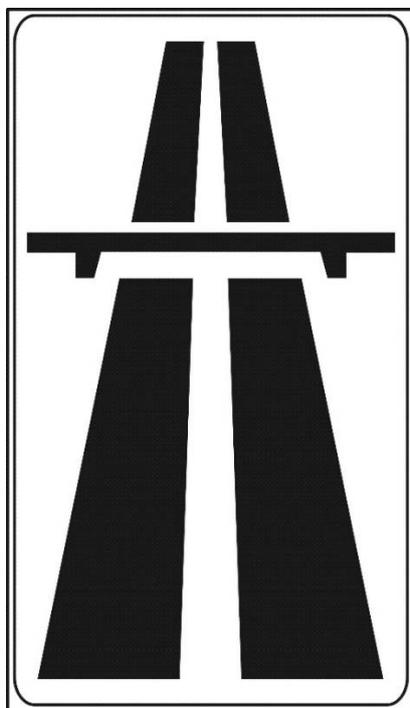


МЕЖГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«БЕЛОРУССКО-РОССИЙСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра «Автомобильные дороги»

# ГЕОЛОГИЯ И ДОБЫЧА УГЛЕВОДОРОДОВ

*Методические рекомендации к практическим занятиям  
для студентов направления подготовки  
21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
дневной формы обучения*



Могилев 2024

УДК 553.98  
ББК 26.34  
Г 36

Рекомендовано к изданию  
учебно-методическим отделом  
Белорусско-Российского университета

Одобрено кафедрой «Автомобильные дороги» «25» апреля 2024 г.,  
протокол № 9

Составитель ст. преподаватель И. В. Гомелюк

Рецензент канд. техн. наук, доц. И. В. Лесковец

Методические рекомендации предназначены для использования студентами строительных специальностей при выполнении практических работ по курсу «Геология и добыча углеводородов». Кратко изложен порядок решения задач на практических занятиях.

Предложенный перечень практических работ соответствует основным изучаемым дисциплиной понятиям и классификациям и направлен на закрепление и развитие компетенций, предусмотренных рабочей программой. Приведен библиографический список для углубленной подготовки.

Учебное издание

## ГЕОЛОГИЯ И ДОБЫЧА УГЛЕВОДОРОДОВ

Ответственный за выпуск	А. М. Брановицкий
Корректор	И. В. Голубцова
Компьютерная верстка	М. М. Дударева

Подписано в печать 04.07.2024 . Формат 60×84/16. Бумага офсетная. Гарнитура Таймс.  
Печать трафаретная. Усл. печ. л. 2,79. Уч.-изд. л. 3,0 . Тираж 26 экз. Заказ № 532.

Издатель и полиграфическое исполнение:  
Межгосударственное образовательное учреждение высшего образования  
«Белорусско-Российский университет».  
Свидетельство о государственной регистрации издателя,  
изготовителя, распространителя печатных изданий  
№ 1/156 от 07.03.2019.  
Пр-т Мира, 43, 212022, г. Могилев.

© Белорусско-Российский  
университет, 2024

## Содержание

Введение.....	4
1 Практическая работа № 1. Физико-химические свойства нефти. Применение тригонограмм.....	5
2 Практическая работа № 2. Макроскопическое описание осадочных горных пород.....	12
3 Практическая работа № 3. Построение залежей нефти и газа в простых ловушках.....	20
4 Практическая работа № 4. Качественный прогноз нефтегазоносности.....	31
5 Практическая работа № 5. Расчет потенциальных ресурсов нефти и газа.....	38
6 Практическая работа № 6. Применение палеотектонического анализа в решении нефтегазогеологических задач.....	42
Список литературы.....	48

## Введение

Для студентов специальности 21.03.01 «Нефтегазовое дело» учебный план предусматривает выполнение практических работ по курсу «Геология и добыча углеводородов». Их цель – закрепить, систематизировать и углубить теоретические знания, полученные студентами за период изучения курса. Студенты должны уметь применять базовые научно-теоретические знания для решения практических задач.

Геология нефти и газа – это прикладная наука, занимающаяся изучением физико-химических свойств нефтей и газов, геологического строения залежей нефти и газа, строения месторождений, характеристик пластов коллекторов, покрышек, вопросов геохимии органического вещества. Изучение данного курса связано с исследованием современных представлений о процессах миграции и аккумуляции углеводородов, изучением основных закономерностей размещения месторождений нефти и газа. Практические работы по дисциплине «Геология и добыча углеводородов» направлены на закрепление теоретических знаний и получение практических навыков.

Методические рекомендации содержат теоретические пояснения и порядок выполнения практических работ, посвященных основным разделам дисциплины: изучению физико-химических свойств нефтей; изучению макроскопического описания осадочных горных пород; построению залежей нефти и газа в простых ловушках; качественному прогнозу нефтегазоносности; расчету потенциальных ресурсов нефти и газа; применению палеотектонического анализа в решении нефтегазогеологических задач. Содержание рекомендаций соответствует рабочей учебной программе.

## 1 Практическая работа № 1. Физико-химические свойства нефти. Применение тригонограмм

**Цель работы:** изучить физико-химические свойства нефтей, классификации нефтей по составу и свойствам; определить типы нефтей по предложенным типизациям и графическим классификациям; научиться построению тригонограмм.

Нефть представляет собой маслянистую жидкость, обычно темно-коричневого или черного цвета с резким специфическим запахом, легче воды. Нефть – жидкий, единственный природный неводный раствор на Земле.

В природных условиях нефть представляет собой жидкую гидрофобную фазу, распределённую в поровом пространстве горной породы. Иногда встречаются «свободные» макроскопления нефти в виде нефтяных озёр или крупных трещин, заполненных чаще всего изменёнными нефтями – нафтидами. Вместе с минеральной частью породы нефть образует своеобразную природную систему с определёнными качествами и особенностями, присущими именно данной системе. Эти качества обусловлены как свойствами отдельных компонентов этой системы, так и спецификой их сочетания, их взаимодействия и соотношения всей системы с окружающей средой.

Дать определение понятия «нефть» можно с разных позиций.

Геологическое определение – жидкий каустобиолит, углеродистый минерал.

Органолептическое определение – маслянистая жидкость, бурого или черного цвета с характерным запахом, легче воды.

Химическое определение – естественная сложная смесь углеводородов и гетероатомных (преимущественно серо-, кислород- и азотсодержащих) органических соединений.

Генетическое определение – обособившееся в самостоятельные скопления наиболее стойкие жидкие гидрофобные продукты фоссилизации органического вещества, захороненного в субаквальных отложениях.

Системное определение – система природного многокомпонентного углеводородного (УВ) раствора, в котором растворителем являются жидкие УВ, а растворенным веществом – твердые УВ (высокомолекулярные парафины, полициклические нафтенны, некоторые арены), газы, неуглеводородные соединения как низкомолекулярные (азотистые, сернистые и др.), так и высокомолекулярные (смолы и асфальтены).

Элементарный (элементный) состав нефти характеризуется наличием пяти обязательных химических элементов – углерод, водород, сера, азот и кислород.

Содержание углерода (С) – 82 %...87 %.

Содержание водорода (Н) – 11 %...14 %.

Содержание кислорода (О), серы (S) и азота (N) в сумме составляет 1 %...3 %.

Кроме этих обязательных элементов, в нефти могут присутствовать в незначительном количестве металлы (ванадий, никель, свинец, медь, железо и др.). Содержание металлов в нефти – менее 1 %.

По групповому составу в нефти выделяются следующие группы углеводородов (УВ):

1) УВ метанового (парафинового) ряда с формулой  $C_nH_{2n+2}$  (предельные УВ). Эту группу составляют алканы, парафины;

2) УВ нафтенового ряда с формулой  $C_nH_{2n}$  (непредельные УВ), называемые цикланами, циклопарафинами;

3) ароматические (или бензолные) УВ циклического строения с формулой  $C_nH_{2n-6}$ , называемые аренами;

4) кислородные, сернистые и азотистые соединения, называемые гетероэлементами. Эти соединения входят в состав смолисто-асфальтеновой части нефти.

Фракционный состав нефти – выделение фракций по температуре выкипания (таблица 1.1).

Таблица 1.1 – Фракционный состав нефти

Температура выкипания	Название фракции	
До 60 °С	Петролейный эфир	Светлые фракции
60 °С...200 °С	Бензин	
200 °С...300 °С	Керосин	
300 °С...400 °С	Газойль	Темные фракции или мазут
400 °С...500 °С	Смазочные масла	
> 500 °С	Гудрон (неперегоняемый остаток)	

Светлые фракции получают на первой стадии фракционирования (перегонки) при атмосферном давлении; темные фракции получают в условиях вакуума, т. е. без доступа воздуха.

Компонентный состав нефти – выделение групп компонентов, отличающихся друг от друга по агрегатному состоянию, в процессе хроматографического разделения. Хроматография – один из способов разделения смесей.

Существует четыре компонента нефти.

1 Газ + бензин.

2 Углеводородные масла (в т. ч. твердые парафины).

3 Смолы.

4 Асфальтены.

Масла являются важнейшим и обязательным компонентом нефти и составляют в среднем 25 %...75 % её массы. Из масел вымораживают твердые углеводороды (УВ) – парафины. Содержание парафинов в нефти колеблется в среднем от 0 % до 20 %. Смолы являются вторым после масел неизменным компонентом нефти. Они могут иметь различную окраску (от светлой до темной). По консистенции это либо густые вязкие, либо твердые аморфные вещества. Содержание смол в разной нефти может существенно колебаться – от 1 % до 30 %, но полного отсутствия смолистых веществ в нефти не бывает.

Асфальтены, в отличие от смол, могут отсутствовать в легких нефтях. Нефть, не содержащая асфальтенов, называется мальтеновой. Асфальтены – твердые аморфные вещества темно-коричневого или черного цвета. Содержание

асфальтенов в различных нефтях колеблется от 0 % до 20 %. Смолисто-асфальтеновые компоненты содержат в своем составе гетероэлементы – серу (S), азот (N) и кислород (O); в них также сосредоточена основная часть металлов, содержащихся в нефти.

### ***Физико-химические свойства нефти***

Плотность – это масса вещества в единице объема, измеряется в  $\text{г/см}^3$  либо в  $\text{кг/м}^3$ . На практике используют относительную плотность, которая представляет собой отношение плотности нефти при  $20\text{ }^\circ\text{C}$  к плотности дистиллированной воды того же объема при  $4\text{ }^\circ\text{C}$ . Относительная плотность нефти может колебаться в интервале  $0,76\dots 1,0\text{ г/см}^3$ , но чаще в пределах  $0,8\dots 0,9\text{ г/см}^3$ .

Нефть по величине плотности подразделяется на группы: от очень легкой до очень тяжелой (битуминозной).

Плотность нефти зависит от плотности соединений ее образующих и от величины их концентраций. Например:

- в легкой нефти преобладают легкокипящие фракции (бензин и керосин), а в тяжелых – мазут;

- нефть с преобладанием метановых УВ легче нефти, обогащенной ароматическими УВ;

- чем больше в нефти содержится смолисто-асфальтеновых веществ (САВ), тем она тяжелее;

- в пластовых условиях плотность нефти меньше, чем на земной поверхности, т. к. нефть в пластовых условиях содержит растворенные газы.

Вязкость нефти – способность оказывать сопротивление перемещению частиц под влиянием действующих на них сил. Единицей измерения динамической вязкости является пуаз ( $\text{Па} \cdot \text{с}$ ) или сантипуаз ( $1\text{ сп} = 0,001\text{ Па} \cdot \text{с}$ ). За единицу кинематической вязкости принят 1 стокс (Ст) – это кинематическая вязкость жидкости с абсолютной вязкостью в  $1\text{ Па} \cdot \text{с}$  и плотностью  $1\text{ кг/м}^3$ .

Вязкость зависит от состава нефти и условий её нахождения:

- чем больше ароматических и нафтеновых УВ, тем больше молекулярный вес и больше вязкость нефти; чем больше гетероэлементов (сера, азот, кислород) в нефти, тем она более густая и вязкая;

- легкие нефти с небольшим содержанием парафина, как правило, маловязкие, что облегчает их извлечение на поверхность;

- вязкость нефти в пластовых условиях меньше вязкости нефти в поверхностных условиях, что связано с присутствием растворенного газа;

- вязкость зависит от температуры – чем выше температура, тем меньше вязкость.

Величина, обратная вязкости, называется текучестью.

Температура застывания нефти (или потеря её подвижности) – важная практическая характеристика нефти. Она зависит от содержания в нефти парафина и смолисто-асфальтовых веществ (САВ). Чем больше твердых парафинов содержится в нефти, тем выше температура её застывания. САВ оказывают противо-

положные действия – чем их больше, тем ниже температура застывания. Значения температур застывания нефти в среднем колеблются от +16 °С до –20 °С.

Температура застывания (определяется в лабораторных условиях) – это температура, при которой охлаждаемая в пробирке нефть не изменяет своего уровня в течение одной минуты при наклоне пробирки на 45°.

Люминесценция нефти – способность светиться (холодным) свечением под действием разных причин, в том числе под действием дневного света. При облучении ультрафиолетовыми лучами нефть люминесцирует по-разному в зависимости от её состава: легкая нефть имеет голубой и синий цвета, а тяжелая – желтый и желто-бурый.

Оптическая активность нефти – способность вращать плоскость поляризации светового луча и почти всегда вправо. Угол вращения – от 0,1° до нескольких градусов.

Электрические свойства нефти – нефть и нефтепродукты не проводят электрический ток, т. е. они являются диэлектриками, поэтому используются в промышленности для изготовления различных изоляторов.

Тепловое расширение нефти – способность увеличиваться в объеме при нагревании.

Теплота сгорания или теплотворная способность (ккал, кДж) для нефти – это количество теплоты, выделяемой 1 кг при сгорании до конца (до CO<sub>2</sub> + H<sub>2</sub>O), и составляет 10500...10900 ккал.

Растворимость – нефть почти не растворяется в воде и хорошо растворяется в органических растворителях, в жирных попутных газах, в углекислом газе (CO<sub>2</sub>).

Существуют различные классификации нефти, например: по физико-химическим свойствам; технологическая; химическая; геологическая.

### ***Классификация нефти по физико-химическим свойствам***

Данная классификация включает в себя шесть параметров.

1 Плотность (г/см<sup>3</sup>) при температуре 20 °С:

- менее 0,83 – очень легкая нефть;
- 0,831...0,85 – легкая нефть;
- 0,851...0,87 – средняя нефть;
- 0,871...0,895 – тяжелая нефть;
- более 0,895 – очень тяжелая нефть.

