
Азовское	13	821	0,03	2,03	4,58	26	44,6	44,5	11,9	64	31	4,5
Азовское	14	958	0,3	24,9	2,25	1	28,6	40,7	30,6	55	28	15
Азовское	15	854	0,83	13,9	6,27	27	46,3	27,7	25,8	65	21	13
4 вариант												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Майское	1	830	0,03	1,04	4,49	17	65	14	21	76	12	11
Майское	2	955	0,33	28,2	0,95	5	15,5	55,6	28,8	47	38	14
Майское	3	965	0,2	20,2	0,58	1	37,4	33,6	28,9	60	24	15
Майское	4	851	1,03	8,52	5,05	29	53,3	23,6	22,9	69	18	12
Майское	5	850	0,63	10	1,2	40	34,2	52,9	12,8	58	36	5,3
Майское	6	810	0,2	2,18	13	37	59	21	20	72	17	10
Майское	7	821	0,04	5,9	30	24	70,5	20	9,5	79	16	4,5
Майское	8	866	0,08	21,4	10,8	12	69	24	7	78	18	2,9
Майское	9	913	3,01	20,8	4,9	18	81,5	9	9,5	85	9,7	4,9
Майское	10	809	0,03	0,97	21,4	26	68	19	13	80	16	4
Майское	11	891	0,26	21,3	27	10,1	54	30	16	64	22	14
Майское	12	825	0,1	14,0	4,32	33,5	36,2	49,1	14,6	59	34	6,4
Майское	13	821	0,06	2,39	29,1	22,5	65,7	17	17,3	76	14	9

Майское	14	848	0,4	13,4	0,5	30	39,2	50,3	10,3	61	34	3,9
Майское	15	800	0,09	1,08	17,8	42	59	25	16	72	19	8
5 вариант												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Азорское	1	828	0,07	3,54	24,6	21,5	62	27	11	76	20	4
Азорское	2	811	0,26	4,84	26	27,6	82	12	6	86	6	8
Азорское	3	903	0,82	19,5	0,5	10,9	9,4	80	10,6	44	52	3
Азорское	4	846	0,15	18	2,15	24,5	29,1	62,1	8,63	55	42	2,5
Азорское	5	830	0,06	6,59	35,8	16	63	30	15	74	20	5,2
Азорское	6	868	0,07	2,8	10,3	23	44,3	30,1	20,2	64	24	11
Азорское	7	862	0,24	21,6	4	23	27,1	66,8	5,99	54	44	0,8
Азорское	8	817	0,13	5,75	22,2	37,6	51,5	36,8	16,8	67	28	5,7
Азорское	9	895	0,26	12,8	13	7	50,4	32,8	20,8	66	24	9,4
Азорское	10	863	0,26	14,2	3,27	29,4	39,7	50,8	9,32	61	35	3,3
Азорское	11	812	0,09	4,4	5,96	41	67,8	9,78	22,3	77	10	12
Азорское	12	862	0,11	1,92	10,6	6	66	20	20	75	15	9,4
Азорское	13	856	0,15	23,5	2,61	22,4	24,0	66,0	9,91	52	44	3,1
Азорское	14	842	0,13	9,91	6,6	28	63	26	11	74	20	5,2
Азорское	15	812	0,1	3,01	13,4	38,4	57,5	28,3	14,2	71	21	6,9
6 вариант												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Угловое	1	896	3,67	29,2	0,7	1	23,8	38,8	37,2	52	27	19
Угловое	2	824	0,11	4,06	5,26	45	57,6	26,9	15,5	71	20	7,6
Угловое	3	851	0,09	2,63	5,75	15	55	29	20	71	21	7,4
Угловое	4	828	0,1	2	0,7	49,8	25,6	54,8	19,6	53	37	9,0
Угловое	5	815	0,02	1,42	1,92	24	50,1	33,3	21,3	64	24	10
Угловое	6	849	0,76	11,4	5,48	27	53,4	23,5	22,9	69	18	12
Угловое	7	823	0,08	1,64	3,07	33	67	23	10	77	18	4,7
Угловое	8	965,	0,34	29,2	0,7	1	23,8	38,8	37,2	52,	27	19
Угловое	9	904	1,35	29,9	3,54	17	46,8	20,9	32,1	65	17	17
Угловое	10	821	0,03	2,03	4,58	26	44,6	44,5	11,9	64	31	4,5
Угловое	11	958	0,3	24,9	2,25	1	28,6	40,7	30,6	55	28	15
Угловое	12	854	0,83	13,9	6,27	27	46,3	27,7	25,8	65	21	13

Угловое	13	830	0,03	1,04	4,49	17	65	14	21	76	12	11
Угловое	14	955	0,33	28,2	0,95	5	15,5	55,6	28,8	47	38	14
Угловое	15	965	0,2	20,2	0,58	1	40,5	33,6	28,9	60	24	15
7 вариант												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Южное	1	851	1,03	8,52	5,05	29	53,3	23,6	22,9	69	18	12
Южное	2	850	0,63	10	1,2	40	34,2	52,9	12,8	58	36	5,3
Южное	3	810	0,2	2,18	13	37	59	21	20	72	17	10
Южное	4	821	0,04	5,9	30	24	75,2	20	5,5	79	16	4,5
Южное	5	866	0,08	21,4	10,8	12	69	24	7	78	18	2,9
Южное	6	913	3,01	20,8	4,9	18	81,5	9	9,5	85	9,7	4,9
Южное	7	809	0,03	0,97	21,4	26	68	19	13	80	16	4
Южное	8	891	0,26	21,3	27	10,1	54	30	16	64	22	14
Южное	9	825	0,1	14,0	4,32	33,5	36,2	49,1	14,6	59,	34	6,4
Южное	10	821	0,06	2,39	29,1	22,5	65,7	17	17,3	76	14	9
Южное	11	848	0,4	13,4	0,5	30	39,2	50,3	10,3	61	34	3,9
Южное	12	800	0,09	1,08	17,8	42	59	25	16	72	19	8
Южное	13	828	0,07	3,54	24,6	21,5	62	27	11	76	20	4
Южное	14	811	0,26	4,84	26	27,6	82	12	6	86	6	8
Южное	15	903	0,82	19,5	0,5	10,9	9,4	80	10,6	44	52	3
8 вариант												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Верное	1	846	0,15	18	2,15	24,5	29,1	62,1	8,63	55,	42	2,5
Верное	2	830	0,06	6,59	35,8	16	63	26	11	74	20	5,2
Верное	3	868	0,07	2,8	10,3	23	44,3	33,5	20,2	64	24	11
Верное	4	862	0,24	21,6	4	23	27,1	66,8	5,99	54	44	0,8
Верное	5	817	0,13	5,75	22,2	37,6	50,5	36,8	12,6	67	26	5,7
Верное	6	892	0,265	12,8	13,	7	48,4	32,8	18,8	66	24	9,4
Верное	7	863	0,26	14,2	3,27	29,4	39,7	50,8	9,32	61	35	3,3
Верное	8	812,	0,098	4,4	5,96	41	67,8	9,78	22,3	77	10	12
Верное	9	862	0,11	1,92	10,6	6	64	18	18	75	15	9,4
Верное	10	856	0,15	23,5	2,61	22,4	24,0	66,0	9,91	52	44	3,1

Верное	11	842	0,138	9,91	6,6	28	63	26	11	74	20	5,2
Верное	12	812	0,1	3,01	13,4	38,4	57,5	28,3	14,2	71	21	6,9
Верное	13	896	3,67	29,2	0,7	1	23,8	38,8	37	52	27	19
Верное	14	824	0,11	4,06	5,26	45	57,6	26,9	15,5	71	20	7,6
Верное	15	851	0,09	2,63	5,75	10	57	28	15	71	21	7,4
9 вариант												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Веселое	1	828	0,1	2	0,7	49,8	25,6	54,8	19,6	53	37	9,0
Веселое	2	810	0,02	1,42	1,92	24	45,4	33,3	21,3	64	24	10
Веселое	3	849	0,76	11,4	5,48	27	53,4	23,5	22,9	69	18	12
Веселое	4	823	0,08	1,64	3,07	33	67	23	10	77	18	4,7
Веселое	5	965	0,34	29,2	0,7	1	23,8	38,8	37,2	52	27	19
Веселое	6	904	1,35	29,9	3,54	17	46,8	20,9	32,1	65	17	17
Веселое	7	821	0,03	2,03	4,58	26	44,6	44,5	11,9	64	31	4,5
Веселое	8	958	0,3	24,9	2,25	1	28,6	40,7	30,6	55	28	15
Веселое	9	854	0,83	13,9	6,27	27	46,3	27,7	25,8	65	21	13
Веселое	10	830	0,03	1,04	4,49	17	65	14	21	76	12	11
Веселое	11	955	0,33	28,2	0,95	5	15,5	55,6	28,8	47	38	14
Веселое	12	965	0,2	20,2	0,58	1	37,4	33,6	28,9	60	24	15
Веселое	13	851	1,03	8,52	5,05	29	53,3	23,6	22,9	69	18	12
Веселое	14	850	0,63	10	1,2	40	34,2	52,9	12,8	58	36	5,3
Веселое	15	810	0,2	2,18	13	37	59	21	20	72	17	10
10 вариант												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Павлово	1	821	0,04	5,9	30	24	70,5	20	9,5	79	16	4,5
Павлово	2	866	0,08	21,4	10,8	12	69	24	7	78	18	2,9
Павлово	3	913	3,01	20,8	4,9	18	81,5	9	9,5	85	9,7	4,9
Павлово	4	809	0,03	0,97	21,4	26	68	19	13	80	16	4
Павлово	5	891	0,26	21,3	27	10,1	54	30	16	64	22	14
Павлово	6	825	0,1	14,0	4,32	33,5	36,2	49	14,6	59	34	6,4
Павлово	7	821	0,06	2,39	29,1	22,5	65,7	17	17,3	76	14	9
Павлово	8	848	0,4	13,4	0,5	30	39,2	50	10,3	61	34	3,9
Павлово	9	800	0,09	1,08	17,8	42	59	25	16	72	19	8

Павлово	10	828	0,07	3,54	24,6	21,5	62	27	11	76	20	4
Павлово	11	811	0,26	4,84	26	27,6	82	12	6	86	6	8
Павлово	12	903	0,82	19,5	0,5	10,9	9,4	80	10,6	44	52	3
Павлово	13	846	0,15	18	2,15	24,5	29,1	62,1	8,63	55	42	2,5
Павлово	14	830	0,06	6,59	35,8	16	63	26	11	74	20	5,2
Павлово	15	868	0,07	2,8	10,3	23	44,3	33	20,2	64	24	11
11 вариант												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Хомское	1	862	0,24	21,6	4	23	27,1	66,8	5,99	54	44	0,8
Хомское	2	817	0,13	5,75	22,2	37,6	50,5	36,8	12,6	67	26	5,7
Хомское	3	892	0,265	12,8	13	7	48,4	32,8	18,8	66	24	9,4
Хомское	4	863	0,26	14,2	3,27	29,4	39,7	50,8	9,32	61	35	3,3
Хомское	5	812	0,098	4,4	5,96	41	67,8	9,78	22,3	77	10	12
Хомское	6	862	0,11	1,92	10,6	6	64	18	18	75	15	9,4
Хомское	7	856	0,15	23,5	2,61	22,4	24,0	66,0	9,91	52	44	3,1
Хомское	8	842	0,138	9,91	6,6	28	63	26	11	74	20	5,2
Хомское	9	812	0,1	3,01	13,4	38,4	57,5	28,3	14,2	71	21	6,9
Хомское	10	896	3,67	29,2	0,7	1	23,8	38,8	37,2	52	27	19
Хомское	11	824	0,11	4,06	5,26	45	57,6	26,9	15,5	71	20	7,6
Хомское	12	851	0,09	2,63	5,75	10	57	28	15	71	21	7,4
Хомское	13	828	0,1	2	0,7	49,8	25,6	54,8	19,6	53	37	9,0
Хомское	14	810	0,02	1,42	1,92	24	45,4	33,3	21,3	64	24	10
Хомское	15	849	0,76	11,4	5,48	27	53,4	23,5	22,9	69	18	12
12 вариант												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Сокол	1	823	0,08	1,64	3,07	33	67	23	10	77	18	4,7
Сокол	2	965	0,34	29,2	0,7	1	23,8	38,8	37,2	52	27	19
Сокол	3	904	1,35	29,9	3,54	17	46,8	20,9	32,1	65	17	17
Сокол	4	821	0,03	2,03	4,58	26	44,6	44,5	11,9	64	31	4,5
Сокол	5	958	0,3	24,9	2,25	1	28,6	40,7	30,6	55	28	15
Сокол	6	854	0,83	13,9	6,27	27	46,3	27,7	25,8	65	21	13
Сокол	7	830	0,03	1,04	4,49	17	65	14	21	76	12	11
Сокол	8	955	0,33	28,2	0,95	5	15,5	55,6	28,8	47	38	14
Сокол	9	965	0,2	20,2	0,58	1	37,4	33,6	28,9	60	24	15

Сокол	10	851	1,03	8,52	5,05	29	53,3	23,6	22,9	69	18	12
Сокол	11	850	0,63	10	1,2	40	34,2	52,9	12,8	58	36	5,3
Сокол	12	810	0,2	2,18	13	37	59	21	20	72	17	10
Сокол	13	821	0,04	5,9	30	24	70,5	20	9,5	79	16	4,5
Сокол	14	866	0,08	21,4	10,8	12	69	24	7	78	18	2,9
Сокол	15	913	3,01	20,8	4,9	18	81,5	9	9,5	85	9,7	4,9
13 вариант												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Сухокум	1	809	0,03	0,97	21,4	26	68	19	13	80	16	4
Сухокум	2	891	0,26	21,3	27	10,1	54	30	16	64	22	14
Сухокум	3	825	0,1	14,0	4,32	33,5	36,2	49,1	14,6	59	34	6,4
Сухокум	4	821	0,06	2,39	29,1	22,5	65,7	17	17,3	76	14	9
Сухокум	5	848	0,4	13,4	0,5	30	39,2	50,3	10,3	61	34	3,9
Сухокум	6	800	0,09	1,08	17,8	42	59	25	16	72	19	8
Сухокум	7	828	0,07	3,54	24,6	21,5	62	27	11	76	20	4
Сухокум	8	811	0,26	4,84	26	27,6	82	12	6	86	6	8
Сухокум	9	903	0,82	19,5	0,5	10,9	9,4	80	10,6	44	52	3
Сухокум	10	846	0,15	18	2,15	24,5	29,1	62,1	8,63	55	42	2,5
Сухокум	11	830	0,06	6,59	35,8	16	63	26	11	74	20	5,2
Сухокум	12	868	0,07	2,8	10,3	23	44,3	33,5	20,2	64	24	11
Сухокум	13	862	0,24	21,6	4	23	27,1	66,8	5,99	54	44	0,8
Сухокум	14	817	0,13	5,75	22,2	37,6	50,5	36,8	12,6	67	26	5,7
Сухокум	15	892	0,265	12,8	13,	7	48,4	32,8	18,8	66	24	9,4
14 вариант												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Дебесск	1	863	0,26	14,2	3,27	29,4	39,7	50,8	9,32	61,	35,	3,3
Дебесск	2	812	0,098	4,4	5,96	41	67,8	9,78	22,3	77	10	12
Дебесск	3	862	0,11	1,92	10,6	6	64	18	18	75	15	9,4
Дебесск	4	856	0,15	23,5	2,61	22,4	24,0	66,0	9,91	52	44	3,1
Дебесск	5	842	0,138	9,91	6,6	28	63	26	11	74	20	5,2
Дебесск	6	812	0,1	3,01	13,4	38,4	57,5	28,3	14,2	71	21	6,9
Дебесск	7	896	3,67	29,2	0,7	1	23,8	38,8	37,2	52	27	19
Дебесск	8	824	0,11	4,06	5,26	45	57,6	26,9	15,5	71	20	7,6

Дебесск	9	851	0,09	2,63	5,75	10	57	28	15	71	21	7,4
Дебесск	10	828	0,1	2	0,7	49,8	25,6	54,8	19,6	53	37	9,0
Дебесск	11	810	0,02	1,42	1,92	24	45,4	33,3	21,3	64	24	10
Дебесск	12	849	0,76	11,4	5,48	27	53,4	23,5	22,9	69	18	12
Дебесск	13	823	0,08	1,64	3,07	33	67	23	10	77	18	4,7
Дебесск	14	965	0,34	29,2	0,7	1	23,8	38,8	37,2	52	27	19
Дебесск	15	904	1,35	29,9	3,54	17	46,8	20,9	32,1	65	17	17
15 вариант												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Сивинск	1	821	0,03	2,03	4,58	26	44,6	44,5	11,9	64,3	31	4,5
Сивинск	2	958	0,3	24,9	2,25	1	28,6	40,7	30,6	55,2	28	15
Сивинск	3	854	0,83	13,9	6,27	27	46,3	27,7	25,8	65,3	21	13
Сивинск	4	830	0,03	1,04	4,49	17	65	14	21	76	12	11
Сивинск	5	955	0,33	28,2	0,95	5	15,5	55,6	28,8	47,7	38	14
Сивинск	6	965	0,2	20,2	0,58	1	37,4	33,6	28,9	60,2	24	15
Сивинск	7	851	1,03	8,52	5,05	29	53,3	23,6	22,9	69,3	18	12
Сивинск	8	850	0,63	10	1,2	40	34,2	52,9	12,8	58,4	36	5,3
Сивинск	9	810	0,2	2,18	13	37	59	21	20	72,6	17	10
Сивинск	10	821	0,04	5,9	30	24	70,5	20	9,5	79,1	16	4,5
Сивинск	11	866	0,08	21,4	10,8	12	69	24	7	78,3	18	2,9
Сивинск	12	913	3,01	20,8	4,9	18	81,5	9	9,5	85,4	9,7	4,9
Сивинск	13	809	0,03	0,97	21,4	26	68	19	13	80	16	4
Сивинск	14	891	0,26	21,3	27	10,1	54	30	16	64	22	14
Сивинск	15	825	0,1	14,0	4,32	33,5	36,2	49,1	14,6	59,6	34	6,4
16 вариант												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Северное	1	821	0,06	2,39	29,1	22,5	65,7	17	17,3	76,4	14	9
Северное	2	848	0,4	13,4	0,5	30	39,2	50,3	10,3	61,3	34	3,9
Северное	3	800	0,09	1,08	17,8	42	59	25	16	72,6	19	8
Северное	4	828	0,07	3,54	24,6	21,5	62	27	11	76	20	4
Северное	5	811	0,26	4,84	26	27,6	82	12	6	86	6	8
Северное	6	903	0,82	19,5	0,5	10,9	9,4	80	10,6	44,2	52	3

Северное	7	846	0,15	18	2,15	24,5	29,1	62,1	8,63	55,5	42	2,5
Северное	8	830	0,06	6,59	35,8	16	63	26	11	74,8	20	5,2
Северное	9	868	0,07	2,8	10,3	23	44,3	33,5	20,2	64,2	24	11
Северное	10	862	0,24	21,6	4	23	27,1	66,8	5,99	54,4	44	0,8
Северное	11	817	0,13	5,75	22,2	37,6	50,5	36,8	12,6	67,7	26	5,7
Северное	12	892	0,26	12,8	13,	7	48,4	32,8	18,8	66,5	24	9,4
Северное	13	863	0,26	14,2	3,27	29,4	39,7	50,8	9,32	61,6	35	3,3
Северное	14	812	0,09	4,4	5,96	41	67,8	9,78	22,3	77,6	10	12
Северное	15	862	0,11	1,92	10,6	6	64	18	18	75,4	15	9,4
17 вариант												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Артемьев	1	856	0,15	23,5	2,61	22,4	24,0	66,0	9,91	52,6	44	3,1
Артемьев	2	842	0,13	9,91	6,6	28	63	26	11	74,8	20	5,2
Артемьев	3	812	0,1	3,01	13,4	38,4	57,5	28,3	14,2	71,7	21	6,9
Артемьев	4	896	3,67	29,2	0,7	1	23,8	38,8	37,2	52,5	27	19
Артемьев	5	824	0,11	4,06	5,26	45	57,6	26,9	15,5	71,8	20	7,6
Артемьев	6	851	0,09	2,63	5,75	10	57	28	15	71,4	21	7,4
Артемьев	7	828	0,1	2	0,7	49,8	25,6	54,8	19,6	53,5	37	9,0
Артемьев	8	810	0,02	1,42	1,92	24	45,4	33,3	21,3	64,8	24	10
Артемьев	9	849	0,76	11,4	5,48	27	53,4	23,5	22,9	69,4	18	12
Артемьев	10	823	0,08	1,64	3,07	33	67	23	10	77,1	18	4,7
Артемьев	11	965	0,34	29,2	0,7	1	23,8	38,8	37,2	52,5	27	19
Артемьев	12	904	1,35	29,9	3,54	17	46,8	20,9	32,1	65,6	17	17
Артемьев	13	821	0,03	2,03	4,58	26	44,6	44,5	11,9	64,3	31	4,5
Артемьев	14	958	0,3	24,9	2,25	1	28,6	40,7	30,6	55,2	28	15
Артемьев	15	854,7	0,83	13,9	6,27	27	46,3	27,7	25,8	65,3	21	13
18 вариант												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Очерское	1	830	0,03	1,04	4,49	17	65	14	21	76	12,	11,3
Очерское	2	955	0,33	28,2	0,95	5	15,5	55,6	28,8	47,7	38	14,3
Очерское	3	965	0,2	20,2	0,58	1	37,4	33,6	28,9	60,2	24	15
Очерское	4	851	1,03	8,52	5,05	29	53,3	23,6	22,9	69,3	18	12
Очерское	5	850	0,63	10	1,2	40	34,2	52,9	12,8	58,4	36,	5,3

Очерское	6	810	0,2	2,18	13	37	59	21	20	72,6	17	10
Очерское	7	821	0,04	5,9	30	24	70,5	20	9,5	79,1	16	4,5
Очерское	8	866	0,08	21,4	10,8	12	69	24	7	78,3	18	2,9
Очерское	9	913	3,01	20,8	4,9	18	81,5	9	9,5	85,4	9,7	4,9
Очерское	10	809	0,03	0,97	21,4	26	68	19	13	80	16	4
Очерское	11	891	0,26	21,3	27	10,1	54	30	16	64	22	14
Очерское	12	825	0,1	14,0	4,32	33,5	36,2	49,1	14,6	59,6	34	6,4
Очерское	13	821,9	0,06	2,39	29,1	22,5	65,7	17	17,3	76,4	14	9
Очерское	14	848	0,4	13,4	0,5	30	39,2	50,3	10,3	61,3	34	3,9
Очерское	15	800	0,09	1,08	17,8	42	59	25	16	72,6	19	8
19 вариант												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Селемск	1	828	0,07	3,54	24,6	21,5	62	27	11	76	20	4
Селемск	2	811	0,26	4,84	26	27,6	82	12	6	86	6	8
Селемск	3	903	0,82	19,5	0,5	10,9	9,4	80	10,6	44,2	52	3
Селемск	4	846	0,15	18	2,15	24,5	29,1	62,1	8,63	55,5	42	2,5
Селемск	5	830	0,06	6,59	35,8	16	63	26	11	74,8	20	5,2
Селемск	6	868	0,07	2,8	10,3	23	44,3	33,5	20,2	64,2	24	11
Селемск	7	862	0,24	21,6	4	23	27,1	66,8	5,99	54,4	44	0,8
Селемск	8	817	0,13	5,75	22,2	37,6	50,5	36,8	12,6	67,7	26	5,7
Селемск	9	892	0,26	12,8	13	7	48,4	32,8	18,8	66,5	24	9,4
Селемск	10	863	0,26	14,2	3,27	29,4	39,7	50,8	9,32	61,6	35	3,3
Селемск	11	812,9	0,09	4,4	5,96	41	67,8	9,78	22,3	77,6	10	12
Селемск	12	862	0,11	1,92	10,6	6	64	18	18	75,4	15	9,4
Селемск	13	856	0,15	23,5	2,61	22,4	24,0	66,0	9,91	52,6	44	3,1
Селемск	14	842,3	0,13	9,91	6,6	28	63	26	11	74,8	20	5,2
Селемск	15	812,8	0,1	3,01	13,4	38,4	57,5	28,3	14,2	71,7	21	6,9
20 вариант												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Южное	1	896	3,67	29,2	0,7	1	23,8	38,8	37,2	52	27	19
Южное	2	824	0,11	4,06	5,26	45	57,6	26,9	15,5	71	20	7,6
Южное	3	851	0,09	2,63	5,75	10	57	28	15	71	21	7,4
Южное	4	828	0,1	2	0,7	49,8	25,6	54,8	19,6	53	37	9,0
Южное	5	810	0,02	1,42	1,92	24	45,4	33,3	21,3	64	24	10

Южное	6	849	0,76	11,4	5,48	27	53,4	23,5	22,9	69	18	12
Южное	7	823	0,08	1,64	3,07	33	67	23	10	77	18	4,7
Южное	8	965	0,34	29,2	0,7	1	23,8	38,8	37,2	52	27	19
Южное	9	904	1,35	29,9	3,54	17	46,8	20,9	32,1	65	17	17
Южное	10	846	0,15	18	2,15	24,5	29,1	62,1	8,63	55	42	2,5
Южное	11	830	0,06	6,59	35,8	16	63	26	11	74	20	5,2
Южное	12	868	0,07	2,8	10,3	23	44,3	33,5	20,2	64	24	11
Южное	13	862	0,24	21,6	4	23	27,1	66,8	5,99	54	44	0,8
Южное	14	817	0,13	5,75	22,2	37,6	50,5	36,8	12,6	67	26	5,7
Южное	15	892	0,26	12,8	13,	7	48,4	32,8	18,8	66	24	9,4

Таблица 2.5 – Состав природных газов.

