

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ  
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

# **ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА**

## **ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ**

Направление подготовки 21.03.01 – Нефтегазовое дело  
Профили подготовки: «Бурение нефтяных и газовых скважин»,  
«Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Бакалавриат

Ставрополь  
2015

УДК 553 (075.8)  
ББК 33.36 я73  
Г 35

Печатается по решению  
редакционно-издательского совета  
Северо-Кавказского федерального  
университета

**Г 35 Геология нефти и газа:** лабораторный практикум / авт.-сост.:  
Гридин В. А., Туманова Е. Ю., Рожнова А. А., Голованов М. П. –  
Ставрополь: Изд-во СКФУ, 2015. – 91 с.

Лабораторный практикум содержит описание классификаций каустобиолитов битумного и угольного рядов, состав и физико-химические свойства нефтей и газов, типизацию нефтей и природных газов, происхождение нефти и горючих газов. Определяются генетические типы рассеянного органического вещества, и содержание органического углерода ( $C_{орг}$ , %), хлороформенного (ХБА, %) и спиртобензольного (ДСББ, %) битумоидов.

Предназначено для студентов, обучающихся по направлению подготовки 210301 – Нефтегазовое дело, по профилям подготовки: «Бурение нефтяных и газовых скважин», «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти».

УДК 553 (075.8)  
ББК 33.36 я73

#### **Авторы-составители:**

д-р геол.-минерал. наук, профессор **В. А. Гридин**,  
канд. геол.-минерал. наук, доцент **Е. Ю. Туманова**,  
канд. геол.-минерал. наук, доцент **М. П. Голованов**,  
ассистент **А. А. Рожнова**

#### **Рецензенты:**

д-р техн. наук, профессор **А.-Г. Г. Керимов**,  
канд. техн. наук, доцент **Ю. К. Димитриади**

© ФГАОУ ВПО «Северо-Кавказский  
федеральный университет», 2015

## ВВЕДЕНИЕ

Целью освоения дисциплины является формирование набора компетенций будущего специалиста в области обучения, воспитания и развития, соответствующих целям направления подготовки 21.03.01 – Нефтегазовое дело, для профиля подготовки «Бурение нефтяных и газовых скважин», «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти».

Для освоения дисциплины поставлены следующие задачи:

1. Дать основные представления о составе, условиях образования и физико-химических свойствах нефтей и горючих газов;
2. Помочь студентам анализировать и обобщать фактические данные исследования пород, флюидов, а также выявлять благоприятные условия формирования и размещения зон скопления ресурсов углеводородов в различных геологических обстановках;
3. Рассмотреть методику обработки геохимической информации и использовать эти данные для прогнозирования нефтегазоносности недр.

Дисциплина «Геология нефти и газа» относится к математическому и естественнонаучному Б2 циклу базовой вариативной (обязательной) части (Б2.В.ОД.3).

Компетенции обучающегося, формируемые в результате освоения дисциплины:

- способность к самоорганизации и самообразованию (ОК-7);
- способность использовать основные законы естественнонаучных дисциплин в профессиональной деятельности, применять методы математического анализа и моделирования, теоретического и экспериментального исследования (ОПК-2);
- владение основными методами, способами и средствами получения, хранения, переработки информации, работать с компьютером как средством управления информацией (ОПК-4).

Владение дисциплиной позволяет изучать методы корреляции в системах нефть–нефть, нефть–рассеянное органическое вещество на основе относительного содержания углеводородов-биомаркеров и преобразованных углеводородов.

## ЛАБОРАТОРНЫЕ РАБОТЫ

### 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.* Данная работа направлена на формирование компетенции ПК-7 ОПК-2, т. е. способностью к самоорганизации и самообразованию, использование основных законов естественнонаучных дисциплин в профессиональной деятельности, применение методов математического анализа и моделирования, теоретического и экспериментального исследования.

#### 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» – горячий, «литос» – камень, «биос» – жизнь, т. е. горячий камень органического происхождения. Каустобиолиты относятся к органогенным горным породам – биолитам (рис. 1).



Рис. 1. Положение каустобиолитов среди горных пород (по И. О. Броду и И. А. Еременко)

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.

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. 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. Стрелки, направленные от правого блока угольной ветви к нефтяной, указывают на генетические связи каустобиолитов нефтяного (битумного) ряда с морскими и пресноводными сапропелями, минеральными осадками, обогащенными органическим веществом отложений озер и морских водоемов. Правый блок этой ветви отвечает минералам группы озокерита, образующимся в результате выветривания парафинистых нефтей. На противоположной стороне этой ветви показан переход тяжелых смолистых нефтей нафтено-ароматического типа к асфальтам и далее к асфальтитам, керитам, антраксолитам, отвечающим определенной степени метаморфизма.

Левая ветвь схемы отвечает каустобиолитом угольного ряда, начинаясь с практически неизменного растительного вещества –

сапропелей и сапропелитов, а также торфа. Для образования торфа необходимо накопление и сохранение большого количества остатков высших растений, причем очень важную роль здесь играют климат и тектоника. В благоприятных условиях процессы преобразования органического вещества происходят в кислой среде, при низких температурах и влажности. Благодаря нисходящим тектоническим движениям скорость накопления растительных осадков увеличивается и органические остатки, находящиеся в стоячей воде перекрываются органическими остатками и минеральным обломочным материалом, образовавшимися позднее. Этому процессу сопутствует возникновение анаэробной среды, и окислительная обстановка постепенно сменяется на восстановительную. Активно развивающиеся микроорганизмы разлагают целлюлозу, а в анаэробных условиях – лигнин. Лигнин – это сложный полимер, придающий жесткость и прочность древесине и защищающий клеточные стенки, состоящие из целлюлозы, от микробных атак. Следует отметить, что если в торфе еще присутствует целлюлоза, то в бурых углях ее уже нет. Микроорганизмы играют активную роль в процессе образования торфа. На это указывает наличие в глубокопогруженных торфяных залежах углеводов, аминокислот, аминокислот и некоторых липидных компонентов, образование которых связывается с деятельностью микроорганизмов.

Как видно из схемы, конечные продукты метаморфизма горючих ископаемых как угольного, так и нефтяного ряда сближаются, и конечным продуктом метаморфизма как угольного ряда, так и нефтяного является графит, т. е. происходит общий процесс карбонизации материи.

#### *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/м<sup>3</sup>. 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 масляные, 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/м<sup>3</sup>), 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. *Кирьы* – группа природных битумов (мальты, асфальты, асфальтиты), образовавшиеся в результате выветривания в зоне выходов легких метановых и нафтеновых 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/м<sup>3</sup>.

2.3. *Асфальт* – твердое или вязкое природное вещество почти черного цвета. Растворяется скипидаром, хлороформом, сероуглеродом. Плотность – 1000–1200 кг/м<sup>3</sup>. 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/м<sup>3</sup>, температура плавления – 100–200 °С) и более высокомолекулярные грэемиты (плотность – 1150–1200 кг/м<sup>3</sup>, 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/м<sup>3</sup>. 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/м<sup>3</sup>. 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/м<sup>3</sup>. При нагревании вспучивается или обугливается без спекания.

2.8. *Антаколит* – 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/м<sup>3</sup>.

### 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/м<sup>3</sup>. Горит коптящим пламенем.

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

**Указания по технике безопасности.** С самого начала работы в лаборатории студент должен приучить себя к аккуратности и вниманию.

Во избежание несчастного случая, поражения электрическим током, поломки оборудования, рекомендуется выполнять следующие правила:

1. Не входить в помещение, где находится лабораторное оборудование без разрешения лаборанта (преподавателя).

2. Не включать без разрешения осветительные приборы.

3. При несчастном случае или поломке оборудования позвать лаборанта (преподавателя). Знать где находится пульт выключения оборудования (выключатель, красная кнопка, рубильник).

4. Не трогать провода и разъемы (возможно поражение электрическим током).

5. Не допускать порчи оборудования.

6. Запрещается принимать пищу в лаборатории.

7. Запрещается работать в верхней одежде.

8. Запрещается бросать в раковины водопроводных кранов бумагу, битое стекло, карандаши и пр.

9. Так как занятия проходят в лаборатории «Общей геологии», где предполагается наличие химически активных реактивов (кислота, щелочи и т. д.), студентам следует быть осторожными с неизвестными жидкостями и внимательно следить за целостностью химической посуды.

При выполнении лабораторных работ следует внимательно следить за острыми предметами (треугольниками, линейками, карандашами, циркулями) во избежание травм.

При любых несчастных случаях необходимо тотчас обратиться к преподавателю. При особо серьезных случаях травм необходимо немедленно обратиться к врачу и вызвать скорую помощь.

Данные правила распространяются на все лабораторные занятия.

### **Задания**

1. Взять образец породы и описать его макроскопические характеристики: цвет, блеск, цвет черты, твердость, структуру и текстуру.

2. Описать поведение образца при растворении его в различных растворителях.

3. Описать характер горения образца породы.

4. На основе проведенных наблюдений определить название породы-каустобиолита.

5. Описать таким образом не менее 7 образцов пород-каустобиолитов, определить их тип в соответствии с классификацией Успенского–Радченко. Полученные результаты занести в таблицу 1.

Таблица 1

*Описание различных типов каустобиолитов*

№ п/п	наименование	цвет	цвет черты	блеск	твердость	структура	текстура	поведение в растворителе	горение	Ряд классификации Успенского- Радченко)

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

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

### **Контрольные вопросы**

1. К какому классу горных пород относятся каустобиолиты?
2. Каким образом меняется элементный состав каустобиолитов при повышении степени углекислотности?
3. Какие именно вещества являются исходными для образования каустобиолитов угольного ряда, нефтяного ряда?
4. Генетическая классификация каустобиолитов (по В. А. Успенскому и О. А. Радченко).

**Рекомендуемая литература:** 1.

## 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.* Данная работа направлена на формирование компетенции ПК-7, ОПК-4, т. е. способностью к самоорганизации и самообразованию, владение основными методами, способами и средствами получения, хранения, переработки информации, работать с компьютером как средством управления информацией.

### Теоретическая часть

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

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

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 субкавальных отложениях» (Н. Б. Вассоевич, 1967).

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 растворен-

ным 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 (таблица 2).

Таблица 2

*Элементный состав нефтей*

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

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

Углеводородную часть состава нефти образуют три основных 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) (рис. 3).

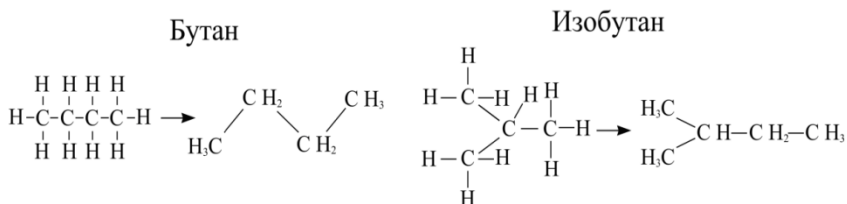


Рис. 3. Алкановые углеводороды

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

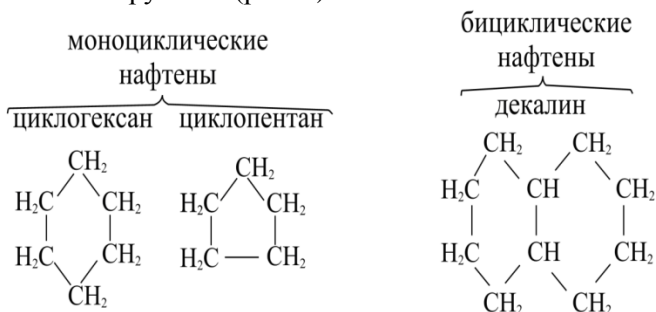


Рис. 4. Циклановые углеводороды

3. Арены (ароматические) – содержат в своей структуре бензольное кольцо. Делятся на моноарены (бензол и его гомологи – C<sub>n</sub>H<sub>2n-6</sub>), и полиарены (бициклические – C<sub>n</sub>H<sub>2n-12(14)</sub>; трициклические – C<sub>n</sub>H<sub>2n-14(16)</sub>). Являются ненасыщенными (непредельными) углеводородами.

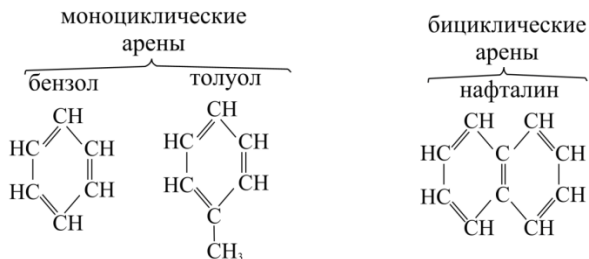


Рис. 5. Ароматические углеводороды

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

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

*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  $C_{16}$ .

Говоря о природных газах нужно рассмотреть их физические свойства. Прежде всего, это – *плотность газа*. Плотность газа зависит от его состава, давления и температуры. Она уменьшается с ростом температуры и увеличивается с повышением давления и молекулярной массы. Иногда используется так называемая относительная плотность. Безразмерная величина плотности газа к плотности воздуха. При атмосферном давлении и температуре  $0\text{ }^{\circ}\text{C}$  плотность углекислого газа равна 1,51, сероводорода – 1,17, а относительная плотность природных горючих газов будет зависеть от его состава и для газов  $C_1$ – $C_4$  меняться в пределах 0,55–2,07.

***Вязкость газа.*** Растет с уменьшением молекулярной массы и увеличением температуры и давления. Например, вязкость метана составляет около 0,01 мПа\*с, что в 100 раз меньше, чем вязкость воды. Это обуславливает его способность перемещаться в пористых и трещиноватых породах при перепаде давления.