2 Вязкость (сСт):

- менее 5 – незначительной вязкости;
- от 5,1 до 10,0 – средней вязкости;
- от 10,1 до 30 – повышенной вязкости;
- от 30,1 до 200 – высокой вязкости;
- от 200,1 и выше – сверхвысокой вязкости.

3 Содержание смол (%):

- менее 5 – малосмолистые;
- 5...15 – среднесмолистые;
- более 15 – высокосмолистые.

- 4 Содержание асфальтенов (%):
- менее 1 – малоасфальтенистые;
  - 1...5 – среднеасфальтенистые;
  - более 5 – высокоасфальтенистые.
- 5 Содержание парафинов (%):
- менее 1,5 – малопарафинистые;
  - 1,5...6 – среднепарафиновые;
  - более 6 – высокопарафиновые.
- 6 Содержание серы (%):
- менее 0,5 – малосернистые;
  - 0,5...1 – среднесернистые;
  - 1...3,0 – сернистые;
  - более 3 – высокосернистые.

Например, в соответствии с этой классификацией нефть с плотностью  $0,83 \text{ г/см}^3$ , вязкостью 6 сСт, при содержании смол 2 %, асфальтенов 2 %, парафинов 1 %, серы 1 % имеет такую характеристику: нефть легкая, средневязкая, малосмолистая, среднеасфальтенистая, малопарафинистая, сернистая.

### ***Технологическая классификация***

Технологическая классификация основана на общих показателях состава нефти, которые определяют способы её переработки. Нефти группируются по серности, парафинистости, вязкости, по выходу фракций и масел:

- 1 Классы по содержанию серы (%):
- I малосернистые – менее 0,5;
  - II среднесернистые – 0,5...2,0;
  - III высокосернистые – более 2,0.
- 2 Типы по выходу светлых фракций, перегоняющихся до  $350 \text{ }^\circ\text{C}$ , (%):
- $T_1$  – более 45;
  - $T_2$  – 30...44,9;
  - $T_3$  – менее 30.
- 3 Группы по содержанию масел (%):
- $M_1$  – более 25 – в расчете на нефть;
  - $M_2$  – 15...25 – в расчете на нефть и не менее 45 – в расчете на мазут;
  - $M_3$  – 15...25 – в расчете на нефть и 30...45 – в расчете на мазут;
  - $M_4$  – менее 15 – в расчете на нефть.
- 4 Подгруппы по качеству масел, оцениваемому индексом вязкости ( $I_n$  – условный показатель, представляющий собой сравнительную характеристику испытуемого масла и эталонных масел):
- $I_1$  – индекс вязкости выше 85;
  - $I_2$  – индекс вязкости 40...85.
- 5 Виды по содержанию парафина (%):
- $P_1$  – малопарафиновые, – менее 1,5;
  - $P_2$  – парафиновые, – 1,5...6,0;
  - $P_3$  – высокопарафиновые, – более 6,0.

Таким образом, с помощью букв и цифр определяется индекс нефти – сочетание класса, типа, группы, подгруппы, вида. Например,  $IT_2M_2I_2P_3$  означает, что нефть малосернистая, содержит от 30 % до 45 % светлых фракций, от 15 % до 25 % масел, индекс вязкости – от 40 %...85 % и более 6,0 % твердых парафинов.

### *Применение тригонограмм*

Тригонограмма – это один из способов графического изображения аналитических данных. В основном они используются для отображения состава трехкомпонентных систем и широко применяются в различных отраслях геологии, органической химии и т. д.

Кратко принципы построения тригонограмм заключаются в следующем. График имеет форму равностороннего треугольника. Каждая его сторона представляет собой шкалу концентраций одного компонента от 0 % до 100 %. Положение любой точки на графике задано тремя координатами, сумма которых постоянна и равна 100 %. А, В, С – это условные наименования компонентов, фракций, элементов или чего-то другого в составе анализируемых объектов.

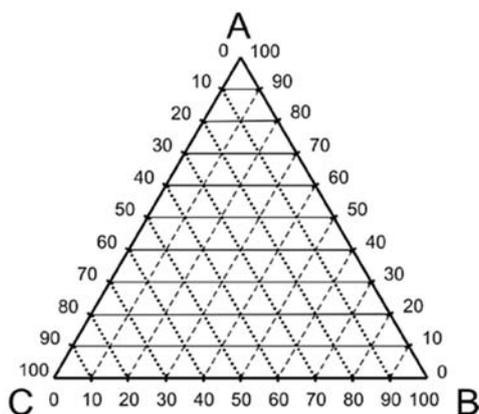
Для применения на практике тригонограмм нужно представлять себе и научиться отличать линии одинаковых концентраций каждого компонента смеси, т. е. видеть линии одинаковых концентраций одного компонента так, как показано на рисунке 1.1



Рисунок 1.1 – Линии одинаковых концентраций для координат А, В и С

В точке вершины А содержание компонента А равно 100 %, а вдоль противоположной стороны (СВ) треугольника расположены точки с нулевым его содержанием. Все линии равных концентраций компонента (10 %, 20 %, 30 % и т. д.) будут параллельны линии нулевой концентрации или линии нулевых координат СВ. Аналогично проведены координатные линии второго и третьего компонентов.

Общий вид тригонограммы показан на рисунке 1.2.



ВА – шкала компонента А; — линия одинаковых значений А; СВ – шкала компонентов В; - - линия одинаковых значений В; АС – шкала компонентов С; линия одинаковых значений С;  
 $\% A + \% B + \% C = 100 \%$

Рисунок 1.2 – Общий вид тригонограммы

Для примера показано нахождение точки с координатами А = 50 %, В = 20 %, С = 30 % (рисунок 1.3).

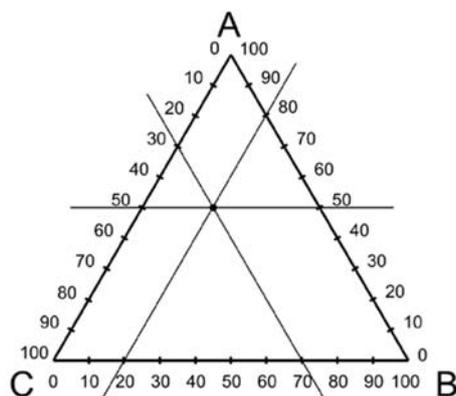


Рисунок 1.3 – Пример нахождения пробы на тригонограмме (А = 50 %, В = 20 %, С = 30 %)

В практике геохимических исследований приходится иметь дело не только с единичными определениями, но и с группами анализов. Они изображаются на диаграмме в форме поля, ограниченного координатными линиями так, что все анализы этой группы попадают в данное поле.

### ***Указания к выполнению практической работы***

#### **Задание**

- 1 Охарактеризовать три пробы нефти по двум классификациям (классификация по физико-химическим свойствам и технологическая классификация).
- 2 Нанести на тригонограммы фракционный и компонентный составы этих трех проб нефти.

Порядок выполнения задания.

- 1 Поместить исходные данные в работу.

2 Охарактеризовать пробы нефти по двум классификациям.

3 Нарисовать тригонограмму со сторонами 10 см для нанесения фракционного состава проб. Проградуировать каждую сторону (шкалу) с шагом 10 %. Дать пояснения, что принимается за координаты. Выписать координаты для каждой пробы. Нанести все три пробы на тригонограмму, сохраняя вспомогательные линии. Обозначить пробы на тригонограмме их номером (1, 2 или 3).

4 Нарисовать вторую тригонограмму такого же размера для нанесения компонентного состава этих проб. Проградуировать каждую сторону (шкалу) с шагом 10 %. Дать пояснения, что принимается за координаты. Выписать координаты для каждой пробы. Нанести все три пробы на тригонограмму, сохраняя вспомогательные линии. Обозначить пробы на тригонограмме их номером (1, 2 или 3).

### ***Контрольные вопросы***

- 1 Каков элементный состав нефти?
- 2 Перечислить физические свойства нефтей.
- 3 По каким показателям классифицируют нефти?
- 4 Перечислить химические свойства нефтей.
- 5 Для чего применяются тригонограммы?

## **2 Практическая работа № 2. Макроскопическое описание осадочных горных пород**

***Цель работы:*** изучить основные характеристики пород-коллекторов и пород-флюидоупоров; научиться определять их по образцам пород и описывать их макроскопические свойства.

Осадочные горные породы образуются в результате разрушения горных пород на поверхности Земли, последующего накопления и преобразования продуктов этого разрушения. В нефтегазовой геологии осадочные породы изучаются как основные объекты, с которыми генетически связаны нефть и газ.

Все осадочные горные породы подразделяются на обломочные, глинистые, хемогенные, органогенные и смешанные.

***Обломочные горные породы.*** Образуются за счет продуктов механического разрушения ранее существовавших пород и наиболее распространены среди осадочных образований.

По величине слагающих обломков различаются грубообломочные, песчаные, алевритовые и пелитовые обломочные породы. При классификации обломочных пород учитываются не только размер обломков, но и их форма (окатанные или остроугольные), а также наличие или отсутствие цементирующего материала (таблица 2.1). Грубые обломки накапливаются вблизи разрушающихся горных пород. По мере удаления встречаются среднеобломочные (песчаные), мелкообломочные (алевритовые) и тонкообломочные (пелитовые) породы.

Таблица 2.1 – Классификация обломочных пород

Группа обломочных пород	Наибольший поперечный размер обломков, мм	Рыхлая порода		Сцементированная порода	
		сложенная обломками			
		остроугольными и угловатыми	окатанными	остроугольными и угловатыми	окатанными
Грубообломочные	> 100	Глыбы	Валуны	Брекчия	Конгломерат
	100...10	Щебень	Галечник		
	10...1	Дресва	Гравий		
Песчаные	1...0,1	Пески		Песчаник	
Алевритовые	0,1...0,01	Алеврит		Алевролит	
Пелитовые	< 0,01	Глина		Аргиллит	

Пористость в обломочных породах обычно межгранулярная (межзерновая). Цемент, присутствующий в большинстве обломочных пород, обуславливает крепость, плотность и другие свойства породы. Состав цемента может быть однородным (мономинеральным) или неоднородным (полиминеральным).

По составу цементы бывают:

- известковый цемент узнается по вскипанию с HCl;
- доломитовый – слабая реакция с HCl;
- глинистый – по размокаемости в воде;
- железистый – по бурому цвету или металлическому блеску;
- гипсовый – по блеску на плоскостях спайности.

Типы цемента (нахождение цементирующего материала по отношению к обломкам):

- базальный – зерна не соприкасаются друг с другом, как бы «плавают» в цементе;
- заполнения пор – зерна соприкасаются друг с другом, цемент заполняет поры между ними;
- пленочный – цемент «одевает» зерна пленкой;
- соприкосновения или контактовый – цемент присутствует в местах соприкосновения зерен.

Песчаники представляют собой сцементированные пески.

По минеральному составу они могут быть:

- кварцевыми (зерна кварца составляют не менее 95 % массы породы);
- аркозовыми (преобладают зерна кварца и полевых шпатов);
- полимиктовыми (зерна различных минералов).

Цвет песчаников чаще всего желтоватый, серый.

В зависимости от размеров зерен песчаники подразделяются на:

- крупнозернистые (1...0,5 мм);
- среднезернистые (0,5...0,25 мм);
- мелкозернистые (0,25...0,1мм).

Песчаный материал, из которого образуются пески и песчаники, может накапливаться в морских и озерных водоемах, в руслах рек и т. д.

Алевролиты по минеральному составу чаще всего полимиктовые. Цвет серый. Алевритовый обломочный материал, из которого образуются алевролиты, чаще всего, накапливается на дне озерных и морских бассейнов, в зоне слабоподвижных вод между областями накопления песчаных и глинистых толщ.

По размеру зерен алевролиты подразделяются на:

- крупнозернистые (0,1...0,05 мм);
- среднезернистые (0,05... 0,025 мм);
- мелкозернистые (0,025... 0,01 мм).

**Глинистые породы.** По происхождению занимают промежуточное положение между чисто химическими и обломочными породами. Они на 50 % состоят из частиц размером  $< 0,01$  мм, причем свыше 30 % из них обычно составляют частицы размером  $< 0,001$  мм. Цвет глин серый, пепельный, коричневый, черный. В их составе, кроме обломочного материала (мельчайших зерен кварца, полевых шпатов, слюд и др.), образовавшегося в результате физического разрушения горных пород, в большом количестве присутствуют так называемые глинистые минералы (каолинит, монтмориллонит, гидрослюды и др.). Глинистые минералы – продукты химического разложения (выветривания) магматических пород. Эти продукты разложения выносятся текучими водами, откладываются в морях, озерах и реках, а затем превращаются в глинистые породы. Некоторые из них весьма плотные и твердые (аргиллиты) и не размокают в воде, другие же при смачивании водой становятся пластичными. Наибольшей пластичностью отличаются монтмориллонитовые глины, встречающиеся редко. Самые распространенные глины – гидрослюдистые.

**Хемогенные породы.** Образуются они в результате выпадения солей из истинных и коллоидных водных растворов. Осаждение хемогенных пород чаще всего происходит в лагунах, озерах. Характерная их особенность – отсутствие органических остатков. В эту группу пород включают известняки, доломиты, каменную соль, ангидриты, гипс и другие мономинеральные породы, состоящие из минерала того же названия, что и порода.

Известняки – горные породы, содержащие более 70 % кальцита ( $\text{CaCO}_3$ ). Твердость кальцита равна 3 по шкале Мооса. Кальцит реагирует с соляной кислотой ( $\text{HCl}$ ), в результате чего на его поверхности отчетливо видны пузырьки выделяющегося углекислого газа ( $\text{CO}_2$ ). Нередко в известняках присутствуют в виде примесей глинистые, алевритовые и песчанистые частицы, а также гипс, доломит.

Доломиты – мономинеральные породы, состоящие из минерала того же названия ( $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ ). Они имеют светлую окраску, массивную текстуру. Твердость доломита равна 3,5...4. Он реагирует с соляной кислотой в порошке.

Каменная соль нередко образует пласты большой мощности, характеризующиеся кристаллической структурой и плотной массивной текстурой. При повышенных давлениях становится пластичной. Породы имеют обычно светлую окраску.

Ангидриты встречаются в виде пластов зернистого строения, имеют светлый цвет и состоят из минерала ангидрита ( $\text{CaSO}_4$ ). Обычно характеризуются массивной текстурой и реже волокнистой. Твердость ангидрита равна 3...3,5.

Гипс ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ) имеет зернистое строение, волокнистую текстуру и светлую окраску. Твердость гипса равна 2. В виде примеси в гипсе могут содержаться ангидрит, доломит, кальцит, обломочный материал.