Месторож дение, площадь	Содержание, % объемные										Выход ГК г/м3
	CH4	C2H6	C3H8	iC4H10	nC4H10	C5H12+выс шие	CO2	N2	H2S	He	
1 вариант											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Величай 1	51,6	17,2	10,5	3,39	3,60	1,85	8,42	3,26	-		-
Величай 2	98,3	0,11	0,03	0,02		0,00	0,02	1,50	-	-	0,3
Величай 3	65,8	4,11	2,07	0,72		1,98	0,14	25,11	-	-	-
Величай 4	52,5	17,3	11,7	2,45	4,72	4,44	5,00	1,85	-	0,04	
Величай 5	87,1	3,50	2,40		1,70	3,60	0,20	1,50	-	-	140
Величай 6	54,1	1,92	0,93		0,44	0,35	17,90	1,98	22,3	-	400
Величай 7	46,7	16,9	15,2	3,46	5,92	4,23	2,96	4,53	-	-	-
Величай 8	83,8	4,60	1,64	0,81		0,67	0,81	4,94	2,70		43
Величай 9	67,8	7,21	3,11	1,08		10,40	3,42	0,82	6,10	-	584
Величай10	88,5	6,40	8,40	4,80	8,50	3,62	1,55	1,13	-	—	

Величай11		2,70	1,90		0,80	0,50	0,40	5,20	-	-	28
Величай12	90,5	2,15	0,30		0,10	0,05	0,00	0,40	6,50		18
Величай13	47,3	15,3	15,2	2,35	5,10	4,18	8,00	2,55	-	-	
Величай14	79,1	6,40	3,60		2,20	4,80	0,50	3,40	-		202
Величай15	88,3	1,70	0,40		0,20	0,20	3,60	1,20	4,40	-	17
2 вариант											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вуктыл 1	74,80	8,70	3,90		1,80	6,40	0,10	4,30	-	-	500
Вуктыл 2	68,90	2,90	0,90		0,60	1,00	9,80	0,00	15,9		
Вуктыл 3	42,89	21,0	14,0	2,55	4,81	2,92	10,58	1,14	-	0,01	
Вуктыл 4	81,30	6,90	3,00	1,10		6,70	0,40	0,60	-		349,0
Вуктыл 5	49,30	19,3	12,8	2,77	4,61	3,81	5,06	2,32	-	0,01	-
Вуктыл 6	45,24	0,61	0,10		0,11	0,15	10,41	3,27	40,1	-	-
Вуктыл 7	86,40	3,60	2,60		1,50	0,30	0,80	4,80		-	10
Вуктыл 8	40,16	20,9	16,9	3,49	6,10	3,56	7,72	1,11	-	-	-
Вуктыл 9	73,88	3,69	1,30		0,82	0,57	5,85	1,14	12,7		
Вуктыл 10		11,3	3,30	1,70		8,60	2,70	3,30			700,0
Вуктыл 11	32,05	21,5	17,1	3,04	6,06	4,05	14,40	1,73	-	-	-
Вуктыл 12	80,02	9,29	2,97	1,92		1,55	2,86	0,00	1,39		
Вуктыл 13	66,00	14,0	7,03	1,15	2,50	3,00	5,18	1,12		-	
Вуктыл 14	88,89	2,05	0,20	0,00		0,00	3,10	1,20	4,56	-	-
Вуктыл 15	99,16	0,05	0,02		0,01	0,00	0,64	0,12	-		-
3 вариант											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Саратов 1	51,87	17,0	9,65	1,68	3,89	3,51	8,54	3,84		-	-
Саратов 2	86,53	1,37	0,37	0,09	0,15	0,16	5,23	2,30	3,80	-	-
Саратов 3	87,91	2,71	0,18		0,12	1,98	5,60	1,50	-	-	15
Саратов 4	46,02	18,7	12,0	1,85	4,76	4,51	8,38	3,65	-		-
Саратов 5	80,82	5,42	1,06		0,26	0,16	3,20	3,78	5,30	-	
Саратов 6	74,50	10,0	4,00		2,00	0,50	6,00	3,00		-	223,0
Саратов 7	50,97	14,6	9,48	1,29	3,08	3,14	14,20	3,21	-	-	-
Саратов 8	74,58]	10,3	1,12		0,81	0,48	0,40	11,71		-	-
Саратов 9	88,43	4,53	0,86		0,69	2,97	0,40	2,12	-	33,5	
Саратов 10	54,70	9,70	3,20		1,00	0,40	0,00	30,40	0,60	-	
Саратов 11	82,70	4,61	3,80		1,22	0,63	0,21	6,58		-	

Саратов 12	78,60	6,70	2,90	1,00		0,30	0,50	10,10	-	-	100,0
Саратов 13	73,13	7,80	2,70	1,10		0,40	0,07	14,30	0,50	-	-
Саратов 14	51,70	4,20	1,40		0,50	0,20	0,00	42,00		-	-
Саратов 15	83,69		1,53		0,84	1,58	0,57	6,23	1,75	-	76
4 вариант											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Манчик 1	53,50	6,70	3,00	0,90		0,30	0,10	35,50			
Манчик 2	92,00	3,15	1,60		0,97	0,98	0,49	0,50	0,31	-	
Манчик 3	89,60	4,97	1,86		0,83	0,89	0,70	1,15	-	-	30,0
Манчик 4	47,60	8,40	1,30		1,10	0,80	0,80	39,20	0,80		-
Манчик 5	87,97	5,27	1,55	0,56		2,69	0,35	1,61		41,0	
Манчик 6	89,47	1,26	0,09	0,01		0,38	0,03	4,88	3,88	-	
Манчик 7	69,60	4,60	0,60	1,10		1,00	1,00	22,10	-	1	
Манчик 8	91,80	3,16	1,72	1,30		1,50	0,10	0,42	-		
Манчик 9	47,60	10,6	9,80	8,70		5,60	12,10	5,60	1,10	-	-
Манчик 10	54,06	0,40	0,10	0,04		0,20	14,8	2,80	27,6	-	-
Манчик 11	90,88	3,00	0,45	1,37		2,00	1,35	0,00		-	-
Манчик 12	97,47	1,40	0,66	0,27		0,20	0,00	0,00	-	-	100,0
Манчик 13	59,02	7,75	11,7	11,70		6,37	1,68	1,72	-	-	-
Манчик 14	76,84	10,4	5,38	3,17		1,78	2,35	0,06	-		879,0
Манчик 15	37,14		21,4	2,99	8,52	5,62	3,10	0,46	-	-	-
5 вариант											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Лесное 1	54,13	14,5	14,5	9,84		4,25	2,17	0,61	-	-	-
Лесное 2	73,76	5,37	2,65	0,48	0,93	6,97	5,45	0,72	3,67		450,0
Лесное 3	82,40	2,30	0,80	0,30		0,00	2,80	5,40	6,00	-	-
Лесное 4	64,36	8,27	10,1	8,67		4,89	2,44	1,22		-	-
Лесное 5	56,56	14,1	8,02	1,60	2,60	3,56	10,25		-		-
Лесное 6	65,80	7,00	2,60	1,10		0,30	0,48	22,5	0,22		
Лесное 7	91,80	3,16	1,72	1,30		1,50	0,10	0,42	-		
Лесное 8	47,60	10,6	9,80	8,70		5,60	12,10	5,60	1,10	-	-
Лесное 9	54,06	0,40	0,10	0,04		0,20	14,8	2,80	27,6	-	-
Лесное 10	90,88	3,00	0,45	1,37		2,00	1,35	0,00		-	-
Лесное 11	97,47	1,40	0,66	0,27		0,20	0,00	0,00	-	-	100
Лесное 12	59,02	7,75	11,7	11,70		6,37	1,68	1,72	-	-	-
Лесное 13	76,84	10,4	5,38	3,17		1,78	2,35	0,06	-		879,0
Лесное 14	37,14		21,4	2,99	8,52	5,62	3,10	0,46	-	-	-
6 вариант											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Гачное 1	54,13	14,5	14,5	9,84		4,25	2,17	0,61	-	-	-
Гачное 2	73,76	5,37	2,65	0,48	0,93	6,97	5,45	0,72	3,67		450,0
Гачное 3	82,40	2,30	0,80	0,30		0,00	2,80	5,40	6,00	-	-
Гачное 4	64,36	8,27	10,1	8,67		4,89	2,44	1,22		-	-
Гачное 5	56,56	14,1	8,02	1,60	2,60	3,56	10,25		-		-
Гачное 6	65,80	7,00	2,60	1,10		0,30	0,48	22,5	0,22		

Гачное 7	91,80	3,16	1,72	1,30	1,50	0,10	0,42	-			
Гачное 8	47,60	10,6	9,80	8,70	5,60	12,10	5,60	1,10	-	-	
Гачное 9	54,06	0,40	0,10	0,04	0,20	14,8	2,80	27,6	-	-	
Гачное 10	90,88	3,00	0,45	1,37	2,00	1,35	0,00		-	-	
Гачное 11	97,47	1,40	0,66	0,27	0,20	0,00	0,00	-	-		100,0
Гачное 12	59,02	7,75	11,7	11,70	6,37	1,68	1,72	-	-		-
Гачное 13	76,84	10,4	5,38	3,17	1,78	2,35	0,06	-	-		879,0
Гачное 14	37,14		21,4	2,99	8,52	5,62	3,10	0,46	-	-	-
7 вариант											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Солное 1	54,13	14,5	14,5		9,84	4,25	2,17	0,61	-	-	-
Солное 2	73,76	5,37	2,65	0,48	0,93	6,97	5,45	0,72	3,67		450,0
Солное 3	82,40	2,30	0,80		0,30	0,00	2,80	5,40	6,00	-	-
Солное 4	64,36	8,27	10,1		8,67	4,89	2,44	1,22		-	-
Солное 5	56,56	14,1	8,02	1,60	2,60	3,56	10,25		-		-
Солное 6	65,80	7,00	2,60		1,10	0,30	0,48	22,5	0,22		
Солное 7		11,3	3,30		1,70	8,60	2,70	3,30			700,0
Солное 8	32,05	21,5	17,1	3,04	6,06	4,05	14,40	1,73	-	-	-
Солное 9	80,02	9,29	2,97		1,92	1,55	2,86	0,00	1,39		
Солное 10	66,00	14,0	7,03	1,15	2,50	3,00	5,18	1,12		-	
Солное 11	88,89	2,05	0,20		0,00	0,00	3,10	1,20	4,56	-	-
Солное 12	99,16	0,05	0,02		0,01	0,00	0,64	0,12	-		-
Солное 13	51,87	17,0	9,65	1,68	3,89	3,51	8,54	3,84		-	-
Солное 14	86,53	1,37	0,37	0,09	0,15	0,16	5,23	2,30	3,80	-	-
Солное 15	87,91	2,71	0,18		0,12	1,98	5,60	1,50	-	-	15,7
8 вариант											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Пшарск 1	46,02	18,7	12,0	1,85	4,76	4,51	8,38	3,65	-		-
Пшарск 2	80,82	5,42	1,06		0,26	0,16	3,20	3,78	5,30	-	
Пшарск 3	74,50	10,0	4,00		2,00	0,50	6,00	3,00		-	223,0
Пшарск 4	50,97	14,6	9,48	1,29	3,08	3,14	14,20	3,21	-	-	-
Пшарск 5	74,58	10,3	1,12		0,81	0,48	0,40	11,71		-	-
Пшарск 6	88,43	4,53	0,86		0,69	2,97	0,40	2,12	-		33,5
Пшарск 7	54,70	9,70	3,20		1,00	0,40	0,00	30,40	0,60	-	
Пшарск 8	82,70	4,61	3,80		1,22	0,63	0,21	6,58		-	
Пшарск 9	78,60	6,70	2,90		1,00	0,30	0,50	10,10	-	-	100,0
Пшарск 10	73,13	7,80	2,70		1,10	0,40	0,07	14,30	0,50	-	-
Пшарск 11	51,70	4,20	1,40		0,50	0,20	0,00	42,00		-	-
Пшарск 12	83,69		1,53		0,84	1,58	0,57	6,23	1,75	-	76,3
Пшарск 13	53,50	6,70	3,00		0,90	0,30	0,10	35,50			
Пшарск 14	92,00	3,15	1,60		0,97	0,98	0,49	0,50	0,31	-	
Пшарск 15	89,60	4,97	1,86		0,83	0,89	0,70	1,15		-	30,0
9 вариант											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Кувское 1	47,60	8,40	1,30		1,10	0,80	0,80	39,20	0,80		-
Кувское 2	87,97	5,27	1,55		0,56	2,69	0,35	1,61		41,0	
Кувское 3	89,47	1,26	0,09		0,01	0,38	0,03	4,88	3,88	-	
Кувское 4	69,60	4,60	0,60		1,10	1,00	1,00	22,10	-	1	
Кувское 5	91,80	3,16	1,72		1,30	1,50	0,10	0,42	-		

Кувское 6	47,60	10,6	9,80	8,70		5,60	12,10	5,60	1,10	-	-
Кувское 7	54,06	0,40	0,10	0,04		0,20	14,8	2,80	27,6	-	-
Кувское 8	90,88	3,00	0,45	1,37		2,00	1,35	0,00		-	-
Кувское 9	97,47	1,40	0,66	0,27		0,20	0,00	0,00	-	-	100,0
Кувское 10	59,02	7,75	11,7	11,70		6,37	1,68	1,72	-	-	-
Кувское 11	76,84	10,4	5,38	3,17		1,78	2,35	0,06	-		879,0
Кувское 12	37,14		21,4	2,99	8,52	5,62	3,10	0,46	-	-	-
Кувское 13	54,13	14,5	14,5	9,84		4,25	2,17	0,61	-	-	-
Кувское 13	73,76	5,37	2,65	0,48	0,93	6,97	5,45	0,72	3,67		450,0
Кувское 14	82,40	2,30	0,80	0,30		0,00	2,80	5,40	6,00	-	-
10 вариант											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Денское 1	64,36	8,27	10,1	8,67		4,89	2,44	1,22		-	-
Денское 2	56,56	14,1	8,02	1,60	2,60	3,56	10,25		-		-
Денское 3	65,80	7,00	2,60	1,10		0,30	0,48	22,5	0,22		
Денское 4	91,80	3,16	1,72	1,30		1,50	0,10	0,42	-		
Денское 5	47,60	10,6	9,80	8,70		5,60	12,10	5,60	1,10	-	-
Денское 6	54,06	0,40	0,10	0,04		0,20	14,8	2,80	27,6	-	-
Денское 7	90,88	3,00	0,45	1,37		2,00	1,35	0,00		-	-
Денское 8	97,47	1,40	0,66	0,27		0,20	0,00	0,00	-	-	100,
Денское 9	59,02	7,75	11,7	11,70		6,37	1,68	1,72	-	-	-
Денское 10	76,8	10,4	5,38	3,17		1,78	2,35	0,06	-		879
Денское 11	37,14		21,4	2,99	8,52	5,62	3,10	0,46	-	-	-
Денское 12	54,13	14,5	14,5	9,84		4,25	2,17	0,61	-	-	-
Денское 13	73,76	5,37	2,65	0,48	0,93	6,97	5,45	0,72	3,67		450,0
Денское 14	82,40	2,30	0,80	0,30		0,00	2,80	5,40	6,00	-	-
11 вариант											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ахлово 1	64,36	8,27	10,1	8,67		4,89	2,44	1,22		-	-
Ахлово 2	56,56	14,1	8,02	1,60	2,60	3,56	10,25		-		-
Ахлово 3	65,80	7,00	2,60	1,10		0,30	0,48	22,5	0,22		
Ахлово 4	91,80	3,16	1,72	1,30		1,50	0,10	0,42	-		
Ахлово 5	47,60	10,6	9,80	8,70		5,60	12,10	5,60	1,10	-	-
Ахлово 6	54,06	0,40	0,10	0,04		0,20	14,8	2,80	27,6	-	-
Ахлово 7	90,88	3,00	0,45	1,37		2,00	1,35	0,00		-	-
Ахлово 8	97,47	1,40	0,66	0,27		0,20	0,00	0,00	-	-	100,0
Ахлово 9	59,02	7,75	11,7	11,70		6,37	1,68	1,72	-	-	-
Ахлово 10	76,84	10,4	5,38	3,17		1,78	2,35	0,06	-		879,0
Ахлово 11	37,14		21,4	2,99	8,52	5,62	3,10	0,46	-	-	-
Ахлово 12	54,13	14,5	14,5	9,84		4,25	2,17	0,61	-	-	-
Ахлово 13	73,76	5,37	2,65	0,48	0,93	6,97	5,45	0,72	3,67		450,0
Ахлово 14	82,40	2,30	0,80	0,30		0,00	2,80	5,40	6,00	-	-
12 вариант											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Кеслер 1	64,36	8,27	10,1	8,67		4,89	2,44	1,22		-	-
Кеслер 2	56,56	14,1	8,02	1,60	2,60	3,56	10,25		-		-
Кеслер 3	65,80	7,00	2,60	1,10		0,30	0,48	22,5	0,22		
Кеслер 4		11,3	3,30	1,70		8,60	2,70	3,30			700,0

Кеслер 5	32,05	21,5	17,1	3,04	6,06	4,05	14,40	1,73	-	-	-
Кеслер 6	80,02	9,29	2,97		1,92	1,55	2,86	0,00	1,39		
Кеслер 7	66,00	14,0	7,03	1,15	2,50	3,00	5,18	1,12		-	
Кеслер 8	88,89	2,05	0,20		0,00	0,00	3,10	1,20	4,56	-	-
Кеслер 9	99,16	0,05	0,02		0,01	0,00	0,64	0,12	-		-
Кеслер 10	51,87	17,0	9,65	1,68	3,89	3,51	8,54	3,84		-	-
Кеслер 11	86,53	1,37	0,37	0,09	0,15	0,16	5,23	2,30	3,80	-	-
Кеслер 12	87,91	2,71	0,18		0,12	1,98	5,60	1,50	-	-	15,7
Кеслер 13	46,02	18,7	12,0	1,85	4,76	4,51	8,38	3,65	-		-
Кеслер 14	80,82	5,42	1,06		0,26	0,16	3,20	3,78	5,30	-	
Кеслер 15	74,50	10,0	4,00		2,00	0,50	6,00	3,00		-	223,0
13 вариант											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Бурое 1	50,97	14,6	9,48	1,29	3,08	3,14	14,20	3,21	-	-	-
Бурое 2	74,58	10,3	1,12		0,81	0,48	0,40	11,71		-	-
Бурое 3	88,43	4,53	0,86		0,69	2,97	0,40	2,12	-	33,5	
Бурое 4	54,70	9,70	3,20		1,00	0,40	0,00	30,40	0,60	-	
Бурое 5	82,70	4,61	3,80		1,22	0,63	0,21	6,58		-	
Бурое 6	78,60	6,70	2,90		1,00	0,30	0,50	10,10	-	-	100,0
Бурое 7	73,13	7,80	2,70		1,10	0,40	0,07	14,30	0,50	-	-
Бурое 8	51,70	4,20	1,40		0,50	0,20	0,00	42,00		-	-
Бурое 9	83,69		1,53		0,84	1,58	0,57	6,23	1,75	-	76,3
Бурое 10	53,50	6,70	3,00		0,90	0,30	0,10	35,50			
Бурое 11	92,00	3,15	1,60		0,97	0,98	0,49	0,50	0,31	-	
Бурое 12	89,60	4,97	1,86		0,83	0,89	0,70	1,15		-	30,0
Бурое 13	47,60	8,40	1,30		1,10	0,80	0,80	39,20	0,80		-
Бурое 14	87,97	5,27	1,55		0,56	2,69	0,35	1,61		41,0	
Бурое 15	89,47	1,26	0,09		0,01	0,38	0,03	4,88	3,88	-	
14 вариант											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Борск 1	50,97	14,6	9,48	1,29	3,08	3,14	14,20	3,21	-	-	-
Борск 2	74,58	10,3	1,12		0,81	0,48	0,40	11,71		-	-
Борск 3	88,43	4,53	0,86		0,69	2,97	0,40	2,12	-	33,5	
Борск 4	54,70	9,70	3,20		1,00	0,40	0,00	30,40	0,60	-	
Борск 5	82,70	4,61	3,80		1,22	0,63	0,21	6,58		-	
Борск 6	78,60	6,70	2,90		1,00	0,30	0,50	10,10	-	-	100,0
Борск 7	73,13	7,80	2,70		1,10	0,40	0,07	14,30	0,50	-	-
Борск 8	51,70	4,20	1,40		0,50	0,20	0,00	42,00		-	-
Борск 9	83,69		1,53		0,84	1,58	0,57	6,23	1,75	-	76,3
Борск 10	53,50	6,70	3,00		0,90	0,30	0,10	35,50			
Борск 11	92,00	3,15	1,60		0,97	0,98	0,49	0,50	0,31	-	
Борск 12	89,60	4,97	1,86		0,83	0,89	0,70	1,15		-	30,0
Борск 13	47,60	8,40	1,30		1,10	0,80	0,80	39,20	0,80		-
Борск 14	87,97	5,27	1,55		0,56	2,69	0,35	1,61		41,0	
Борск 15	89,47	1,26	0,09		0,01	0,38	0,03	4,88	3,88	-	
15 вариант											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Уское 1	64,36	8,27	10,1	8,67		4,89	2,44	1,22		-	-
Уское 2	56,56	14,1	8,02	1,60	2,60	3,56	10,25		-		-

Уское 3	65,80	7,00	2,60	1,10		0,30	0,48	22,5	0,22		
Уское 4	91,80	3,16	1,72	1,30		1,50	0,10	0,42	-		
Уское 5	47,60	10,6	9,80	8,70		5,60	12,10	5,60	1,10	-	-
Уское 6	54,06	0,40	0,10	0,04		0,20	14,8	2,80	27,6	-	-
Уское 7	90,88	3,00	0,45	1,37		2,00	1,35	0,00		-	-
Уское 8	97,47	1,40	0,66	0,27		0,20	0,00	0,00	-	-	100,0
Уское 9	59,02	7,75	11,7	11,70		6,37	1,68	1,72	-	-	-
Уское 10	76,84	10,4	5,38	3,17		1,78	2,35	0,06	-		879,0
Уское 11	37,14		21,4	2,99	8,52	5,62	3,10	0,46	-	-	-
Уское 12	54,13	14,5	14,5	9,84		4,25	2,17	0,61	-	-	-
Уское 13	73,76	5,37	2,65	0,48	0,93	6,97	5,45	0,72	3,67		450,0
Уское 14	82,40	2,30	0,80	0,30		0,00	2,80	5,40	6,00	-	-
Уское 15	65,80	7,00	2,60	1,10		0,30	0,48	22,5	0,22		65
16 вариант											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ковкое 1	64,36	8,27	10,1	8,67		4,89	2,44	1,22		-	-
Ковкое 2	56,56	14,1	8,02	1,60	2,60	3,56	10,25		-		-
Ковкое 3	65,80	7,00	2,60	1,10		0,30	0,48	22,5	0,22		
Ковкое 4		11,3	3,30	1,70		8,60	2,70	3,30			700,0
Ковкое 5	32,05	21,5	17,1	3,04	6,06	4,05	14,40	1,73	-	-	-
Ковкое 6	80,02	9,29	2,97	1,92		1,55	2,86	0,00	1,39		
Ковкое 7	66,00	14,0	7,03	1,15	2,50	3,00	5,18	1,12		-	
Ковкое 8	88,89	2,05	0,20	0,00		0,00	3,10	1,20	4,5	-	-
Ковкое 9	99,16	0,05	0,02		0,01	0,00	0,64	0,12	-		-
Ковкое 10	51,87	17,0	9,65	1,68	3,89	3,51	8,54	3,84		-	-
Ковкое 11	86,53	1,37	0,37	0,09	0,15	0,16	5,23	2,30	3,8	-	-
Ковкое 12	87,91	2,71	0,18	0,12		1,98	5,60	1,50	-	-	15,7
Ковкое 13	46,02	18,7	12,0	1,85	4,76	4,51	8,38	3,65	-		-
Ковкое 14	80,82	5,42	1,06		0,26	0,16	3,20	3,78	5,3	-	
Ковкое 15	74,50	10,0	4,00	2,00		0,50	6,00	3,00		-	223,0
17 вариант											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Орегск1	50,97	14,6	9,48	1,29	3,08	3,14	14,20	3,21	-	-	-
Орегск2	74,58	10,3	1,12	0,81		0,48	0,40	11,71		-	-
Орегск3	88,43	4,53	0,86	0,69		2,97	0,40	2,12	-	33,5	
Орегск4	54,70	9,70	3,20	1,00		0,40	0,00	30,40	0,6	-	
Орегск5	82,70	4,61	3,80	1,22		0,63	0,21	6,58		-	
Орегск6	78,60	6,70	2,90	1,00		0,30	0,50	10,10	-	-	100,0
Орегск7	73,13	7,80	2,70	1,10		0,40	0,07	14,30	0,5	-	-
Орегск8	51,70	4,20	1,40		0,50	0,20	0,00	42,00		-	-
Орегск9	83,69		1,53		0,84	1,58	0,57	6,23	1,7	-	76,3
Орегск10	53,50	6,70	3,00	0,90		0,30	0,10	35,50			
Орегск11	92,00	3,15	1,60		0,97	0,98	0,49	0,50	0,3	-	
Орегск12	89,60	4,97	1,86		0,83	0,89	0,70	1,15		-	30,0
Орегск13	47,60	8,40	1,30		1,10	0,80	0,80	39,20	0,8		-
Орегск14	87,97	5,27	1,55	0,56		2,69	0,35	1,61		41,0	
Орегск15	89,47	1,26	0,09	0,01		0,38	0,03	4,88	3,8	-	
18 вариант											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Бровск 1	50,97	14,6	9,48	1,29	3,08	3,14	14,20	3,21	-	-	-
Бровск 2	74,58	10,3	1,12	0,81		0,48	0,40	11,71		-	-
Бровск 3	88,43	4,53	0,86	0,69		2,97	0,40	2,12	-	33,5	
Бровск 4	54,70	9,70	3,20	1,00		0,40	0,00	30,40	0,6	-	
Бровск 5	82,70	4,61	3,80	1,22		0,63	0,21	6,58		-	
Бровск 6	78,60	6,70	2,90	1,00		0,30	0,50	10,10	-	-	100,0
Бровск 7	73,13	7,80	2,70	1,10		0,40	0,07	14,30	0,5	-	-
Бровск 8	51,70	4,20	1,40		0,50	0,20	0,00	42,00		-	-
Бровск 9	83,69		1,53		0,84	1,58	0,57	6,23	1,7	-	76,3
Бровск10	53,50	6,70	3,00	0,90		0,30	0,10	35,50			
Бровск 11	92,00	3,15	1,60		0,97	0,98	0,49	0,50	0,3	-	
Бровск 12	89,60	4,97	1,86		0,83	0,89	0,70	1,15		-	30,0
Бровск 13	47,60	8,40	1,30		1,10	0,80	0,80	39,20	0,8		-
Бровск 14	87,97	5,27	1,55	0,56		2,69	0,35	1,61		41,0	
Бровск15	89,47	1,26	0,09	0,01		0,38	0,03	4,88	3,8	-	
19 вариант											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Алов 1	64,36	8,27	10,1	8,67		4,89	2,44	1,22		-	-
Алов 2	56,56	14,1	8,02	1,60	2,60	3,56	10,25		-		-
Алов 3	65,80	7,00	2,60	1,10		0,30	0,48	22,5	0,2		
Алов 4	91,80	3,16	1,72	1,30		1,50	0,10	0,42	-		
Алов 5	47,60	10,6	9,80	8,70		5,60	12,10	5,60	1,1	-	-
Алов 6	54,06	0,40	0,10	0,04		0,20	14,8	2,80	27,	-	-
Алов 7	90,88	3,00	0,45	1,37		2,00	1,35	0,00		-	-
Алов 8	97,47	1,40	0,66	0,27		0,20	0,00	0,00	-	-	100,0
Алов 9	59,02	7,75	11,7	11,70		6,37	1,68	1,72	-	-	-
Алов 10	76,84	10,4	5,38	3,17		1,78	2,35	0,06	-		879,0
Алов 11	37,14		21,4	2,99	8,52	5,62	3,10	0,46	-	-	-
Алов 12	54,13	14,5	14,5	9,84		4,25	2,17	0,61	-	-	-
Алов 13	73,76	5,37	2,65	0,48	0,93	6,97	5,45	0,72	3,6		450,0
Алов 14	82,40	2,30	0,80	0,30		0,00	2,80	5,40	6,0	-	-
20 вариант											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Коврин 1	64,36	8,27	10,1	8,67		4,89	2,44	1,22		-	-
Коврин 2	56,56	14,1	8,02	1,60	2,60	3,56	10,25		-		-
Коврин 3	65,80	7,00	2,60	1,10		0,30	0,48	22,5	0,2		
Коврин 4		11,3	3,30	1,70		8,60	2,70	3,30			700,0
Коврин 5	32,05	21,5	17,1	3,04	6,06	4,05	14,40	1,73	-	-	-
Коврин 6	80,02	9,29	2,97	1,92		1,55	2,86	0,00	1,3		
Коврин 7	66,00	14,0	7,03	1,15	2,50	3,00	5,18	1,12		-	
Коврин 8	88,89	2,05	0,20	0,00		0,00	3,10	1,20	4,5	-	-
Коврин 9	99,16	0,05	0,02		0,01	0,00	0,64	0,12	-		-
Коврин 10	51,87	17,0	9,65	1,68	3,89	3,51	8,54	3,84		-	-
Коврин 11	86,53	1,37	0,37	0,09	0,15	0,16	5,23	2,30	3,8	-	-
Коврин12	87,91	2,71	0,18	0,12		1,98	5,60	1,50	-	-	15,7
Коврин13	46,02	18,7	12,0	1,85	4,76	4,51	8,38	3,65	-		-
Коврин14	80,82	5,42	1,06		0,26	0,16	3,20	3,78	5,3	-	
Коврин15	74,50	10,0	4,00	2,00		0,50	6,00	3,00		-	223,0

