

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

Методические указания

по выполнению практических работ по дисциплине

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПОИСКА И РАЗВЕДКИ НЕФТИ И ГАЗА

для студентов направления подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Направленность (профиль) Геолого-геофизические технологии в нефтегазовом
деле

Ставрополь, 2026

ВВЕДЕНИЕ

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

Оглавление

1	Практическое занятие № 1 Составление литолого-стратиграфического разреза исследуемой территории	
2	Практическое занятие № 2 Построение схемы сопоставления (корреляции) отложений исследуемой территории	
3	Практическое занятие № 3 Построение литолого-фациального профиля исследуемой территории	
4	Практическое занятие № 4 Построение геологического профиля исследуемой территории	
5	Практическое занятие № 5 Построение палеотектонических профилей	
6	Практическое занятие № 6 Построение палеотектонических графиков	
7	Практическое занятие № 7 Построение графика формирования структуры	
8	Практическое занятие № 8 Нефтегазogeологическая мегасистема	
9	Практическое занятие № 9 Определение перспектив нефтегазоносности по данным палеоструктурного анализа	
10	Практическое занятие № 10 Построение структурных карт и геологических профилей через различные типы залежей	
11	Практическое занятие № 11 Построение структурных карт по кровле и подошве продуктивного пласта и составление карты эффективных нефтегазонасыщенных толщин залежи	
12	Практическое занятие № 12 Изучение геологической неоднородности продуктивного горизонта	
13	Практическое занятие № 13 Прогнозирование пластовых температур в природных резервуарах	
14	Практическое занятие № 14 Обработка геотермических данных и построение геотермических карт	
15	Практическое занятие № 15 Построение карты перспектив нефтегазоносности	
16	Практическое занятие № 16 Размещение поисковых скважин на ловушках различного морфогенетического типа	

Практическое занятие № 1

СОСТАВЛЕНИЕ ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА

Цель работы: Составление литолого-стратиграфического разреза

Теоретическая часть

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

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

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

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

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

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 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?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 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, оболюсы), пелециподы (кардиды, антракозиды и др.), остракоды, гастроподы, ракообразные и др. При опреснении водоема резко уменьшается количество групп организмов, чем сильнее опреснение, тем однороднее видовой состав фауны. При повышении солености происходят аналогичные изменения. В опресненных и засолоненных бассейнах одновременно с

уменьшением числа видов происходит изменение строения раковин. В составе раковин уменьшается количество извести, упрощается скульптура наружной поверхности, уменьшается размер раковин, может редуцироваться или атрофироваться замочный аппарат.

Оборудование и материалы

Схема с расположением скважин в масштабе и составленная студентом ранее схема сопоставления отложений по трем скважинам (Практическое занятие № 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 солёности бассейна седиментации?
4. К чему приводит значительное опреснение или засолонение бассейнов?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 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 (Практическое занятие № 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?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 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

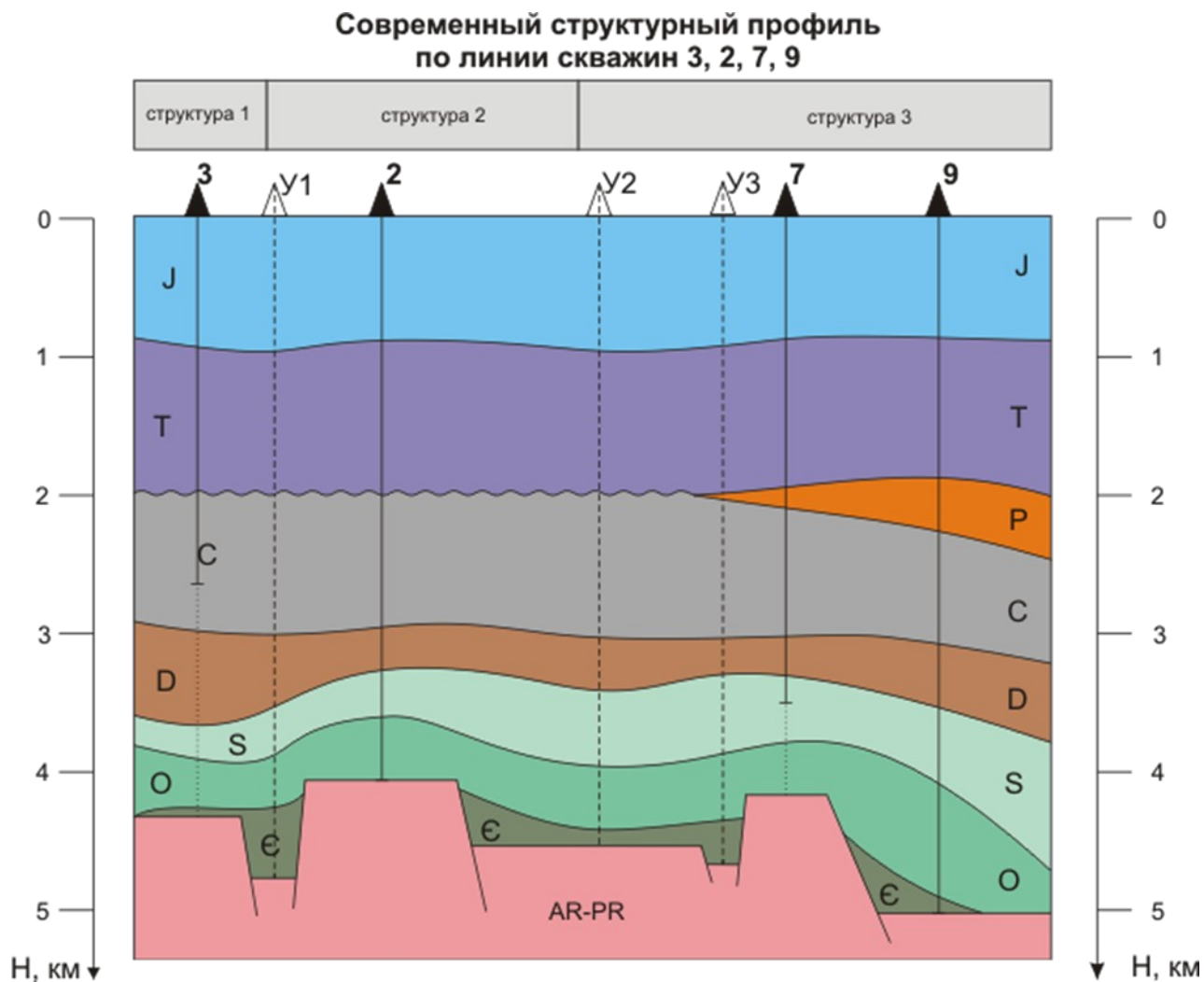


Рис. 5.1

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 (E, O, 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).

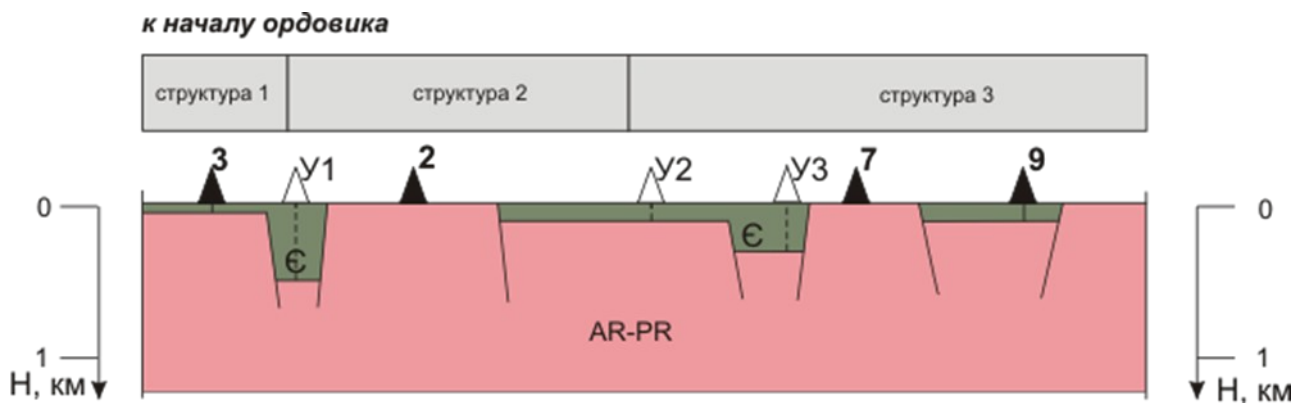


Рис 5.2

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).

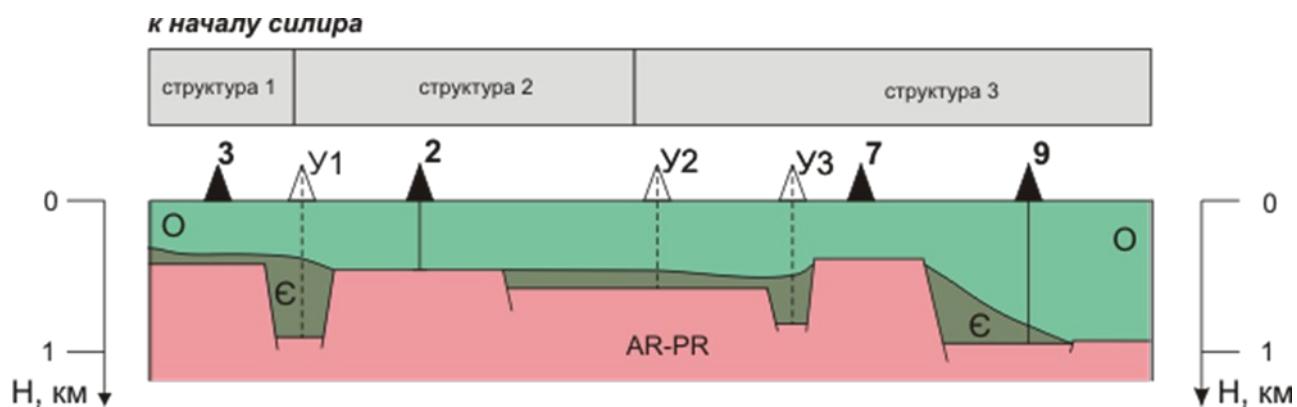


Рис 5.3

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

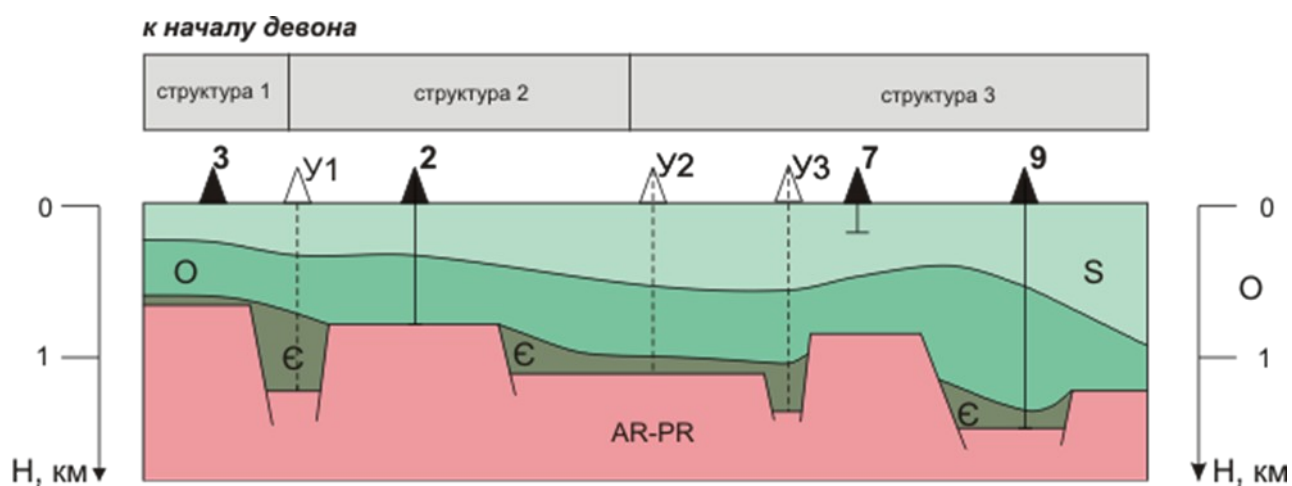


Рис 5.4

Аналогичным образом строим палеотектонические профили для последующих стратиграфических подразделений.