При макроскопическом описании хомогенных пород следует помнить, что они сложены кристаллами, поэтому в разделе «Структура» необходимо оценивать размер и форму кристаллов. Кристаллы могут быть видны невооруженным глазом или только под микроскопом (скрытокристаллическая или пелитоморфная структура). Пористостью среди хомогенных пород обычно могут обладать известняки и доломиты, т. е. карбонатные породы. Пустотное пространство в них представлено кавернами и трещинами.

**Органогенные породы.** Они образуются в результате накопления органических остатков после отмирания животных и растений. Представлены известняками-ракушечниками, песчим мелом, а также углями, асфальтом, горючими сланцами и др. В одних породах эти остатки видны невооруженным глазом. Другие породы, например песчий мел, сложены твердыми известковыми скелетами микроорганизмов. И, наконец, третьи (угли, асфальты и др.) представляют собой горные породы, в которых наряду с минеральной составляющей имеются вещества органического происхождения.

**Породы смешанного происхождения.** Смешанное происхождение имеют осадочные породы, состоящие из обломочного и какого-либо другого материала (химического или органического происхождения). Эта группа пород включает мергели, песчаные и глинистые известняки и др.

Мергели представляют собой сильноизвестковистые глины. В них содержится от 50 % до 70 % кальцита. Как правило, они светло-серого, почти белого цвета, легко отличаются от известняков по реакции с соляной кислотой, после воздействия которой на поверхности мергеля остается грязно-серое пятно, обусловленное «удалением» известкового материала и концентрацией на месте реакции глинистых частиц. Мергель образуется в морях и озерах.

Песчаные известняки – это известняки с примесью песчаного материала. Цвет их чаще всего серый. Образуются песчаные известняки в водоемах, где накапливаются обломочный материал и осадки, представляющие собой либо соли, выпавшие из концентрированных растворов, либо органические остатки.

Схема макроскопического описания вырабатывалась годами, в течение длительной истории развития геологии и может быть выражена таким правилом: литологические свойства отмечаются в той последовательности, в какой они фиксируются глазом при постепенном приближении к породе – сначала воспринимается цвет, затем зернистость, т. е. структура, а также текстура, потом состав, включения и прочие признаки.

Общая схема описания горной породы следующая.

- 1 Название породы.
- 2 Цвет.
- 3 Структура.
- 4 Текстура.
- 5 Состав породы (для обломочных отдельно состав обломков и цемента).
- 6 Крепость породы.

7 Пористость.

8 Включения.

9 Вторичные изменения.

10 Прочие признаки.

Цвет – один из очень важных признаков, отражающий состав породы. Цвет осадочных пород редко бывает чистым и ярким. большей частью он серый с многочисленными оттенками. Таким образом, при описании надо отмечать основной (преобладающий) цвет, его оттенок, интенсивность, распределение цветовой гаммы по породе.

В разделе «Структура» описывается размер, форма и сортировка (равно или разнозернистость) того, из чего состоит порода. Для обломочных пород это обломки (зёрна), для хемогенных пород – кристаллы, для органогенных пород – органические остатки.

Текстура горных пород (сложение) определяется пространственным взаиморасположением того, из чего состоит порода (зёрна, кристаллы, органические остатки), и характером заполнения объема породы. Текстура может быть массивная (беспорядочная), а может быть слоистой, волокнистой, пятнистой и др., т. е. какой-то упорядоченной. Например, слоистая текстура обусловлена ритмичной сортировкой материала и бывает косая, волнистая, горизонтально-слоистая. Если слоистость косая, необходимо измерять угол наклона косых слоев по отношению к оси зерна или к другой выбранной поверхности и их форму (прямая, вогнутая, выпуклая). Если слоистость волнистая, то отмечается длина и высота волны, её форма – симметричная или асимметричная.

При описании определяется тип породы по составу: мономинеральный или полиминеральный. Для обломочных осадочных горных пород указывается отдельно состав обломков и цемента.

Крепость пород определяется по упрощенной трехбалльной шкале, применяющейся в полевых условиях:

- породы слабые или слабой крепости (ломаются рукой);
- породы средней крепости (рукой не ломаются, но сравнительно легко разбиваются молотком);
- породы крепкие (с трудом разбиваются молотком).

Пористость пород – важный признак, с ним связано образование залежей нефти, газа, водоносных горизонтов. Макроскопически бывает видна только относительно крупная пористость, например, трещины или каверны. Более мелкую, но зачастую более значительную и эффективную пористость можно определить по скорости впитывания флюидов. Следует обязательно отмечать, каким видом пористости обладает порода (межгранулярные поры, трещины, каверны). Также следует измерять размеры крупных пустот и визуально оценивать процент пустотного пространства в данном образце.

Включения подразделяются на минеральные (конкреции, редкие гальки в песке) и органогенные (раковины беспозвоночных, растительный детрит и т. д.). Они могут присутствовать в образце, а могут и не присутствовать.

Вторичные изменения связаны чаще всего с выветриванием (окремнение или кальцитизация), отмечаются новые минералы, изменение цвета, прочности, пористости и других свойств пород.

Породами-коллекторами называют горные породы, способные вмещать в себя жидкости и газы и отдавать их при разработке. То есть основными коллекторскими свойствами породы являются пористость и проницаемость. Пористость – это наличие свободного пространства в горной породе, а проницаемость – это способность горных пород пропускать сквозь себя жидкости или газы. По условиям образования породы-коллекторы бывают терригенные (пески, песчаники, алевролиты и др.) и карбонатные (известняк, доломит). Изучая образец карбонатного коллектора (известняк, доломит), следует помнить, что его образование происходит в водной среде, на больших глубинах. Карбонатные породы могут также иметь химическое и органическое происхождение. Поэтому необходимо тщательно изучить структуру породы, т. е. наличие зёрен, либо кристаллов, либо обломков раковин, сцементированных глинистым, кремнистым или карбонатным материалом.

Породы-коллекторы могут содержать в себе остатки тяжелых углеводородов, и тогда они будут окрашены в темный цвет, обладать специфическим запахом, пачкать руки и т. д. Признаки присутствия газа в породе визуально обнаружить можно только по запаху в свежем изломе или после помещения образца в воду тут же после его раскола. Темный цвет породы, не имеющей видимых признаков нефти или газа, говорит о наличии в ней битуминозного вещества. Такая горная порода могла быть нефтегазопродуцирующей. Их изучение важно для определения степени перспектив нефтегазоносности того или иного участка земной коры и путей миграции углеводородов.

После знакомства с породами-коллекторами переходят к изучению пород-покрышек (флюидоупоров).

Породы-покрышки – это практически непроницаемые горные породы, препятствующие миграции углеводородов в земной коре и способствующие сохранности уже сформировавшихся их скоплений. Породами-покрышками являются глинистые, карбонатные и галогенные осадочные образования.

Глинистые породы можно определить по их очень тонкому размеру зерен, слоистости, «жирности» на ощупь. Глины состоят из тончайших обломков разрушенных горных пород различного состава, перенесённых в водный бассейн и отложенных на большой глубине. Как правило, обломки имеют форму плоских чешуек размером несколько микрон. Цвет глин темный – коричневый, шоколадный, черный. Это зависит от состава чешуек, примесей и геохимических условий среды, в которой шло накопление глинистого материала. Расстояние между чешуйками глины, слюды в породе ничтожно мало, однако, учитывая большое количество чешуек, объем «свободного» пространства в глинах велик, поэтому пористость глин высокая. Коэффициент пористости глин достигает 50 %. Однако глины исполняют роль покрышек, т. к. они практически непроницаемы, потому что тончайшие поры в глинах не сообщаются между собой.

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

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

### ***Указания к выполнению практической работы***

Исходные данные: коллекция образцов осадочных пород; лупа; раствор 10-процентной соляной кислоты; пластинка стекла (твердость стекла составляет 5, 5...6).

#### **Задание**

1 Выучить классификацию осадочных горных пород.

2 Макроскопически описать образцы горных пород и сделать зарисовку образца. Описание обломочных и карбонатных пород произвести по предложенным планам.

3 В представленной коллекции определить образцы горных пород, являющихся породами-коллекторами (терригенными и карбонатными), а также породы-флюидоупоры.

Порядок выполнения работы.

#### **План описания обломочных (терригенных) пород.**

1 Необходимо определить размер преобладающих обломков (зерен), оценить их форму, наличие или отсутствие цемента и на этом основании дать название породе (гравелиты, песчаники, пески, алевролиты, алевроиты, конгломераты, брекчии или др.).

2 Цвет.

3 Структура. По размерам преобладающих обломков: 2...1 мм – грубозернистые; 1...0,5 мм – крупнозернистые для песков и песчаников; 0,5...0,25 мм – среднезернистые; 0,25...0,1 мм – мелкозернистые. По относительной величине зерен: равномернозернистые (сортированные) или разнозернистые (несортированные).

Указать степень сортировки (хорошо, средне, плохо сортированные и неотсортированные).

4 Текстура.

5 Минеральный состав обломочной части: кварцевый состав – мономиктовый; кварц-полевошпатовый состав с указанием темноцветных минералов (в грубообломочных породах присутствие обломков) – полимиктовый; кварц-полевошпатовый состав – олигомиктовый.

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

7 Степень цементации, т. е. крепость породы. Крепость определяется составом и типом цемента.

8 Тип цемента (для сцементированных пород): базальный; заполнения; пленочный; соприкосновения или контактовый.

9 Степень пористости (пористость можно определить по скорости впитывания воды). Пористость и проницаемость зависят от окатанности, отсортированности обломков, характера укладки зёрен, степени их сцементированности, качества цемента и т. д.

10 Особенности образца (кern или образец с обнажения, степень и характер насыщения, присутствие органических остатков, крупных единичных обломков и т. п.).

### **План описания карбонатных пород (известняки, доломиты).**

1 Название породы (определяется по совокупности свойств и признаков, например, кристаллический блеск, присутствие органических остатков, твердость, реакция с HCl и др.). Отличить известняк от доломита можно с помощью соляной кислоты. Доломит будет реагировать с соляной кислотой только в порошке.

2 Цвет.

3 Происхождение (органогенное, биохимическое, хемогенное, обломочное). Обломочные карбонатные породы описываются как терригенные.

4 Структура (крупно-, средне-, мелкозернистые, кристаллически-зернистые, равномерно- и неравномернозернистые, землистые и др.). Особенности структуры проявляются в изломе породы: мелкозернистые имеют землистый излом и марают руки (мел), а крепкие – фарфоровидный или раковистый излом, средне-крупнозернистые имеют кристаллический сверкающий излом.

5 Текстура (массивная, слоистая, биогенная, текстуры замещения и др.).

6 Пористость (кавернозность, трещиноватость). По возможности нужно произвести замеры пористых и трещиноватых образований (длина, ширина, диаметр), определить форму, направление преимущественного распространения, оценить приблизительно процент пустотного пространства в данном конкретном образце, установить наличие сообщающихся между собой пор (каверн или трещин). Для исследования образцов горных пород рекомендуется пользоваться лупой с 4-кратным увеличением. Отсутствие пористости также отмечается.

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

8 Примеси (могут быть, а могут и не быть, например, глинистость, песчаность и др.).

### ***Контрольные вопросы***

1 Какие горные породы называются породами-коллекторами?

2 Перечислить виды пустотного пространства.

3 Что такое нетрадиционные коллекторы?

4 Какие горные породы называются флюидоупорами?

5 Перечислить структуры осадочных горных пород.

6 Перечислить типы осадочных горных пород.

### 3 Практическая работа № 3. Построение залежей нефти и газа в простых ловушках

**Цель работы:** изучить нефтегазопромысловые классификации ловушек; научиться определять их типы по структурным картам и геологическим профильным разрезам месторождений нефти и газа.

Залежью нефти и газа называют скопление полезного ископаемого, возникшее под влиянием гравитационных сил в ловушке природного резервуара.

Ловушка – это часть природного резервуара, где уменьшаются скорости движения флюидов (воды, нефти, газа), происходит их дифференциация, и возникают скопления нефти и газа. Ловушка – это препятствие на пути движения пластовых флюидов. В строении ловушки участвуют коллектор и ограничивающие его непроницаемые отложения. Возникают ловушки на перегибах пласта-коллектора, в участках ограничения его тектоническими, стратиграфическими и литологическими экранами, в выступах и линзах.

Тектоническим экраном могут служить разрывы (сбросы, взбросы, надвиги) и контакты с соляными и глиняными диапирами, а также жерлами грязевых вулканов.

Литологический экран образуют зоны замещения коллектора непроницаемыми породами. Литологическое выклинивание возникает в процессе седиментации.

Стратиграфический экран возникает в результате сочетания стратиграфического и углового несогласия, когда наклоненные под углом более древние породы перекрыты молодыми непроницаемыми отложениями.

Строение залежи определяется, прежде всего, характером природного резервуара, а также морфогенетическим типом ловушки. Поэтому типы нефтегазовых залежей даны в соответствии с классификацией природных резервуаров и ловушек.

По названиям природных резервуаров выделяются залежи:

- пластовые;
- массивные;
- линзовидные.

Каждая из этих залежей может быть приурочена к ловушке различного генезиса (происхождения):

- тектонического;
- седиментационного;
- денудационного.

Различным по генезису ловушкам присущи свои морфологические особенности. Название залежи соответствует строению природного резервуара и вмещающей ловушки. Для получения развернутого названия залежи к ее типу следует в каждом конкретном случае добавлять характеристику флюида. Например, пластовая сводовая залежь газа или пластовая сводовая залежь газа с нефтяной оторочкой. При наличии подошвенной воды в пластовых залежах

к их названию добавляют определение водоплавающая, при наклонном водо-нефтяном контакте – висячая. Следует отметить, что встречаемые в природных условиях залежи отличаются большим разнообразием и могут быть приурочены к ловушкам комбинированного типа.

Для графического изображения залежи нефти и газа строят структурную карту и разрез с заключающей эту залежь ловушкой. На их основе показывают границы залежи и состав флюидов.

Структурная карта представляет собой проекцию на горизонтальную плоскость рельефа поверхности кровли или подошвы пласта. Она дается в изогипсах. Изогипсы – это линии, соединяющие точки равных абсолютных отметок рассматриваемой поверхности. Цифрами на изогипсе показывает ее гипсометрический уровень. Расстояние между изогипсами (шаг изогипс) отражает крутизну падения пласта. Горизонтальную плоскость нельзя изобразить на структурной карте, моноклиналную поверхность изображают параллельными изогипсами, антиклинально изогнутый пласт – системой замкнутых изогипс. Пояснения требует методика графического изображения линзовидных тел. Благодаря непрерывной поверхности (кровля – подошва), ограничивающей линзовидное тело, структурная схема этой поверхности изображается системой замкнутых и частично совмещенных изолиний (рисунок 3.1). Контур линзовидного тела очерчивает линия, огибающая всю систему изогипс.