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

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

Задания

1. Используя данные физико-химических свойств и состава нефти определить тип нефти для образцов различных месторождений согласно варианту задания по классификации И. С. Старобинца. (табл. 2.4)
2. Используя классификацию углеводородных газов И. С. Старобинца определить тип газа для образцов различных месторождений согласно варианту заданий, выданных преподавателем. (табл. 2.5)
3. Используя индексы охарактеризовать тип нефти и записать ее шифр технологической классификации (промышленную формулу).
4. Используя индексы охарактеризовать тип газа и записать его шифр технологической классификации.
5. По данным группового углеводородного состава нефти нанести положение образцов на треугольную диаграмму Тиссо-Вельте (рис. 2.5) и определить класс нефти и эволюционную направленность превращения нефтей.
6. По данным химического состава газа 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 нефти и природных газов, данные физико-химических свойств и состава нефти и природных газов, классифицировать предложенные образцы нефти и газа, построить треугольные диаграммы определения классов нефти и природных газов, на которые нанести положение исследуемых образцов.

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

Контрольные вопросы

1. Что такое нефть?
2. Каков элементный и фракционный состав нефти?
3. Что входит в углеводородный состав нефти?
4. По каким показателям классифицируют нефти?
5. Перечислить физические свойства нефтей.
6. Какие основные группы соединений формируют состав природных газов?

7. Какие классы газов выделяют согласно классификации Н. А. Еременко и С. П. Максимова?
8. Что такое коэффициент жирности?
9. Классификация углеводородных газов И. С. Старобинца. На каких показателях она основана?

Список литературы:

[1], [2], [3]

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 3 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.

Формируемые компетенции

Знать

- Фракции рассеянного органического вещества (ОПК-3);

Уметь

- Определять генетические типы рассеянного органического вещества (ОПК-3);

Владеть

- Навыками использования эволюционной диаграммы органического вещества составленной по пиролитическим параметрам «Rock-Eval» (ОПК-3).

Теоретическое обоснование

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 порода рассеянного ОВ, состав и содержание которой обусловлены генетическим типом и уровнем катагенетической преобразованности ОВ.

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

времени захоронения ОВ в осадке. Понятие «автохтонный битумоид» подразумевает единство и места, и времени.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$\beta = (C_{\text{бит}} / C_{\text{орг}}) \cdot 100, \quad (3.1)$$

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

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

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

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

1. *Сапропелиты*, образованные за счет фитозоопланктона (жиры, белки, хитин).
2. *Гумусовые образования*, сформировавшиеся из остатков высшей растительности (углеводы, лигнин).
3. *Липтобиолиты* с исходным материалом, образованным наиболее стойкими к разложению тканями высших растений (воски, смолы, кутикулы).

Органическое вещество сапропелевого типа Н. Б. Вассоевич (1976) называл *алиновым*, т. к. оно содержит алициклические и алифатические структуры. Алифатические цепи присутствуют в сапропелитах и липтобиолитах. Выделяется два подтипа алинового ОВ: *алфиновый* и *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. 3.1). Выделенные типы отличаются по характеру генерируемых УВ.

Сопоставление классификаций ОВ различными исследователями приведено в таблице 3.1.

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):

$$HI = S_2/TOC. \quad (3.2)$$

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

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

Пиролитические параметры используются для составления комбинированных графиков, анализ которых дает информацию о *генетических* и *катагенетических* характеристиках керогена. К числу таких графиков относится зависимость водородного индекса (HI) от температуры максимума выхода УВ из ОВ (T_{max}). На графике выделяются поля различных типов и *катагенетической преобразованности* ОВ (рис. 3.2).

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

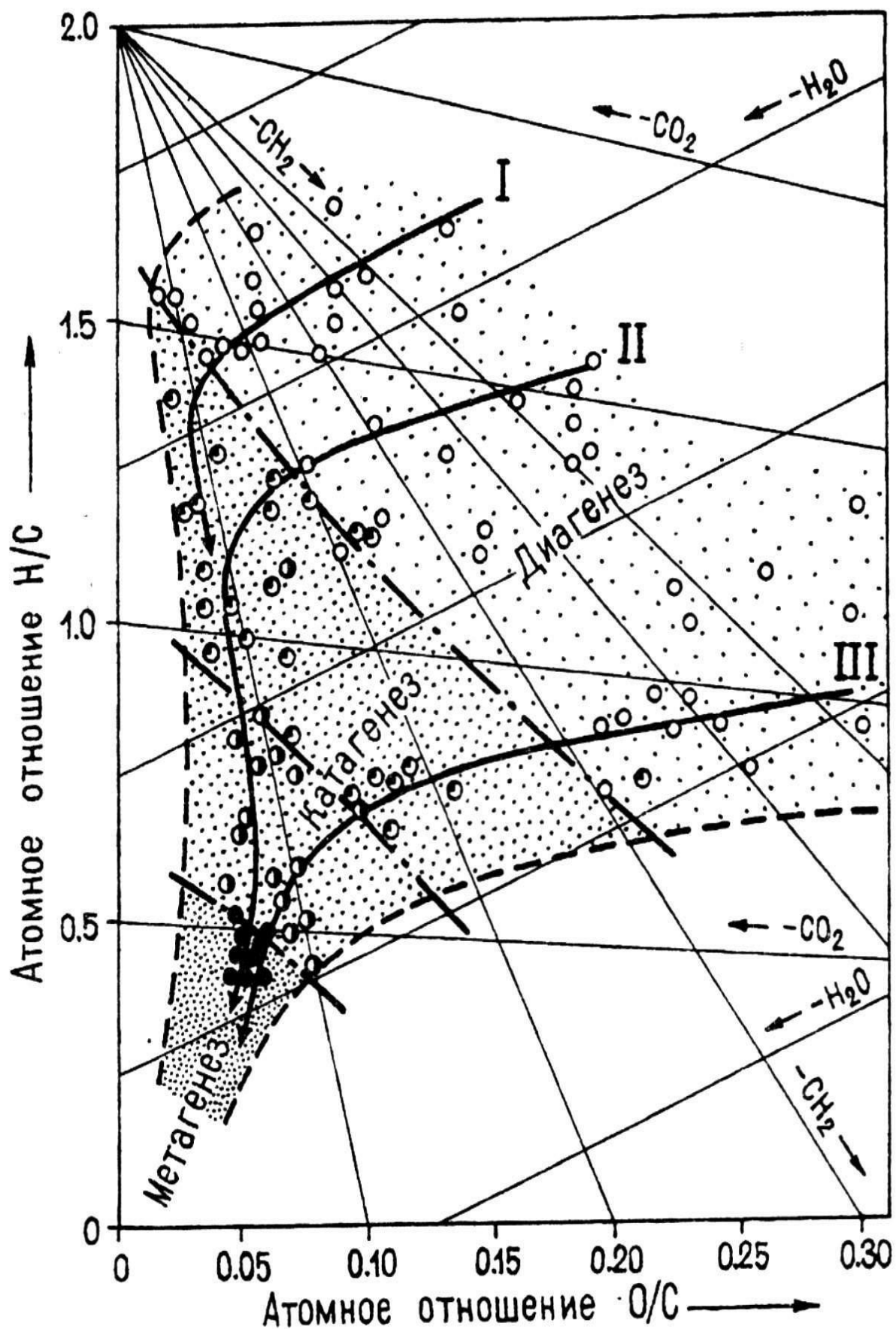


Рисунок 3.1 – Схема эволюции керогена (диаграмма Ван-Кревелена)

Таблица 3.1 – Сопоставление классификаций ОВ осадочных пород

Традиционно е деление ОВ по исходным организмам	Г. Потонье, 1920, 1934	Н. Б. Вассоев: 973-1976			Б. Тиссо, Ж. Эспиталье, 1973, 1975			
		Типы и подтип ы седиках ит (СК)	Молекулярные структуры; комплекс биополимеров	Продукты генерации	Тип керог ена	Исходное ОВ; молекулярные структуры; основные мацералы	УВ: <u>жидкие</u> газооб разные	
Сапропелевое ОВ (низшие растения и животный планктон)	Группы каустобиолитов по исходной органике и структуре тканей	Алиновый	Алифиновый	Алифатические структуры; липидные комплексы, Н/С _{ат} = 1,5 – 1,8	парафинов ая нефть, жирные газы	I	Водоросли сине- зеленые, воски, высшие растения; алифатические структуры; альгинит	<u>0,4</u> 0,5
Гумусовое ОВ (высшие наземные растения)	Липтобиолиты (защитные ткани растения, оболочки спор, воски, смолы, кутикулы)		Амикогиновый	Гетероциклические и алициклические структуры; углеводно-белковые комплексы, Н/С _{ат} = 1,2 – 1,5; N = 5 – 6 %	нефть, газы	II	Фито- и зоопланктон, наземная растительность; алифатические и алициклические структуры; лейптинит	<u>0,2</u> 0,5
	Гумусовые образования (основные ткани растений, углеводы)	Арконовый	Конденсированные ареновые структуры; лиггиноцеллюлозные компоненты, Н/С _{ат} < 1	сухой метановый газ	III	Высшие наземные растения; полиароматическ ие структуры; витринит, фюзенит	<u>0,1</u> 0,2	

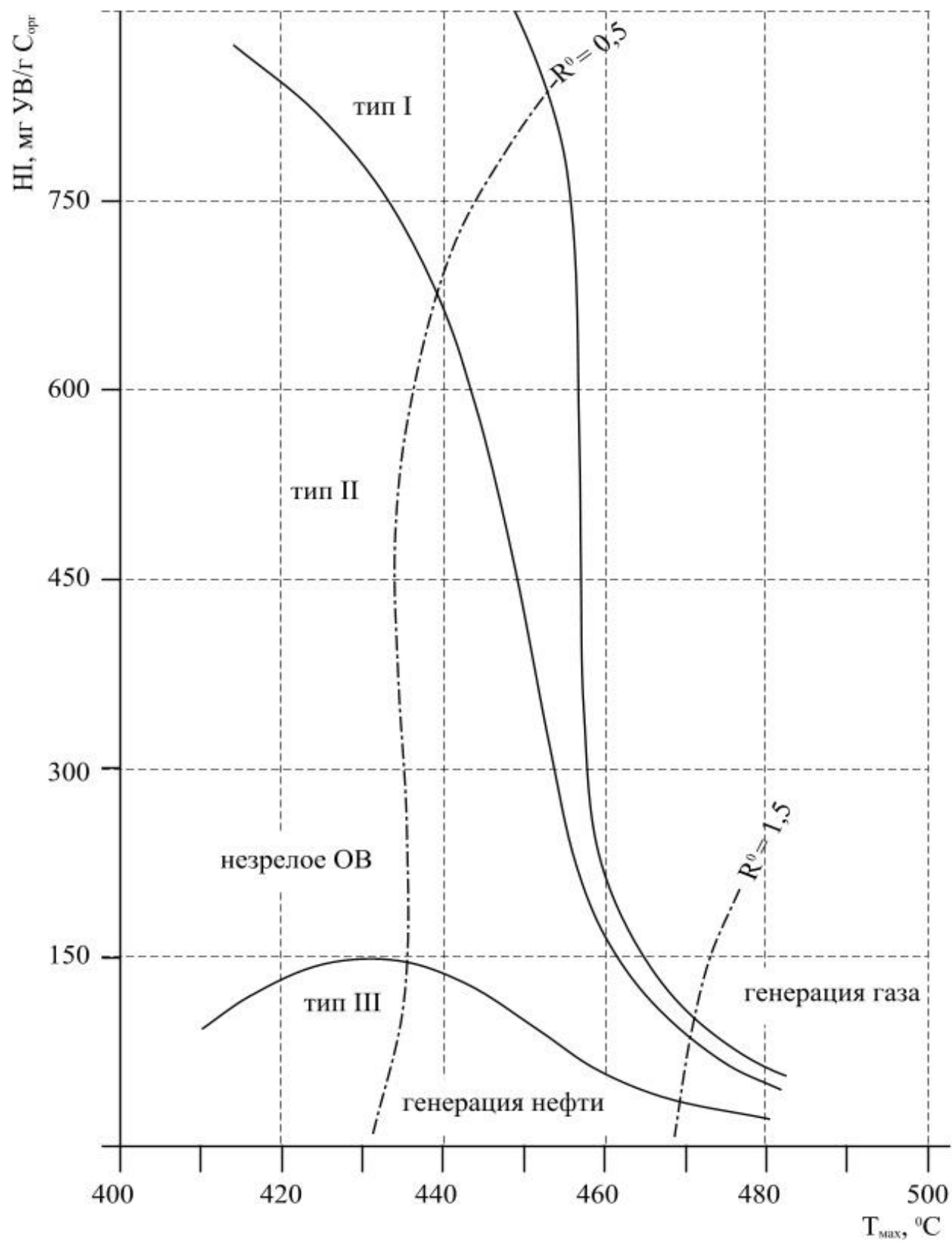


Рисунок 3.2 – Эволюционная диаграмма органического вещества составленная по пиролитическим параметрам «Rock-Eval»

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 3.2 и 3.3.

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. 3.4 и 3.5).

Контрольные вопросы

1. Дайте определение понятию «органическое вещество».

2. Какие фракции выделяются в составе битумоидов? Приведите их основные характеристики.

3. Дайте определения следующим понятиям: «автохтонный битумоид», «паравтохтонный битумоид».

5. Какие существуют типы ОВ? Приведите их основные характеристики.

6. По каким показателям определяется катагенетическая преобразованность ОВ?

Таблица 3.2 – 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
		1	80,43	10,32	9,25

2	Архангельс кая	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	Мангычская	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	Невинномы сская	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	Нефтекумс кая	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	Ор лов ска я	1	93,4	1,5	5,1
		2	87,6	9,3	3,1

10	Федоровская	3	81,8	13,5	4,7
		4	76	6,3	17,7
		5	85	4,3	10,7
		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 3.3 – Результаты пиролизических исследований ОБ

Вариант	Площадь, скважина	Глубина, м	S ₂ , мг УВ/г породы	ТОС, %	T _{max} , °C
1	2	3	5	6	7
1	Аносовская, 4	500–510	0,39	2,41	426
		510–520	4,34	1,58	429
		520–525	1,99	1,37	427
		525–535	3,33	0,98	427
		535–545	6,32	0,85	430
		545–552	3,72	1,1	426
		552–562	3,29	0,39	422
		562–575	1,63	3,92	425
		575–585	2,94	1,65	428
		585–600	1,01	0,5	426
2	Архангельская, 5	720–730	0,79	1,9	431
		730–745	0,94	1,41	429
		745–755	7,62	2,05	441
		755–760	7,56	3,01	430
		760–780	7,46	3,13	435
		780–795	6,75	3,12	436
		795–810	6,43	0,28	430
		810–820	5,97	1,11	429
		820–835	3,79	1,83	430
		835–850	3,12	1,89	431
3	Довсунская, 6	900–910	5,3	2,3	432
		910–925	2,84	1,5	436
		925–935	3,6	1,8	444
		935–940	2,4	1,9	429
		940–945	2,5	2,4	437

		945–955	2,7	2,6	439
		955–965	4,8	2,7	440
		965–970	4,6	2,1	418
		970–980	2,6	2,0	416
		980–990	5,3	2,4	426
4	Емельяновская, 7	420–440	4,2	1,3	435
		440–460	3,8	1,8	425
		460–480	3,6	2,3	440
		480–520	4,0	1,4	426
		520–525	2,7	2,0	430
		525–545	2,9	2,1	435
		545–550	3,1	1,7	438
		550–570	2,6	1,6	444
		570–590	4,1	2,4	426
		590–600	3,7	3,2	426
5	Катериновская, 15	150–200	2,2	2,3	430
		200–250	2,7	2,4	436
		250–300	3,2	2,6	428
		300–350	3,1	3,2	440
		350–400	2,6	3,3	436
		400–450	2,4	1,2	434
		450–500	3,2	2,0	425
		500–550	3,3	1,8	436
		550–600	3,6	1,5	439
		600–650	3,4	1,6	444
6	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
		1000–1010	4,2	2,6	425
		1010–1025	4,6	2,5	436
		1025–1040	4,4	2,7	428
10	Федоровская, 5	1000 – 1020	1,5	0,6	427
		1020 – 1030	0,9	0,8	429
		1030 – 1045	1,2	1,2	436
		1045– 1055	0,8	1,3	425
		1055 – 1070	0,6	1,1	430
		1070 – 1085	1,4	0,8	438
		1085 – 1090	1,6	0,9	439
		1090 – 1100	1,7	1,4	440
		1100 – 1120	1,5	1,5	423
		1120 – 1130	0,9	1,6	422

Таблица 3.4 – Анализ результатов физико-химических исследований ОВ

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

Таблица 3.5 – Анализ результатов пиролитических исследований ОВ

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

Список литературы:

[1], [2], [3]

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 4

ПОСТРОЕНИЕ КАРТ ГЕОХИМИЧЕСКИХ АНОМАЛИЙ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКОГО ПОТЕНЦИАЛА ОТЛОЖЕНИЙ

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

Формируемые компетенции

Знать

- Методы построения геохимических аномалий (ОПК3);

Уметь

- Определять нефтегазоматеринский потенциал отложений (ОПК-3);

Владеть

- Навыками анализа построенных карт и прогнозирования нефтегазоносности отложений (ОПК-3).

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

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

Геохимические исследования в настоящее время рассматриваются как составная часть комплекса поисково-разведочных работ на нефть и газ в

любых регионах территорий и акваторий и используются на различных этапах. По классу решаемых задач они подразделяются на следующие группы:

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

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

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

Правильная интерпретация геохимических данных возможна лишь при всестороннем учете особенностей геологического строения и развития нефтегазоносного бассейна. Чрезвычайно важным является комплексирование различных методов, что позволяет более достоверно определять возможные места 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 микронефти, 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}^{OV} и P_{HM} включающей его породы, обозначая P_{HM}^P , причем оценивать и тот и другой количественно как относительно, так и абсолютно. Их важно рассматривать отдельно, так как P_{HM}^{OV} может быть высоким, но из-за малого содержания ОВ в породе, P_{HM}^P будет очень низким.

HI – водородный индекс ($HI = 100\% S_2/TOC$) 4.1

PI – индекс нефтепродуктивности ($PI = S_1/PP = S_1/(S_1 + S_2)$) 4.2

ТОС – содержание ОВ

PP – нефтегазогенерационный потенциал ($PP = S_1 + S_2$) 4.3

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 4.1, 4.2, 4.3). Построить карты равных значений РР. Исходные данные для выполнения лабораторной работы сведены в таблицы 4.1 4.2. 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

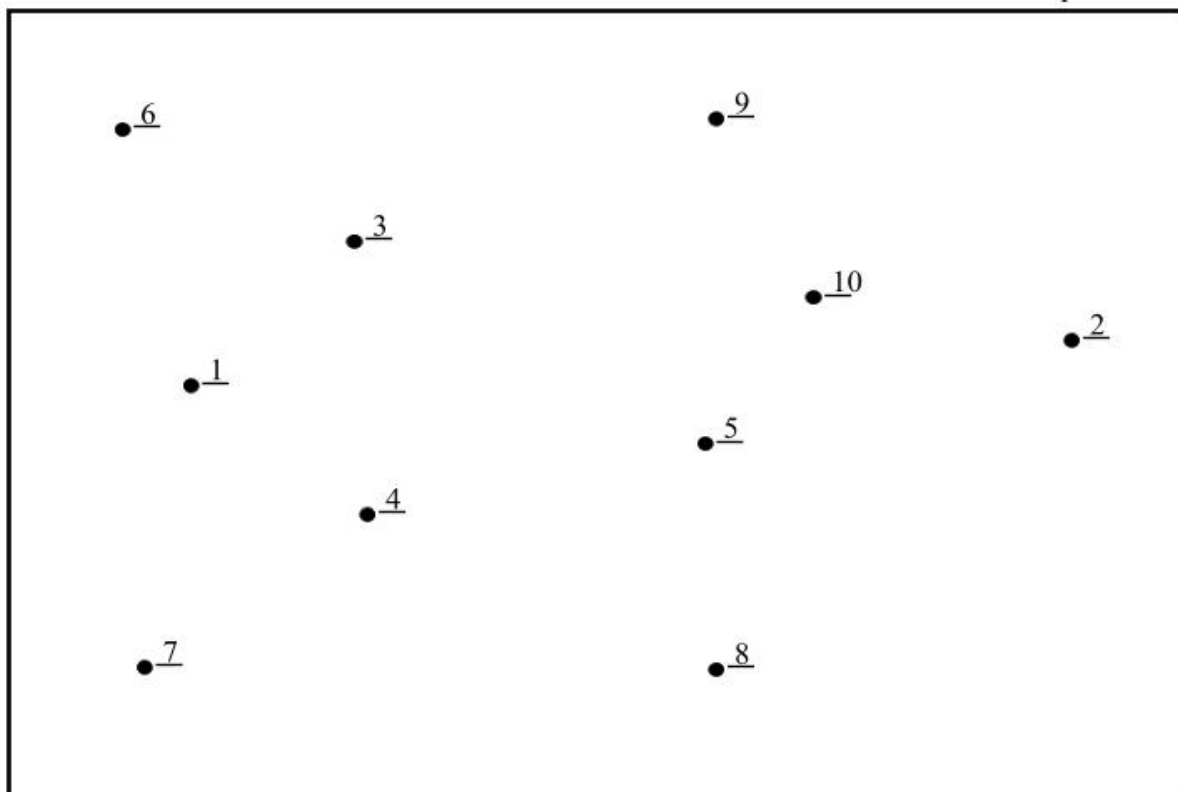
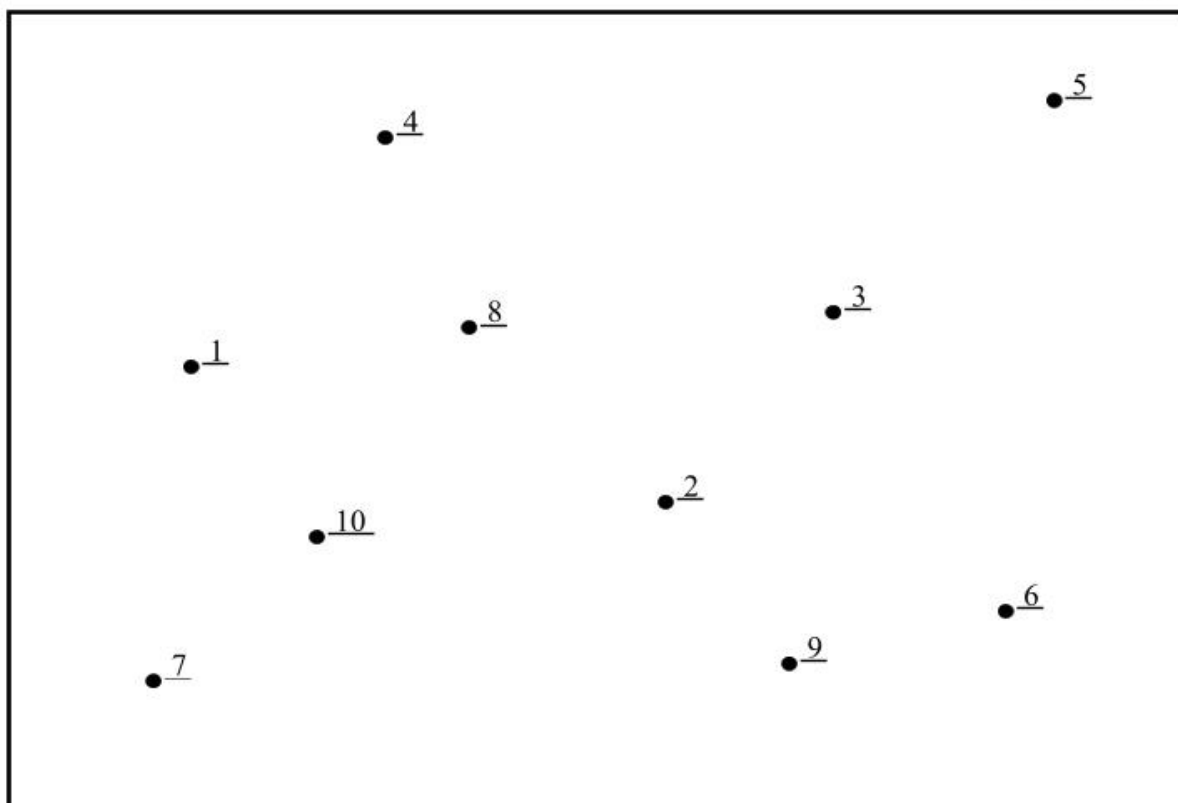