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

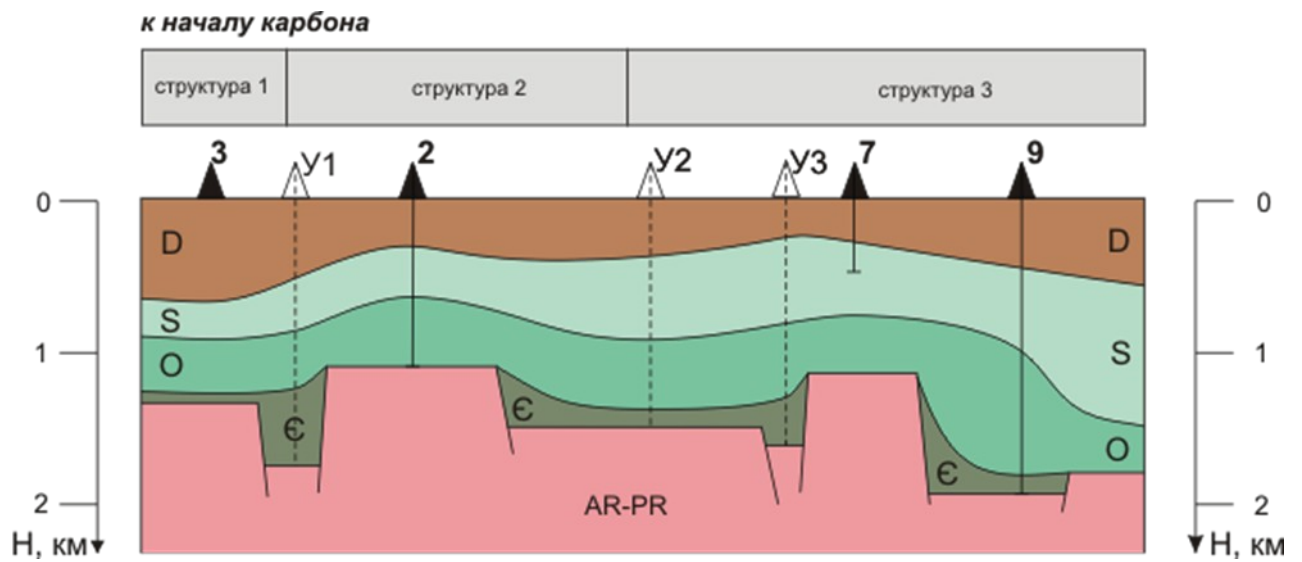


Рис 5.5

К началу перми (концу карбона) (рис5.6).

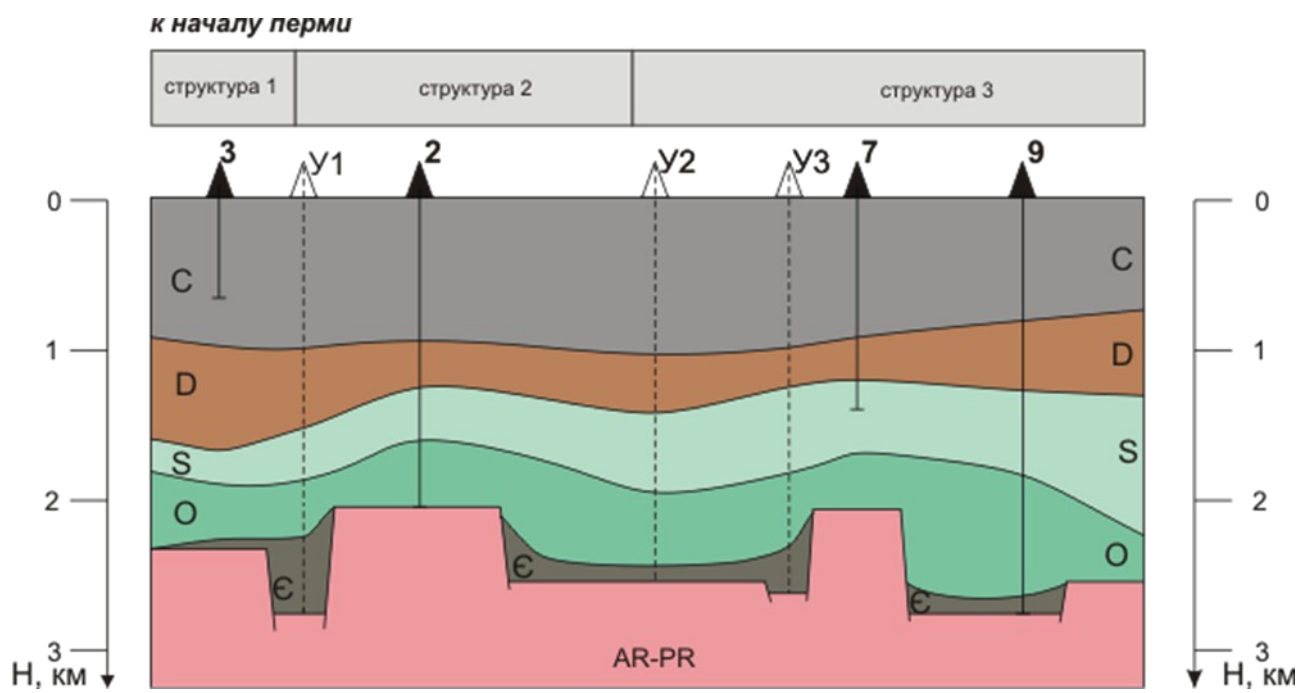


Рис 5.6

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

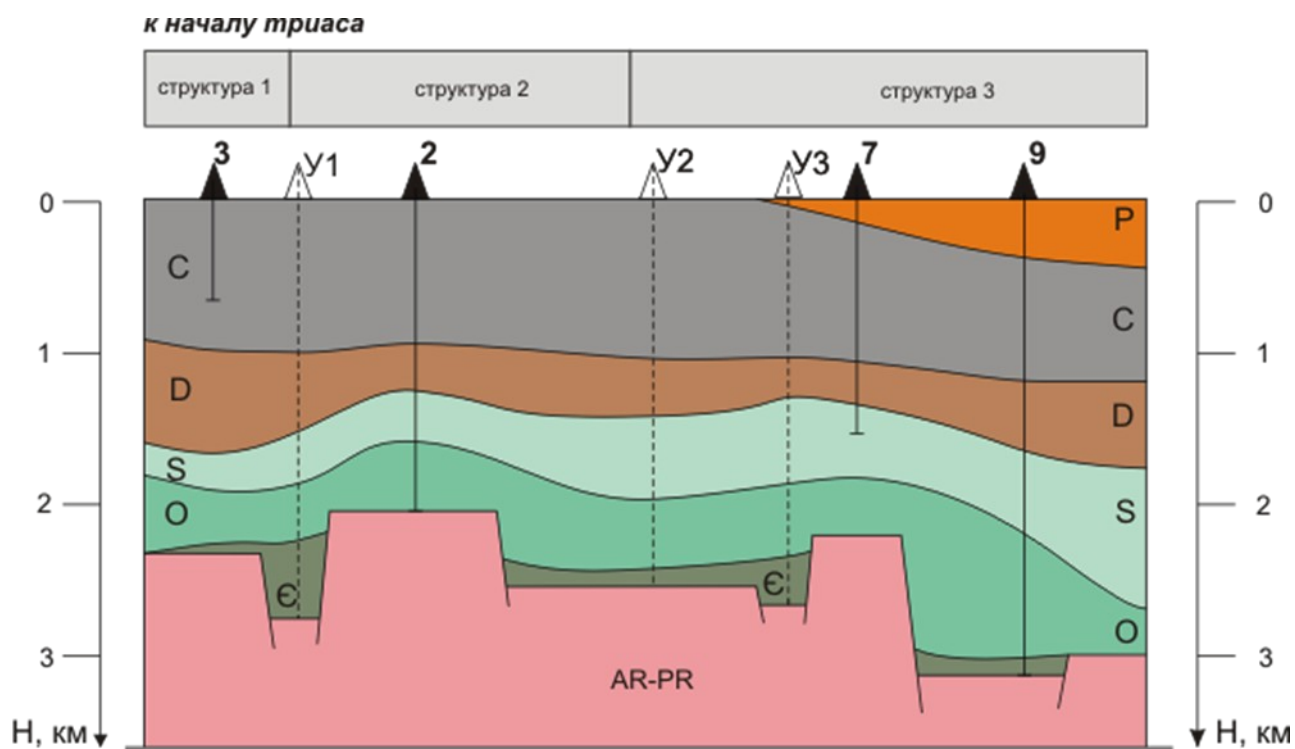


Рис 5.7

К началу юры (концу триаса) (рис. 8).

