

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОХИМИЯ НЕФТИ И ГАЗА

*Методические указания к лабораторным работам
для студентов специальности 21.05.02*

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2020**

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
Санкт-Петербургский горный университет

Кафедра геологии нефти и газа

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОХИМИЯ НЕФТИ И ГАЗА

*Методические указания к лабораторным работам
для студентов специальности 21.05.02*

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2020

УДК 553.981/.982.061 (073)

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОХИМИЯ НЕФТИ И ГАЗА: Методические указания к лабораторным работам / Санкт–Петербургский горный университет. Сост.: *О.М.Прищепа О.Е. Кочнева, Т.В.Родина*, СПб, 2020. 54 с.

В методических указаниях рассматриваются как фундаментальные, так и прикладные вопросы, решение которых позволяет понимать все дальнейшие курсы, связанные с поисками, разведкой и разработкой месторождений нефти и газа. Наряду с другими геологическими дисциплинами, необходимыми для изучения данного курса, подчеркивается роль геохимии нефти в развитии геологии нефти и газа.

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

Предназначены для студентов специальности 21.05.02 «Прикладная геология» специализации «Геология нефти и газа».

Научный редактор проф. *А.М. Жарков*

Рецензент проф. *О.И. Супруненко* (ФГБУ «ВНИИОкеангеология»)

ВВЕДЕНИЕ

Геология и геохимия 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.

Лабораторные работы по дисциплине «Геология и геохимия нефти и газа» направлены на закрепление теоретических знаний и получение практических навыков по таким разделам дисциплины как «Нефть и газ. Физико-химические свойства углеводородов», «Природные резервуары и ловушки нефти и газа. Пористость и проницаемость пород. Коллекторы», «Формы скоплений нефти и газа» и «Методы поисков нефти и газа. Лабораторные методы исследования керна и флюидов».

Лабораторные работы предназначены для студентов, направления подготовки 21.05.02 Прикладная геология, специализации «Геология нефти газа».

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №1

Изучение физико-химических свойств нефтей

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 нафтены, некоторые арены), газы, неуглеводородные соединения как низкомолекулярные (азотистые, сернистые и др.), так и высокомолекулярные (смолы и асфальтены).

Пробы нефти могут отбираться на устье скважины при ее фонтанировании либо различными приспособлениями из ствола скважины, если она заполнена нефтью. Для этой цели используют желонки.

При движении нефти по стволу скважины возможны изменения ее состава, а, следовательно, и ее свойств: может происходить выпадение тяжелых парафинов, асфальтенов, нефть может претерпевать эффект хроматографического разделения. Иногда отбор нефти производят после технологических мероприятий по интенсификации притока, например, после солянокислотной обработки пласта. Первые пробы, полученные после этого, обычно отличаются повышенной плотностью, высоким содержанием смол и асфальтенов, они подлежат отбраковке. Пробы могут отбираться на поверхности из емкости, в которой содержатся нефти разных пластов. Наиболее

достоверными являются глубинные пробы, отобранные глубинными пробоотборниками в условиях пласта, т.е. без снижения пластового давления и температуры. Условия отбора пробы нефти должны всегда указываться на этикетках и в заключении после исследования ее физико-химических свойств.

Конденсаты в поверхностных условиях представляют собой бесцветную или светло-жёлтую жидкость, отличающуюся низкой вязкостью, хорошей текучестью. В условиях высокого пластового давления и температуры (в залежи) жидкие и твердые УВ находятся в состоянии обратного (ретроградного) испарения в газе. При снижении давления ниже критического из газоконденсатной системы выделяется жидкая фаза – конденсат.

Физико-химические свойства нефти ***Физические свойства нефти***

Плотность – это масса вещества в единице объема, измеряется в г/см^3 , либо в кг/м^3 . На практике используют относительную плотность, которая представляет собой отношение плотности нефти при 20°C к плотности дистиллированной воды того же объема при 4°C . Относительная плотность нефти может колебаться в интервале $0,76-1,0 \text{ г/см}^3$, но чаще в пределах $0,8-0,9 \text{ г/см}^3$. Нефть по величине плотности подразделяется на группы: от очень легкой до очень тяжелой (битуминозной).

При этом необходимо знать, что существует несколько классификаций нефти по плотности, применяемых в разных областях деятельности. Так, например, согласно действующим «Методическим рекомендациям по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов», утвержденными Минприроды России (Распоряжение № 477 от 01.11.2013 г.) нефти по плотности делятся на пять типов от особо легкой (плотность менее $0,83 \text{ г/см}^3$) до битуминозной (плотность более $0,895 \text{ г/см}^3$). В некоторых классификациях граница сверхтяжелой нефти проводится по плотности $0,92 \text{ г/см}^3$.

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-асфальтовых 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 (Па × с) или сантипуаз (1 сп = 0,001 Па×с). За единицу кинематической вязкости принят 1 стокс (Ст) – это кинематическая вязкость жидкости с абсолютной вязкостью в 1 Па×с и плотностью 1 кг/м³.

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 текучесть.

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 противоположные 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 лабора-

торных 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 1кг при сгорании до конца (до $\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$), 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_2).

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^3) 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

Согласно ГОСТ Р 51069-97 при температуре 20°C и 15°C принимаются следующие границы классов нефти по плотности от легких до битуминозных нефтей (таблица 1).

Таблица 1

Плотность, кг/м ³ , при температуре	Особо легкая нефть	Легкая нефть	Средняя нефть	Тяжелая нефть	Битуминозная нефть
20°C	Не более 830,0	830,1-850,0	850,1-870,0	870,1-895,0	Более 895,0
15°C	Не более 833,7	833,8-853,6	853,7-873,5	873,6-898,4	Более 898,4

2. Вязкость (сСт; кин., МПА*с):

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, среднеасфальтенная, малопарафинистая, сернистая.

Технологическая классификация основана на общих показателях состава нефти, которые определяют способы её переработки. Согласно ГОСТ 912-66 нефти группируются по серности, парафинистости, вязкости, по выходу фракций и масел:

1. Классы по содержанию серы (в %):

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°C , (в %):

T₁ – более 45%;
T₂ – 30-44,9%;
T₃ – менее 30%.

3. Группы по содержанию масел (в %):

M₁ – более 25% в расчете на нефть;
M₂ – 15-25% в расчете на нефть и не менее 45% в расчете на мазут;

M₃ – 15-25% в расчете на нефть и 30-45% в расчете на мазут;
M₄ – 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):

I₁ – индекс вязкости выше 85;
I₂ – индекс вязкости 40-85.

5. Виды по содержанию парафина (в %):

P₁ – малопарафиновые, менее 1,5;
P₂ – парафиновые 1,5-6,0;
P₃ – 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.

Химические свойства нефти

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

Содержание углерода (C) – 82-87%.

Содержание водорода (H) – 11-14%.

Содержание кислорода (O), 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). Метановые углеводороды – это органические соединения цепочечной структуры, в молекулах которых атомы углерода соединены между собой одинарными ковалентными связями.

2. УВ нафтенового ряда с формулой C_nH_{2n} . Для этих углеводородов характерно циклическое строение. Они состоят из нескольких групп - CH_2 -, соединённых в замкнутую систему. Для нефтей характерны нафтены, состоящие из пяти или шести групп – CH_2 -. Это циклопентаны и циклогексаны.

3. Ароматические УВ циклического строения с формулой C_nH_{2n-6} . Эти углеводороды имеют циклическое строение, но при этом углеродные атомы связаны друг с другом двойными и простыми связями.

4. Высокомолекулярные конденсированные органические соединения смолы и асфальтены, содержащие в своем составе гетероатомы серы, кислорода и азота.

Фракционный состав нефти – выделение фракций по температуре выкипания (таблица 2).

Таблица 2

Фракционный состав нефти по температуре выкипания	
Температура выкипания	Название фракции
До 60°C	Петролейный эфир
60-200°C	Бензин
200-300°C	Керосин
300-400°C	Газойль
400-500°C	Смазочные масла
>500°C	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.

После изучения физико-химических свойств нефтей каждому студенту выдается тест по теме.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №2 ***Построение 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%.

A, B, C – 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.

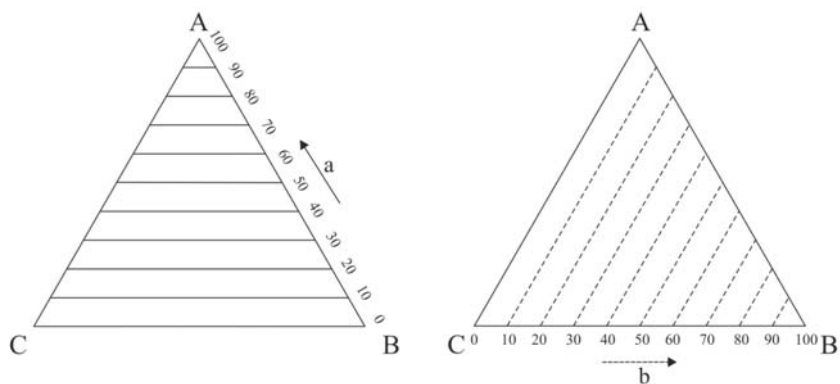


Рис. 1. Линии одинаковых концентраций для координат А, В и С

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 А (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 2.

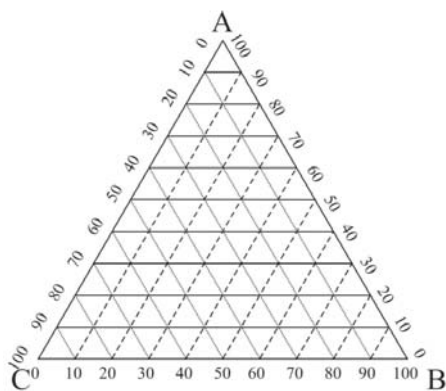


Рис. 2. Общий вид тригонограммы:

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

Для примера показано нахождение точки с координатами $A = 50\%$, $B = 20\%$, $C = 30\%$ (рис. 3).

