

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

Методические указания

по выполнению лабораторных работ по дисциплине

**ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПОИСКОВ И
РАЗВЕДКИ НЕФТИ И ГАЗА**

Специальность
Специализация

21.05.02 Прикладная геология
Геология месторождений нефти и газа

Ставрополь, 2026

ВВЕДЕНИЕ

Целью преподавания дисциплины «Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа» является получение студентами знаний по теоретическим основам прогнозирования нефтегазоносности недр, познания главных закономерностей и геологических факторов, контролирующих размещение скоплений нефти и газа в литосфере; рациональных комплексов геологоразведочных работ на различных стадиях геологоразведочного процесса; принципов проектирования и проведения региональных и детальных геолого-геофизических работ, включая поисковое и разведочное бурение, вопросов охраны окружающей среды при производстве геологоразведочных работ.

Оглавление

1	Тема 1. Геологические теоретические основы системного анализа в прогнозировании нефтегазоносности недр. Лабораторная работа № 1 Составление литолого-стратиграфического разреза исследуемой территории	
2	Тема 2. Методологические основы системного анализа при прогнозировании нефтегазоносности недр Лабораторная работа № 2 Построение схемы сопоставления (корреляции) отложений исследуемой территории	
3	Тема 3. Эволюция теоретических основ генерации, аккумуляции углеводородов и отдельного прогнозирования нефтегазоносности Лабораторная работа № 3 Построение литолого-фациального профиля исследуемой территории	
4	Тема 4. Историко-геологогеохимическое направление формирования углеводородного потенциала осадочного нефтегазоносного бассейна (НГБ) Лабораторная работа № 4 Построение геологического профиля исследуемой территории	
5	Тема 5. Нефтегазогеологическая мегасистема Лабораторная работа № 5 Построение палеотектонических профилей	
6	Тема 6. Показатели прогноза нефтегазоносности Лабораторная работа № 6 Построение палеотектонических графиков	
7	Тема 7. Геохимические методы поисков нефти и газа Лабораторная работа № 7 Построение графика формирования структуры	
8	Тема 8. Формирования зон концентрации наибольших ресурсов нефти и газа	

	Лабораторная работа № 8 Нефтегазogeологическая мегасистема	
--	--	--

Тема 1. Геологические теоретические основы системного анализа в прогнозировании нефтегазоносности недр.

Лабораторная работа № 1

СОСТАВЛЕНИЕ ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА

Цель работы: Составление литолого-стратиграфического разреза

Теоретическая часть

Литолого-стратиграфические разрезy составляют на всех этапах прогнозирования нефтегазоносности и поисково-разведочных работ на нефть и газ. В зависимости от задач, стоящих перед исследователями, и размеров изучаемой территории различают нормальные и средненормальные (типовые) литолого-стратиграфические разрезy.

Для составления нормального разреза по данным геологической съемки детально изучаются обнажения и разрезy скважин района, которые затем увязываются между собой на основе прослеживания геологических границ, маркирующих и опорных горизонтов (реперов).

При составлении нормального разреза крупных территорий прежде всего увязываются разрезy скважин на основании палеонтологических и промыслово-геофизических исследований, прослеживаются опорные пласты и стратиграфические границы. Мощности стратиграфических подразделений

принимаются максимальные. На их основе строят литологическую колонку, на которой указывают последовательность напластования, литологический состав, перерывы в осадконакоплении. При сильных изменениях мощностей горизонтов, свит и толщ в литологической колонке нормального разреза показывают пределы изменения мощностей: максимальные мощности – в принятом масштабе и минимальные – только цифрой. При таком способе облегчается изучение общих закономерностей изменения мощностей. С левой стороны от литологической колонки приводят возраст отложений с указанием системы, отдела, яруса, свиты

или горизонта и дают масштабную колонку, а с правой стороны – значения мощности, электрокаротажный разрез, данные других геофизических исследований скважин (радиоактивный каротаж и др.), литологическое описание стратиграфических подразделений и фаунистические остатки. Масштаб и детальность разреза должны выбираться в зависимости от полноты исследований и точности имеющихся материалов. Литолого-стратиграфический разрез составляется в процессе региональных и детальных нефтегазопроисловых работ на основе геологической съемки, колонкового, поискового и разведочного бурения.

На литолого-стратиграфическом разрезе показывается геофизическая характеристика, представленная обычно диаграммами стандартного каротажа, при наличии – диаграммами радиоактивного каротажа и кавернограммами.

Левее промыслово-геофизической характеристики строится литологическая колонка, с левой стороны которой приводят масштаб, глубину, мощность изучаемых отложений с указанием системы, отдела, яруса, горизонта, подгоризонта, свиты, толщи, пачки.

С правой стороны от промыслово-геофизической характеристики дается описание стратиграфических подразделений и фаунистическая характеристика.

Вдоль края литологической колонки кривой штриховкой показываются части разреза, наиболее насыщенные темноцветными нефтегазоматеринскими породами. Также выделяются характерные горизонты пород-коллекторов. В колонке с промыслово-геофизической характеристикой наносятся данные испытания скважины.

Оборудование и материалы

- 1) опорный или параметрический разрез исследуемой территории;
- 2) бланк с диаграммами стандартного каротажа по разведочным скважинам изучаемой провинции.

Техника безопасности не предусматривается

Задания

Составить литолого-стратиграфический разрез по скважине.

1. Вычертить основу для литолого-стратиграфического разреза
2. Нанести на разрез масштаб, глубины и промыслово-геофизическую характеристику.
4. По данным построить литологическую колонку с указанием стратиграфических подразделений.
5. Дать литологическое (обобщенное) описание выделенных стратиграфических подразделений.
6. После предполагаемого выделения в литологической колонке штриховкой нефтегазоматеринских пород и горизонтов коллекторов следует выписать 2-3 характерных литолого-стратиграфических комплекса; постараться условно определить для каждого количество нефтегазоматеринских пород и пород-коллекторов и их соотношение (в %).

Содержание отчета В отчете следует привести цель работы, краткое теоретическое обоснование, методику выполнения работы и построенный стратиграфический разрез. При защите работы студент должен представить выполненное задание и ответить на вопросы, предложенные преподавателем.

Контрольные вопросы

1. В чем отличие в изображении в литолого-стратиграфических разрезах песчаников от алевролитов.
2. Назовите отличия в значениях карбонатности известняков различного типа (романчик, натурал, высокий, цемесский, чистый).
3. Как изображаются включения различных минералов в разрезе (пирит, сидерит, гипс, кальцит)?
4. Каковы особенности корреляции разрезов по одному из изображаемых показателей (карбонатности, глинистости, гранулометрическому составу и др.),

**Тема 2. Методологические основы системного анализа при
прогнозировании нефтегазоносности недр**

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 2

**ПОСТРОЕНИЕ СХЕМЫ СОПОСТАВЛЕНИЯ
(КОРРЕЛЯЦИИ) ОТЛОЖЕНИЙ**

Цель работы: Составить схему сопоставления отложений

Теоретическая часть Литолого-стратиграфические разрезы обычно используют для межплощадной, площадной и межрайонной корреляции. Для расчленения и сопоставления разрезов, кроме биостратиграфических (метод руководящих палеонтологических комплексов и метод руководящих видов), литологических, палеоэкологических методов, используются данные о ритмичном строении отложений, отражающих периодичность (цикличность) процессов осадконакопления. Для расчленения и сопоставления разрезов применяются геофизические материалы – данные стандартного, радиоактивного каротажа и методы полевой геофизики.

При корреляции разрезов необходимо выделение и прослеживание реперного стратиграфического каркаса, который представляет собой совокупность опорных стратиграфических подразделений и реперных изохронных уровней.

Опорные стратиграфические подразделения имеют обычно наиболее полную палеонтологическую характеристику, представлены отложениями, образовавшимися в трансгрессивные фазы ритмов, и характеризуются наибольшей площадью распространения, выдержанным строением и выдержанными каротажными характеристиками. Границам этих подразделений нередко отвечают перерывы в осадконакоплении.

Реперные уровни в разрезах связаны часто поверхностями региональных размывов или перерывов в осадконакоплении и обычно имеют четко выраженную каротажную характеристику.

При сопоставлении разрезов проводится послойная корреляция отложений, от разреза к разрезу прослеживается последовательность напластований, выделяются фациальные переходы.

Послойная корреляция отложений, изучение и прослеживание реперного стратиграфического каркаса дают возможность установить закономерности ритмичного строения, последовательность и направленность фациальных изменений изучаемых отложений.

Оборудование и материалы

Составленный студентом литолого-стратиграфический разрез и две заготовки разрезов с промыслово-геофизической характеристикой.

Техника безопасности не предусматривается

Задания. Составить схему сопоставления отложений.

Порядок выполнения задания

1. Вычертить основу для схемы сопоставления
2. Нанести на все три разреза схемы сопоставления, масштаб, глубины и промыслово-геофизическую характеристику.
3. Выделить на основании составленного литолого-стратиграфического разреза стратиграфические подразделения на двух других предложенных разрезах; провести линии сопоставления.
4. Нанести литологический состав пород на все разрезы.
5. На литологических колонках косой штриховкой предположительно показать темноцветные нефтегазоматеринские породы и описать, как изменяется их количество (в % от мощности ЛСК) по разрезам.