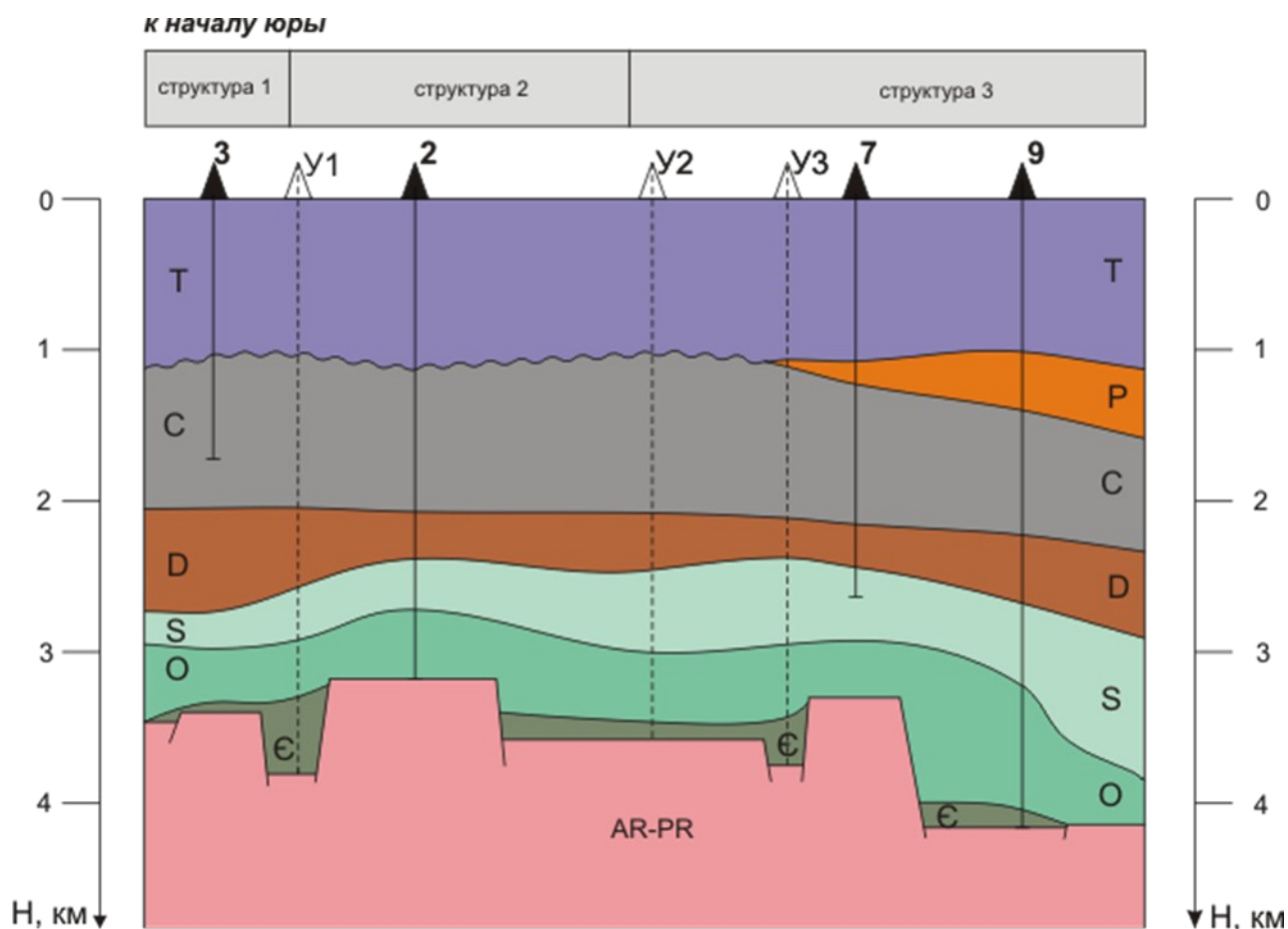


Рис 5.8

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

Сложность применения этого метода состоит в правильном выборе направления профиля, который должен полностью отображать геологическое строение района. Другим недостатком профилей выравнивания является невозможность их построения для большого количества горизонтов или свит, так как при этом пришлось бы очень увеличивать вертикальный масштаб каждого профиля. Этот недостаток связан с тем, что в случае большого числа стратиграфических подразделений они многократно повторяются на целом ряде

профилей, копируя друг друга. В таких случаях целесообразно показать пространственное положение не всех, а какой-то одной свиты, или последовательного ряда свит. При этом вертикальный масштаб можно увеличить иногда в десятки и более раз.

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

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

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

Оборудование и материалы

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

Техника безопасности не предусматривается

Задания.

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

1. Учитывая мощность исследуемых отложений и масштаб схемы с расположением скважин, выбрать вертикальный и горизонтальный масштабы для палеотектонических профилей.

2. Построить палеотектонические профили к началу указанных выше эпох.

3. Определить основные палеотектонические показатели и ожидаемую характеристику нефтегазоносности.

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

Контрольные вопросы

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

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 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 (Практическое занятие №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.

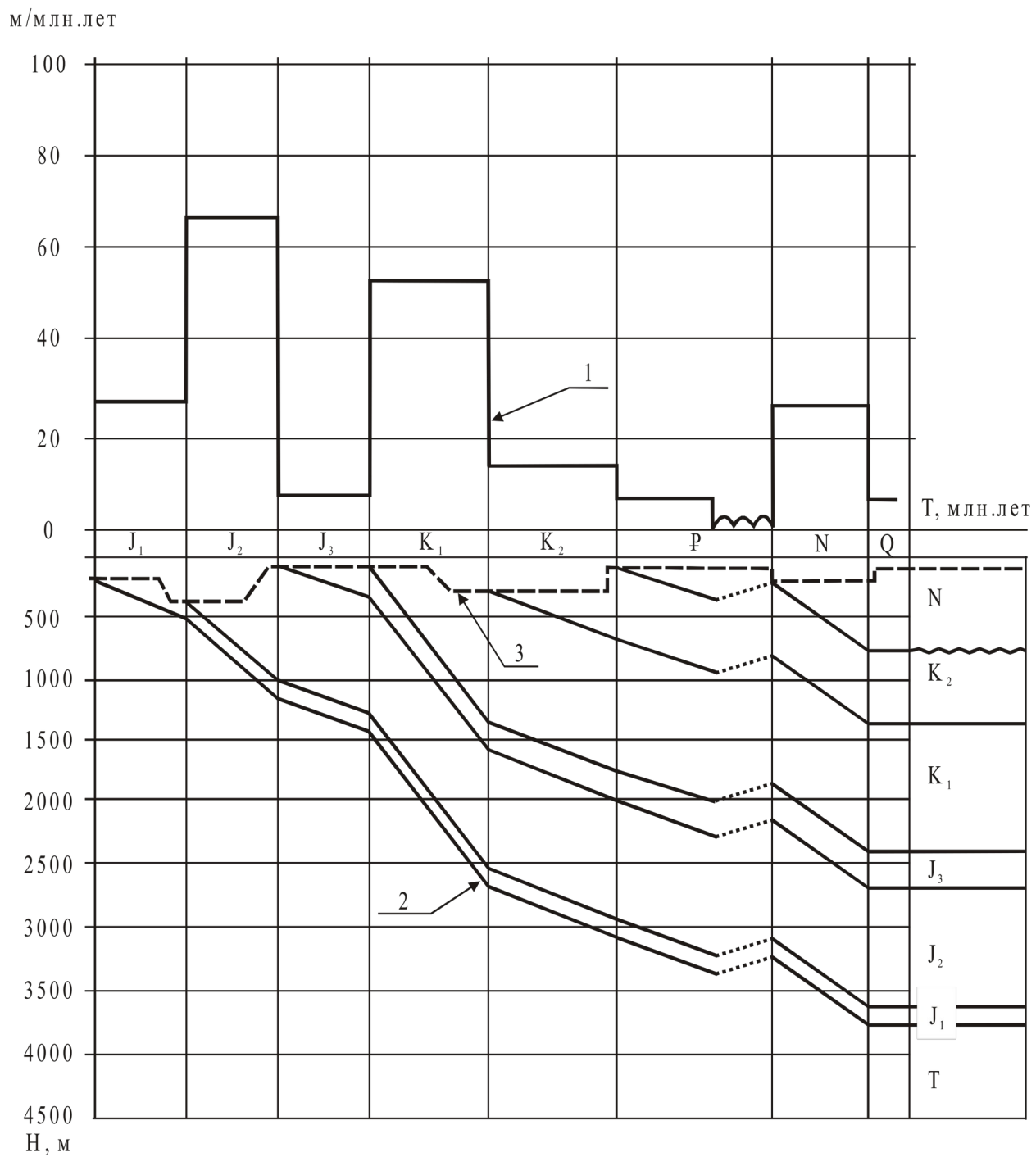
Если отсутствие какого-либо комплекса обусловлено перерывом в осадконакоплении (континентальный режим), то линии поверхностей ранее накопившихся отложений продляются по горизонтальным линиям до следующего временного интервала. Кривые погружения должны прийти к точкам современного

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 кривая показывает временные этапы активизации тектонических движений в регионе. Экстремальное значение темпа прогибания можно сопоставить с известными (геохронологическая шкала) тектономагматическими фазами и эпохами, определить степень влияния той или иной складчатости на величину и темп прогибания, или воздымания дна бассейна.

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

По современным представлениям большинства исследователей, одним из характерных (диагностических) признаков нефтематеринских отложений является определенная степень превращения (катагенетического преобразования) рассеянного в породе органического вещества (ОВ), которая обусловлена жесткостью термобарических условий и рядом других факторов. Оценка воздействия этих факторов на нефтематеринский потенциал ОВ и сопоставление масштабов генерации УВ с градациями катагенеза позволили Н.Б. Вассоевичу выделить главную зону нефтегазообразования, которая, как правило, приурочена к глубинам от 1500 до 4500 м, т. е. именно в этом интервале происходит интенсивное новообразование микроневти 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.



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

Рисунок 6.1 Пример построения графика величины и темпа прогибания

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

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

Контрольные вопросы

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

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 7

ПОСТРОЕНИЕ ГРАФИКА ФОРМИРОВАНИЯ СТРУКТУРЫ.

Цель работы: Построение и анализ графика формирования структуры

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

В развитии процессов генерации и аккумуляции УВ в литосфере палеотектонике принадлежит ведущая роль, и поэтому прогнозирование нефтегазоносности недр, в том числе нефтегеологическое районирование каждого

изучаемого региона, может быть научно обосновано лишь при наличии соответствующего палеотектонического анализа.

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

Оборудование и материалы данные для построения графика формирования структуры

Техника безопасности не предусматривается

Задания

Методика построения графика отчасти схожа с уже описанной в 6 лабораторной работе. Однако если там мы пользовались значениями мощности (толщины), то здесь оперируем разностями мощностей, благодаря чему график характеризует относительное положение исследуемого участка по отношению к соседнему (Рисунок 7.1).