**Растворимость газа в воде** зависит от его состава, температуры, давления и минерализации воды. Наибольшей растворимостью обладают полярные газы, вступающие в реакцию с водой, например, углекислый газ. Менее растворимы инертные газы, азот и углеводородные газы.

**Растворимость газа в нефти** выше, чем в воде и зависит от давления, температуры, состава газа и состава нефти. С увеличением давления растворимость газа в нефти увеличивается, а с повышением температуры – падает. Существует обратная зависимость между растворимостью газа в нефти и плотностью нефти: чем выше плотность – тем ниже растворимость. Уменьшается растворимость газа в нефти с увеличением в ее составе доли нафтеновых и ароматических углеводородов.

**Диффузия газов**, то есть проникновение его молекул в другие вещества, подчиняется закону Фика и происходит в направлении убывания концентрации вещества. Это обуславливает тепловым движением молекул. Скорость диффузии газа зависит от его концентрации, пористости, проницаемости, структуры порового пространства и размера пор вмещающих пород. С увеличением температуры скорость диффузии растет, но при прочих равных условиях уменьшается с ростом молекулярной массы. Диффузия играет большую роль в процессе формирования и переформирования скоплений углеводородов. Она участвует в эмиграции углеводородов из нефтегазоматеринских пород в породы-коллектора.

**Гидратообразование.** При низких температурах углеводородные газы при определенных условиях могут создавать с водой твердые растворы, которые называют газовыми гидратами.

В таблице 3 представлена классификация газов в осадочных породах.

Таблица 3

*Классификация газов осадочных пород*

Тип газов	Основные компоненты	Второстепенные компоненты	Микрокомпоненты
Нефтяных месторождений	CH <sub>4</sub> , тяжелые УВ (этан, пропан, бутан, и т. д.)	N <sub>2</sub> , CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S, He, Ar	H <sub>2</sub> , благородные газы (гелий, аргон, неон, ксенон, криптон и др.)

Газовых месторождений	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> – C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> , N <sub>2</sub> , CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S, He, Ar	H <sub>2</sub> , благородные газы
Угольных месторождений	CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub> , N <sub>2</sub> , H <sub>2</sub>	Тяжелые углеводороды, H <sub>2</sub> S, благородные газы
Болотные и торфяные	CH <sub>4</sub> , H <sub>2</sub> , N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> , CO, N <sub>2</sub> O, NH <sub>3</sub> , H <sub>2</sub> S
Соленосных отложений	CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub> S, C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> – C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	Благородные газы
Рассеянные в породах	CH <sub>4</sub> , CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> – C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> , H <sub>2</sub> S, N <sub>2</sub>	Благородные газы

### *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 – П<sub>1</sub>М<sub>1</sub>И<sub>1</sub>П<sub>1</sub>). 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. 4).

Таблица 4

*Группы нефтей, выделяемые по плотности*

Группа нефтей	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	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 мало-сернистая парафинистая имеет формулу I.2.С<sub>м1</sub>.С<sub>р1</sub>.Пр<sub>2</sub>.

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

1. По групповому углеводородному составу бензиновых и структурно-групповому составу фракций, выкипающих до 500°С (С<sub>а</sub>, С<sub>н</sub> и С<sub>п</sub> – молярное содержание углерода в ароматических циклах, нафтеновых и метановых УВ по данным кольцевого анализа) нефти делятся на:

- метановые (М), М>60 %, С<sub>п</sub>>60 %;
- нафтеновые (Н), Н>60 %, С<sub>н</sub>>50–60 %;
- метано-нафтеновые (МН), М+Н>60 % (М>Н>А), С<sub>п</sub>+С<sub>н</sub>>60 (С<sub>п</sub>>С<sub>н</sub>>С<sub>а</sub>);
- нафтено-метановые (НМ), М+Н>60 % (Н>М>А), С<sub>п</sub>+С<sub>н</sub>>60 % (С<sub>н</sub>>С<sub>а</sub>);
- метано-ароматические (МА), М+А>60 % (М>А>Н), С<sub>п</sub>+С<sub>а</sub>>60 % (С<sub>м</sub>>С<sub>а</sub>>С<sub>н</sub>);
- нафтено-ароматические (НА), Н+А>60 % (Н>А>М), С<sub>п</sub>+С<sub>а</sub>>60 % (С<sub>н</sub>>С<sub>а</sub>).

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

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

3. По содержанию серы:

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

4. По содержанию твердых парафинов:

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

5. По выходу бензиновых фракций (н.к. – 200<sup>0</sup> С):

- 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, М. И. Суббота, И. С. Старобинец и др.).

Химическая классификация природных газов, охватывающая наиболее часто встречающиеся в природе газы, разработана Н. А. Еременко и С. П. Максимовым (1953 г.). Согласно классификации, выделяются десять классов газов:

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

IX – углекисло-углеводородно-азотные газы,

X – равномешанные углеводородно-углекисло-азотные газы.

Для отнесения газа к тому или иному классу используют треугольную диаграмму (рис. 7).

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

$$\alpha = [c(C_{2+\text{высш}}H) / c(CH_4)] \cdot 100\%, \quad (1)$$

где  $\alpha$  – коэффициент жирности,

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

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

Таблица 5

*Классификация углеводородных газов И. С. Старобинца*

Тип газов	Показатель	Индекс
Коэффициент жирности газов		
Сухие	0,3–8	a <sub>1</sub>
Полужирные	8–20	a <sub>2</sub>
Жирные	20–30	a <sub>3</sub>
Высокожирные	>30	a <sub>4</sub>
Содержание азота, %		
Низкоазотные	<5	[N <sub>2</sub> ] <sub>1</sub>
Азотные	5–15	[N <sub>2</sub> ] <sub>2</sub>
Высокоазотные	15–30	[N <sub>2</sub> ] <sub>3</sub>
Аномально азотные	>30	[N <sub>2</sub> ] <sub>4</sub>
Содержание сероводорода, %		
Низкосернистые	<0,5	[H <sub>2</sub> S] <sub>1</sub>
Сернистые	0,5–2	[H <sub>2</sub> S] <sub>2</sub>
Высокосернистые	2–6	[H <sub>2</sub> S] <sub>3</sub>
Аномально сернистые	>6	[H <sub>2</sub> S] <sub>4</sub>
Содержание углекислого газа, %		
Низкоуглекислые	<2	[CO <sub>2</sub> ] <sub>1</sub>
Углекислые	2–10	[CO <sub>2</sub> ] <sub>2</sub>
Высокоуглекислые	10–20	[CO <sub>2</sub> ] <sub>3</sub>
Аномально углекислые	>20	[CO <sub>2</sub> ] <sub>4</sub>

Содержание гелия, %		
Низкогелиеносные	<0,1	[He] <sub>1</sub>
Гелиеносные	0,1–1	[He] <sub>2</sub>
Высокогелиеносные	>1	[He] <sub>3</sub>
Содержание газового конденсата, г/м <sup>3</sup> (для газоконденсатных залежей)		
Низкоконденсатные	<50	КГ <sub>1</sub>
Конденсатные	50–200	КГ <sub>2</sub>
Высококонденсатные	>200	КГ <sub>3</sub>
Содержание газового бензина, г/м <sup>3</sup> (для попутного газа нефтяных залежей)		
Низкобензиновые	<50	БГ <sub>1</sub>
Бензиновые	50–200	БГ <sub>1</sub>
Высокобензиновые	>200	БГ <sub>1</sub>

Также, используя индексы, можно охарактеризовать тип газа формулой.

**Оборудование и материалы:** таблицы данных физико-химических свойств и состава нефтей и природных газов. Диаграммы компонентной классификации нефтей и химической классификации газов. Бумага формата А4, чертежные принадлежности.

**Указания по технике безопасности:** см. работу 1.

### Задания

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

2. Используя индексы, охарактеризовать тип нефти и записать ее шифр технологической классификации (промышленную формулу).

3. По данным группового углеводородного состава нефти нанести положение образцов на треугольную диаграмму Гиссо-Вельте (рис. 6) и определить класс нефти и эволюционную направленность превращения нефтей.

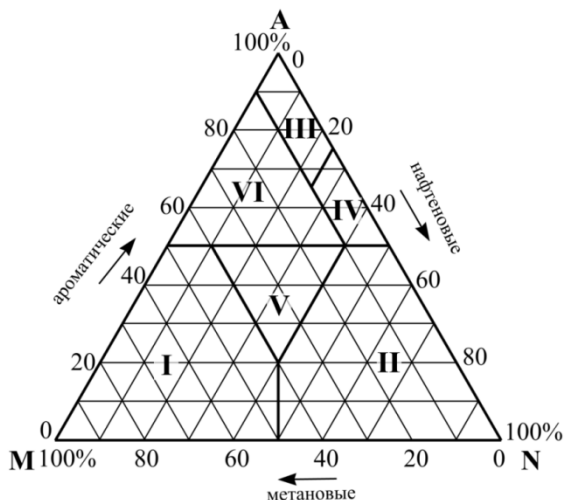


Рис. 6. Терцинарная диаграмма определения классов нефтей

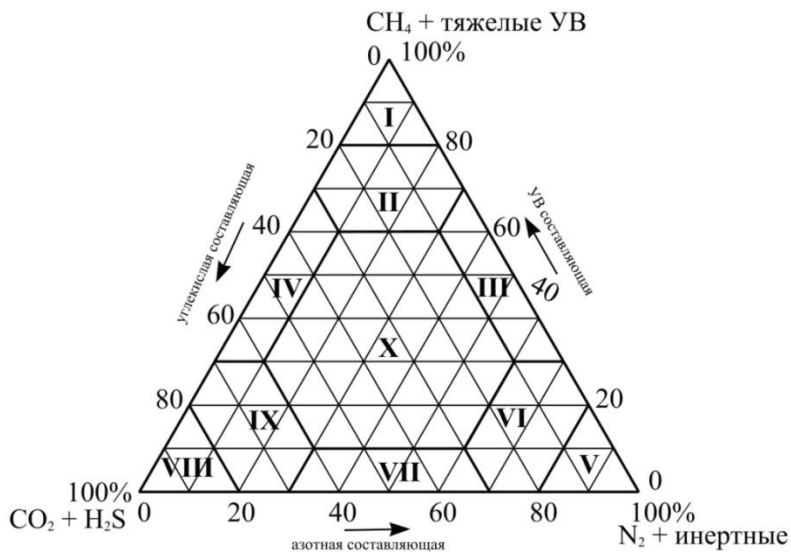


Рис. 7. Терцинарная диаграмма определения классов природных газов

4. Использую классификацию углеводородных газов И. С. Старобинца, определить тип газа для трех образцов различных месторождений согласно варианту заданий.

5. Используя индексы, охарактеризовать тип газа и записать его шифр технологической классификации.

6. По данным химического компонентного состава газов нанести положение образцов на треугольную диаграмму Еременко–Максимова и определить класс каждого газа.

### Варианты задания

Таблица 6

#### Состав углеводородных газов

Вариант	Месторождение, площадь	Возраст	Содержание, % объемные										Выход газоконденсата, г/м <sup>3</sup>
			СН <sub>4</sub>	С <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	С <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	С <sub>5</sub> H <sub>12</sub> +высшие	СО <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	He	
1.	Величаевское	J1	51,65	17,26	10,57	3,39	3,60	1,85	8,42	3,26	-	-	-
	Уренгойское	K2	98,32	0,11	0,03		0,02	0,00	0,02	1,50	-	-	0,3
	Собинское	V	65,87	4,11	2,07		0,72	1,98	0,14	25,11	-	-	-
2.	Байджановское	T1	52,53	17,31	11,70	2,45	4,72	4,44	5,00	1,85	-	0,048	-
	Коробковское	Сз-J1	87,10	3,50	2,40		1,70	3,60	0,20	1,50	-	-	140,0
	Астраханское	C2	54,10	1,92	0,93		0,44	0,35	17,90	1,98	22,38	-	400,0
3.	Колодезное	K1	46,74	16,94	15,22	3,46	5,92	4,23	2,96	4,53	-	-	-
	Оренбургское	P1	83,83	4,60	1,64		0,81	0,67	0,81	4,94	2,70	-	43,0
	Карачаганак	C	67,86	7,21	3,11		1,08	10,40	3,42	0,82	6,10	-	584,0
4.	Восточное	K2	88,50	6,40	8,40	4,80	8,50	3,62	1,55	1,13	-	-	-
	Горючкинское	Сз-P1	88,50	2,70	1,90		0,80	0,50	0,40	5,20	-	-	28,0
	Саман-Тепе	J3	90,50	2,15	0,30		0,10	0,05	0,00	0,40	6,50	-	18,0
5.	Приграничная	J2	47,32	15,30	15,20	2,35	5,10	4,18	8,00	2,55	-	-	-
	Совхозное	P1	79,10	6,40	3,60		2,20	4,80	0,50	3,40	-	-	202,0
	Уртабулак	J3	88,30	1,70	0,40		0,20	0,20	3,60	1,20	4,40	-	17,8
6.	Вуктыльское	Сз-P1	74,80	8,70	3,90		1,80	6,40	0,10	4,30	-	-	500,0
	Лак	J3	68,90	2,90	0,90		0,60	1,00	9,80	0,00	15,90	-	-
	Безводненское	T1	42,89	21,07	14,04	2,55	4,81	2,92	10,58	1,14	-	0,015	-
7.	Уренгойское	K1	81,30	6,90	3,00		1,10	6,70	0,40	0,60	-	-	349,0
	Величаевское	t2	49,30	19,33	12,80	2,77	4,61	3,81	5,06	2,32	-	0,016	-
	Окоток	D	45,24	0,61	0,10		0,11	0,15	10,41	3,27	40,11	-	-
8.	Северо-Ставропольское	P2	86,40	3,60	2,60		1,50	0,30	0,80	4,80	-	-	10,0
	Восточное	P2	40,16	20,92	16,94	3,49	6,10	3,56	7,72	1,11	-	-	-
	Ватертон	D	73,88	3,69	1,30		0,82	0,57	5,85	1,14	12,75	-	-
9.	Русский Хутор				11,30	3,30		1,70	8,60	2,70	3,30		700,0
	Граничное		32,05	21,56	17,11		3,04	6,06	4,05	14,4	1,73	-	-
	Поса-Крик	K	80,02	9,29	2,97		1,92	1,55	2,86	0,00	1,39	-	-
10.	Северное	T2	66,00	14,02	7,03	1,15	2,50	3,00	5,18	1,12	-	-	-
	Кедровское		88,89	2,05	0,20		0,00	0,00	3,10	1,20	4,56	-	-
	Мессояжское		99,16	0,05	0,02		0,01	0,00	0,64	0,12	-	-	-
11.	Зимняя Ставка		51,87	17,02	9,65	1,68	3,89	3,51	8,54	3,84	-	-	-
	Соляное	L1-K1	86,53	1,37	0,37	0,09	0,15	0,16	5,23	2,30	3,80	-	-
	Анастасиевско-Троицкое	N1	87,91	2,71	0,18		0,12	1,98	5,60	1,50	-	-	15,7