Содержание отчета В отчете следует привести цель работы, краткое теоретическое обоснование, методику выполнения работы. При защите работы студент должен представить выполненное задание и ответить на вопросы, предложенные преподавателем.

Контрольные вопросы

1. Какие данные необходимы для построения схемы сопоставления (корреляции) отложений?
2. Для чего обычно используют литолого-стратиграфические разрезы?
3. Опишите методику корреляции отложений
4. Для чего проводится послойная корреляция отложений?

Тема 3. Эволюция теоретических основ генерации, аккумуляции углеводородов и отдельного прогнозирования нефтегазоносности

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 3

ПОСТРОЕНИЕ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОГО ПРОФИЛЯ ИССЛЕДУЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ

Цель работы Знакомство с построением литолого-фациального профиля

Теоретическая часть

Литолого-фациальный профиль (разрез) показывает литологические особенности горных пород и условия их образования. Такие профили обычно строятся в направлении наибольшей фациальной изменчивости отложений, причем за горизонтальную поверхность принимается подошва самых молодых из рассматриваемых отложений. Литолого-фациальные профили помогают выявить фациальные и тектонические особенности отложений, изменение их мощностей, соотношение выделенных стратиграфических подразделений с подстилающими и перекрывающими, а также подтверждают или указывают на ошибочность первичного расчленения разреза и их корреляции (Тихомиров С.В., 1988).

Окраской на палеогеологических фациальных профилях показывают палеогеографические обстановки и соленость бассейна.

При выяснении условий осадконакопления и восстановления палеогеографических обстановок прошлого большое значение имеет определение солености бассейна седиментации. О солености судят по составу хемогенных осадков и органических остатков. Установлено, что кальцит выпадает из морской воды при пониженной или нормальной солености. При повышении минерализации вод образуются доломиты с примесью целестина, барита или флюорита. При высокой солености из морской воды выпадает гипс и ангидрит, а из более концентрированных рассолов – галит и калийно-магнезиальные соли. Однако постседиментационные изменения отложений могут затруднять истолкование данных химического состава пород. Так, некоторые доломиты являются вторичными и образуются по известнякам за счет привноса подземными водами магния и не характеризуют соленость воды древних бассейнов.

Понижение солености в бассейнах седиментации происходит за счет привноса воды реками. Для определения солености вод бассейна также используют наблюдения над глинистыми породами. Водные вытяжки из глинистых пород показывают различие в составе глин древних континентальных морских и лагунных отложений.

О солености вод бассейнов седиментации судят также по органическим остаткам. Установлено, что бассейны с нормальной соленостью заселяют беззамковые брахиоподы (лингулы, оболуы), пелециподы (кардиды, антракозиды и др.), остракоды, гастроподы, ракообразные и др. При опреснении водоема резко уменьшается количество групп организмов, чем сильнее опреснение, тем однороднее видовой состав фауны. При повышении солености происходят аналогичные изменения. В опресненных и засолоненных бассейнах одновременно с уменьшением числа видов происходит изменение строения раковин. В составе раковин уменьшается количество извести, упрощается скульптура наружной

поверхности, уменьшается размер раковин, может редуцироваться или атрофироваться замочный аппарат.

Оборудование и материалы

Схема с расположением скважин в масштабе и составленная студентом ранее схема сопоставления отложений по трем скважинам (лабораторная работа № 2).

Техника безопасности не предусматривается

Задания

Построить по трем скважинам литолого-фациальный профиль.

1. Выбрать горизонтальный и вертикальный масштабы для профиля.
2. За горизонтальную поверхность взять кровлю самых молодых из рассматриваемых отложений, которая является обычно реперной поверхностью.
3. В выбранном масштабе на каждую из скважин нанести мощности стратиграфических подразделений, толщ, пачек и пластов.
4. Построить профиль, отрисовав литологические особенности пород.
5. Показать на профиле окраской соленость бассейна: голубой – нормальную, розовой – повышенную, зеленой – пониженную.

Содержание отчета В отчете следует привести цель работы, краткое теоретическое обоснование, методику выполнения работы и построенный литолого-фациальный профиль. При защите работы студент должен представить выполненное задание и ответить на вопросы, предложенные преподавателем.

Контрольные вопросы

1. Какой информативностью обладает литолого-фациальный профиль?
2. Что выделяют окраской на литолого-фациальный профиль?

3. По каким данным делают выводы о солености бассейна седиментации?
4. К чему приводит значительное опреснение или засоление бассейнов?

Тема 4. Историко-геологогеохимическое направление формирования углеводородного потенциала осадочного нефтегазоносного бассейна (НГБ)

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 4

**ПОСТРОЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ПРОФИЛЯ ИССЛЕДУЕМОЙ
ТЕРРИТОРИИ**

Цель работы: Построение геологического профиля на основании имеющихся данных

Теоретическая часть

Геологический профиль представляет вертикальное сечение-разрез земной коры и составляется для изучения литологического состава горных пород исследуемой территории, условий их залегания, а также характера размещения скоплений нефти и газа.

При региональных исследованиях составляют региональные геологические профили, которые иллюстрируют строение крупных территорий. Основой для их построения являются результаты геологической съемки, геофизических исследований и бурения.

На этапе детальных поисковых и разведочных работ по материалам бурения строятся детальные геологические профили, подробно иллюстрирующие геологическое строение отдельных структур, площадей, районов и т.д.

Основным материалом для составления геологических профилей служат разрезы скважин.

Наиболее наглядными являются профили, построенные вкрест простирания основных структурных элементов. Такие профили называют поперечными.

Кроме них, составляют продольные профили по простиранию антиклинальных зон и отдельных структур, а также диагональные, секущие структурные элементы под любым углом.

На геологических профилях штриховкой показываются зоны, благоприятные для генерации углеводородов и их накопления. Выделение нефтематеринских пород производится на качественном уровне по макроскопическому описанию с учетом цвета пород, отсутствия значительной песчаной примеси, присутствия обугленного растительного детрита, включений пирита, сидерита и глауконита. К нефтегазоматеринским должны быть отнесены все глинистые и глинисто-карбонатные отложения от серого до черного цвета (глины, аргиллиты, глинистые известняки и доломиты, мергели) с указанными дополнительными признаками.

Оборудование и материалы

Схема с расположением скважин в масштабе и составленная студентом схема сопоставления отложений (лабораторная работа № 2).

Техника безопасности не предусматривается

Задания

Построить геологический профиль по скважинам.

1. Выбрать горизонтальный и вертикальный масштабы для профиля.
2. Высчитать абсолютные отметки кровли самых молодых из рассматриваемых отложений
3. Построить профиль, учитывая абсолютные отметки для всех стратиграфических подразделений.
4. Проставить на профиле стратиграфическую индексацию и покрасить профиль в соответствии с геохронологической шкалой.

5. Вынести и показать условным знаком залежи нефти и газа, а также заштриховать возможные очаги нефтегазогенерации

Содержание отчета В отчете следует привести цель работы, краткое теоретическое обоснование, методику выполнения работы и построенный профиль. При защите работы студент должен представить выполненное задание и ответить на вопросы, предложенные преподавателем.

Контрольные вопросы

1. Что такое геологический профиль?
2. Что является основой для составления геологических профилей при региональных работах?
3. Какие профили являются наиболее наглядными?
4. Какие зоны заштриховывают на геологических профилях?
5. Как производится выделение нефтематеринских пород?

Тема 5. Нефтегазогеологическая мегасистема

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 5

ПОСТРОЕНИЕ ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИХ ПРОФИЛЕЙ

Цель работы: Построение палеотектонических профилей для оценки палеотектонических характеристик

Теоретическая часть

Палеотектонические профили являются одним из методов палеотектонического анализа отдельных регионов (напр. Волго-Уральская антеклиза, Западно-Сибирская плита, Скифская плита и др.), где они могут вскрыть сложный ритм колебательных движений, а также для локальных платформенных структур. В основу построения палеотектонических профилей положено

соображение о том, что погружение какого-либо бассейна компенсируется накоплением осадочных толщ. Исходным материалом для построения палеотектонических профилей служит современный структурный профиль