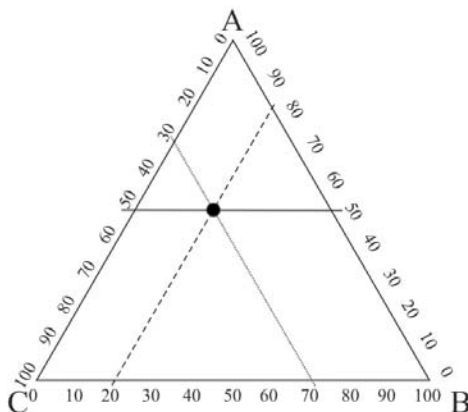


Рис. 3. Пример нахождения пробы на тригонограмме

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

Ход лабораторной работы №2

1. Преподавателем выдаются данные для составления диаграмм.
2. Проанализировать построенные тригонограммы и выявить закономерности в составе горючих ископаемых.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №3 ***Классификация нефтидов***

Нефть и ее производные, образовавшиеся в результате природных преобразований нефти, называются нефтидами. Все нефтиды генетически связаны с нефтью (битумы нефтяного ряда). Нефть изменяется в залежи в результате воздействия на нее различных геолого-геохимических факторов в зоне гипергенеза (гипергенетиче-

ский ряд) и катагенеза (катагенетический ряд). В зоне катагенеза – это термокаталитические процессы, а в зоне гипергенеза – окислительные. Большинство нафтидов формируется в зоне гипергенеза. По степени окисленности нафтиды образуют непрерывный гипергенетический ряд: нефть (тяжелая, вязкая) - мальты-асфальты-окискериты-гуминокериты.

Если процесс окисления завершился на стадии асфальта, который затем подвергался воздействию высоких температур, то из него могли образовываться асфальтиты, далее кериты и антраксолиты.

Озокериты и керы представляют собой самостоятельную ветвь жильных нафтидов, формирующихся в процессе физической кристаллизационной дифференциации нефтей, при перемещении УВ из залежи по трещинам. Керы образуются при изливании легких нефтей. Формирование озокеритов связано с перемещением по трещинам парафинистых нефтей, сильно насыщенных газом.

В процессе преобразования нефти меняется фракционный состав, элементный, групповой и углеводородный состав. Классификация нафтидов, разработанная В.А.Успенским (1955 г.), основана на элементном и групповом составе. При физической дифференциации нефтей образуются также фильтраты и конденсаты.

Ход лабораторной работы №3

По данным, выданным преподавателем, произвести диагностику горючих ископаемых. Охарактеризовать геолого-геохимические условия образования приведенных разностей.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №4

Изучение геохронологической (стратиграфической) шкалы

Любая наука, в том числе геология, основанная на периодизации тех или иных явлений, на восстановлении последовательности событий, т.е. рассмотрении их в хронологической последовательности, требует использования единой системы периодизации истории. Такая шкала является необходимой базой всякого геологического исследования.

Геохронологическая шкала – геологическая временная шкала истории Земли, применяемая в геологии и палеонтологии, своеобразный календарь для промежутков времени в сотни тысяч и миллионы лет. Геохронологическая таблица составлена на основе изучения органического мира, его эволюции, на основе определения абсолютного возраста горных пород.

Согласно современным общепринятым представлениям, возраст Земли оценивается в 4,5-4,6 млрд. лет.

Максимальный возраст Земли ограничивается возрастом самых ранних твёрдых образований в Солнечной системе – тугоплавких включений, богатых кальцием и алюминием (CAI) из углистых хондритов. Возраст CAI из метеорита Allende по результатам современных исследований U-Pb изотопным методом составляет **4 568,5±0,5 млрд. лет**. На сегодня это лучшая оценка возраста Солнечной системы.

Время формирования Земли как планеты может быть позже этой даты на миллионы и даже многие десятки миллионов лет.

Последующее время в истории Земли было разделено на различные временные интервалы по важнейшим событиям, которые тогда происходили.

Время существования Земли разделено на два главных интервала (эона): **фанерозой** и **докембрий (криптозой)** по появлению в осадочных породах ископаемых остатков.

Криптозой – время скрытой жизни, в нём существовали только мягкотелые организмы, не оставляющие следов в осадочных породах.

Фанерозой начался с появлением на границе эдиакария (венд) и кембрия множества видов моллюсков и других организмов, позволяющих палеонтологии расчленять толщи по находкам ископаемой флоры и фауны.

Граница между эрами фанерозоя проходит по крупнейшим эволюционным событиям – глобальным вымираниям. Палеозой отделён от мезозоя крупнейшим за историю Земли пермо-триасовым вымиранием видов. Мезозой отделён от кайнозоя мел-палеогеновым вымиранием.

Во второй половине XIX века на II-VIII сессиях Международного геологического конгресса (МГК) в 1881-1900 гг. были приняты иерархия и номенклатура большинства современных геохронологических подразделений. В последующем Международная геохронологическая (стратиграфическая) шкала постоянно уточнялась.

Конкретные названия периодам давали по разным признакам. Чаще всего использовали географические названия. Так, название кембрийского периода происходит от лат. *Cambria* – названия Уэльса, когда он был в составе Римской империи, девонского – от графства Девоншир в Англии, пермского – от г. Перми, юрского – от гор Юра в Европе. В честь древних племён названы вендский (*венды* – немецкое название славянского народа лужицких сорбов), ордовикский и силурийский (племена кельтов *ордовики* и *силуры*) периоды. Реже использовались названия, связанные с составом пород. Каменноугольный период назван из-за большого количества угольных пластов, а меловой – из-за широкого распространения писчего мела.

В геологии принято относительное исчисление времени, согласно которому все время формирования земной коры делится на зоны, зоны – на эры, эры – на периоды, периоды – на эпохи, эпохи – на века (геохронологическое подразделение).

Комплекс горных пород, образованных в течение эры, называется *группой*, в течение периода – *системой*, эпохи – *отделом*, века – *ярусом* (стратиграфическое подразделение).

Для обозначения систем на геологических картах, профилях и другой геологической графике принят специальный индекс и цвет, для обозначения отделов и ярусов применяются оттенки цветов. При этом для более древних подразделений в каждой системе, характеризующейся своим цветом, используют более темные тона. Например, нижний отдел девонской системы закрашивают темно-коричневым, средний отдел – коричневым, верхний отдел – светло-коричневым.

Относительный возраст подразделений показывают также буквенно-цифровыми условными знаками (индексами), при этом индексация проводится в соответствии с единой стратиграфической шкалой.

Индекс отдела формируется из буквенного индекса системы (прописные буквы латинского алфавита) с присоединением справа внизу цифр 1,2,3, соответственно для нижнего, среднего и верхнего отдела и цифр 1 и 2 для нижнего и верхнего отделов при двучленном делении системы. Примеры: J₂ –средний отдел юрской системы, K₂ – верхний отдел меловой системы.

Каждому студенту выдаётся тест-задание для самостоятельной работы и самопроверки. Необходимо вписать в пустые клетки таблицы индексы стратиграфических подразделений и соответствующие стратиграфические и геохронологические подразделения.

ЛАБОРАТОРНЫЕ РАБОТЫ №5-6

Изучение соотношения структурных планов по различным геологическим границам месторождений нефти и газа и перспективных локальных структур

Детальное строение залежи и месторождения отражают структурные карты в совокупности с геологическими разрезами и схемой корреляции.

Структурная карта представляет собой изображение в горизонталях (изогипсах) рельефа кровли или подошвы продуктивного пласта (рис. 4).

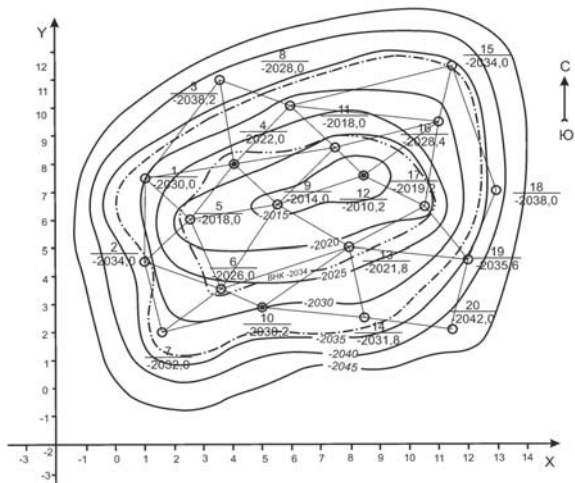


Рис. 4. Структурная карта по кровле пласта
 Масштаб 1:50000
 в числителе номер скважины, в знаменателе абсолютная
 отметка кровли пласта

Структурные построения при поисках нефти и газа призваны создать графическую модель формы природных геологических тел-пластов и частей пластов, заполненных различными флюидами, включая углеводороды различного фазового состояния. Структурные карты дают наглядное изображение форм подземного рельефа и позволяют провести в пространстве границы залежи.

Для ее построения залежь условно рассекают множеством горизонтальных плоскостей и определяют контуры линий пересечения этих плоскостей с кровлей или подошвой продуктивного пласта. По характеру расположения изогипс можно судить о крутизне залежания пласта: чем они ближе друг к другу, тем положение пласта круче.

Для более полной характеристики пласта обязательно строятся карты и по его кровле (верхняя граница) и по подошве (нижняя граница).

Построение структурных карт проводят по данным бурения с учетом результатов сейсморазведки и структурного бурения.

Ход лабораторной работы

1. Используя значения исходной таблицы (каждому студенту преподаватель выдает вариант задания и схему расположения скважин), вычислить абсолютные отметки кровли (А.О.К.) маркирующего горизонта, абсолютные отметки кровли (А.О.К.) и подошвы (А.О.П.) 1-го и 2-го продуктивных горизонтов по формуле:

$$\text{А.О.К.} = \text{А.Р.} - \text{Н},$$

где А.О.К. – абсолютная отметка кровли пласта;

А.Р. – альтитуда ротора – это высота (м) над уровнем моря какой-либо точки земной поверхности (устья скважины) (рис. 5).

Н – глубина залегания кровли пласта.

$$\text{А.О.П.} = \text{А.О.К.} - \text{h},$$

где А.О.П. – абсолютная отметка подошвы пласта;

h – толщина пласта.

Так определяются абсолютные отметки кровли маркирующего горизонта (для 22 скважин), абсолютные отметки кровли и подошвы 1-го и 2-го горизонтов (для первых 12 скважин). Прогнозные значения остальных 10 скважин будут получены в результате корреляционного анализа (Лабораторная работа №8). Полученные данные сводят в таблицу в соответствующий столбец и наносят на схему расположения скважин.