Продолжение таблицы 6

12.	Поварковское	T1	46,02	18,78	12,05	1,85	4,76	4,51	8,38	3,65	-	-	-
	Саратовское	C2-C3	80,82	5,42	1,06		0,26	0,16	3,20	3,78	5,30	-	-
	Соколовское	K1	74,50	10,00	4,00		2,00	0,50	6,00	3,00	-	-	223,0
13.	Пушкарское	T1	50,97	14,63	9,48	1,29	3,08	3,14	14,2	3,21	-	-	-
	Алегазовское	C1	74,58	10,3	1,12		0,81	0,48	0,40	11,7	-	-	-
	Каневско-Лебяжье		88,43	4,53	0,86		0,69	2,97	0,40	2,12	-	-	33,5
14.	Павловское	C2	54,70	9,70	3,20		1,00	0,40	0,00	30,4	0,60	-	-
	Бобровское	P1	82,70	4,61	3,80		1,22	0,63	0,21	6,58	-	-	-
	Кордонское	P1	78,60	6,70	2,90		1,00	0,30	0,50	10,1	-	-	100,0
15.	Кытасовское	C2	73,13	7,80	2,70		1,10	0,40	0,07	14,3	0,50	-	-
	Новоказанчинск	C2	51,70	4,20	1,40		0,50	0,20	0,00	42,0	-	-	-
	Оренбургское	P1+C2	83,69		1,53		0,84	1,58	0,57	6,23	1,75	-	76,3
16.	Баженовское	P1	53,50	6,70	3,00		0,90	0,30	0,10	35,5	-	-	-
	Антиповское	P1	92,00	3,15	1,60		0,97	0,98	0,49	0,50	0,31	-	-
	Беурдешик	I3	89,60	4,97	1,86		0,83	0,89	0,70	1,15	-	-	30,0
17.	Теребилловское	P1	47,60	8,40	1,30		1,10	0,80	0,80	39,2	0,80	-	-
	Кушевское	K1	87,97	5,27	1,55		0,56	2,69	0,35	1,61	-	-	41,0
	Карабиль	K1	89,47	1,26	0,09		0,01	0,38	0,03	4,88	3,88	-	-
18.	Фурмановское	C2	69,60	4,60	0,60		1,10	1,00	1,00	22,10	-	-	1
	Барса-Гельмес	N	91,80	3,16	1,72		1,30	1,50	0,10	0,42	-	-	-
	Палванташ	P3	47,60	10,60	9,80		8,70	5,60	12,10	5,60	1,10	-	-
19.	Кроссфилд	D	54,06	0,40	0,10		0,04	0,20	14,8	2,80	27,60	-	-
	Биби-Эйбат	N2	90,88	3,00	0,45		1,37	2,00	1,35	0,00	-	-	-
	Банка Жданова	N2	97,47	1,40	0,66		0,27	0,20	0,00	0,00	-	-	100,0
20.	Заманкул	к2	59,02	7,75	11,76		11,70	6,37	1,68	1,72	-	-	-
	Махачкалинское	к2	76,84	10,42	5,38		3,17	1,78	2,35	0,06	-	-	879,0
	Лесное	K2	37,14		21,48	2,99	8,52	5,62	3,10	0,46	-	-	-
21.	Ахлово	к2	54,13	14,50	14,50		9,84	4,25	2,17	0,61	-	-	-
	Карачаганак	P1	73,76	5,37	2,65	0,48	0,93	6,97	5,45	0,72	3,67	-	450,0
	Исимовское	P1-C	82,40	2,30	0,80		0,30	0,00	2,80	5,40	6,00	-	-
22.	Кеслеровское		64,36	8,27	10,15		8,67	4,89	2,44	1,22	-	-	-
	Безводненское	I2	56,56	14,19	8,02	1,60	2,60	3,56	10,25	-	-	-	-
	Ергачинское	с2	65,80	7,00	2,60	1,10	0,30	0,48	22,5	0,22	-	-	-

Таблица 7

## Физико-химические свойства и состав нефтей

Вариант	Месторождение, площадь	возраст	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Содержание, %			Выход фракции н. к. – 200 °С	Групповой углеводородный состав фракции н. к. – 200 °С, %			Структурно - групповой состав		
				серы	Смол и асфальтенов	Твердых парафинов		метановые	нафтеновые	ароматические	С <sub>n</sub>	С <sub>n</sub>	С <sub>n</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Селли		870,1	0,17	7,05	10,4	13,4	50,7	27,6	21,7	67,8	21	11,2
	Новодмитриевск		855	0,12	18,2	3,93	23,3	25,62	63,83	10,55	53,5	43	3,5
	Приграничное		826,3	0,227	15,04	6,3	25,5	51,00	38	11	68	27,3	4,7
2	Юбилейное		825,4	0,08	1,47	29,9	15	75,8	14,1	10,1	73,2	21,9	4,9
	Центральное поле		903	0,3	19,5	3,4	10,95	9,4	80	10,6	44,2	52,8	3,0
	Зимняя Ставка		796,6	0,02	1,1	28,4	26	71	15	14	86	12	2
3	Урожайненское		800,8	0,014	10,2	30,6	27	70	16	14	79	18	3
	Закумская		835,2	0,008	6,9	36,9	17	68	21	11	77	20	3
	Равнинная		888,6	0,4	14	7,5	15	39,6	58,8	1,6	53,5	39,9	6,6
4	Тортай		850	0,25	2,7	1,2	15	50,9	48,3	0,8	65,9	33,5	0,6
	Тенгиз		813,1	0,42	1,2	2,5	34,6	62,3	34,3	3,4	74,4	25,1	0,5
	Ушмола		905,2	0,55	7,9	2,8	12,2	38,5	56,7	4,8	60,8	38,6	0,6
5	Приграничное		823,1	0,02	5,81	19,18	23	64	25	11	75,4	19,4	5,2
	Шолькара		863,8	0,46	17	3,03	25	43,6	54,9	1,5	58,8	37,5	3,7
	Изербаш		789,3	0,04	2,51	3	48	62,3	22,6	15,1	74,4	18	7,6
6	Сарыбулак		848,1	0,41	13,4	2,3	23,1	46,3	51,7	2	49,9	35,6	14,5
	Узень		822	0,06	4,5	4,4	29	71	18	11	79,4	15,2	5,4
	Восточное		862,5	0,159	20,19	4,47	30,7	58,7	31,2	10,1	72,4	32,2	4,4
7	Восточно-Северское		843	0,21	14,8	2,98	27,6	32,79	56,55	10,66	57,6	38,5	3,9
	Восточно-Сухокумское		831,3	0,07	2,06	32,7	19	68,5	17,5	14	78	14,9	7,1
	Тенгиз		850	0,7	1,2	2	26	71,7	25,6	2,7	79,8	19,8	0,4
8	Зыбза-Глубокий яр		846	0,15	18	2,15	24,53	29,19	62,18	8,63	55,5	42	2,5
	Величаевское		830	0,06	6,59	35,88	16	63	26	11	74,8	20	5,2
	Арктическое		868	0,07	2,8	10,32	23	44,3	33,5	20,2	64,2	24,6	11,2
9	Холмское		862	0,24	21,64	4	23	27,18	66,83	5,99	54,4	44,8	0,8
	Колодезное		817	0,13	5,75	22,27	37,6	50,57	36,83	12,6	67,7	26,6	5,7
	Гаша		892	0,265	12,8	13,	7	48,4	32,8	18,8	66,5	24,1	9,4
10	Абино-Украинское		863	0,26	14,25	3,27	29,4	39,79	50,89	9,32	61,6	35,1	3,3
	Курское		812,9	0,098	4,4	5,96	41	67,88	9,78	22,34	77,6	10,2	12,2
	Верхнегугтейское		862	0,11	1,92	10,6	6	64	18	18	75,4	15,2	9,4

Продолжение таблицы 7

11	Азовское	856	0,15	23,52	2,61	22,4	24,06	66,03	9,91	52,6	44,3	3,1
	Советское	842,3	0,138	9,91	6,6	28	63	26	11	74,8	20	5,2
	Верхнеэчинское	812,8	0,1	3,01	13,4	38,4	57,5	28,3	14,2	71,7	21,4	6,9
12	Дебесское	896,4	3,67	29,26	0,7	1	23,86	38,87	37,27	52,5	27,8	19,7
	Махачкала	824,9	0,11	4,06	5,26	45	57,6	26,9	15,5	71,8	20,6	7,6
	Верхнеитутейское	851	0,09	2,63	5,75	10	57	28	15	71,4	21,2	7,4
13	Угловое	828	0,1	2	0,7	49,8	25,6	54,8	19,6	53,5	37,5	9,0
	Нейтинское	810	0,02	1,42	1,92	24	45,4	33,3	21,3	64,8	24,4	10,8
	Дебесское	849	0,76	11,4	5,48	27	53,45	23,59	22,96	69,4	18,6	12
14	Ростовщевское	823	0,08	1,64	3,07	33	67	23	10	77,1	18,2	4,7
	Дебесское	965,5	0,34	29,26	0,7	1	23,86	38,87	37,27	52,5	27,8	19,7
	Соколовское	904,5	1,35	29,93	3,54	17	46,89	20,96	32,15	65,6	17	17,4
15	Арктическое	821	0,03	2,03	4,58	26	44,6	44,5	11,9	64,3	31,2	4,5
	Соколовское	958	0,3	24,99	2,25	1	28,64	40,71	30,65	55,2	28,9	15,9
	Дебесское	854,7	0,83	13,96	6,27	27	46,35	27,79	25,86	65,3	21,1	13,6
16	Бованенковское	830	0,03	1,04	4,49	17	65	14	21	76	12,7	11,3
	Сивинское	955	0,33	28,27	0,95	5	15,55	55,64	28,81	47,7	38	14,3
	Очерское	965	0,2	20,22	0,58	1	37,44	33,65	28,91	60,2	24,7	15,1
17	Очерское	851,8	1,03	8,52	5,05	29	53,39	23,63	22,98	69,3	18,6	12,1
	Павлова Гора	850	0,63	10	1,2	40	34,21	52,91	12,88	58,4	36,3	5,3
	Майское	810	0,2	2,18	13	37	59	21	20	72,6	17	10,4
18	Арстановское	821	0,04	5,9	30	24	70,5	20	9,5	79,1	16,4	4,5
	Ямангойское	866	0,08	21,43	10,8	12	69	24	7	78,3	18,8	2,9
	Павловское	913	3,01	20,8	4,9	18	81,5	9	9,5	85,4	9,7	4,9
19	Северокочубеевская	809,8	0,03	0,97	21,4	26	68	19	13	80	16	4
	Сухокумская	891,9	0,26	21,32	27	10,1	54	30	16	64	22	14
	Новодмитриевское	825	0,1	14,08	4,32	33,56	36,25	49,1	14,65	59,6	34	6,4

**Содержание отчета.** В отчете следует отразить цель работы, привести краткое описание видов классификаций нефтей и природных газов, данные физико-химических свойств и состава нефтей и природных газов, классифицировать предложенные образцы нефтей и природных газов, построить треугольные диаграммы определения классов нефтей 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. По каким показателям классифицируют нефти?
2. Перечислить физические свойства нефтей.
3. Какие основные группы соединений формируют состав природных газов?

**Рекомендуемая литература:** 1, 2.

### 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.* Данная работа направлена на формирование компетенции ПК-7 ОПК-2, т. е. способностью к самоорганизации и самообразованию, использование основных законов естественнонаучных дисциплин в профессиональной деятельности, применение методов математического анализа и моделирования, теоретического и экспериментального исследования.

#### Теоретическая часть

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

Прежде чем войти в состав донных отложений, ОВ проходит длительный и сложный путь. В результате различных воздействий в осадок попадает органический материал, существенно отличающийся от исходного *живого вещества*.

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

Рассеянное ОВ разделяется на следующие фракции:

1. *Битумоиды*, растворимые в нейтральных органических растворителях (петролейный эфир, бензол, хлороформ, ацетон, спирт-бензол, сероводород), в состав которых входят метановые, нафтенновые 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» подра-

зумевают только генетическое единство, т. е. единство места образования битумоидов, тогда как время их образования, как правило, только частично соответствует времени захоронения ОБ в осадке. Понятие «автохтонный битумоид» подразумевает единство и места, и времени.