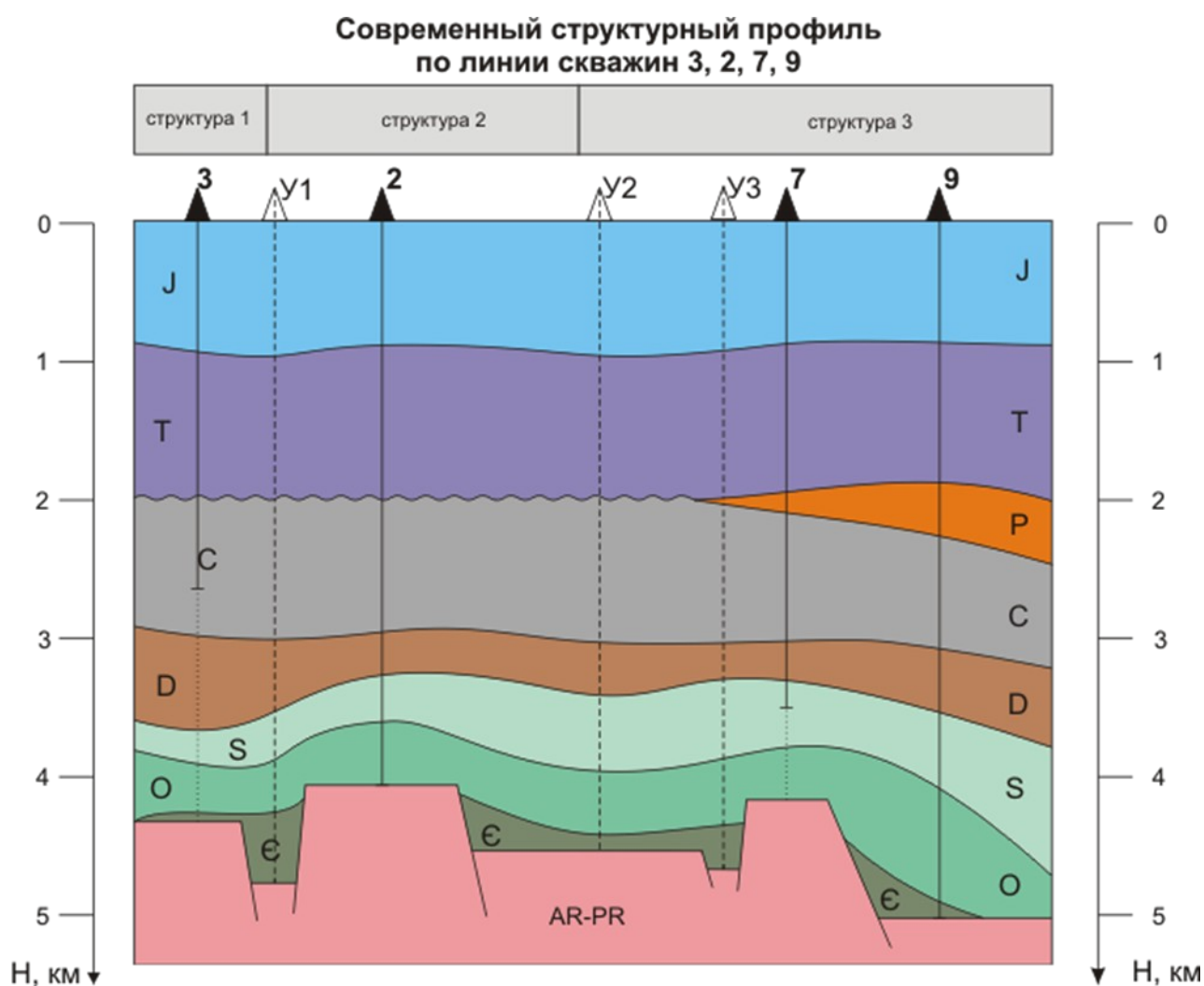


Рис. 5.1

Методика построения палеотектонических профилей.

При построении горизонтальный масштаб профилей выбирается исходя из масштаба карты или схемы (в случае необходимости он может быть увеличен), вертикальный масштаб выбирается минимальным, чтобы избежать ошибки на уровень выравнивания.

Поверхность, ниже которой идет накопление осадков (батиметрический уровень, уровень компенсации), принимается при построении палеотектонического профиля за горизонтальную линию. Таким образом, кровля каждого из последовательно рассматриваемых стратиграфических подразделений осадочного чехла (Є, О, S, D, С, Р, Т) принимается за горизонтальную линию и от нее вниз откладываются мощности нижележащих отложений. Благодаря этому к определенному моменту геологической истории воссоздается положение границ ряда стратиграфических подразделений (ярусов, свит, горизонтов).

В случае нашего условного профиля первой поверхностью для построения будет кровля кембрия (подошва ордовика). Ее принимаем за «нулевой» уровень. Затем вниз откладываем мощность накопившихся осадков. Поскольку фундамент имеет блоковое строение, и не все блоки вскрыты скважинами, мы ставим условные скважины (У1, У2 и У3) для увеличения точности построений. С этой же целью пунктиром продлеваем истинные скважины, не вскрывшие всю толщу осадочного чехла. Условные скважины отмечаем пунктиром, чтобы отличать от истинных. Во всех скважинах (истинных и условных) фиксируем мощность накопленных осадков и ставим засечки. Так как фундамент блоковый, засечки означают положение блоков, соответственно которому соединяем линии.

Таким образом, получим палеотектонический профиль к началу ордовика (к концу кембрия) (рис.5.2).

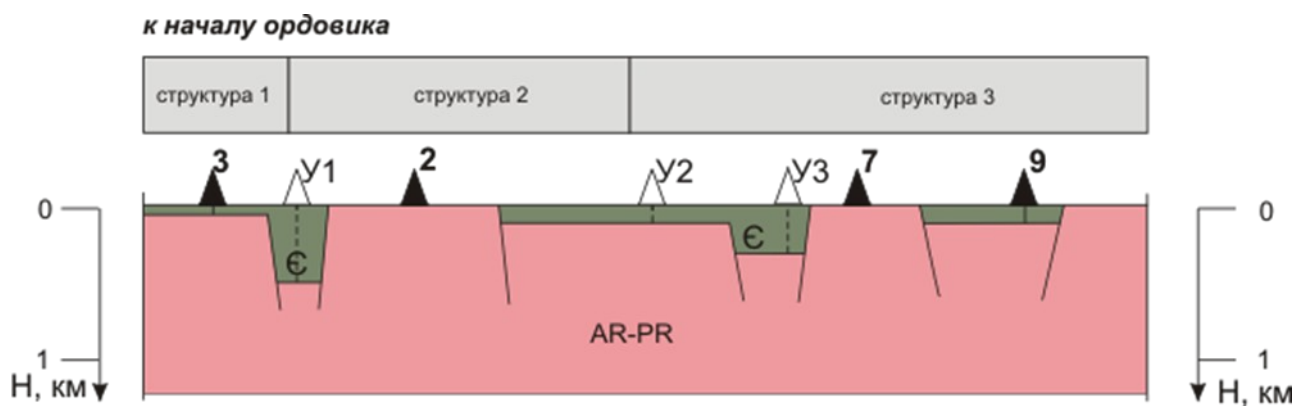


Рис 5.2

Далее строим палеотектонический профиль к началу силура (к концу ордовика). Горизонтальная линия будет соответствовать кровле ордовика (подошве силура). От неё вниз последовательно откладываем мощность ордовика, затем силура. Соединяем полученные засечки (рис.5. 3).

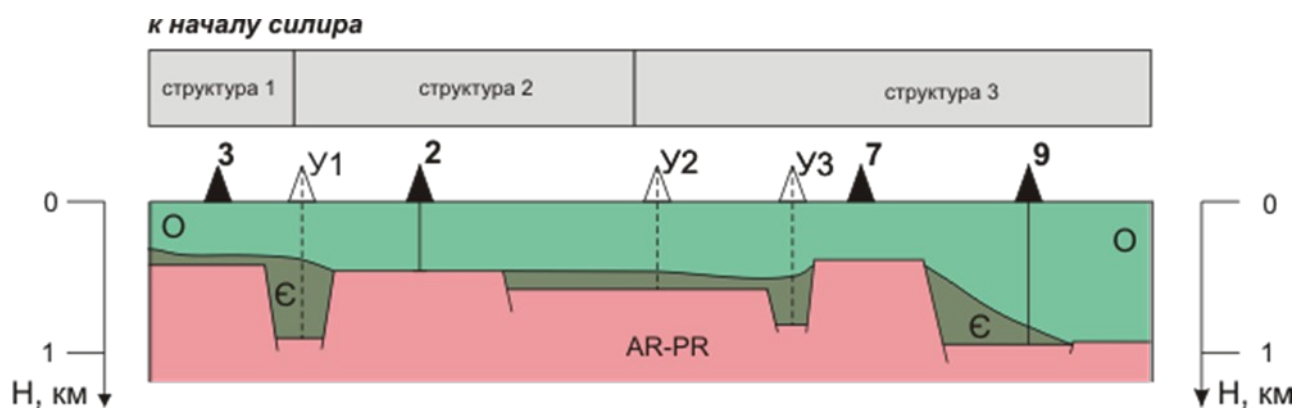


Рис 5.3

Для построения палеотектонического профиля к началу девона (концу силура) за «нулевую поверхность» принимаем кровлю силура (подошву девона). Фиксируем мощности отложений в скважинах, соединяем полученные засечки (рис.5. 4)

