

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 поиска и разведки нефти и газа»  
для специальности 21.05.03 Технология геологической разведки

Ставрополь  
2026

## Оглавление

Лабораторная работа № 1 Составление литолого- стратиграфического разреза исследуемой территории

Лабораторная работа № 2 Построение схемы сопоставления(корреляции) отложений исследуемой территории

Лабораторная работа № 3 Построение литолого-фациального профиля исследуемой территории

Лабораторная работа № 4 Построение геологического профиля исследуемой территории

Лабораторная работа № 5 Построение палеотектонических профилей

Лабораторная работа № 6 Построение палеотектонических графиков

Лабораторная работа № 7 Построение графика формирования структуры

Лабораторная работа № 8 Нефтегазогеологическая мегасистема

Лабораторная работа № 9 Определение перспектив нефтегазоносности по данным палеоструктурного анализа

Лабораторная работа № 10 Построение структурных карт и геологических профилей через различные типы залежей

Лабораторная работа № 11 Построение структурных карт по кровле и подошве продуктивного пласта и составление карты эффективных нефтегазонасыщенных толщин залежи

Лабораторная работа № 12 Изучение геологической неоднородности продуктивного горизонта

Лабораторная работа № 13 Прогнозирование пластовых температур в природных резервуарах

Лабораторная работа № 14 Обработка геотермических данных и построение геотермических карт

Лабораторная работа № 15 Построение карты перспектив нефтегазоносности

Лабораторная работа № 16 Размещение поисковых скважин на ловушках различного морфогенетического типа

## Лабораторная работа № 1

### СОСТАВЛЕНИЕ ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА

**Цель работы:** Составление литолого-стратиграфического разреза

#### Теоретическая часть

Литолого-стратиграфические разрезы 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 разрезы.

Для составления нормального разреза по данным геологической съемки детально изучаются обнажения и разрезы 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 разрезы 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 косой 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.),

## **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?

## **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, оболусы), 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 засоленных 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?

## **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?

## **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

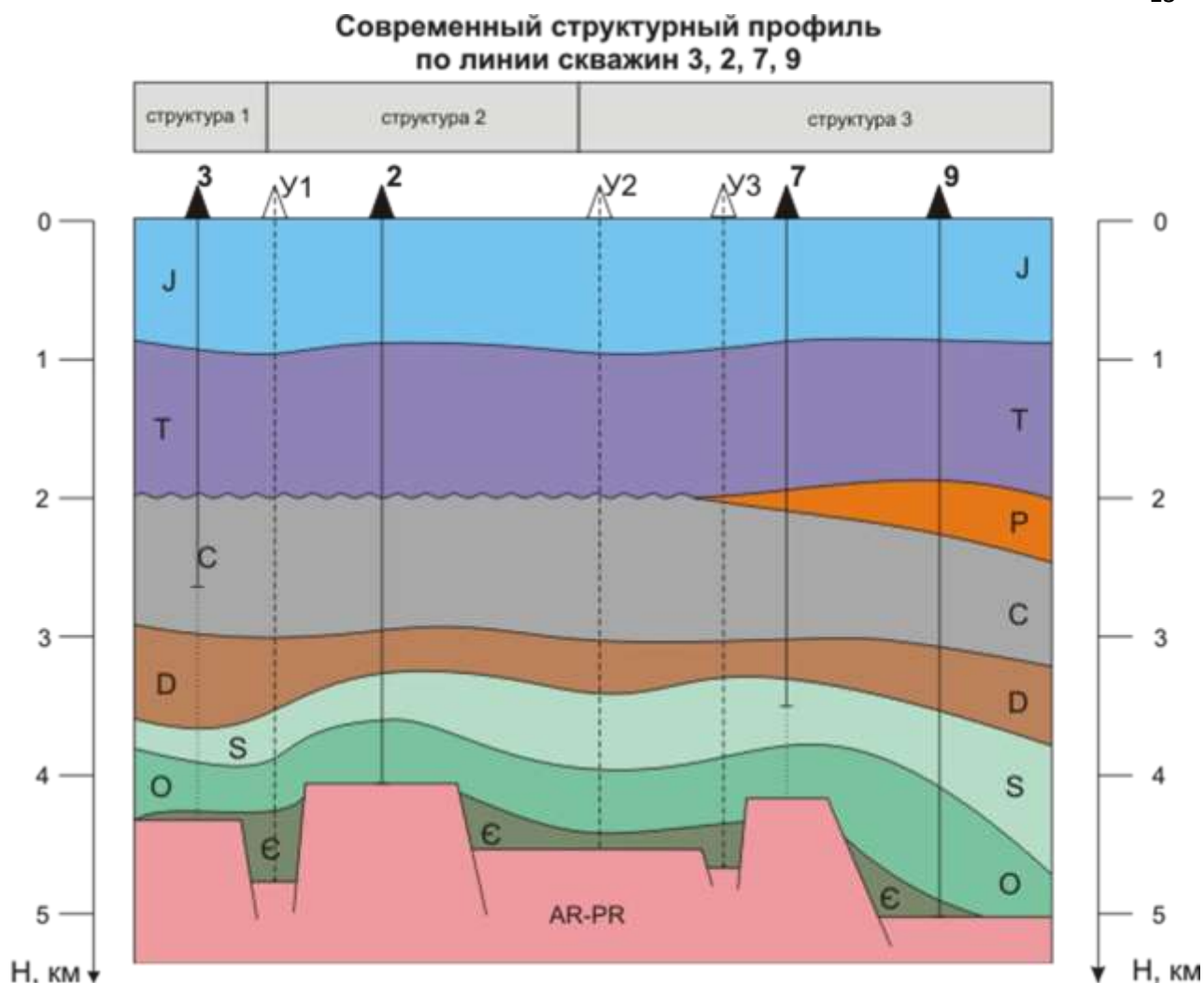


Рис. 5.1

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, C, P, T) 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).

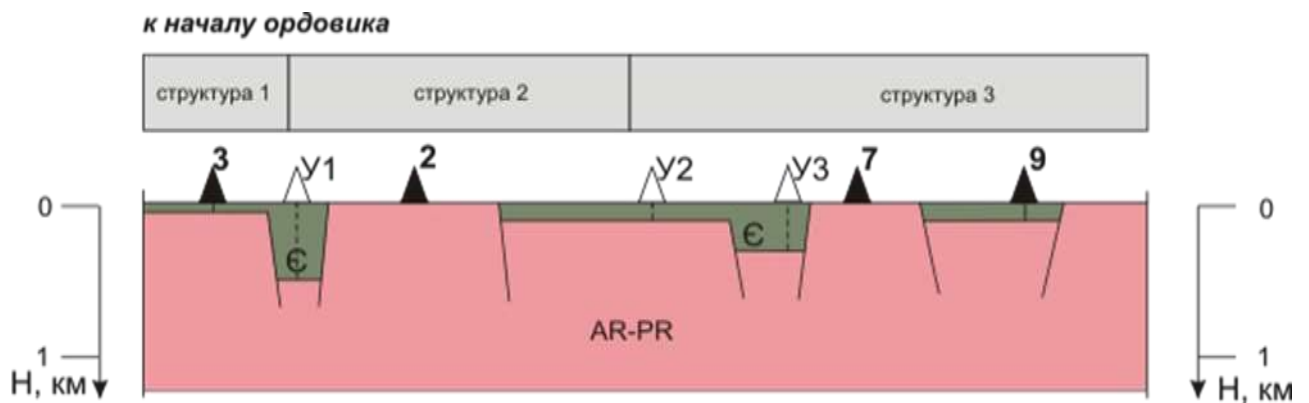


Рис 5.2

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).

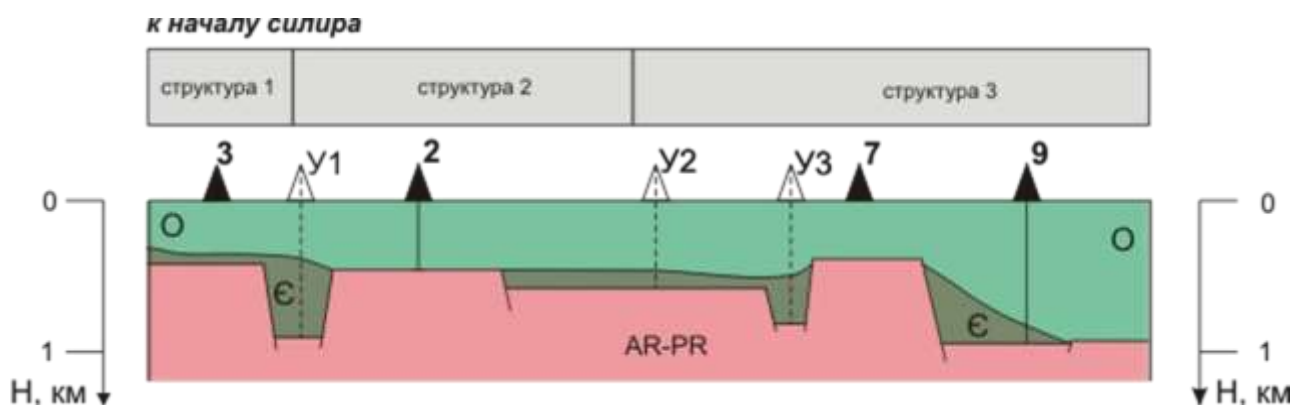


Рис 5.3

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

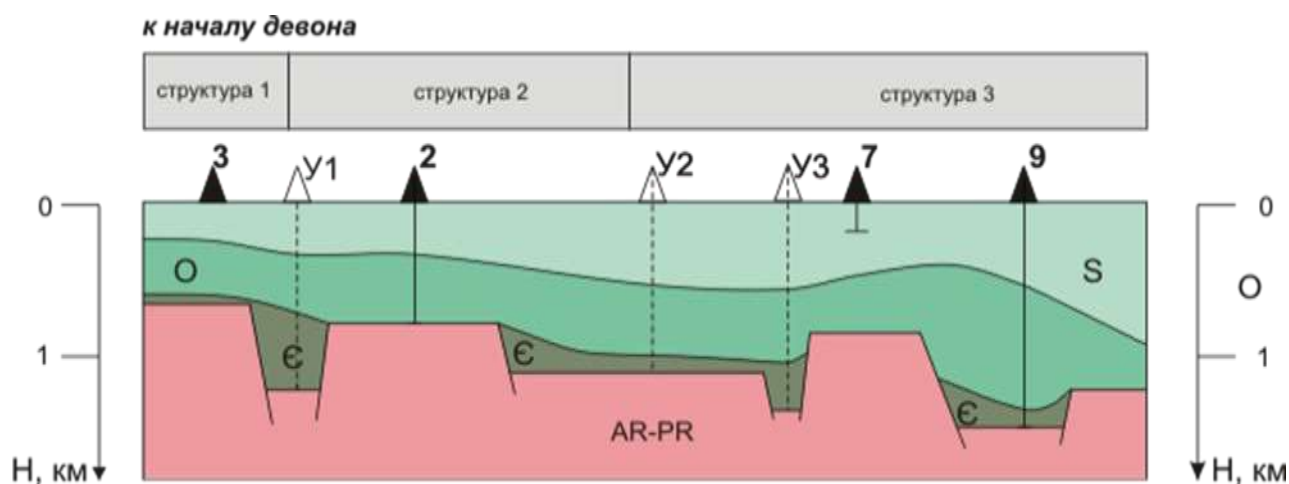


Рис 5.4

Аналогичным образом строим палеотектонические профили для последующих стратиграфических подразделений.