Маркирующий горизонт (реперный или опорный горизонт) – это выдержанный по площади пласт, резко отличающийся по своим литологическим особенностям, окраске, структуре, текстуре и другим характеристикам от вмещающих пород. Маркирующий горизонт может быть легко установлен в разрезах основного количества скважин, что позволяет использовать его для сопоставления разрезов, построения карт.

При составлении структурных карт учитываются абсолютные отметки кровли (или подошвы) пластов, отсчитываемые от уровня моря.

2. По вычисленным абсолютным отметкам построить пять структурных карт:

– структурную карту по кровле маркирующего горизонта;

- структурную карту по кровле 1-го продуктивного горизонта;
- структурную карту по подошве 1-го продуктивного горизонта;
- структурную карту по кровле 2-го продуктивного горизонта;
- структурную карту по подошве 2-го продуктивного горизонта.

Структурная карта – это графическое изображение распределения по площади значений абсолютных отметок какой-либо поверхности (кровли или подошвы пласта). Высотные отметки изогипс подписываются в разрывах линий таким образом, чтобы «голова» каждой цифры была расположена в сторону изогипсы с большей абсолютной отметкой.

Карты строятся на листах формата А4. Название карты и выбранное сечение подписываются внизу. Например: структурная карта кровли маркирующего горизонта, сечение изогипс 10 м. Абсолютные отметки кровли и подошвы пласта сводят в таблицу в соответствующий столбец и наносят на схему расположения скважин.

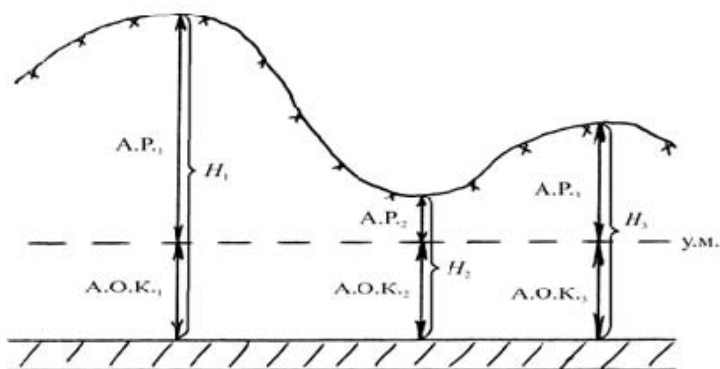


Рис. 5. Определение абсолютных отметок кровли пласта

Структурная карта изображается в виде системы горизонталей, называемых изогипсами. Интервал по высоте, через который проводят изогипсы, называется сечением изогипс. Оно выбирается,

как в топографии, в соответствии с масштабом карты и наклоном слоев.

Существуют различные способы построения структурных карт. Одним из основных способов является *способ треугольников*.

Способ треугольников основан на нахождении между парами скважин с известными абсолютными отметками картируемой поверхности положения точек с промежуточными значениями отметок и на проведении через точки с одинаковыми отметками изогипс.

Для удобства построений точки соседних скважин соединяют на плане линиями таким образом, что образуется система треугольников (рис.4). Затем на каждой линии, образующей сторону треугольника, по правилу линейной интерполяции, находят точки со значениями абсолютных отметок, кратными выбранной величине сечения между изогипсами. Линейная интерполяция предполагает, что наклон линии, соединяющий две скважины, на всем ее протяжении постоянен.

Построению структурной карты должно предшествовать составление плана расположения скважин с указанием положения их устьев и забоев в месте пересечения скважиной кровли пласта. Вычисленные абсолютные отметки подписывают на карте у точки, обозначающей местоположение скважины, причем, обычно справа от точки вверху пишут номер скважины и под номером абсолютную отметку кровли или подошвы пласта.

Namечается сеть линий, по которой будет определяться путем интерполяции исходное положение горизонталей.

При проектировании этой сети придерживаются следующих правил:

- линии должны проводиться, в основном, по падению пластов;
- нельзя соединять линиями скважины, расположенные на разных крыльях структуры или разных блоках;
- следует избегать острых углов между линиями опорной сети, т.к. это может привести к неправильному искривлению горизонталей.

Построение структурной карты по подошве пласта (Лабораторная работа №6) осуществляется в той же последовательности, что и для кровли пласта (рис. 6)

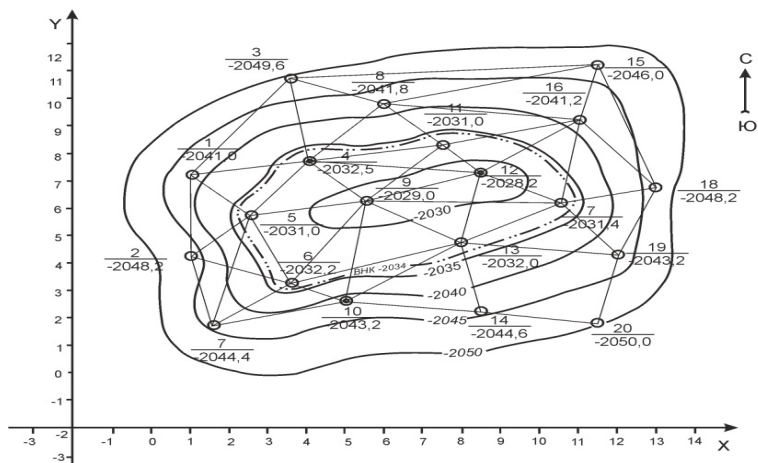


Рис. 6. Структурная карта по подошве пласта
Масштаб 1:50000

$\frac{\text{20}}{-1234}$ - в числителе номер скважины, в знаменателе абсолютная отметка подошвы пласта

3. Провести геологический анализ полученных структурных карт.

3.1. Установить, сколько замкнутых структур выявлено на исследуемой площади. Указать местоположение скважин и стороны света.

3.2. Определить размеры замкнутых структур: длину – a , ширину – b и амплитуду ловушки – A . Масштаб на структурных картах М1:5000.

По соотношению длины (a) и ширины (b) складки делятся:

- на *линейные* (антиклинальные и синклинали, $a/b > 3$);
- *брахиформные* (брахиантиклинали и брахисинклинали; $a/b = 1,5 \dots 3$);
- *куполовидные* (купол и мульда, $a/b = 1 \dots 1,5$) (рис.7).

Антиклинальной называется складка, направленная своим перегибом вверх, в центральных частях которой располагаются наиболее древние породы относительно их краевых периферических частей.

Синклиальной называется складка, обращённая своим перегибом вниз, причем в центральной части перегиба находятся наиболее молодые породы. Окончания (замыкания) брахиантиклинальных складок называются периклинальными окончаниями, или периклиналями, а окончания брахисинклиналей – центриклиналями.

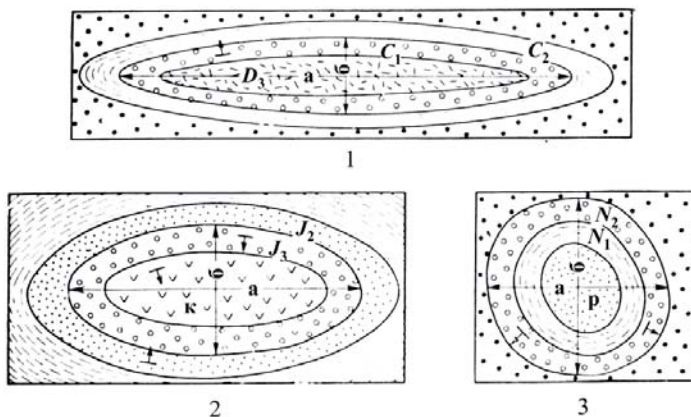


Рис.7. Деление складок в плане по соотношению длины a и ширины b : 1 – линейные ($a/b > 3$); 2 – брахиформные ($a/b = 1,5 \dots 3$); 3 – куполовидные ($a/b = 1 \dots 1,5$)

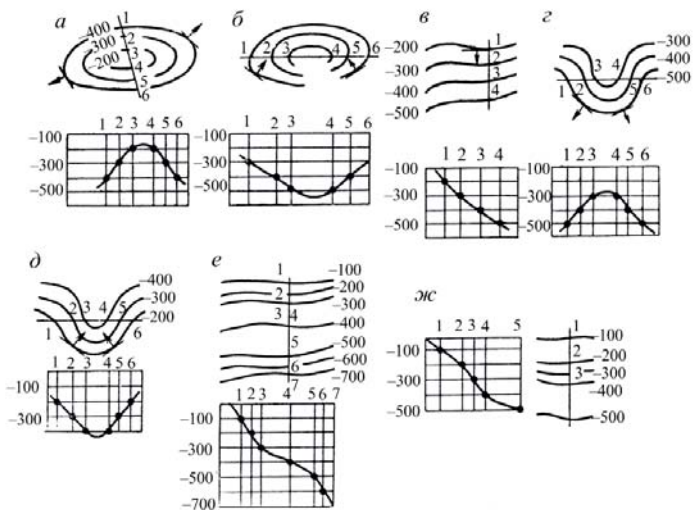


Рис. 8. Изображение простейших структур с помощью структурной карты и профильных изображений: *а* – антиклиналь; *б* – синклинали; *в* – моноклинали; *з* – структурный нос (выступ); *д* – структурная впадина; *е* – структурная терраса; *ж* – флексурный изгиб

Амплитуда ловушки – это вертикальное расстояние от наивысшей точки (свода) до последней замкнутой изогипсы.

3.3. Указать максимальные и минимальные замкнутые изогипсы структуры.

3.4. Установить местоположение свода положительных структур (какой скважиной вскрыт свод);

3.5. Отметить смещение сводов структур (если есть) по 1-му и 2-му продуктивным горизонтам.

3.6. Описать незамкнутые структуры (структурные носы, структурные впадины, структурные террасы, моноклинали и т.д.) (рис. 8) и указать, в районе каких скважин они расположены.

Структурный нос – незамкнутая, мелкая, положительная структура, расположенная на фоне моноклинали и вытянутая по направлению её падения.

Структурная впадина – незамкнутая, мелкая, отрицательная структура, расположенная на фоне моноклинали и вытянутая по направлению её подъема.

Структурная терраса – участок горизонтального или близкого к нему залегания слоев на фоне общего моноклиналичного падения.

Моноклираль – структура, в которой слои наклонены в одну сторону.