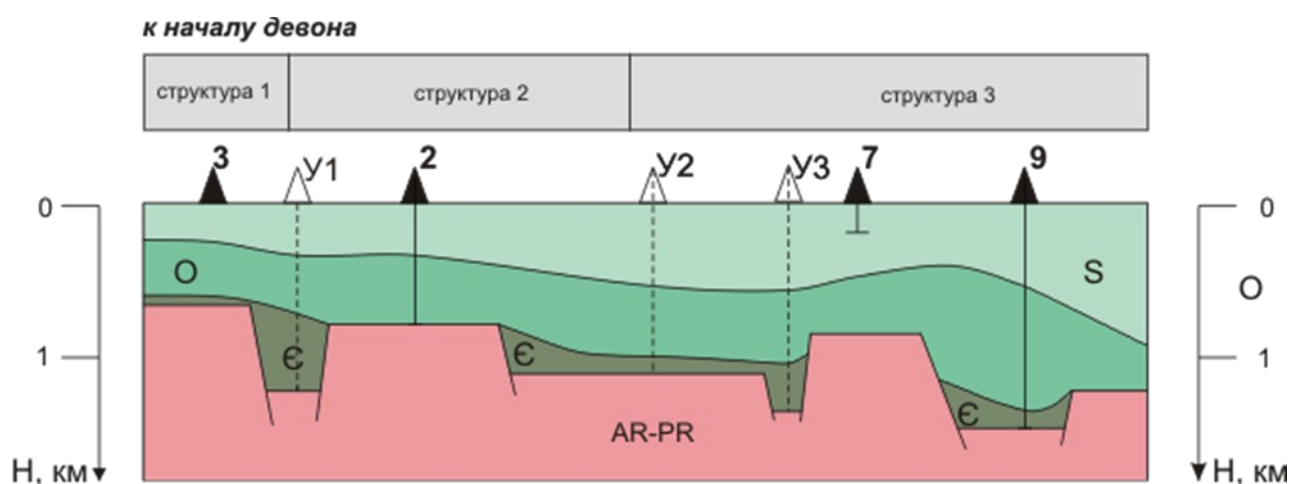


Рис 5.4

Аналогичным образом строим палеотектонические профили для последующих стратиграфических подразделений.

К началу карбона (концу девона) (рис. 5.5).

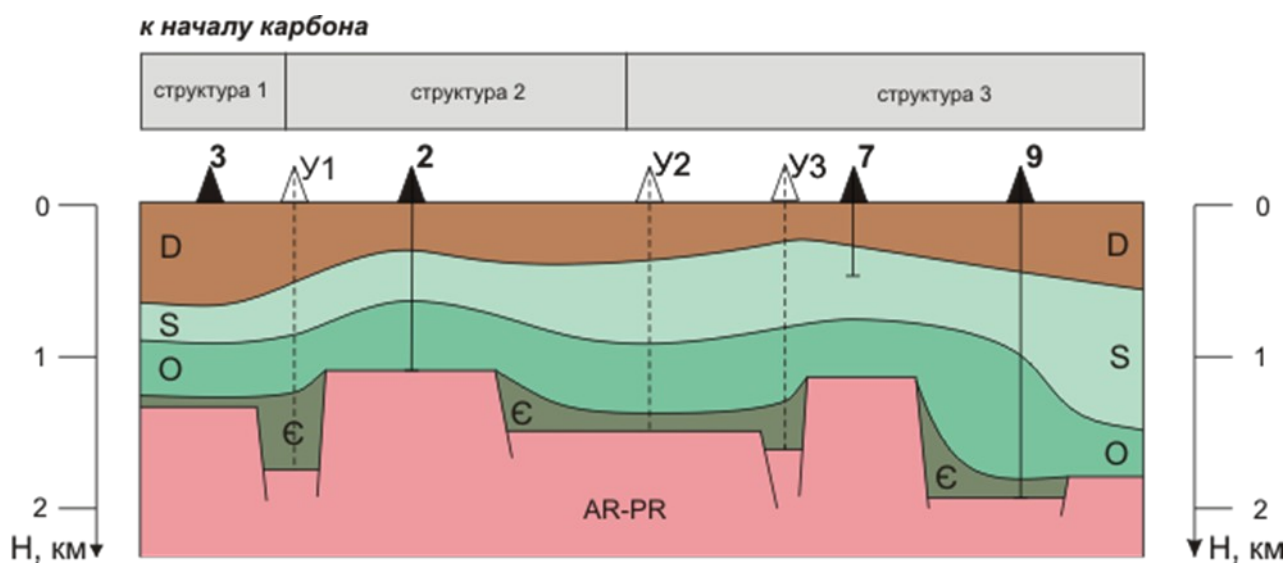


Рис 5.5

К началу перми (концу карбона) (рис.5.6).

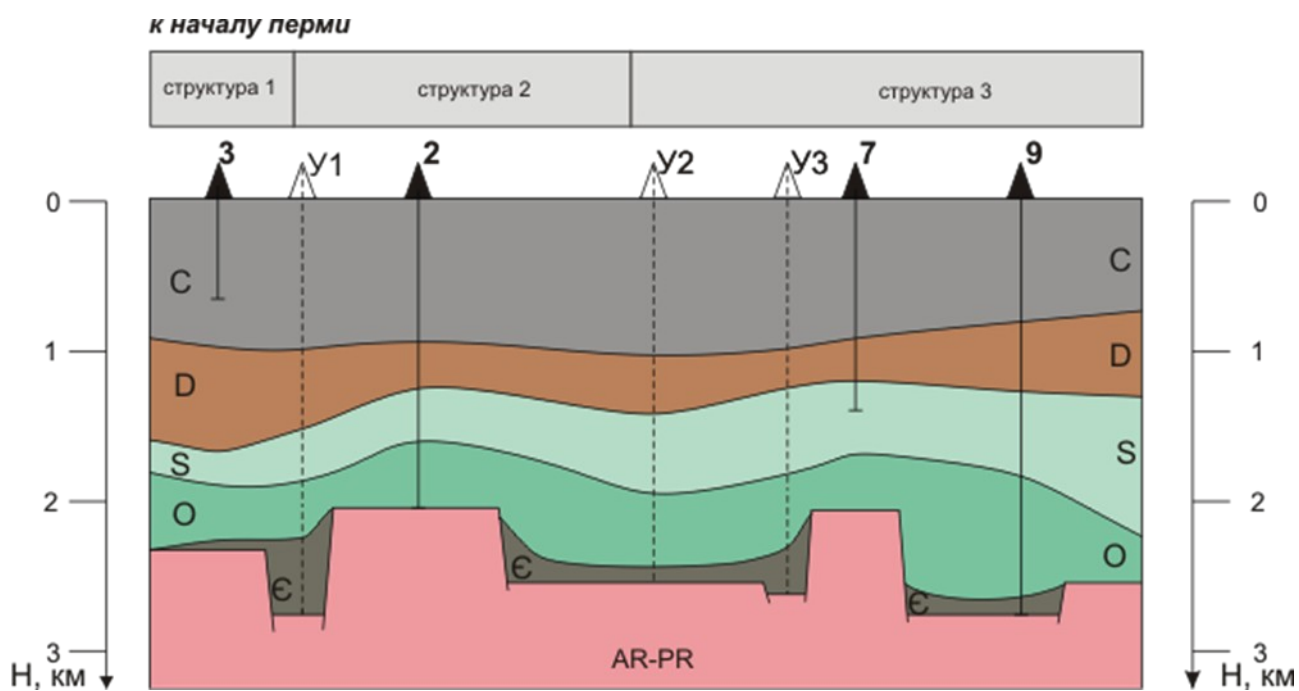


Рис 5.6

К началу триаса (концу перми) (рис.7).