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

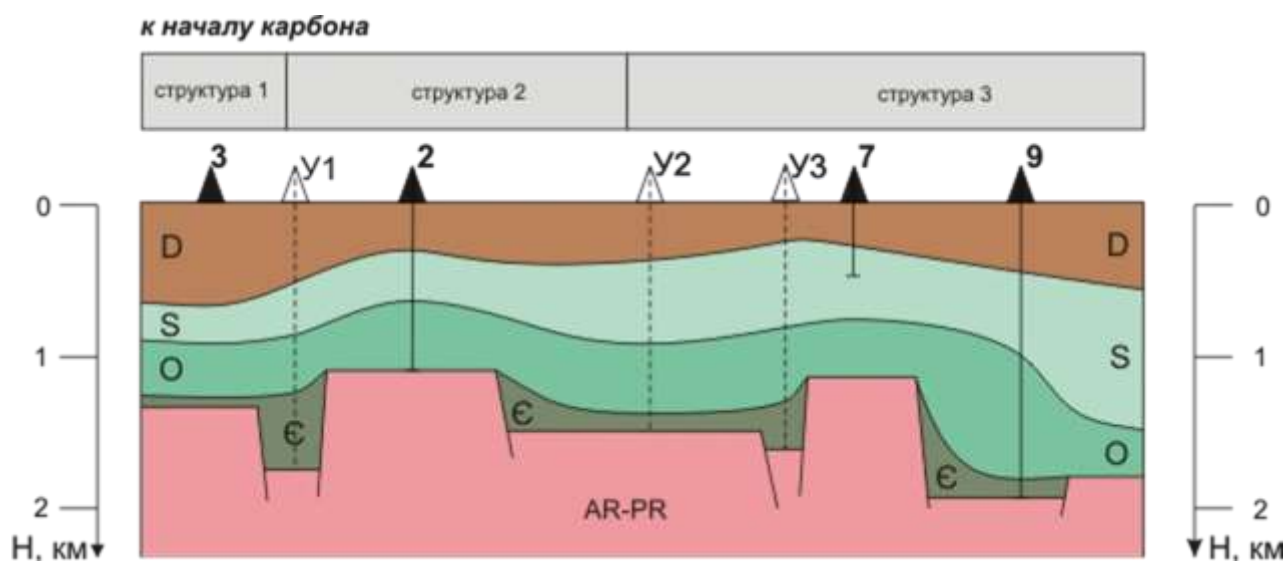


Рис 5.5

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

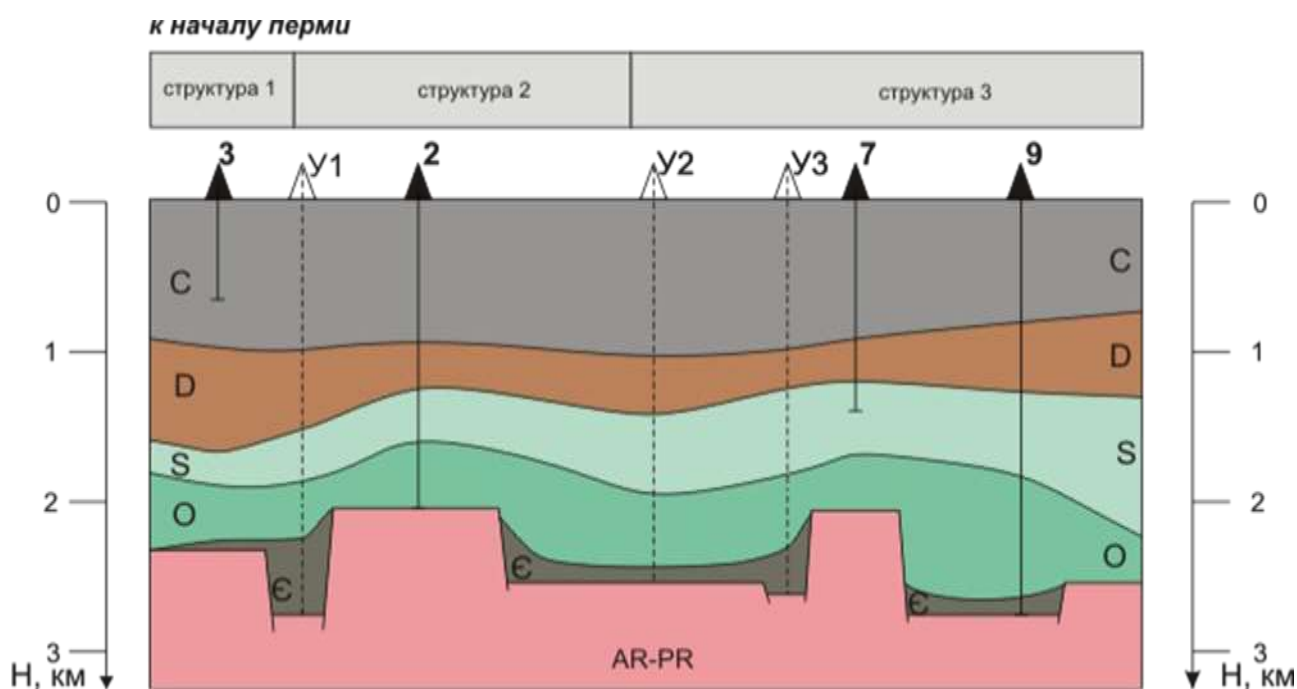


Рис 5.6

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

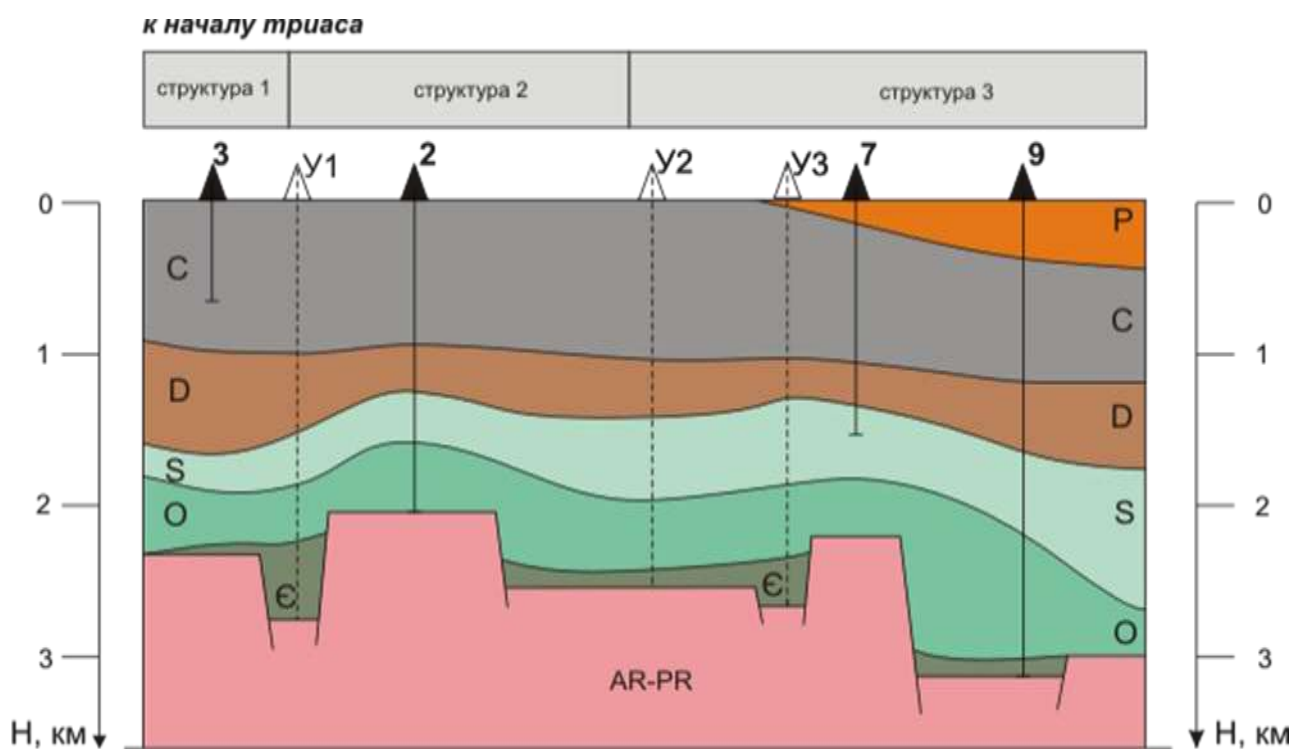


Рис 5.7

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?

## **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 размыты (не накапливались вообще).

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

Затем выделяются перерывы и несогласия в анализируемом разрезе, в

первом приближении определяется их природа (размыв, отсутствие осадконакопления). Для этого сопоставляются разрезы по другим скважинам или по соседним площадям. В целях повышения точности построений, по литофациальной характеристике разновозрастных отложений наносится палеогеографическая (палеобатиальная) кривая, характеризующая абсолютные отметки уровня седиментации. Непринятие во внимание условий осадконакопления, может привести к серьезным ошибкам в оценке глубины погружения осадочных толщ. Если для песчано-алевритовых и рифогенных пород 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.

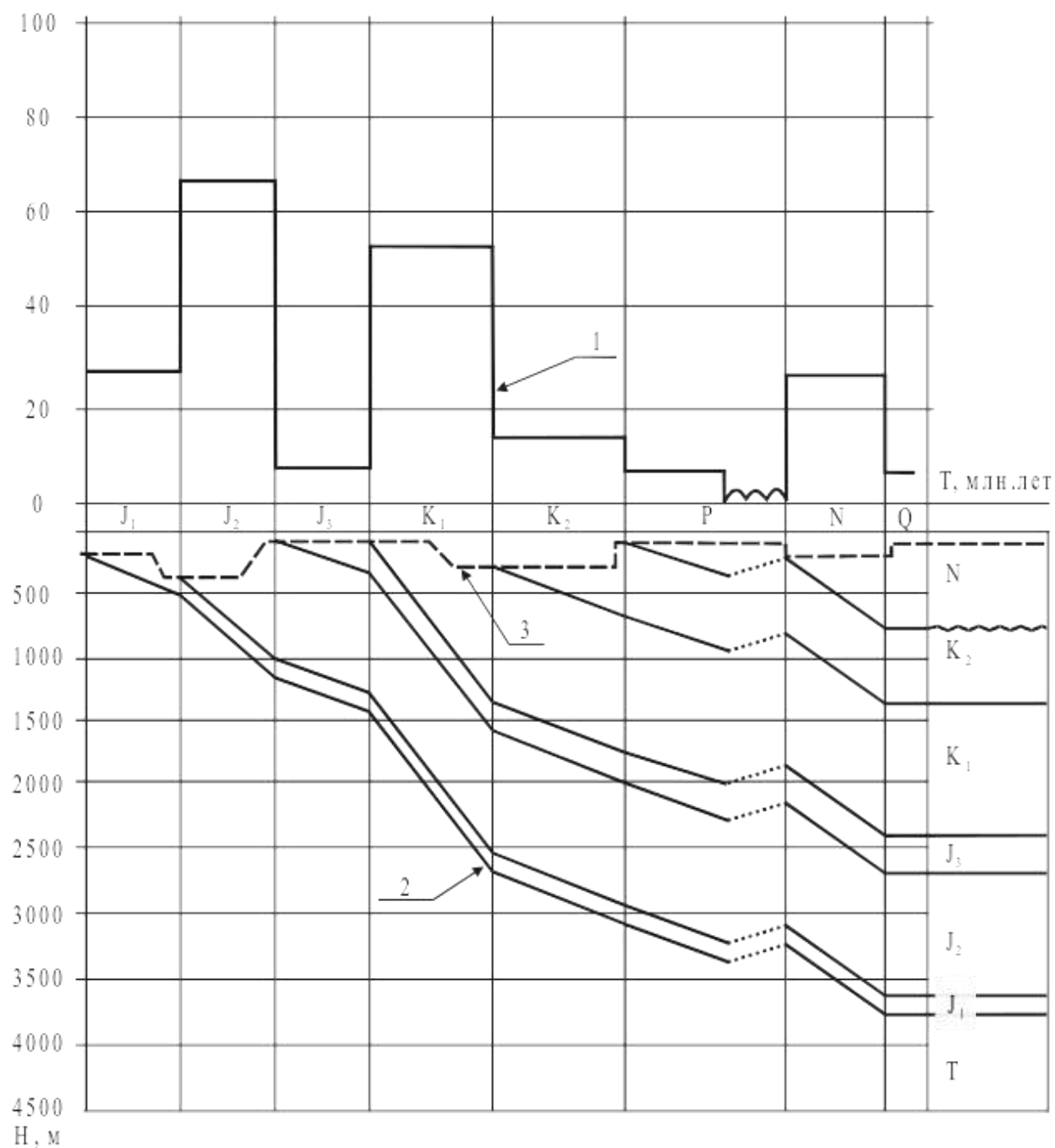
Если отсутствие какого-либо комплекса обусловлено перерывом в осадконакоплении (континентальный режим), то линии поверхностей ранее накопившихся отложений продляются по горизонтальным линиям до следующего временного интервала. Кривые погружения должны прийти к точкам современного положения границ стратиграфических 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 грациями 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 термокаталитических 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 - палеобатиметрическая 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)