В пояснительной записке излагается цель работы, геологический анализ структурных карт.

Титульный лист работы оформляется в соответствии с приложением 1.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №7

Построение и анализ карт толщин, карт пористости и геологических профилей

1. Построить две карты толщин для 1-го и 2-го продуктивных горизонтов. Значения толщин берутся из таблицы исходных данных.

Карта толщин – графическое изображение распределения значений толщин по площади. Построить две карты толщин для 1-го и 2-го продуктивных горизонтов. Значения толщин берутся из таблицы исходных данных.

2. Построить две карты пористости для 1-го и 2-го продуктивных горизонтов. Значения пористости берутся из таблицы исходных данных.

Карта пористости – графическое изображение распределения значений пористости по площади.

При построении карт толщин и карт пористости пользуются тем же способом, что и при построении структурных карт, т.е. методом равносторонних треугольников. На схеме размещения скважин указывается в числителе её номер, а в знаменателе – толщина (или пористость) пород в метрах (в процентах). Проводят интерполяцию толщины (или пористости) между скважинами согласно выбранному сечению изопакит (или изолиний). Изопакиты – это линии равных толщин. Изолинии в данном случае – это линии равных значений

пористости. Изопахиты и изолинии соединяют плавными линиями и получают карты толщин и карты пористости.

3. Провести анализ карт толщин и карт пористости.

3.1. Установить максимальные и минимальные значения толщины и пористости (указать местоположение скважин и стороны света).

3.2. Указать закономерность распределения толщины и пористости по площади.

3.3. Выявить и описать связь (прямая или обратная) между толщиной и пористостью для 1-го и 2-го продуктивных горизонтов.

4. Построить по абсолютным отметкам кровли и подошвы маркирующего, 1-го и 2-го продуктивного горизонтов (Лабораторные работы №5 и №6) два схематических геологических профиля.

Геологическим профилем называется графическое изображение строения недр в каком-либо выбранном вертикальном сечении. Профиль даёт наглядное представление об особенностях изучаемой структуры, характере изменения литологического состава и мощностей различных горизонтов, положении в разрезе продуктивных горизонтов, характере их насыщения нефтью, газом и водой.

Линии профилей выбираются на структурной карте маркирующего горизонта. Профили должны проходить через свод положительной структуры по простиранию (общее количество скважин на профиле 4 или 5) и вкрест простирания (общее количество скважин на профиле 4 или 5). Линии геологических профилей выбираются только в пределах западной части исследуемой территории, где расположены скважины с 1-й по 12-ю и вычерчиваются на листах миллиметровой бумаги формата А4. Масштаб горизонтальный 1:5 000, вертикальный 1:10 000. Профили вычерчивают в определённой последовательности в отношении сторон света, располагая слева направо: юг–север, юго-запад – северо-восток, запад–восток, северо-запад – юго-восток.

5. Провести анализ геологических профилей. По полученным профилям необходимо качественно оценить сходимость структурных планов поверхностей маркирующего горизонта, 1-го и 2-го продуктивных горизонтов.

6. В пояснительной записке описать карты толщин и карты пористости, проанализировать геологические профили.

Титульный лист работы оформляется в соответствии с приложением 1.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №8 Корреляционный анализ

Корреляционная зависимость – это зависимость между двумя величинами, когда при изменении одной величины изменяется соответствующая ей другая величина. В общем случае эта функциональная зависимость выражается уравнением типа $y = f(x)$.

1. Вычислить коэффициент корреляции r характеризует силу и направление этой зависимости (связи) и вычисляется по формуле

$$r = \frac{\sum_{i=1}^{12} [(h_i - \bar{h})(H_i - \bar{H})]}{\sqrt{\sum_{i=1}^{12} (h_i - \bar{h})^2 \sum_{i=1}^{12} (H_i - \bar{H})^2}},$$

где h_i – абсолютная отметка кровли маркирующего горизонта; \bar{h} – среднее арифметическое значение абсолютной отметки кровли маркирующего горизонта; H_i – абсолютная отметка кровли продуктивного горизонта (1-го или 2-го); \bar{H} – среднее арифметическое значение абсолютной отметки кровли для соответствующего продуктивного горизонта. Величина коэффициента корреляции может принимать значения от -1 до $+1$. Если $r > 0$, то говорят о положительной (прямой) связи между параметрами; если $r < 0$, то связь обратная, отрицательная; если $r = 1(-1)$, говорят о функциональной зависимости, и если $r = 0$ – связь между параметрами отсутствует.

При ограниченном размере выборки для оценки значимости полученного коэффициента корреляции рассчитывают коэффициент Стьюдента.

$$t_p = \frac{|r|}{\sqrt{1-r^2}} \sqrt{n-2},$$

где r – вычисленный коэффициент корреляции; n – размер обработанной выборки (в данном случае равный 12).

Теснота связи оценивается сравнением расчетного (t_p) и теоретического (t_t) значений коэффициента Стьюдента. Теоретическое значение коэффициента Стьюдента берется из таблицы распределения Стьюдента для количества степеней свободы $n-2 = 10$.

Теоретический коэффициент Стьюдента равен 1,813.

Сравнение проводится по следующим критериям:

а) если $t_p > t_t$ – связь статистически значимая, требуются дальнейшие вычисления;

б) если $t_p < t_t$ – связь не существенна, дальнейшие вычисления не требуются.

Если после вычисления и проверки коэффициента корреляции оказывается, что связь между переменными существенная, то по приведенным ниже уравнениям определяются коэффициенты для уравнений регрессии и рассчитываются абсолютные отметки кровли 1-го и 2-го продуктивных горизонтов в восточной (прогнозной) части изучаемой территории.

Уравнение регрессии:

$$H = ah + b,$$

где a и b – расчетные коэффициенты регрессии, вычисляемые по формулам:

$$a = \frac{n \sum_{i=1}^{12} (h_i \cdot H_i) - \sum_{i=1}^{12} h_i \cdot \sum_{i=1}^{12} H_i}{n \sum_{i=1}^{12} h_i^2 - \left(\sum_{i=1}^{12} h_i \right)^2}$$

$$b = \frac{1}{n} \left(\sum_{i=1}^{12} H_i - a \sum_{i=1}^{12} h_i \right).$$

Эти коэффициенты подставляют в уравнения регрессии и для 1-го и 2-го продуктивных горизонтов находят абсолютные отметки кровли в скважинах с 13 по 22. По полученным данным дост-

раивают структурные карты в пределах восточной (прогнозной) части исследуемой территории. Прогнозные изолинии наносят пунктиром.

2. По окончании работы делается анализ достроенных структурных карт и вывод об эффективности структурного бурения в данных условиях как о методе выявления локальных структур.

Если после расчета и оценки коэффициент корреляции оказался отрицательным или несущественным, то дальнейшее вычисление абсолютных отметок для скважин в прогнозной части площади не производится и на основании построенных и проанализированных карт и профилей делается вывод об обратной или низкой схожимости структурных планов и, следовательно, неэффективности выявления локальных структур на исследуемой площади.

3. Построить на миллиметровой бумаге формата А4 поля корреляции:

а) между абсолютными отметками кровли маркирующего горизонта и абсолютными отметками кровли 1-го продуктивного горизонта;

б) между абсолютными отметками кровли маркирующего горизонта и абсолютными отметками кровли 2-го продуктивного горизонта;

в) между абсолютными отметками кровли 1-го продуктивного горизонта и абсолютными отметками кровли 2-го продуктивного горизонта.

Масштабы графиков выбираются произвольно.

В пояснительной записке дается вывод об эффективности применения структурного бурения и о результатах исследований соотношения структурных планов.

Титульный лист работы оформляется в соответствии с приложением 1.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 9

Анализ геологического строения и условий формирования месторождений в различных геотектонических условиях

Для выполнения работы каждому студенту выдаётся фактический геологический материал по месторождению.

Необходимые графические приложения к работе:

1. Сводный стратиграфический разрез.
2. Структурные карты продуктивных горизонтов.
3. Геологические профили продуктивных горизонтов.
4. Условные обозначения.

На основании полученных данных оформить пояснительную записку следующего содержания:

1. **Местоположение** изучаемого месторождения (нефтегазоносная провинция, нефтегазоносная область, зона нефтегазоаккумуляции).

2. **Определить тип месторождения:**

а) **по тектоническому признаку** (месторождения платформ или складчатых областей), обосновать свой выбор (указать характерные черты строения месторождений платформ или складчатых областей);

Основные признаки месторождений платформ

1. Угол падения крыльев структур измеряется единицами градусов и минутами.

2. Приуроченность к пологим антиклинальным формам.

3. Широкое развитие карбонатных комплексов и связанных с ними рифовых зон.

4. Наличие зон соляного диапиризма.

5. Широкое распространение литологического и стратиграфического экранирования.

6. Обширные площади нефтегазовых и водонефтяных контактов.

7. Ненарушенность покровов и благоприятные условия сохранения залежей.

8. Площадь крупных поднятий до сотни квадратных километров.

9. Широкое распространение газовых залежей.

Платформенные месторождения содержат 96% запасов нефти и 99% газа. На платформах во всём мире сосредоточено большинство гигантских месторождений (Восточно-Европейская, Северо-Американская, Африканская и другие платформы).

Основные признаки месторождений складчатых областей

1. Угол падения крыльев измеряется десятками градусов.

2. Крутые, резко выраженные структуры, крылья которых осложнены дизъюнктивными нарушениями.

3. Преимущественно терригенный разрез.

4. Небольшие по размерам тектонически экранированные и сводово-пластовые залежи.

5. Низкая герметичность покрышек, обусловленная наличием тектонических нарушений.

6. Широкое распространение нефтяных залежей.

б) по сложности геологического строения (простое, сложное или очень сложное), обосновать свой выбор;

По сложности геологического строения, условиям залегания и выдержанности продуктивных пластов выделяют следующие месторождения:

1. Простые, связанные с ненарушенными структурами. Продуктивные пласты характеризуются выдержанностью толщин по площади и по разрезу.

2. Сложные. Продуктивные пласты характеризуются невыдержанностью толщин по площади и по разрезу, а также литологическими замещениями или тектоническими нарушениями.

3. Очень сложные. Продуктивные пласты характеризуются литолого-фациальным замещением коллекторов непроницаемыми породами, многочисленными тектоническими нарушениями, невыдержанностью толщин.