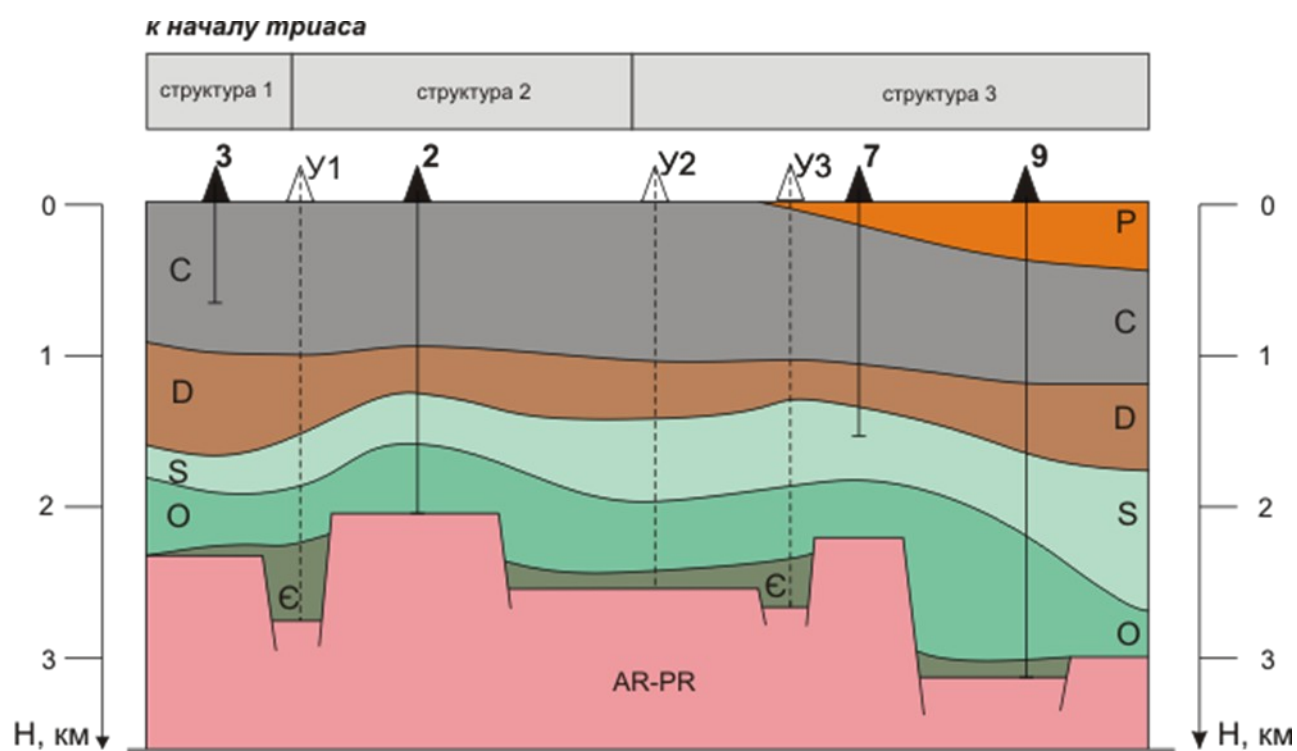


Рис 5.7

К началу юры (концу триаса) (рис. 8).

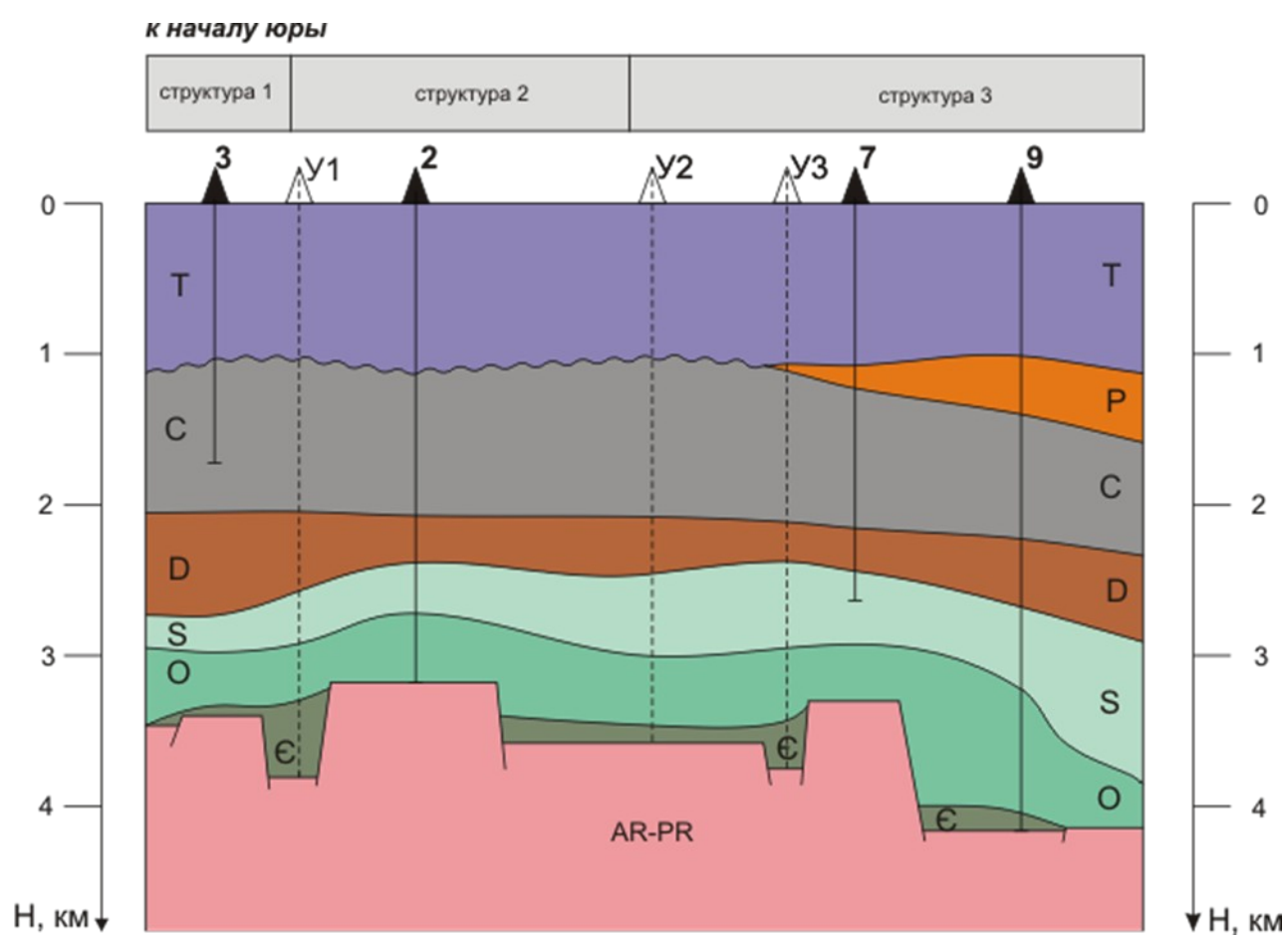


Рис 5.8

Преимуществом методики построения палеопрофилей является, во-первых, его простота в изображении палеотектонической истории изучаемых структур, наглядность; во-вторых, изображение "нулевой поверхности", т.е. "уровня компенсации", что в других методах палеотектонического анализа непосредственно не присутствует.

Сложность применения этого метода состоит в правильном выборе направления профиля, который должен полностью отображать геологическое строение района. Другим недостатком профилей выравнивания является невозможность их построения для большого количества горизонтов или свит, так как при этом пришлось бы очень увеличивать вертикальный масштаб каждого профиля. Этот недостаток связан с тем, что в случае большого числа стратиграфических подразделений они многократно повторяются на целом ряде профилей, копируя друг друга. В таких случаях целесообразно показать пространственное положение не всех, а какой-то одной свиты, или последовательного ряда свит. При этом вертикальный масштаб можно увеличить иногда в десятки и более раз.

В дополнение к профилям выравнивания целесообразно давать также современный структурный профиль.

При изучении истории развития сильно дислоцированных структурных форм, при построении палеотектонических профилей; применяется способ выравнивания стратиграфических толщ, т.е. приведение их к горизонтальному положению, которое они занимали в период осадконакопления.

После построения палеотектонических профилей необходимо провести анализ поэтапного развития в региональном и локальном плане, учитывая, что начало роста поднятия фиксируется уменьшением мощности в районе свода современной структуры. Следует отметить, что иногда следы роста складок могут быть затушеваны региональным изменением мощностей.

Оборудование и материалы

Схема расположения скважин в пределах исследуемой территории и составленная в ходе лабораторной работы № 2 схема сопоставления отложений.

Техника безопасности не предусматривается

Задания.

Построить палеотектонические профили и, пользуясь современной геохронологической шкалой, оценить палеотектонические характеристики: скорости накопления осадков и темп роста конседиментационного поднятия.

1. Учитывая мощность исследуемых отложений и масштаб схемы с расположением скважин, выбрать вертикальный и горизонтальный масштабы для палеотектонических профилей.
2. Построить палеотектонические профили к началу указанных выше эпох.
3. Определить основные палеотектонические показатели и ожидаемую характеристику нефтегазоносности.

Содержание отчета В отчете следует привести цель работы, краткое теоретическое обоснование, методику выполнения работы и построенный палеогеографический профиль. При защите работы студент должен представить выполненное задание и ответить на вопросы, предложенные преподавателем.

Контрольные вопросы

1. Что такое палеотектонический профиль?
2. Для чего строят такие профили?
3. Опишите методику построения палеопрофилей
4. В чем преимущество методики построения палеопрофилей?
5. В чем недостатки применения этого метода?

Тема 6. Показатели прогноза нефтегазоносности

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 6

ПОСТРОЕНИЕ ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИХ ГРАФИКОВ

Цель работы: Построение и анализ палеотектонических графиков

Теоретическая часть

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.

Оборудование и материалы стратиграфические разрезы и типовые разрезы, сопровождаемые кратким описанием литологических типов пород, стратиграфической разбивкой и значениями мощностей. Можно использовать разрезы, построенные в лабораторной работе №1.

Техника безопасности не предусматривается

Задания

По имеющимся литологическим колонкам (лабораторная работа №1) построить модель прогибания изучаемого комплекса; определить время вхождения потенциально нефтегазоматеринских пород (НГМП) и в главную зону нефтегазообразования (ГЗН);

1. Построение графика прогибания.