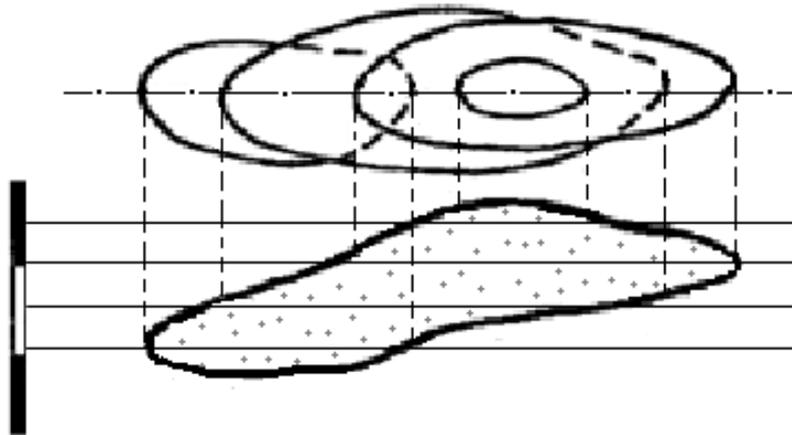


Рисунок 3.1 – Построение структурной схемы линзовидного тела

Работу можно считать усвоенной, когда по названию залежи студент может представить себе и изобразить графически любую залежь и по карте и профилю может дать полное наименование залежи. Итак, предлагаемый алгоритм классификации залежей (рисунок 3.2): от типа природного резервуара (по генезису и форме ловушки) к типу ловушки и типу залежи. Определив тип залежи по составу флюида и поведению водонефтяного (ВНК) или газоводяного (ГВК) контакта, дается полное наименование залежи.

Природный резервуар	Генезис ловушки			Форма ловушки	Морфогенетический тип ловушки	Индекс ловушки	Тип залежи	Принципиальные схемы залежей
	Тектонический	Седиментационный	Вендиционный					
	Т	С	Д					
Пластовый <b>П</b> 	Пт			Перегибы пласта Участки тектонического экранирования Участки литологического экранирования Участки стратиграфического несогласия	Сводовые Перегибы Экранированные тектоническими нарушениями Экранированные соляными и глиняными диапирами Жерло грязевого вулкана Экранированные при фац-литологическом замещении Экранирование угловое и стратиграфическое	Пт Птт Пт(пк) Пс Пд	Пластовая сводовая Пластовая тектонически экранированная Пластовая прикотактная Пластовая литологически экранированная Пластовая стратиграфическая	
Массивный <b>М</b> 	Мт			Выступы —    — —    — —    —	Поднятие без тектонических нарушений Структурный выступ, ограниченный тектоническими нарушениями Рифы, биогермы Эрозионный останец осадочных пород	Мт Мтт Мс Мд	Массивная сводовая Массивная тектонически экранированная Массивная рифовая Массивная в эрозионном останце	
Линзовидный <b>Л</b> 	Лт			Линзы —    — —    —	Линзы тектонической трещиноватости Линзы внутрипластовые Русловые и баровые тела Линзы выветривания	Лт Лс Лс(ш) Лд	Линзовидная приразрывная Линзовидная внутрипластовая Линзовидная шнурковая Линзовидная под поверхностью несогласия	

Рисунок 3.2 – Схема классификации залежей нефти и газа

### Описание залежей нефти и газа в ловушках различных типов

1 Пластовая сводовая залежь (рисунок 3.3). Приурочена к различным антиклинальным и куполовидным поднятиям. При построении структурной карты ловушки такого типа и необходимо представить себе форму поднятия по соотношению его осей и падению крыльев и мысленно вообразить пространственную форму залежи, учитывая возможную мощность продуктивного горизонта (десятки метров). Линия внешнего контура ВНК (ГВК) при горизонтальном его положении повторяет на карте очертание изогипс.

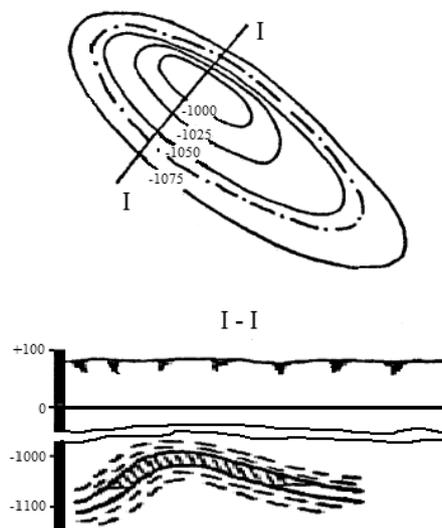


Рисунок 3.3 – Пластовая сводовая залежь

При наклонном ВНК (ГВК) контур будет пересекать изогипсы. Большие напоры пластовых вод могут привести к смещению залежи на крыло поднятия. Такие смещенные залежи называются висячими (рисунок 3.4).

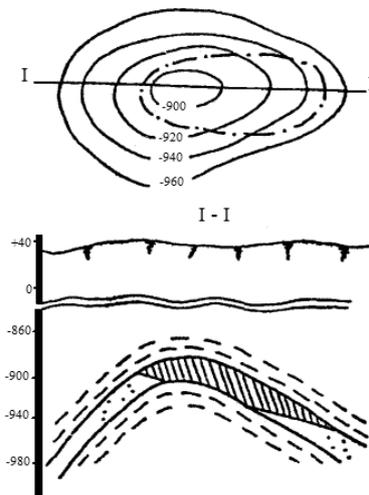


Рисунок 3.4 – Висячая залежь

2 Пластовая залежь нефти в синклинали (рисунок 3.5). Встречается очень редко и может образоваться только в безводных пластах-коллекторах путем отека нефти за счет собственного веса. Методика построения структурной карты и профилей этой залежи принципиально не отличается от графических построений пластовой залежи, но, как правило, отстраивается по подошве продуктивного пласта.

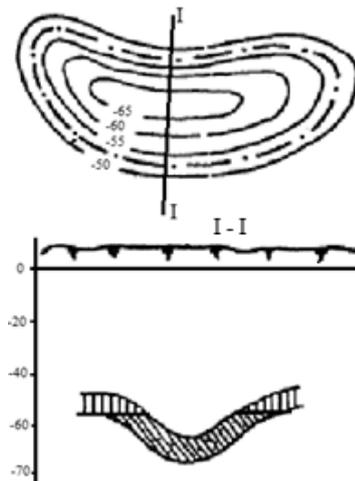


Рисунок 3.5 – Пластовая залежь в синклинали

3 Пластовая тектонически экранированная залежь (рисунок 3.6). Залежам этого типа свойственно большое число разновидностей, обусловленных характером тектонического нарушения (сброс, взброс, надвиг, сдвиг) и его положением на антиклинали. В тектонических экранированных ловушках залежи могут быть встречены как по одну, так и по обе стороны нарушения.

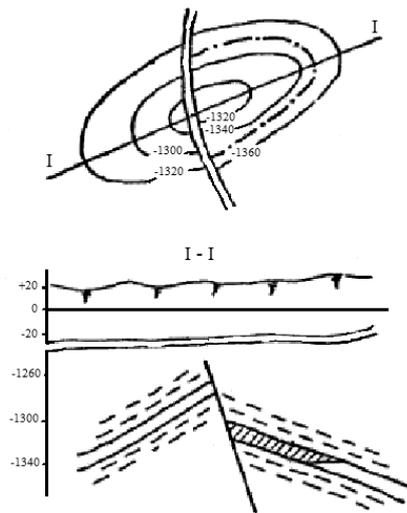
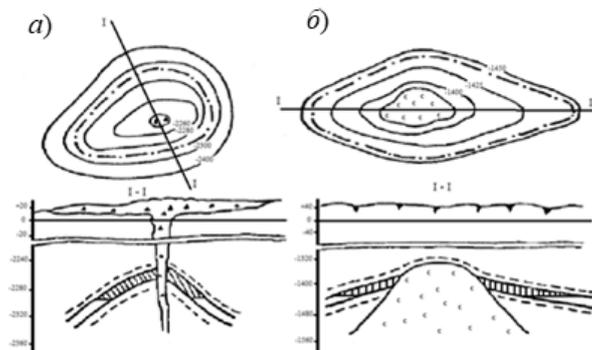


Рисунок 3.6 – Пластовая тектонически экранированная залежь (сброс)

Выполняя задания по рассматриваемому типу залежи, при проведении изолиний на структурной карте необходимо учитывать их форму до образования нарушения с тем, чтобы придать правильную форму изолиниям разобщенных блоков. По цифровым значениям изогипс можно определить амплитуду относительного смещения крыльев или блоков. Например, сходящиеся у нарушения изогипсы минус 1010 м и минус 1030 м указывают, что амплитуда смещения равна 20 м.

Тектонические нарушения показывают на карте двумя линиями, представляющими собой проекции пересечения поверхности нарушения с кровлей пласта в опущенном и приподнятом крыльях (блоках) антиклинали. Расстояние между этими линиями зависит от угла наклона плоскости сбрасывателя и амплитуды замещения. В случае вертикального нарушения обе линии совмещаются в одну.

4 Пластовая приконтактная залежь (рисунок 3.7).



*а* – жерло грязевого вулкана; *б* – соляной шток

Рисунок 3.7 – Пластовая приконтактная залежь

Эти залежи образуются в ловушках, где продуктивный пласт прорван инородным телом, поэтому в плане залежь имеет как бы кольцевую форму.

Внутри кольца залежь отсутствует, и скважинами должны быть установлены примерный контур и состав внедрившегося тела для показа его на карте и профилях соответствующим знаком.

5 Пластовая литологически экранированная залежь (рисунки 3.8 и 3.9). Залежи этого типа приурочены к ловушкам, образование которых определяется двумя факторами. Первым и основным является литологическое замещение и выклинивание пласта коллектора в процессе седиментации (осадконакопления). Второй фактор, проявляющийся позже, приводит к образованию моноклинали или антиклинальной структуры и тем самым завершает формирование ловушки.

Линия выклинивания определяет в плане область распространения коллектора и за эту линию нельзя протягивать изогипсы коллектора (см. рисунок 3.8). Если литологически экранированные участки расположены так, что занимают лишь небольшие площади моноклинали или крыла антиклинали, то для характеристики общего структурного плана проводят изогипсы не по кровле коллектора, а по кровле вмещающего его пласта (см. рисунок 3.9).

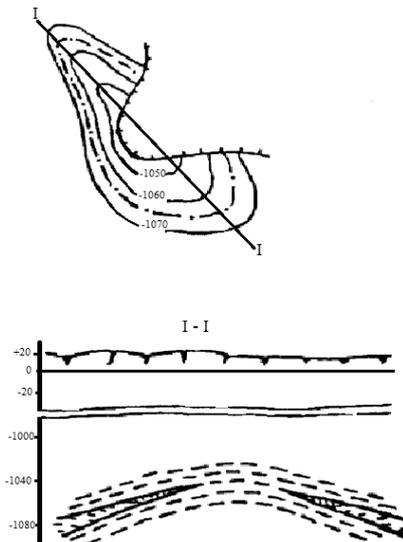


Рисунок 3.8 – Пластовая литологически экранированная залежь

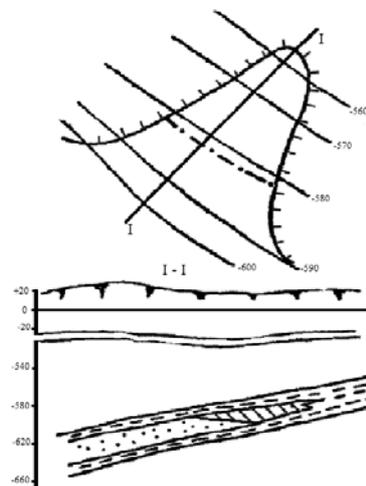


Рисунок 3.9 – Пластовая литологически экранированная залежь на моноклинали

6 Пластовая стратиграфическая залежь (рисунок 3.10). Стратиграфический экран, который определяет название залежи, может образовать ловушку только в сочетании с угловым несогласием между подстилающими и перекрывающими породами. Когда поверхность стратиграфического несогласия является горизонтальной, то на карте остается только линия ее пересечения с кровлей продуктивного пласта.

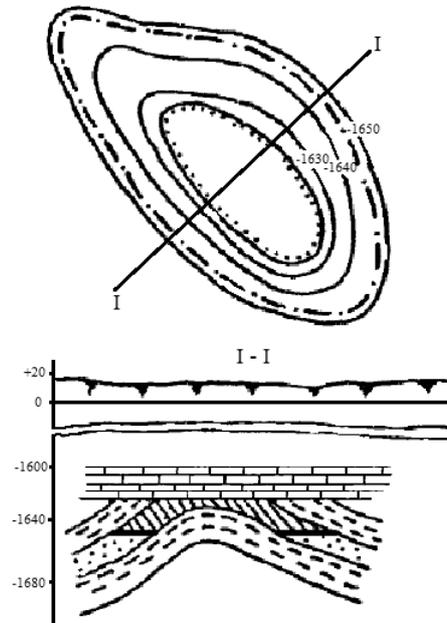


Рисунок 3.10 – Пластовая стратиграфическая залежь

7 Массивная сводовая залежь (рисунок 3.11). Структурная карта и профили массивной сводовой залежи должны отразить большую мощность пород-коллекторов в ловушке и её амплитуду в несколько сотен метров.

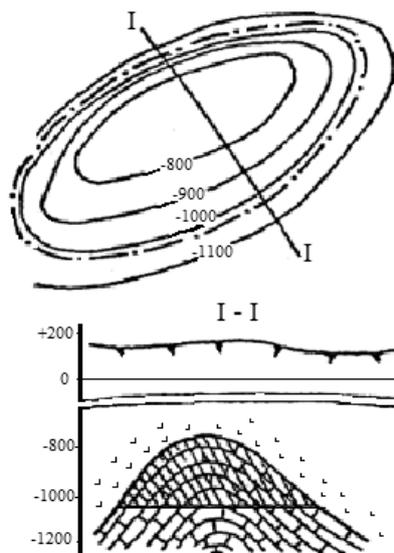


Рисунок 3.11 – Массивная сводовая залежь

Изолинии на структурной карте по своей конфигурации подобны изолиниям пластовой сводовой залежи. Отличительным признаком массивной залежи будет ее большая высота в сотни метров, что показывают увеличением шага между изогипсами. Учитывая, что ловушка массивной сводовой залежи представляет собой структурное поднятие, напластование пород в разрезах остается параллельным кровле залежи. В строении ловушки участвуют отложения лишь верхней части массивного резервуара.