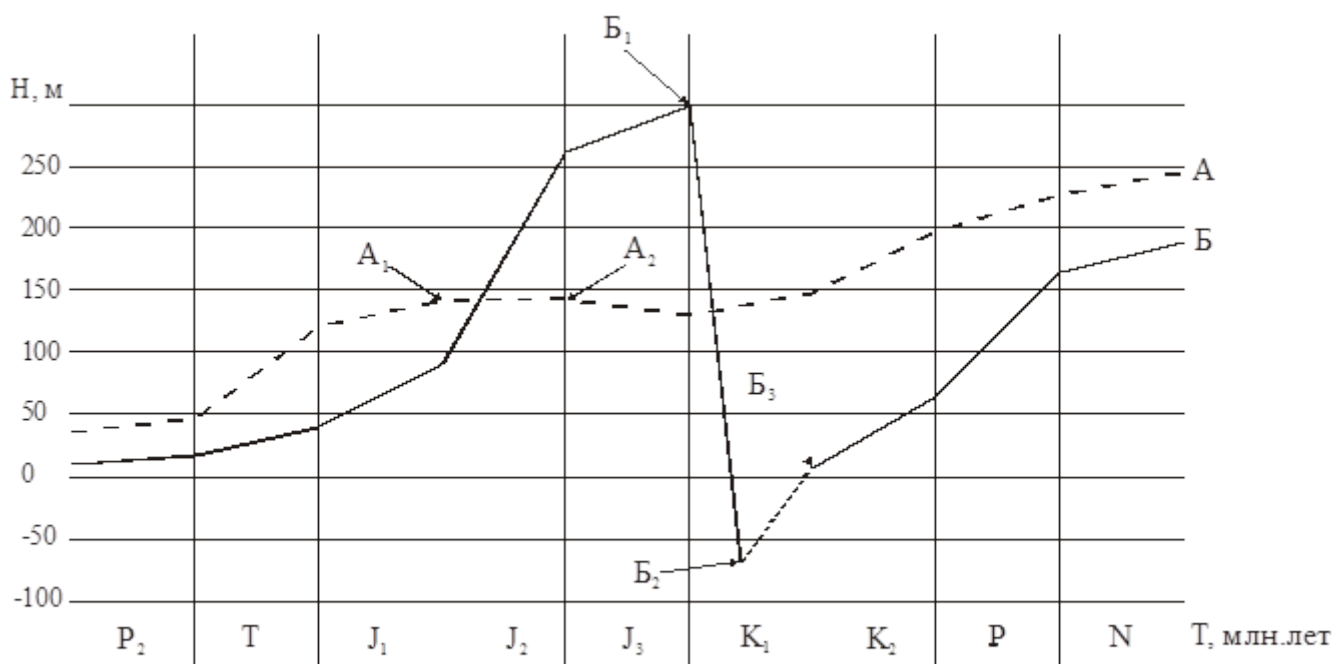
Обычно, для количественного анализа истории формирования локального поднятия используются значения мощности (Таблица 7.1) стратиграфических подразделений пар скважин (сводовой и крыльевой). При конседиментационном росте поднятия мощность на крыльях структуры будет всегда больше сводовой (исключение -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

Выполнение работы следует начать с составления таблицы рассчитанных мощностей всех литолого-стратиграфических комплексов начиная от реперного,

вскрытого бурением на всю толщину в двух-трех скважинах и, вплоть до современных.

Полученные значения суммы разностей мощностей анализируемого комплекса откладываются по оси ординат, на границах соответствующих разделов между периодами (эпохами, веками и т.д.). Подученные точки соединяются плавной кривой (А-А). При перерывах в осадконакоплении, но с сохранением местоположения свода и крыльев структуры, в пределах этого интервала проводится параллельно оси Х волнистая линия (участок А1-А2).

Если положительные значения суммы разностей мощностей между крыльевой и сводовой скважинами меняются на отрицательные (мощность в своде больше, чем на крыле), это почти всегда указывает на частичное или полное расформирование структуры (участок Б1-Б2), или смещение свода поднятия на место крыла. По существу, уже с нижнего мела (Error: Reference source not found), можно говорить о начале формирования новой структуры (участок Б2-Б3).



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

Рисунок 7.1. Пример составления графика формирования структуры

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

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

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

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

Содержание отчета

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

После завершения всех расчетов и построений необходимо составить текстовые пояснения (2–3 страницы) к графику и сделать выводы об особенностях истории развития поднятия и времени (нижний предел)

формирования ловушки нефти и газа в изучаемом литолого-формационном комплексе.

Контрольные вопросы

1. Относятся ли в целом поднятия зоны к унаследованным по особенностям развития или нет?
2. В чем проявляется принципиальное различие палеотектонического развития крайне западной и остальной части зоны поднятий?
3. Имело ли место в истории развития вала расформирование поднятий? Если да, то в какой отрезок времени оно происходило? Если нет, то докажите анализом карт.
4. Какая часть зоны поднятий и почему характеризуется более благоприятными условиями для формирования залежей УВ?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 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 нефтегазогеологической мегасистемы (Рисунок 8.1) включает в себя три системных ряда: геотектонический, геоформационный, нефтегазовый. Каждый ряд состоит из ранжированных элементов, составляющих ту, или иную систему, или подсистему.

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

Вопросы и задания

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

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

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

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

Нижневартовский свод представляет собой крупную (250 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 докембрийского 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.

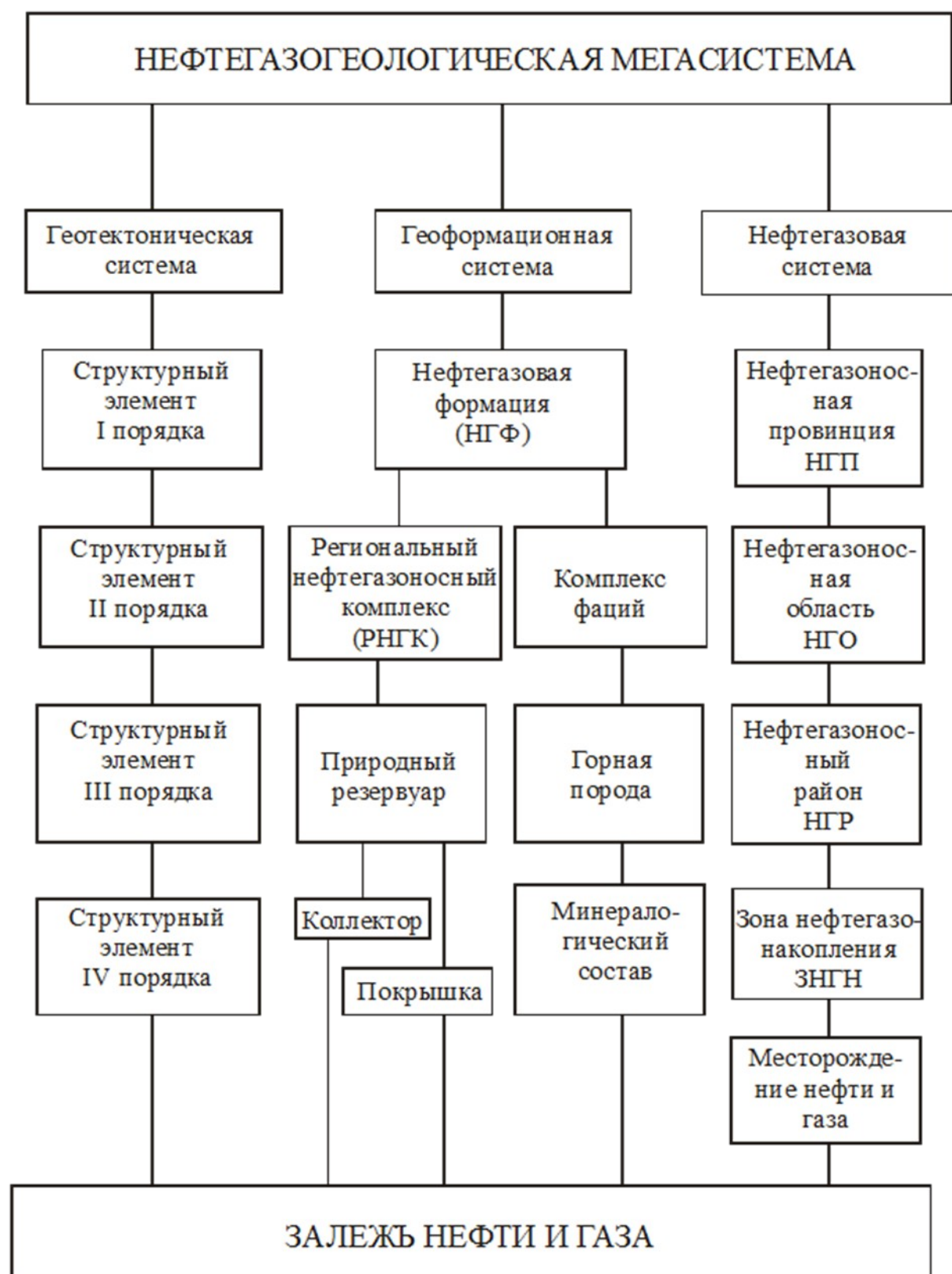
Нефтегазоносные отложения, развитые на площади Нижневартовского свода, в соответствии с нефтегазогеологическим районированием входят в Среднеобскую нефтегазоносную область (НГО), в пределах которой выделяются нефтегазоносные районы (НГР): Верхнесалымский, Сургутский, Нижневартовский. Самотлорская зона нефтегазонакопления (ЗНГН) входит в Нижневартовский НГР и связана с крупным куполовидным поднятием изометрической формы (40 х 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.



ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 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.

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

Методические указания

для обучающихся по организации и проведению самостоятельной работы

**«ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПОИСКА
И РАЗВЕДКИ НЕФТИ И ГАЗА»**

для студентов направления подготовки

21.03.01 Нефтегазовое дело

Направленность (профиль) «Геолого-геофизические технологии в нефтегазовом деле»

1. Общие положения

Самостоятельная работа – планируемая учебная, учебно-исследовательская, научно-исследовательская работа студентов, выполняемая во внеаудиторное (аудиторное) время по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия (при частичном непосредственном участии преподавателя, оставляющем ведущую роль за работой студентов).

Самостоятельная работа студентов (СРС) в вузе является важным видом учебной и научной деятельности студента. Самостоятельная работа студентов играет значительную роль в рейтинговой технологии обучения.

К основным видам самостоятельной работы студентов относятся:

- формирование и усвоение содержания конспекта лекций на базе рекомендованной лектором учебной литературы, включая информационные образовательные ресурсы (электронные учебники, электронные библиотеки и др.);
- написание докладов;
- подготовка к семинарам, практическим и лабораторным работам, их оформление;
- выполнение учебно-исследовательских работ, проектная деятельность;
- подготовка практических разработок и рекомендаций по решению проблемной ситуации;
- выполнение домашних заданий в виде решения отдельных задач, проведения типовых расчетов, расчетно-компьютерных и индивидуальных работ по отдельным разделам содержания дисциплин и т.д.;
- компьютерный текущий самоконтроль и контроль успеваемости на базе электронных обучающих и аттестующих тестов и др.

Методика организации самостоятельной работы студентов зависит от структуры, характера и особенностей изучаемой дисциплины, объема часов на ее изучение, вида заданий для самостоятельной работы студентов, индивидуальных качеств студентов и условий учебной деятельности.

Процесс организации самостоятельной работы студентов включает в себя следующие этапы:

- подготовительный (определение целей, составление программы, подготовка методического обеспечения, подготовка оборудования);
- основной (реализация программы, использование приемов поиска информации, усвоения, переработки, применения, передачи знаний, фиксирование результатов, самоорганизация процесса работы);
- заключительный (оценка значимости и анализ результатов, их систематизация, оценка эффективности программы и приемов работы, выводы о направлениях оптимизации труда).