Методика построения графиков прогибания предельно проста. На оси X в избранном масштабе наносится шкала геологического времени в миллионах лет, в

соответствии со стратиграфическим объемом анализируемого комплекса, независимо от того присутствуют отложения того или иного стратона в разрезе, или они были размывы (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 (палеобатиметрическая) 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 мы можем и пренебречь глубиной бассейна, так как 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 и с этой целью в правой части графика в выбранном масштабе строится литолого-стратиграфическая колонка разреза скважины или площади.

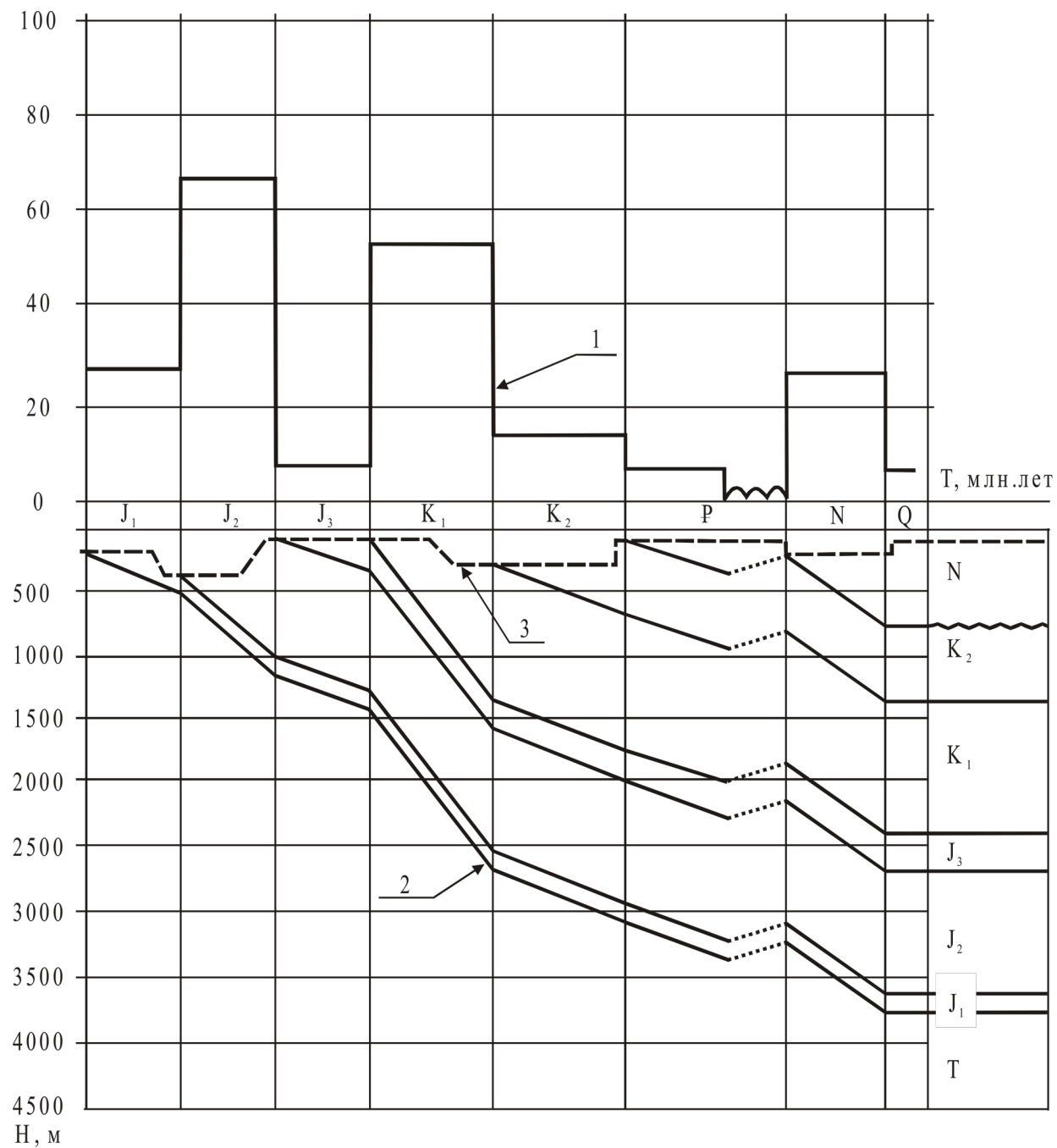
В верхней части графика наносятся значения темпа (скорости) прогибания, представляющие собой отношение мощности соответствующего стратиграфического подразделения (м) к его продолжительности по геохронологической шкале (млн. лет). После выполненных расчетов и построений, полученные точки соединяются плавной кривой, или представляются в виде гистограмм. Полученная кровля показывает временные этапы активизации тектонических движений в регионе. Экстремальное значение темпа прогибания можно сопоставить с известными (геохронологическая шкала) тектономагматическими 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 микронефти и ее эмиграция. Этот едионаправленный процесс зависит от состава исходного ОВ и термokatалитических условий и протекает с разной скоростью и разным соотношением и абсолютным количеством новообразованных продуктов.

м/млн.лет



- 1 - кривая темпа прогибания;
 2 - кривая величины прогибания;
 3 - палеобатиальная кривая.

Рисунок 6.1 Пример построения графика величины и темпа прогибания

Содержание отчета В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование, привести методику построения графика прогибания.

После завершения всех расчетов и построений необходимо составить текстовые пояснения (2–3 страницы) к графику и сделать выводы об особенностях истории развития территории и времени (нижний предел) формирования ловушки нефти и газа в изучаемом литолого-формационном комплексе.

Контрольные вопросы

1. Назовите основные методы палеотектонического анализа.
2. что представляют собой компенсационные графики?
3. Каковы основные принципы построения графиков прогибания?
4. Что такое главная фаза нефтеобразования?
5. Охарактеризуйте главную фазу нефтегазообразования (глубины, температурный диапазон)

Тема 7. Геохимические методы поисков нефти и газа

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 7

ПОСТРОЕНИЕ ГРАФИКА ФОРМИРОВАНИЯ СТРУКТУРЫ.

Цель работы: Построение и анализ графика формирования структуры

Теоретическая часть. Без региональных палеотектонических исследований невозможно научно обоснованно прогнозировать перспективы нефтегазоносности недр и планировать поиски залежей 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.

Оборудование и материалы данные для построения графика формирования структуры

Техника безопасности не предусматривается

Задания

Методика построения графика отчасти схожа с уже описанной в 6 лабораторной работе. 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 7.1).

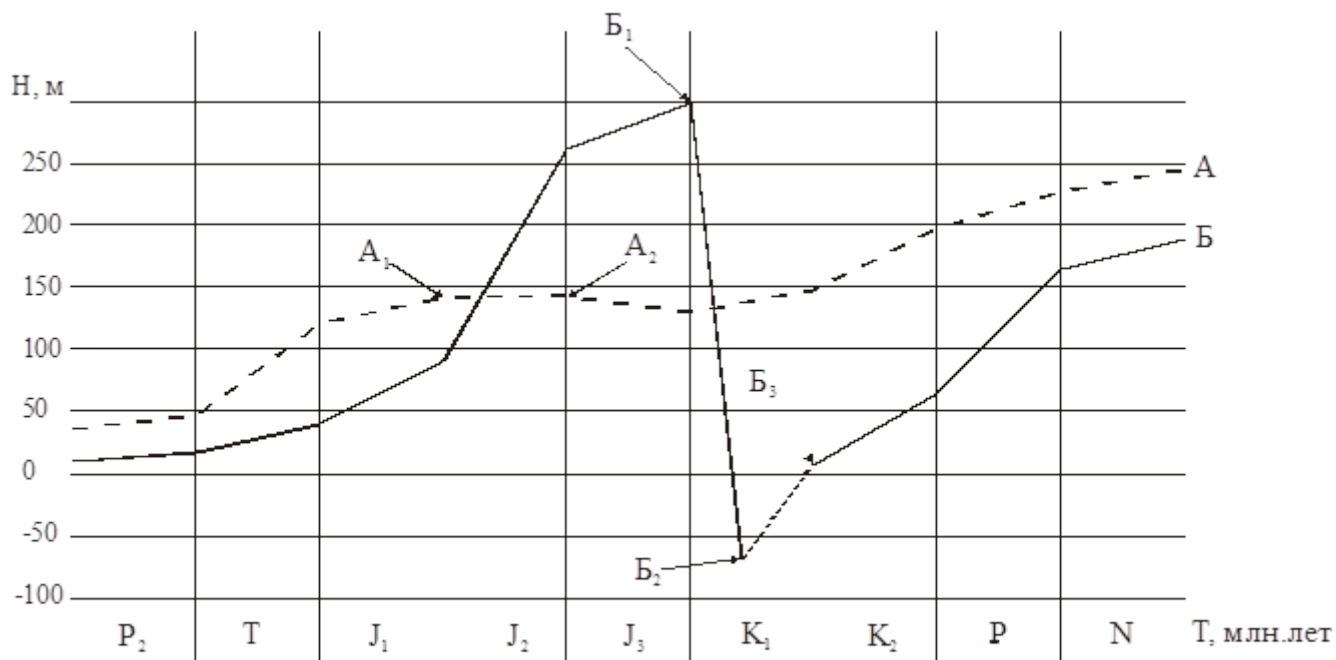
Обычно, для количественного анализа истории формирования локального поднятия используются значения мощности (Таблица 7.1) стратиграфических подразделений пар скважин (сводовой и крыльевой). При конседиментационном росте поднятия мощность на крыльях структуры будет всегда больше сводовой (исключение - 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.). Подученные 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 Х волнистая линия (участок А1-А2).