Если в ОБ содержатся лишь сингенетичные битумоиды, то ОБ не затронуто процессами нефтеобразования, а свиты с таким ОБ 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. Вассович, 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 ОБ 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 сингенетические битумоиды, утратившие вследствие первичной миграции наиболее подвижные компоненты, т. е. микронепфть. 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 ОБ остаточных битумоидов характеризует *нефтепроизводящие свиты*.

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

*Микробитумоиды (смешанные)* – это битумоиды, образованные путем смешения сингенетических автохтонных и эпигенетических битумоидов и обладающие промежуточными характеристиками.

Важным количественным показателем генерации УВ является не столько содержание битуминозных веществ в породе, сколько относительное содержание битумоидов в ОБ, определяемое величиной *битумоидного коэффициента  $\beta$* :

$$\beta = (C_{\text{бит}} / C_{\text{орг}}) \cdot 100, \quad (2)$$

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

Для сингенетических 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* ОБ проводится на основе химической и углепетрографической характеристик керогена.

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

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



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

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

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

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

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

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

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

На диаграмме Ван-Кревелена три типа керогена характеризуются соответствующими кривыми (рис. 8). Выделенные типы отличаются по характеру генерируемых УВ.

Сопоставление классификаций ОВ различными исследователями приведено в табл. 8.

В настоящее время широкое распространение в практике геохимических исследований и, в частности, для определения генетического типа ОВ, используют *тиролитический 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 ( $HI$ ):

$$HI = S_2 / TOC. \quad (3)$$

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  $C_{орг}$ ); IIIb тип – бедный ( $HI = 150–75$  мг УВ/г  $C_{орг}$ ); IIIc 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. 9).

Для установления катагенетической преобразованности ОВ используются определения *отражательной способности витринита* ( $R^0$ , %). Степень преобразованности керогена определяется также по величине пиролитического параметра  $T_{max}$ , которая хорошо коррелируется с определениями отражательной способности витринита. Французскими исследователями установлено, что  $T_{max} < 435$  °С соответствует значениям  $R^0 < 0,5$  % и говорит о незрелости ОВ (градация протокатагенеза – ПК). Интервал температур  $T_{max} = 435 – 460$  °С отвечает величине  $R^0$  от 0,5 до 1,15 % и соответствует «нефтяному окну» (градации мезокатагенеза – МК<sub>1</sub>–МК<sub>3</sub>). Интервал  $T_{max} > 465$  °С ( $R^0 > 1,15$  %) относится к газовой зоне (градации катагенеза – МК<sub>4</sub> – АК<sub>5</sub>).

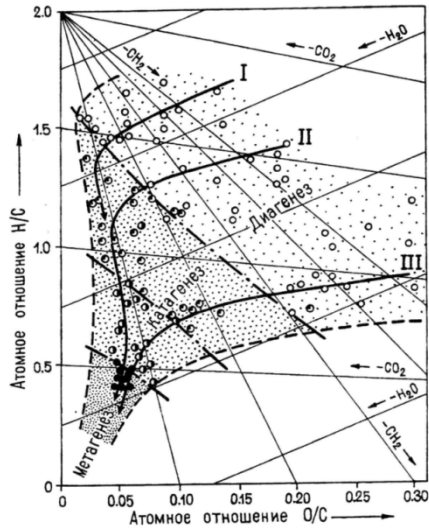


Рис. 8. Схема эволюции керогена (диаграмма Ван-Кревелена)

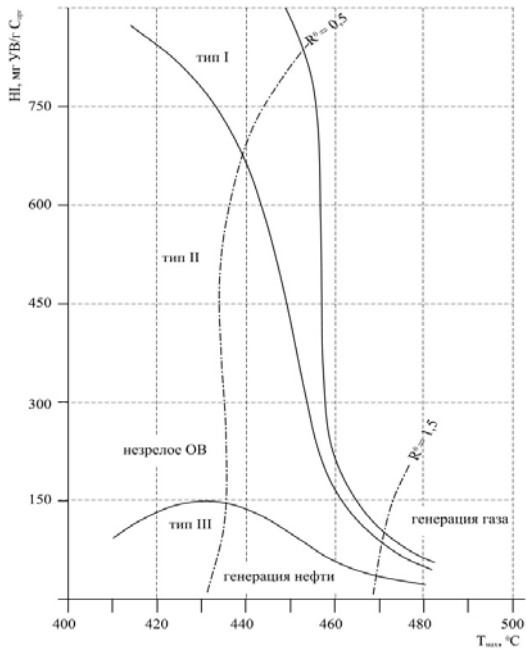


Рис. 9. Эволюционная диаграмма органического вещества, составленная по пиролитическим параметрам «Rock-Eval»

### Задания

1. Ознакомившись с теоретическим обоснованием, приступить к определению типа ОВ по химическому составу ( $H/C$ ,  $O/C$ ) и по пиролитическим параметрам ( $H_I$ ,  $T_{max}$ ), используя исходные данные выдаются преподавателем.

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

3. Выполнить графические построения по вариантам.

4. 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.

Таблица 8

*Сопоставление классификаций ОВ осадочных пород*

Традиционное деление ОВ по исходным организмам	Г. Потонье, 1920, 1934	Н. Б. Вассоевич, 1973–1976			Б. Тиссо, Ж. Эспиталье, 1973, 1975		
		Типы и подтипы сидикахит (СК)	Молекулярные структуры; комплекс биополимеров	Продукты генерации	Тип керогена	Исходное ОВ; молекулярные структуры; основные мацералы	УВ: <u>жидкие</u> газобразные
Сапропелевое ОВ (низшие растения и животный планктон)	Группы каустобиолитов по исходной органике и структуре тканей	Алиновый Алфиновый	Алифатические структуры; липидные комплексы, $H/C_{ат} = 1,5-1,8$	парафиновая нефть, жирные газы	I	Водоросли синезеленые, воски, высшие растения; алифатические структуры; альгинит	<u>0,4</u> <u>0,5</u>

Гумусовое ОВ (высшие наземные растения)	Липтобиолиты (защитные ткани растения, оболочки спор, воски, смолы, кутикулы)	Амикигоиновый	Гетероциклические и алициклические структуры; углеводно-белковые комплексы, $H/C_{ат} = 1,2-1,5$ ; $N = 5-6 \%$	нефть, газы	II	Фито- и зоопланктон, наземная растительность; алифатические и алициклические структуры; лейптинит	$\frac{0,2}{0,5}$
	Гумусовые образования (основные ткани растений, углеводы)	Арконовый	Конденсированные ареновые структуры; лигнино-целлюлозные компоненты, $H/C_{ат} < 1$	сухой метановый газ	III	Высшие наземные растения; полиароматические структуры; витринит, фюзенит	$\frac{0,1}{0,2}$

### Варианты задания

Таблица 9

#### Результаты физико-химических анализов ОВ

Вариант	Площадь	Скважина	Содержание химических элементов, %		
			С	Н	О+N+S
1	Аносовская	1	84,79	4,33	10,88
		2	85,27	10,43	4,3
		3	84,36	4,95	10,69
		4	82,37	10,53	7,1
		5	81,88	7,23	10,89
2	Архангельская	1	80,43	10,32	9,25
		2	85,06	3,99	10,95
		3	86,58	1,96	11,46
		4	86,5	10,77	2,73
		5	85,39	3,71	10,9

3	Довсунская	1	84,77	10,24	4,99
		2	81,8	7,5	10,7
		3	83,77	11,22	5,01
		4	85,22	2,93	11,85
		5	86,32	1,93	11,75
4	Емельяновская	1	86	11,8	2,2
		2	85,14	2,42	12,44
		3	84,93	11,75	3,32
		4	84,58	3,74	11,68
		5	85,56	11,45	3,17
5	Катериновская	1	84,87	10,7	4,43
		2	11,42	86,25	2,33
		3	85,44	3,56	11,00
		4	86,33	2,77	10,9
		5	84,1	10,9	5,06
6	Маньчская	1	83,32	7,06	9,62
		2	83,92	9,98	6,1
		3	84,5	10,95	4,55
		4	85,64	11,35	3,01
		5	85,8	2,5	11,7
7	Невинномысская	1	87	11,9	1,1
		2	81,24	9,1	9,66
		3	80,41	8,44	11,15
		4	83,87	6,93	9,2
		5	80,83	10,33	9,34
8	Нефтекумская	1	76,15	12,36	11,49
		2	83,6	6,4	10,00
		3	85,6	8,9	5,5
		4	84,5	3,2	12,3
		5	78	12	10
9	Орловская	1	93,4	1,5	5,1
		2	87,6	9,3	3,1
		3	81,8	13,5	4,7

		4	76	6,3	17,7
		5	85	4,3	10,7
10	Федоровская	1	86	11,8	2,2
		2	85,14	12,44	2,42
		3	84,93	3,32	11,75
		4	84,58	11,68	3,74
		5	83,69	4,74	11,57
11		1	82,41	11,6	1,4
		2	84,01	9,2	6,99
		3	88,37	8,43	11,16
		4	83,08	6,38	9,6
		5	86	10,22	9,43
12		1	94,3	1,7	5,6
		2	86,7	9,5	3,2
		3	88,1	13,7	4,8
		4	74	6,8	17,3
		5	83	4,8	10,4
13		1	75,61	12,33	11,53
		2	84,3	6,5	10,03
		3	85,7	8,4	5,8
		4	83,9	3,3	12,5
		5	76	11	9
14		1	83,04	10,22	9,52
		2	86,05	3,89	10,05
		3	88,56	1,94	11,06
		4	85,6	10,27	2,03
		5	83,59	3,21	10,19
15		1	87,74	10,44	4,29
		2	81,78	7,2	10,17
		3	84,47	11,32	5,15
		4	82,52	2,39	11,35
		5	83,62	1,56	11,25

Таблица 10

*Результаты пиролитических исследований ОБ*

Вариант	Площадь, скважина	Глубина, м	S <sub>2</sub> , мг УВ/г породы	ТОС, %	T <sub>max</sub> , °С
	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
11		900–925	6,3	2,2	432
		925–950	4,5	1,8	434
		950–960	6,0	2,0	425
		960–970	5,8	2,4	420
		970–990	3,6	3,0	436
		990–995	4,2	2,8	440
		995–1000	6,0	3,2	425
		1000–1010	4,8	3,3	415
		1010–1025	5,2	1,5	416
		1025–1040	4,5	1,8	436
12		215–230	5,3	2,3	432
		230–235	2,84	1,5	436
		235–250	3,6	1,8	444

		250–270	2,4	1,9	429
		270–280	2,5	2,4	437
		280–295	2,7	2,6	439
		295–305	4,8	2,7	440
		305–315	4,6	2,1	418
		315–325	2,6	2,0	416
		325–350	5,3	2,4	426
13		150–200	5,6	0,6	430
		200–250	0,6	0,8	436
		250–300	1,6	1,2	428
		300–350	5,2	1,3	440
		350–400	3,8	1,1	436
		400–450	6,4	0,8	434
		450–500	3,6	0,9	425
		500–550	2,1	1,4	436
		550–600	6,3	1,5	439
		600–650	8,5	1,6	444
14		720–730	0,39	2,41	426
		730–745	4,34	1,58	429
		745–755	1,99	1,37	427
		755–760	3,33	0,98	427
		760–780	6,32	0,85	430
		780–795	3,72	1,1	426
		795–810	3,29	0,39	422
		810–820	1,63	3,92	425
		820–835	2,94	1,65	428
		720–730	1,01	0,5	426
15		500–530	0,49	2,61	426
		530–540	4,54	1,55	429

	540–545	1,9	1,27	427
	545–555	3,3	0,48	427
	555–565	6,52	0,58	430
	565–575	3,22	1,41	426
	575–582	3,49	0,35	422
	582–595	1,73	3,02	425
	595–600	2,04	1,05	428
	600–610	1,10	0,51	426

Результаты определения генетического типа ОВ по данным физико-химического и пиролитического метода оформляются в виде таблиц (таблицы 11 и 12).

Таблица 11

*Анализ результатов физико-химических исследований ОВ*

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

Таблица 12

*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

**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.

### **Контрольные вопросы**

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

**Рекомендуемая литература:** 1, 2.

## 4. ИЗУЧЕНИЕ ПОРОД КОЛЛЕКТОРОВ И ФЛЮИДОУПОРОВ

*Цель работы:* изучить основные характеристики пород коллекторов и флюидоупоров, научиться определять их по образцам пород и описывать их макроскопические свойства. В предлагаемых методических указаниях дана краткая характеристика пород коллекторов и флюидоупоров, предложен порядок их макроскопического описания.

*Формируемые компетенции.* Данная работа направлена на формирование компетенции ПК-7, ОПК-4, т. е. способностью к самоорганизации и самообразованию, владение основными методами, способами и средствами получения, хранения, переработки информации, работать с компьютером как средством управления информацией.

### 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.). 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 зёрнами 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 называются 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-ракушняках.

*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 12.

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 12

*Классификация пустот и трещин*

Типы коллекторов	Гранулярные (поровые)	Трещинные	Каверновые	Биопустотные
Пустоты	порово-трещинные		трещинно-каверновые	внутрискелетные и межскелетные
	поры	трещины	каверны	
Породы	обломочные			
	карбонатные			
	изверженные		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 связанной воды, генерации из ОВ жидких продуктов и газов на определенной глубине возникают зоны разуплотнения. Какой-то участок породы, вследствие роста внутреннего давления, пронизывается системой трещин и, таким образом, возникает природный резервуар, ограниченный со всех сторон измененными породами. В кремнистых толщах создается биопустотный коллектор и происходит генерация углеводородов сходная с генерацией в глинистых толщах, нефтегазоносность здесь также сингенетичная.