Самостоятельная работа по дисциплине «Теоретические основы обработки геофизической информации» направлена на формирование следующих **компетенций**:

Код	Формулировка
ПК-4	Способен осуществлять поиски и разведку месторождений нефти и газа

2. Цель и задачи самостоятельной работы

Ведущая цель организации и осуществления СРС совпадает с целью обучения студента

- формирование набора компетенций будущего бакалавра.

При организации СРС важным и необходимым условием становятся формирование умения самостоятельной работы для приобретения знаний, навыков и возможности организации учебной и научной деятельности. Целью самостоятельной работы студентов является

овладение фундаментальными знаниями, профессиональными умениями и навыками деятельности по профилю, опытом творческой, исследовательской деятельности. Самостоятельная работа студентов способствует развитию самостоятельности, ответственности и организованности, творческого подхода к решению проблем учебного и профессионального уровня.

Задачами СРС являются:

- систематизация и закрепление полученных теоретических знаний и практических умений студентов;
- углубление и расширение теоретических знаний;
- формирование умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развитие познавательных способностей и активности студентов: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности и организованности;
- формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, самосовершенствованию и самореализации;
- развитие исследовательских умений;
- использование материала, собранного и полученного в ходе самостоятельной работы и лабораторных занятий.

3. Технологическая карта самостоятельной работы студента

Коды реализуемых компетенций, индикатора(ов)	Вид деятельности студентов	Средства и технологии оценки	Объем часов, в том числе		
			СРС	Контактная работа с преподавателем	Всего
6 семестр					
ИД-1 _{ПК-4}	Подготовка к лекциям	Тестирование, собеседование	7,5	0,5	28
ИД-1 _{ПК-4}	Подготовка к практическим занятиям	Тестирование, собеседование	7,5	0,5	28
ИД-1 _{ПК-4}	Самостоятельное изучение литературы	Тестирование, собеседование	59	1	60
Итого за 5 семестр			74	2	136
Итого			74	2	136

4. Порядок выполнения самостоятельной работы студентом

4.1. Методические рекомендации по работе с учебной литературой

При работе с книгой необходимо подобрать литературу, научиться правильно ее читать, вести записи. Для подбора литературы в библиотеке используются алфавитный и систематический каталоги.

Важно помнить, что рациональные навыки работы с книгой - это всегда большая экономия времени и сил.

Правильный подбор учебников рекомендуется преподавателем, читающим лекционный курс. Необходимая литература может быть также указана в методических разработках по данному курсу.

Изучая материал по учебнику, следует переходить к следующему вопросу только после правильного уяснения предыдущего, описывая на бумаге все выкладки и вычисления (в том числе те, которые в учебнике опущены или на лекции даны для самостоятельного вывода).

При изучении любой дисциплины большую и важную роль играет самостоятельная индивидуальная работа.

Особое внимание следует обратить на определение основных понятий курса. Студент должен подробно разбирать примеры, которые поясняют такие определения, и уметь строить аналогичные примеры самостоятельно. Нужно добиваться точного представления о том, что изучаешь. Полезно составлять опорные конспекты. При изучении материала по учебнику полезно в тетради (на специально отведенных полях) дополнять конспект лекций. Там же следует отмечать вопросы, выделенные студентом для консультации с преподавателем.

Выводы, полученные в результате изучения, рекомендуется в конспекте выделять, чтобы они при перечитывании записей лучше запоминались.

Опыт показывает, что многим студентам помогает составление листа опорных сигналов, содержащего важнейшие и наиболее часто употребляемые формулы и понятия. Такой лист помогает запомнить формулы, основные положения лекции, а также может служить постоянным справочником для студента.

Чтение научного текста является частью познавательной деятельности. Ее цель – извлечение из текста необходимой информации. От того, насколько осознанно читающим собственная внутренняя установка при обращении к печатному слову (найти нужные сведения, усвоить информацию полностью или частично, критически проанализировать материал и т.п.) во многом зависит эффективность осуществляемого действия.

Выделяют **четыре основные установки в чтении научного текста**:

информационно-поисковый (задача - найти, выделить искомую информацию) усваивающая (усилия читателя направлены на то, чтобы как можно полнее осознать и запомнить как сами сведения, излагаемые автором, так и всю логику его рассуждений)

аналитико-критическая (читатель стремится критически осмыслить материал, проанализировав его, определив свое отношение к нему)

творческая (создает у читателя готовность в том или ином виде - как отправной пункт для своих рассуждений, как образ для действия по аналогии и т.п. - использовать суждения автора, ход его мыслей, результат наблюдения, разработанную методику, дополнить их, подвергнуть новой проверке).

Основные виды систематизированной записи прочитанного:

Аннотирование - предельно краткое связное описание просмотренной или прочитанной книги (статьи), ее содержания, источников, характера и назначения;

Планирование - краткая логическая организация текста, раскрывающая содержание и структуру изучаемого материала;

Тезирование - лаконичное воспроизведение основных утверждений автора без привлечения фактического материала;

Цитирование - дословное выписывание из текста выдержек, извлечений, наиболее существенно отражающих ту или иную мысль автора;

Конспектирование - краткое и последовательное изложение содержания прочитанного.

Конспект - сложный способ изложения содержания книги или статьи в логической последовательности. Конспект аккумулирует в себе предыдущие виды записи, позволяет всесторонне охватить содержание книги, статьи. Поэтому умение составлять план, тезисы, делать выписки и другие записи определяет и технологию составления конспекта.

Методические рекомендации по составлению конспекта:

- а. Внимательно прочитайте текст. Уточните в справочной литературе непонятные слова. При записи не забудьте вынести справочные данные на поля конспекта.
2. Выделите главное, составьте план.
3. Кратко сформулируйте основные положения текста, отметьте аргументацию автора.
 - а. Законспектируйте материал, четко следуя пунктам плана. При конспектировании старайтесь выразить мысль своими словами. Записи следует вести четко, ясно.
 - б. Грамотно записывайте цитаты. Цитируя, учитывайте лаконичность, значимость мысли.

В тексте конспекта желательно приводить не только тезисные положения, но и их

доказательства. При оформлении конспекта необходимо стремиться к емкости каждого предложения. Мысли автора книги следует излагать кратко, заботясь о стиле и выразительности написанного. Число дополнительных элементов конспекта должно быть логически обоснованным, записи должны распределяться в определенной последовательности, отвечающей логической структуре произведения. Для уточнения и дополнения необходимо оставлять поля.

Овладение навыками конспектирования требует от студента целеустремленности, повседневной самостоятельной работы.

4.2. Методические рекомендации по подготовке к лабораторным занятиям

Для того чтобы лабораторные занятия приносили максимальную пользу, необходимо помнить, что упражнение и решение задач проводятся по вычитанному на лекциях материалу и связаны, как правило, с детальным разбором отдельных вопросов лекционного курса. Следует подчеркнуть, что только после усвоения лекционного материала с определенной точки зрения (а именно с той, с которой он излагается на лекциях) он будет закрепляться на лабораторных занятиях как в результате обсуждения и анализа лекционного материала, так и с помощью решения проблемных ситуаций, задач. При этих условиях студент не только хорошо усвоит материал, но и научится применять его на практике, а также получит дополнительный стимул (и это очень важно) для активной проработки лекции.

При самостоятельном решении задач нужно обосновывать каждый этап решения, исходя из теоретических положений курса. Если студент видит несколько путей решения проблемы (задачи), то нужно сравнить их и выбрать самый рациональный. Полезно до начала вычислений составить краткий план решения проблемы (задачи). Решение проблемных задач или примеров следует излагать подробно, вычисления располагать в строгом порядке, отделяя вспомогательные вычисления от основных. Решения при необходимости нужно сопровождать комментариями, схемами, чертежами и рисунками.

Следует помнить, что решение каждой учебной задачи должно доводиться до окончательного логического ответа, которого требует условие, и по возможности с выводом. Полученный ответ следует проверить способами, вытекающими из существа данной задачи. Полезно также (если возможно) решать несколькими способами и сравнить полученные результаты. Решение задач данного типа нужно продолжать до приобретения твердых навыков в их решении.

4.3. Методические рекомендации по самопроверке знаний

После изучения определенной темы по записям в конспекте и учебнику, а также решения достаточного количества соответствующих задач на практических занятиях и самостоятельно студенту рекомендуется провести самопроверку усвоенных знаний, ответив на контрольные вопросы по изученной теме.

В случае необходимости нужно еще раз внимательно разобраться в материале.

Иногда недостаточность усвоения того или иного вопроса выясняется только при изучении дальнейшего материала. В этом случае надо вернуться назад и повторить плохо усвоенный материал. Важный критерий усвоения теоретического материала – умение отвечать на вопросы для собеседования.

Контроль самостоятельной работы студентов Контроль самостоятельной работы проводится преподавателем. Предусмотрены следующие виды контроля: собеседование.

Подробные критерии оценивания компетенций приведены в Фонде оценочных средств для проведения текущей и промежуточной аттестации.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 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 м³ 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). $KЗЛ=1$ 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?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 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).

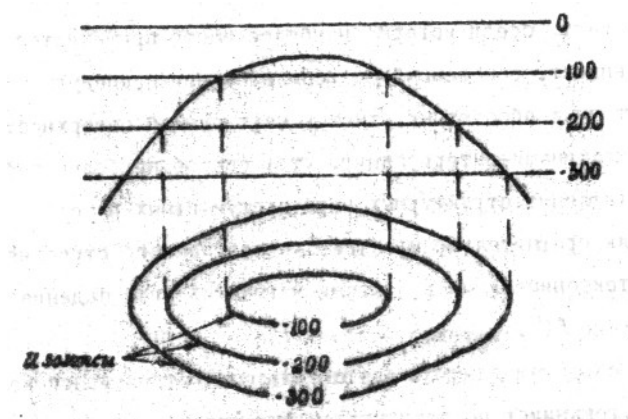


Рисунок 11.1 – Подземный рельеф картируемой поверхности

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° .

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).

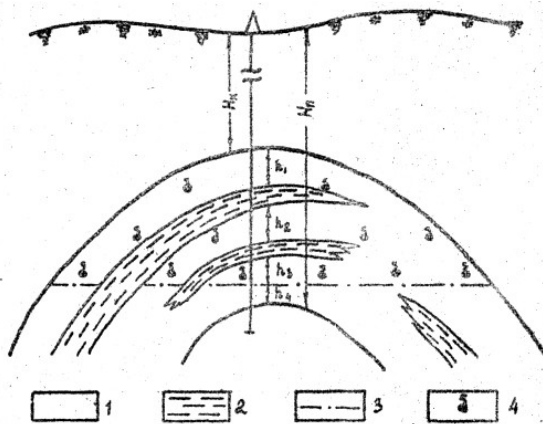


Рисунок 11.2 – Схема нефтяной залежи и виды толщины пласта:

1 – проницаемые прослой, 2 – непроницаемые прослой, 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:

$$h_e = h_1 + h_2 + h_3 + h_4 = \sum_{i=1}^4 h_i \quad (11.2)$$

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).