Рисунок 4.1 – Схема расположения скважин (вариант 1 и 2)

Вариант 3



Вариант 4

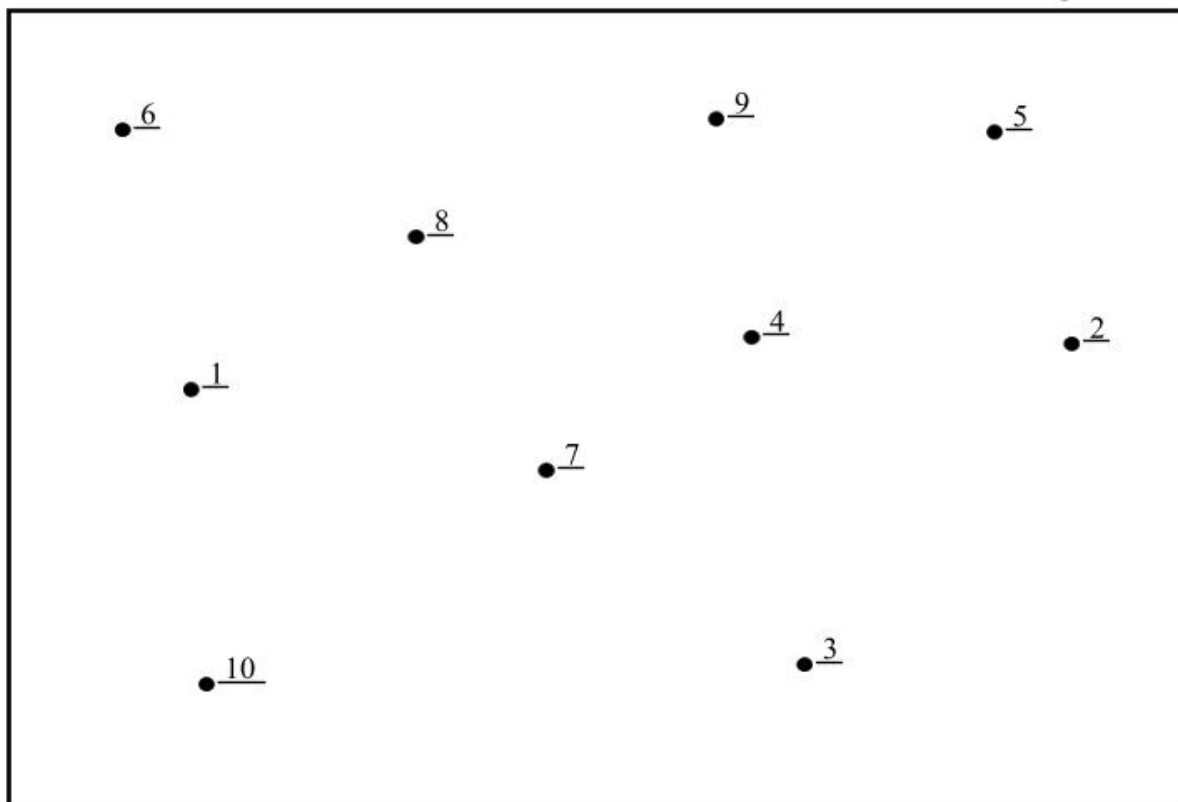
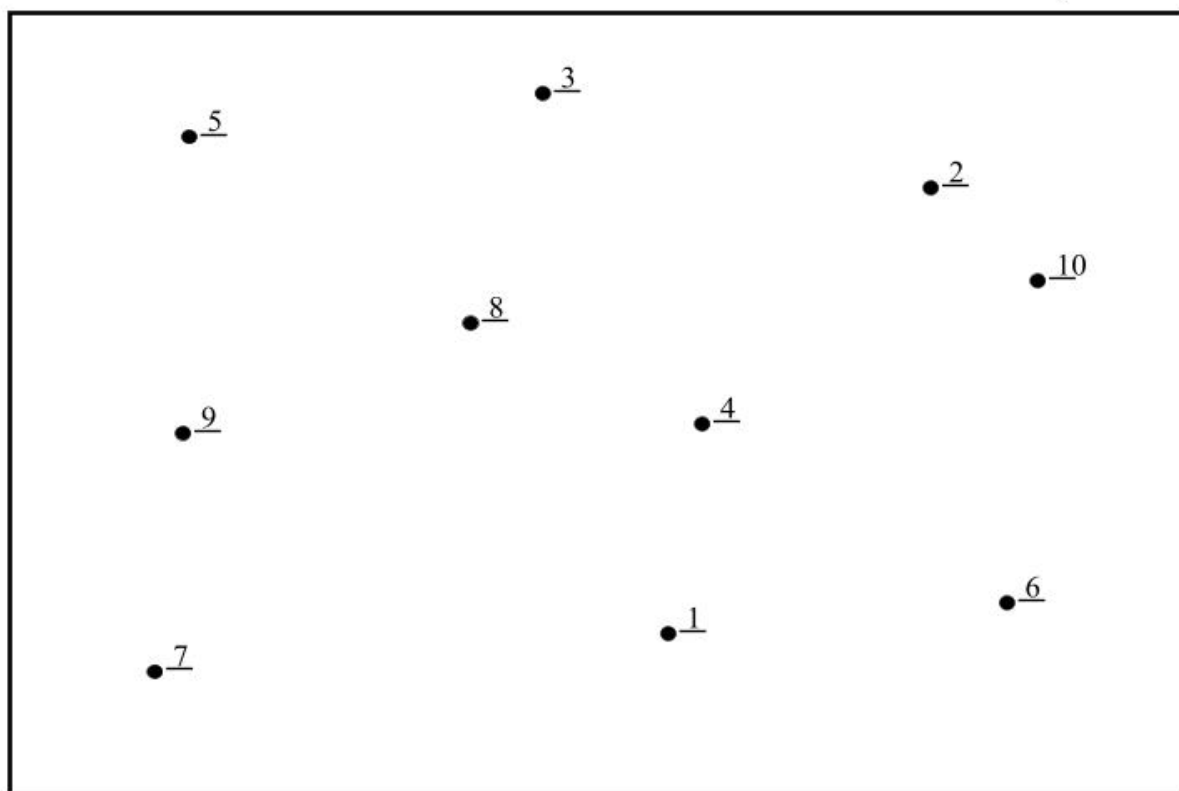


Рисунок 4.2 – Схема расположения скважин (вариант 3 и 4)

Вариант 5



Вариант 6

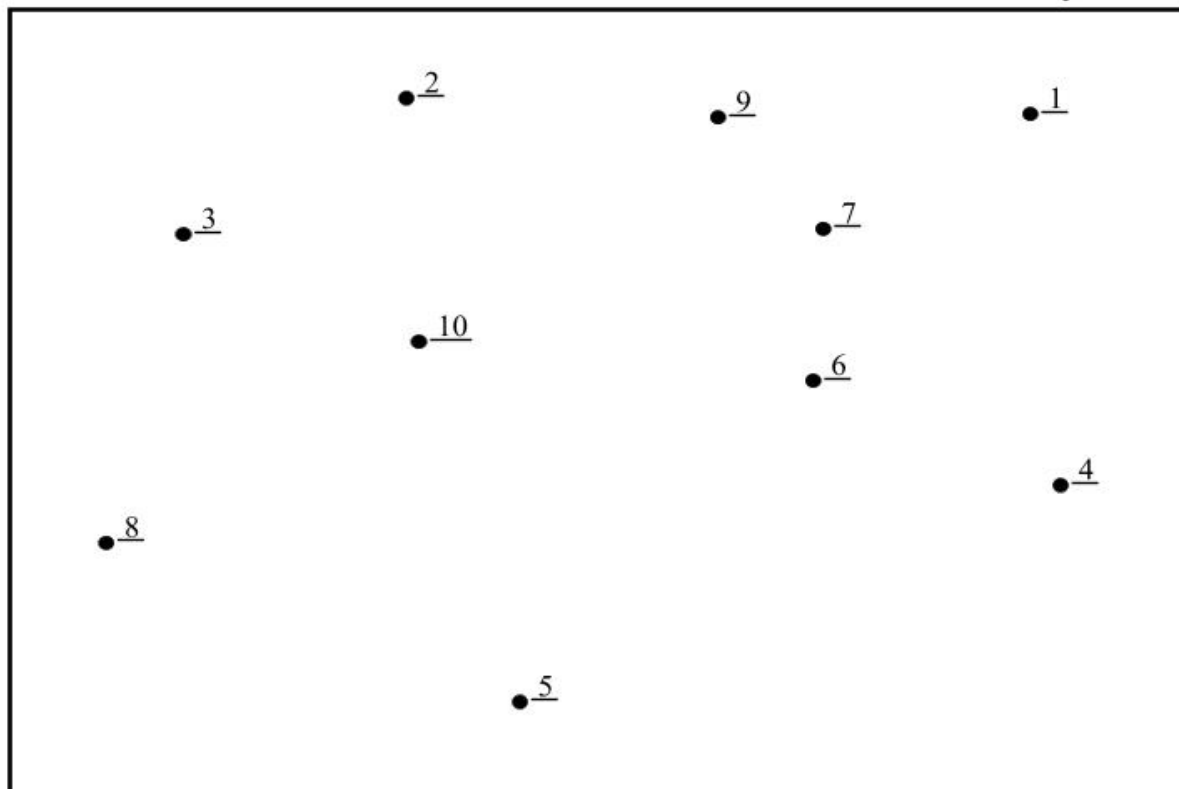
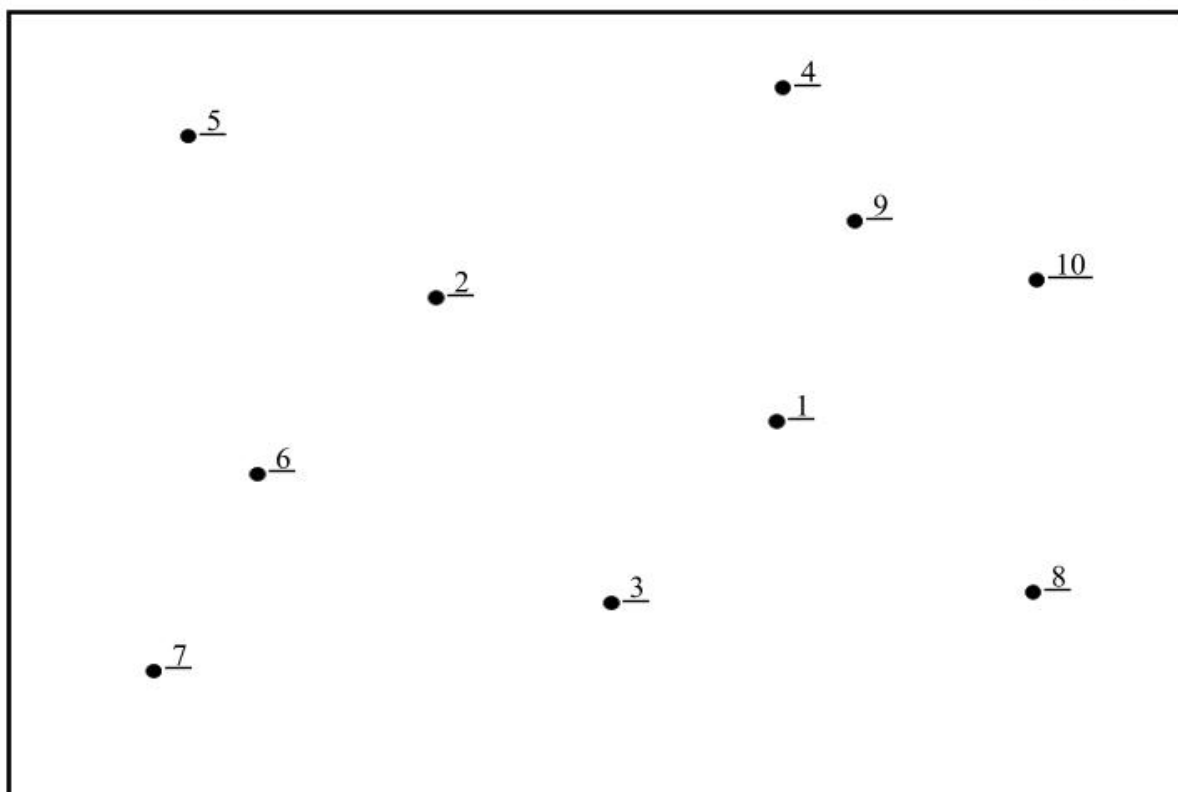


Рисунок 4.3 – Схема расположения скважин (вариант 5 и 6)

Вариант 7



Вариант 8

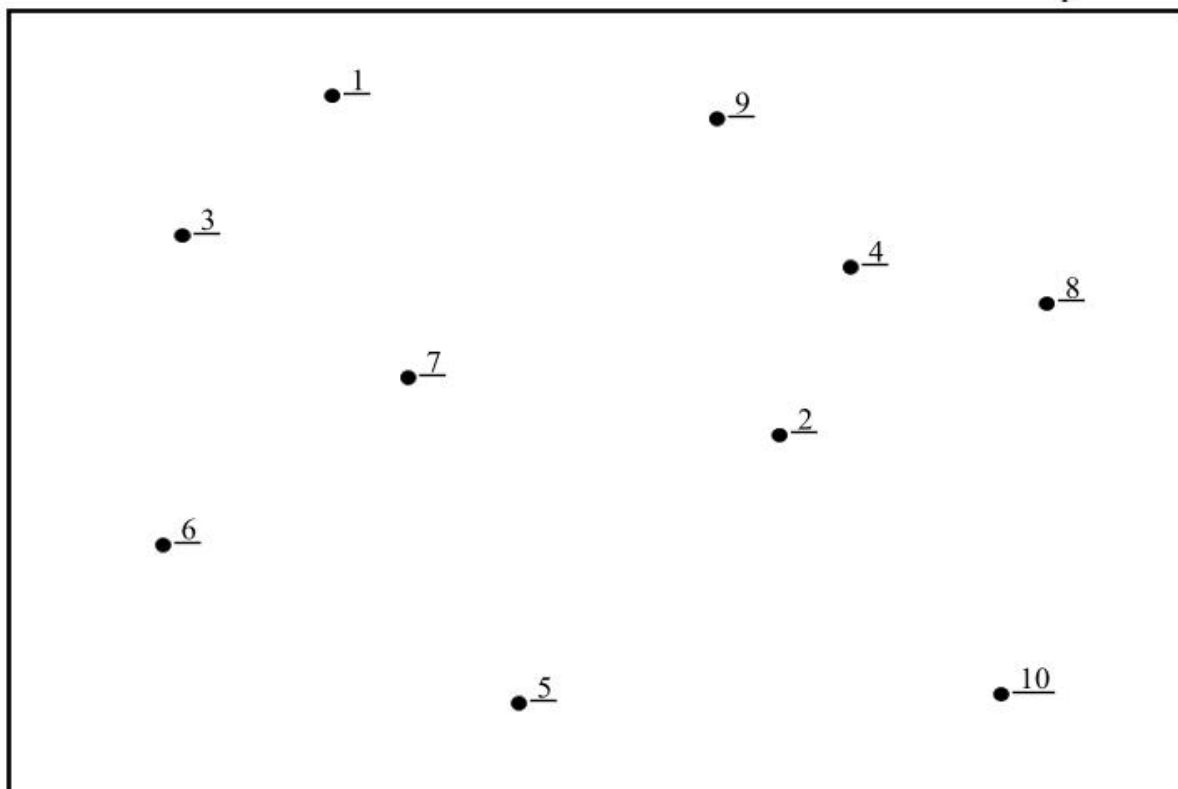
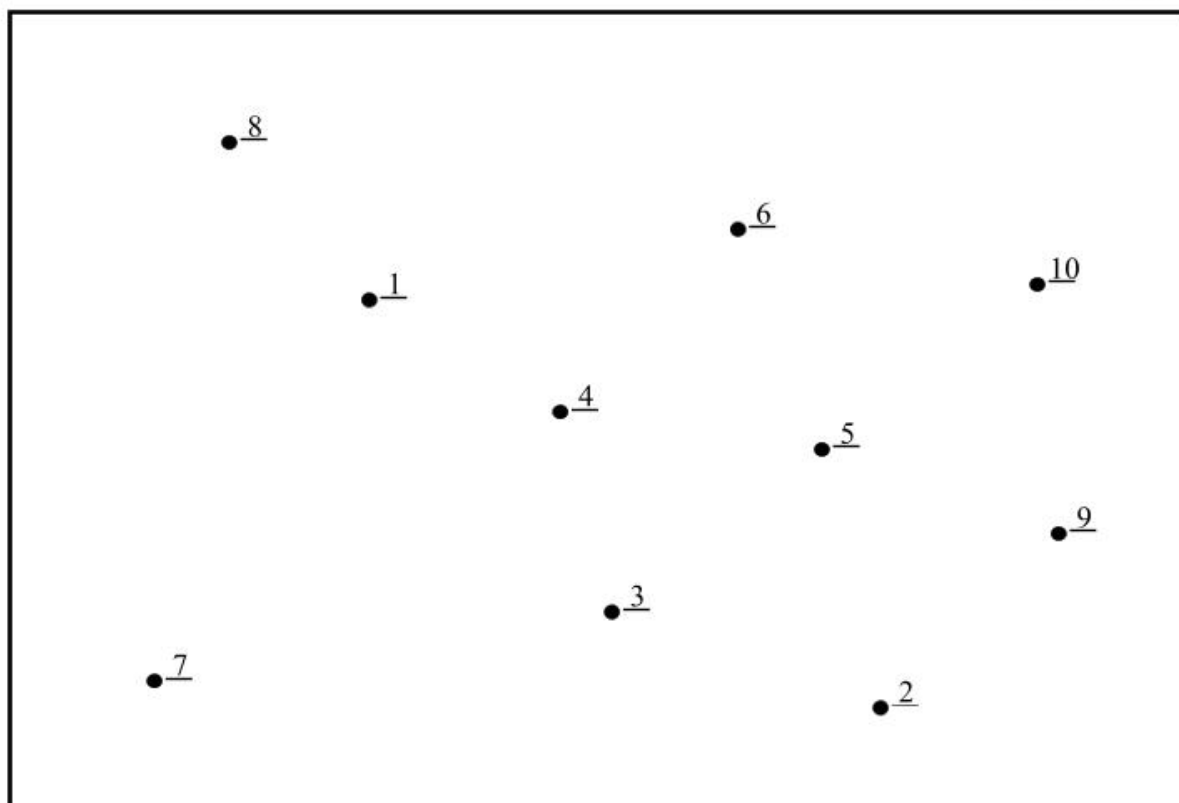


Рисунок 4.4 – Схема расположения скважин (вариант 7 и 8)

Вариант 9



Вариант 10

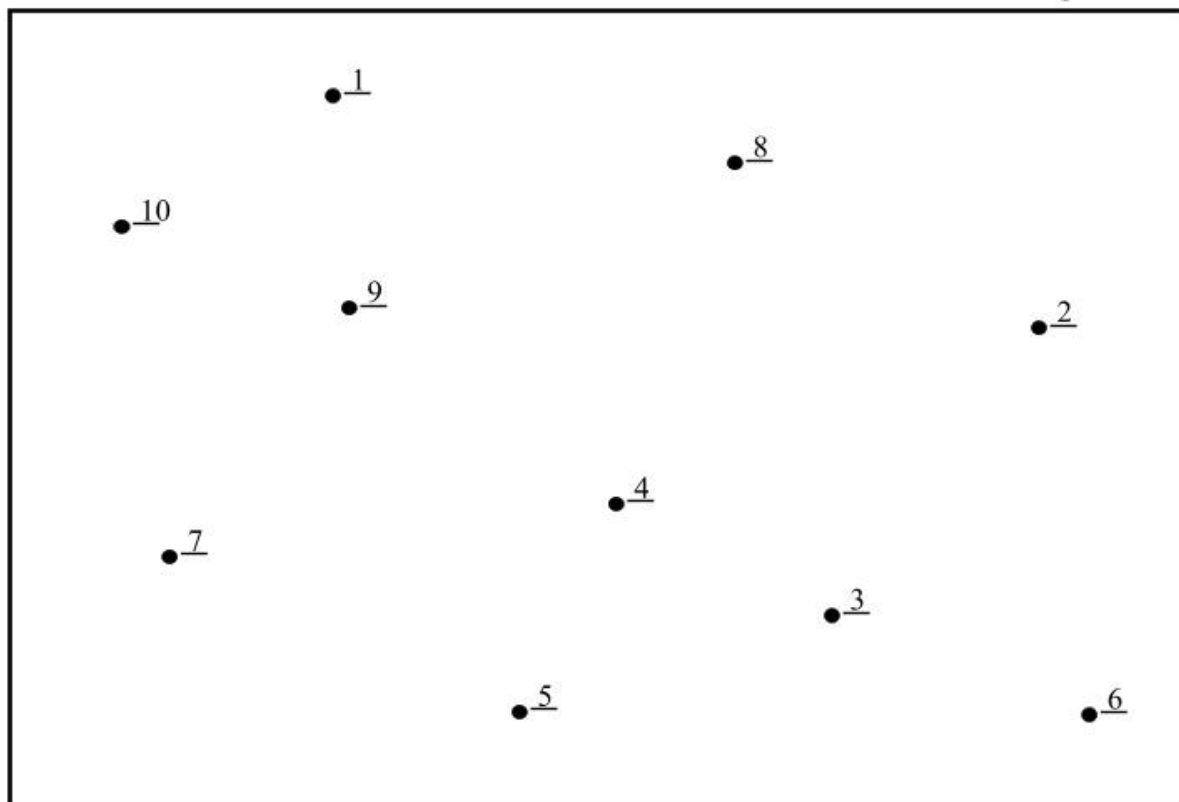
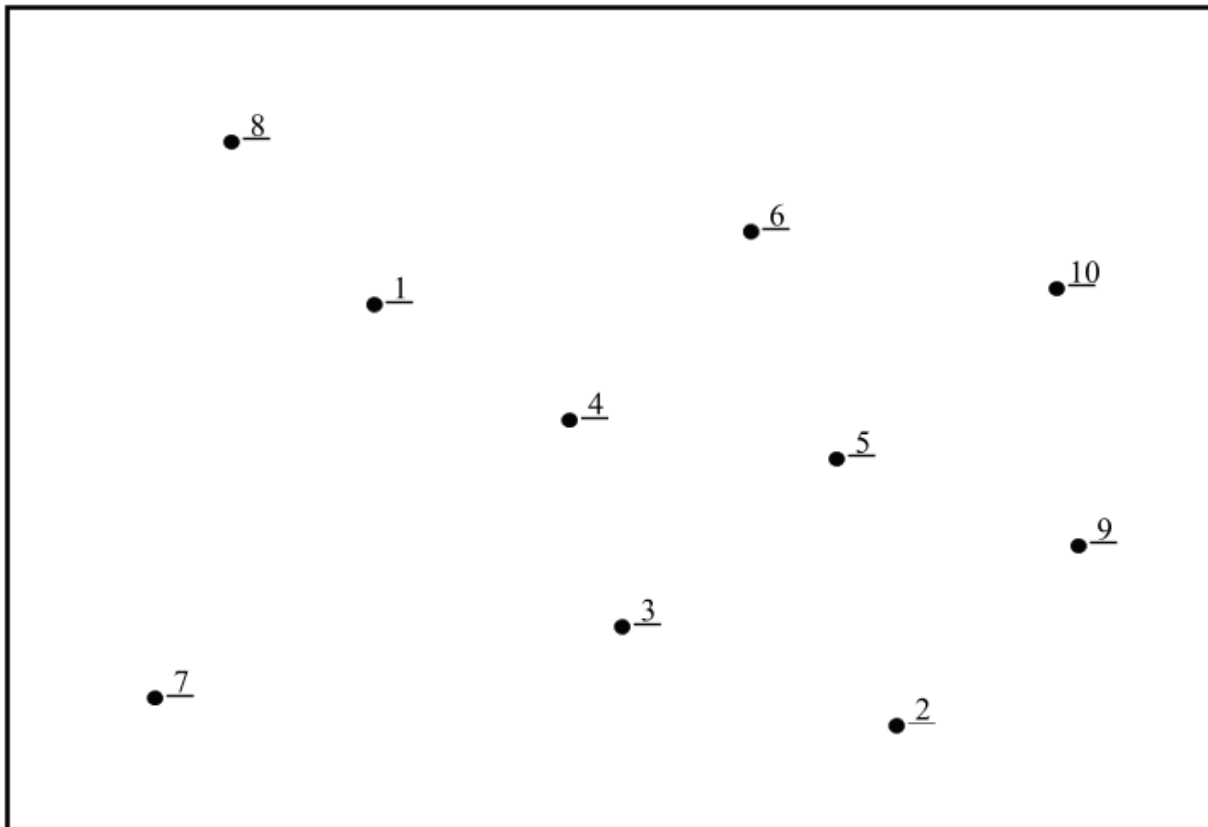


Рисунок 4.5 – Схема расположения скважин (вариант 9 и 10)