в) по фазовому состоянию флюидов (газовое, газонефтяное, нефтяное).

3. *Описать стратиграфию.*

Глава описывается по сводному стратиграфическому (или геолого-геофизическому) разрезу.

Написание данной главы начинают с самых древних отложений представленного разреза (снизу вверх).

а) в главе даётся подробное описание следующих вопросов: какой системой, отделом, ярусом, горизонтом представлен сводный разрез месторождения;

б) в характеристике каждого стратиграфического подразделения указываются, как залегают: согласно или несогласно, с угловым несогласием; что выпадает из разреза; на какой глубине залегают;

в) литологическое описание каждого стратиграфического подразделения с указанием мощности.

Правила написания главы «Стратиграфия»

а) все стратиграфические единицы (система, отдел, ярус, подъярус, горизонт) пишутся по центру страницы друг под другом;

б) названия стратиграфических подразделений должны быть выделены в соответствии с их рангом шрифтами, подчёркиванием и с указанием индекса;

в) в тексте все названия стратиграфических единиц пишутся с маленькой буквы;

г) нельзя писать: отложения системы, яруса, горизонта, а нужно: палеозойские, девонские, живецкие отложения.

Примеры:

Палеозойская группа – PZ

Палеозойские отложения ложатся с перерывом в осадконакоплении на отложения рифей-вендского возраста. В связи с этим разрез палеозойских отложений является неполным: из разреза выпадает кембрийская, ордовикская и силурийская системы. Остальная часть палеозойской группы подразделяется на системы: девонскую, каменноугольную и пермскую. Мощность палеозойских отложений изменяется от 1000 до 1500 м.

Девонская система – D

Породы девонского возраста распространены повсеместно. На востоке они выходят на поверхность, участвуя в строении складок, на западе залегают на глубинах 1500–2000 м. Повсюду они ложатся с глубоким размывом и угловым несогласием на подстилающие рифей-вендские отложения, из разреза выпадает нижний отдел. Мощность девонской системы около 500 м.

Средний отдел – D₂

Среднедевонские отложения широко развиты в пределах изученной территории: на востоке они выходят на поверхность, на западе залегают на глубинах 2300–2800 м. Повсеместно они ложатся с угловым несогласием и стратиграфическим перерывом на подстилающие породы рифей-вендского возраста и подразделяются на эйфельский и живетский ярусы. Мощность среднего отдела колеблется в пределах 150–180 м.

Живетский ярус – D₂ zv

Живетский ярус, как и вся девонская система, распространен повсеместно, выходя на поверхность на востоке и находясь на глубинах 1900–2400 м на западе. Живетские отложения залегают согласно на бийских известняках эйфельского возраста и подразделяется на афонинский и страоскольский горизонты.

Афонинский горизонт – D₂ af

Афонинские отложения залегают согласно на бийских отложениях. Афонинские отложения сложены преимущественно известняками. Известняки частью доломитизированные, иногда глинистые. Мощность 15–25 м.

Титульный лист работы оформляется в соответствии с приложением 1.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 10 **Установление типов природного резервуара**

По данным выполненных исследований в лабораторных работах №7 и 8 в данной работе производится перечисление основных нефтегазоносных горизонтов (снизу вверх) и указывается глубина их залегания. Глубина залегания берётся с масштабной шкалы геологического профиля по кровле пласта.

1. Дать подробное литологическое описание пород-коллекторов и пород-покрышек.

2. Для всех представленных в плане и разрезе продуктивных горизонтов определяется приуроченность к типу природного резервуара. Для определения типа природного резервуара, к которому приурочена залежь нефти, рекомендуется воспользоваться методами математической статистики. Для этого необходимо иметь данные по абсолютным отметкам кровли природного резервуара $-H^k$, и подошы пласта $-H^п$. По этим данным строится корреляционное поле, вычисляется коэффициент корреляции r , строится уравнение регрессии. Пример отнесения природного резервуара к классу пластовых определим по данным таблиц 3 и 4.

Таблица 3

Значения абсолютных отметок кровли и подошвы резервуара

№ скважины	$H^k, м$	$H^п, м$	№ скважины	$H^k, м$	$H^п, м$
1	-1230,3	-1253,1	26	-1205,5	-1239,9
2	-1232,5	-1248,3	27	-1217,8	-1239,8
3	-1242,8	-1256,9	28	-1205,6	-1234,1
4	-1250,5	-1265,3	29	-1194,7	-1232,7
5	-1255,3	-1276,5	30	-1204,4	-1224,3
6	-1260,1	-1275,4	31	-1209,1	-1222,1
7	-1246,9	-1270,8	32	-1194,7	-1232,7
8	-1263,5	-1274,2	33	-1204,4	-1224,3
9	-1261,4	-1283,6	34	-1209,1	-1222,1
10	-1271,1	-1286,4	35	-1232,1	-1245,6
11	-1243,4	-1264,0	36	-1249,4	-1266,6
12	-1266,6	-1275,1	37	-1172,8	-1193,7
13	-1234,0	-1253,6	38	-1215,1	-1240,5
14	-1260,3	-1271,4	39	-1214,2	-1234,9
15	-1247,3	-1266,6	40	-1199,7	-1222,7
16	-1243,7	-1261,5	41	-1237,1	-1315,6

Окончание таблицы 3

№ скважины	$H^k, м$	$H^n, м$	№ скважины	$H^k, м$	$H^n, м$
17	-1270,2	-1279,8	42	-1254,4	-1276,6
18	-1247,5	-1268,7	43	-1177,8	-1193,7
19	-1246,9	-1267,8	44	-1220,1	-1240,5
20	-1249,3	-1263,1	45	-1219,2	-1234,9
21	-1227,8	-1241,3	46	-1214,1	-1232,1
22	-1271,3	-1286,4	47	-1177,8	-1203,7
23	-1259,5	-1280,8	48	-1220,1	-1240,5
24	-1267,7	-1290,3	49	-1219,2	-1234,9
25	-1232,8	-1251,4	50	-1214,1	-1232,1

По данным табл.3 построено корреляционное поле между H^k и H^n , приведенное на рис.9.

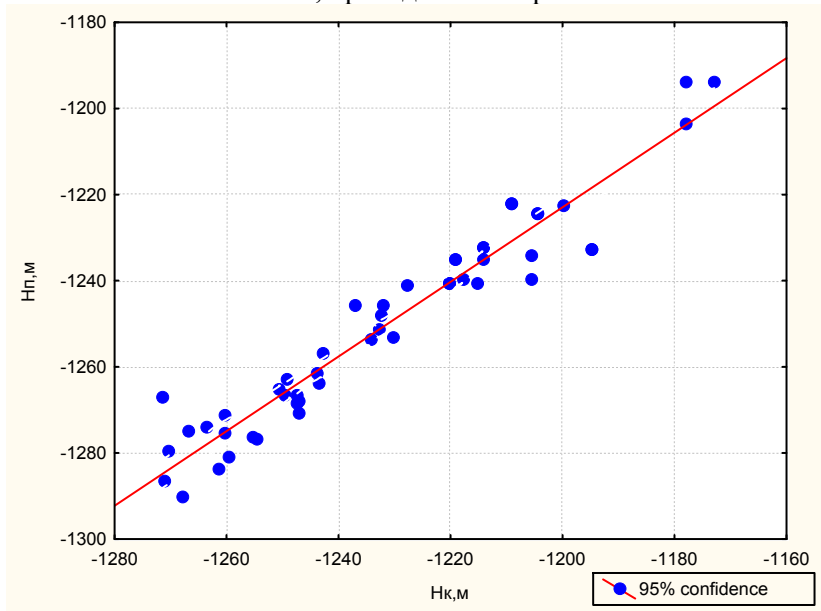


Рис.9. Поле корреляции между H^k и H^n

Отсюда видно, что значения H^k и H^n коррелируются между собой. Это показывает, что толщины между кровлей и подошвой природного резервуара изменяются незначительно, т.е. кровля и подошва контролируют распространение пласта коллектора. Коэффициент корреляции r между H^k и H^n по данным табл.3 равен 0,97 и является статистически значимым - $p < 0,05$. Уравнение регрессии в данном случае имеет следующий вид: $H^n = -154,623 + 0,889H^k$.

Выполненный корреляционный анализ показывает, что в данном случае изучаемый природный резервуар относится к пластовому типу.

Таблица 4

Значения абсолютных отметок кровли и подошвы резервуара

№ скважины	$H^k, м$	$H^n, м$	№ скважины	$H^k, м$	$H^n, м$
1	-1347,7	-1482,0	26	-1359,3	-1471,1
2	-1242,2	-1588,0	27	-1362,9	-1448,9
3	-1332,3	-1409,1	28	-1291,4	-1513,4
4	-1389,7	-1365,1	29	-1347,1	-1379,7
5	-1354,4	-1471,1	30	-1366,9	-1475,7
6	-1328,1	-1361,4	31	-1360,3	-1490,0
7	-1266,9	-1322,8	32	-1314,1	-1339,1
8	-1293,5	-1521,6	33	-1386,6	-1491,2
9	-1380,2	-1569,3	34	-1357,3	-1487,0
10	-1266,9	-1565,6	35	-1391,3	-1463,8
11	-1263,6	-1584,5	36	-1305,7	-1444,2
12	-1377,4	-1429,2	37	-1382,8	-1490,7
13	-1367,8	-1456,0	38	-1320,5	-1473,4
14	-1319,1	-1414,5	39	-1359,5	-1456,2
15	-1324,6	-1425,2	40	-1320,2	-1322,8
16	-1382,8	-1403,2	41	-1325,5	-1448,9
17	-1375,1	-1573,1	42	-1374,7	-1433,1
18	-1337,8	-1445,5	43	-1314,1	-1395,4
19	-1235,1	-1399,7	44	-1357,8	-1470,9
20	-1384,7	-1420,9	45	-1317,2	-1347,2
21	-1391,1	-1521,3	46	-1291,8	-1511,2
22	-1391,2	-1412,5	47	-1397,8	-1465,1
23	-1314,5	-1416,5	48	-1280,2	-1485,2
24	-1334,2	-1383,5	49	-1363,5	-1485,8
25	-1349,4	-1407,5	50	-1263,6	-1491,2

По этим данным построено корреляционное поле между H^k и H^n , приведенное на рис.10.