8 Массивная тектонически экранированная залежь (рисунок 3.12). Образование ловушки для залежи этого типа можно представить себе как дальнейшее развитие сводового поднятия, сопровождающееся превышением предела прочности пород и возникновением нарушений. Тектонические нарушения должны быть показаны на структурной карте и соответственно на разрезе (профиле).

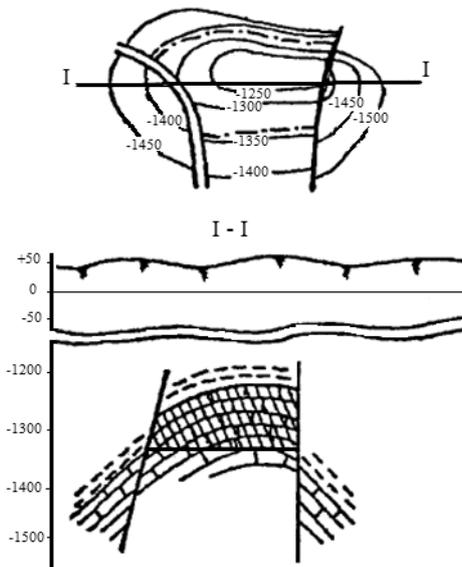


Рисунок 3.12 – Массивная тектонически экранированная залежь

9 Рифовая залежь (рисунок 3.13). Приурочена к ловушке, представляющей собой известняковый массив, образованный жизнедеятельностью колониальных организмов.

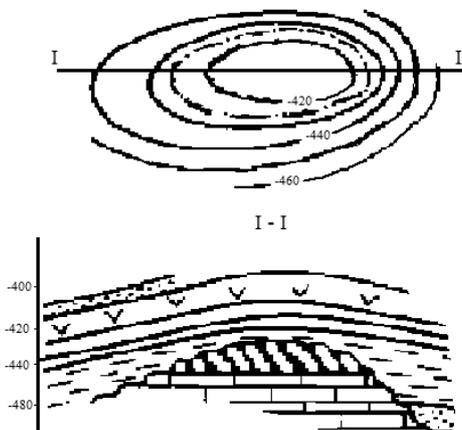


Рисунок 3.13 – Рифовая залежь

Коллекторские свойства рифового массива очень неоднородны. Отдельные его части имеют повышенную пористость и кавернозность, а следовательно, и лучшую проницаемость. На карте изолиниями подчеркивают вытянутую форму рельефа поверхности рифа с одной или несколькими вершинами. При показе рифового тела на разрезах отражают отсутствие в нем напластования, специфическое его очертание и участки улучшенных коллекторских свойств. Вмещающие, облекающие, подстилающие риф породы имеют слоистость и представлены уже другие литологическими разностями.

10 Массивная залежь в эрозионном останце (рисунок 3.14). Ловушки для залежей данного типа образуют эрозионные останцы, сложенные устойчивыми к разрушению горными породами и перекрытые водоупорными отложениями. Форму останца определяет наклонное или горизонтальное залегание пород, литологический их состав и степень трещиноватости.

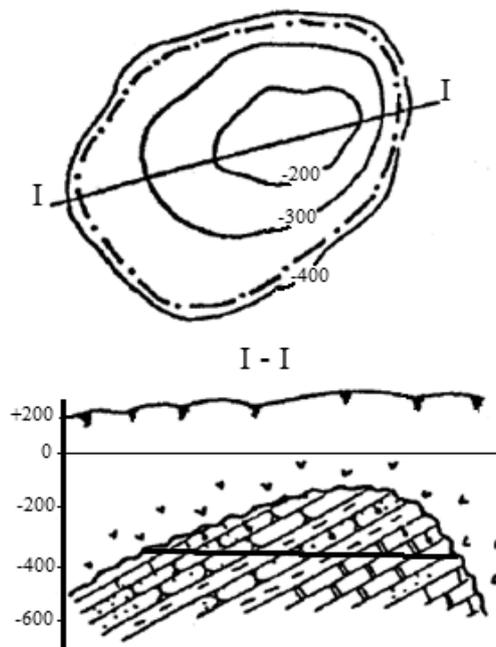


Рисунок 3.14 – Массивная залежь в эрозионном останце

При горизонтальном залегании пород форма останцевого выступа может быть самой разнообразной и определяется изменением состава и степени трещиноватости пород по площади. При наклонном залегании пород выступ, как правило, ассиметричен. Более изрезанным и крутым будет тот склон, где разрушаются головы пластов. В связи с расчлененностью рельефа эрозионного останца изолинии на структурной карте имеют неровный контур и сложную конфигурацию, а на разрезах поверхность эрозионного массива ограничивают линией стратиграфического несогласия.

11 Линзовидная приразрывная залежь (рисунок 3.15). Трещиноватые участки, которые образуются вокруг тектонических нарушений, секущих толщи сильно сцементированных непроницаемых пород, могут служить линзовидными ловушками для нефти и газа, вытянутыми вдоль нарушения.

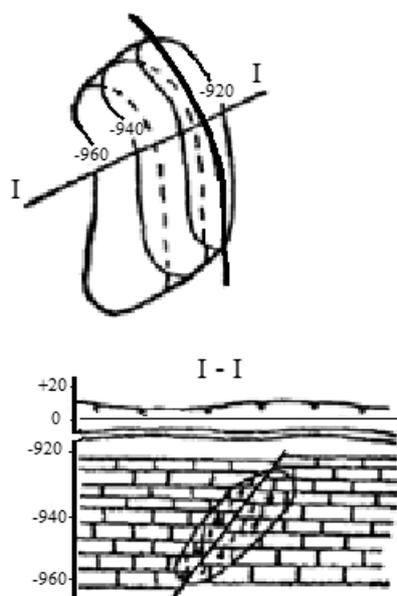


Рисунок 3.15 – Линзовидная приразрывная залежь

Структурная схема поверхности приразрывной линзовидной ловушки представляется системой замкнутых изолиний, образующихся от пересечения тела линзы с горизонтальными поверхностями. Тектоническое нарушение пересекает тело линзы на значительном протяжении и должно быть отражено в каждой из изолиний. При этом в верхнем контуре оно показывается сплошной линией, а в остальных – пунктиром. Для облегчения структурной карты на рисунке нарушение показано только в верхнем сечении.

Залежь может занимать весь объем линзы или ее часть. Контур ВНК (ГВК) проводят при частичном заполнении ловушки нефтью или газом.

12 Линзовидная внутрипластовая залежь (рисунок 3.16). Внутри непроницаемых (обычно глинистых) пластов в процессе седиментации могут накапливаться линзы проницаемых, например, песчано-алевролитовых отложений, которые и служат ловушками для линзовидных залежей нефти и газа. Ловушки этого типа плоские и имеют небольшие размеры и вытянутую форму.

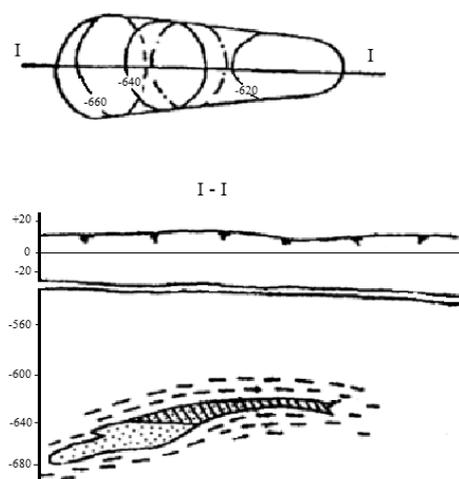


Рисунок 3.16 – Линзовидная внутрипластовая залежь

При заполнении нефтью и газом всей ловушки контур залежи в плане совпадает с линией, огибающей изогипсы линзовидного тела. При неполном заполнении залежь ограничивается контуром нефтеносности и примыкающим отрезком огибающей линии.

### **Указания к выполнению работы**

#### **Задание**

Построить разрезы и структурные карты по кровле продуктивного горизонта залежей, указанных преподавателем. Образец оформления залежи представлен на рисунке 3.17.

#### *Залежь пластовая сводовая*

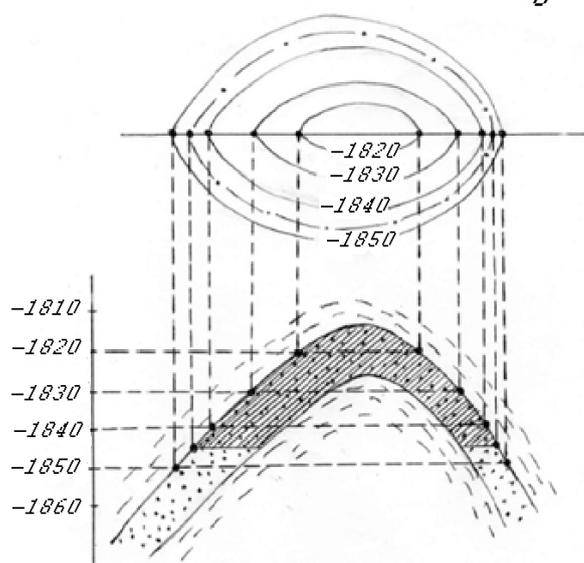


Рисунок 3.17 – Пример построения и оформления залежи

#### Порядок выполнения работы.

1 Сначала надо представить геологическое строение залежи в объеме, рассмотреть соответствующий рисунок и описание к нему. Каждый рисунок должен быть оригинальным, свидетельствующим о творческом подходе студента к графическому показу типичных залежей.

2 Затем самостоятельно выбрать вертикальный масштаб, конфигурацию изолиний, размеры и глубину залегания залежи и нарисовать залежь в разрезе. Принять за шаг между изогипсами для пластовых залежей интервал в 10 м, для массивных залежей – 100 м. Для линзовидных залежей шаг изогипсы выбирается самостоятельно.

3 Над нарисованным разрезом залежи (можно под разрезом) поместить структурную карту. Линия разреза на структурной карте должна находиться горизонтально, чтобы на нее было можно делать проекцию отстраиваемой поверхности. В данной работе студенты строят карту по кровле продуктивного пласта (толщи).

4 На разрезе и карте условными знаками изобразить контур и состав залежи, линии экранов, породы-коллекторы и породы-покрышки и другие детали, определяющие данный тип ловушки (условные обозначения даны на рисунке 3.18).

5 Указать полное название залежи.

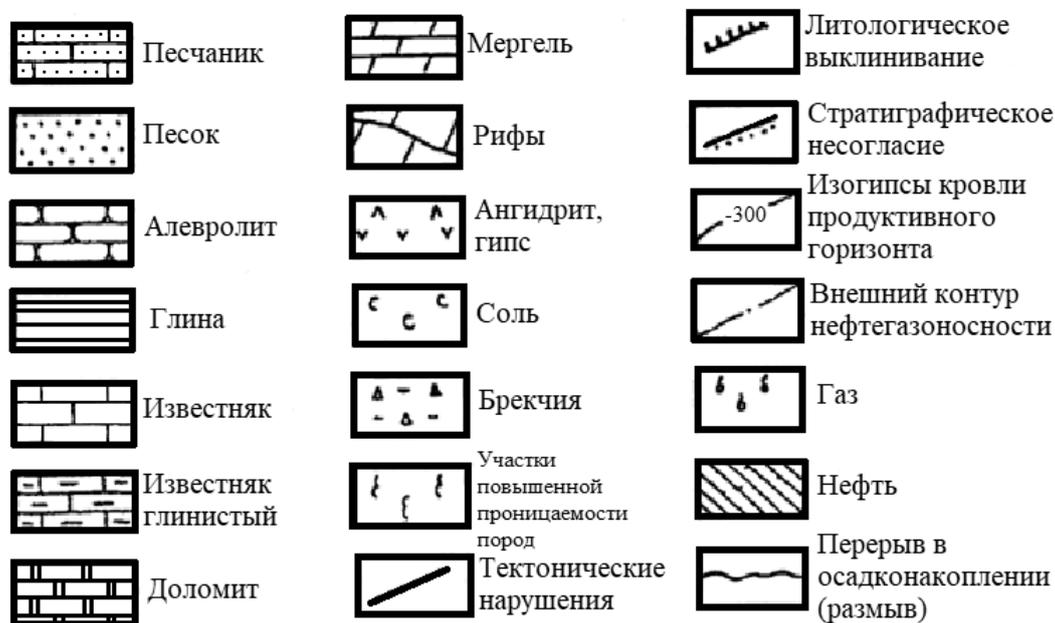


Рисунок 3.18 – Условные обозначения к практической работе

### **Контрольные вопросы**

- 1 Какие существуют классификации природных резервуаров?
- 2 Что такое пластовый резервуар?
- 3 Охарактеризовать массивный резервуар.
- 4 В чем сходство и различия пластового и массивного резервуаров?
- 5 Дать понятие литологически ограниченного природного резервуара.
- 6 На какие основные типы классифицируют ловушки?
- 7 В результате каких процессов образуются тектонически экранированные ловушки?
- 8 Какие ловушки называются неструктурными и почему?

## **4 Практическая работа № 4. Качественный прогноз нефтегазоносности**

**Цель работы:** ознакомить студентов с методиками прогноза нефтегазоносности; рассмотреть основные показатели и критерии прогноза нефтегазоносности недр.

Качественная оценка перспектив нефтегазоносности осуществляется на основе анализа критериев нефтегазоносности и районирования территории по степени перспективности (высокоперспективные, перспективные малоперспек-

тивные и бесперспективные) и заканчивается составлением карт перспектив нефтегазоносности.

Выделяются объекты прогноза, описываются, сравниваются с похожими, но хорошо изученными бурением, делается заключение о перспективности. Имеют широкое распространение экспертные методы, т. е. принятие решения группой профессионалов.

Количественная оценка перспектив нефтегазоносности – это определение величины, пространственного размещения и внутренней структуры ресурсов нефти, газа и конденсата (оценки  $D_1$  и  $D_2$ ). Основными этапами количественного прогноза являются:

- выбор модели и метода прогнозирования;
- установление на материалах эталонов количественных зависимостей между прогнозируемыми характеристиками и измеренными;
- дифференциальная и интегральная оценка ресурсов объекта прогноза по установленным зависимостям;
- геологическая интерпретация результатов прогноза с определением доверительных интервалов или кривых распределения вероятностных оценок, а также общей степени их достоверности.

Существует ряд методов для решения этих задач.

1 Метод сравнительных геологических аналогий (определение удельных плотностей запасов на единицу площади или объема, при этом сходство между эталоном и расчетным участком называется коэффициентом аналогии). К этому методу можно причислить объемно-статистический, объемно-балансовый и методы многомерного математического моделирования (регрессионный анализ, метод распознавания образов и др.).