В вулканогенных породах пустоты образуются при выходе газа из лавового материала или при вторичном выщелачивании. Нефтегазоносность таких пород всегда вторична. Нефтегазоносными также могут быть интрузивные и метаморфические породы фундамента. Природные резервуары возникают в них в результате выветривания, действия гидротермальных растворов и других вторичных изменений.

#### *Породы-флюидоупоры*

Флюидоупоры – это горные породы, плохо проницаемые для нефти, газа и воды. Те из них, которые непосредственно перекрывают залежи, называются «покрышками». Роль покрышек выполняют различные относительно плохо проницаемые породы: глины, аргиллиты, глинистые алевролиты, соленосные отложения.

Наиболее распространенными «покрышками» являются глины. Их экранирующие свойства зависят от состава, толщины и выдержанности, содержания песчаных и алевритовых частиц, вторичных изменений, трещиноватости. Большое значение для экранирующих свойств глинистых пород имеют находящаяся в них вода и органическое вещество (ОВ).

Лучшими «покрышками» считаются соленосные толщи, экранирующие свойства которых объясняются их повышенной пластичностью и кристаллическим строением. Однако пластичность

соленосных отложений резко снижается при наличии в них различных механических примесей. Меняет свою пластичность соль вблизи региональных разломов при неоднократных разнонаправленных тектонических движениях. В этом случае соли подвергаются периодическому уплотнению и разуплотнению и теряют свои пластические свойства, значительно упрочняются и становятся более хрупкими, в них появляются микроскопические трещины. В результате дальнейших тектонических движений трещины увеличиваются, из-за чего происходит переток газообразных, а в некоторых случаях – и жидких углеводородов из перекрытых соленосной толщей коллекторов, содержащих скопления углеводородов, в надсолевые отложения. В связи с широким распространением и хорошими экранирующими свойствами солей в подсолевых отложениях открыто огромное количество нефтяных и газовых месторождений. Есть среди них и гигантские, например, Оренбургское и Карачаганакское газоконденсатные месторождения, нефтяное месторождение Тенгиз и многие другие. Классификация слабопроницаемых пород-флюидоупоров, была разработана Э. А. Бакировым в 1996 г. (табл. 13).

Таблицы 13

*Классификация слабопроницаемых пород-флюидоупоров  
(по Э. А. Бакирову)*

По площади распространения	
Региональные	Распространены в пределах нефтегазоносной провинции или большей ее части
Субрегиональные	Распространены в пределах нефтегазоносной области или большей ее части
Зональные	Распространены в пределах зоны или района нефтегазонакопления
Локальные	Распространены в пределах отдельных месторождений
По соотношению с этажами нефтегазоносности	
Межэтажные	Перекрывают этаж нефтегазоносности в моноэтажных месторождениях или разделяют их в полиэтажных месторождениях
Внутриэтажные	Разделяют продуктивные горизонты внутри этажа нефтегазоносности

По литологическому составу	
Однородные (глинистые; карбонатные; галогенные)	Состоят из пород одного литологического состава
Неоднородные:	
-смешанные (песчано-глинистые; глинисто-карбонатные; терригенно-галогенные)	Состоят из пород различного литологического состава, не имеющих четко выраженной слоистости
-расслоенные	Состоят из чередования прослоев различных литологических разностей пород

«Покрышками» могут так же служить другие осадочные и магматические породы, обладающие изолирующими свойствами вследствие своей плотности (прочности, крепости). Они рассматриваются как плотностные флюидоупоры.

**Оборудование и материалы.** Коллекция пород-коллекторов и флюидоупоров, набор луп, чертежные принадлежности.

**Указания по технике безопасности:** см. работу 1.

### Задания

1. Выбрать из коллекции пород по два образца пород-коллекторов порового, кавернового, трещинного, биопустотного и смешанного типов, а также два образца пород-флюидоупоров.

2. Описать макроскопические параметры каждого образца по следующей схеме: название породы, цвет, структура, текстура, происхождение породы, вид пустотного пространства.

3. По результатам наблюдений составить таблицу 14.

Таблица 14

#### *Описание пород коллекторов и флюидоупоров*

Название породы	Цвет	Структура	Текстура	Происхождение	Тип коллектора	Флюидоупор
1	2	3	4	5	6	7

**Содержание отчета.** В отчете следует отразить цель работы, характеристики типов коллекторов, описать образцы пород из коллекции и представить результаты в виде таблицы 9.

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?

**Рекомендуемая литература:** 1, 2.

## 5. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ И ЛОВУШЕК

*Цель работы:* изучить нефтегазопромысловые классификации природных резервуаров и ловушек, научиться определять их типы по структурным картам и геологическим профильным разрезам месторождений нефти и газа. В указаниях приводится принятая в нефтепромысловой геологии классификация природных резервуаров и ловушек, а также описание различных типов резервуаров и ловушек.

*Формируемые компетенции.* Данная работа направлена на формирование компетенции ПК-7, ОПК-2, т. е. способностью к самоорганизации и самообразованию, использование основных законов естественнонаучных дисциплин в профессиональной деятельности, применение методов математического анализа и моделирования, теоретического и экспериментального исследования.

### 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 (табл. 15).

Таблица 15

*Классификация природных резервуаров  
(по И. О. Броду, Н. А. Еременко)*

Типы резервуаров	Стратиграфическая приуроченность коллекторов	Направление движения жидкостей и газов
Пластовый	Выдерживается	По напластованию
Массивный	Не выдерживается	По вертикали
Литологически ограниченный	Выдерживается	Локально, ограниченно

**Пластовый резервуар** представляет собой совокупность проницаемых пород-коллекторов, ограниченных у кровли и подошвы непроницаемыми породами (рис. 10). Как правило, пластовые резервуары представлены терригенными породами и хорошо выдержаны как литологически, так и по толщине на значительных территориях нефтегазоносных областей или частей провинций.

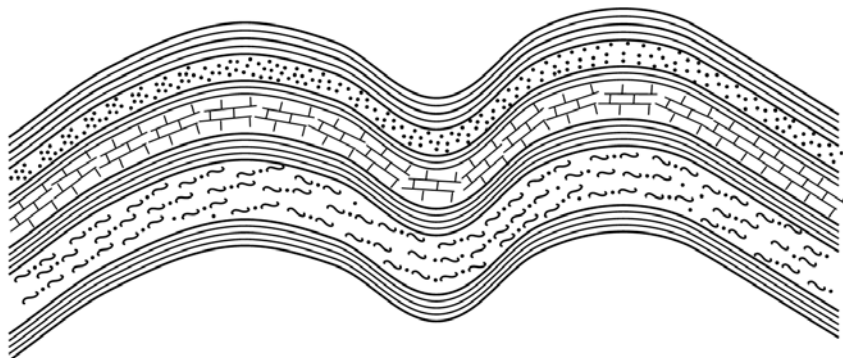


Рис. 10. Пластовый природный резервуар

**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, слагающих эрозионные выступы. Различают однородно массивные и неоднородно массивные природные резервуары (рис. 11а, 11б).

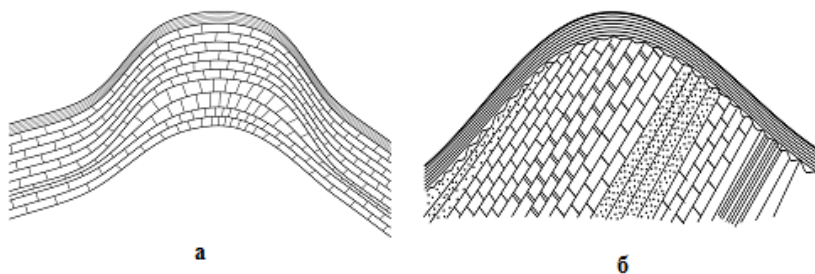


Рис. 11. Массивные природные резервуары:  
а) однородный массивный; б) неоднородный массивный

В большинстве случаев однородно-массивные резервуары встречаются в карбонатных отложениях (известняках и доломитах). Неодородно-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. 12). 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.

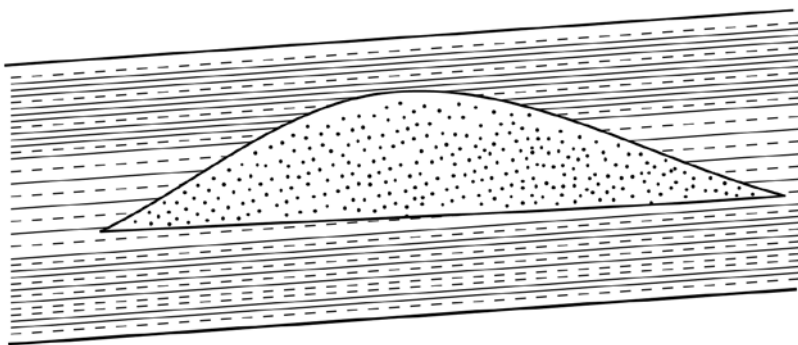


Рис. 12. Литологически ограниченный природный резервуар

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). При частом чередовании пластов-коллекторов и непроницаемых пород могут возникать условия для сообщаемости первых через зоны выклинивания (окна) непроница-

емых 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 нефти и газа*

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. 13а).

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. 13б).



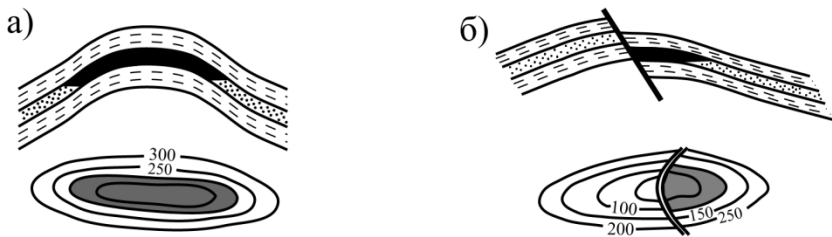


Рис. 13. Структурные ловушки: а) сводовая; б) тектонически экранированная

Формирование ловушек *литологического типа* обусловлено литологической изменчивостью пород-коллекторов: выклиниванием песков и песчаников по восстанию слоев (рис. 14), 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. 12); 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. 14б).

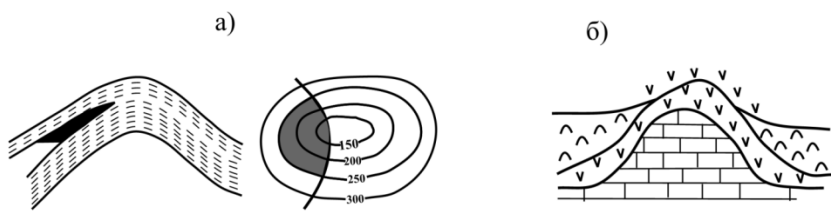


Рис. 14. Литологические ловушки: а) литологически экранированная; б) приуроченная к рифовому массиву

Ловушки *стратиграфического типа* возникают при несогласном перекрытии головных частей размытых пород-коллекторов непроницаемыми толщами (рис. 15).

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.

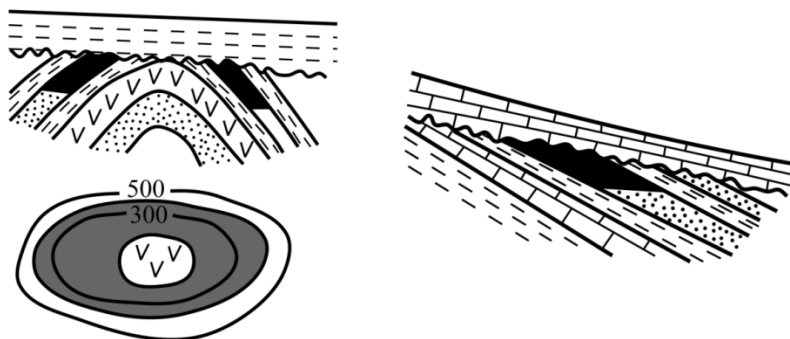


Рис. 15. Стратиграфически экранированные ловушки

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.

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

**Указания по технике безопасности:** см. работу 1.

### Задания

1. Изучить типы природных резервуаров и ловушек.
2. Схематично изобразить структурные карты и профильные геологические разрезы месторождений.

3. Используя структурные карты и геологические разрезы, определить типы природных резервуаров и ловушек, согласно классификации И. О. Брода и Н. А. Еременко.

**Содержание отчета.** В отчете следует отразить цель работы, привести краткое теоретическое обоснование, классификацию природных резервуаров и ловушек, скопировать структурную карту и профильный геологический разрез месторождения УВ, и, используя классификацию И. О. Брода и Н. А. Еременко, сделать заключение о типе резервуаров и ловушек месторождения.

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

### **Контрольные вопросы**

1. Какие существуют классификации природных резервуаров и ловушек?
2. В чем отличие пластового резервуара от массивного резервуара?
3. Что называют «линзовидными телами»?
4. Какие ловушки называются неструктурными и почему?

**Рекомендуемая литература:** 1, 2.

## **6. ПОСТОРЕНИЕ СТРУКТУРНЫХ КАРТ ГЛУБОКО ЗАЛЕГАЮЩИХ ГОРИЗОНТОВ МЕТОДОМ «СХОЖДЕНИЯ ЛИНИЙ» ПРИ НЕДОСТАТОЧНОЙ ИНФОРМАЦИИ ОБ ИХ ЗАЛЕГАНИИ**

*Цель работы:* используя метод «треугольников», провести интерполяцию значений от скважины к скважине в соответствии с выбранным сечением изохор, построить геологический профиль вкрест простираения выявленной структуры. Провести прогноз ловушек и залежей нефти и газа структурного класса на исследуемой территории.