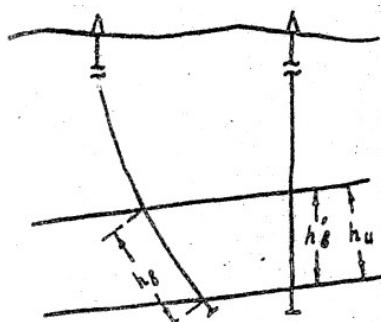


Рисунок 11.3 – Определение толщины пласта в скважине

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:

$$h_u = h_v (\sin \alpha \sin \beta \cos \gamma \pm \cos \alpha \cos \beta), \quad 11(11.3)$$

где h_u – истинная толщина пласта, м; h_v – видимая мощность пласта, замеренная по стволу скважины, м; α – угол падения пласта, градусы; β – угол искривления ствола скважины в интервале залегания пласта; градусы; γ – 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 (α) и угол косого сечения (γ) определяют по структурной карте (рисунок 11.4).

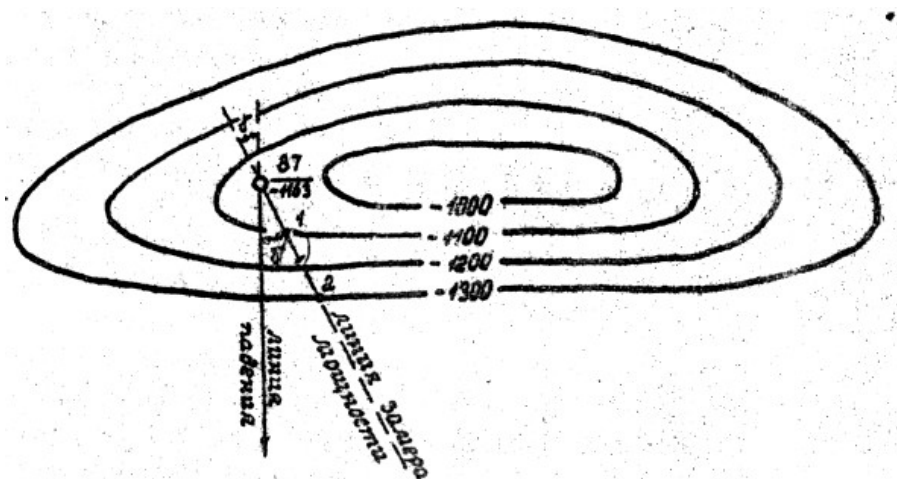


Рисунок 11.4 – Определение углов падения пласта и косого сечения по структурной карте

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 (ΔH). Угол падения пласта (α) 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;

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

В том случае, когда скважина искривляется по простиранию пород, т.е. ($\gamma=90$) расчетная формула принимает вид :

$$h_u = h_g (\cos a * \cos \beta). \quad (11.6)$$

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; ΔL – величина суммарного удлинения ствола скважины за счёт её искривления, м (рисунок 10.5).

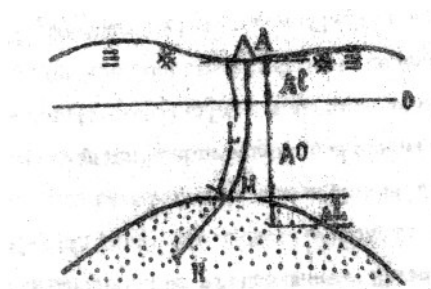


Рисунок 11.5 – Вертикальная проекция• искривлённого ствола скважины:

А – устье скважины; М – 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.

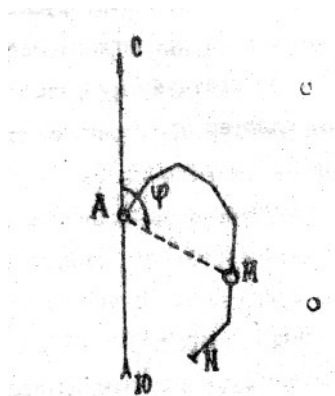


Рисунок 11.6 – Горизонтальная проекция искривлённого ствола скважины:

φ – результирующий азимут искривления; AM – 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° и более 120° .

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 (α) и угол косого сечения (γ) 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).

Таблица 11.1 – Исходные данные и результаты расчётов

Номер скв.	Видимая эффективная толщина h_v , м	Угол искривления ствола скважины β , град	Угол падения пласта α , градусы	Угол косоуго сечения γ , градусы	Знак в формуле ($\pm$) в соответствии с направлением искривления ствола скважины	Истинная эффективная толщина $h_{и}$, м	Абсолютная отметка подошвы продуктивного пласта $H_{п}$, м
1	h_{v1}	β_1	α_1	γ_1		$h_{и1}$	$H_{п1}$
2	h_{v2}	β_2	α_2	γ_2		$h_{и2}$	$H_{п2}$
3	h_{v3}	β_3	α_3	γ_3		$h_{и3}$	$H_{п3}$

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 простирание 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) насыщенности, 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).

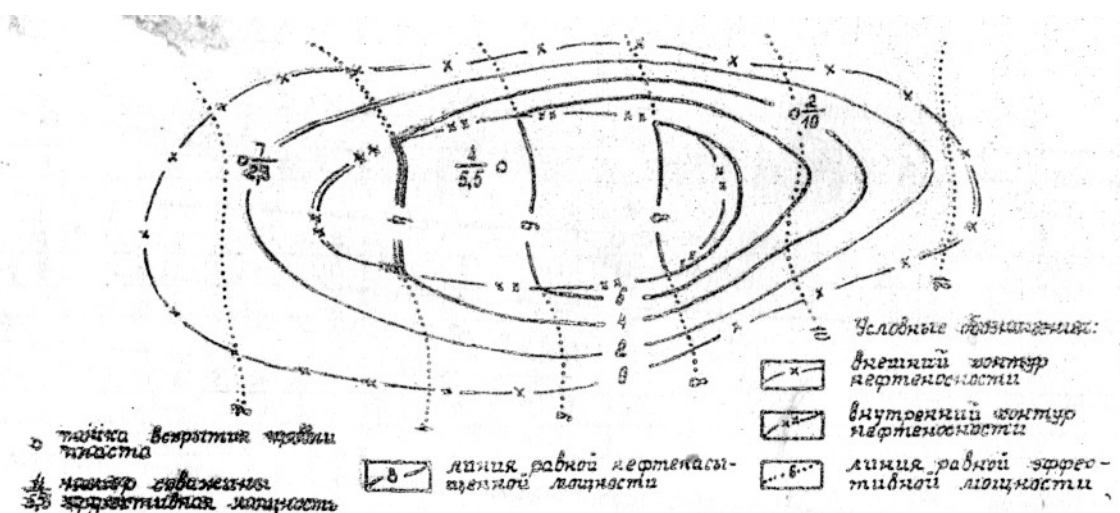


Рисунок 11.8 – Карта нефтенасыщенной толщины пласта D месторождения А

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?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 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.

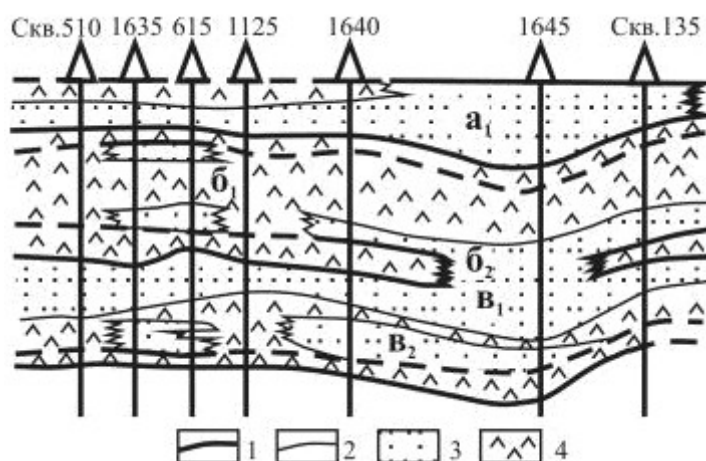


Рисунок 12.1 – Отображение макронеоднородности на фрагменте геологического разреза горизонта:

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

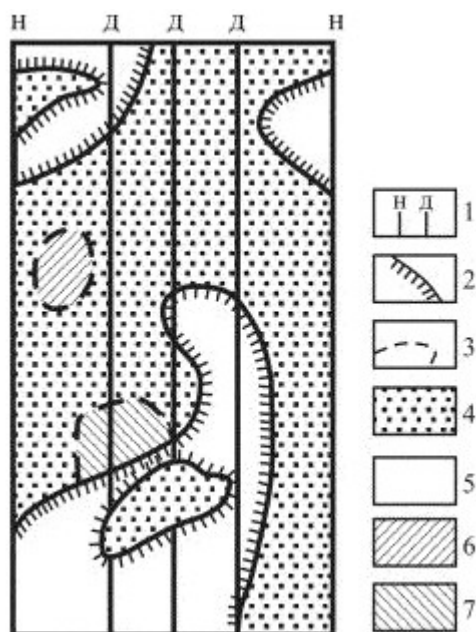


Рисунок 12.2 – Фрагмент карты распространения коллекторов одного из пластов горизонта:

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.

Существуют следующие количественные показатели, характеризующие макронеоднородность пласта по разрезу и по площади. Для характеристики макронеоднородности разреза используются:

1. **Коэффициент расчлененности**, показывающий среднее число прослоев коллекторов в пределах залежи:

$$K_p = \left(\sum_{i=1}^N n_i \right) / N \quad (12.1)$$

где n_i - число прослоев коллекторов в i -й скважине; N — число скважин.

2. **Коэффициент песчанистости**, показывающий долю объема коллектора (или толщины пласта) в общем объеме (толщине) залежи:

$$K_{пес} = \left[\sum_{i=1}^N (h_{эф} / h_{общ}) \right] i / N \quad (12.2)$$

где $h_{эф}$ - эффективная толщина пласта в скважине; N — число скважин.

Для характеристики макронеоднородности по **площади** применяются:

3. **Коэффициент литологической связности**, оценивающий степень слияния коллекторов двух пластов (прослоев):

$$K_{св} = F_{сл} / F_{зал}; \quad (12.3)$$

где $F_{сл}$ — площадь участков слияния; $F_{зал}$ - площадь залежи.

4. **Коэффициент распространения коллекторов** на площади залежи. Характеризует степень прерывистости коллекторов в пределах залежи:

$$K_{распр} = F_{кол} / F_{зал}; \quad (12.4)$$

где $F_{кол}$ — площадь участков слияния; $F_{зал}$ - площадь залежи.

5. **Коэффициент сложности границ** распространения коллекторов пласта.