В итоге строится карта плотностей и плотность умножается на площадь.

2 Объемно-генетический (заключается в оценке общего объема УВ, эмигрировавших из нефтегазоматеринских толщ, и потерь УВ в процессе их миграции и аккумуляции).

3 Прогноз на основе установления зависимостей между показателями динамики и характеристиками процесса освоения ресурсов, т. е. на основании данных разработки, используются зависимости типа добыча – время, запасы – время и т. д.

Процесс образования скоплений нефти и газа в земной коре имеет многоступенчатые генетические связи и контролируется совокупностью комплекса факторов:

- 1) определенным режимом тектонических движений;
- 2) палеогеографическими и литолого-фаціальными, в т. ч. геохимическими условиями накопления осадков;
- 3) геотермодинамическими условиями вмещающей геологической среды во времени и пространстве;
- 4) гидрогеологическими и палеогидродинамическими условиями района нахождения скоплений нефти и газа в течение отдельных отрезков времени геологической истории;
- 5) условиями, обеспечивающими сохранность образовавшихся скоплений нефти и газа.

Приведенный комплекс факторов определяет основные показатели и критерии прогноза нефтегазоносности недр.

**Тектонические показатели.** Рассматривая критерии нефтегазоносности, особое внимание уделяется тектоническим условиям, т. к. они играют важную роль в совокупности факторов, создающих геологическую среду, которая способствует возникновению и развитию процессов формирования скоплений УВ, а также их пространственному размещению в земных недрах. При этом роль тектонического фактора как в современных, так и в палеоусловиях двойственна: с одной стороны тектонический режим создает структуру территории и контролирует размещение УВ в разрезе и по площади, с другой – интенсивность и направленность структуроформирующих движений прямо или опосредованно воздействует на обстановку и масштабы осадконакопления, степень изменения пород, тип и характер преобразования ОВ, области питания и разгрузки пластовых вод, изменение во времени геотермического градиента, региональные направления перетока флюидов и на другие процессы, сопровождающие или определяющие нефтегазоносность. Поэтому выявление роли тектоники в прогнозе региона на нефть и газ представляется наиболее целесообразным.

Вместе с тем из-за недостаточной и неравномерной изученности опорной база промысла (ОПБ) для ряда показателей, в том числе и тектонических, пока не определены диапазоны значений, в пределах которых они играют позитивную, а за их пределами – негативную роль. Примером такой неопределенности может служить показатель «неотектонические движения». С одной стороны новейшие неоген-четвертичные (N – Q) движения способствуют увеличению контрастности структур, усиливают процессы миграции и формирования залежей УВ, с другой – приводят к нарушению сплошности пород и интенсивному развитию трещинно-разрывной сети, выводят перспективные горизонты в зону активного дренажа и в конечном счете вызывают переформирование залежей или их полную деструкцию. «Золотая середина» этого показателя не установлена, но и не учитывать вообще его нельзя, т. к. известно, что активный новейший тектогенез особенно негативно сказывается на условиях сохранности газовых месторождений, весьма чутко реагирующих на любую перестройку структурного плана.

Качество прогноза возрастает при использовании статистически выявленных закономерностей, обеспечивающих количественную оценку перспективно нефтегазоносных объектов. Статистическому анализу подвергаются эмпирически выделенные и теоретически обоснованные фактические данные о геологическом строении объектов, подобных исследуемому. При этом достоверность и точность количественной оценки зависит как от числа участвующих в выборке объектов, так и от степени их адекватности. Учитывая, что в природе нет абсолютно тождественных объектов, возникает необходимость выделения параметров, которые независимо друг от друга описывают эти объекты в наиболее обобщенном виде. Принимая во внимание, что тектонике принадлежит ведущая роль в прогнозе нефтегазоносности, в качестве основных, самых важных и универсальных, выделены параметры – «тектонотип» и «масштаб объекта». Все структуры

земной коры разделены на четыре основных тектонотипа: платформы, краевые системы, межгорные впадины и синклинии; в каждом из них выделены подтипы и определена градация тектонических объектов по размеру. При этом субглобальные – региональные тектонические объекты обеспечивают все стадии онтогенеза УВ в недрах, субрегиональные структуры в основном создают условия для миграции, аккумуляции и консервации, а локальные – обеспечивают преимущественно аккумуляцию и консервацию УВ.

Таким образом, разделение нефтегазогеологических объектов по тектонотипам и масштабам, учитывающим особенности их строения и условий онтогенеза УВ, является необходимым требованием в прогнозе.

**Палеогеографические показатели.** Нефтегазообразование происходит в определенных палеогеографических условиях. Региональные нефтегазовые комплексы (НГК) могут быть представлены литологическими разностями преимущественно терригенных и карбонатных пород, накопление которых происходило в различных фациальных условиях (морских, прибрежных, лагунных и, реже, даже континентальных). Однако для всех региональных НГК, независимо от литологического состава и фациальных условий их образования, характерна одна объединяющая (диагностическая) их особенность, а именно накопление в водной (субаквальной) среде с анаэробной геохимической обстановкой на фоне относительно устойчивого прогибания бассейна седиментации. Установлено, что в некоторых провинциях встречаются регионально газоносные комплексы, генетически связанные с угленосными отложениями континентального происхождения.

Некоторые генетические группы, связанные, например, с погребенными песчаными образованиями типа бар или дельт палеорек, формируются в прибрежных зонах палеоморей. Следовательно, для прогнозирования их необходимо изучение палеогеографических условий с выяснением очертаний береговых линий палеоморей, границ областей суши (областей сноса), гидрографической сети и других физико-географических условий для каждого изучаемого времени геологической истории.

**Литолого-фациальные и геохимические показатели.** Литолого-фациальными и геохимическими условиями контролируются прежде всего вещественный состав осадочных образований и геохимическая обстановка накопления и последующего преобразования захороняемого в осадке исходного ОВ (или растворенного органического вещества (РОВ)) – формирование возможно нефтегазоматеринских комплексов отложений в различных частях бассейна седиментации. Поэтому для прогнозирования перспектив нефтегазоносности территории необходимо выявление в разрезе возможно нефтегазоматеринских и нефтегазопроизводящих свит (отложений).

По современным представлениям общими характерными (диагностическими) особенностями потенциально нефтегазоматеринских отложений являются:

- 1) накопление в субаквальной среде с анаэробной геохимической обстановкой;
- 2) повышенное содержание в них ОВ (не менее 0,5 %) преимущественно сапропелевой или гумусово-сапропелевой природы;

3) определенная степень превращения (метаморфизма) ОВ от позднебуроугольной до ранне-среднекаменноугольных стадий;

4) повышенное содержание в составе РОВ битумоидов и УВ – нефтяного ряда;

5) региональная приуроченность к комплексу отложений битумопроявлений.

Литолого-фациальными условиями накопления осадков контролируется также формирование состава и коллекторских свойств пород, участвующих в строении природного резервуара, изменения их в разрезе и пространстве, а также распространение в разрезе и пространстве газонефте непроницаемых пород-покрышек. Указанные факторы в совокупности с тектоническими и другими показателями определяют условия миграции и аккумуляции нефти и газа в природном резервуаре, а также формирование регионально выдержанных нефтегазоносных этажей.

Литолого-фациальные условия накопления осадков, бывает, обуславливают формирование некоторых генетических типов зон нефтегазонакопления (ЗНГН), приуроченных к зонам регионального выклинивания коллекторов или замещения проницаемых пород непроницаемыми по восстанию пластов.

**Гидрогеологические и палеогидрогеологические показатели.** Изучение закономерностей формирования и сохранности скоплений нефти и газа невозможно без детального изучения динамики и химизма пластовых и трещинных вод не только в современных геологических условиях, но и в палеогеологическом плане.

Для того чтобы давать сейчас прогнозы нефтегазоносности, мало знать палеогеографию бассейна, тектонику и свойства коллекторов, надо научиться также разгадывать движение подземных водных масс в геологическом прошлом, т. е. создать историческую гидрогеологию.

Находящиеся в породах воды по своему генезису могут быть:

– эндогенными – образовавшимися непосредственно в горных породах за счет химических реакций;

– экзогенными, попавшими в породы при их формировании в процессе седиментации (седиментационные воды) или с поверхности, в результате фильтрации (инфильтрационные воды).

Роль этих вод существенно различна.

Главное значение при первичной миграции УВ из нефтегазопроизводящих отложений в породы-коллекторы и формировании залежей имеют седиментационные воды; инфильтрационные воды обуславливают переформирование залежей и часто их разрушение.

Природные процессы протекают весьма сложно и неоднородно. С течением времени одни процессы накладываются на другие, воды одного генезиса сменяются водами другого происхождения. В природе происходит непрерывный водообмен, характер и интенсивность которого определяются режимом и направленностью тектогенеза в пределах ОПБ и окружающих их областей сноса.

При погружении осадочные породы испытывают давление вышележащих пород, приводящее к уменьшению их объема и выжиманию седиментационных вод, которые мигрируют из плохо проницаемых пород (глины) в хорошо проницаемые (песчаники) и затем из области больших давлений перемещаются в зоны меньших давлений.

Указанный процесс назван элизионным (от греч. «элизио» – выжимаю). В результате элизионного процесса в недрах происходит движение очень больших масс воды. Процесс проникновения в горные породы поверхностных инфильтрационных вод называются инфильтрационным водообменом.

Стадии (циклы) литогенеза, нефтегазообразования, нефтегазонакопления и формирования подземных вод генетически связаны друг с другом и обуславливаются одним общим процессом – режимом и направленностью тектонических движений.

Первая часть гидрогеологического цикла начинается погружением территории, трансгрессией моря и накоплением осадков и заканчивается воздыманием, регрессией и денудацией водоносных пород в какой-либо части региона.

В элизионный этап происходят формирование седиментационных вод и элизионный водообмен.

При денудации водоносных комплексов происходит инфильтрация поверхностных вод, которая знаменует собой начало второго – инфильтрационного этапа гидрогеологического цикла, при котором начинается инфильтрационный водообмен и формируются инфильтрационные воды, постепенно или частично вытесняющие седиментационные воды. Инфильтрационный этап продолжается в течение всего периода, при котором водоносные горизонты выходят на поверхность, и заканчивается в начале регионального погружения, когда эти водоносные горизонты перекрываются более молодыми отложениями.

В процессе геологического развития гидрогеологические циклы и составляющие его этапы могут неоднократно повторяться, причем в одних регионах по времени может преобладать один этап, в других – другой и т. д. В зависимости от того, какой этап гидрогеологического цикла испытывает в данный момент определенный водоносный комплекс, который относят или к элизионной или инфильтрационной природной водонапорной системе.

Этап I. Напор вод создается за счет выжимания вод из уплотняющихся осадков вследствие геостатического давления.

Этап II. Напор вод происходит в результате превышения гидростатической нагрузки, создаваемой при фильтрации поверхностных вод в водоносные комплексы, над пластовым (геостатическим или геодинамическим) в более погруженных его частях.

При инфильтрации поверхностные воды выбирают наиболее легкие пути, перемещаясь по проницаемым участкам породы и обходя менее проницаемые, т. е. на инфильтрационном этапе содержащиеся в водоносных комплексах седиментационные воды полностью не вытесняются инфильтрационными водами и их значительный объем остается в породах.

Начальная (первичная) миграция УВ из нефтегазопродуцирующих толщ в коллекторы связана с элизионным этапом палеогидрогеологической истории.

Последующая миграция флюидов в природном резервуаре также в значительной мере контролируется палеогидродинамическими условиями.

В инфильтрационные этапы палеогидрогеологической истории, наступающие в фазы развития движений воздымания, развивается инфильтрационный

водообмен, в связи с чем происходит разрушение или перераспределение ранее сформировавшихся скоплений нефти и газа.

В зависимости от режима тектонических движений одни бассейны осадконакопления в течение длительного геологического времени (веков, эпох) могут оставаться в условиях непрерывного развития элизионного гидрогеологического этапа, а другие – находиться в обстановке неоднократного чередования элизионного и инфильтрационного этапов.

Указанными особенностями палеогидрогеологической истории могут отличаться отдельные области и районы одного и того же бассейна седиментации.

Территории, где элизионный этап гидрогеологической истории был геологически сравнительно длительным, будут отличаться более благоприятными палеогидрогеологическими условиями для регионального нефтегазообразования и нефтегазонакопления по сравнению с территориями, испытавшими развитие преимущественно инфильтрационных этапов или частое чередование элизионного и инфильтрационного этапов. Поэтому для прогнозирования распределения регионально нефтегазоносных территорий и зон нефтегазонакопления необходимо выяснение указанных особенностей палеогидрогеологической истории каждой исследуемой территории.

К основным гидрогеологическим показателям оценки региональной нефтегазоносности недр относятся:

1) условия распространения в разрезе и пространстве зон и областей затрудненного и интенсивного водообмена и гидрогеологически застойного режима;

2) степень промытости инфильтрационными водами отложений отдельных структурных этажей в пространстве и в геологическом времени. Гидрогеологическая закрытость каждого оцениваемого структурного этажа – важнейший фактор для положительной оценки перспектив нефтегазоносности недр. Степень промытости отложений одного и того же структурного этажа в пределах одной и той же водонапорной системы – от области питания до области разгрузки – может быть весьма различной.

В комплексе гидрогеологических исследований имеет значение изучение:

- состава природного газа;
- упругости (давления насыщения) растворенного газа;
- количества растворенного газа в пластовых водах.

Основным показателем существования нефтяных и газовых залежей является наличие УВ-газов. Присутствие в углеводородах газов  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{N}$  свидетельствует о происходящих процессах разрушения нефтяных и газовых залежей. Присутствие кислорода, являясь отрицательным показателем нефтегазоносности, указывает на поверхностный состав вод.

При оценке газоносности района основную роль играет величина упругости растворенных газов. При положительной оценке перспектив нефтегазоносности по упругости растворенных газов обычно исходят из превышения давления насыщения растворенных газов над гидростатическим давлением пластовых вод. Только при этом условии, по законам фазового равновесия, может происходить выделение газа из воды в свободную фазу и формирование скоплений нефти и газа. При установлении превышения упругости растворенного газа над статичес-

ким давлением подземных вод в определенных горизонтах и при наличии благоприятных структурных форм район исследований считается перспективным в газоносном отношении.

### **Указания к выполнению работы**

#### **Задание**

Провести качественный анализ нефтегазоносности определенного района (по указанию преподавателя).

В отчете следует отразить цель работы, краткое теоретическое обоснование; провести анализ по критериям оценки нефтегазоносности; сделать вывод о перспективности района.