*Формируемые компетенции.* Данная работа направлена на формирование компетенции ПК-7, ОПК-4, т. е. способностью к самоорганизации и самообразованию, владение основными методами, способами и средствами получения, хранения, переработки информации, работать с компьютером как средством управления информацией.

### **Теоретическая часть**

Нередко мы встречаемся с ситуацией, когда имеется достаточно надёжная структурная карта неглубоко залегающего (верхнего) горизонта, но из-за малочисленности пробуренных глубоко скважин невозможно построить структурную карту по более глубокому (нижнему) горизонту.

Однако такой горизонт может представлять интерес в нефтегазоносном отношении. Возможно, аналогичный горизонт на соседних площадях содержит нефть и газ. Поэтому необходимо выявить структурное положение глубокозалегающего горизонта на исследуемой площади.

Эту задачу можно решать, применив метод «схождения линий», и, не прибегая к бурению дорогостоящих глубоких скважин, построить структурную карту нижнего горизонта. Для этого необходимо иметь достоверную структурную карту по верхнему горизонту.

**Оборудование и материалы.** Структурная карта верхней (более молодой) геологической поверхности, построенная студентами по достоверным данным. Глубина залегания нижней поверхности по 2–4 скважинам.

**Указания по технике безопасности:** см. работу 1.

### **Задания**

1. Вначале определим закономерность изменения толщины отложений между верхней и нижней геологическими поверхностями по площади. По данным 2–4 глубоких скважин определим толщину как разность глубин залегания нижней (кровли  $K_1$ ) и верхней (кровли  $K_2$ ) поверхности. Эти значения подписывают у соответствующих скважин.

2. Используя метод «треугольников», проводим интерполяцию значений от скважины к скважине в соответствии с выбранным сечением изохор.

Изохоры – линии равных толщин между нижней и верхней геологическими поверхностями.

Одноимённые значения толщин соединяем плавными линиями (изохорами). Желательно изохоры выделить другим цветом (например, красным), отличным от цвета изогипс верхнего горизонта.

Используя систему изохор, можно спрогнозировать положение глубокозалегавшей поверхности по той части площади, где отсутствуют достоверные данные о глубине её залегания.

3. Находим точки пересечения (схождения) изогипс структурной карты верхней поверхности и изохор. В этих точках рассчитываем изогипсы кровли нижней поверхности, прибавляя к отметкам верхнего горизонта (по изогипсам) значения изохор. Например, в точке пересечения (схождения) изогипса имеет отметку -400 м, а изохора – значение -500 м. Отметка кровли нижнего горизонта в этом случае составит -900 м.

Другой пример: в точке пересечения изогипсы +150 м с изохорой -250 м значение изогипсы нижнего горизонта составляет -100 м.

В результате расчёта в каждой точке «схождения линий» будут получены значения абсолютных отметок кровли нижней поверхности.

4. Кроме того, рассчитываем и фактические данные отметок кровли нижнего горизонта по 2–4 скважинам, которые вскрыли нижний пласт. Подписываем эти отметки около соответствующих скважин.

5. Используя фактические и прогнозируемые (полученные «схождением») отметки, строим структурную карту нижней поверхности в соответствии с выбранным сечением изогипс. Сечение изогипс в этом случае должно быть аналогично сечению, использованному при построении структурной карты верхней геологической поверхности в целях проведения сравнительного анализа структуры верхнего и нижнего горизонтов.

6. Дать краткую характеристику выявленных структур (азимуты падения и простираия, амплитуды, характер наклона слоев и др.).

7. На основании структурных карт необходимо построить геологический профиль вкрест простираия выявленной структуры.

8. Провести прогноз ловушек и залежей нефти и газа структурного класса на исследуемой территории.

**Содержание отчета.** В отчете следует отразить цель работы, привести краткое теоретическое обоснование, построить структурные карты глубоко залегающих горизонтов. При защите работы студент должен представить отчет и ответить на вопросы, предложенные преподавателем.

### **Контрольные вопросы**

1. В чем заключается метод «треугольников»?
2. Какие залежи относятся к структурному классу?
3. Что такое «изохоры»?

**Рекомендуемая литература:** 1.

## **7. КЛАССИФИКАЦИЯ И ОСНОВНЫЕ ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА, МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА**

*Цель и содержание:* изучить нефтегазопромысловые классификации залежей нефти и газа, научиться определять их типы по структурным картам и геологическим профильным разрезам месторождений нефти и газа. В указаниях приводится принятая в нефтепромысловой геологии классификация залежей нефти и газа, а также их описание.

*Формируемые компетенции.* Данная работа направлена на формирование компетенции ПК-7, ОПК-2, т. е. способностью к самоорганизации и самообразованию, использование основных законов естественнонаучных дисциплин в профессиональной деятельности, применение методов математического анализа и моделирования, теоретического и экспериментального исследования.

### **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. Подразделение названных классов на группы, подгруппы и виды приведено в табл. 10.

**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. 16) формируются в сводовых частях локальных структур.

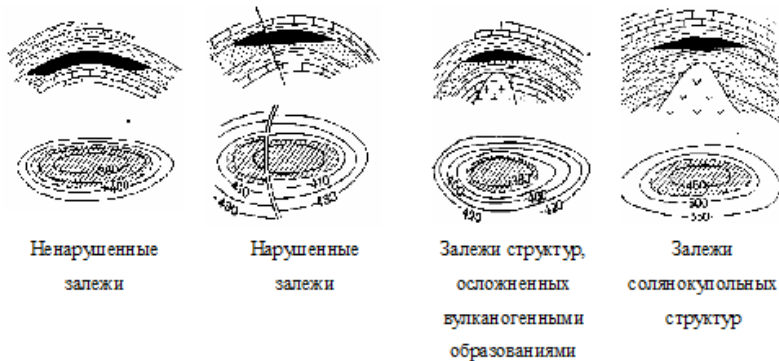


Рис. 16. Сводные залежи

*Висячие залежи* (рис. 17) 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.

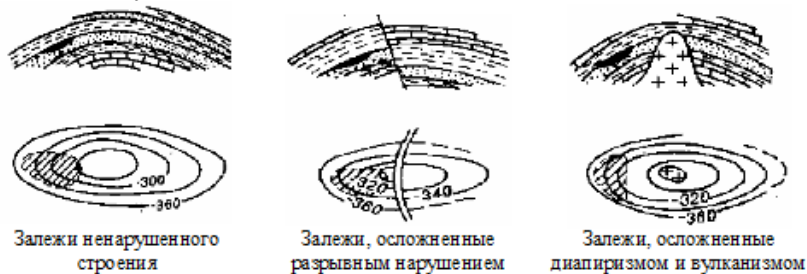


Рис. 17. Висячие залежи

*Тектонически экранированные залежи* формируются вдоль сбросов или взбросов, осложняющих строение антиклиналей (рис. 18). В зависимости от пространственного положения и ориентировки разрывных нарушений подобные залежи могут находиться в различных частях структуры: на своде, крыльях или периклиналях.



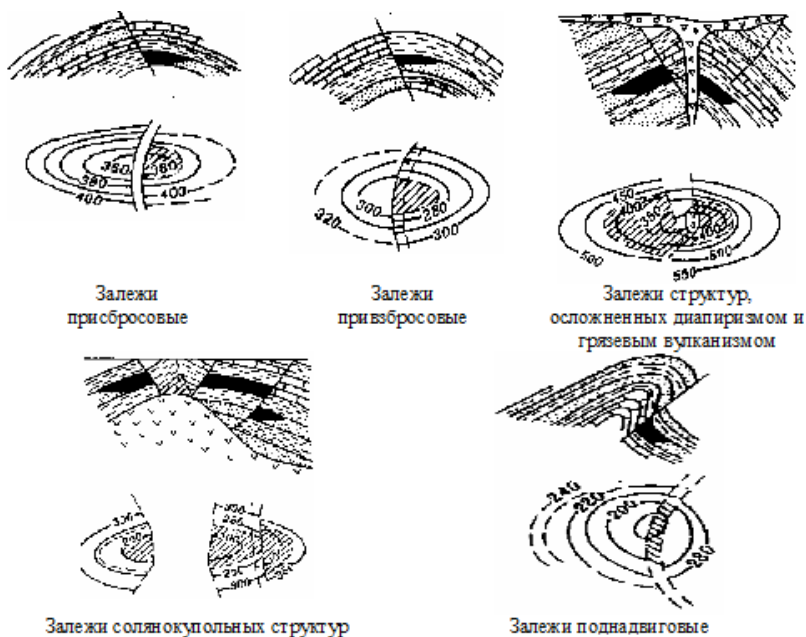


Рис. 18. Тектонически экранированные залежи

*Блочные залежи* (рис. 19) образуются в сильнонарушенных структурах, где амплитуда разрыва превышает мощность продуктивных пластов. *Приконтактные залежи* (рис. 20) образуются на контакте продуктивных горизонтов с соляным штоком, диапирным ядром или же с вулканогенными образованиями.

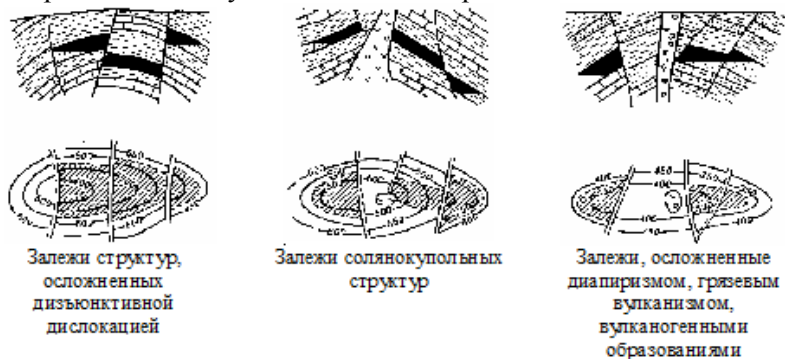


Рис. 19. Блочные залежи



Рис. 20. Приконтактные залежи

**Залежи, приуроченные к моноклиналям** (рис. 21). Они связаны с флексурными образованиями – структурными носами или же разрывными нарушениями, осложняющими строение моноклиналей (залежи нарушенных и ненарушенных моноклиналей).



Рис. 21. Залежи моноклинальных структур

**Залежи, приуроченные к синклиналям.** Формируются в пределах синклинальных структур (рис. 22) 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.

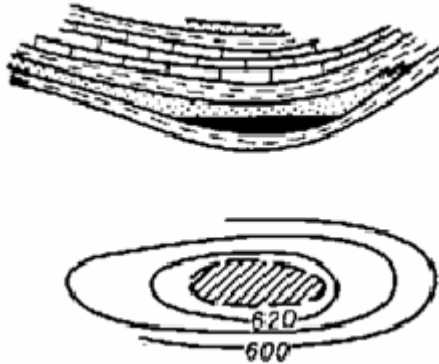


Рис. 22. Залежи синклинальных структур

**Залежи рифогенного класса.** Рифовые залежи нефти и газа образуются в теле рифовых массивов (рис. 23). 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.

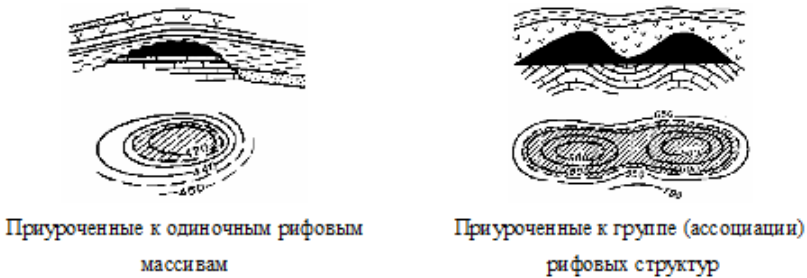


Рис. 23. Залежи рифогенного класса

**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. 24). К этой группе относят

также залежи сформировавшиеся экранированием нефтяной части отложениями, заполненными битумом (асфальтом).



Рис. 24. Литологически экранированные залежи

*Литологически ограниченные залежи* (рис. 25) 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).

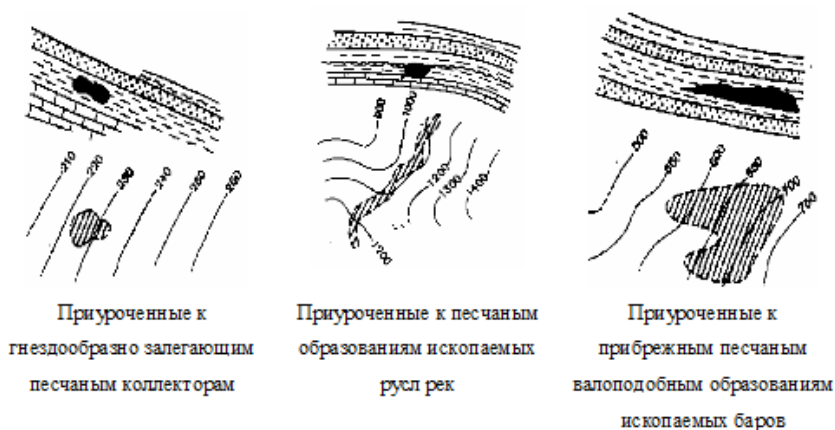


Рис. 25. Литологически ограниченные залежи

**Залежи стратиграфического класса** (рис. 26). 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).



Рис. 26. 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.

**Указания по технике безопасности:** см. работу 1.

### Задания

1. Изучить классы залежей углеводородов.
2. Схематично изобразить структурные карты и профильные геологические разрезы месторождений.

3. Используя структурные карты и геологические разрезы, определить виды залежей конкретных месторождений нефти или газа, опираясь на классификацию А. А. Бакирова.