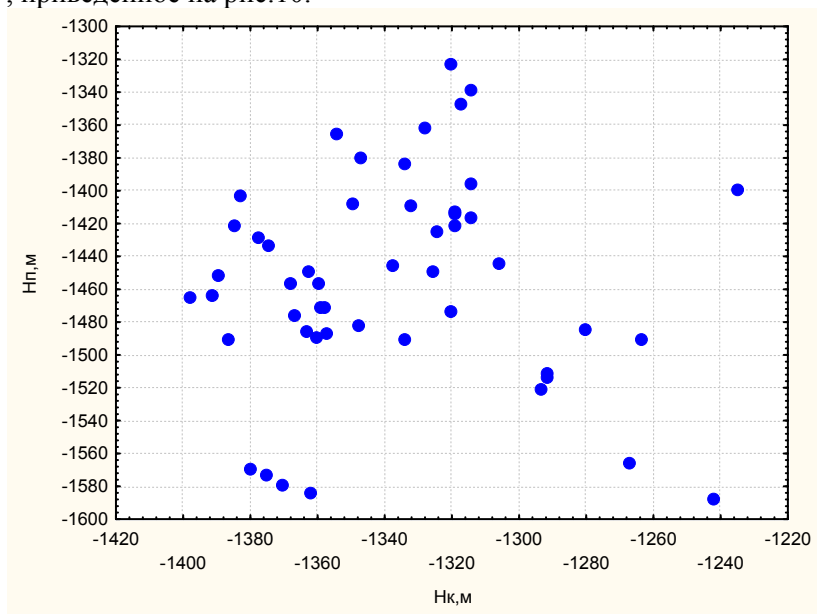


Рис.10. Поле корреляции между H^k и H^n

Отсюда видно, что значения H^k и H^n не коррелируются между собой. Коэффициент корреляции r между H^k и H^n по данным табл.4 равен 0,003 и является статистически незначимым.

Это показывает, что данный природный резервуар нельзя отнести к пластовому типу. Каждому студенту выдается свой вариант по которому выполняется анализ для определения типа природного резервуара по данным H^k и H^n с помощью корреляционного анализа.

Для всех типов залежей определить амплитуду залежи, амплитуду ловушки и коэффициент заполнения ловушки (рис.11).

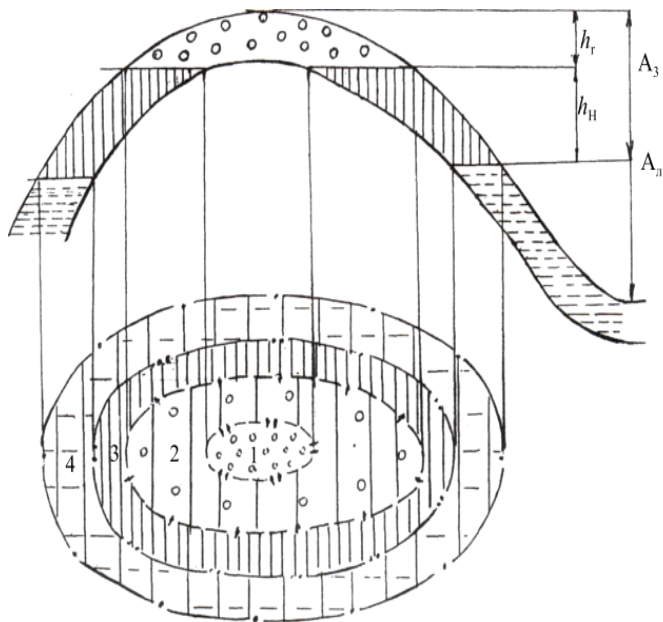


Рис.11. Схема пластово-сводовой нефтяной залежи с газовой шапкой.

Условные обозначения:

Части пласта: 1 – газовая; 2 – нефтегазовая; 3 – нефтяная; 4 – водная

Контакты: ГНК – газонефтяной контакт – условная поверхность, отделяющая в нефтегазовой части залежи нефть от газа; ВНК – водонефтяной контакт – условная поверхность, отделяющая в нефтяной залежи зону, насыщенную нефтью, от переходной, насыщенной нефтью с водой.

Амплитуда залежи (A_z) – это вертикальное расстояние от наивысшей точки (свода) до водонефтяного контакта для газонефтяной или нефтяной залежи (и до газоводяного контакта для газовой залежи).

Амплитуда ловушки (A_l) – это вертикальное расстояние от наивысшей точки (свода) до последней замкнутой изогипсы.

Коэффициент заполнения ловушки ($K_{з.л.}$) равен отношению амплитуды залежи к амплитуде ловушки.

$$K_{з.л.} = A_3 / A_л$$

A_3 – амплитуда залежи – это вертикальное расстояние от наивысшей точки до водонефтяного контакта;

$A_л$ – амплитуда ловушки – это вертикальное расстояние от наивысшей точки до последней замкнутой изогипсы;

h_n – высота нефтяной части залежи; h_r – высота газовой шапки.

$K_{з.л.}$ изменяется от 0 до 1.

3. Для всех продуктивных залежей определить гипсометрическое положение контактов (ГВК – газодояной, ГНК – газонефтяной, ВНК – водонефтяной).

Титульный лист работы оформляется в соответствии с приложением 1.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 11 **Анализ изучения свойств нефтей и характеристик продуктивного пласта**

Для выполнения работы каждому студенту выдаётся фактический материал по характеристикам, приведенным в таблице 5.

Пример одного из вариантов приведен в табл.5. По этим данным необходимо выполнить анализ изменения свойств нефтей (плотности нефтей в пластовых условиях- $\rho, \text{г/см}^3$, вязкости нефти- $\mu, \text{мПа}\cdot\text{с}$) и характеристик пласта (коэффициента пористости- $K_p, \text{отн.ед}$, коэффициента проницаемости- $K_{пр}, \text{мкм}^2$, коэффициента нефтенасыщенности- $K_{нн}, \text{отн.ед}$) в зависимости от гипсометрических отметок кровли пласта H^k .

Таблица 5

Значения абсолютных отметок кровли и подошвы резервуара

№ скв.	H ^к ,м	ρ ,г/см ³	μ ,мПа*с	Kп,отн.ед	Kпр ₂ мкм	K _{нн} ,отн.ед
1	-1347,7	0,819	4,24	0,10	0,012	0,71
2	-1397,8	0,819	4,04	0,10	0,015	0,73
3	-1391,3	0,818	4,11	0,11	0,027	0,72
4	-1391,2	0,819	4,06	0,11	0,014	0,74
5	-1391,1	0,818	4,16	0,11	0,012	0,73
6	-1389,7	0,819	4,08	0,12	0,015	0,72
7	-1286,9	0,817	4,12	0,12	0,027	0,75
8	-1384,5	0,818	4,09	0,13	0,014	0,73
9	-1382,2	0,818	4,12	0,14	0,012	0,73
10	-1382,9	0,819	4,06	0,11	0,015	0,74
11	-1380,2	0,818	4,24	0,12	0,027	0,74
12	-1377,4	0,819	4,04	0,12	0,014	0,74
13	-1375,1	0,819	4,08	0,13	0,014	0,73
14	-1374,7	0,818	3,94	0,14	0,016	0,74
15	-1367,8	0,819	3,84	0,11	0,021	0,74
16	-1366,9	0,818	4,01	0,11	0,014	0,73
17	-1363,5	0,817	4,05	0,13	0,026	0,74
18	-1362,9	0,819	4,24	0,11	0,023	0,74
19	-1260,3	0,819	4,16	0,11	0,026	0,74
20	-1359,5	0,818	3,56	0,11	0,028	0,74
21	-1359,1	0,819	4,06	0,11	0,021	0,74
22	-1357,8	0,818	4,08	0,15	0,035	0,74
23	-1357,5	0,819	3,94	0,11	0,023	0,73
24	-1354,2	0,819	3,84	0,13	0,035	0,72
25	-1349,4	0,819	4,06	0,12	0,023	0,74
26	-1347,1	0,819	4,05	0,12	0,021	0,74
27	-1337,8	0,818	4,24	0,15	0,032	0,76
28	-1334,4	0,819	4,08	0,13	0,023	0,76
29	-1332,3	0,818	4,06	0,13	0,021	0,75
30	-1328,1	0,818	3,92	0,13	0,032	0,76
31	-1325,5	0,818	3,79	0,13	0,023	0,76
32	-1324,1	0,818	4,01	0,14	0,028	0,76
33	-1320,6	0,818	4,15	0,15	0,026	0,76
34	-1320,3	0,817	4,24	0,14	0,021	0,73
35	-1319,3	0,817	4,14	0,14	0,022	0,74
36	-1317,7	0,818	4,03	0,15	0,036	0,72
37	-1382,8	0,818	3,83	0,15	0,035	0,73
38	-1314,5	0,817	3,96	0,14	0,032	0,75
39	-1314,1	0,817	3,84	0,14	0,036	0,77

Окончание таблицы 5

40	-1305,2	0,817	3,91	0,16	0,035	0,79
41	-1293,5	0,817	3,96	0,17	0,053	0,75
42	-1291,7	0,817	3,81	0,18	0,063	0,79
43	-1291,1	0,817	3,56	0,19	0,073	0,79
44	-1281,1	0,817	3,16	0,18	0,083	0,81
45	-1266,1	0,816	3,21	0,14	0,041	0,79
46	-1266,9	0,814	2,72	0,17	0,069	0,81
47	-1263,6	0,815	2,73	0,17	0,059	0,81
48	-1262,4	0,816	2,98	0,17	0,055	0,81
49	-1263,6	0,814	2,73	0,16	0,061	0,81
50	-1255,1	0,814	2,61	0,17	0,058	0,81

Построить корреляционные поля между всеми показателями, приведенными в табл.5.

Выяснить, как изменяются показатели в зависимости от величины H^k . В качестве примера построим поле корреляции между значениями ρ и μ (рис. 12).