## **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**

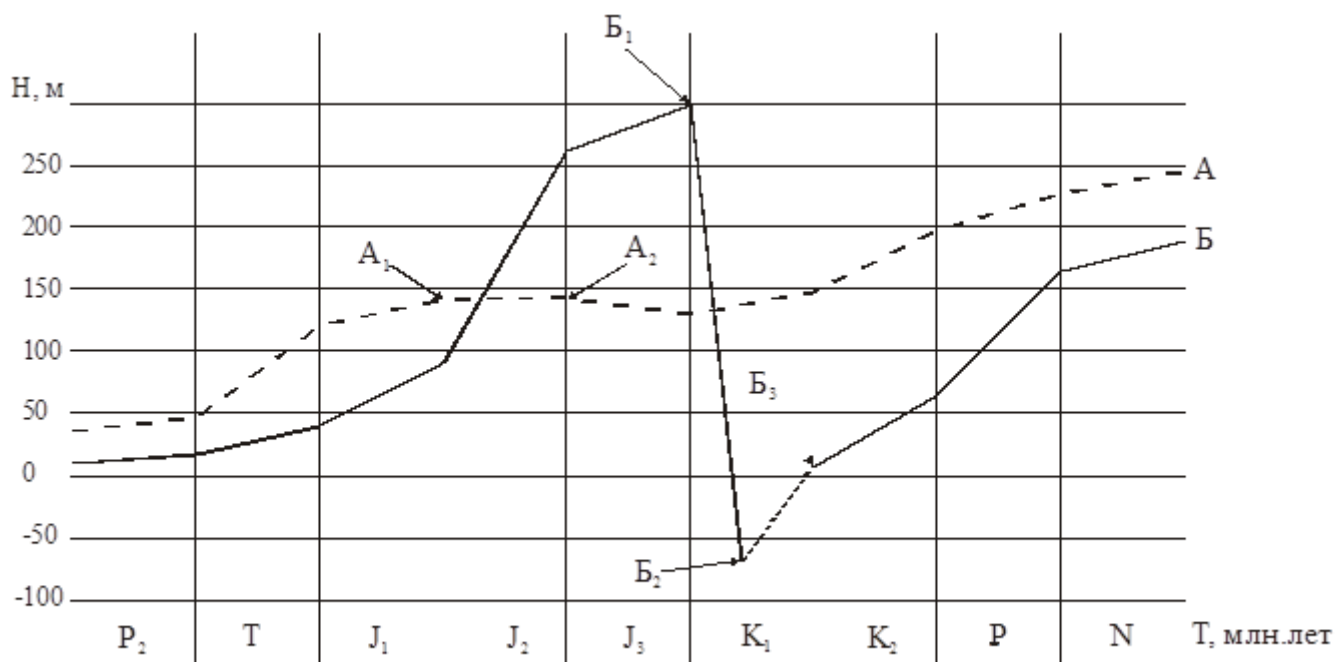
Методика построения графика отчасти схожа с уже описанной в 6 лабораторной работе. Однако если там мы пользовались значениями мощности (толщины), то здесь оперируем разностями мощностей, благодаря чему график характеризует относительное положение исследуемого участка по отношению к соседнему (Рисунок 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 X 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   |
| Р <sub>2</sub>                  | 10                | 66  | 60                 | 76  | +50                   | +10 | +50                               | +10 |
| Т                               | 30                | 120 | 90                 | 150 | +60                   | +30 | +110                              | +40 |

|                |     |          |     |           |     |             |      |          |
|----------------|-----|----------|-----|-----------|-----|-------------|------|----------|
| J <sub>1</sub> | 25  | 86       | 65  | 126       | +40 | +46         | +150 | +86      |
| J <sub>2</sub> | 0   | 74       | 0   | 188       | 0   | +114        | +150 | +200     |
| J <sub>3</sub> | 80  | 24       | 45  | 54        | -35 | +30         | +115 | +230     |
| K <sub>1</sub> | 40  | 420<br>0 | 70  | 130<br>60 | +30 | -200<br>+60 | +145 | -60<br>0 |
| K <sub>2</sub> | 110 | 110      | 165 | 160       | +55 | +50         | +200 | +50      |
| P              | 117 | 140      | 148 | 220       | +31 | +80         | +231 | +130     |
| N              | 95  | 78       | 115 | 108       | +20 | +30         | +251 | +160     |

### **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?

## **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 нефтегазгеологической 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 нефтегазгеологической 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 х 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.

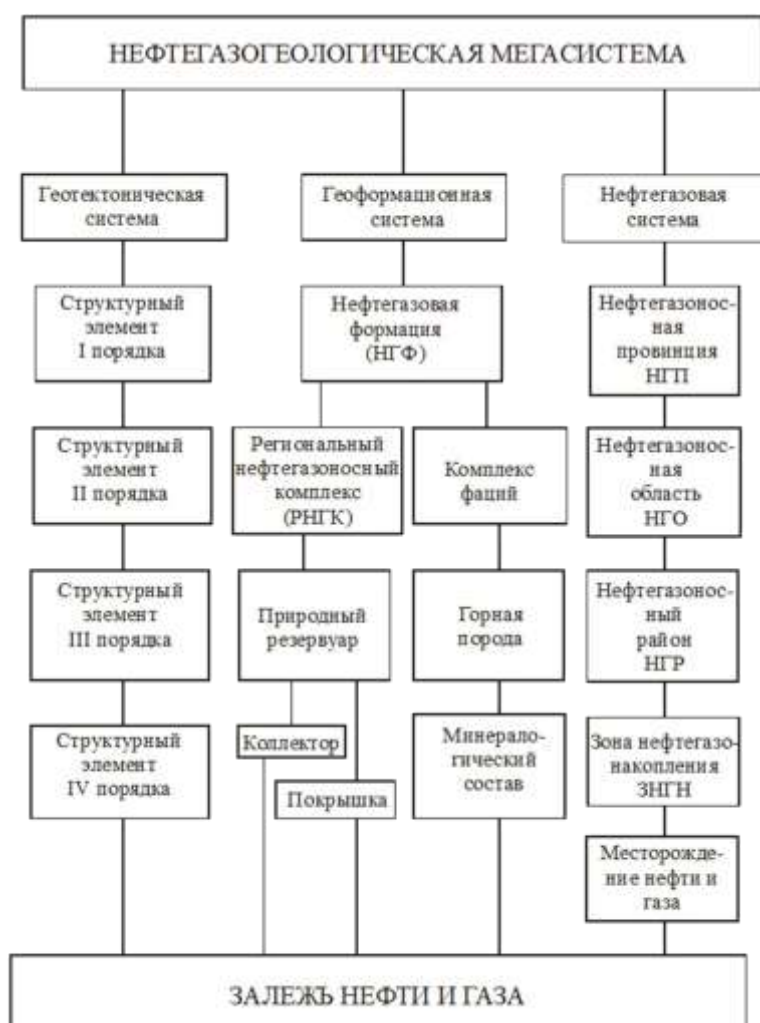
Собственно Самотлорское месторождение нефти, связанное с одноименным поднятием, насчитывает семь основных залежей нефти (ЮВ, БВ10, БВ8, АВ2, АВ3, АВ4, АВ5). Залежь БВ10 приурочена к валанжинскому ярусу нижнего мела.

Коллектор продуктивного горизонта гранулярного типа, представлен песчаником мелко- и среднезернистым мощностью 20-25 м. Покрышкой (флюидоупором) являются незначительные по мощности прослои 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.



## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 9

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПО ДАННЫМ ПАЛЕОСТРУКТУРНОГО АНАЛИЗА

**Цель работы:** Определение перспектив нефтегазоносности по имеющимся данным

**Теоретическая часть.** Палеоструктурные карты показывают мощности определенного литолого-стратиграфического комплекса или другого

стратиграфического комплекса отложений. Они отражают глубину залегания его подошвы на момент окончания формирования, непосредственно перед началом накопления вышележащего, когда произошла полная компенсация погружения осадконакоплением, т.е. верхняя поверхность приобрела горизонтальность.

При построении палеоструктурной карты выбирается условная нулевая поверхность (поверхность опорного горизонта, сейсмические поверхности, кровля литолого-стратиграфического комплекса и т.д.), от которой и откладываются вертикальные мощности комплексов. Изменения мощности по площади отрисовывают изгибы подошвы, представляющие палеоподнятия и палеопрогибы, т.е. структурный план комплекса на определенный этап геологического времени. Серии палеоструктурных карт одного и того же горизонта для разных этапов позволяют проследить историю формирования структурного плана бассейна или его частей.

**Задания.** Проанализируйте геологическое строение, историю формирования зоны поднятий для оценки перспектив ее нефтегазоносности.

1. Поясните цели и задачи регионального этапа поисковых работ и значение структурного и палеоструктурного критериев при прогнозировании нефтегазоносности осадочного чехла.

### **Содержание отчета**

Задание оформляется в виде текстовой записки объемом до 5 страниц с графическими приложениями.

1. Схема распространения коллекторов (с указанием типа коллектора);
2. Схема распространения флюидоупоров;
3. Схема распространения ловушек различного класса;
4. Схема расположения предполагаемых зон генерации УВ (с указанием направления миграции);
5. Карта перспектив нефтегазоносности.