#### **Контрольные вопросы**

- 1 Что такое качественный анализ нефтегазоносности?
- 2 Перечислить основные показатели нефтегазоносности.
- 3 Какие факторы влияют на процесс образования скоплений нефти и газа в земной коре?

## **5 Практическая работа № 5. Расчет потенциальных ресурсов нефти и газа**

**Цель работы:** рассчитать запасы нефти и газа объемным методом по исходным данным.

Объемный метод подсчетов запасов нефти основан на определении объема порового пространства пород-коллекторов, насыщенного нефтью. Подсчет запасов нефти производится по каждому подсчетному объекту отдельно. В качестве подсчетного объекта принимается продуктивный пласт, имеющий непроницаемые кровлю и подошву и содержащий одну залежь с единым ВНК (ГНК).

Формула подсчета балансовых запасов нефти объемным методом имеет следующий вид:

$$Q_{\text{бал.н}} = F \cdot h_{\text{эф}} \cdot k_{\text{от.пор}} \cdot k_{\text{н.н}} \cdot \rho \cdot \Theta, \quad (5.1)$$

где  $Q_{\text{бал.н}}$  – балансовые запасы нефти, т;

$F$  – площадь нефтеносности, м<sup>2</sup>;

$h_{\text{эф}}$  – эффективная нефтенасыщенная толщина, м;

$k_{\text{от.пор}}$  – коэффициент открытой пористости;

$k_{\text{н.н}}$  – коэффициент нефтенасыщенности;

$\rho$  – плотность нефти в поверхностных условиях, т/м<sup>3</sup>;

$\Theta$  – пересчетный коэффициент.

При этом выражение  $F \cdot h_{\text{эф}}$  – объем коллекторов залежи;  $F \cdot h_{\text{эф}} \cdot k_{\text{от.пор}}$  – объем пустотного пространства пород-коллекторов;  $F \cdot h_{\text{эф}} \cdot k_{\text{от.пор}} \cdot k_{\text{н.н}}$  – объем

пустотного пространства пород-коллекторов, насыщенных нефтью. Для приведения объема пластовой нефти к объему дегазированной нефти при стандартных условиях используется среднее значение пересчетного коэффициента  $\Theta$ , учитывающего усадку нефти. Объем нефтяной залежи при стандартных условиях будет определяться выражением  $F \cdot h_{эф} \cdot k_{от.пор} \cdot k_{н.н} \cdot \Theta$ . Умножив объем нефти в стандартных условиях на плотность нефти в стандартных условиях, получим балансовые запасы нефти (массу нефти, т). Часть балансовых запасов нефти, которая может быть извлечена из недр, – извлекаемые запасы – определяется с помощью коэффициента нефтеизвлечения  $\eta$ . Отсюда

$$Q_{изв.н} = Q_{бал.н} \cdot \eta = F \cdot h_{эф} \cdot k_{от.пор} \cdot k_{н.н} \cdot \Theta \cdot \rho \cdot \eta, \quad (5.2)$$

где  $Q_{изв.н}$  – извлекаемые запасы нефти, т;  
 $Q_{бал.н}$  – балансовые запасы нефти, т;  
 $\eta$  – коэффициент нефтеизвлечения.

Площадь нефтеносности  $F$  контролируется внешним контуром нефтеносности и границами распространения проницаемых прослоев. Определяется площадь нефтеносности планиметром по подсчетному плану. Средние значения эффективной нефтенасыщенной толщины, коэффициента открытой пористости, коэффициента нефтенасыщенности определяют по данным керна и геофизических исследований скважин. Плотность нефти берется как средняя арифметическая величина по пробам нефти.

Для приведения объема пластовой нефти к объему сепарированной нефти в формулу подсчета запасов вводится пересчетный коэффициент  $\Theta$ . Пересчетный коэффициент  $\Theta$  учитывает усадку нефти:

$$\Theta = 1 / b, \quad (5.3)$$

где  $b$  – объемный коэффициент пластовой нефти.

Объемным коэффициентом называют отношение объема пластовой нефти  $V_{пл}$  к объему сепарированной нефти  $V_{см}$  при стандартных условиях:

$$b = V_{пл} / V_{см}. \quad (5.4)$$

Объемный коэффициент пластовой нефти определяют по результатам лабораторного анализа глубинной пробы пластовой нефти. В результате перемножения рассмотренных выше параметров и коэффициентов получают величину балансовых запасов нефти. Однако на поверхность извлекается не вся нефть, содержащаяся в залежи. Чтобы получить величину извлекаемых запасов, нужно балансовые запасы умножить на коэффициент извлечения нефти  $\eta$ , равный отношению извлекаемых запасов к балансовым. Величина коэффициента извлечения нефти зависит от вязкости нефти, проницаемости плотности сетки скважин, неоднородности коллекторов и других параметров. Для залежей, выходящих из разведки с запасами до 50 млн т, при определении коэффициента извлечения нефти пользуются Временным методическим

руководством. При больших запасах коэффициент извлечения рассчитывают на основе технико-экономического обоснования (ТЭО).

Объемный метод подсчета запасов нефти является основным. Он применим для подсчета запасов нефти в недрах при любом режиме работы залежи в контуре любой категории запасов.

Различают методы подсчета запасов газа, растворенного в нефти, и методы подсчета запасов свободного газа.

**Подсчет запасов газа, растворенного в нефти.** Балансовые запасы газа, растворенного в нефти, при любом режиме залежи определяются по балансовым запасам нефти и начальному газосодержанию, определенному по пластовым пробам:

$$Q_{бал.г.р} = Q_{бал.н} \cdot r, \quad (5.5)$$

где  $Q_{бал.г.р}$  – балансовые запасы газа, растворенного в нефти, м<sup>3</sup>;

$Q_{бал.н}$  – балансовые запасы нефти, т;

$r$  – газосодержание, м<sup>3</sup>/т.

На величину извлекаемых запасов газа, растворенного в нефти, оказывает влияние режим залежи. При водонапорном и упруговодонапорном режиме пластовое давление в процессе разработки выше давления насыщения, в связи с чем величина газового фактора постоянна. Поэтому извлекаемые запасы газа, растворенного в нефти, определяются извлекаемыми запасами нефти и газосодержанием:

$$Q_{изв.г.р} = Q_{изв.н} \cdot r, \quad (5.6)$$

где  $Q_{изв.г.р}$  – извлекаемые запасы газа, растворенного в нефти, м<sup>3</sup>;

$Q_{изв.н}$  – извлекаемые запасы нефти, т;

$r$  – газосодержание, м<sup>3</sup>/т.

**Объемный метод подсчета запасов свободного газа.** Сущность объемного метода подсчета запасов сводится к определению объема порового пространства пласта-коллектора в пределах залежи газа и в газовых шапках. В отличие от нефти объем газа, содержащегося в залежи или газовой шапке, зависит от пластового давления, пластовой температуры, физических свойств и химического состава самого газа. Все сведения, необходимые для подсчета запасов газа объемным методом, получают в процессе разведки и пробной эксплуатации залежи.

Подсчет начальных балансовых запасов газа объемным методом производится по формуле

$$Q_{бал.г} = F h k_{от.пор} k_2 f(p_0 \alpha_0 / p_{cm} \alpha_{cm}), \quad (5.7)$$

где  $Q_{бал.г}$  – балансовые начальные запасы газа, приведенные к стандартным условиям ( $p_{cm} = 0,1$  МПа и  $T_{cm} = 293$  К), м<sup>3</sup>;

$F$  – площадь газоносности, м<sup>2</sup>;

$h_г$  – эффективная толщина газонасыщенной части пласта, м;

$k_{от.пор}$  – коэффициент открытой пористости;

$k_z$  – коэффициент газонасыщенности;

$p_0$  – начальное пластовое давление в залежи, МПа;

$p_{cm}$  – то же, при стандартных условиях;

$\alpha_0$  – поправка на сжимаемость газа при начальном давлении  $p_0$  и пластовой температуре, равная  $1/Z_0$ ;

$\alpha_{cm}$  – то же, при стандартных условиях;

$f$  – поправка на температуру для приведения объема газа к стандартной температуре:  $f = T_{cm}/T_{nl} = 293 \text{ K}/(273 \text{ K} + t_{nl})$ .

Произведение  $F \cdot h \cdot k_{om.nop} \cdot k_z$  равно объему газа в залежи при стандартном давлении. Объем газа в залежи под давлением  $p_0$  во столько раз превышает объем газа в залежи при стандартном давлении, во сколько раз  $p_0\alpha_0$  больше  $p_{cm}\alpha_{cm}$ .

Начальное пластовое давление в залежи  $p_0$  определяется глубинными манометрами или пересчетом по максимальному давлению, замеренному на устье одной из первых скважин.

Численные значения коэффициента сжимаемости  $Z$  определяют графически по опытным кривым. Коэффициент газоизвлечения при подсчете запасов газа принят равным единице независимо от режима залежи и ее геолого-промысловых характеристик. Однако практика разработки газовых залежей и теоретические исследования показывают, что полное извлечение запасов газа достигается редко.

### ***Порядок выполнения работы***

#### **Задание**

Заполните таблицу 5.1 с исходными данными для подсчета запасов нефти объемным методом нефтяного месторождения. Подсчитайте балансовые запасы нефти по каждому пласту, а затем по всему месторождению. Используйте формулу (5.1).

Подсчитайте извлекаемые запасы нефти по каждому пласту, а затем по всему месторождению. Используйте формулу (5.2).

Таблица 5.1 – Пример таблицы для исходных данных

Пласт	Площадь залежи, м <sup>2</sup>	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Средний коэффициент открытой пористости	Средний коэффициент нефтенасыщенности	Средняя плотность нефти в поверхностных условиях, г/см <sup>3</sup>	Средний пересчитанный коэффициент	Коэффициент нефтеизвлечения

Заполните таблицу 5.2 балансовых и извлекаемых запасов нефти и растворенного газа в нефти.

Таблица 5.2 – Балансные и извлекаемые запасы нефти

Пласт	Балансовый запас нефти, тыс. т	Коэффициент нефтеизвлечения	Извлекаемый запас нефти, тыс. т	Балансовый запас газа, млн м <sup>3</sup>	Извлекаемый запас газа, млн м <sup>3</sup>
Всего по месторождению					

### ***Контрольные вопросы***

- 1 В чем сущность объемного метода подсчета запасов нефти?
- 2 Дать понятия балансовых и извлекаемых запасов, коэффициента извлечения.
- 3 По какой формуле подсчитываются балансовые запасы нефти объемным методом?
- 4 По какой формуле подсчитываются извлекаемые запасы нефти объемным методом?
- 5 По какой формуле подсчитываются балансовые запасы газа объемным методом?
- 6 По какой формуле подсчитываются извлекаемые запасы газа объемным методом?

## **6 Практическая работа № 6. Применение палеотектонического анализа в решении нефтегазогеологических задач**

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

### ***Палеотектонические критерии нефтегазоносности***

На основе изучения отечественной и зарубежной практики поисково-разведочных работ на нефть и газ было доказано, что среди критериев научного прогнозирования нефтегазоносности недр первостепенная роль принадлежит палеотектонике. Для обеспечения результативности и эффективности поисково-разведочных работ необходимо знать не только современную структуру исследуемой территории, но и палеотектонические условия формирования и развития ее в течение всех этапов геологической истории.

Без региональных палеотектонических исследований невозможно научно обоснованно прогнозировать перспективы нефтегазоносности недр и планировать поиски залежей углеводородов (УВ).

В развитии процессов генерации и аккумуляции УВ в литосфере палеотектонике принадлежит ведущая роль, и поэтому прогнозирование нефтегазоносности недр, в том числе нефтегеологическое районирование каждого изучаемого региона, может быть научно обосновано лишь при наличии соответствующего палеотектонического анализа.

В основу прогноза возможностей обнаружения регионально нефтегазоносных комплексов и зон нефтегазонакопления положен палеотектонический принцип с выделением в пределах исследуемой геологической провинции для каждого этапа (эпохи, века и т. д.) ее геологической истории палеобассейнов седиментации. Последние подразделяются на отдельные части (районы и области), различающиеся режимом колебательных движений (преимущественно устойчивым прогибанием); чередованием движений прогибания и воздымания при преобладании движений прогибания и, наоборот, преимущественным воздыманием и т. д.; амплитудами прогибания, т. е. распространением мощностей осадков рассматриваемого подразделения.

### ***Методика и порядок выполнения работы***

Ознакомиться с основными принципами построения палеотектонических графиков. Построить график величины и темпа накопления осадочных пород (график прогибания) и график формирования структуры.

Анализ прогибания осадочного бассейна чрезвычайно важен в практике прогнозирования нефтегазоносности региона. В совокупности с другими данными (палеогеографическими, палеогеохимическими) по графику прогибания судят о времени вхождения потенциально нефтегазоматеринских пород в главную фазу нефтегазообразования (ГФН), скорости и характере осадконакопления (недокомпенсированное, компенсированное, перекомпенсированное), степени уплотнения горных пород и др.

При палеотектонических построениях обычно применяют относительное геологическое время, однако в ряде случаев, а именно для построения палеотектонических графиков, используется абсолютное время (по геохронологической шкале). Данные о мощности стратиграфических подразделений и продолжительность их накопления позволяют количественно оценить по соответствующим графикам величину и темп прогибания, а также последовательно проследить ход формирования платформенных структур.

График формирования структуры служит для наглядного изображения хода формирования (расформирования) пликативных структур осадочного чехла. Позволяет количественно оценить амплитуду поднятий на различных этапах геологической истории.

Последовательность выполнения работы заключается в следующем.

#### **1 Построение графика прогибания.**

Методика построения графиков прогибания предельно проста. На оси Х в избранном масштабе наносится шкала геологического времени в миллионах лет (рисунок 6.1) в соответствии со стратиграфическим объемом анализируемого

комплекса, независимо от того, присутствуют отложения того или иного стратона в разрезе или они были размыты (не накапливались вообще).