Вариант



Вариант

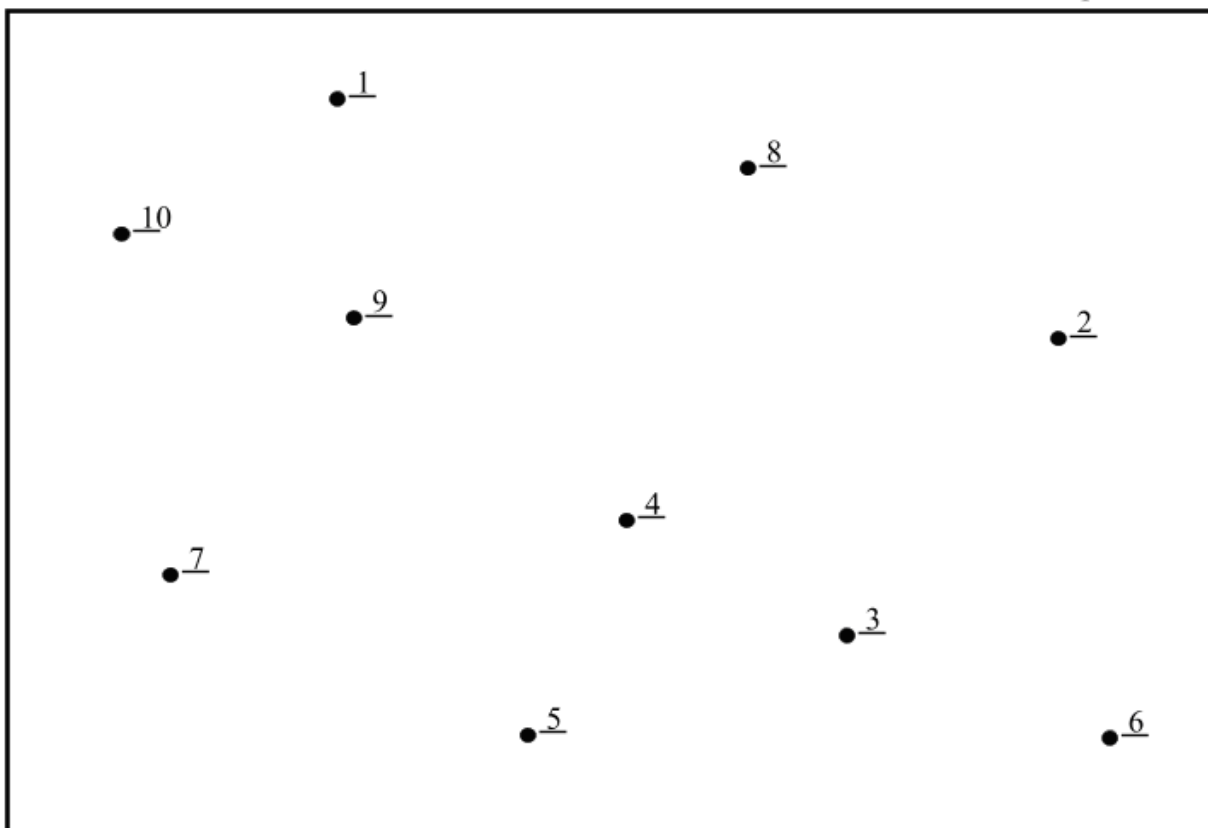
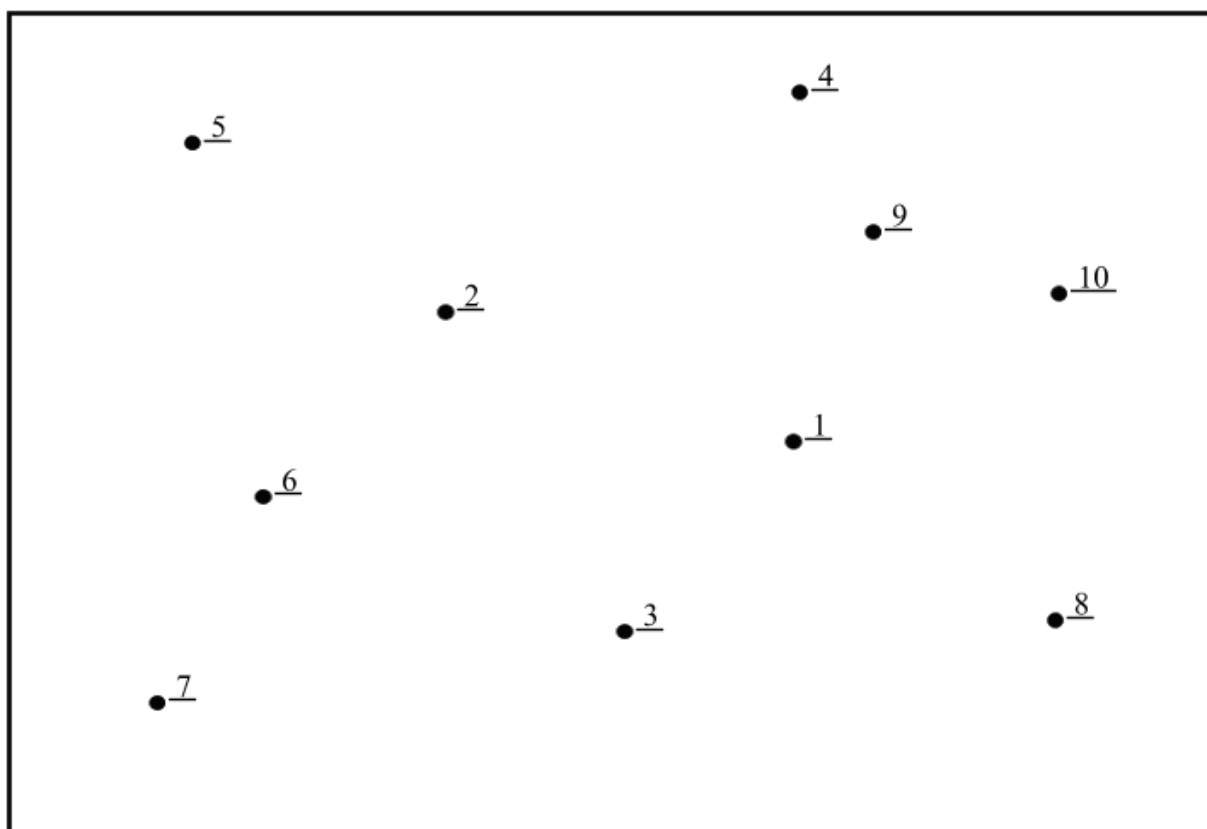


Рисунок 4.6 – Схема расположения скважин (Варианты 11 и 12)

Вариант



Вариант

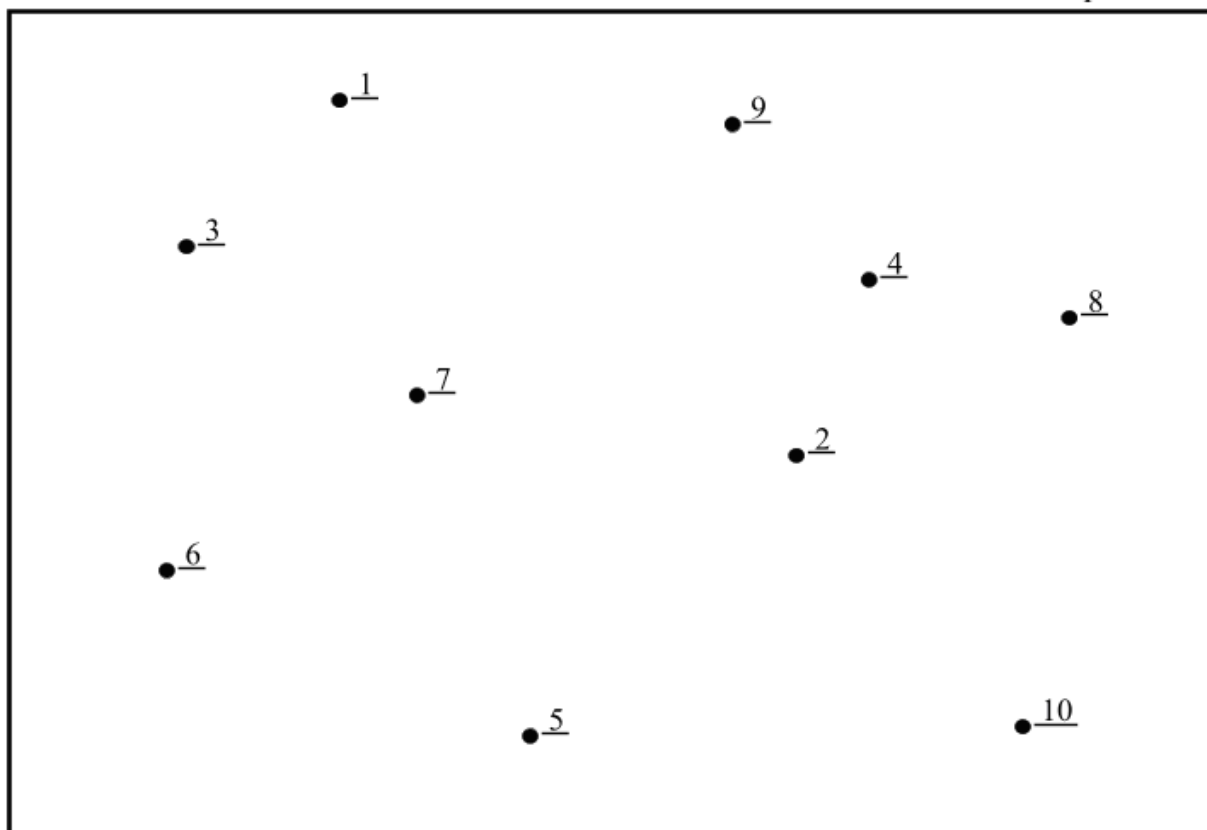


Рисунок 4.7 - Схема расположения скважин (Варианты 13 и 14)

Вариант



Вариант

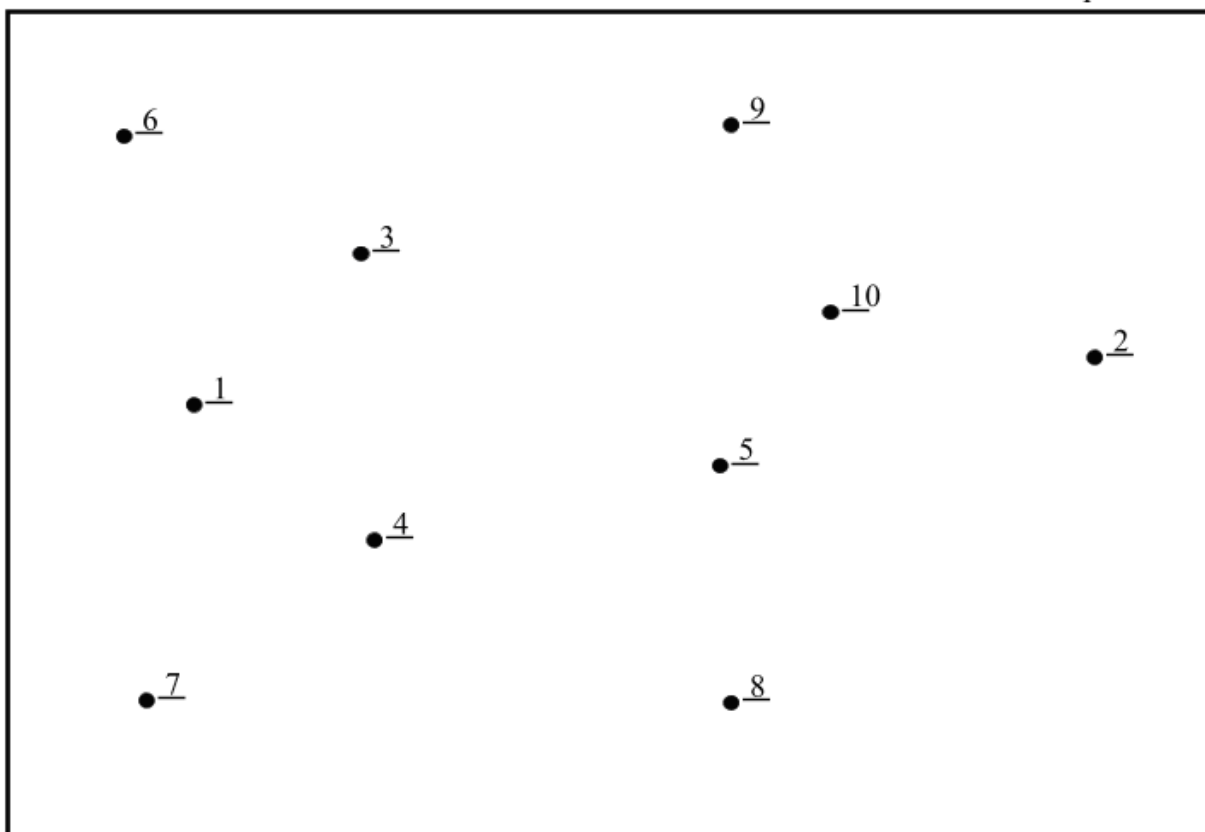
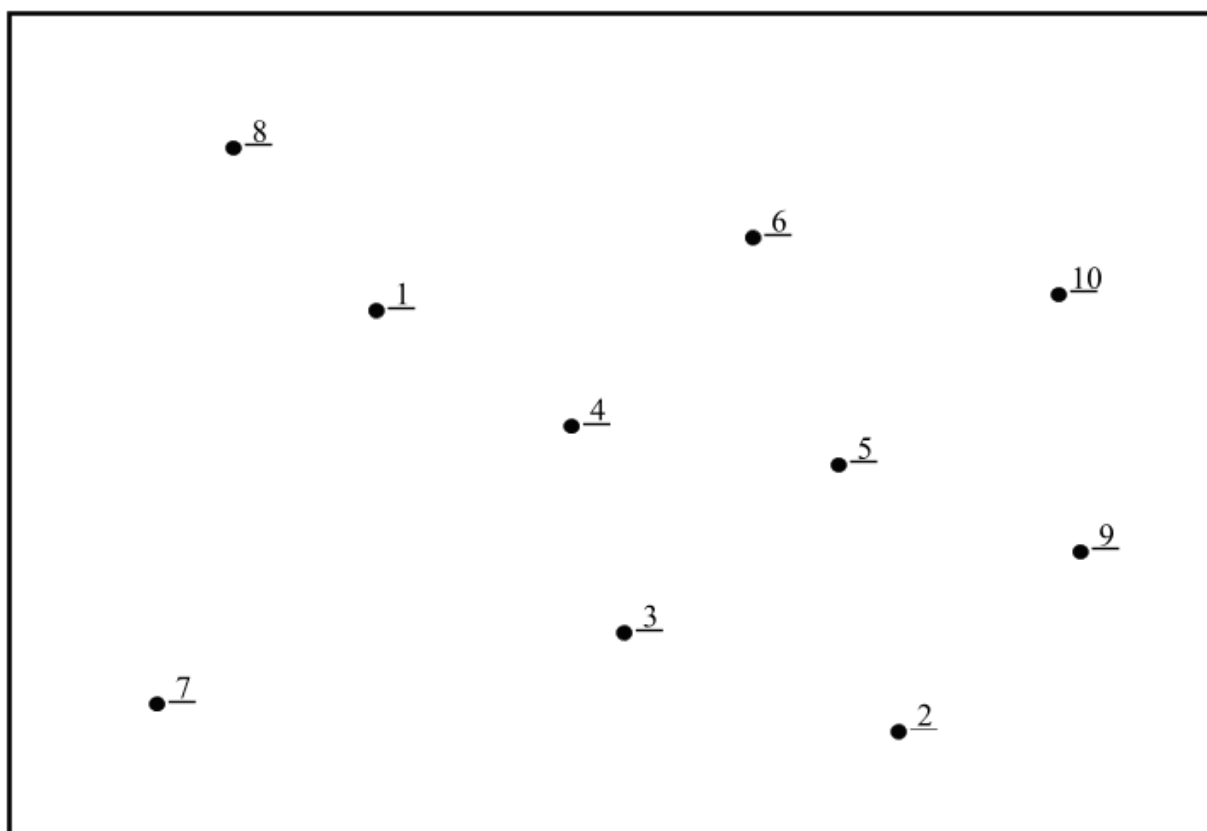


Рисунок 4.8 - Схема расположения скважин (Варианты 15 и 16)

Вариант



Вариант

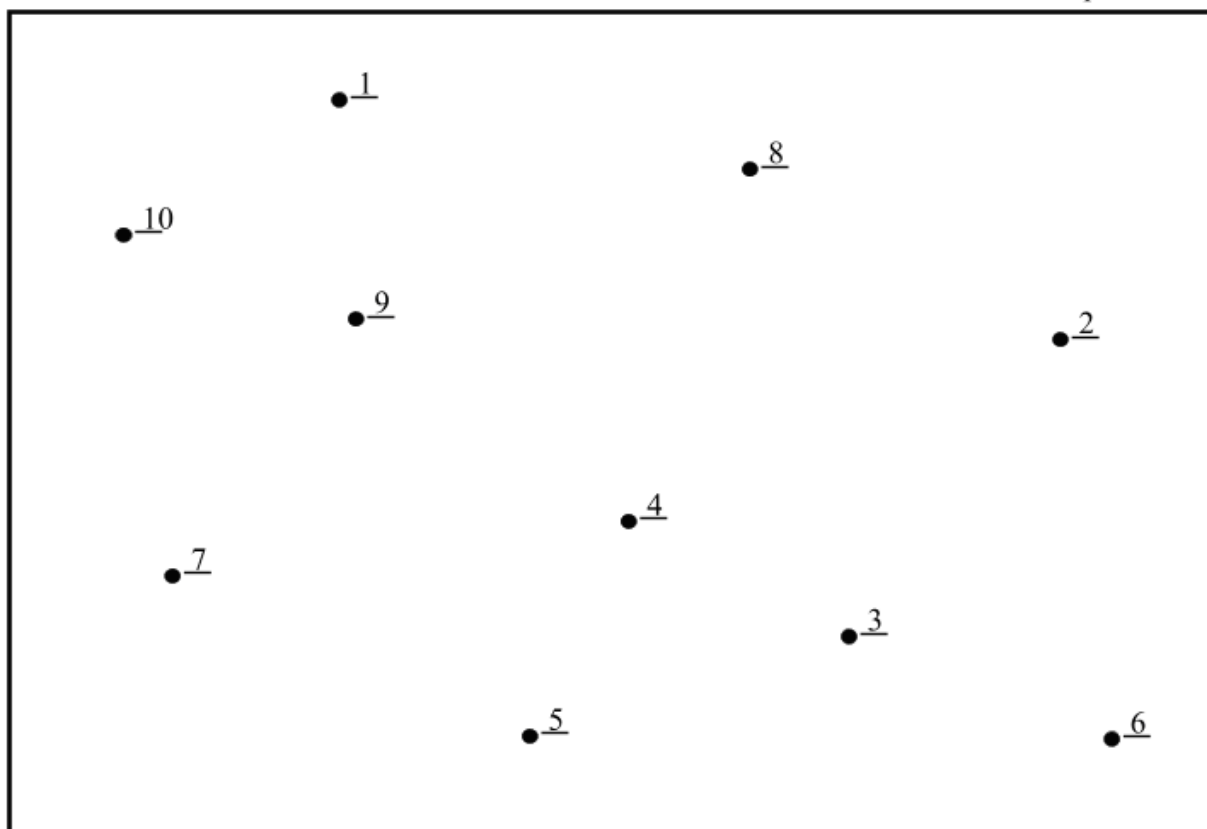
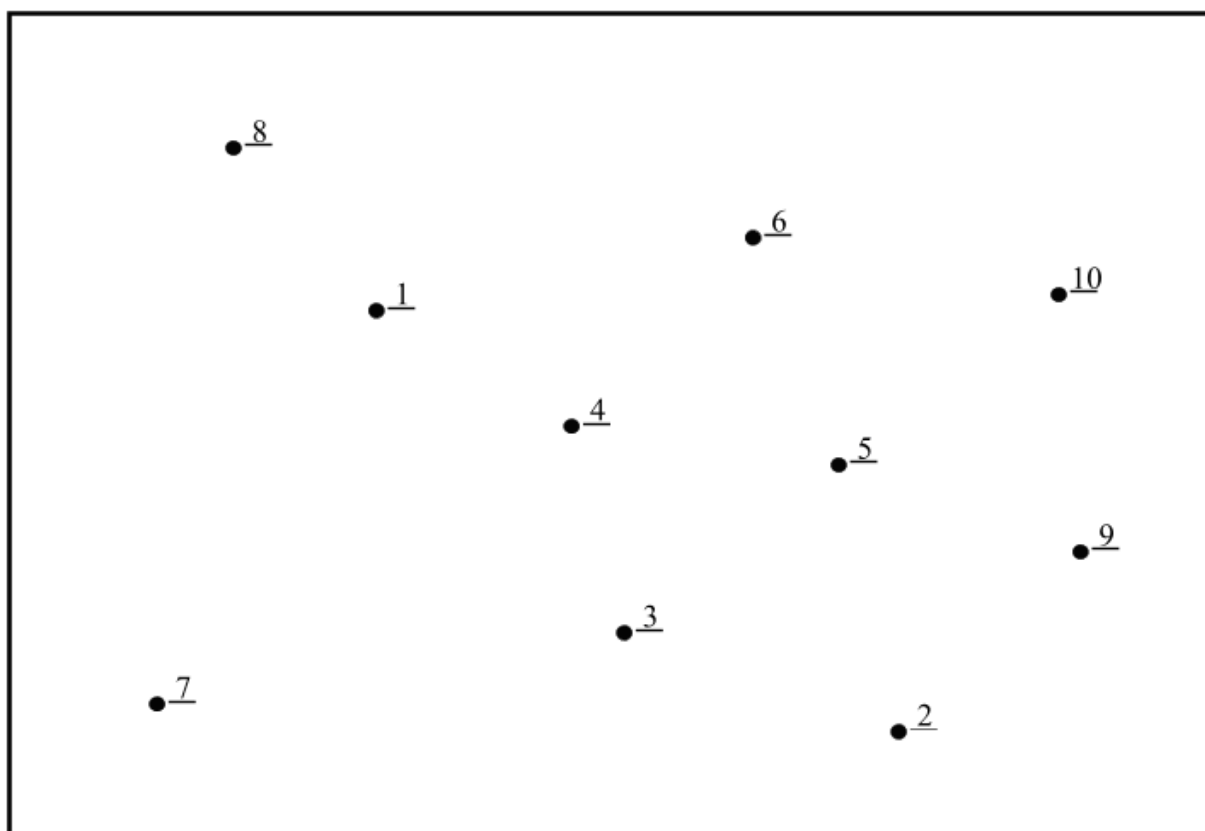


Рисунок 4.9 - Схема расположения скважин (Варианты 17 и 18)

Вариант



Вариант

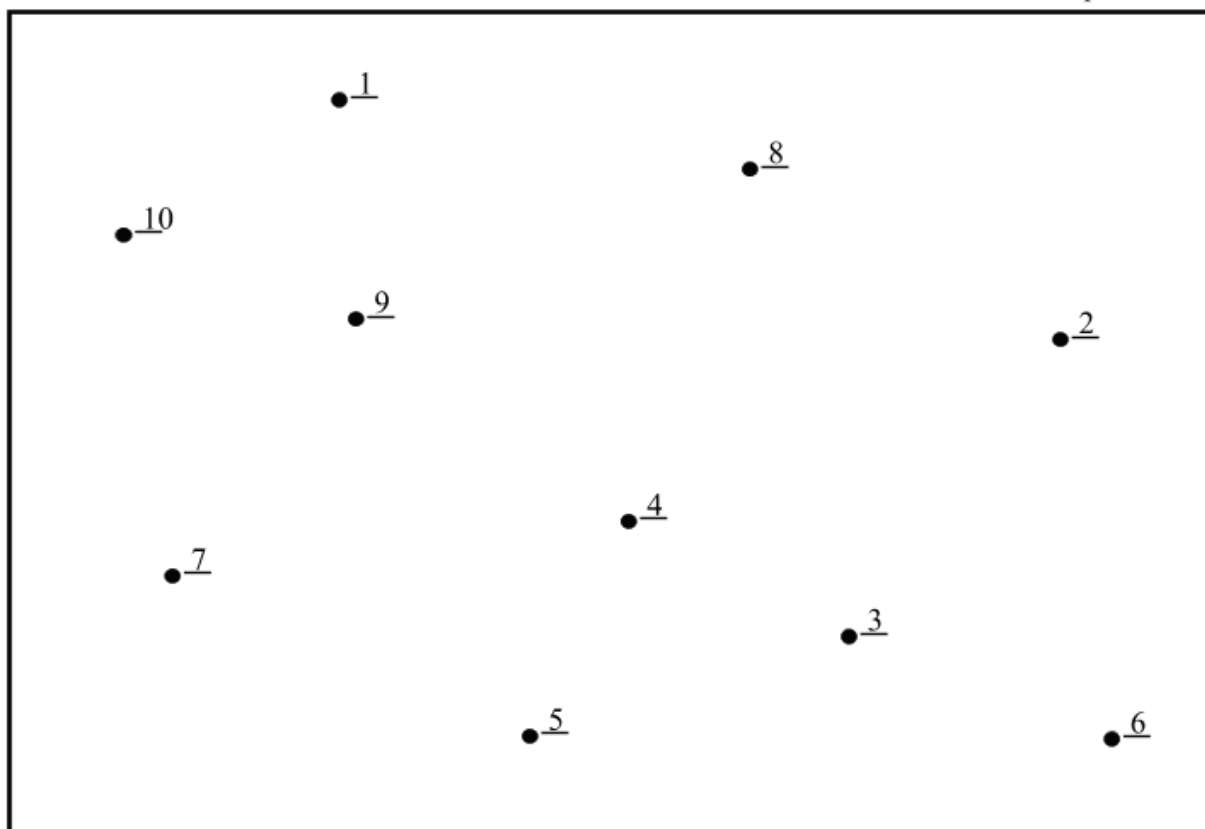


Рисунок 4.10 - Схема расположения скважин (Варианты 19 и 20)

Таблица 4.1 – Результаты физико-химических анализов

Вариант	Площадь	Скважина	С _{орг} , %	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
Вариант	Площадь	Скважина	С _{орг} , %	ХБ, %	ДСББ, %	Содержание масел в ХБА, %
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
Вариант	Площадь	Скважина	С _{орг} , %	ХБ, %	ДСББ, %	Содержание масел в ХБА, %
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	C _{орг} , %	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	C _{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	C _{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	C _{орг} , %	ХБ, %	ДСББ, %	Содержание масел в ХБА, %
7	Невинномыс	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

	ская	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	C _{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	C _{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	C _{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	C _{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	C _{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	C _{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	C _{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	C _{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	C _{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	C _{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	C _{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	C _{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	C _{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 4.2 – 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
2	Архангельская	1	0,56	0,79
		2	0,74	0,94
		3	5,69	7,62
		4	5,63	7,56
		5	5,78	7,46
		6	4,56	6,75
		7	4,89	6,43
		8	3,78	5,97
		9	1,26	3,79
		10	2,86	3,12
3	Довсунская	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
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	Манычская	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.