### **Контрольные вопросы**

1. На сколько этапов и какие по геологическому времени можно подразделить историю тектонического развития локальных поднятий

зоны на протяжении мезокайнозоя?

2. В какое время был сформирован по существу современный структурный план валообразной зоны поднятий? В чем это выразилось?
3. Какая из складок занимает наивысшее гипсометрическое положение в современном структурном плане зоны?
4. Дайте в целом оценку тектоническому фактору сохранности возможных скоплений УВ в ловушках нижнего триаса с учетом их развития в последующие геологические периоды с целью оценки перспектив нефтегазоносности зоны поднятий?
5. Определите примерное время возможного образования залежей УВ: а) нижнетриасовых отложений, в которых формирование ловушек происходило одновременно с накоплением осадков этого возраста; б) вышележащих толщ мезозоя.
6. Назовите другие критерии оценки нефтегазоносности недр.

### ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 10

#### ПОСТРОЕНИЕ СТРУКТУРНЫХ КАРТ И ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПРОФИЛЕЙ ЧЕРЕЗ РАЗЛИЧНЫЕ ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ

**Цель работы** Приобретение навыков по составлению структурных карт и геологических профилей через различные типы залежей

**Теоретическая часть.** Газ, нефть и вода располагаются в ловушке в соответствии с их плотностью. В двухфазной залежи газ занимает верхнюю часть ловушки. ниже пустотное пространство заполняется нефтью, а ещё ниже – водой. Поверхности контактов газа и нефти, нефти и воды называются поверхностями соответственно газонефтяного (ГНК) и водонефтяного (ВНК) контактов. Линия пересечения поверхности ВНК (ГНК) с кровлей продуктивного пласта называется *внешним контуром нефтеносности (газоносности)*. Если поверхность контакта горизонтальная, то контур нефтеносности (газоносности) в плане параллелен изогипсам кровли пласта. При наклонном положении поверхности ВНК (ГНК) контур нефтеносности (газоносности) на структурной карте будет пересекать изогипсы кровли пласта, смещаясь в сторону наклона поверхности

раздела. Наклон поверхности ВНК (ГНК) может быть связан с проявлением гидродинамических или капиллярных сил, а также с процессами новейшей тектонической деформации ловушки.

Если количества нефти или газа недостаточно для заполнения всей толщины пласта-коллектора в сводовой ловушке, то внутренние контуры нефтеносности и газоносности будут отсутствовать и такие залежи называются неполнопластовыми водонефтяными или водогазовыми. Внутренние контуры отсутствуют и у массивных залежей, которые сформировались в массивных природных резервуарах. Длина, ширина и площадь залежи определяется по её проекции на горизонтальную плоскость внутри внешнего контура нефтеносности (газоносности). Высота залежи (высота нефтяной части плюс высота газовой части, называемой у газонефтяной залежи газовой шапкой), называется вертикальное расстояние от подошвы залежи до её наивысшей точки.

Линия пересечения поверхности ВНК (ГНК) с подошвой продуктивного пласта называется *внутренним контуром нефтеносности (газоносности)*.

Фазовое состояние УВ, их состав и взаимоотношение жидких и газообразных фаз являются важнейшими параметрами залежей. Углеводородные системы находятся в залежах, как в однофазном, так и в двухфазном состоянии. *Однофазные* залежи содержат только нефть или газ, а *двухфазные* – газ и нефть. При этом согласно плотности газ занимает верхнюю часть ловушки, а нефть – нижнюю. Нефтяная часть залежи подпирается водой. Название двухфазных залежей определяется соотношением фаз. Принято преобладающую фазу ставить на второе место. Название: «*залежь газонефтяная*» говорит, что в ней больше нефти, а название «*залежь нефтегазовая*», - что в ней больше газа. При совместном учёте нефти и газа используется понятие «*условное топливо*», при котором 1000 м<sup>3</sup> газ приравнивается к 1 т нефти.

Скопление свободного газа в газонефтяной залежи называется *газовой*

*шапкой*. Газовая шапка образуется только в случае, когда давление насыщения нефти газом в залежи станет равным пластовому давлению при данной температуре. В нефтегазовой залежи её нефтяная часть, располагающаяся между газом и водой, называется *нефтяной оторочкой*.

Существуют различные классификации залежей УВ по их фазовому состоянию. Отличаются они количеством групп залежей и их состоянием. Например, К. Бека и И. Высоцкий (1976) выделяют газоводяные залежи, содержащие газ, растворенный в воде и газогидратные залежи.

В классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, утверждённой Министерством природных ресурсов в 2005 году месторождения (залежи) нефти и горючих газов в зависимости от фазового состояния и состава основных углеводородных соединений разделяются на шесть типов:

- 1) нефтяные (Н), содержащие только нефть, насыщенную в различной степени газом;
- 2) газонефтяные (ГН), в которых нефтяная часть залежи является основной, а газовая шапка не превышает по объёму *условного топлива* нефтяную часть залежи;
- 3) нефтегазовые (НГ), к которым относятся газовые залежи с нефтяной оторочкой, в которой нефтяная часть составляет по объёму *условного топлива* менее 50 %;
- 4) газовые (Г), содержащие только газ;
- 5) газоконденсатные (ГК), содержащие газ с конденсатом;
- 6) нефтегазоконденсатные (НГК), содержащие нефть, газ и конденсат.

Коэффициент заполнения ловушки КЗЛ показывает отношение высоты нефтяной (нефтегазовой или газовой) залежи к амплитуде структурной ловушки (локального поднятия).  $K_{ЗЛ}=1$  соответствует полному заполнению ловушки

(100%), а при  $KЗЛ=0,5$  ловушка заполнена УВ лишь на половину (50%). В последнем случае количество УВ, поступающих в ловушку, было недостаточно для заполнения всей ёмкости ловушки.

### **Оборудование и материалы.** Исходные данные для построения карт

Техника безопасности не предусматривается

### **Задания**

Работа заключается в построении залежи нефти и газа в профиле и в плане по описанию. Вертикальный масштаб 1:2000. Глубину залегания продуктивного пласта, в том числе изогипсы, - выбрать произвольно (например, они могут находиться на отметках от -1060 м до -1180 м; или от -1360 м до -1480 м и т.д.)

1. Строим геологический профиль по описанию
2. Под геологическим профилем строим структурную карту кровли продуктивного горизонта. Для этого рассекаем профиль вспомогательными линиями, отвечающими горизонтальным плоскостям, которые показывают гипсометрическое положение кровли продуктивного пласта. Линии имеют одинаковое сечение (10,20 или 50 м).
3. На плане (под профилем) проводим линию профиля I-I, которая соответствует центральной части ловушки и проведена вкrest простирания структуры. Далее проектируем точки пересечения кровли продуктивного пласта и горизонтальных плоскостей на линию I-I. Проводим изогипсы
4. На построенной карте выявляем аналогичным способом контуры нефтеносности и газоносности.
5. Определяем коэффициент заполнения ловушки

### **Содержание отчета**

Задание оформляется в виде текстовой записки с графическими приложениями.

Необходимо выделить породу-коллектор и породу-флюидоупор, ВНК и ГНК.

### **Контрольные вопросы**

1. Что такое ВНК и ГНК?
2. Что такое внутренний и внешний контур нефте- и газоносности?
3. В каком случае может отсутствовать внутренний контур нефте- и газоносности?
4. Какие виды двухфазных залежей вы знаете?
5. Как подразделяются месторождения (залежи) нефти и горючих газов в зависимости от фазового состояния и состава основных углеводородных соединений?
6. Что такое коэффициент заполнения ловушки?

## **ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 11**

### **ПОСТРОЕНИЕ СТРУКТУРНЫХ КАРТ ПО КРОВЛЕ И ПОДОШВЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА И СОСТАВЛЕНИЕ КАРТЫ ЭФФЕКТИВНЫХ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩИН ЗАЛЕЖИ**

**Цель работы** Приобретение навыков по составлению структурных карт по кровле и подошве продуктивного пласта нефтяного (газового) месторождения

**Теоретическая часть.** Структурная карта представляет изображение подземного рельефа какой-либо реперной поверхности, например, кровли или подошвы пласта, в проекции на плоскость, как правило, горизонтальную.

Структурная карта является одним из основных геологических документов, так как дает наглядное представление о строении недр и позволяет решить многие геолого-промысловые задачи:

- детальное изучение структурных особенностей залегания продуктивных пластов, положения разрывных нарушений, углов падения пород, характера выклинивания пород-коллекторов;
- определение границ залежей нефти и газа;
- определение местоположения и проектной глубины разведочных и эксплуатационных скважин;
- подсчет запасов нефти и газа и др.

На основе структурах карт составляют различные специальные карты,

используемые при проектировании, контроле, анализе и регулировании разработки нефтяных и газовых месторождений. Структурные карты составляют для каждого продуктивного пласта на основе данных, полученных в результате применения комплекса различных методов изучения бурящихся и законченные бурением скважин. Подземный рельеф картируемой поверхности на таких картах изображается в виде системы линий, равноудаленных от принятой плоскости

отсчета. В качестве базисной плоскости отсчета используют, как правило, уровень моря, а линии равных абсолютных отметок, отсчитываемых от уровня моря, называют изогипсами (рисунок 11.1).

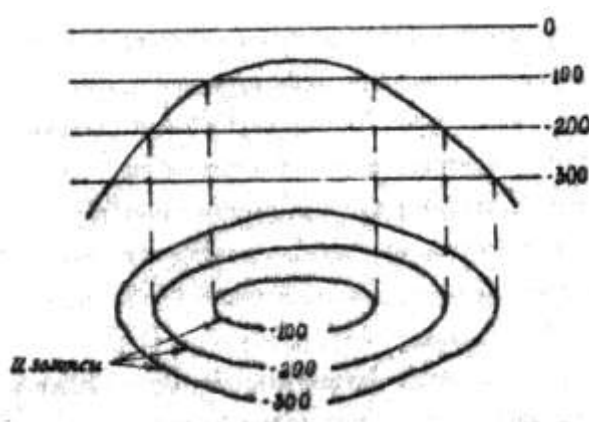


Рисунок 11.1 – Подземный рельеф картируемой поверхности

Пласты, залегающие ниже уровня моря, имеют отметки кровли и подошвы со знаком минус, а залегающие выше уровня моря со знаком плюс.

Интервал по высоте между изогипсами называется сечением изогипс. Сечение изогипс выбирается в зависимости от масштаба карты и угла наклона картируемой поверхности. Изогипсы должны достаточно полно характеризовать рельеф изображаемой поверхности и при этом не загромождать карту. В общем случае, чем мельче масштаб карты, больше углы падения картируемой поверхности, тем больше сечение изогипс. Обычно при составлении структурных карт по кровле или подошве продуктивных пластов нефтяных и газовых месторождений используют следующие сечения изогипс; 5, 10, 20, 25, 50, 100, 200 метров.

Масштаб структурной карты выбирается в зависимости от размеров структуры и требуемой точности построения. Наиболее часто используют масштабы 1 : 5000, 1 : 10000, 1 : 25000, 1 : 50000 и 1 : 500000, 1 : 200000.

Существуют различные способы графического построения структурных

карт, среди которых наиболее часто применяется способ треугольников, основанный на использовании процедуры нахождения промежуточных абсолютных отметок картируемой поверхности между двумя скважинами – интерполяции. Этот способ наиболее эффективен при составлении структурах карт продуктивных пластов на месторождениях сравнительно простого геологического строения, не осложнённых тектоническими разрывами и имеющих углы падения пород, не превышающих  $60^\circ$ .