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 Б1-Б2), или смещение свода поднятия на место крыла. По существу, уже с нижнего мела (Error: Reference source not found), можно говорить о начале формирования новой структуры (участок Б2-Б3).



А и Б - ход формирования структур; Н - накопленные разности мощностей.

Рисунок 7.1. Пример составления графика формирования структуры

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.

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.

Таблица 7.1. Пример расчета числовых значений мощностей стратиграфических подразделений для двух (А и В) антиклинальных структур

Стратиграфические подразделения	Мощность, м				Разность мощностей, м		Накопленная разность мощностей, м	
	Сводовая скважина		Крыльевая скважина					
	А	Б	А	Б	А	Б	А	Б
P ₂	10	66	60	76	+50	+10	+50	+10
T	30	120	90	150	+60	+30	+110	+40
J ₁	25	86	65	126	+40	+46	+150	+86
J ₂	0	74	0	188	0	+114	+150	+200
J ₃	80	24	45	54	-35	+30	+115	+230
K ₁	40	420 0	70	130 60	+30	-200 +60	+145	-60 0
K ₂	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

Содержание отчета

В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование, привести методику построения графика формирования структуры.

После завершения всех расчетов и построений необходимо составить текстовые пояснения (2–3 страницы) к графику 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. Относятся ли в целом поднятия зоны к унаследованным по особенностям развития или нет?
2. В чем проявляется принципиальное различие палеотектонического развития крайне западной и остальной части зоны поднятий?
3. Имело ли место в истории развития вала расформирование поднятий? Если да, то в какой отрезок времени оно происходило? Если нет, то докажите анализом карт.
4. Какая часть зоны поднятий и почему характеризуется более благоприятными условиями для формирования залежей УВ?

Тема 8. Формирования зон концентрации наибольших ресурсов нефти и газа

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 8

НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МЕГАСИСТЕМА

Цель: Изучить основные закономерности формирования, развития и размещения в разрезе и пространстве скоплений УВ и на примере одной залежи (месторождения) составить блок-схему системообразующих связей.

Теоретическая часть

Структура нефтегазogeологической мегасистемы (Рисунок 8.1) включает в себя три системных ряда: геотектонический, геоформационный, нефтегазовый. Каждый ряд состоит из ранжированных элементов, составляющих ту, или иную систему, или подсистему.

По литературным источникам и картографическим материалам, имеющимся на кафедре, студент, выполняющий вариант лабораторной работы, должен с учетом фактических данных наполнить теоретическую модель конкретным содержанием.

Вопросы и задания

После получения варианта задания по конкретной залежи (месторождению) УВ, необходимо приступить к определению ее местоположения и генетических связей в теоретической модели целостной нефтегазогеологической мегасистемы, с наполнением ее названиями конкретных геологических объектов. С этой целью выполняются теоретические прослеживания всех системообразующих элементов, участвующих в формировании объектов и их парагенетической соподчиненности.

В качестве примера рассмотрим последовательность заполнения иерархических подразделений для нижнемеловой (БВ 10) залежи нефти Самотлорского месторождения, расположенного на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Нижнемеловая залежь нефти является частью многопластового Самотлорского месторождения, приуроченного к одноименной антиклинальной структуре.

Эта структура связана с выступом фундамента, характеризуется конседиментационным развитием, имеет ненарушенное строение и входит в состав группы локальных поднятий (Мартовское, Белозерное, Мыхпайское и др.), образующих протяженный Тарховский вал, который в свою очередь является осложняющим элементом структуры второго порядка – Нижневартовского свода.

Нижневартовский свод представляет собой крупную (250 x 170 км) положительную структуру изометрического строения с приподнятым залеганием байкальского складчатого фундамента. Особенности морфологического строения свода позволяют отнести его к типичным структурным элементам, развитым в пределах Западно-Сибирской плиты. Поверхность складчатого основания плиты представляет собой огромную чашеобразную впадину, ограниченную по краям выступами домезозойского фундамента, выполненную осадочными толщами суммарной мощностью 4 – 5 км и осложненную разнообразными положительными и отрицательными структурами (своды и впадины).

Закономерности тектонического развития Западно-Сибирского осадочнопородного бассейна, особенности формирования в нем нефтегазоносных

комплексов предопределило создание здесь крупной нефтегазоносной провинции (НГП).

В пределах провинции выделено 11 нефтегазоносных областей, которые связаны с крупными (II порядок) структурными элементами.

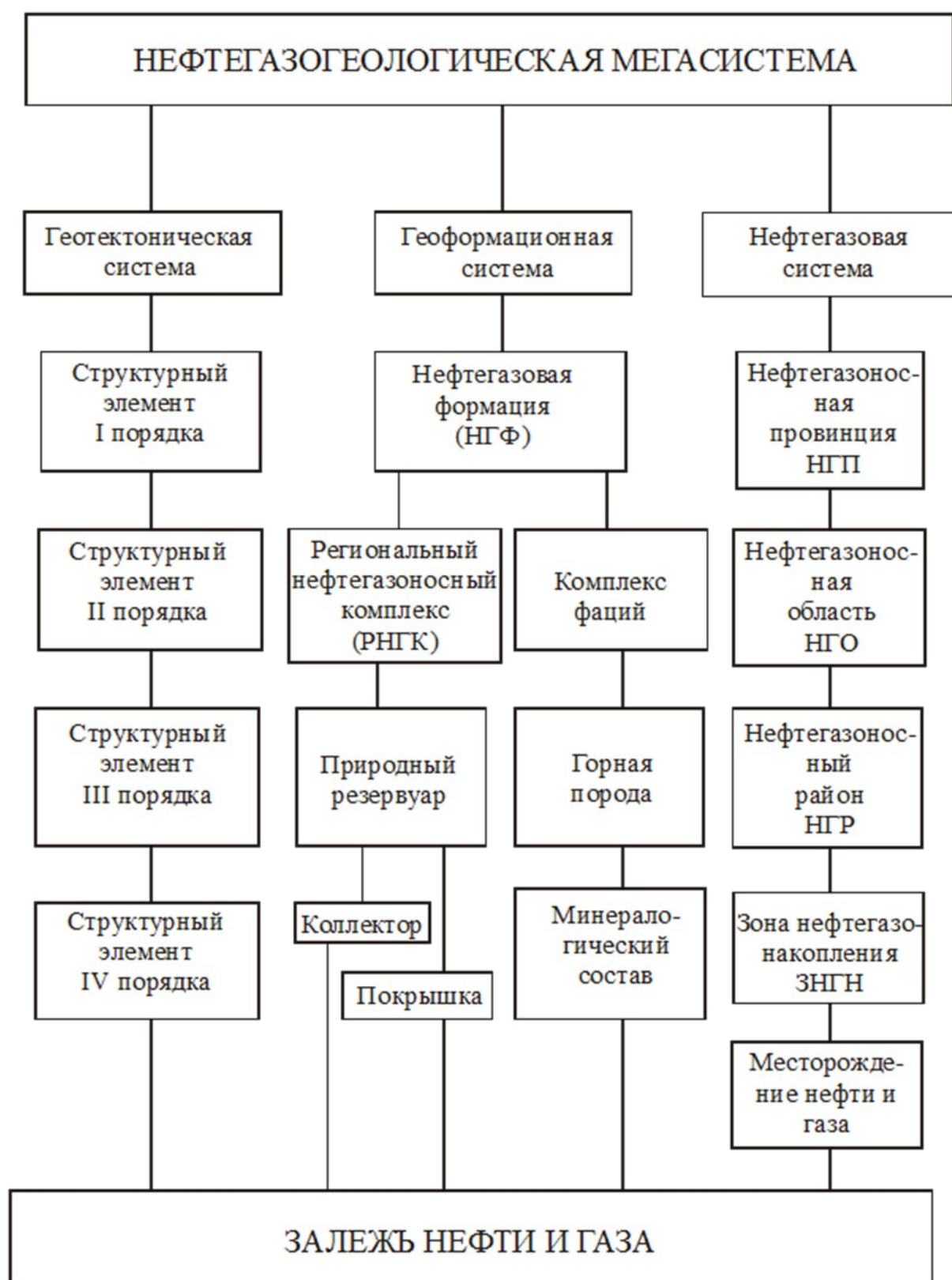
Нефтегазоносные отложения, развитые на площади Нижневартовского свода, в соответствии с нефтегазогеологическим районированием входят в Среднеобскую нефтегазоносную область (НГО), в пределах которой выделяются нефтегазоносные районы (НГР): Верхнесалымский, Сургутский, Нижневартовский. Самотлорская зона нефтегазонакопления (ЗНГН) входит в Нижневартовский НГР и связана с крупным куполовидным поднятием изометрической формы (40 x 40 км), осложненным рядом локальных поднятий, находящихся как бы на едином цоколе Нижневартовского свода.