Контрольные вопросы

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

Список литературы:

[1], [2], [5]

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 5

ИЗУЧЕНИЕ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ И ПОРОД-ФЛЮИДОУПОРОВ

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

Формируемые компетенции

Знать

- Определение пород-коллекторов и пород-флюидоупоров (ОПК-3);

Уметь

- Определять породы-коллектора и породы-флюидоупоры (ОПК-3);

Владеть

- Навыками лабораторных исследований пород-коллекторов и пород-флюидоупоров (ОПК-3).

Теоретическая часть.

Породы-коллекторы

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

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

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

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

источника сноса зерна будут остроугольные. При длительном переносе водными потоками, ветром они становятся окатанными, округлыми.

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

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

Если на свежую поверхность излома песчаника капнуть раствором соляной кислоты, можно определить наличие карбонатного материала в цементе. Его присутствие проявится в виде шипения пузырьков воздуха на поверхности излома.

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

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

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

Отличить известняк от доломита можно также раствором соляной кислоты. Доломит будет реагировать с соляной кислотой только в порошке. После определения названия породы, ее структуры, примесей, текстуры (слоистости) следует перейти к внимательному изучению свободного пространства в породе. Это могут быть поры, каверны, трещины. По возможности нужно произвести замеры их размеров (длина, ширина, диаметр), определить форму, направление преимущественного распространения трещин, затем подсчитать примерное количество свободного пространства на площади в 1 см^2 и по возможности установить наличие сообщающихся между собой пор (каверн или трещин). Для исследования образцов горных пород рекомендуется пользоваться лупой с 2-4-кратным увеличением.

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

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

же после его раскола.

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

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

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

По размерам поры (пустоты) делятся на три категории:

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

Более условно пустоты различаются по видам. Обычно выделяются поры, каверны, биопустоты и трещины. Если исключить трещины, то другие категории различаются не вполне четко. Порами принято называть пустоты в обломочных породах между зернами (гранулами), пористость, в таком случае, называется межзерновой (межгранулярной), а соответственно и коллекторы называют гранулярными. Кавернами называются пустоты, возникшие в результате растворения цемента, выщелачивания каких-либо минералов в горной породе. Особенно они характерны для карбонатных пород.

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

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

В соответствии с видами пустот коллекторы бывают поровые (гранулярные), кавернозные, трещинные, биопустотные. Если пустотное пространство породы формируется разными типами пустот, то это

смешанные типы коллекторов (порово-трещинные, трещинно-кавернозные и т. д.).

Таблица 5.1 – Классификация пустот и трещин

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

К числу пород, нефтегазоносность которых мала, по сравнению с вышеописанными, относятся толщи, сложенные глинистыми, кремнистыми, вулканогенными, интрузивными, метаморфическими и другими породами. Их называют нетрадиционными коллекторами. Они разделяются на две группы.

В глинистых и биогенных кремнистых толщах нефтегазоносность обычно сингенетична. В глинистых породах вследствие трансформации глинистых минералов, выделения связной воды, генерации из ОВ жидких продуктов и газов на определенной глубине возникают зоны разуплотнения. Какой-то участок породы, вследствие роста внутреннего давления, пронизывается системой трещин и, таким образом, возникает природный резервуар, ограниченный со всех сторон измененными породами. В кремнистых толщах создается биопустотный коллектор и происходит генерация углеводородов сходная с генерацией в глинистых толщах, нефтегазоносность здесь также сингенетичная.

В вулканогенных породах пустоты образуются при выходе газа из лавового материала или при вторичном выщелачивании. Нефтегазоносность таких пород всегда вторична.

Нефтегазоносными также могут быть интрузивные и метаморфические породы фундамента. Природные резервуары возникают в них в результате выветривания, действия гидротермальных растворов и других вторичных изменений.

ИЗУЧЕНИЕ ПОРОД–ФЛЮИДОУПОРОВ

Одно из обязательных условий формирования и сохранения промышленных скоплений нефти и газа в земной коре – наличие в разрезе не только пород-коллекторов, но и пород-покрышек (флюидоупоров).

Флюидоупоры различаются по характеру распространения (протяженности), по мощности, литологическим особенностям, степени нарушенности сплошности, минеральному составу и т.д. Этими же факторами определяются их экранирующие свойства.

Наиболее надежные флюидоупоры – глинистые толщи и эвапориты (соль, гипс, ангидрит). Трещиноватость, присутствие прослоев песчаников, алевролитов ухудшают качество и надежность покрышек.

Глинистые породы можно определить по их очень тонкому размеру зерен, слоистости, "жирности" наощупь. Глины состоят из тончайших обломков разрушенных горных пород различного состава, перенесенных в водный бассейн и отложенных на большой глубине. Как правило, обломки имеют форму плоских чешуек размером несколько микрон. Цвет глин темный - коричневый, шоколадный, черный. Это зависит от состава чешуек, примесей и геохимических условий среды, в которой шло накопление глинистого материала.

Расстояние между чешуйками глины, слюды в породе ничтожно мало, однако, учитывая большое количество чешуек, объем "свободного" пространства в глинах велик, поэтому пористость глин высокая. Коэффициент пористости глин достигает 50%. Однако, глины выполняют роль покрышек, так как они практически непроницаемы, потому что тончайшие поры в глинах не сообщаются между собой.

Глинистые породы рыхлые, вязкие, однако при высыхании они растрескиваются, раскалываются по плоскостям напластования и в поперечнике, и в определенных условиях: могут содержать в себе жидкости или газы, то есть служить коллектором (например, баженовская свита в Западной Сибири). Различают аргиллитовые, пеллитовые и др. глинистые покрышки.

Карбонатные покрышки - это известняки, доломиты различного происхождения, без признаков свободного пространства в них. Они плотные, часто глинистые, нередко окремнелые.

Породы-покрышки галогенного типа визуально легко отличить от пород другого типа. Это породы светлых тонов кристаллической структуры, плотные, крепкие. К ним относятся гипсы, ангидриты, каменная соль. Образовались они путем выпадения из рассолов (сильно минерализованных вод) в неглубоких водоемах, сообщающихся с морем (лагунах). Лучшей галогенной крышкой и наиболее распространенной в природе считается крышка, сложенная каменной солью. Образец каменной соли отличается от других горных пород правильными кубической формой кристаллами и горько-соленым вкусом.

По выдержанности флюидоупоров в пределах нефтегазоносных провинций и областей, зон нефтегазонакопления и местоскоплений нефти и газа Э.А.Бакиров выделил региональные, субрегиональные, зональные и локальные флюидоупоры.

1. Региональные флюидоупоры распространены на всей территории провинции или на значительной ее части.

2. Субрегиональные флюидоупоры распространены в пределах крупных тектонических элементов I порядка, к которым приурочены нефтегазоносные области.

3. Зональные – распространение ограничивается зоной нефтегазонакопления или частью нефтегазоносной области, приуроченными к структурным элементам II порядка (валообразным поднятиям или к тектоническим блокам, объединяющим несколько локальных структур).

4. Локальные флюидоупоры распространены в пределах одного или нескольких близко расположенных местоскоплений и не выходят за пределы зоны нефтегазонакопления.

По экранирующей способности (в зависимости от проницаемости и давления прорыва газа) А.А.Ханин разделил покрышки на пять групп.

Таблица 5.2

Группа	Максимальный диаметр пор, мкм	Экранирующая способность покрышки	Абсолютная проницаемость по газу, м ²	Давление прорыва газа, МПа
А	≤0,01	Весьма высокая	≤10 ⁻²¹	≥12
Б	0,05	Высокая	10 ⁻²⁰	8
С	0,30	Средняя	10 ⁻¹⁹	5,5
Д	2	Пониженная	10 ⁻¹⁸	3,3
Е	10	Низкая	10 ⁻¹⁷	<0,5

Оборудование и материалы. Коллекция образцов горных пород, лупы, 10% раствор соляной кислоты, бинокляр, микроскоп, стеклянные пластинки, химические стаканы, фарфоровые чашечки, шлифы пород-коллекторов.

Техника безопасности

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

6. Нельзя оставлять работающие приборы без наблюдения.
7. Смешивая концентрированные кислоты с водой, лейте кислоту в воду.
8. Наполнение пипеток кислотами, щелочами и другими ядовитыми путем засасывания ртом запрещается. Для наполнения пипеток следует пользоваться грушей.
9. При порезах стеклом удаляют из раны осколки, промывают водой, либо протирают тампоном, смоченным спиртом, смазывают 5%-ным раствором йода и накладывают повязку.
10. При тепловых ожогах на обожженное место накладывают ткань либо тампон, смоченные спиртом или спиртовым раствором танина, а затем смазывают мазью от ожогов.

Задания

№1

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

2. Описать макроскопические параметры каждого образца по следующей схеме:

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

1. Цвет

2. Структура

3. По размерам преобладающих обломков:

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

1. По относительной величине зерен:

Равномернозернистые (сортированные)

Разнозернистые (несортированные)

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

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

2. Степень сортировки:

Хорошо, средне, плохо сортированные и неотсортированные.

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

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

3. Текстура

(слоистая, полосчатая, массивная, пятнистая)

Слоистая текстура: косая, волнистая, горизонтально-слоистая

Например, слоистость выражена или обусловлена ритмичной сортировкой материала;

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

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

Концентрические (скорлуповатые, конкреционные) текстуры, описывают также, как и слоистые.

4. Минеральный состав обломочной части:

Кварцевый (мономиктовый),

Кварц-полевошпатовый (олигомиктовый),

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

5. Степень цементации.

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

7. Степень пористости

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

9. Крепость определяется составом и типом цемента.

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

Типы цемента:

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

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

3) Пленочный - цемент одевает зерна пленкой

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

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

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

Известковый цемент узнается по вскипанию с HCl .

Доломитовый - слабая реакция с HCl .

Глинистый - по размокаемости в воде.

Железистый - по бурому цвету

Гипсовый - по блеску на плоскостях спайности.

Порядок описания карбонатных пород (известняки и доломиты):

1. Цвет (на свежем изломе и в коре выветривания)
2. Происхождение (органогенные, биохимические, хемогенные, обломочные)
3. Структура (крупно-, средне-, мелкозернистые, кристаллически-зернистые, равномерно - и неравномернозернистые, землистые, оолитовые, детритусовые, афанитовые и др.)

Особенности структуры проявляются в изломе породы: микрозернистые имеют землистый излом и марают руки (мел), а крепкие - фарфоровидный или раковистый излом, средне-крупнозернистые имеют кристаллический сверкающий излом.
4. Текстура (массивная, слоистая, биогенная, текстуры замещения, растворения, стилолиты, сутуры и др.)
5. Примеси (глинистость, песчанистость и др.)
6. Пористость, кавернозность, трещиноватость
7. Особенности образца (степень и характер насыщения, излом и др.)
8. Примеси

Обломочные карбонатные породы описываются как терригенные.

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

Задания

№2

1. Выбрать из коллекции породы- флюидоупоры различных генетических типов.
2. Описать макроскопические параметры каждого образца по следующей схеме:
 1. Исследуется порода на размокаемость. Глины в воде размокают сразу (минуты - десятки минут). Уплотненные глины размокают через сутки или несколько часов - аргиллитоподобная глина. Аргиллит не размокает. При высыхании цвета тускнеют и бледнеют, окраска сглаживается.
 2. Цвет (в сухом и во влажном состоянии)
 3. Степень влажности и пластичности
 4. Степень уплотнения
 5. Примеси (известковистые, глинистые, битуминозные, кремнистые и др.)
 6. Структура. Крупнодисперсная ($d_{\text{частиц}}$ 0,01-0,001 мм), тонкодисперсная ($d_{\text{частиц}} < 0,001$ мм) в первых при растирании в пальцах, пробе на зуб или резание ножом ощущается примесь алевроитовых и песчаных частиц. При скатывании в сыром виде они дают короткие и толстые шнуры, а вторые - длинные толщиной $< 0,5$ см. Излом - землистый или раковистый может быть с примесью песчаных или алевроитовых частиц. Структура чистых глинистых пород микрозернистая ($d < 0.01$ мм), однородный или раковистый излом.

7. Текстура (листовая, плейчатая, массивная, тонкоплитчатая, слоистая и др.)

8. Слоистость, вызванная оползанием осадка, ходами илюдов, корнями растений и т.д. Слоистость, обычно горизонтальная, реже волнистая сплошная или прерывистая, выражается различиями окраски, структуры, линзочками и прослойками алевроита или песка, параллельным расположением растительных остатков, раковин и т.д.

9. Минералогический состав. Определяется по реакции с водой и окраске.

Каолинитовые глины в воде не разбухают. Белые или светло-серые, жирные на ощупь.

Монтмориллонитовые в воде сильно разбухают, жадно впитывают воду, увеличиваются в объеме. Светло-серые, с желтовато-зеленоватыми оттенками, на ощупь тощие или жирные, имеют раковистый излом. Хорошо мылятся.

Гидрослюдистые глины в воде не разбухают.

Пример: глина - темно-серая (сухая), алевропелитовая, неотчетливо слоистая с раковистым изломом, размокающая (10 мин.), вероятно, в основном, гидрослюдистая, слабоизвестковистая, с тонкорассеянным обугленным растительным детритом.

Примеси:

Fe^{3+} - желтый, красный, фиолетовый (окислы железа)

Fe^{2+} - сизые, зеленовато-серые (закисы железа)

Мп - бурый, черный (окислы марганца) ,

Битумы - коричневые, светлые, палевые

Углистые частицы - темно-серый, черный.

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

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

Контрольные вопросы

1. Какие горные породы называются породами-коллекторами?
2. Перечислить виды пустотного пространства.
3. Что такое нетрадиционные коллекторы?
4. Какие горные породы называются флюидоупорами?
5. Какие типы флюидоупоров выделил Э.А.Бакиров, основываясь на принципе выдержанности флюидоупоров в пределах нефтегазоносных провинций и областей, зон нефтегазонакопления и местоскоплений нефти и газа?
6. На какие группы А.А.Ханин разделил покровы?

Список литературы:

[1], [2], [3], 4], [5]

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 6 **КЛАССИФИКАЦИЯ И ТИПЫ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ,** **ЛОВУШЕК И ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА**

Цель работы. Изучить нефтегазопромысловые классификации природных резервуаров, ловушек и залежей, научиться определять их типы по структурным картам и геологическим профильным разрезам месторождений нефти и газа.

Формируемые компетенции:

Знать

- Типы природных резервуаров, ловушек и залежей нефти и газа (**ОПК-3**);

Уметь

- составлять характеристику природных резервуаров, ловушек и залежей нефти и газа (**ОПК-3**);

Владеть

- Навыками графического построения природных резервуаров, ловушек и залежей нефти и газа (**ОПК-3**).

Теоретическая часть

Природные резервуары

Наиболее удачное определение природного резервуара дали отечественные геологи И. О. Брод и Н. А. Еременко: «*Природный резервуар – это естественноеместилище нефти и газа, внутри которого возможна циркуляция флюидов*».

Форма (морфология) природного резервуара определяется соотношением в разрезе и по площади пород-коллекторов с вмещающими их слабопроницаемыми породами. Исходя из этого И. О. Брод и Н. А. Еременко (1968 г.) предлагают различать три типа природных резервуаров: пластовые, массивные и литологически ограниченные.

Пластовый резервуар представляет собой совокупность проницаемых пород-коллекторов, ограниченных у кровли и подошвы непроницаемыми породами (рис. 6.1). Как правило, пластовые резервуары представлены терригенными породами и хорошо выдержаны как литологически, так и по толщине на значительных территориях нефтегазоносных областей или частей провинций.

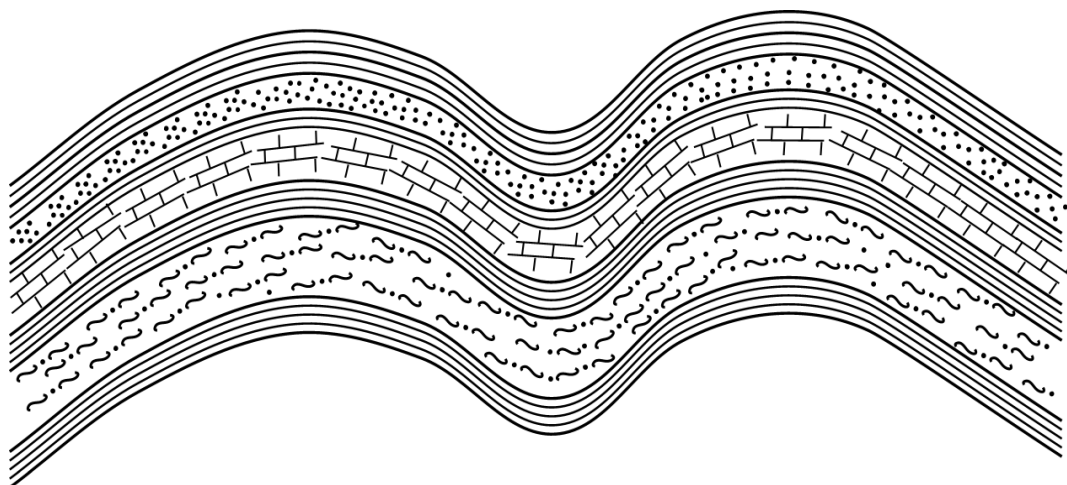


Рисунок 6.1 – Пластовый природный резервуар

Массивный резервуар представляет собой совокупность проницаемых литологически однородных или неоднородных пород-коллекторов, ограниченных в отличие от пластовых резервуаров непроницаемыми породами только у кровли или у размытой поверхности отложений, составляющих эрозионные выступы. Различают однородно массивные и неоднородно массивные природные резервуары (рис. 6.2а, 6.2б).

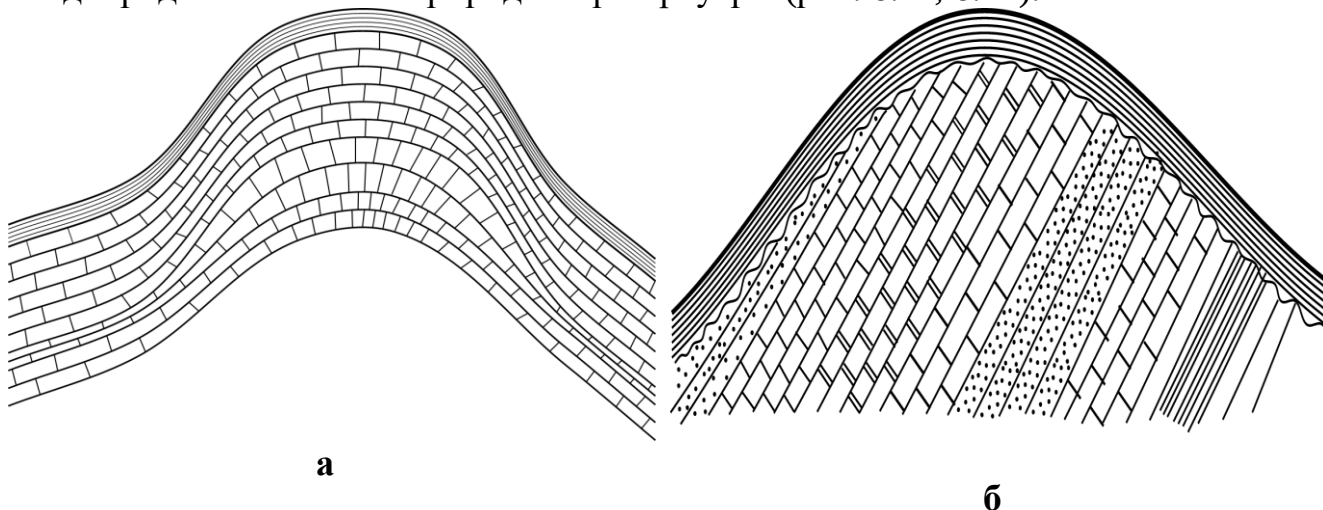


Рисунок 6.2 – Массивные природные резервуары: а) однородно массивный, б) неоднородно массивный

В большинстве случаев однородно-массивные резервуары встречаются в карбонатных отложениях (известняках и доломитах). Неоднородно-массивные резервуары в основном сложены чередующимися проницаемыми карбонатными и терригенными породами.

К **литологически ограниченным резервуарам** относят в основном проницаемые породы-коллекторы, окруженные со всех сторон слабопроницаемыми породами – линзовидные тела (рис. 6.3). Кроме того, к этому типу относятся резервуары, образующиеся в результате появления локальной трещиноватости или кавернозности вследствие выщелачивания пород подземными водами, а также резервуары, возникшие вследствие

ухудшения коллекторских свойств пласта (пористости и проницаемости) в связи с местной литологической изменчивостью.

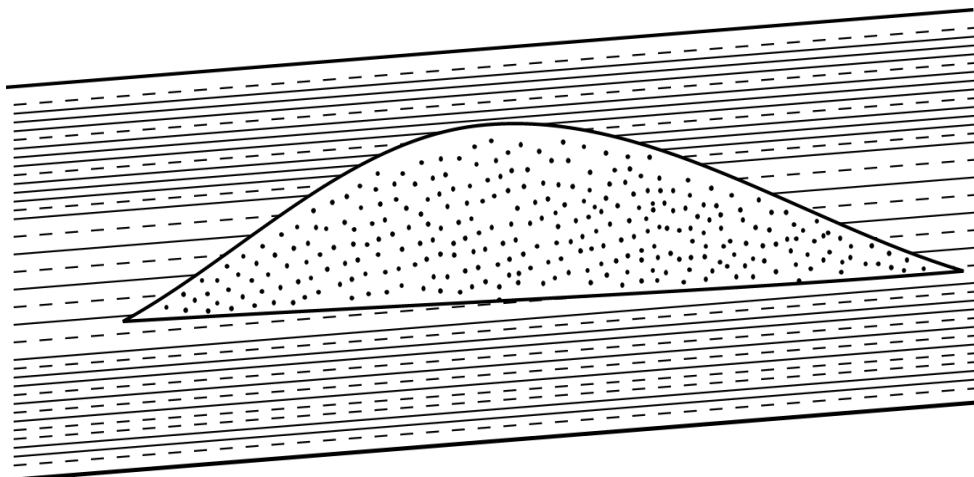


Рисунок 6.3 – Литологически ограниченный природный резервуар

К этому же типу следует относить резервуары, приуроченные к рифовым телам, сложенным органогенными кавернозными мшанковыми известняками.

Из изложенного видно, что в классификации природных резервуаров нефти и газа И. О. Брода и Н. Л. Еременко учитывается в основном морфология резервуара и в меньшей степени условия их образования, т. е. генетический признак.

В природе довольно часто встречаются резервуары, которые могут быть отнесены и к пластовым, и к массивным (Мончак Л. С., Табасаранский З. А., 1975 г.). При частом чередовании пластов-коллекторов и непроницаемых пород могут возникать условия для сообщаемости первых через зоны выклинивания (окна) непроницаемых перемычек, через зоны трещиноватости или по проводящим разрывным нарушениям. Такого рода резервуары (их правильнее называть пластово-массивными) на отдельных участках разреза имеют характер пластовых, хотя в целом выступают как массивные, т. е. представляют собой единую гидродинамическую систему, вследствие чего водонефтяные и (или) газоводяные контакты находятся на одной гипсометрической отметке. В таких резервуарах часто формируются залежи нефти и газа значительной высоты.

Ловушки

Одно из необходимых и неперенных условий для формирования промышленных скоплений нефти и газа – наличие ловушки, в которую УВ попадают, мигрируя в природных резервуарах. Ловушка – часть природного резервуара, в которой благодаря отсутствию движения флюидов последние распределяются по плотности согласно закону гравитации.

Роль ловушек нефти и газа могут играть сводовые части антиклинальных структур, зоны стратиграфических несогласий или литологического выклинивания, участки изменения пористости и проницаемости пород, а также тектонически экранированные участки структур.

В зависимости от причин, обуславливающих возникновение ловушек, различают следующие, наиболее широко распространенные типы ловушек: структурный, стратиграфический и литологический. Последние два типа обычно называют неструктурными ловушками.

Из ловушек **структурного типа** наибольшее промышленное значение имеют сводовые и тектонически экранированные. Углеводороды, мигрируя в коллекторах по восстанию слоев или перпендикулярно к их напластованию по тектоническим нарушениям, попадают в ловушки-своды антиклинальных структур, где и формируются промышленные скопления нефти и газа (рис. 6.4а).

Тектонически экранированные ловушки часто встречаются в складчатых областях и в районах развития соляных куполов. Тектонически экранированная ловушка может образоваться только в том случае, если изогипсы пласта-коллектора с тектоническим экраном в плане образуют замкнутую линию (рис. 6.4б).