**Содержание отчета.** В отчете следует отразить цель работы, привести краткое теоретическое обоснование, классификацию залежей нефти и газа, скопировать структурную карту и профильный геологический разрез месторождения УВ, и, 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. Перечислить классы залежей углеводородов, выделяемые по классификации А. А. Бакирова.

2. Какие залежи относятся к литологическому классу?

3. Какому классу залежей относится самое большое количество видов залежей?

**Рекомендуемая литература:** 1, 2.

## Классификация и основные генетические типы залежей УВ (по А. А. Бакирову)

Класс	Группа	Тип	Вид ловушки
Структурный	Залежи антиклиналей и куполов	Сводовые	Антиклиналь и купола простого ненарушенного строения;
			осложненные разрывными нарушениями;
			осложненные диапиризмом и грязевым вулканизмом
		Висячие	Солянокупольные структуры
			Структуры, осложненные вулканогенными образованиями
			Структуры: простого и сложного строения;
			осложненные диапиризмом;
		Тектонически экранированные	Грязевым вулканизмом
			Структуры, осложненные разрывными нарушениями;
			диапиризмом и грязевым вулканизмом;
Блоковые	Солянокупольные структуры, осложненные вулканогенными образованиями		
	Поднадвиговые структуры		
	Сильно нарушенные структуры		
	Пласты, экранированные: Соляным штоком, диапировым ядром или образованиями грязевого вулканизма,		
	вулканогенными образованиями		
Нарушенных моноклиналей	Нарушенных моноклиналей	Экранированные разрывными нарушениями моноклинали	
		Флексуры и структурные носы	
Залежи синклиналей	Залежи синклиналей	Бортовые и центральные части синклиналей	
		Рифогенные образования	
Рифогенный	Залежи рифовых массивов	Вываливающиеся или замещенных коллекторов	
		Экранированные асфальтом	
		Участки выклинивания коллекторов вверх по восстановлению пластов замещения проницаемых пород непроницаемыми	
Литологический	Залежи литологически экранированные	Шнурковые или рукавообразные	Экранированные отложениями асфальта и битума
			Песчаные образования ископаемых русел палеорек Прибрежно-дельтовые образования палеорек
		Баровые	Песчаные валоподобные образования ископаемых баров
			Линзовидные
Стратиграфический	Залежи в коллекторах, срезаемых эрозией и перекрытых несогласно залегающими слоями непроницаемых пород	Под несогласиями на тектонических структурах	Участки стратиграфических несогласий на антиклиналях или моноклиналях
		Останцовые	Участки эрозии рованной поверхности потребленных останцов палеорельефа
		Выступовые	Выступы кристаллического фундамента
Литолого-стратиграфический	Залежи литолого-стратиграфических экранов	Участки выклинивающихся пластов под стратиграфическими несогласиями	

## 8. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВРЕМЕНИ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

*Цель работы:* научиться определять время формирования залежей нефти и газа различными способами, в зависимости от комплекса имеющихся геологических данных. Кроме этого, определить ориентировочно положение нефтегазоматеринских толщ и направление миграции УВ.

*Формируемые компетенции.* Данная работа направлена на формирование компетенции ПК-7, ОПК-4, т. е. способностью к самоорганизации и самообразованию, владение основными методами, способами и средствами получения, хранения, переработки информации, работать с компьютером как средством управления информацией.

### Теоретическая часть

Процесс формирования залежей нефти и газа чрезвычайно сложен, состоит из нескольких этапов и стадий, которые не всегда удастся однозначно установить. Однако, от решения вопроса о времени образования скоплений зависит и общая оценка перспектив каждой территории. Отдельные ловушки и зоны нефтегазонакоплений могут оказаться пустыми, если они образовались после основной фазы миграции УВ.

В настоящее время известны несколько методов, позволяющих решить вопрос о возрасте залежей нефти и газа и определении положения нефтегазоматеринской толщи (НГМТ).

*Палеоструктурный метод* (К. А. Мошкович и др.) основан на предположении о том, что формирование залежи начинается с формирования ловушки, а заканчивается, когда емкость ловушки равна объему современной залежи. Время формирования ловушки определяется палеоструктурными построениями (анализом мощностей). Тектонически экранированные залежи формируются после формирования разрыва, стратиграфические – после накопления экранирующей толщи и т. д. Этот метод применим в основном для месторождений платформ.

*Метод давления насыщения* (А. Леворсен, В. Гассоу и др.) основан на допущении, что заполнение ловушки происходит при определенном насыщении нефти газом. Давление насыщения позволяет определить глубину залежи в момент формирования:

$$H = \frac{P_{нас}}{\Delta} \cdot 10^5, \quad (4)$$



где  $\Delta$  – средняя плотность воды в интервале глубин от 0 до  $H$  м ( $\Delta = 1150 \text{ кг/м}^3$ );

$P_{нас}$  – давление насыщения, МПа.

Глубина залегания залежи ( $H$ ) определяет мощность отложений, покрывающих залежь в период ее формирования.

Геохимический метод (А. Н. Резников) основан на оценке степени превращенности нефтей ( $\Pi_n$ ) в период их нахождения в зоне катагенеза, которая фиксируется по изменению относительного процентного содержания нафтеновых (Н), парафиновых (М) и ароматических (А) углеводородов в бензиновой фракции.

Коэффициент превращенности  $\Pi_n$  вычисляется по формуле:

$$\Pi_n = \frac{A \cdot M^3}{H^4}. \quad (5)$$

А. И. Резниковым установлена прямая связь между  $\Pi_n$  и произведением абсолютного возраста толщи ( $T$ ), заключающей нефть, на величину пластовой температуры ( $t_{пл}$ ), что позволило вывести уравнение регрессионной связи между  $\Pi_n$ ,  $T$ ,  $t_{пл}$ . Решив уравнение относительно абсолютного возраста, были получены формулы 6 и 7:

$$T_n = \frac{7450}{(0,242 + \frac{1}{\Pi_n}) \cdot t_{пл}} \pm 3 \text{млн.л} \quad (6)$$

$$T_r = \frac{1200}{(1,40 + \frac{1}{\Pi_n}) \cdot t_{пл}} \pm 2 \text{млн.л} \quad (7)$$

Выводы о наиболее вероятном ходе формирования залежи представляются в виде одного из трех вариантов.

Если геохимический возраст нефти (газа) соответствует абсолютному возрасту отложений, то нефть сингенетична продуктивной толще, формирование нефтяного скопления связано с латеральной миграцией. Если возраст нефти является более древним, чем вмещающие породы, то нефть образовалась ранее пород и попала в них в результате вертикальной миграции из подстилающих, более древних отложений. Если возраст нефти моложе возраста вмещающей толщи, это указывает на интенсивное разрушение залежи.

Значение коэффициента превращенности могут меняться в пределах от 0,1 до 80–90. Исходными данными для выполнения работы яв-

ляются групповой состав легких (бензиновых) фракций (н.к. до 200 °С) по скважинам, вскрывшим залежь, возраст вмещающих пород, пластовая температура (см. табл. 11).

*Объемный метод* (А. Леворсен) основан на предположении, что современные запасы газа соответствуют запасам в период полного заполнения ловушки, т. е. современный объем газа соответствует начальному, после заполнения ловушка только погружалась и потеря газа не было.

Зная современный объем газа и объем ловушки, можно рассчитать при каком давлении она была заполнена газом до предела, на какой глубине это произошло и в какое геологическое время ловушка природного резервуара находилась на вычисленной глубине.

Тогда, в соответствии с законом Бойля–Мариотта:

$$P_1 \cdot V_1 = P_0 \cdot V_0 \rightarrow \quad (8)$$

$$P_0 = \frac{P_1 \cdot V_1}{V_0} = \frac{H \cdot \Delta}{10} \rightarrow \quad (9)$$

$$H = 10 \cdot \frac{P_1 \cdot V_1}{V_0 \cdot \Delta}, \quad (10)$$

и в окончательном виде:

$$H = 10 \cdot \frac{P_1 \cdot V_1}{V_0 \cdot \Delta} \cdot K, \quad (11)$$

где  $P_1$  – современное пластовое давление на уровне ГВК, МПа;

$P_0$  – пластовое давление в момент заполнения ловушки, МПа;

$V_0$  – объем порового пространства ловушки в момент ее полного заполнения, км<sup>3</sup>;

$V_1$  – объем порового пространства резервуара, занятого газом при  $P$ , км<sup>3</sup>;

$H$  – глубина погружения гидрозамка залежи в момент окончания её формирования, км;

$\Delta$  – плотность воды;

$K$  – коэффициент, учитывающий изменение пластовой температуры, сжимаемости газа, уплотнение пород, глубину бассейна осадконакопления и плотность воды. Изменяется от 0,7 до 1,0 для залежей на глубине от 2 до 3 км.

Кроме описанных, время формирования залежей нефти и газа можно определить другими методами: минералогическим, историко-

геохимическим, гелий-аргоновым и др. Суть этих методов довольно хорошо изложена в опубликованной литературе.

**Оборудование и материалы.** Таблицы с вариантами заданий: данные о пластовых условиях и составе УВ месторождений, стратиграфические разбивки скважин. Бумага формата А4, чертежные принадлежности.

**Указания по технике безопасности:** см. работу 1.

### **Задания**

1. Используя данные таблиц 17 и 18, согласно выбранному варианту, подобрать фактические данные для выполнения необходимых расчетов по определению времени формирования залежи.

2. Определить время формирования залежи двумя методами; методы выбрать исходя из типа представленных фактических данных

3. По мере необходимости (в зависимости от материалов задания) строятся палеоструктурные карты, кривые погружения, графики изменения пластового давления с глубиной.

4. Полученные значения возраста соотносят с возрастом вмещающих пород по геохронологической таблице (табл. 19).

5. Сделать выводы о характере формирования залежи. Дать заключение об ориентировочном положении нефтегазоматеринских отложений и направлении миграции УВ.

Таблица 17

## Варианты заданий (пластовые условия)

Вариант	Месторождение	№ скважины	Возраст отложений	Групповой состав фракций н.к.-200°С			Пластовая температура, °С	Давление насыщения, МПа	Пластовое давление, МПа
				А	Н	М			
1.	Озек-Суат	95	J <sub>2</sub> IV	12,1	20,5	67,4	140	16,8	30,4
2.	Величаевское	26	J <sub>2</sub> IV	12,8	19,4	67,8	140	8,3	33,0
3.	Величаевское	29	J <sub>1</sub> VII	9,4	27,0	63,6	140	8,7	33,0
4.	Зимняя Ставка	84	J <sub>1</sub> VII	12,5	13,2	74,3	138	12,8	31,6
5.	Русский Хутор Северный	21	J <sub>2</sub> V	18,0	24,8	57,2	130	14,2	27,2
6.	Колодезное	31	J <sub>2</sub>	9,6	25,0	65,4	140	6,0	33,0
7.	Величаевское	13	T <sub>1</sub> nf	13,0	16,0	71,0	148	12,7	37,6
8.	Зимняя Ставка	41	T <sub>1</sub> nf	14,0	15,0	71,0	147	15,1	34,5
9.	Урожайненское	17	T <sub>3</sub> ng	14,0	16,0	70,0	148	17,9	38,0
10.	Совхозное	2	T <sub>1</sub> nf	16,0	15,0	69,0	151	20,3	39,0
11.	Закумская	1	T <sub>1</sub> md	11,0	21,0	68,0	150	25,2	37,0
12.	Колодезное	2	IV K <sub>1</sub>	12,1	25,8	62,1	128	7,1	26,0
13.	Колодезное	24	V K <sub>1</sub>	11,7	27,7	60,5	128	10,3	26,0
14.	Колодезное	14	VIII K <sub>1</sub>	12,8	31,0	56,2	130	9,3	27,0
15.	Колодезное	31	VII K <sub>1</sub>	11,6	25,9	62,6	128	6,0	26,0
16.	Колодезное	4	IX K <sub>1</sub>	12,5	29,9	57,6	129	12,5	26,5
17.	Величаевское	29	VIII <sub>2</sub> K <sub>1</sub>	12,6	28,0	59,5	130	8,7	27,0
18.	Правобережное	2	IX K <sub>1</sub>	11,3	26,5	62,3	130	18,8	27,0

Таблица 18

## Варианты заданий (стратиграфические разбивки разреза скважин)

Вариант	Месторождение	скв	Возраст отложений								Забой
			N	P	K <sub>2</sub>	K <sub>1</sub>	J <sub>2</sub>	J <sub>1</sub>	T		
1	Озек-Суат	95	806	2378	2618	3278	-	3308	3323	3386	
2	Величаевское	26	-	2359	2527	3210	3220	-	-	3320	
3	Величаевское	29	-	2323	2479	3148	3165	3281	3506	3541	
4	Зимняя Ставка	84	662	2300	2500	3144	3182	3319	3950	4100	
5	Русский Хутор Северный	21	819	2379	2596	3228	3237	3477	3581	4015	
6	Колодезное	31	661	2308	2485	3112	3142	3300	-	3500	
7	Величаевская	13	-	2292	2459	3122	3136	3922	-	4530	
8	Зимняя Ставка	41	-	1781	2325	2505	3107	3315	3492	3600	
9	Урожайненская	17	747	2384	2597	3366	3372	3421	3598	3800	
10	Совхозная	2	687	2405	2591	3296	-	3320	3888	4050	
11	Закумская	1	477	2120	2317	2671	2836	3130	-	3682	
12	Колодезное	2	516	2328	2510	3153	3157	3252	3464	3500	
13	Колодезное	24	-	2315	2507	3114	3119	3292	3500	3600	
14	Колодезное	1	-	2342	2525	3127	3192	3270	-	3700	
15	Колодезное	31	377	2308	2485	3112	3142	3300	-	3500	
16	Колодезное	4	620	2330	2521	3156	3156	3165	3308	3500	
17	Величаевское	29	-	2323	2479	3148	3165	3281	3506	3541	
18	Правобережное	2	667	2288	2474	3123	3173	-	-	3298	