Собственно Самотлорское месторождение нефти, связанное с одноименным поднятием, насчитывает семь основных залежей нефти (ЮВ, БВ10, БВ8, АВ2, АВ3, АВ4, АВ5). Залежь БВ10 приурочена к валанжинскому ярусу нижнего мела.

Коллектор продуктивного горизонта гранулярного типа, представлен песчаником мелко- и среднезернистым мощностью 20-25 м. Покрышкой (флюидоупором) являются незначительные по мощности прослойки глин. Литологический состав природных резервуаров и характер их площадного распространения позволяют отнести их к фациям прибрежных (литоральных) и мелководных (неритовых) частей шельфа. Природный резервуар для залежи БВ10 пластового типа является составляющим элементом нижнемелового регионально нефтегазоносного комплекса (РНГК), входящего в мезозойскую прибрежно-морскую, преимущественно терригенную нефтегазоносную формацию Западно-Сибирской НГП.

Основным источником для составления пояснительной записки служат учебники, монографии, статьи в научных журналах по геологическому строению региона, по которому выполняется вариант задания.

Отчетными материалами по занятию являются заполненная схема строения геологической мегасистемы и пояснительная записка к ней.



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

Методические указания

по выполнению самостоятельных работ по дисциплине

**ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПОИСКОВ И
РАЗВЕДКИ НЕФТИ И ГАЗА**

Специальность
Специализация

21.05.02 Прикладная геология
Геология месторождений нефти и газа

Методические рекомендации предназначены для студентов специальности-
21.05.02 Прикладная геология , специализация -Геология месторождений нефти и газа..

Цель методических рекомендаций:

1. Методическое сопровождение процесса введения и реализации требований федерального государственного образовательного стандарта высшего образования (далее ФГОС ВО), помощь при разработке рабочих учебных программ дисциплин образовательной программы (далее ОП).
2. Создания в образовательном учреждении учебно-методического обеспечения образовательного процесса.

Методические рекомендации определяют сущность самостоятельной работы студентов в вузе, ее назначение, планирование, формы организации и виды контроля.

Содержание

1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО
2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов
3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями

1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО

1.1. Требования к условиям реализации ОП:

- требования к обязательному минимуму содержания образовательной программы подготовки бакалавра, к условиям ее реализации и срокам ее освоения определяются настоящим ФГОС ВО;

- в программу бакалавриата входит «Дисциплины (модули)», который включает дисциплины (модули), относящиеся к обязательной части программы и дисциплины (модули), относящиеся к части, формируемой участниками образовательных отношений. Дисциплины (модули), относящиеся к обязательной части программы бакалавриата, являются обязательными для освоения обучающимся вне зависимости от направленности (профиля) программы бакалавриата, которую он осваивает. Набор дисциплин (модулей), относящихся к обязательной части программы бакалавриата, вуз определяет самостоятельно в объеме, установленном настоящим ФГОС ВО. Дисциплины (модули), относящиеся к части, формируемой участниками образовательных отношений определяют направленность (профиль) программы бакалавриата. Набор дисциплин (модулей), относящихся к части, формируемой участниками образовательных отношений, определяет вуз самостоятельно в объеме, установленном настоящим ФГОС ВО. После выбора обучающимся направленности (профиля) программы, набор соответствующих дисциплин (модулей) становится обязательным для освоения обучающимся;

- максимальный объем учебной нагрузки студента устанавливается 54 часа в неделю, включая все виды аудиторной и внеаудиторной (самостоятельной) учебной работы.

Помещения для самостоятельной работы обучающихся должны быть оснащены компьютерной техникой с возможностью подключения к сети «Интернет» и обеспечением доступа в электронную информационно-образовательную среду организации. Библиотека вуза должна иметь достаточное количество современных учебников и учебных пособий по всем дисциплинам и постоянно восполняться научной литературой и периодическими изданиями нефтегазового профиля.

Объем времени, отведенный на внеаудиторную самостоятельную работу, находит отражение:

- в рабочем учебном плане,

- в рабочих программах учебных дисциплин с распределением по разделам или конкретным темам.

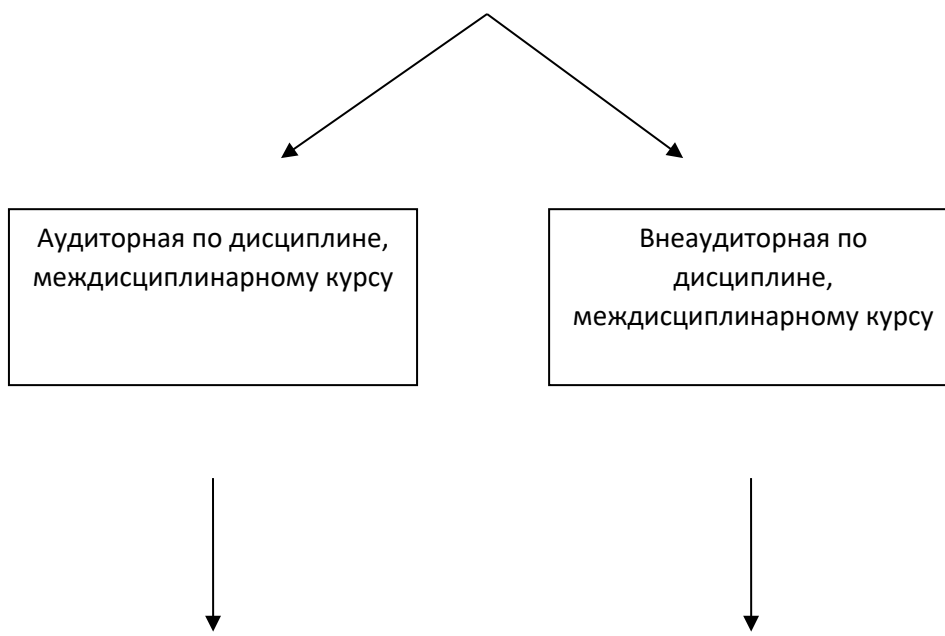
2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов

Самостоятельная работа проводится с целью:

- систематизации и закрепления полученных теоретических знаний и практических умений студентов;
- углубления и расширения теоретических знаний;
- формирования умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развития познавательных способностей и активности студентов: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности, организованности;
- формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, совершенствованию и самоорганизации;
- формирования практических (общеучебных и профессиональных) умений и навыков;
- развитию исследовательских умений.

Внеаудиторная самостоятельная работа – планируемая учебная, учебно-исследовательская, научно-исследовательская работа студентов, выполняемая во внеаудиторное время по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия.

В учебном процессе образовательного учреждения выделяются два вида самостоятельной работы:



выполняется на учебных занятиях,
под непосредственным
руководством преподавателя и по
его заданию

выполняется по заданию
преподавателя, но без его
непосредственного участия

3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями

Контроль самостоятельной работы студентов предусматривает:

- соотнесение содержания контроля с целями обучения;
- объективность контроля;
- валидность контроля (соответствие предъявляемых заданий тому, что предполагается проверить);
- дифференциацию контрольно-измерительных материалов.

Формы контроля самостоятельной работы

1. Просмотр и проверка выполнения самостоятельной работы преподавателем.
2. Самопроверка, взаимопроверка выполненного задания в группе.
3. Обсуждение результатов выполненной работы на занятии.
4. Тестирование.
5. Письменный опрос.
6. Устный опрос.
7. Индивидуальное собеседование.
8. Коллоквиум.
9. Отчет о проделанной работе.
10. Защита рефератов или курсовой работы.
11. Творческий конкурс.

12. Интернет-конференции.

13. Контрольная работа.

Критерии оценки результатов самостоятельной работы

Критериями оценок результатов внеаудиторной самостоятельной работы студента являются:

- уровень освоения студентами учебного материала;
- умения студента использовать теоретические знания при выполнении практических задач;
- сформированность общеучебных умений;
- умения студента активно использовать электронные образовательные ресурсы, находить требующуюся информацию, изучать ее и применять на практике;
- обоснованность и четкость изложения ответа;
- оформление материала в соответствии с требованиями;
- умение ориентироваться в потоке информации, выделять главное;
- умение четко сформулировать проблему, предложив ее решение, критически оценить решение и его последствия;
- умение показать, проанализировать альтернативные возможности, варианты действий;
- умение сформировать свою позицию, оценку и аргументировать ее.

Содержание внеаудиторной самостоятельной деятельности студентов

Методические указания для студентов по выполнению самостоятельной работы:

1. Подготовка к лекциям;
2. Подготовка к практическим занятиям;
- 3 Самостоятельное изучение учебной литературы.