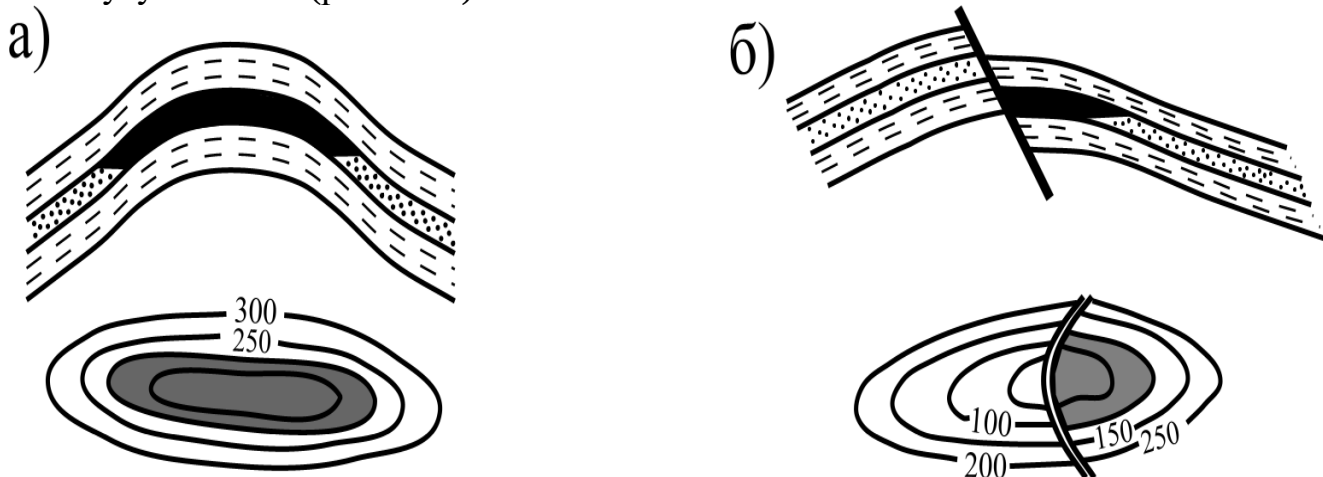


Рисунок 6.4 – Структурные ловушки:

а) сводовая;

б) тектонически экранированная

Формирование ловушек **литологического типа** обусловлено литологической изменчивостью пород-коллекторов: выклиниванием песков и песчаников по восстанию слоев (рис. 6.5), изменением пористости и проницаемости коллекторов, а также трещиноватостью пород и другими причинами. Довольно часто литологические ловушки представлены песчаными линзами внутри преимущественно глинистых толщ, или в аллювиальных отложениях русел палеорек (см. рис. 6.3); в этом случае понятия природный резервуар и ловушка совпадают. Ловушками литологического типа можно назвать также рифовые тела, в которых нефть и газ скапливаются в пористых органогенных (часто мшанковых) известняках, перекрытых слабопроницаемыми породами: гипсами, ангидритами и т. д. (рис. 6.5б).

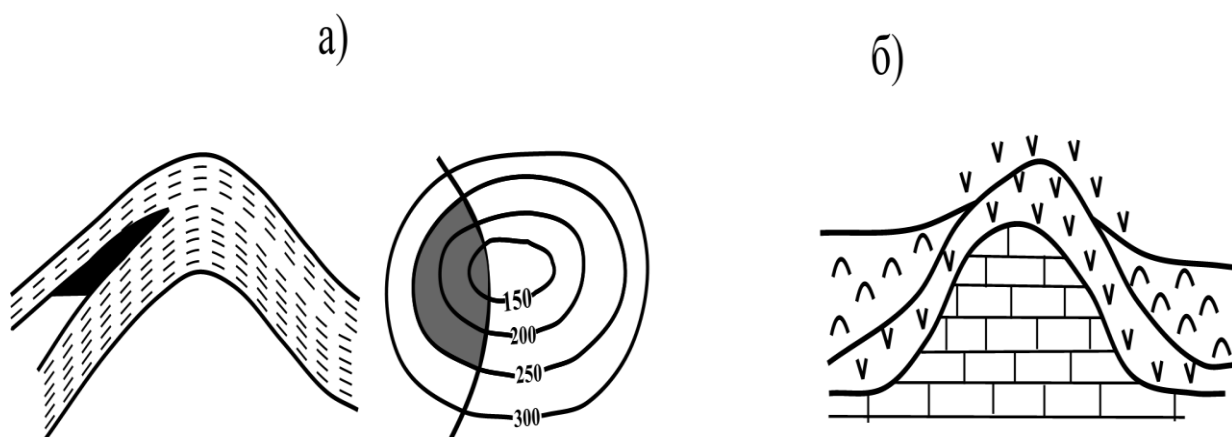


Рисунок 6.5 – Литологические ловушки: а) литологически экранированная; б) приуроченная к рифовому массиву

Ловушки **стратиграфического типа** возникают при несогласном перекрытии головных частей размытых пород-коллекторов непроницаемыми толщами (рис. 6.6).

В некоторых случаях ловушки образуются в результате появления гидродинамического экрана, созданного напором вод, циркулирующих по тектоническим нарушениям или по поверхностям стратиграфического несогласия, которые осуществляют гидродинамическую связь с высоконапорными горизонтами.

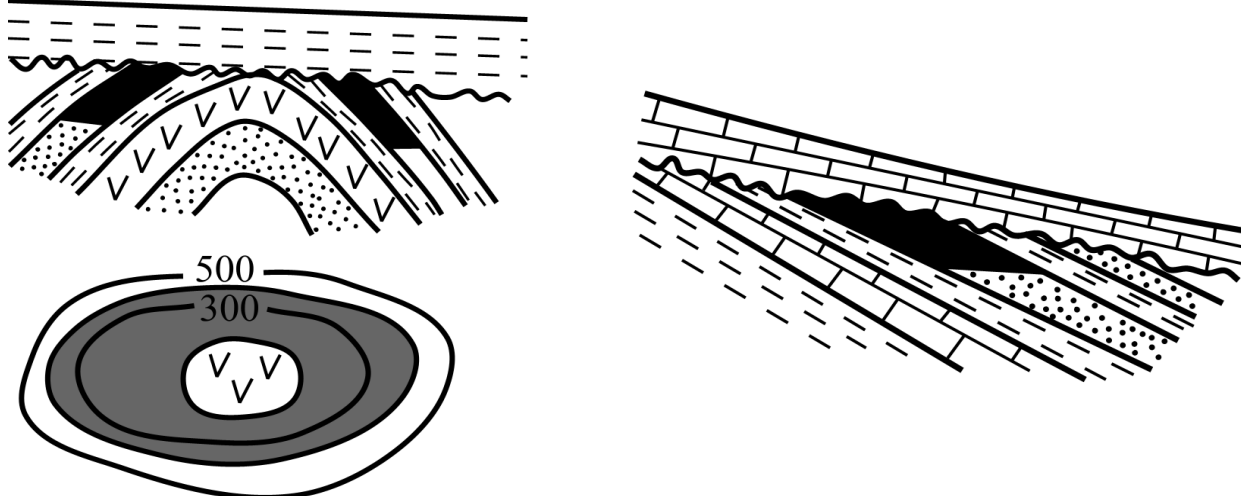


Рисунок 6.6 – Стратиграфически экранированные ловушки

Иногда формирование ловушек нефти и газа происходит в результате действия нескольких факторов. Таким образом формируются структурно-литологические ловушки и т. п.

В областях развития соляных куполов и диапировых складок встречаются также приконтактные ловушки, образующиеся в местах внедрения соли или пластичных глинистых масс в вышележащие отложения, слагающих ядра протыкания.

Во всех классификационных схемах, так или иначе, отражены основные и наиболее широко распространенные типы ловушек: структурные, литологические и стратиграфические.

Классификация и основные генетические типы залежей нефти и газа

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. Подразделение названных классов на группы, подгруппы и виды приведено в таблице 6.1.

Залежи структурного класса. Залежи этого класса приурочены к различным видам локальных антиклиналей и куполов, а также к моноклиналям. Здесь можно выделить несколько групп, подгрупп и видов залежей.

Залежи, приуроченные к антиклиналям и куполам. *Сводовые залежи* (рис. 6.7) формируются в сводовых частях локальных структур.



Рисунок 6.7 – Сводовые залежи

Висячие залежи (рис. 6.8) располагаются обычно на крыльях, а иногда и периклиналях локальных структур. Характерной особенностью этой группы залежей является их аномальное (с точки зрения антиклинальной теории) расположение. Контуры водонефтяного контакта висячих залежей обычно не соответствуют изогипсам кровли или подошвы продуктивного пласта, а секут их под различными углами.

Тектонически экранированные залежи формируются вдоль сбросов или взбросов, осложняющих строение антиклиналей (рис. 6.9). В зависимости от пространственного положения и ориентировки разрывных нарушений подобные залежи могут находиться в различных частях структуры: на своде, крыльях или периклиналях.

Блоковые залежи (рис. 6.10) образуются в сильнонарушенных структурах, где амплитуда разрыва превышает мощность продуктивных пластов. *Приконтактные залежи* (рис. 6.11) образуются на контакте продуктивных горизонтов с соляным штоком, диапировым ядром или же с вулканогенными образованиями.

Залежи, приуроченные к моноклиналям (рис. 6.12). Они связаны с флексурными образованиями – структурными носами или же разрывными нарушениями, осложняющими строение моноклиналией (залежи нарушенных и ненарушенных моноклиналией).

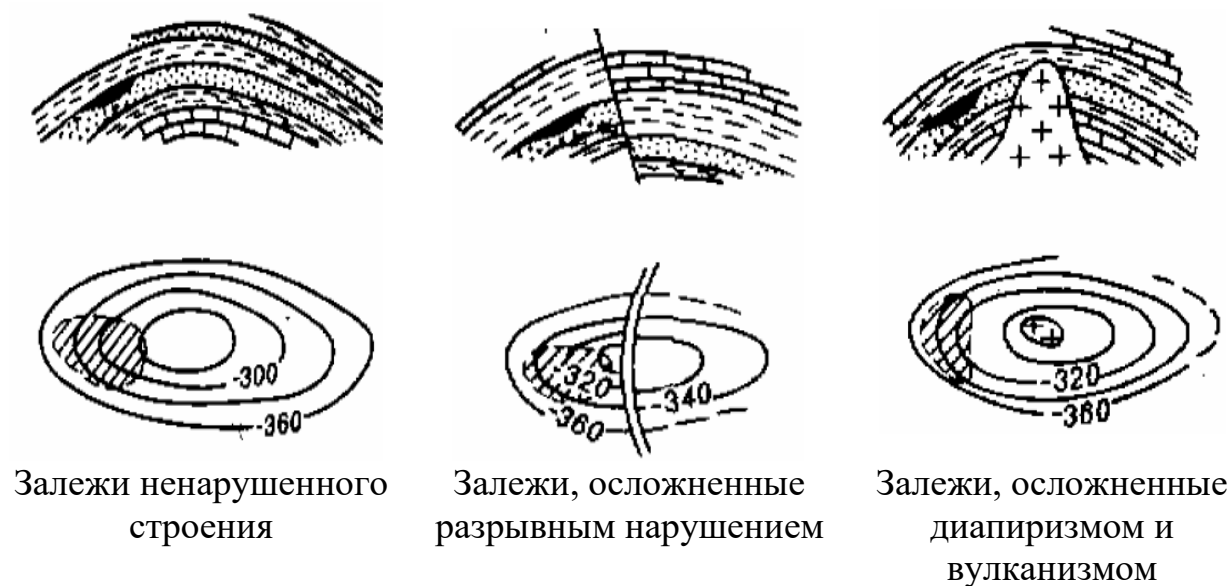
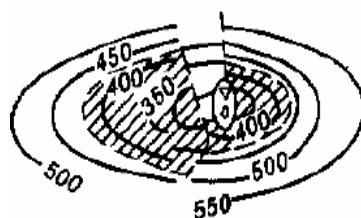
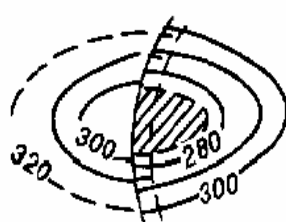
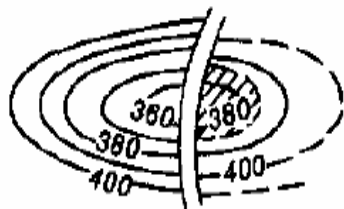
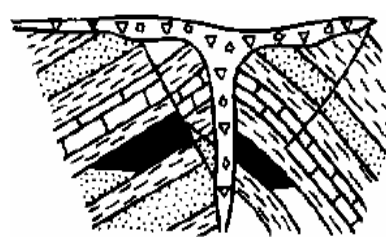
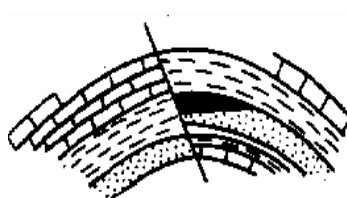


Рисунок 6.8 – Висячие залежи

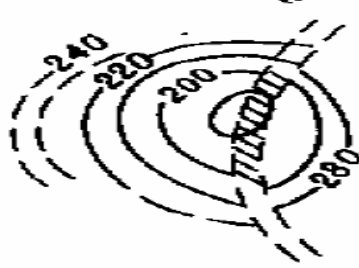
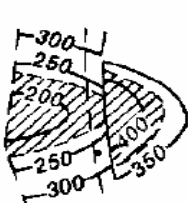
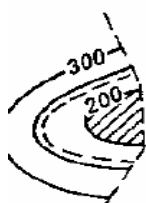
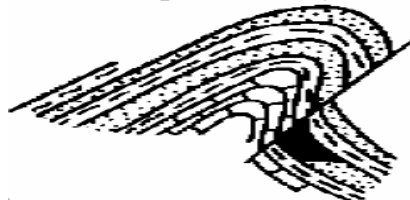
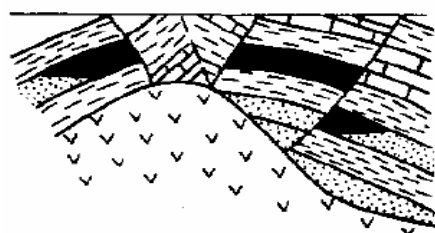
Залежи, приуроченные к синклиналям. Формируются в пределах синклинальных структур (рис. 6.13) под действием сил гравитации в коллекторах, которые обычно не содержат пластовых вод. Такие залежи встречаются редко. Известны они в ряде районов Аппалачской нефтегазоносной провинции, США.



Залежи
присбросовые

Залежи
привзбросовые

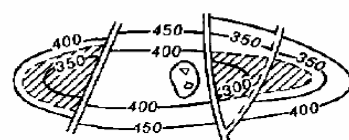
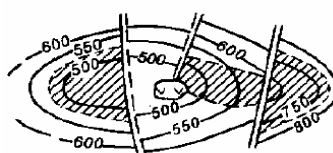
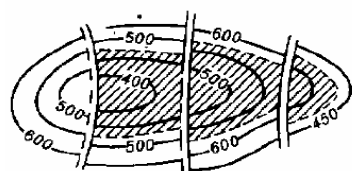
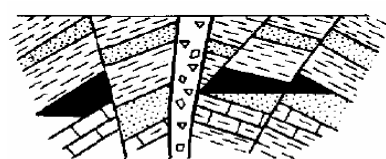
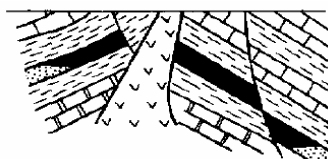
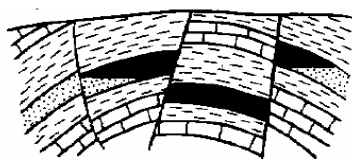
Залежи структур,
осложненных
диапиризмом и
грязевым вулканизмом



Залежи солянокупольных структур

Залежи поднадвиговые

Рисунок 6.9 – Тектонически экранированные залежи

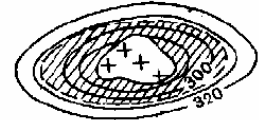
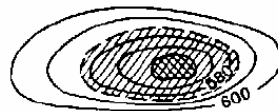
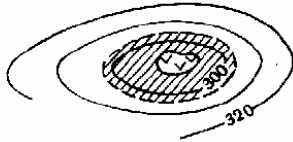
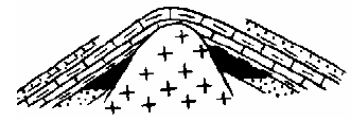


Залежи структур,
осложненных
дизъюнктивной
дислокацией

Залежи
солянокупольных
структур

Залежи, осложненные
диапиризмом, грязевым
вулканизмом,
вулканогенными
образованиями

Рисунок 6.10 – Блоковые залежи

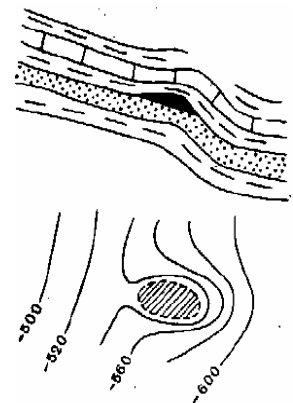
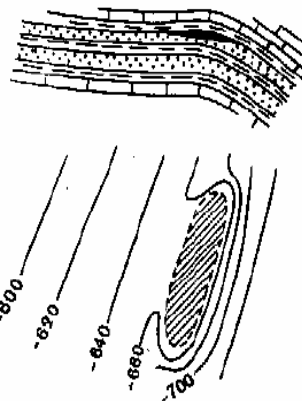
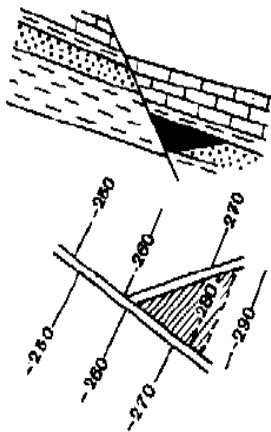


Залежи связанные
с соляными штоками

Залежи связанные с
диапировыми ядрами
или с образованиями
грязевого вулканизма

Залежи связанные с
вулканогенными
образованиями

Рисунок 6.11 – Приконтактные залежи



Экранированные
разрывными
нарушениями на
моноклиналях

Связанные с
флексурными
осложнениями на
моноклиналях

Связанные со
структурными
выступами (носами) на
моноклиналях

Рисунок 6.12– Залежи моноклиальных структур

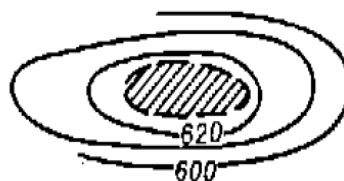


Рисунок 6.13 – Залежи синклиальных структур

Залежи рифогенного класса. Рифовые залежи нефти и газа образуются в теле рифовых массивов (рис. 6.14). Каждый такой массив или их группа обычно содержит единую нефтяную или газонефтяную залежь с общим водонефтяным контактом. Нефть, как правило, подпирается снизу водой. Вместе с тем в строении каждого массива или группы рифовых массивов наблюдается определенная зональность в распределении коллекторских свойств пород (проницаемости и пористости), и поэтому дебиты скважин в различных частях рифового массива бывают неодинаковы.

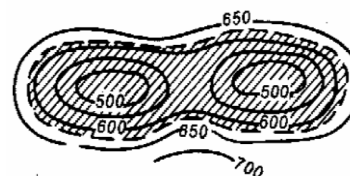
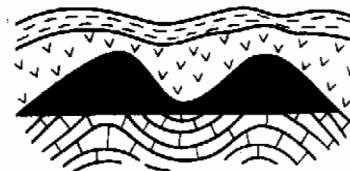
Залежи литологического класса. В этом классе выделяется несколько групп залежей.

Литологически экранированные залежи приурочены к участкам выклинивания пласта-коллектора или замещения проницаемых пород непроницаемыми по восстанию слоев (рис. 6.15). К этой группе относят также залежи сформировавшиеся экранированием нефтяной части отложениями, заполненными битумом (асфальтом).

Литологически ограниченные залежи (рис. 6.16) приурочены к песчаным образованиям ископаемых русел палеорек (шнурковые или рукавообразные залежи), к песчаным валоподобным образованиям ископаемых баров (баровые залежи), к гнездообразным локализованным песчаным коллекторам, окруженным со всех сторон слабопроницаемыми породами (линзовидные залежи).

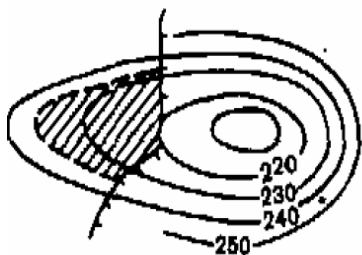


Приуроченные к одиночным
рифовым
массивам



Приуроченные к группе (ассоциации)
рифовых структур

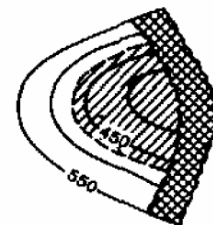
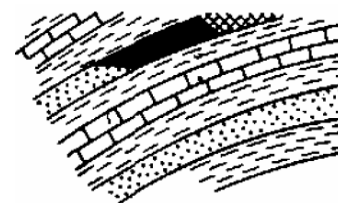
Рисунок 6.14 – Залежи рифогенного класса



Приуроченные к
участкам выклинивания
пласта-коллектора

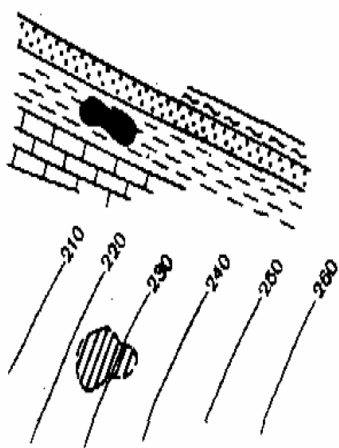


Приуроченные к
участкам замещения
проницаемых
пород непроницаемыми

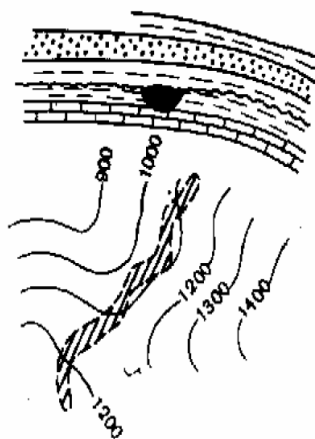


Экранированные
асфальтом

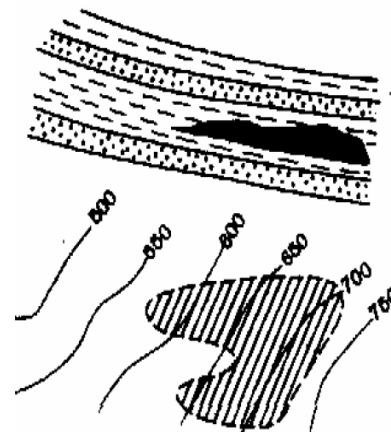
Рисунок 6.15 – Литологически экранированные залежи



Приуроченные к
гнездообразно
залегающим песчаным
коллекторам



Приуроченные к
песчаным образованиям
ископаемых русл рек



Приуроченные к
прибрежным песчаным
валоподобным
образованиям
ископаемых баров

Рисунок 6.16 – Литологически ограниченные залежи

Залежи стратиграфического класса (рис. 6.17). Они могут быть приурочены к участкам стратиграфических несогласий на антиклиналях и куполах, на моноклиналях (залежи под несогласиями на тектонических структурах), а также на эродированной поверхности погребенных останцев палеорельефа (останцевые), а местами и погребенных выступов кристаллических пород (выступовые).

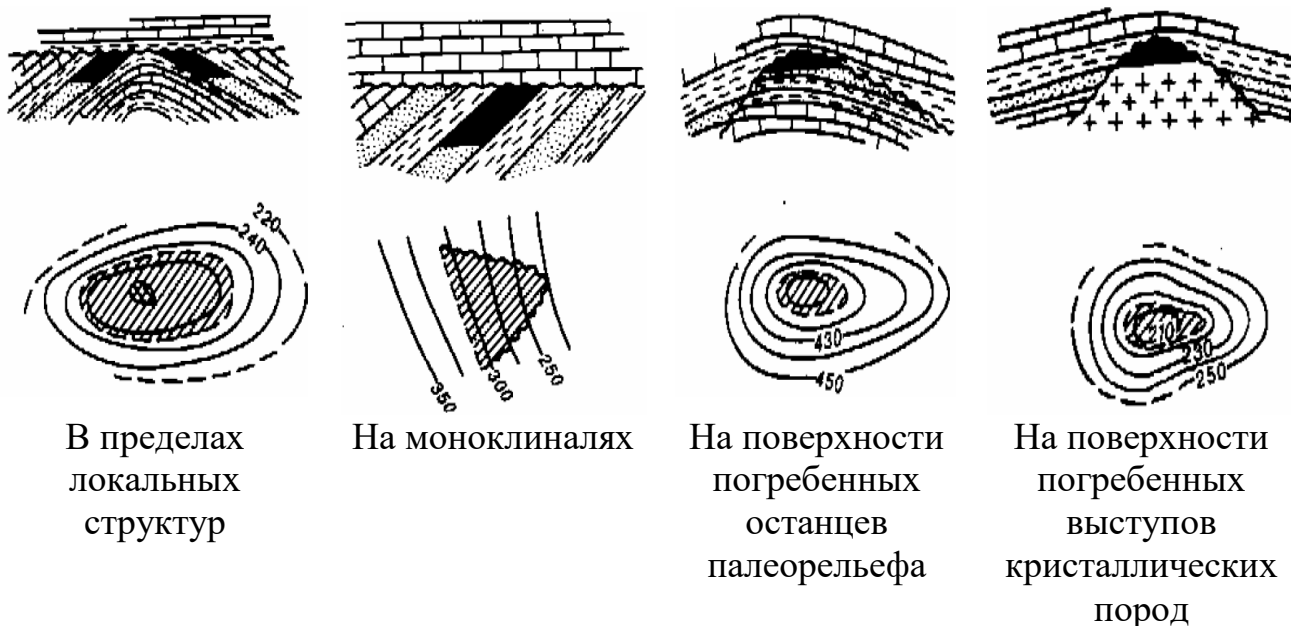


Рисунок 6.17 – Залежи стратиграфического класса, связанные со стратиграфическими несогласиями

В некоторых районах встречаются залежи, формирование которых обусловлено сочетанием литологических и стратиграфических факторов (литолого-стратиграфические залежи). Среди них наиболее распространены залежи, приуроченные к участкам выклинивания пластов-коллекторов, срезанных эрозией и перекрытых стратиграфически несогласно залегающими непроницаемыми отложениями более молодого возраста.

Оборудование и материалы. Набор планшетов структурных карт и геологических разрезов нефтяных и газовых месторождений, чертежные принадлежности.

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

Задания

Методика и порядок выполнения работы

1. Изучить типы природных резервуаров и ловушек.
2. Изучить классы залежей углеводородов
3. Схематично изобразить структурные карты и профильные геологические разрезы месторождений.
4. Используя структурные карты и геологические разрезы определить типы природных резервуаров и ловушек согласно классификации И. О. Брода и Н. А. Еременко.
5. Используя структурные карты и геологические разрезы определить виды залежей конкретных месторождений нефти или газа, используя классификацию А. А. Бакирова.