Характеризует отношение длины границ участков распространения коллекторов к периметру залежи:

$$K_{\text{сложн}} = L_{\text{кол}}/L_{\text{зал}}; \quad (12.5)$$

где $L_{\text{кол}}$ – суммарная длина границ участков с распространением пород-коллекторов, $L_{\text{зал}}$ – длина внешнего контура нефтеносности или газоносности залежи.

Для характеристики макронеоднородности пласта по площади применяются статистические числовые характеристики. Так, например, используется дисперсия статистической совокупности с качественным признаком, с помощью которого оценивается пространственная выдержанность пластов:

$$\sigma^2 = \omega * (1 - \omega) = \frac{N_k}{N} * \left(1 - \frac{N_k}{N}\right) \quad (12.6)$$

где N_k – число скважин, вскрывающих коллектор; N — общее число пробуренных скважин.

Микронеоднородность продуктивных пластов выражается в изменчивости емкостно-фильтрационных свойств в границах присутствия коллекторов в пределах залежи углеводородов. Промысловой геологией изучается неоднородность по проницаемости, нефтенасыщенности и при необходимости по пористости. Для изучения микронеоднородности используют данные определения этих параметров по образцам пород и геофизическим данным.

Для оценки характера и степени микронеоднородности продуктивных пластов применяют два основных способа вероятностно-статистический, базирующийся на результатах изучения керна, и графический, использующий данные интерпретации геофизических исследований скважин.

Для количественной оценки микронеоднородности широко используются также числовые характеристики распределений случайных величин, такие как среднее квадратическое отклонение, коэффициент вариации, среднее абсолютное отклонение, вероятное отклонение, энтропия.

Графически микронеоднородность отображают в следующем виде:

1. Схема детальной корреляции;

2. Детальный геологический профильный разрез;
3. Карты эффективных толщин;
4. Карты пористости, проницаемости, нефте- и газонасыщенности;
5. Литолого-фациальные карты.

Обычно литолого-фациальные карты по продуктивным пластам или отдельным прослоям составляют при резкой неоднородности их коллекторских свойств. Целью составления таких карт являются выявление границ распространения различных зон внутри продуктивного пласта (прослоя):

- хорошо проницаемых, высокопористых коллекторов, представленных обычно песчаником;
- малопроницаемых, низкопористых коллекторов, представленных обычно алевролитами;
- непроницаемых и практически непродуктивных коллекторов, представленных обычно глинами и глинистыми алевролитами.

На рисунке 12.3 показано распределение проницаемости по толщине и по линии профиля. В границах залегания пород-коллекторов выделены пять интервалов зон с разной проницаемостью. Видно большое несоответствие зон с различной проницаемостью пластов в плане, что создает сложности для извлечения запасов из всех пластов горизонта при осуществляемой совместной их разработке одной серией скважин.

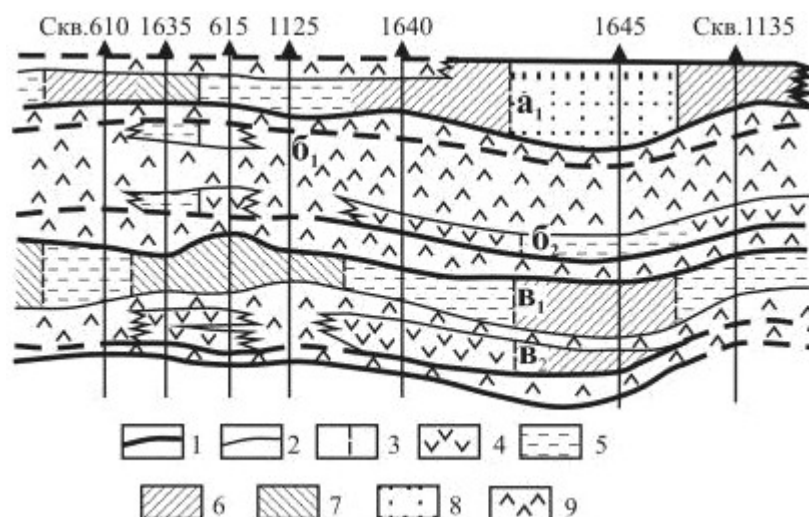


Рисунок 12.3 – Отображение макро- и микронеоднородности на геологическом разрезе-фрагменте геологического разреза горизонта:

кровля и подошва: 1- пласта; 2 – прослая, 3 – условные границы между частями пласта с различной проницаемостью; проницаемость, мкм² 4 – $< 0,01$; 5 -0,01-0,05; 6 – 0,05-0,1; 7 – 0,1-0,4; 8 - $> 0,4$; 9 – непроницаемые породы: а – з – индексы пластов

Изучение микронеоднородности позволяет:

- определять кондиционные пределы параметров продуктивных пород;
- прогнозировать при проектировании разработки характер и темп включения в работу различных частей залежи и соответственно процесс обводнения скважин и добываемой продукции из залежи в целом;
- оценивать охват пластов воздействием, выявлять участки, не вовлеченные в разработку, и обосновать мероприятия по улучшению использования недр.

Оборудование и материалы. Материалы и данные для построений

Техника безопасности не предусматривается

Задания

Построить:

1. Карту распространения пород-коллекторов пропластка *а*
2. Карту распространения пород-коллекторов пропластка *б*
3. Карту распространения пород-коллекторов пропластка *в*
4. Карту расчленённости пород пласта *А*
5. По трём картам выделить области отсутствия ПК, области

распространения *а*, *б*, *в*, области слияния *аб*, *бв*, *ав*.

6. Оценить коэффициент расчлененности, 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 простиранию?
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?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 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.

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

$$\tau = \frac{g}{\lambda} = g \cdot \xi; g = \tau \cdot \lambda, \quad (13.5)$$

где τ – геотермический градиент;

g – плотность теплового потока, мВт/м²;

λ – теплопроводность пород, Вт/м°C;

ξ – тепловое сопротивление.

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

$$t_n = t_{n_0} + g \sum_{i=1}^n \frac{h_i}{\lambda_i} = \sum_{i=1}^n g \cdot \frac{h_i}{\lambda_i}, \quad (13.6)$$

где t_n – определяемая пластовая температура, °C;

t_{n_0} – температура, замеренная на глубине H_0 , °C (из таблицы 13.2),

h_i – толщина слоя однородного литологического состава, м.

Пусть имеется литологическая колонка площади (рисунок 13.1). Расчет необходимо начать с определения геотермического градиента по формуле:

$$\tau = \frac{\Delta T}{\Delta H} \cdot 100 \text{ м}, \quad ^\circ\text{C}/100 \text{ м}, \quad (13.7)$$

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

ΔH – разность глубин от нейтрального слоя до глубины замера.

Затем из выражения (13.5) определяем величину плотности теплового потока, значения которой могут изменяться от 31 до 113 мВт/м².

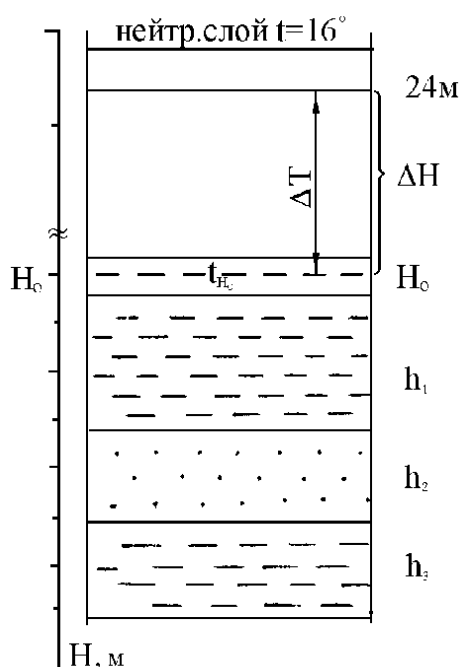


Рисунок 13.1 – Схематический литологический разрез

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

$$\Delta t = g \cdot \frac{h_1}{\lambda_1}, \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (13.8)$$

где h_1 – мощность пачки, м,

λ_1 – теплопроводность глинистых пород. Вт/м°C.

Плотность теплового потока (g) для пород Предкавказья принята равной 50 мВт/м².

Тогда температура в подошве h_1 будет равна:

$$t_1 = t_{n_0} + \Delta t = t_{n_0} + g \cdot \frac{h_1}{\lambda_1}, ^\circ\text{C}. \quad (13.9)$$

Аналогично вычисляем значения температур в подошве всех литологических пачек разреза.

Значение теплопроводности пород (λ) для районов Предкавказья приведены в таблице 13.1, сведения о разрезе, вскрытом структурной скважиной, в таблице 13.2 (в 20 вариантах), литологическая характеристика вскрытых стратиграфических подразделений в таблице 13.3.

Таблица 13.1 – Значение теплопроводности пород (λ) для районов
Предкавказья

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

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.

Таблица 13.2 – Литологическая характеристика стратиграфических подразделений

Стратиграфическое подразделение	Индекс	Литологический состав	Коэффициент "К" уравнений связи между соседними мощностями, $N^{i+1}=N^i \cdot K$	Коэффициент аномальности, K^a
четвертичная система	Q	глины, суглинки	-	1,00
апшеронский ярус	N_2^3 ap	глины, суглинки	5,00	1,00
акчагальский ярус	N_2^3 ak	глины, суглинки	0,20	1,00
нижне-, среднеплиоценовый подотдел	N_2^{1-2}	глины, суглинки	1,90	1,30
мэотический ярус	N_1^3 m	глины, суглинки	0,35	1,40
сарматский ярус	N_1^3 sr	глины, суглинки	2,00	1,50
караганский горизонт	N_1^2 kr	глины, песчаники; мощность песчаников до 20м	1,10	1,50
чокракский горизонт	N_1^2 c	верхняя часть-песчаники (40-50м) с прослоями глин, внизу - глины	1,35	1,60
майкопская серия	$(P^3+N^1)m$	глины	3,20	1,90
фораминиферовая серия	P^{1-2}	мергели	0,09	1,90
верхнемеловой отдел	K^2	известняки	2,80	1,95
альбский и аптский ярусы	K^1al+a	глины и песчаники с прослоями глин	2,10	2,00
неокомский надъярус	K^1nc	известняки	0,61	2,10
верхнеюрский отдел	J^3	верхняя часть разреза гипсы и ангидриты, остальная часть – доломиты	1,15	2,20

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.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 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:

$$\Gamma = \frac{t_2 - t_1}{h_2 - h_1}, \quad (14.1)$$

где Γ – геотермический градиент, $^{\circ}\text{C}/\text{м}$;

t_2, t_1 – температуры на глубинах соответственно h_2, h_1 .

В нефтепромысловой практике геотермический градиент принято относить к интервалам глубин в 100 и 1000 м.

Геотермическая ступень – это расстояние в метрах, при углублении на которое температура повышается на 1°C , определяется по формуле 14.2:

$$G = \frac{h_2 - h_1}{t_2 - t_1}, \quad (14.2)$$

где G – геотермическая ступень, $\text{м}/^{\circ}\text{C}$.