Таблица 19

## Геохроническая таблица

Период	Эпоха	Начало века, млн.л.	Продолжительность века, млн. лет
Четвертичный Q		0,69	1,78
	Плиоценовая N <sub>2</sub>	3,18	3,38
Неогеновый N	Мiocеновая N <sub>1</sub>	6,87	19,16
	Оligоценовая P <sub>3</sub>	32,34	11,61
Палеогеновый P	Эоценовая P <sub>2</sub>	40,91	18,97
	Палеоценовая P <sub>1</sub>	59,83	7
Меловой K	Поздняя K <sub>2</sub>	67,75	33,66
	Ранняя K <sub>1</sub>	106,0	42,52
Юрский J	Поздняя J <sub>1</sub>	148,6	27,5
	Средняя J <sub>2</sub>	171,5	17,9
Триасовый T	Ранняя J <sub>1</sub>	189,5	25,1
	Поздняя T <sub>3</sub>	218,2	21,9
	Средняя T <sub>2</sub>	235,4	10
	Ранняя T <sub>1</sub>	243,2	5,2
Пермский P	Поздняя P <sub>2</sub>	251,4	11,2
	Ранняя P <sub>1</sub>	266,8	29,8
Каменноугольный C	Поздняя C <sub>3</sub>	295,2	
	Средняя C <sub>2</sub>	307,0	66,7
Девонский D	Ранняя C <sub>1</sub>	328,4	
	Поздняя D <sub>3</sub>	362,6	
	Средняя D <sub>2</sub>	366,4	56,1
	Ранняя D <sub>1</sub>	390,1	
Силурийский S	Поздняя S <sub>2</sub>	414,0	28,2
	Ранняя S <sub>1</sub>	425,4	
Ордовикский O	Поздняя O <sub>3</sub>	444,3	
	Средняя O <sub>2</sub>	455,0	66,6
Кембрийский C	Ранняя O <sub>1</sub>	493,1	
	Поздняя C <sub>3</sub>	507,1	66,9
	Средняя C <sub>2</sub>	528,6	
	Ранняя C <sub>1</sub>	558,6	

**Содержание отчета.** В отчете следует отразить цель работы, привести краткое теоретическое обоснование определения времени формирования залежи. Также представить необходимые карты и графики, согласно выбранным методам расчета, обозначить ориентировочное положение нефтегазоматеринских пород и направления миграции.

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

### **Контрольные вопросы**

1. Что характеризует коэффициент превращенности нефтей?
2. Что такое основная фаза миграции углеводородов?
3. Для месторождений каких геотектонических элементов применяется палеоструктурный метод?

**Рекомендуемая литература:** 1, 2.

## 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 опубликованным 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.* Данная работа направлена на формирование компетенции ПК-7, ОПК-2, т. е. способностью к самоорганизации и самообразованию, использование основных законов естественнонаучных дисциплин в профессиональной деятельности, применение методов математического анализа и моделирования, теоретического и экспериментального исследования.

### 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:

$$P_{пл} = H \cdot \rho \cdot 10^{-5}, \text{ МПа}, \quad (12)$$



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

$\rho$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>; (принимается равной 1050 кг/м<sup>3</sup> до 1000 м и 1100 кг/м<sup>3</sup> для глубины более 1100 м).

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

$$P_{пл} = H \cdot \rho \cdot 10^{-5} + \Delta P, \text{ МПа.} \quad (13)$$

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

Приращение давления в элизионных системах определяют по формуле:

$$\Delta P = \frac{\Delta Q_{изб}}{\beta_{жс} \cdot V_0} \cdot 10^{-5}, \text{ МПа,} \quad (14)$$

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

$\beta$  – коэффициент сжимаемости жидкости, м<sup>2</sup>/кг;

$V_0$  – общий объем жидкости в системе, м<sup>3</sup>.

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

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

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

На сравнительно небольших глубинах пластовое давление рассчитывается как гидростатическое. Начиная с глубины 1000

метров, необходимо пользоваться коэффициентом аномальности, значения которого приведены в таблице 15. Расчет необходимо вести для подошвы каждого стратиграфического подразделения по формуле:

$$P_{nl} = P_{гидр} \cdot K_a, \text{ Мпа.} \quad (15)$$

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 °С на 100 м глубины.

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

$$\tau = \frac{g}{\lambda} = g \cdot \xi; g = \tau \cdot \lambda, \quad (16)$$

где  $\tau$  – геотермический градиент;

$g$  – плотность теплового потока, мВт/м<sup>2</sup>;

$\lambda$  – теплопроводность пород, Вт/м°С;

$\xi$  – тепловое сопротивление.

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

$$t_n = t_{n_0} + g \sum_{i+1}^n \frac{h_i}{\lambda_i} = \sum_{i+1}^n g \cdot \frac{h_i}{\lambda_i}, \quad (17)$$

где  $t_n$  – определяемая пластовая температура, °С;

$t_{n_0}$  – температура, замеренная на глубине  $N_0$ , °С (из табл. 16),

$h_i$  – толщина слоя однородного литологического состава, м.

Пусть имеется литологическая колонка площади (рис. 27). Расчет необходимо начать с определения геотермического градиента по формуле:

$$\tau = \frac{\Delta T}{\Delta H} \cdot 100 \text{ м}, \text{ } ^\circ\text{C}/100 \text{ м}, \quad (18)$$

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

$\Delta H$  – разность глубин от нейтрального слоя до глубины замера.

Затем из выражения (16) определяем величину плотности теплового потока, значения которой могут изменяться от 31 до 113 мВт/м<sup>2</sup>.

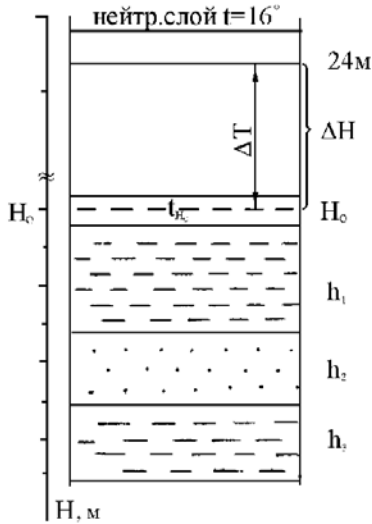


Рис. 27. Схематический литологический разрез

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

$$\Delta t = g \cdot \frac{h_1}{\lambda_1}, \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (19)$$

где  $h_1$  – мощность пачки, м,

$\lambda_1$  – теплопроводность глинистых пород. Вт/м°С.

Плотность теплового потока ( $g$ ) для пород Предкавказья принята равной 50 мВт/м<sup>2</sup>.

Тогда температура в подошве  $h_1$  будет равна:

$$t_1 = t_{n_0} + \Delta t = t_{n_0} + g \cdot \frac{h_1}{\lambda_1}, \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (20)$$

Аналогично вычисляем значения температур в подошве всех литологических пачек разреза.

Значение теплопроводности пород ( $\lambda$ ) для районов Предкавказья приведены в табл. 20, сведения о разрезе, вскрытом структурной скважиной, в табл. 21 (в 20 вариантах), литологическая характеристика вскрытых стратиграфических подразделений в табл. 22.

Таблица 20

*Значение теплопроводности пород ( $\lambda$ ) для районов Предкавказья*

Породы	Возраст	$\lambda$ , Вт/м $^\circ$ С	Породы	Возраст	$\lambda$ , Вт/м $^\circ$ С
глины	N	1,36	алевролиты	K <sub>1</sub>	2,0
песчаники	N	2,15	известняки	J <sub>3</sub>	2,34
глины	P	1,44	глины	J <sub>3</sub>	1,55
мергели	P	2,11	песчаники	J <sub>3</sub>	3,30
глины	K <sub>2</sub>	1,53	каменная соль	J <sub>3</sub>	5,24
известняки	K <sub>2</sub>	2,69	ангидриты	J <sub>3</sub>	4,62
аргиллиты	K <sub>1</sub>	2,22	известки	J <sub>3</sub>	2,72

Таблица 21

## Литологическая характеристика стратиграфических подразделений

Стратиграфическое подразделение	Индекс	Литологический состав	Коэффициент "К" уравнений 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
акчагальский 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	$N_1^3$ sg	глины, суглинки	2,00	1,50
караганский горизонт	$N_1^2$ kg	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	$(P^1+N^1)$ 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	$K^1$ al+a	глины и песчаники с прослоями глин	2,10	2,00
неокомский надъярус	$K^1$ nc	известняки	0,61	2,10
верхнеюрский отдел	$J^3$	верхняя часть разреза гипсы и ангидриты, остальная часть – доломиты	1,15	2,20

Таблица 22

*Сведения о разрезе, вскрытом структурной скважиной*

№ варианта	Интервалы залегания стратиграфических подразделений, м						Глубина замера температуры, м	Значение температуры, °С
	Четвертичная система Q	Апшеронский ярус N <sub>2</sub> <sup>3</sup> ap	Акчагильский ярус N <sub>2</sub> <sup>3</sup> ak	Нижне-и среднеплиоцен. Подотдел N <sub>2</sub> <sup>1-2</sup>	Мэотический ярус N <sub>1</sub> <sup>3</sup> m	Сарматский ярус N <sub>1</sub> <sup>3</sup> sr		
1	0-80	80-256	256-641	641-1118	1118-1355	1355-1642	1570	22
2	0-135	135-483	483-892	892-1303	1303-1428	1428-1750	1686	27
3	0-57	57-396	396-748	748-1224	1224-1401	1401-1726	1705	29
4	0-112	112-444	444-871	871-1290	1290-1531	1531-1774	1762	30
5	0-96	96-248	248-617	617-1087	1087-1275	1275-1525	1520	20
6	0-77	77-312	312-769	769-1272	1272-1418	1418-1721	1690	26
7	0-106	106-402	402-805	805-1331	1331-1479	1479-1798	1750	28
8	0-69	69-201	201-596	596-1044	1044-1232	1232-1541	1530	21
9	0-123	123-556	556-899	899-1286	1286-1455	1455-1729	1720	29
10	0-72	72-378	378-623	623-1102	1102-1327	1327-1614	1600	25
11	0-94	94-331	331-551	551-1009	1009-1246	1246-1528	1510	22
12	0-58	58-247	247-487	487-966	966-1199	1199-1511	1490	23
13	0-132	132-527	527-848	848-1235	1235-1422	1422-1733	1700	27
14	0-101	101-470	470-805	805-1183	1183-1366	1366-1656	1620	26
15	0-85	85-369	369-643	643-1077	1077-1281	1281-1575	1550	24

16	0-73	73-291	291-511	511-939	939-1157	1157-1462	1440	22
17	0-127	127-525	525-902	902-1414	1414-1633	1633-1925	1880	32
18	0-66	66-311	311-664	664-1212	1212-1402	1402-1688	1670	28
19	0-99	99-448	448-735	735-1341	1341-1577	1577-1859	1830	30
20	0-138	138-798	498-813	813-1369	1369-1613	1613-1901	1875	32

**Оборудование и материалы.** Таблицы с вариантами заданий. Бумага формата А4, чертежные принадлежности.

**Указания по технике безопасности:** см. работу 1.

### **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.

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

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

### **Контрольные вопросы**

1. Что влияет на создание пластового давления в инфильтрационных и элизионных геодинамических системах?

2. Как образуется сверхгидростатическое пластовое давление (СПД)?

3. Что такое плотность теплового потока, и от чего она зависит?
4. Что такое геотермический градиент, и как он рассчитывается?

**Рекомендуемая литература:** 1, 2.



## РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Геология и разведка месторождений полезных ископаемых: учебник для студентов, обучающихся по направлению «Геология» / под ред. В. В. Авдоница. – Москва: Академия, 2011. – 407 с.

2. Геохимические методы поисков месторождений полезных ископаемых: учебник / А. А. Матвеев, А. П. Соловов; МГУ им. М. В. Ломоносова, Геол. фак. – Москва: Университет книжный дом, 2011. – 563 с.

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	3
<b>ЛАБОРАТОРНЫЕ РАБОТЫ</b>	
1. Классификация и изучение различных типов каустобиолитов.....	4
2. Типизация нефтей и природных газов .....	13
3. Определение генетического типа рассеянного органического вещества.....	29
4. Изучение пород-коллекторов и флюидоупоров .....	47
5. Классификация и типы природных резервуаров и ловушек.....	53
6. Построение структурных карт глубокого залегающих горизонтов методом «схождения линий» при недостаточной информации об их залегании.....	60
7. Классификация и основные генетические типы залежей нефти и газа.....	63
8. Определение времени формирования залежей нефти и газа.....	72
9. Прогнозирование пластовых давлений и температур в природных резервуарах .....	80
<b>РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА</b> .....	89

*Учебное издание*

# ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

## ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ

*Авторы-составители:*

Гридин Владимир Алексеевич  
Туманова Елена Юрьевна  
Рожнова Александра Александровна  
Голованов Михаил Петрович

Редактор, технический редактор А. Р. Хасанова  
Компьютерная верстка Н. П. Чивиджева

---

Подписано в печать 11.06.2015

Формат 60x84 1/16  
Бумага офсетная

Усл. п. л. 5,29  
Заказ 79

Уч.-изд. л. 4,69  
Тираж 32 экз.

---

Отпечатано в издательско-полиграфическом комплексе  
ФГАОУ ВПО «Северо-Кавказский федеральный университет»  
355029 г. Ставрополь, пр-т Кулакова