Таблица 6.1 – Классификация и основные генетические типы залежей УВ (по А. А. Бакирову)

Класс	Группа	Тип	Вид ловушки
Структурный	Залежи антиклиналей и куполов	Сводовые	Антиклинали и купола простого ненарушенного строения;
			осложненные разрывными нарушениями;
			осложненные диапиризмом и грязевым вулканизмом
			Солянокупольные структуры
		Висячие	Структуры, осложненные вулканогенными образованиями
			Структуры: простого и сложного строения;
			осложненные диапиризмом;
			грязевым вулканизмом
			Структуры, осложненные разрывными нарушениями;
			диапиризмом и грязевым вулканизмом;
Рифогенный	Залежи моноклиналей	Тектонически экранированные	Солянокупольные структуры, осложненные вулканогенными образованиями
			Поднадвиговые структуры
			Сильно нарушенные структуры
			Пласты, экранированные: Соляным штоком, диапирным ядром или образованиями грязевого вулканизма, вулканогенными образованиями
		Блоковые	Экранированные разрывными нарушениями моноклинали
			Флексуры и структурные носы
			Бортовые и центральные части синклиналей
			Рифогенные образования
			Участки выклинивания коллекторов вверх по восстановлению пластов замещения проницаемых пород непроницаемыми
			Экранированные отложениями асфальта и битума
Лито-литологический	Залежи литологически экранированные	Шнурковые или рукавообразные	Песчаные образования ископаемых русел палеорек Прибрежно-дельтовые образования палеорек
			Песчаные валоподобные образования ископаемых баров
			Линзовидно или гнездообразно залегающие коллекторы среди непроницаемых пород
		Под несогласиями на тектонических структурах	Участки стратиграфических несогласий на антиклиналях или моноклиналях
			Участки эрозии рованной поверхности погребенных останков палеорельефа
			Выступы кристаллического фундамента
			Участки выклинивающихся пластов под стратиграфическими несогласиями
Стратиграфический	Залежи в коллекторах, срезанных эрозией и перекрытых несогласно залегающими слоями непроницаемых пород	Останцовые	
Лито-литологический	Залежи литолого-стратиграфических экранов	Выступовые	

Содержание отчета. В отчете следует отразить цель работы, привести краткое теоретическое обоснование, классификацию природных резервуаров, ловушек и залежей нефти и газа, скопировать структурную карту и профильный геологический разрез месторождения УВ, и, используя структурные карты и геологические разрезы определить типы природных резервуаров и ловушек согласно классификации И. О. Брода и Н. А. Еременко; используя классификацию А. А. Бакирова, сделать заключение о виде залежей УВ конкретного месторождения, представленного в задании.

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

Контрольные вопросы

1. Какие существуют классификации природных резервуаров?
2. Что такое ловушка нефти и газа?
3. На какие основные типы классифицируют ловушки?
4. Какие ловушки называются неструктурными и почему?
5. Перечислить классы залежей углеводородов, выделяемые по классификации А. А. Бакирова.
6. Какие залежи относятся к литологическому классу?
7. Какому классу залежей относится самое большое количество видов залежей?

Список литературы:

[1], [2], [3], [4], [5], [6]

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 7

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

Цель работы: Построение геологического разреза по данным бурения и приобретение навыков по выделению и прогнозу ловушек и залежей нефти и газа.

Формируемые компетенции:

Знать

- Задачи, которые позволяет решить геологический профильный разрез, (ОПК-7);

Уметь

- Построить геологический профильный разрез по данным пробуренных скважин (ОПК-7);

Владеть

- Навыками анализа разреза и прогноза ловушек и залежей нефти и газа (ОПК-3).

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 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.

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. 7.1).

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.

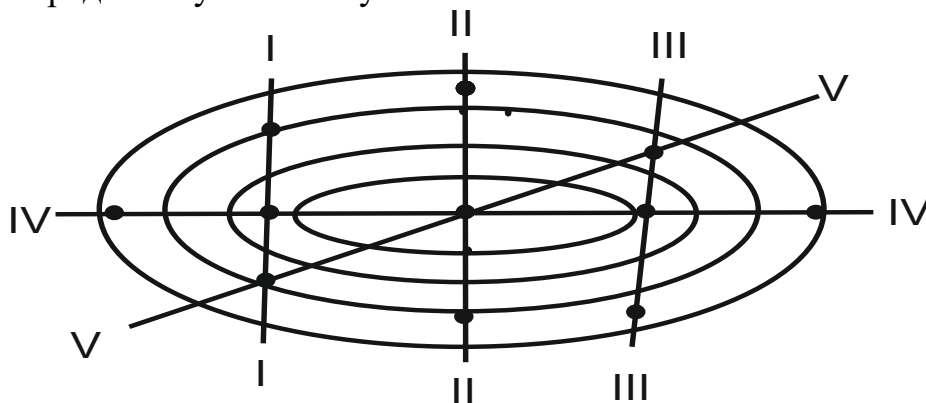


Рисунок 7.1 - Виды геологических профильных разрезов по направлению:

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

Скважины, расположенные вблизи линии геологического 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 инклинаограммы.

Оборудование и материалы. Данные для построения геологического профильного, миллиметровка, чертежные принадлежности.

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

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 № 7.1 Построение геологического профильного разреза по данным бурения скважин

Вариант 1

№№ скважин	1	3	4	5	7	10
расстояние между скважинами, м	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 скважинами, м	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 скважинами, м	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 скважинами, м	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 скважинами, м	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	-	-	-	-	-	-

Вариант 6

№№ скважин	1	6	3	8	2	9
расстояние между скважинами, м	359	231	152	222	355	
альтитуда, м	77	29	41	58	49	16
Абсолютная отметка кровли пласта, м						
N ₂	-85	-39	0	-32	-88	-108
N ₁	-201	-155	-116	-148	-204	-224

Р	-404	-358	-319	-351	-407	-427
К ₂	-574	-528	-489	-521	-577	-597
К ₁	-654	-608	-569	-601	-657	-677
Ј ₃	-784	-738	-699	-731	-787	-807
Забой	-818	-754	-749	-820	-853	-898
Разрывное нарушение	-	-143	-526	-712	-	-

Вариант 7

№№ скважин	4	1	7	9	2	3
расстояние между скважинами, м	241	317	265	308	422	
альтитуда, м	21	29	62	89	50	28
Абсолютная отметка кровли пласта, м						
N ₂	-91	-61	-35	0	-51	-94
N ₁	-191	-161	-135	-102	-151	-195
Р	-347	-317	-291	-256	-307	-350
К ₂	-527	-497	-471	-436	-487	-530
К ₁	-607	-577	-551	-516	-567	-610
Ј ₃	-614	-608	-626	-594	-625	-705
Забой	-645	-636	-653	-615	-657	-727
Разрывное нарушение	-	-	-	-	-	-

Вариант 8

№№ скважин	1	4	2	6	10	7
расстояние между скважинами, м	316	311	349	378	208	
альтитуда, м	13	41	57	99	92	48
Абсолютная отметка кровли пласта, м						
N ₂	-126	-85	-53	-18	-68	-95
N ₁	-329	-288	-256	-221	-271	-298
Р	-452	-411	-379	-344	-394	-421
К ₂	-526	-485	-453	-418	-468	-495
К ₁	-624	-583	-551	-516	-566	-593
Ј ₃	-698	-618	-624	-595	-664	-634
Забой	-715	-634	-643	-608	-682	-658
Разрывное нарушение	-	-	-	-543	-273	-

Вариант 9

№№ скважин	2	4	5	10	9	6
расстояние между скважинами, м	312	351	289	301	203	
альтитуда, м	11	38	89	113	86	39

Абсолютная отметка кровли пласта, м						
N ₂	-107	-80	-51	-12	-40	-76
N ₁	-232	-205	-176	-139	-165	-201
P	-321	-294	-265	-228	-254	-290
K ₂	-426	-399	-370	-333	-359	-395
K ₁	-634	-607	-578	-541	-567	-603
J ₃	-736	-670	-625	-602	-626	-620
Забой	-754	-692	-653	-615	-657	-637
Разрывное нарушение	-52	-258	-483	-604	-	-

Вариант 10

№№ скважин	4	6	3	14	10	9
расстояние между скважинами,	234	271	339	280	252	
альтитуда, м	12	48	93	106	88	79
Абсолютная отметка кровли пласта, м						
N ₂	-101	-57	-19	-5	-21	-29
P	-241	-197	-159	-125	-161	-169
K ₂	-331	-287	-249	-235	-251	-259
K ₁	-502	-458	-420	-406	-422	-430
J ₃	-594	-550	-512	-498	-514	-522
J ₂	-605	-590	-562	-522	-525	-606
Забой	-618	-603	-583	-536	-549	-623
Разрывное нарушение	-	-	-	-	-	-

Вариант 11

№№ скважин	6	9	4	5	7	8
расстояние между скважинами, м	300	220	350	215	240	
альтитуда, м	16	22	31	23	19	12
Абсолютная отметка кровли пласта, м						
N ₂	-70	-40	-20	-25	-65	-80
N ₁	-170	-133	-120	-125	-166	-179
P	-320	-283	-270	-275	-316	-329
K ₂	-440	-403	-400	-395	-436	-449
K ₁	-510	-473	-460	-465	-506	-519
J ₃	-570	-508	-503	-512	-583	-536
Забой	-600	-541	-512	-532	-601	-560
Разрывное нарушение	-	-190	-450	-	-	-

Вариант 12

№№ скважин	9	8	7	6	4	5
расстояние между скважинами, м	280	400	340	300	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	-315	-299	-298	-310	-335
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	-351	-190	-100	-	-	-

Вариант 13

№№ скважин	8	10	6	1	5	2
расстояние между скважинами, м	190	235	190	215	260	
альтитуда, м	17	49	74	41	19	7
Абсолютная отметка кровли пласта. м						
N ₂	-95	-50	-30	-25	-45	-100
P	-950	-630	-440	-470	-610	-735
K ₂	-1160	-950	-660	-705	-846	-954
K ₁	-1535	-1213	-1025	-1069	-1220	-1321
J ₃	-1800	-1486	-1289	-1341	-1483	-1589
J ₂	-1900	-1536	-1320	-1450	-1515	-1613
Забой	-1960	-1620	-1362	-1503	-1594	-1672
Разрывное нарушение	-	-250	-960	-1200	-	-

Вариант 14

№№ скважин	4	2	5	7	9	10
расстояние между скважинами, м	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 15

№№ скважин	5	8	6	4	3	1
расстояние между скважинами, м	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	-	-	-	-	-	-

Вариант 16

№№ скважин	1	6	3	8	2	9
расстояние между скважинами, м	359	231	152	222	355	
альтитуда, м	77	29	41	58	49	16
Абсолютная отметка кровли пласта, м						
N ₂	-85	-39	0	-32	-88	-108
N ₁	-201	-155	-116	-148	-204	-224
P	-404	-358	-319	-351	-407	-427
K ₂	-574	-528	-489	-521	-577	-597
K ₁	-654	-608	-569	-601	-657	-677
J ₃	-784	-738	-699	-731	-787	-807
Забой	-818	-754	-749	-820	-853	-898
Разрывное нарушение	-	-143	-526	-712	-	-

Вариант 17

№№ скважин	4	1	7	9	2	3
расстояние между скважинами, м	241	317	265	308	422	
альтитуда, м	21	29	62	89	50	28
Абсолютная отметка кровли пласта, м						
N ₂	-91	-61	-35	0	-51	-94
N ₁	-191	-161	-135	-102	-151	-195
P	-347	-317	-291	-256	-307	-350
K ₂	-527	-497	-471	-436	-487	-530
K ₁	-607	-577	-551	-516	-567	-610
J ₃	-614	-608	-626	-594	-625	-705
Забой	-645	-636	-653	-615	-657	-727
Разрывное нарушение	-	-	-	-	-	-

Вариант 18

№№ скважин	1	4	2	6	10	7
расстояние между скважинами, м	316	311	349	378	208	

альтитуда, м	13	41	57	99	92	48
Абсолютная отметка кровли пласта, м						
N ₂	-126	-85	-53	-18	-68	-95
N ₁	-329	-288	-256	-221	-271	-298
P	-452	-411	-379	-344	-394	-421
K ₂	-526	-485	-453	-418	-468	-495
K ₁	-624	-583	-551	-516	-566	-593
J ₃	-698	-618	-624	-595	-664	-634
Забой	-715	-634	-643	-608	-682	-658
Разрывное нарушение	-	-	-	-543	-273	-

Вариант 19

№№ скважин	2	4	5	10	9	6
расстояние между скважинами, м	312	351	289	301	203	
альтитуда, м	11	38	89	113	86	39
Абсолютная отметка кровли пласта, м						
N ₂	-107	-80	-51	-12	-40	-76
N ₁	-232	-205	-176	-139	-165	-201
P	-321	-294	-265	-228	-254	-290
K ₂	-426	-399	-370	-333	-359	-395
K ₁	-634	-607	-578	-541	-567	-603
J ₃	-736	-670	-625	-602	-626	-620
Забой	-754	-692	-653	-615	-657	-637
Разрывное нарушение	-52	-258	-483	-604	-	-

Вариант 20

№№ скважин	4	6	3	14	10	9
расстояние между скважинами, м	234	271	339	280	252	
альтитуда, м	12	48	93	106	88	79
Абсолютная отметка кровли пласта, м						
N ₂	-101	-57	-19	-5	-21	-29
P	-241	-197	-159	-125	-161	-169
K ₂	-331	-287	-249	-235	-251	-259
K ₁	-502	-458	-420	-406	-422	-430
J ₃	-594	-550	-512	-498	-514	-522
J ₂	-605	-590	-562	-522	-525	-606
Забой	-618	-603	-583	-536	-549	-623
Разрывное нарушение	-	-	-	-	-	-

Содержание отчета

В отчете следует отразить цель работы, краткое теоретическое обоснование, а также представить построенные профильные разрезы с обоснованием типа природного резервуара и с выделенными зонами возможного расположения ловушек углеводородов.

Контрольные вопросы

1. Для чего строят геологические профильные разрезы?
2. Какие данные необходимы для построения профильного разреза?
3. На основании каких критериев можно сделать вывод о возможном наличии ловушек?

Список литературы:

[1], [2], [3], [4], [5], [6]

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 8 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).

Формируемые компетенции

Знать

- Классификации залежей нефти и газа (по типу ловушек) (ОПК-3);

Уметь

- Определять различные типы залежей нефти и газа (ОПК-3);

Владеть

- Методикой построения залежей в профиле и плане (на структурной основе) (ОПК-3).

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.

Оборудование и материалы. Данные для построения геологического профильного, миллиметровка, чертежные принадлежности.

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

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, крышка - 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, крышка - глинистый известняк мощностью 50 м. Высота залежи - 40 м.

В) Сводовая газовая залежь с нефтяной оторочкой в пластовом резервуаре. Коллектор - песчаник мощностью 50 м, крышка - 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 крышка - 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, крышка - гипсово-соленосная мощностью 50 м. Высота залежи - 50 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 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, в т.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 90м, покрышка - глинистый известняк мощностью 30 м. Высота залежи -50 м.

В) Сводовая нефтегазовая залежь в пластовом резервуаре. Коллектор - доломит мощностью 60 м, покрышка - 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 покрышка - терригенные, мощностью -30 м. Высота залежи - 50м, вт.ч. газовой шапки - 15 м.

Б) Сводовая газоконденсатная залежь в массивном резервуаре. Коллектор - органогенный известняк мощностью 100 м, покрышка - гипсово-соленосная мощностью 50 м. Высота залежи - 60 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 14.

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

Б) Сводовая газонефтяная залежь в массивном резервуаре. Коллектор - доломит мощностью 90 м, покрышка - 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, покрышка - 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, 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 60 м, покрышка - глина мощностью 30 м. Высота залежи -110 м.

Вариант 16.

А) Сводовая нефтегазовая залежь в массивном резервуаре. Коллектор - известняк мощностью 100 м, покрышка - 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, покрышка - 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, покрышка - 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 50м, 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, крышка - 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.

Контрольные вопросы

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?

Список литературы:

[1], [2], [3]

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 9 ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ И ТЕМПЕРАТУР В ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ

Цель работы. Научиться строить графическую модель разреза площади с его термобарической характеристикой на основе данных, полученных при бурении структурной скважины (интервалы глубин залегания стратиграфических подразделений, замеренная температура, литологическая характеристика), а также по данным, характеризующим значения теплопроводности пород, коэффициента уравнений связи между соседними мощностями и коэффициента аномальности по разрезу.

В работе приведена методика расчета температурных параметров и параметров пластовых давлений.

Формируемые компетенции

Знать

- Методы прогнозирования пластовых давлений и температур (ОПК-3);

Уметь

- Применять необходимые формулы при прогнозирования пластовых давлений и температур (ОПК-3);

Владеть

- Методикой построения литологической колонки и графиков изменения давления и температуры с глубиной (ОПК-3).

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

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:

$$P_{пл} = H \cdot \rho \cdot 10^{-5}, \text{ МПа}, \quad (9.1)$$

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

ρ – плотность воды, кг/м³; (принимается равной 1050 кг/м³ до 1000 м и 1100 кг/м³ 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:

$$P_{пл} = H \cdot \rho \cdot 10^{-5} + \Delta P, \text{ МПа}. \quad (9.2)$$

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 МПа на 1м глубины, и составляет 0,017 – 0,02 МПа на 1м мощности пород по разрезу.

Приращение давления в элизионных системах определяют по формуле:

$$\Delta P = \frac{\Delta Q_{изб}}{\beta_{жс} \cdot V_0} \cdot 10^{-5}, \text{ МПа}, \quad (9.3)$$

где $\Delta Q_{изб}$ – превышение количества поступающей в пласт-коллектор воды, над количеством воды, удаляющейся из пласта в зоне разгрузки, м³;

β – коэффициент сжимаемости жидкости, м²/кг;

V_0 – общий объем жидкости в системе, м³.

Отношение сверхгидростатического давления ($P_{пл \cdot \text{СГПД}}$) к нормальному гидростатическому ($P_{пл \cdot н}$) 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 покрышке над резервуаром. Пластовое давление в нижележащем коллекторе принимается равным поровому в покрышке.

На сравнительно небольших глубинах пластовое давление рассчитывается как гидростатическое. Начиная с глубины 1000 метров, необходимо пользоваться коэффициентом аномальности, значения которого приведены в таблице 9.2. Расчет необходимо вести для подошвы каждого стратиграфического подразделения по формуле:

$$P_{пл} = P_{гидр} \cdot K_a, \text{ МПа.} \quad (9.4)$$

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:

$$\tau = \frac{g}{\lambda} = g \cdot \xi; g = \tau \cdot \lambda, \quad (9.5)$$

где τ – геотермический градиент;
 g – плотность теплового потока, Вт/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:

$$t_n = t_{n_0} + g \sum_{i=1}^n \frac{h_i}{\lambda_i} = \sum_{i=1}^n g \cdot \frac{h_i}{\lambda_i}, \quad (9.6)$$

где t_n – определяемая пластовая температура, °C;
 t_{n_0} – температура, замеренная на глубине H_0 , °C (из таблицы 9.2),
 h_i – толщина слоя однородного литологического состава, м.

Пусть имеется литологическая колонка площади (рисунок 9.1). Расчет необходимо начать с определения геотермического градиента по формуле:

$$\tau = \frac{\Delta T}{\Delta H} \cdot 100 \text{ м, } ^\circ\text{C}/100 \text{ м,} \quad (9.7)$$

где ΔT – приращение температуры от нейтрального слоя, залегающего на глубине 24 м, с постоянной температурой 16°C до замеренного значения t_{n_0} ;

ΔH – разность глубин от нейтрального слоя до глубины замера.

Затем из выражения (9.5) определяем величину плотности теплового потока, значения которой могут изменяться от 31 до 113 мВт/м².

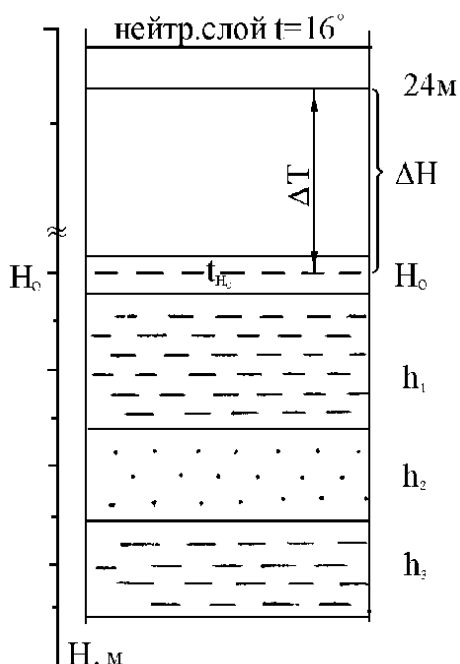


Рисунок 9.1 – Схематический литологический разрез

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 :

$$\Delta t = g \cdot \frac{h_1}{\lambda_1}, \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (9.8)$$

где h_1 – мощность пачки, м,

λ_1 – теплопроводность глинистых пород. Вт/м^{°C}.

Плотность теплового потока (g) для пород Предкавказья принята равной 50 мВт/м².

Тогда температура в подошве h_1 будет равна:

$$t_1 = t_{H_0} + \Delta t = t_{H_0} + g \cdot \frac{h_1}{\lambda_1}, \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (9.9)$$

Аналогично вычисляем значения температур в подошве всех литологических пачек разреза.

Значение теплопроводности пород (λ) для районов Предкавказья приведены в таблице 9.1, сведения о разрезе, вскрытом структурной скважиной, в таблице 9.2 (в 20 вариантах), литологическая характеристика вскрытых стратиграфических подразделений в таблице 9.3.

Таблица 9.1 – Значение теплопроводности пород (λ) для районов Предкавказья

Породы	Возраст	λ , Вт/м ^{°C}	Породы	Возраст	λ , Вт/м ^{°C}
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.

4. Выполнить необходимые расчеты прогнозируемых пластовых давлений и температур.

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

Таблица 9.2 – Литологическая характеристика стратиграфических подразделений

Стратиграфическое подразделение	Индекс	Литологический состав	Коэффициент К уравнивший связи между соседними 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	$K^{1a}+a$	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

Таблица 9.3 – Сведения о разрезе, вскрытом структурной скважиной

№ варианта	интервалы залегания стратиграфических подразделений, м						глубина замера температуры, м	значение температуры, °C
	четвертичная система Q	апшеронский ярус N ₂ ap	акчагыльский ярус N ₂ ak	ниж. и средне плиоценовый подотдел N ₂ ¹⁻²	мэотический ярус N ₁ ³ m	сарматский ярус N ₁ ³ sr		
1	0-80	80-256	256-641	641-1118	1118-1355	1355-1642	1570	71
2	0-135	135-483	483-892	892-1303	1303-1428	1428-1750	1686	75
3	0-57	57-396	396-748	748-1224	1224-1401	1401-1726	1705	79
4	0-112	112-444	444-871	871-1290	1290-1531	1531-1774	1762	82
5	0-96	96-248	248-617	617-1087	1087-1275	1275-1525	1520	73
6	0-77	77-312	312-769	769-1272	1272-1418	1418-1721	1690	78
7	0-106	106-402	402-805	805-1331	1331-1479	1479-1798	1750	76
8	0-69	69-201	201-596	596-1044	1044-1232	1232-1541	1530	74
9	0-123	123-556	556-899	899-1286	1286-1455	1455-1729	1720	77
10	0-72	72-378	378-623	623-1102	1102-1327	1327-1614	1600	76
11	0-94	94-331	331-551	551-1009	1009-1246	1246-1528	1510	70
12	0-58	58-247	247-487	487-966	966-1199	1199-1511	1490	72
13	0-132	132-527	527-848	848-1235	1235-1422	1422-1733	1700	79
14	0-101	101-470	470-805	805-1183	1183-1366	1166-1656	1620	74
15	0-85	85-369	369-643	643-1077	1077-1281	1281-1575	1550	70
16	0-73	73-291	291-511	511-939	939-1157	1157-1462	1440	65
17	0-127	127-525	525-902	902-1414	1414-1633	1633-1925	1880	87
18	0-66	66-311	311-664	664-1212	1212-1402	1402-1688	1670	79
19	0-99	99-448	448-735	735-1341	1341-1577	1577-1859	1830	86
20	0-138	138-798	498-813	813-1369	1369-1613	1613-1901	1875	82

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 предоставить отчет и ответить на вопросы, предложенные преподавателем.

Вопросы для защиты работы.

1. Что влияет на создание пластового давления в инфильтрационных и элизионных геодинамических системах?
2. Как образуется сверхгидростатическое пластовое давление (СГПД)?
3. Что такое плотность теплового потока, и от чего она зависит?
4. Что такое геотермический градиент, и как он рассчитывается?

Список литературы:

[1], [2], [3], [5], [6]

Список рекомендуемой литературы

Основная литература:

1. Ермолкин, Виктор Иванович. Геология и геохимия нефти и газа : учебник / В. И. Ермолкин, В. Ю. Керимов. - М. : Недра, 2012. - 460 с. : ил. - Гриф: Рек. МО. - Библиогр.: с. 458. - 1500 экз. - ISBN 978-5-8365-0381-09.
2. Матвеев, Алексей Алексеевич (д-р геол.-минерал. наук). Геохимические методы поисков месторождений полезных ископаемых : учебник : для студентов, обучающихся по направлению 020300 - Геология, [и по специальности 020303 "Геохимия"] / А.А. Матвеев, А.П. Соловов ; МГУ им. М.В. Ломоносова, Геол. фак. - Москва : Университет книжный дом, 2011. - 563 с. : ил. ; 21 см. Библиогр.: с. 532-545 (165 назв.). - Предм. указ.: с. 546-563. - 500 экз. - ISBN 978-5-98227-792-3.

Дополнительная литература:

3. Мстиславская Л.П. Сборник лабораторных работ по геологии нефти и газа. Методические указания для студентов негеологических специальностей/Л.П. Мстиславская, М.И. Трунова- РГУ нефти и газа, 2007. – 76 с.
4. Недоливко Н.М. Исследование керна нефтегазовых скважин: учебное пособие./ Н.М. Недоливко.- Томск: Изд-во ТПУ, 2006. 170 с.
5. Геология и геохимия нефти и газа [Текст] : учебник / О. К. Баженова [и др.] ; под ред. Б. А. Соколова. - М.: Изд-во МГУ, 2000. - 384 с. - Библиогр. с. 381. - ISBN 5-211-04212-3
6. Геология и геохимия нефти и газа: учебник / О. К. Баженова, Ю. К. Бурлин, Б. А. Соколов, В. Е. Хаин ; под ред. Б. А. Соколова ; Моск. гос. ун-т им. М.В. Ломоносова. - 2-е изд., перераб. и доп. - М. : Изд-во Московского ун-та : Изд. центр "Академия", 2007