Геотермический градиент и ступень связаны соотношением 14.3:

$$G = \frac{1}{\Gamma}, \quad (14.3)$$

Геотермические разрезы и карты. Наиболее распространенным методом графической обработки геотермических материалов является график изменения температуры с глубиной. Обычно этот график совмещается с графиком изменения геотермической ступени (градиента). Вначале строят геологический разрез скважины, а затем с правой стороны от него по оси ординат откладывают глубину, а по оси абсцисс — температуру. Значения геотермической ступени для каждого стратиграфического комплекса или выделенных интервалов разреза наносят тоже на график.

Геотермические профильные разрезы оказывают большую помощь при изучении отдельных месторождений и нефтегазоносных бассейнов. При выборе направления профиля считается наилучшим то сечение, где располагается наибольшее количество скважин, по которым произведены геотермические

исследования. Профили могут быть поперечными (вкрест простирания или по падению пород) и продольными (по простиранию пород).

Геотермические профили составляют для выявления закономерностей распространения естественных геотермических зон, для определения геологического строения исследуемого региона по данным геотермии. Эти профили используют также при составлении геотермических карт.

Геотермические карты дают четкое представление о распределении температуры на значительной площади нефтегазовых месторождений. Геотермические карты строят только в том случае, если имеется достаточно большое количество геотермических исследований по скважинам, равномерно расположенным в различных частях региона.

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?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 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.

Техника безопасности не предусматривается

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 ?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 16

РАЗМЕЩЕНИЕ ПОИСКОВЫХ СКВАЖИН НА ЛОВУШКАХ РАЗЛИЧНОГО MORFOГЕНЕТИЧЕСКОГО 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 высокое. Если в районе ведения поисковых работ наблюдается смещение сводов структуры по разновозрастным отложениям, то направление смещения необходимо учитывать при обосновании местоположения поисковых скважин

Для антиклинальных и брахиантиклинальных структурных ловушек рекомендуется система "крест поисковых скважин". Первая скважина бурится в своде, две – на крыльях и еще две – на периклиналях структуры. Все скважины закладываются в различных гипсометрических условиях. При этом крыльевые скважины располагаются в непосредственной близости от предполагаемого контура залежи (рис. 16.1).

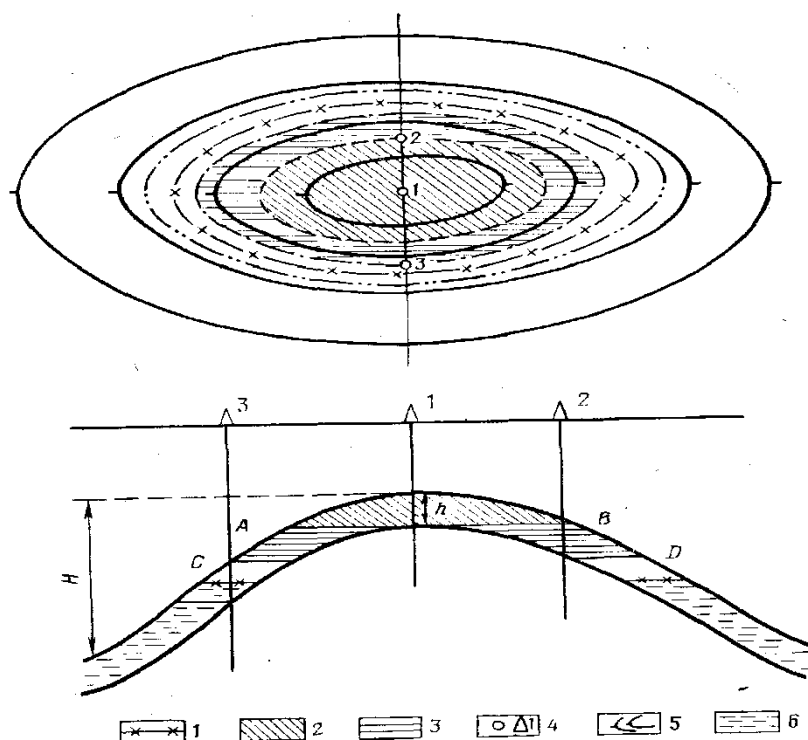


Рис. 16.1 - Схема размещения скважин вкrest простира́ния брахианткли́нальной складки: 1 - ВНК; 2 — блок залежи, вскры́тый первой скважи́ной; 3 — блок залежи, вскры́тый второй скважи́ной; 4 — скважи́ны; 5 — изогипсы кровли продуктивных отложений; 6 — пластовые воды

Висячие залежи. При поисках висячих залежей необходимо иметь общее представление об изменении гидростатических напоров в пределах ловушки.

Поисковые скважины следует располагать на тех крыльях и периклиналях структуры, где наблюдаются наименьшие значения гидростатических напоров.

Тектонически нарушенные структуры. При обосновании местоположения поисковой скважин на тектонически нарушенных структурах рекомендуется учитывать тип тектонического нарушения. В том случае, если поднятие осложнено сбросом, поисковые скважины закладываются в повышенных частях

приподнятого и опущенного блоков. Последующие скважины закладывают в блоках структуры по отмеченной выше системе поперечного профиля (рис. 15.2).

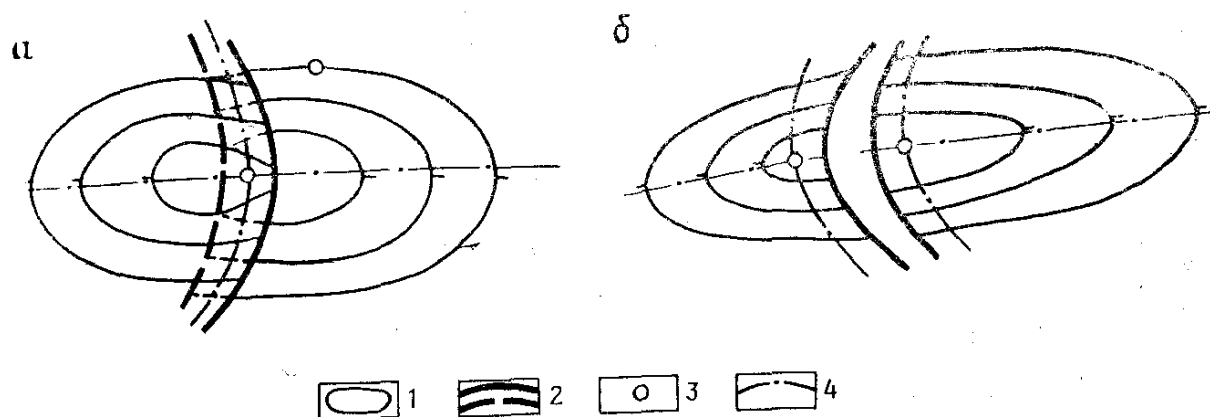


Рис. 16.2 -. Схема размещения поисковых скважин на тектонически нарушенных структурах (по А. М. Карапетову):

а - взброс; б — сброс.

1- изогипсы кровли перспективного горизонта; 2 — линии тектонических нарушений; 3 — поисковые скважины; 4 — опорные линии

Если поднятие осложнено взбросом, то первую поисковую скважину закладывают в зоне тектонического нарушения, чтобы можно было сразу же получить результат по поднятому и опущенному блокам. Последующие скважины рекомендуются заложением также по системе поперечного профиля. В случае сильно нарушенных объектов в каждом блоке закладывается минимум по одной поисковой скважине. Структуры, осложненные надвигами, разбуриваются до достижения поднадвиговой автохтонной части.

Залежи, связанные с соляными куполами. При поисках залежей в соляных куполах, первую поисковую скважину закладывают над соляным куполом (до достижения соли) для выявления возможных залежей в структурах облекания. Для выявления приконтактных залежей необходимо использовать радиальную

систему профилей. При этом первые поисковые скважины располагаются примерно на расстоянии 300 м вниз по падению пласта от места резкого перегиба пластов (контакта продуктивного пласта и соляного купола). Последующие скважины бурятся путем наращивания радиальных профилей вниз по падению пласта коротким шагом. Рекомендуется также бурение наклонно направленных скважин параллельно поверхности соли для выявления нижележащих залежей приконтактного типа.

Малоамплитудные антиклинальные ловушки. Малоамплитудные антиклинальные ловушки часто бывают многокупольными, имеют расплывчатые очертания и большие размеры. Опоискование таких объектов проводят с использованием метода критического направления. Первую поисковую скважину бурят на наиболее приподнятом куполе, а вторую – в зоне менее выраженного замыкания ловушки или в зоне полного заполнения всех куполов, т.е. в контуре изолинии, ограничивающей все купола или между ними.

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?

Критерии оценивания компетенций

Оценка «отлично» выставляется студенту, если он правильно выполнил 88-100 % тестовых заданий

Оценка «хорошо» выставляется студенту, если он правильно выполнил 72-87 % тестовых заданий

Оценка «удовлетворительно» выставляется студенту, если он правильно выполнил 53-71 % тестовых заданий

Оценка «неудовлетворительно» выставляется студенту, если он правильно выполнил менее 53 % тестовых заданий

Список источников для выполнения СРС

Перечень основной литературы

1. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа : учебник / А. А. Бакиров [и др.] ; под ред. А. А. Бакирова. - Изд. 3-е, перераб. и доп. - М. : Высшая школа, 1987. - 384 с. : ил. - Библиогр.: с. 382 (29 назв.).
2. Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Габриэлянц Г.А., Керимов В.Ю., Мстиславская Л.П. Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа / Под ред. Э.А. Бакирова и В.Ю. Керимова: Учебник для вузов. В 2-х кн. – 4-е изд., перераб. И доп. – Кн. 1: Теоретические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2012. – 412 с.: ил.
3. Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Габриэлянц Г.А., Керимов В.Ю., Мстиславская Л.П. Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа / Под ред. Э.А. Бакирова и В.Ю. Керимова: Учебник для вузов. В 2-х кн. – 4-е изд., перераб. И доп. – Кн. 2: Методика поисков и разведка скоплений нефти и газа. - [4-е изд., перераб и доп.]. - М. : Недра, 2012. - 416 с. : ил.

Перечень учебно-методического обеспечения самостоятельной работы обучающихся по дисциплине

1. Электронная версия методического обеспечения по выполнению лабораторных работ по данной дисциплине
2. Электронная версия методического обеспечения по выполнению практических работ по данной дисциплине
3. Электронная версия методического обеспечения по выполнению самостоятельной работы по данной дисциплине
4. Электронный курс лекций по дисциплине «Теоретические основы поиска и разведки нефти и газа»

Перечень ресурсов информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», необходимых для освоения дисциплины

1. <http://catalog.ncfu.ru> - электронные каталоги Ассоциации электронных библиотек учебных заведений и организаций СКФО.
2. <http://www.biblioclub.ru> - электронно-библиотечная система «Университетская библиотека онлайн».
3. <http://www.iprbookshop.ru/> - ЭБС «IPRbooks».