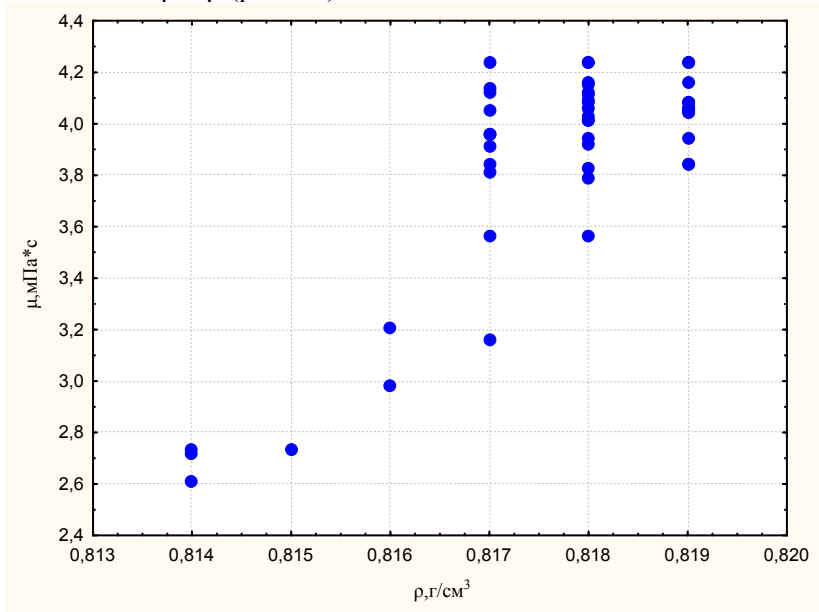


Рис. 12. Поле корреляции между ρ и μ

Отсюда видно, что между значениями ρ и μ наблюдается достаточно сложная корреляция в разных частях корреляционного поля. При $\rho < 0.817 \text{ г/см}^3$ наблюдается линейная корреляция между ρ и μ , далее она значительно ослабевает.

Титульный лист работы оформляется в соответствии с приложением 1.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №12

Изучение классификаций залежей нефти и газа

В основу большинства разработанных к настоящему времени классификаций залежей нефти и газа положены генезис и строение заключающих залежи ловушек и природных резервуаров. Однако эти признаки характеризуют в первую очередь не собственно залежи нефти и газа, а природные резервуары или содержащие их элементы земной коры.

Залежью называют естественное локальное скопление нефти или газа, занимающее часть (ловушку) природного резервуара. Если разработка залежи рентабельна, она называется промышленной залежью.

В большинстве случаев формирование залежей нефти и газа происходит по *антиклинально-гравитационной модели*, описанной в 1859 г. М. Дрейком в США. Согласно этой модели нефть и газ, как менее плотные, вытесняются из газонефтеводяного флюида в верхние части резервуаров и локализуются в ловушках, которые обычно находятся в выступах верхних частей резервуаров. В залежи, сформировавшейся по этой модели, все части гидродинамически связаны, что создает возможность для гравитационной дифференциации флюидов. Находясь в резервуаре, залежь нефти или газа сосредоточена в порода-коллекторе и сверху перекрыта породой-флюидоупором. Снизу, под залежью, располагается тот же коллектор, но насыщенный водой.

В качестве попытки разностороннего рассмотрения залежей следует рассматривать классификацию залежей УВ по следующим признакам: запасы, строение коллектора в ловушке, тип коллектора, тип экрана в ловушке, величина рабочих дебитов. Как показывает практика, наиболее важной, с точки зрения экономики и методики

ведения поисково-разведочных работ, является классификация залежей по их **фазовому состоянию**. Ниже (табл.6) приведен пример подобной классификации.

Таблица 6

Классификация и номенклатура залежей УВ по фазовому состоянию и количественному соотношению газа, нефти и конденсата

Предлагаемое наименование залежей (обозначение)	Основные особенности залежей
Однофазовые залежи	
Газовые (Г)	Состоят в основном из CH_4 с содержанием пентана и более тяжелых УВ не более 0,2 % объема залежи
Газоконденсатногазовые (ГКГ)	Газовые залежи с содержанием C_5 + высш. в пределах 0,2-0,6 % объема залежи, что примерно соответствует содержанию конденсата до $30 \text{ см}^3/\text{м}^3$
Газоконденсатные (ГК)	Газовые залежи с содержанием C_5 , + высш. в пределах 0,6-4 % объема залежи, что примерно соответствует содержанию конденсата $30-250 \text{ см}^3/\text{м}^3$
Конденсатные (К)	Газовые залежи с содержанием C_5 + высш. более 4 % объема залежи, что примерно соответствует содержанию конденсата более $250 \text{ см}^3/\text{м}^3$
Залежи переходного состояния (ЗПС)	Залежи УВ, которые по своим физическим свойствам (вязкости, плотности) в пластовых условиях близки к критическому состоянию, занимая промежуточное положение между жидкостью и газом
Нефтяные (Н)	Залежи нефти с различным содержанием растворенного газа (обычно менее $200-250 \text{ м}^3/\text{т}$)
Двухфазовые залежи	
Нефтегазовые (НГ)	Газовые залежи с нефтяной оторочкой; запасы газа больше геологических запасов нефти
Газонефтяные (ГН)	Залежи нефти с газовой шапкой; геологические запасы нефти превышают запасы газа
Нефтегазоконденсатные (НГК)	Газоконденсатные или конденсатные залежи с нефтяной оторочкой; запасы газа и конденсата превышают запасы нефти
Газоконденсатнефтяные (ГКН)	Нефтяные залежи с газоконденсатными шапками; геологические запасы нефти превышают запасы газа и конденсата

Целесообразно принять генетическую классификацию А.А. Бакирова (1960), который, развивая представления И.М. Губкина, выделил четыре основных класса локальных скоплений нефти и газа: структурный, литологический, рифогенный и стратиграфический (табл. 7).

При изучении этого раздела необходимо получить знания, достаточные для установления генетического типа залежи, определения по геологической документации и схематическому изображению таких элементов залежи, как высота, длина, ширина и площадь залежи, амплитуда ловушки, водонефтяной контакт (ВНК), газонефтяной (ГНК), газоводяной (ГВК), внешние и внутренние контуры нефтеносности (газоносности) и т.п.

Таблица 7

Класс	Группа	Подгруппа
Структурные	Залежи антиклинальных структур	Сводовые (рис.13). Тектонически экранированные (рис.14). Приконтактные (рис.15). Висячие (рис.16).
	Залежи моноклиналей	Экранированные разрывными нарушениями (рис.17а). Связанные с флексурными образованиями (рис. 17б). Связанные со структурными носами (рис. 17в).
	Залежи синклинальных структур	Рис.18
Рифогенные	Связанные с рифовыми массивами	Залежи в одиночном рифе (рис.19а). Залежи в группе рифовых массивов (рис.19б).
Литологические	Литологически экранированные	Приуроченные к участкам выклинивания коллекторов (рис. 20а). Приуроченные к участкам замещения проницаемых пород непроницаемыми (рис. 20б). Экранированные асфальтом или битумом (рис.20в).

Класс	Группа	Подгруппа
Стратиграфический	Залежи в коллекторах, срезанных эрозией и перекрытых непроницаемыми породами	Связанные со стратиграфическими несогласиями на локальных структурах (рис.22а). Связанные с моноклиналями (рис.22б). Связанные со стратиграфическими несогласиями, приуроченными к эродированной поверхности погребенных останцев палеорельефа (рис.22в). Связанные с выступами кристаллических пород (рис.22г).

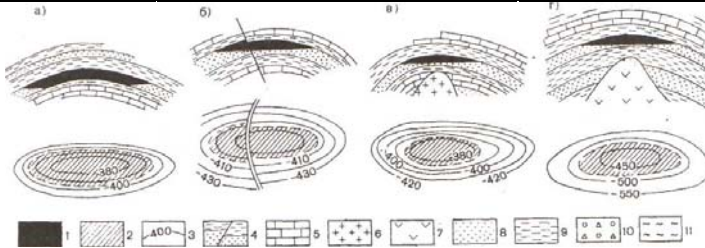


Рис. 13. Сводные залежи:

а - ненарушенные; б - нарушенные; в - структур, осложненных криптодиapiroм или вулканогенными образованиями; г - солянокупольных структур

Условные обозначения: 1 - нефть в профиле; 2 - нефть в плане; 3 - стратозиогипсы по кровле продуктивного пласта; 4 - нарушения; 5 - известняки; 6 - вулканогенные образования; 7 - соляной шток; 8 - пески; 9 - глины; 10 - грязевой вулкан и диапиры; 11 - мергели

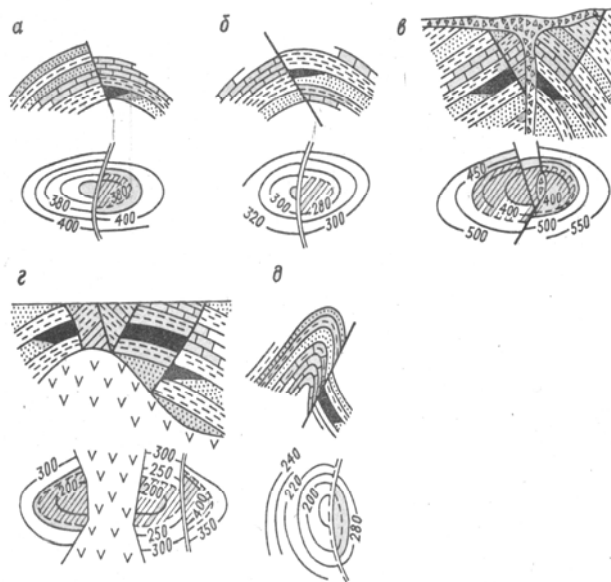


Рис. 14. Тектонически экранированные залежи:

а – присбросовая, б – привзбросовая, в – структуры, осложненной диапиризмом или грязевым вулканизмом; г – солянокупольной структурой, д – поднадвиговая

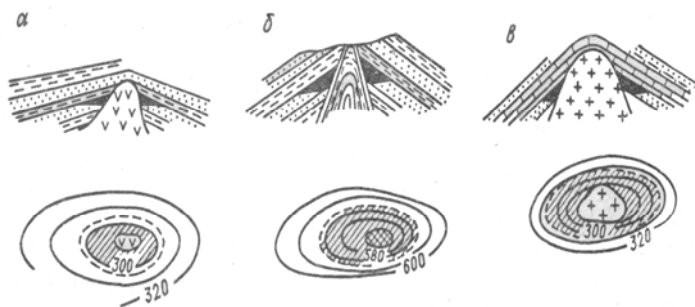


Рис. 15. Приконтактные залежи на структурах:

а – с соляным штоком, б – с диапировым ядром или с образованием грязевого вулканизма, в – с вулканогенными образованиями

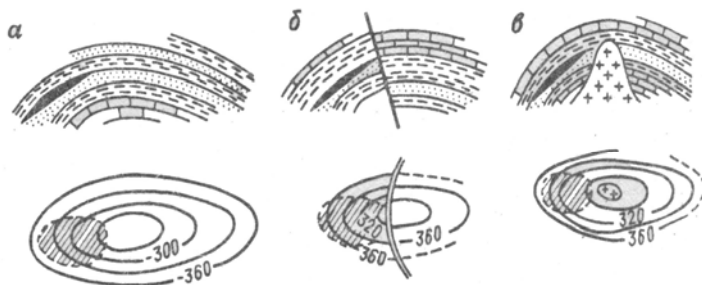


Рис. 16. Висячие залежи антиклинальных структур:
 а – ненарушенного строения, б – осложненных разрывным нарушением, в – осложненных криптодиapiroм или вулканогенными образованиями

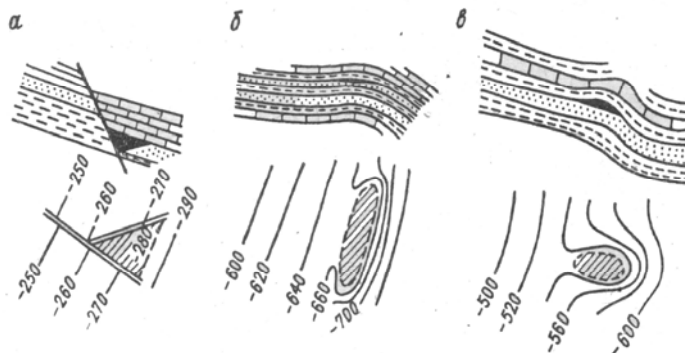


Рис. 17. Залежи моноклиналей:
 а – экранированные разрывными нарушениями, б – приуроченные к флексурным осложнениям, в – связанные со структурными носами.

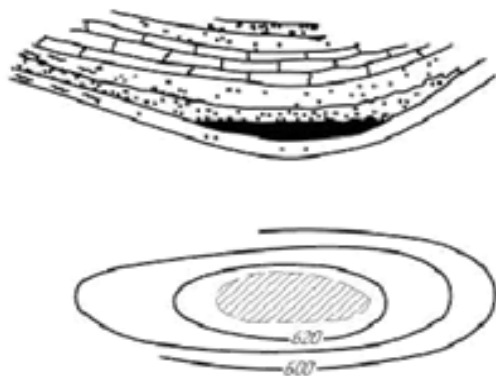


Рис.18.Залежи синклинальных структур

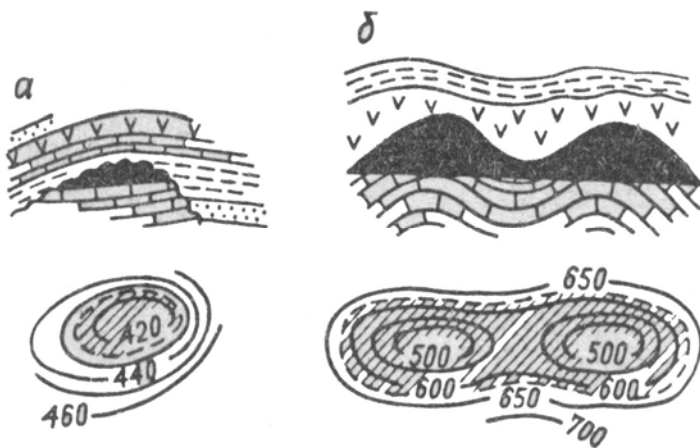


Рис. 19. Залежи рифогенных образований в одиночном рифовом массиве (а), в группе рифовых массивов (б)

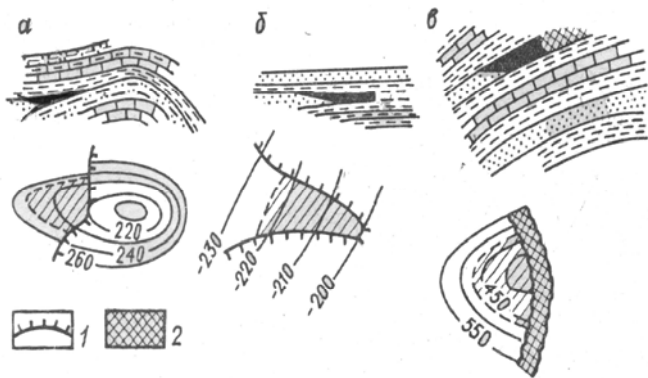


Рис.20. Литологически экранированные залежи, приуроченные к участкам выклинивания пласта-коллектора (а) и замещения проницаемых пород непроницаемыми (б), и залежь, запечатанная асфальтом

(в)

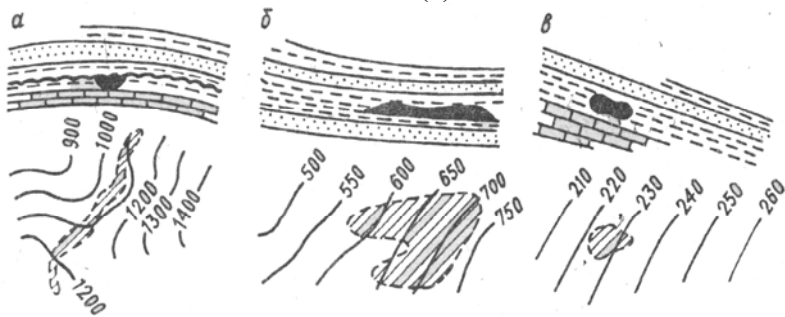


Рис.21. Литологически ограниченные залежи, приуроченные: а – к песчаным образованиям русел палеорек, б – к прибрежным песчаным образованиям ископаемых баров, в – к линзам песчаных пород в слабопроницаемых глинистых отложениях

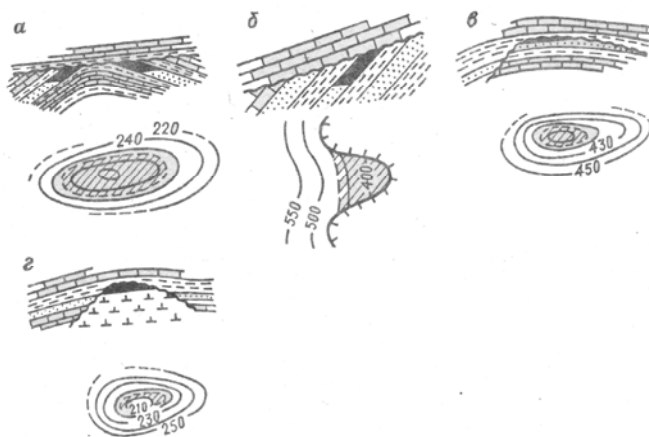


Рис. 22. Стратиграфические залежи:

а – в пределах локальной структуры, б – на моноклиналиях, в – на поверхности погребенных останцев палеорельефа, г – на поверхности выступов кристаллических пород.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

Основной:

1. *Галкин В.И.* Геология и геохимия нефти и газа: учеб.-метод. пособие / В.И. Галкин, О.Е. Кочнева. 2-е изд., доп. и испр. Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2017. 181 с.
2. Геология и геохимия нефти и газа: учебник / О.К. Баженова, Ю.К. Бурлин, Б.А. Соколов, В.Е. Хаин. 3-е издание дополненное и исправленное. М.: Изд-во МГУ, 2012. 432 с.
3. *Ермолкин В.И.* Геология и геохимия нефти и газа; учебник / В.И. Ермолкин, В.Ю. Керимов. М.: Недра, 2012. 460 с.
4. *Карцев А.А.* Основы геохимии нефти и газа. М.: Недра, 1987. 256 с.
5. *Хант Дж.* Геохимия и геология нефти и газа. М.: Мир, 1982. 704 с.
6. Химия нефти и газа / А.И. Богомолов, А.А. Гайле, В.В. Громова и др. СПб: Химия, 1995. 446 с.

Дополнительный:

7. *Габриэлянц Г.А.* Геология нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 1984. 285 с.
8. *Леворсен А.И.* Геология нефти и газа. М.: Мир, 1970. 638 с.
9. *Мстиславская Л.П.* Геология, поиски и разведка нефти и газа: учеб. Пособие / Л.П. Мстиславская, В.П. Филиппов. М.: ООО «ЦентрЛитНефтеГаз», 2005. 199 с.
10. *Черникова К.А.* Словарь по геологии и геохимии нефти и газа / под ред. К.А. Черникова. Л.: Недра, 1988. 679 с.

Приложение 1

Министерство науки и высшего образования Российской
Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
Санкт-Петербургский горный университет

Кафедра геологии нефти и газа

ЛАБОРАТОРНЫЕ РАБОТЫ №1-12

Выполнил студент гр. ГНГ

Проверил

Санкт-Петербург

2019

Содержание

Введение.....	3
Лабораторная работа №1.....	3
Лабораторная работа №2.....	12
Лабораторная работа №3.....	14
Лабораторная работа №4.....	15
Лабораторная работа №5-6.....	18
Лабораторная работа №7.....	26
Лабораторная работа №8.....	28
Лабораторная работа №9.....	31
Лабораторная работа №10.....	34
Лабораторная работа №11.....	40
Лабораторная работа №12.....	43
Библиографический список.....	52
Приложение 1.....	53

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОХИМИЯ НЕФТИ И ГАЗА

***Методические указания к лабораторным работам
для студентов специальности 21.05.02***

Сост.: *О.М. Прищепа, О.Е. Кочнева, Т.В. Родина*

Печатается с оригинал-макета, подготовленного кафедрой
геологии нефти и газа

Ответственный за выпуск *О.Е. Кочнева*

Лицензия ИД № 06517 от 09.01.2002

Подписано к печати 22.01.2020. Формат 60×84/16.

Усл. печ. л. 3,1. Усл.кр.-отт. 3,1. Уч.-изд.л. 2,7. Тираж 75 экз. Заказ 20. С 4.

Санкт-Петербургский горный университет
РИЦ Санкт-Петербургского горного университета
Адрес университета и РИЦ: 199106 Санкт-Петербург, 21-я линия, 2