Исходными данными для составления структурной карты способом треугольников по результатам бурения и изучения скважин являются:

1. План расположения скважин (координаты устьев скважин);
2. Глубина вскрытия картируемой поверхности в скважинах;
3. Альтитуда устьев скважин;
4. Удлинение стволов скважин за счет их искривления;

5 Результирующие азимуты и величина горизонтального смещения стволов скважин от устья до точки вскрытия картируемой поверхности.

Под картой толщины понимают графическое изображение на горизонтальной плоскости толщины пласта (горизонта) посредством изопахит.

Изопахита – это линия, соединяющая точки с одинаковым значением толщины пласта.

Различают общую ( $h_0$ ), эффективную ( $h_e$ ) и нефте(газо)насыщенную ( $h_n$ ) толщину (рисунок 11.2).

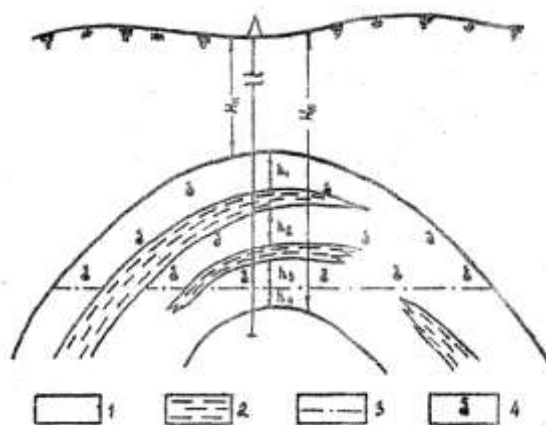


Рисунок 11.2 – Схема нефтяной залежи и виды толщины пласта:

1 – проницаемые прослои, 2 – непроницаемые прослои, 3 – линия водонефтяного контакта, 4 – нефтенасыщенность.

Общая толщина – это разность между глубинами залегания подошвы ( $H_n$ ) и кровли ( $H_k$ ) пласта:

$$h_0 = H_n - H_k, \quad (11.1)$$

Эффективной толщиной называют суммарную толщину проницаемых прослоев, по которым возможно движение флюидов в пласте:

Нефте(газо)насыщенная толщина – это суммарная толщина проницаемых прослоев, заполненных нефтью (газом). Для ее определения необходимо знать положение водонефтяного (газоводяного) контакта.

В зависимости от ориентации линии замера мощности в пространстве и относительно кровли (подошвы) пласта различают видимую ( $h_v$ ) и истинную ( $h_n$ ) толщины (рисунок 11.3).

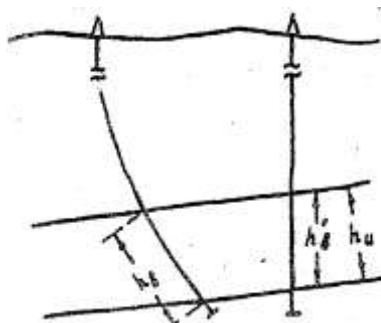


Рисунок 11.3 – Определение толщины пласта в скважине

Видимая толщина ( $h_v$ ) – это расстояние между кровлей и подошвой пласта, измеренное по линии, произвольно ориентированной в пространстве к простиранию пласта. Частным случаем видимой мощности является вертикальная толщина ( $h_v^*$ ), представляющая собой расстояние между кровлей и подошвой пласта, замеренное по вертикали.

Истинная (нормальная) толщина ( $h_n$ ) есть кратчайшее (по перпендикуляру) расстояние между кровлей и подошвой пласта.

Для изучения характера изменения толщины пласта в пределах площади (залежи) составляют карты толщин, которые называют такие картами изопахит.

При решении практических задач используют, как правило, карты истинных толщин.

Истинную толщину определяют через видимую по формуле П. М. Леонтовского:

истинная толщина пласта, м;  $h_v$  – видимая мощность

замеренная по стволу скважины, м;  $\alpha$  – угол падения пласта, градусы;  $\beta$  – угол искривления ствола скважины в интервале залегания пласта; градусы;  $\gamma$  – угол между направлением падения (восстания) пласта и линии замера мощности, называемый углом косого сечения, градусы.

В формуле (11.3) знак «+» ставится при искривлении ствола скважины вниз по падению пласта, знак «-» – при искривлении вверх по восстанию.

Угол падения пласта ( $\alpha$ ) и угол косого сечения ( $\gamma$ ) определяют по структурной карте (рисунок 11.4).

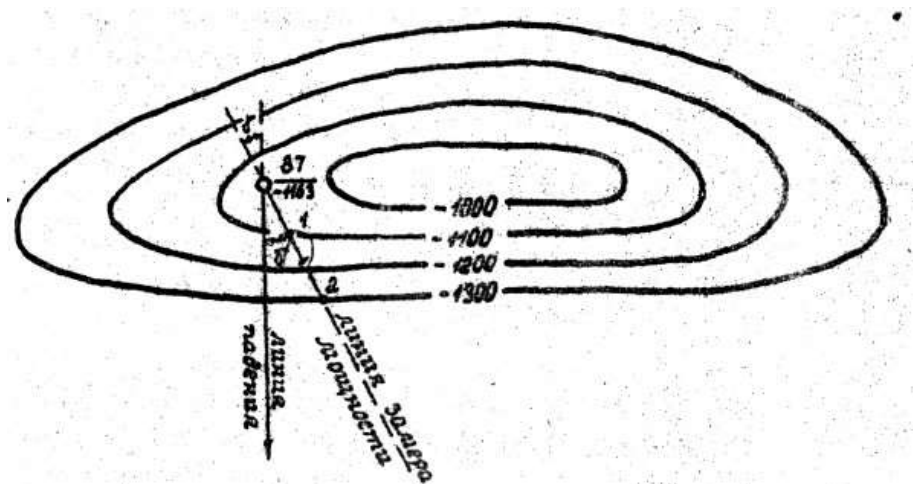


Рисунок 11.4 – Определение углов падения пласта и косого сечения по структурной карте

Для этого на линии замера толщины выбирают две точки с известными абсолютными отметками (1 и 2), Измеряют длину участка, ( $l_{1-2}$ ), ограниченного точками 1 и 2, и находят превышение его конечных точек ( $\Delta H$ ). Угол падения пласта ( $\alpha$ ) определяют по формуле;

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{\Delta H}{l_{1-2}}, \quad (11.4)$$

Если направление искривления скважины совпадает с направлением падения (восстания) пород ( $\gamma=0$ ), то величину  $h_u$  находят по формуле;

$$h_u = h_g \cos(\alpha \pm \beta). \quad (11.5)$$

В том случае, когда скважина искривляется по простиранию пород, т.е.

( $\gamma=90$ ) расчетная формула принимает вид :

$$h_u = h_e (\cos \alpha * \cos \beta) \quad (11.6)$$

**Оборудование и материалы.** Исходные данные для построения карт

**Техника безопасности** не предусматривается

### Задания

Часть 1. Построение структурной карты кровли продуктивного горизонта.

1. Составляют план размещения устьев скважин в масштабе структурной карты. С этой целью положение устьев скважин наносят на план с помощью координатных осей X и Y.

2. Определяют гипсометрические (абсолютные) отметки точек вскрытия картируемой поверхности по формуле

$$AO = AL - (L - \Delta L) \quad (11.7)$$

где AO – гипсометрические отметки точки вскрытия картируемой поверхности, м; AL – альтитуда устья скважины, м; L – глубина вскрытия картируемой поверхности, м;  $\Delta L$  – величина суммарного удлинения ствола скважины за счёт её искривления, м (рисунок 10.5).

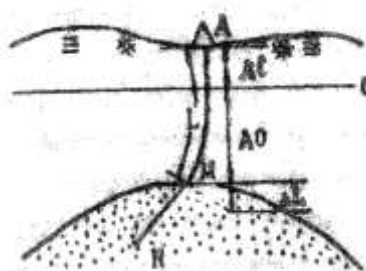


Рисунок 11.5 – Вертикальная проекция искривлённого ствола скважины:

A – устье скважины; M – точка вскрытия пласта; N – забой скважины

Около каждой точки, соответствующей устью скважины, показывают в виде дроби её номер (числитель) и абсолютную отметку картируемой поверхности (знаменатель).

3. От устья каждой скважины откладывают результирующий азимут искривления ствола и горизонтальное смещение точки вскрытия картируемой поверхности относительно устья скважины (рисунок 10.6). Таким образом получают на плане положение точки вскрытия пласта.

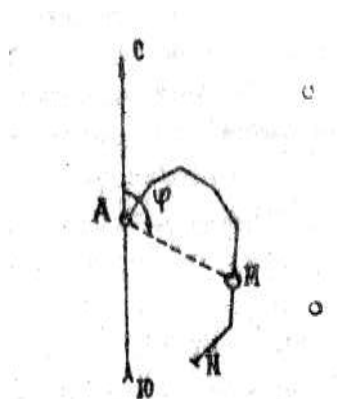


Рисунок 11.6 – Горизонтальная проекция искривлённого ствола скважины:

$\varphi$  – результирующий азимут искривления; АМ – горизонтальное смещение точки вскрытия картируемой поверхности.

4. Изучают гипсометрические отметки с целью выявления в общих чертах характера залегания картируемой поверхности, обращая внимание на приподнятые и опущенные участки этой поверхности. При этом приближённо намечают осевую линию структуры.

5. Все точки вскрытия картируемой поверхности, расположенные по одну сторону от предполагаемой оси структуры, соединяют прямыми линиями по кратчайшему расстоянию, образуя систему треугольников. Не следует проводить стороны треугольников, образующих углы менее  $30^\circ$  и более  $120^\circ$ .

6. В соответствии с выбранным сечением изогипс производят интерполяцию сторон треугольников, т.е. нахождение на сторонах каждого треугольника точек с абсолютными отметками, кратными выбранному сечению.

7. Полученные в результате интерполяции точки с равными по величине гипсометрическими отметками соединяют плавными линиями, изогипсами.

8. Построенную карту оформляют в соответствии с требованиями, предъявляемыми к геологической графике (рисунок 11.7).



Рисунок 11.7 – Структурная карта кровли чокракского горизонта Лесной площади

Часть 2. Построение карты нефтегазонасыщенной толщины продуктивного горизонта по данным бурения скважины

Основой для выполнения, задания является структурная карта по кровле продуктивного пласта. На ней показывают положение внешнего и внутреннего контуров нефте(газо)носности.

Сведения о видимой эффективной толщине продуктивных отложений и углах искривления скважин в пределах изучаемой части приведены по вариантам в приложении к настоящим методическим указаниям

1. Определяют угол падения продуктивных отложений ( $\alpha$ ) и угол косо́го сечения ( $\gamma$ ) между горизонтальными проекциями линии падения пласта и линии искривления ствола скважины,

2. По формулам рассчитывают значения истинной эффективной толщины пласта в каждой скважине.

3. Полученные данные и результаты расчетов представляют в виде нижеследующей таблицы (таблица 11.1).

4. На план расположения скважин (положение точек вскрытия пласта снимают со структурной карты) наносят внешний и внутренний контуры нефте(газ)носности. У каждой скважины указывают в виде дроби ее номер

(числитель) и истинное значение эффективной мощности пласта (знаменатель).