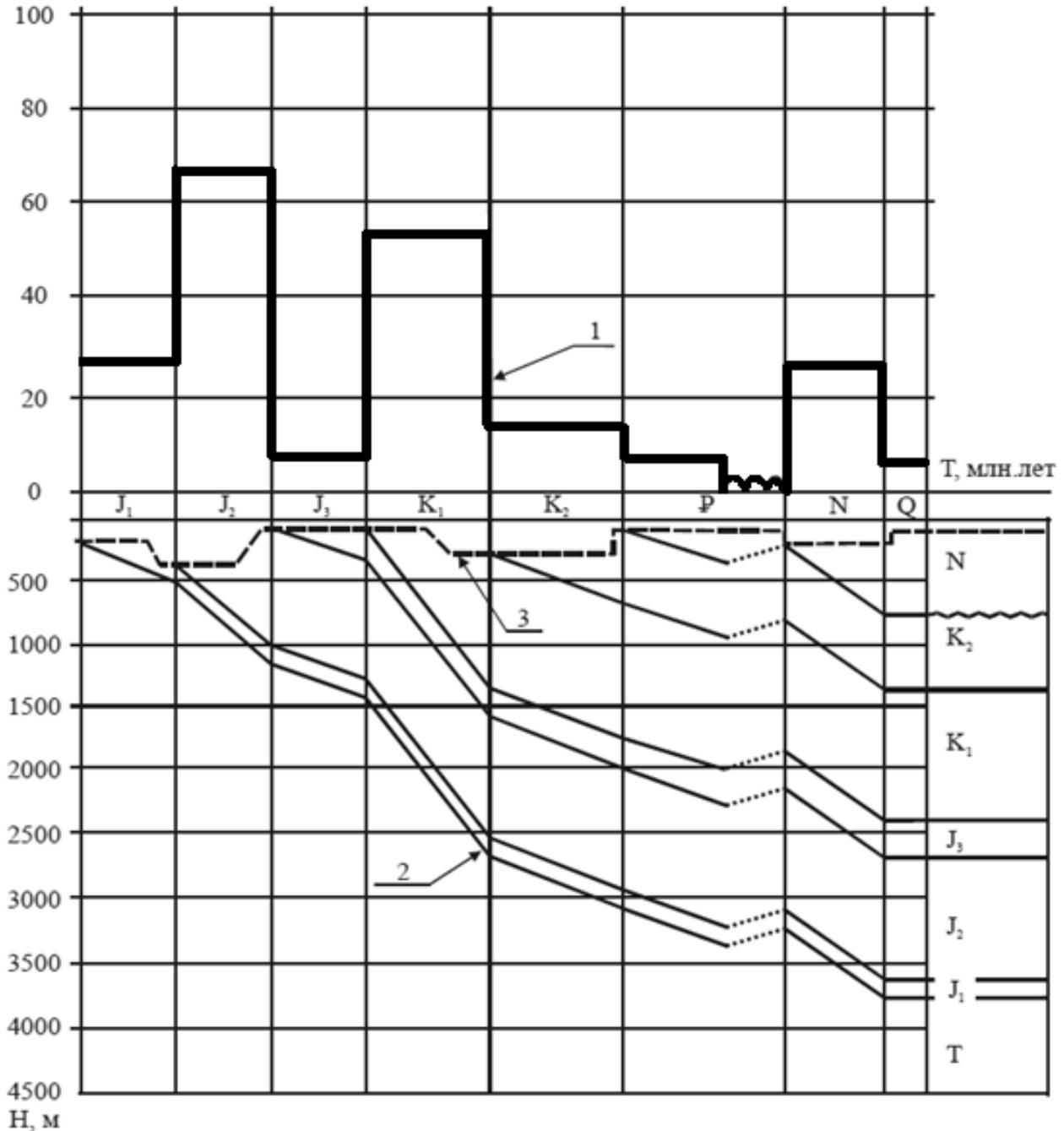
Вниз по оси в выбранном масштабе откладывается глубина (мощность) погружения анализируемых поверхностей на различные этапы геологического времени. Перед началом построений необходимо определиться с размерами анализируемого объекта. Это может быть локальная структура. Тогда необходимо пользоваться средневзвешенной или среднеарифметической мощностью по площади. В ряде случаев в платформенных условиях (при малых углах наклона крыльев структуры) допускается использование фактических данных о мощности стратиграфических подразделений по результатам бурения одной скважины.

Затем выделяются перерывы и несогласия в анализируемом разрезе, в первом приближении определяется их природа (размыв, отсутствие осадконакопления). Для этого сопоставляются разрезы по другим скважинам или по соседним площадям. В целях повышения точности построений по литофациальной характеристике разновозрастных отложений наносится палеогеографическая (палеобатиальная) кривая, характеризующая абсолютные отметки уровня седиментации. Непринятие во внимание условий осадконакопления может привести к серьезным ошибкам в оценке глубины погружения осадочных толщ. Если для песчано-алевритовых и рифогенных пород можем и пренебречь глубиной бассейна, т. к. формируются они в зоне мелководья, на глубинах в десятки и сотни метров, то для карбонатов и тонкодисперсных глубоководных глин уровень седиментации определяется сотнями метров, а иногда и первыми километрами.

После выполнения предварительных расчетов и строится кривая прогибания. Из точек, соответствующих временным границам, вниз откладываем значение мощности стратона, соответствующего этому временному интервалу. Дальнейшие построения основаны на принципе компенсации, т. е. для того, чтобы каждая последующая толща могла сформироваться на определенной глубине моря, предыдущая должна погрузиться в недра земли на величину, равную мощности последующей. Это справедливо для отложений с примерно одинаковым базисом осадконакопления. В случаях размыва всей седиментационной толщи или ее части значение мощности принимается по данным других скважин или по аналогии с соседними площадями. Эта величина откладывается не в конце временного интервала, а, скажем, в его средней части, затем кривая поднимается вверх и к концу периода (века) показывается истинное значение мощности или ее полное отсутствие.

Если отсутствие какого-либо комплекса обусловлено перерывом в осадконакоплении (континентальный режим), то линии поверхностей ранее накопившихся отложений продляются по горизонтальным линиям до следующего временного интервала. Кривые погружения должны прийти к точкам современного положения границ стратиграфических подразделений. С этой целью в правой части графика в выбранном масштабе строится литолого-стратиграфическая колонка разреза скважины или площади.

м/млн.лет



1 – кривая темпа прогибания; 2 – кривая величины прогибания; 3 – палеобатиальная кривая

Рисунок 6.1 – Пример построения графика величины и темпа прогибания

В верхней части графика наносятся значения темпа (скорости) прогибания, представляющие собой отношение мощности соответствующего стратиграфического подразделения (м) к его продолжительности по геохронологической шкале (млн лет). После выполненных расчетов и построений полученные точки соединяются плавной кривой или представляются в виде гистограмм. Полученная кривая показывает временные этапы активизации тектонических движений в регионе. Экстремальное значение темпа прогибания можно сопоставить

с известными (геохронологическая шкала) тектоно-магматическими фазами и эпохами, определить степень влияния той или иной складчатости на величину и темп прогибания или воздымания дна бассейна.

2 По графику определить время вхождения потенциально нефтегазоматеринских пород в главную зону нефтеобразования.

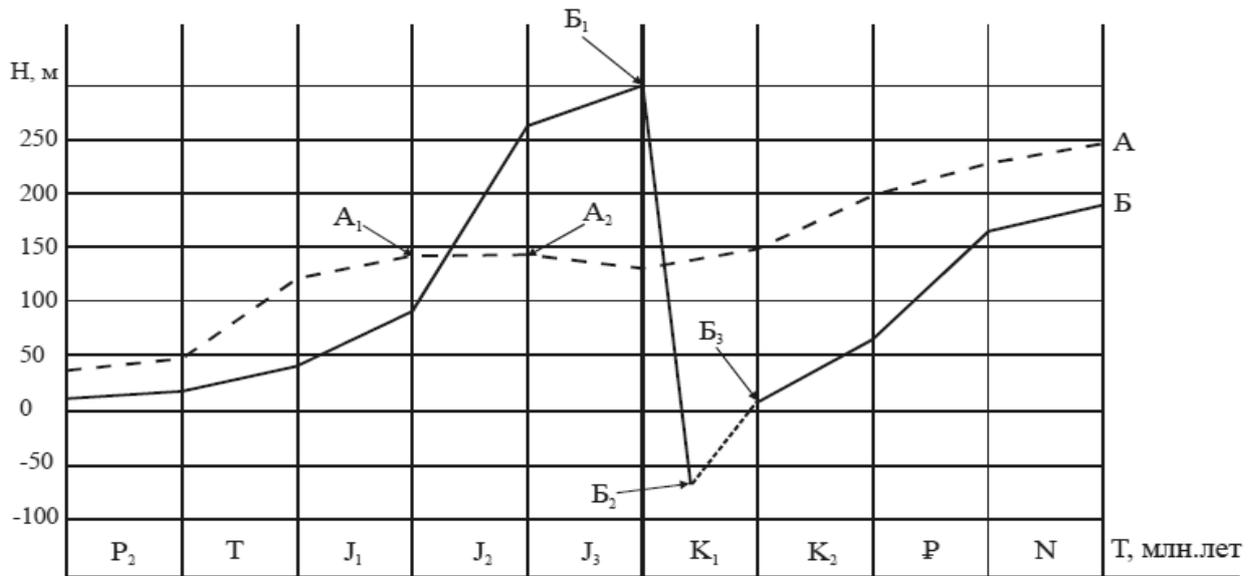
По современным представлениям большинства исследователей, одним из характерных (диагностических) признаков нефтематеринских отложений является определенная степень превращения (катагенетического преобразования) рассеянного в породе органического вещества (ОВ), которая обусловлена жесткостью термобарических условий и рядом других факторов. Оценка воздействия этих факторов на нефтематеринский потенциал ОВ и сопоставление масштабов генерации УВ с градациями катагенеза позволили Н. Б. Вассоевичу выделить главную зону нефтегазообразования, которая, как правило, приурочена к глубинам от 1500 до 4500 м, т. е. именно в этом интервале происходит интенсивное новообразование микронепфти и ее эмиграция. Этот единоподчиненный процесс зависит от состава исходного ОВ и термokatалитических условий и протекает с разной скоростью, разным соотношением и абсолютным количеством новообразованных продуктов.

3 Построение графика формирования структуры.

Методика построения графика отчасти схожа с уже описанной. Однако если там мы пользовались значениями мощности (толщины), то здесь оперируем разностями мощностей, благодаря чему график характеризует относительное положение исследуемого участка по отношению к соседнему (рисунок 6.2). Обычно для количественного анализа истории формирования локального поднятия используются значения мощности (таблица 6.1) стратиграфических подразделений пар скважин (сводовой и крыльевой). При конседиментационном росте поднятия мощность на крыльях структуры будет всегда больше сводовой (исключение – рифогенные структуры).

Выполнение работы следует начать с составления таблицы рассчитанных мощностей всех литолого-стратиграфических комплексов, начиная от реперного, вскрытого бурением на всю толщину в двух-трех скважинах, и вплоть до современных.

Полученные значения суммы разностей мощностей анализируемого комплекса откладываются по оси ординат, на границах соответствующих разделов между периодами (эпохами, веками и т. д.). Полученные точки соединяются плавной кривой (А–А). При перерывах в осадконакоплении, но с сохранением местоположения свода и крыльев структуры, в пределах этого интервала проводится параллельно оси X волнистая линия (участок А<sub>1</sub>–А<sub>2</sub>).



А, Б – ход формирования структур

Рисунок 6.2 – Пример составления графика формирования структуры

Если положительные значения суммы разностей мощностей между крыльевой и сводовой скважинами меняются на отрицательные (мощность в своде больше, чем на крыле), это почти всегда указывает на частичное или полное расформирование структуры (участок B<sub>1</sub>–B<sub>2</sub>) или смещение свода поднятия на место крыла. По существу, уже с нижнего мела (см. рисунок 6.1) можно говорить о начале формирования новой структуры (участок B<sub>2</sub>–B<sub>3</sub>).

Современное пространственное положение реперного пласта определяется путем вычитания абсолютной отметки подошвы исследуемого горизонта в сводовой части структуры из ее величины в крыльевой или периклинальной зоне.

Таблица 6.1 – Пример расчета числовых значений мощностей стратиграфических подразделений для двух (А, В) антиклинальных структур

Стратиграфическое подразделение	Мощность, м				Разность мощностей, м		Накопленная разность мощностей, м	
	Сводовая скважина		Крыльевая скважина					
	А	Б	А	Б	А	Б	А	Б
P <sub>2</sub>	10	66	60	76	+ 50	+ 10	+ 50	+ 10
Т	30	120	90	150	+ 60	+ 30	+ 110	+ 40
J <sub>1</sub>	25	86	65	126	+ 40	+ 46	+ 150	+ 86
J <sub>2</sub>	0	74	0	188	0	+ 114	+ 150	+ 200
J <sub>3</sub>	80	24	45	54	- 35	+ 30	+ 115	+ 230
K <sub>1</sub>	40	420	70	130	+ 30	- 200	+ 145	- 60
		0		60		+ 60		0
K <sub>2</sub>	110	110	165	160	+ 55	+ 50	+ 200	+ 50
P	117	140	148	220	+ 31	+ 80	+ 231	+ 130
N	95	78	115	108	+ 20	+ 30	+ 251	+ 160

## ***Указания к выполнению работы***

### **Задание**

В отчете следует отразить цель работы, краткое теоретическое обоснование; привести методику построения графика прогибания, графика формирования структуры. После завершения всех расчетов и построений необходимо составить текстовые пояснения (2–3 страницы) к графикам и сделать выводы об особенностях истории развития поднятия и времени (нижний предел) формирования ловушки нефти и газа в изучаемом литолого-формационном комплексе.

### ***Контрольные вопросы***

- 1 Перечислить основные методы палеотектонического анализа.
- 2 Что представляют собой компенсационные графики?
- 3 Какие принципы построения графиков прогибания?
- 4 Как определяются скорость прогибания и темп прогибания?

## **Список литературы**

- 1 **Ковешников, А. Е.** Геология нефти и газа: учебное пособие / А. Е. Ковешников. – Томск: Том. политехн. ун-т, 2011. – 168 с.
- 2 **Кожевникова, Е. Е.** Геология и геохимия нефти и газа: учебное пособие / Е. Е. Кожевникова. – Пермь: Перм. гос. нац. исслед. ун-т, 2020. – 90 с.
- 3 Учебное пособие по дисциплине «Геология и геохимия нефти и газа» / Сост. О. М. Прищепа. – Санкт-Петербург: Реноме, 2023. – 160 с.
- 4 **Попков, В. И.** Геология нефти и газа: учебник / В. И. Попков, В. А. Соловьев, Л. П. Соловьева. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2022. – 289 с.
- 5 Геология нефти и газа: учебник / В. Ю. Керимов [и др.]. – Москва: Академия, 2015. – 288 с.
- 6 **Грибик, Я. Г.** Поиски и разведка месторождений нефти и газа: учебно-методическое пособие по дисциплине «Геология нефти и газа» для студентов специальности 1-51-01-01 «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых» / Я. Г. Грибик, Н. С. Петрова. – Минск: БГУ, 2016. – 48 с.