5. Строят карту эффективных мощностей пласта, используя принцип линейной интерполяции, для чего соседние скважины соединяют между собой прямыми линиями, образуя систему треугольников. При этом пространственное простираие оси структуры, линий разрывных нарушений, внешнего и внутреннего контуров нефте(газо)носности не учитывается.

Интерполяцию сторон треугольников проводят в соответствии с выбранным сечением изопакит (1, 2, 5, 10, 25, 50, 100 м) исходя из общих правил построения карт в изолиниях: карта не должна быть перегружена, но при этом не должны выпадать важные детали.

Точки равных значений эффективной мощности соединяют плавными пунктирными линиями.

6. Карта нефте(газо)насыщенной мощности составляется только в пределах нефтяной (газовой) залежи отдельно для чисто нефтяной (газовой) и водонефтяной (газоводяной) зон. Основой для ее составления служит карта эффективной толщины пласта

В пределах нефтяной (газовой) зоны, ограниченной внутренним контуром нефте(газо)носности, эффективная толщина пласта соответствует по величине нефте(газо)насыщенной, поэтому изолинии обеих толщин здесь полностью совпадают.

В водонефтяной (газоводяной) зоне нефте(газо)насыщенная толщина определяется расстоянием от кровли пласта до поверхности водонефтяного (газоводяного) контакта и изменяется от максимальных значений на внутреннем контуре до нуля на внешнем.

При составлении карты нефте(газо)насыщенных толщин в пределах этой зоны проводят интерполяцию между значениями толщин в точках пересечения изопакит с внутренним контуром нефте(газо)носности и нулевым значением мощности на внешнем контуре. Учитываются также значения нефте(газо)насыщенных толщин в скважинах, пробуренных в водонефтяной(газоводяной) зоне.

7. Каждая изопакита оцифровывается (рисунок 11.8).

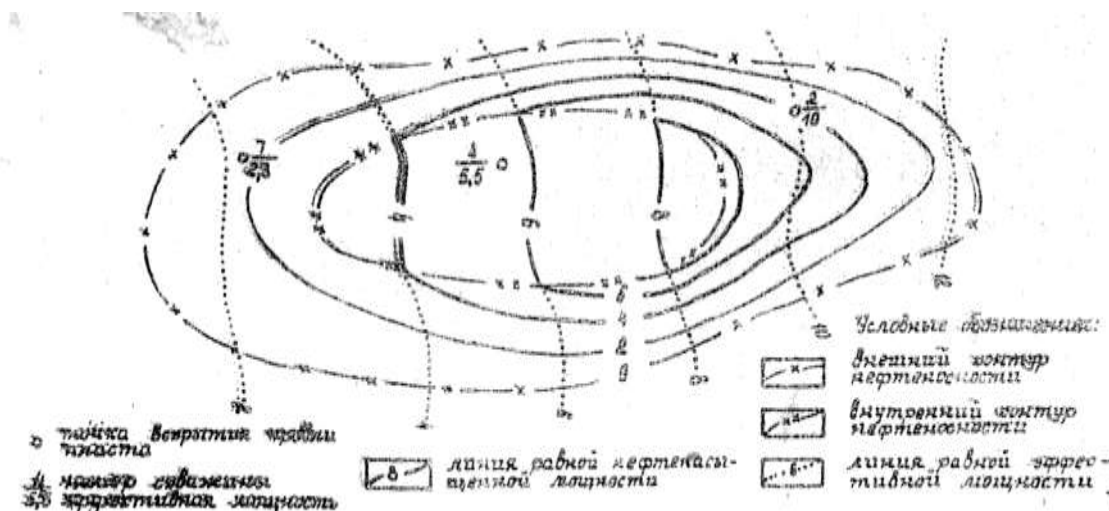


Рисунок 11.8 – Карта нефтенасыщенной толщины пласта D месторождения А

### Содержание отчета

В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование. Полученные данные представить в виде карт и таблицы.

### Контрольные вопросы

1. Что такое структурная карта?
2. Какие геолого-промысловые задачи позволяет решить структурная карта?
3. Назовите наиболее часто употребляемые масштабы?
4. Что является исходными данными для составления структурной карты способом треугольников по результатам бурения?
5. Какие виды толщин вы знаете?

## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 12

### ИЗУЧЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА

**Цель работы.** Приобретение навыков по составлению карт распространения пород-коллекторов отдельных пропластков и карт расчленённости пород пласта.

**Теоретическая часть.** Под геологической неоднородностью понимают изменчивость природных характеристик нефтегазонасыщенных пород в пределах залежи. Геологическая неоднородность оказывает огромное влияние на выбор систем разработки и на эффективность извлечения нефти из недр на степень

вовлечения объема залежи в процессе дренирования. Различают два основных вида геологической неоднородности – макронеоднородность и микронеоднородность.

**Макронеоднородность** отражает морфологию залегания пород-коллекторов в объеме залежи углеводородов, т.е. характеризует распределение в ней коллекторов и неколлекторов.

Для изучения макронеоднородности используются материалы ГИС по всем пробуренным скважинам. Надежную оценку макронеоднородности можно получить только при наличии квалифицированно выполненной детальной корреляции продуктивной части разрезов скважин.

Особую важность детальная корреляция и изучение макронеоднородности приобретают при расчлененности продуктивных горизонтов непроницаемыми прослоями.

Макронеоднородность изучают по вертикали (по толщине горизонта) и по простиранию пластов (по площади).

**По толщине** макронеоднородность проявляется в присутствии в разрезе горизонта нескольких продуктивных пластов и прослоев коллекторов обычно в разном количестве на различных участках залежей вследствие наличия мест их слияния, отсутствия в разрезе некоторых пластов, уменьшения нефтенасыщенной толщины в водонефтяной (газовой) части залежи за счет неучета водоносных нижних пластов и др. Соответственно макронеоднородность проявляется и в изменчивости нефтенасыщенной толщины горизонта в целом.

**По простиранию** макронеоднородность изучается по каждому из выделенных в разрезе горизонта пластов-коллекторов. Она проявляется в изменчивости их толщин вплоть до нуля, т.е. наличии зон отсутствия коллекторов (литологического замещения или выклинивания). При этом важное значение имеет характер зон распространения коллекторов.

Основой для изучения макронеоднородности служит детальная корреляция продуктивных пластов. Макроструктура может быть отражена графическими и количественными методами.

Графически макронеоднородность по вертикали (по толщине объекта) отображается с помощью:

- 1 - Геолого-статистических разрезов;
- 2 - Геологических профильных разрезов;
- 3 - Зональных карт.

Макроструктура по площади отражается с помощью карт распространения коллекторов каждого пласта, на которых показываются границы и площади коллектора и неколлектора.

Зональные карты продуктивного пласта получаются в результате наложения друг на друга карт распространения коллекторов отдельных прослоев, слагающих пласт. На зональных картах продуктивного пласта показываются зоны:

- распространения проницаемых прослоев, слагающих пласт;
- слияния всех проницаемых прослоев;
- зоны слияния отдельных проницаемых прослоев.

По вертикали (по толщине объекта) макронеоднородность отображается с помощью профилей (рисунок 12.1) и схем детальной корреляции. По площади она отображается с помощью карт распространения коллекторов каждого пласта (рисунок 12.2), на которых показываются границы площадей распространения коллектора и неколлектора, а также участки слияния соседних пластов.

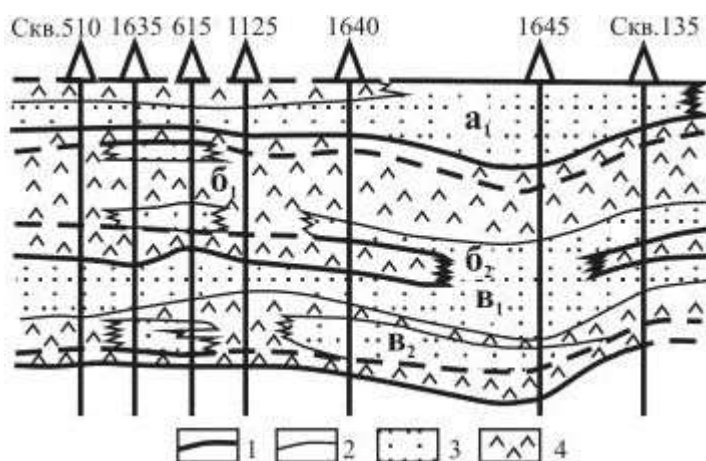


Рисунок 12.1 – Отображение макронеоднородности на фрагменте геологического разреза горизонта:

кровля и подошва: 1- пласта; 2 – прослоя, 3 коллектора, 4 – неколлектора, а-в индексы пластов-неколлекторов

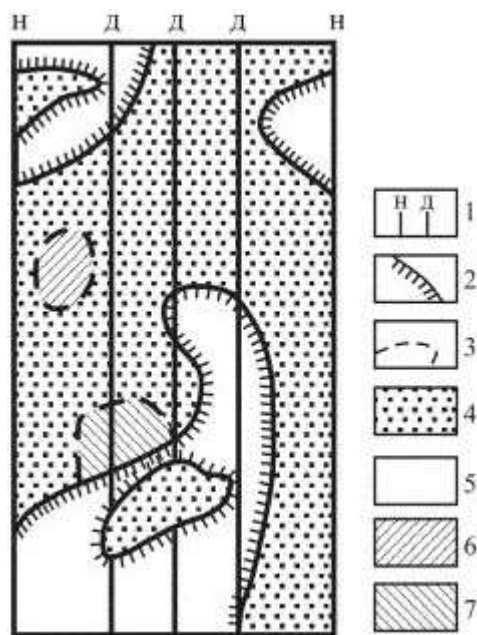


Рисунок 12.2 – Фрагмент карты распространения коллекторов одного из пластов горизонта:

1 – ряды скважин Н – нагнетательных; Д – добывающих; 2 – границы распространения коллекторов; 3 – границы слияния; участки: 4 – распространения коллекторов; 5 – распространения неколлекторов; 6 – слияния пласта с вышележащим пластом; 7 – слияния пласта с нижележащим пластом.

Изучение макронеоднородности позволяет решать следующие задачи при подсчете запасов и проектировании разработки:

- моделировать форму сложного геологического тела (пород-коллекторов), служащегоместилищем нефти или газа;
- выявлять участки повышенной толщины коллекторов, возникающей в результате слияния прослоев (пластов), и соответственно возможные места перетока нефти и газа между пластами при разработке залежи;
- определять целесообразность объединения пластов в единый эксплуатационный объект;
- обосновывать эффективное расположение добывающих и нагнетательных скважин;
- прогнозировать и оценивать степень охвата залежи разработкой;
- подбирать аналогичные по показателям макронеоднородности залежи с целью переноса опыта разработки ранее освоенных объектов.

Зональные карты используются при анализе разработки и выборе

мероприятий по воздействию на пласт.

Для количественной оценки морфологической макронеоднородности пласта рассчитываются различные коэффициенты. Основой для их расчета служат материалы зональной корреляции, литолого-фациальные и зональные карты.

**Оборудование и материалы.** Материалы и данные для построений

**Техника безопасности** не предусматривается

### **Задания**

Построить:

1. Карту распространения пород-коллекторов пропластка *a*
2. Карту распространения пород-коллекторов пропластка *б*
3. Карту распространения пород-коллекторов пропластка *в*
4. Карту расчленённости пород пласта *A*
5. По трём картам выделить области отсутствия ПК, области распространения *a*, *б*, *в*, области слияния *аб*, *бв*, *абв*.
6. Оценить коэффициент расчленённости, коэффициент песчанистости, коэффициент литологической связности, коэффициент распространения коллекторов, коэффициент сложности границ.

### **Содержание отчета и его форма**

В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование. Полученные данные представить в виде карт и таблицы.

### **Контрольные вопросы**

1. Что такое макронеоднородность и что она отражает?
2. В чем проявляется макронеоднородность по толщине?
3. В чем проявляется макронеоднородность по простираанию?
4. Какие зоны выделяют на зональных картах продуктивного пласта?
5. Какие задачи позволяет решать изучение макронеоднородности при подсчете запасов и проектировании разработки?
6. Какие коэффициенты используют для характеристики макронеоднородности разреза?
7. В чем выражается продуктивных пластов? Как она отображается в графическом виде?

## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 13

### ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПЛАСТОВЫХ ТЕМПЕРАТУР В ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ

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

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

Температура недр зависит главным образом, от внутреннего тепла Земли. Сезонные колебания охватывают лишь верхние 10 – 30 м пород и не прослеживаются глубже нейтрального слоя с постоянной температурой. Ниже него температура постоянно увеличивается.

Температуру в недрах оценивают по известному геотермическому градиенту (увеличение температуры на 100 метров). Обычно для осадочных горных пород геотермический градиент изменяется в пределах 2 – 8°C на 100 м глубины.

**Оборудование и материалы.** Значения теплопроводности для пород Предкавказья; сведения о разрезе, полученные при бурении структурной скважины, вскрывшей отложения от четвертичного до сарматского возраста (в 20 вариантах); литологическая характеристика стратиграфических подразделений данного разреза.

#### Задания

1. Определить глубины залегания горизонтов через известные коэффициенты в уравнении связи между мощностями соседних стратиграфических подразделений.

2. Построить литологическую колонку.

3. Выделить в разрезе природные резервуары.

4. Выполнить необходимые расчеты прогнозируемых пластовых температур.

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

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

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

#### **Контрольные вопросы.**

1. Что такое плотность теплового потока, и от чего она зависит?
2. Что такое геотермический градиент, и как он рассчитывается?
3. Как связана плотность теплового потока с геотермическим градиентом?
4. Поскольку величина теплового потока считается относительно устойчивой для отдельных регионов, то она может быть использована для прогноза температур глубоко залегающих горизонтов. Напишите формулу, расшифруйте ее.

### **ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 14**

#### **ОБРАБОТКА ГЕОТЕРМИЧЕСКИХ ДАННЫХ И ПОСТРОЕНИЕ ГЕОТЕРМИЧЕСКИХ КАРТ**

**Цель работы.** Познакомить студентов с основными геотермическими свойствами пород и флюидов; выполнить построения геотермических карт по параметрам, характеризующим геотермические свойства.

**Теоретическая часть.** Геотермические исследования дают большой и

надежный материал для выяснения степени динамичности или, наоборот, застойности подземных вод, а также возможность сделать обоснованное заключение о направлении подземного стока вод и его интенсивности. Изучение геотермических особенностей нефтегазовых месторождений позволяют также уточнять геологическое строение месторождений.

Естественная температура пород определяется по термограммам, зарегистрированным в скважинах с установившимся тепловым режимом. Замеры температур в скважинах производят либо максимальным термометром, либо электротермометром. Максимальный термометр позволяет определить температуру лишь в данной точке пласта. Основные его свойства – сохранение температуры при условии, если он не попадет в среду с более высокой температурой. Более удобно пользоваться электрическим термометром, опускаемым в скважину на каротажном кабеле. Перед замером температуры скважина должна быть остановлена на 20-25 суток, для того, чтобы в ней восстановился нарушенный бурением или эксплуатацией температурный режим.

При геотермических исследованиях установлено, что углублением скважины температура пород возрастает. Это возрастание количественно может быть охарактеризовано геотермическим градиентом и геотермической ступенью.

**Геотермический градиент** – это прирост температуры при углублении скважины на единицу длины и вычисляется как отношение приращений температур, определенным по геотермограммам на известных глубинах, к разности этих глубин по формуле 14.1:

Обычно при изучении нефтегазовых месторождений или бассейнов строят следующие геотермические карты:

- 1) карты геоизотерм для различных глубин, отображающих температуру на одинаковой глубине;
- 2) карты геоизотерм по кровлям стратиграфических горизонтов или водоносных комплексов;
- 3) карты равных величин геотермических ступеней;
- 4) карты равных величин геотермических градиентов;

- 5) карты термоизогипс, или карты равных глубин при заданной температуре;
- 6) карты равных величин тепловых потоков.

**Оборудование и материалы.** План расположения скважин. Результаты температурных замеров по скважинам нефтегазовых месторождений. Глубины залегания кровли пласта-коллектора.

**Указания по технике безопасности** не предусматриваются.

### **Задания**

- 1 Рассчитать геотермические градиенты и геотермические ступени по скважинам.
- 2 По имеющимся данным построить карты геоизотерм, термоизогипс и геотермических ступеней.
- 3 Проанализировав построенные карты, оценить геотермический режим недр изучаемых нефтегазоносных районов.

Для расчетов и построений используются имеющиеся схемы расположения скважин и результаты температурных замеров

**Содержание отчета** В отчете следует отразить цель работы, привести краткое теоретическое обоснование, рассчитанные значения геотермических градиентов и геотермических ступеней, построенные карты геотермических градиентов, геоизотерм, термоизогипс и выводы о геотермическом режиме недр изученной территории.

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

### **Контрольные вопросы**

1. Для каких целей изучается геотермический режим нефтегазовых месторождений?
2. Каким образом определяется изменение температуры по глубине?
3. Какими параметрами может быть количественно охарактеризовано изменение температуры по глубине?
4. Что такое геотермический градиент и геотермическая ступень? Приведите формулы, по которым они рассчитываются.
5. Что характеризуют карты геоизотерм? Термоизогипс? Геотермических

градиентов?

1. Как определяется естественная температура пород?
2. Какие карты строят при изучении нефтегазовых месторождений или бассейнов?

## **ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 15**

### **ПОСТРОЕНИЕ КАРТЫ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ**

**Цель работы.** Выявить перспективы нефтегазоносности исследуемой территории

**Теоретическая часть.** Карты перспектив нефтегазоносности являются результирующими документами исследований по оценке нефтегазоносности недр и используются для определения направлений и видов геолого-геофизических работ, с целью выявления новых залежей углеводородов.

Рассмотрение перспектив выполняется чаще всего для обособленного литолого-формационного комплекса пород, возраст которого отражается в названии карты. Перспективы нефтегазоносности оцениваются по степени проявления процессов генерации УВ в недрах, процессов аккумуляции этих УВ с образованием залежей и процессов разрушения образовавшихся скоплений в ходе геологической истории развития территории.

Основное содержание карты перспектив нефтегазоносности – разделение территории на участки различной степени перспективности. Обычно выделяют земли с доказанной нефтегазоносностью, перспективные и бесперспективные. Участки, слабо освещенные фактическим материалом, обычно относят к землям с невыясненными перспективами. Эти земли выделяются на картах цветом (голубым - с доказанной нефтегазоносностью, зеленым – перспективные, розовым – бесперспективные).

При отнесении земель к различным категориям учитывается возможность генерации УВ в исследуемых отложениях (наличие очагов нефтегазообразования,

в которых находились или находятся породы с генерационным потенциалом УВ) и возможность миграции образовавшихся УВ в природных резервуарах.

Выделение территорий проводится на тектонической или литолого-фациальной основе, обозначенной изопахитами глубин, стратоизогипсами или границами областей развития различных по составу отложений.

Мощность экранирующих пород и её выдержанность по площади играет решающую роль для оценки качества флюидоупоров. Установлено, что минимальная мощность флюидоупора глинистого состава, способного "держать" газовую залежь, составляет 15-24 м. Для песчано-глинистых покрышек относительное содержание флюидоупоров в толще должно составлять не менее 70-80% от общей мощности только в этом случае создаются условия для надежного экранирования газообразных углеводородов. Если же флюидоупоров в разрезе менее 40%, то толща полностью утрачивает экранизирующую способность.

Основными параметрами пород-коллекторов являются емкостно-фильтрационные свойства и мощность.

Для показа перспективности различных по возрасту комплексов на картах в контуре земель разной перспективности помещают условную колонку, разделенную на части, с индексом, различных литолого-стратиграфических комплексов, раскраска которых соответствует степени перспективности каждого комплекса. Штриховыми условными знаками показываются зоны нефтегазонакопления, связанные с крупными поднятиями, валами, зонами рифогенных образований, стратиграфическим срезанием перспективных отложений, а также с разломами, обеспечивающими тектоническое экранирование природных резервуаров на моноклиналиях.

**Оборудование и материалы** Палеотектонические и палеогеографические построения.

### **Задания**

1. Ознакомиться с главенствующими факторами, определяющими

перспективность или бесперспективность территорий.

2. Выделение территорий проводится на литолого-фациальной основе. В первую очередь наносятся границы распространения изучаемого комплекса. Очень важно определиться с областями отсутствия отложений. Необходимо четко представлять себе, чем обусловлена современная граница распространения перспективного комплекса (первичной седиментацией или в результате размыва).

3. В пределах зоны распространения изучаемого комплекса выделяются участки распространения отложений различного литологического типа в пределах которых проводятся дальнейшие построения.

4. На карту наносится положение возможного нефтегазонакопления. По распределению коллекторов (рассматриваемый комплекс отложений) и флюидоупоров (вышележащий комплекс отложений) выделяются зоны возможного развития ловушек структурного типа. Выделяются предполагаемые зоны развития ловушек литологического, стратиграфического и литолого-стратиграфического класса.

5. На основе сопоставления полученного объема сведений выделяются перспективные земли как участки развития пород сходного литологического состава и тектонического строения, в пределах которых в геологическом прошлом или на новейшем этапе развития имели место процессы генерации УВ и формирование залежей нефти и газа, имевших возможность сохраниться до наших дней.

Бесперспективными будут площади, в недрах которых породы комплекса обладают неблагоприятным составом и условиями образования, либо не попавшие в зону главной фазы нефтегазообразования, или находящиеся в зоне свободного водообмена.

Малоперспективные земли можно выделять между бесперспективными и перспективными, где благоприятные признаки присутствуют не в полном составе.

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

### **Контрольные вопросы**

1. Что такое карты перспектив нефтегазоносности?
2. Как выполняется их построения?
3. На какой основе проводится выделение территорий?
4. Какие свойства флюидоупоров играют решающую роль для оценки их качества ?

## **ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 16**

### **РАЗМЕЩЕНИЕ ПОИСКОВЫХ СКВАЖИН НА ЛОВУШКАХ РАЗЛИЧНОГО МОРФОГЕНЕТИЧЕСКОГО ТИПА**

**Цель работы.** Обосновать системы размещения поисковых скважин на ловушках различного морфогенетического типа

#### **Теоретическая часть**

Объектом исследований на этой стадии являются подготовленные для поискового бурения ловушки. Цель поисковых работ – открытие новых месторождений нефти и газа или новых залежей на ранее известных месторождениях, находящихся на различных этапах освоения. Опоискование объектов происходит путем бурения поисковых скважин. Ресурсы объектов, подготовленных для поискового бурения, оцениваются по категории Сз.

На стадии поисков месторождений и залежей нефти и газа решаются следующие задачи: 1) вскрытие проектных

нефтегазоперспективных комплексов по всему разрезу отложений; 2) выделение во вскрытом разрезе пластов-коллекторов и флюидоупоров и оценка продуктивности каждого выделенного пласта; 3) получения притоков нефти и газа; 4) определение физико-химических свойств флюидов в пластовых и поверхностных условиях;

5) изучение физических свойств коллекторов по керну и материалам геофизических исследований скважин; 6) геометризация основных продуктивных горизонтов; 7) получение общих представлений о величине запасов нефти и газа выявленных залежей по категориям С2 и частично С1.

Благодаря большому разнообразию поисковых объектов по генезису, морфологии, геологическим и физико-географическим условиям, не существует унифицированной методики их опоскования. Вместе с тем, основываясь на накопленном опыте ведения поисковых работ, можно сформулировать некоторые рекомендации для их проведения.

При обосновании местоположения поисковых скважин основным является выбор так называемых "приоритетных" точек. Под "приоритетной" понимается точка в пределах ловушки, бурение скважины в которой позволит однозначно доказать наличие залежи углеводородов, оценить масштабы открытия или установить бесперспективность поискового объекта в отношении нефтегазоносности. На ловушках различного морфогенетического типа "приоритетными" является центральная часть структуры или наиболее поднятого блока рифогенного природного резервуара, прогнозируемое замыкание ловушки, часть зоны экранирования в пределах ловушки, зоны развития межфазовых контактов или участки гидродинамической изоляции в пределах пласта-коллектора и др.

Рассмотрим рекомендации, которые необходимо учитывать при

обосновании первоочередности ввода в поисковое бурение объектов различного морфогенетического типа.

**Сводовые залежи.** При поисках сводовых залежей на крупных ненарушенных поднятиях простого строения используют, как правило, поперечный профиль. Первая скважина закладывается в своде поднятия, а две другие – на крыльях структуры. При наличии узкой вытянутой антиклинали целесообразно использовать продольный профиль. Первая скважина закладывается также в сводовой части, а две другие – на периклиналях структуры. При совпадении сводов структуры по различным нефтегазоперспективным горизонтам уже бурение первой скважины приводит к открытию залежи нефти и газа. При этом качество подготовки структур к поисковому бурению предполагается высоким. Если в районе ведения поисковых работ наблюдается смещение сводов структуры по разновозрастным отложениям, то направление смещения необходимо учитывать при обосновании местоположения поисковых скважин

**Задания.** На заданиях, предложенных преподавателем, приведены структурные ловушки различного морфогенетического типа, подготовленные для поискового бурения. Необходимо составить проект поисковых работ на каждом объекте, включив в него в качестве обязательных подразделов обоснование первоочередности ввода ловушек в бурение и анализ причин отрицательных результатов буровых работ. Первоочередные объекты выделяются по наибольшим значениям определяющих показателей и максимальной величине ресурсов углеводородов. Количество поисковых скважин и систему их размещения показать на рисунках.

**Содержание отчета** Составить краткую пояснительную записку к проекту поисков. Проект иллюстрировать продольным и

поперечным профилями. Ответить на вопросы, предложенные преподавателем.

### **Контрольные вопросы**

1. Какова цель поисковых работ?
2. Какие задачи решаются на стадии поисков месторождений и залежей нефти и газа?
3. Что такое "приоритетные" точки при обосновании местоположения поисковых скважин?
4. Как выбирают схему размещения скважин на крупных ненарушенных поднятиях простого строения?
5. Какая система рекомендуется для антиклинальных и брахиантиклинальных структурных ловушек?
6. Что вы знаете о размещении скважин на тектонически нарушенных структурах?
7. Какая система рекомендуется при поисках залежей в соляных куполах?

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

## **Методические указания**

по выполнению самостоятельной работы  
по дисциплине «Теоретические основы поиска и разведки нефти и газа»  
для специальности 21.05.03 Технология геологической разведки

Ставрополь  
2026

## Содержание

Пояснительная записка

Технологическая карта самостоятельной работы студента

Методические рекомендации по выполнению заданий

Список литературы, рекомендуемый к использованию в самостоятельной работе студентов

## Пояснительная записка

Наряду с аудиторной работой одной из форм учебного процесса, его существенной частью является самостоятельная работа студентов (СРС).

Задачами СРС являются:

- развитие и привитие навыков самостоятельной учебной работы и формирование знаний;
- освоение, углубление содержания и основных положений курса, выносимых на самостоятельное изучение студента; в ходе составления опорного конспекта, в ходе подготовки к лекционным занятиям
- использование материала, собранного и полученного в ходе самостоятельных занятий при подготовке и написании докладов, рефератов, для эффективной подготовки к итоговому контролю.

Самостоятельная работа студентов может осуществляться как в аудитории, так и вне ее, обычно это в основном внеаудиторная деятельность студента. Для активного владения знаниями в процессе аудиторной работы необходимо не только понимание учебного материала, но и творческое его восприятие.

Основные формы реализации самостоятельной работы и контроля знаний являются:

**Комплект разноуровневых задач и заданий** – индивидуальное решение репродуктивных, реконструктивных и творческих заданий, позволяющих оценивать и диагностировать уровень обученности, уровень умений и навыков студентов по темам дисциплины. Процедура проведения этой формы учебной деятельности студента включает в себя письменное выполнение заданий трех уровней и защиту их на практическом занятии. При проверке задания, оцениваются полнота и самостоятельность выполнения заданий, оригинальность решения.

**Опорный конспект темы** – письменный текст, в котором кратко и последовательно изложено содержание основного источника информации. Конспектировать – значит приводить к некоему порядку сведения, почерпнутые из оригинала. В основе процесса лежит систематизация прочитанного или услышанного. Записи могут делаться как в виде точных выдержек, цитат, так и в форме свободной подачи смысла. Данный вид самостоятельной работы направлен на формирование представлений о конфликтах.

**Собеседование** – средство контроля, организованное как специальная беседа преподавателя со студентом на темы, связанные с изучаемой дисциплиной, и рассчитанное на выяснение объема знаний обучающегося по определенному разделу, теме, проблеме и т.п.

Их содержание должно сформировать умение анализировать философско-методологические и научные тексты, обосновывать своё отношение к изложенным в них оценкам, составлять краткие конспекты, тезисы прочитанного, умение применять полученные знания для постановки и решения исследовательских задач, связанных с изучением студентами той или иной области природы и культуры. Разнообразие заданий позволяет учитывать индивидуальные особенности студентов при организации самостоятельной работы.

Четкое выполнение самостоятельной работы студентами обеспечит своевременную подготовку к занятию, высокое качество усвоения материала, возможность применения теоретических знаний на практике.

## Технологическая карта самостоятельной работы студента

| Код реализуемой компетенции | Вид деятельности студентов          | Итоговый продукт самостоятельной работы | Средства и технологии оценки  | Объем часов |
|-----------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------------|-------------------------------|-------------|
| <b>6 семестр</b>            |                                     |                                         |                               |             |
| ОПК-5                       | Изучение литературы по темам № 3– 6 | Конспект                                | Собеседование                 | 18          |
| ОПК-5                       | Подготовка к лекциям                | Конспект                                | Опрос                         | 18          |
| ОПК-5                       | Подготовка к лабораторным работам   | Индивидуальные задания                  | Защита индивидуальных заданий | 20          |
| ОПК-5                       | Подготовка к экзамену               | Вопросы и задачи                        | Экзамен                       | 20          |
| <b>Итого за 6 семестр</b>   |                                     |                                         |                               | <b>76</b>   |
| <b>Итого</b>                |                                     |                                         |                               | <b>76</b>   |

## Методические рекомендации по изучению теоретического материала

### Работа с конспектом лекций

Просмотрите конспект сразу после занятий. Отметьте материал конспекта лекций, который вызывает затруднения для понимания. Попробуйте найти ответы на затруднительные вопросы, используя предлагаемую литературу. Если самостоятельно не удалось разобраться в материале, сформулируйте вопросы и обратитесь на текущей консультации или на ближайшей лекции за помощью к преподавателю.

Каждую неделю отводите время для повторения пройденного материала, проверяя свои знания, умения и навыки по контрольным вопросам и тестам. Умение студентов быстро и правильно подобрать литературу, необходимую для выполнения учебных заданий и научной работы, является залогом успешного обучения. Самостоятельный подбор литературы осуществляется при подготовке к семинарским, лабораторным занятиям, при написании курсовых работ, научных рефератов.

Выполнение СРС на занятиях с проверкой результатов преподавателем позволяет студентам усваивать изучаемый материал более глубоко, меняется отношение к лекциям, так как без понимания теории предмета, без хорошего конспекта трудно рассчитывать на успех в решении заданий. Это улучшает посещаемость как практических, так и лекционных занятий.

**При подготовке к лекциям-беседам тема** сообщается студентам заранее. Участники дискуссии делятся на группы по 8 человек, в течение 10—15 мин подготавливают свой вариант решения проблемы. Следующим этапом дискуссии является выступление представителей от каждой группы из 8 человек и защиты своего варианта решения. В конце общего обсуждения ведущий подводит итоги дискуссии, дает оценку совместно найденного варианта решения.

### Методические рекомендации по организации работы с литературой

Изучение и анализ литературных источников является обязательным видом самостоятельной работы студентов. Изучение литературы по избранной теме имеет своей задачей проследить характер постановки и решения определенной проблемы различными авторами, аргументацию их выводов и обобщений, провести анализ и систематизировать полученный материал на основе собственного осмысления с целью выяснения современного состояния вопроса.

Проработка отобранного материала обязательно должна идти с одновременным ведением записей прочитанного и своих замечаний. Запись может иметь как форму конспекта, так и выписок, а также картотеку положений, тезисов, идей, методик, что в дальнейшем облегчит классификацию и систематизацию полученного материала. Такого

рода записи являются лучшим способом накопления и первичной обработки материал, одной из обязательных форм организации умственного труда.

**Планом** удобно пользоваться при подготовке к устному выступлению по выбранной теме. Каждый пункт плана должен раскрывать одну из сторон избранной темы, а весь план должен охватывать ее целиком.

**Тезисы** предполагают сжатое изложение основных положений текста в форме утверждения или отрицания. Они являются более совершенной формой записей и представляют основу для дискуссии. К тому же их легко запомнить.

**Аннотация** – краткое изложение содержания – дает общее представление о работе.

**Резюме** кратко характеризует выводы, главные итоги источника.

**Конспект** является наиболее распространенной формой ведения записей. Основную ткань конспекта составляют тезисы, дополненные доказательствами и рассуждениями. Конспект может быть текстуальным, свободным или тематическим. Текстуальный представляет собой цитатник с сохранением логики работы и структуры текста. Свободный конспект основан на изложении материала в том порядке, который более удобен автору. В этом смысле конспект представляет собирание воедино мыслей, разбросанных по всей книге. Тематический конспект может быть составлен по нескольким источникам, где за основу берется тема, интерпретируемая по-разному.

Экономии времени дает использование при записях различного рода сокращений, аббревиатуры и т.д. многие используют для регистрации исследуемых тем систему карточек. Преимущество карточек в том, что тема там излагается очень сжато, и они очень удобны в использовании, т.к. их можно разложить на столе, перегруппировать и без труда найти искомую тему.

**Список литературы, рекомендуемый к использованию в самостоятельной работе студентов**