

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет»
Институт нефти и газа им. М. С. Гуцериева
Кафедра разработки и эксплуатации нефти и газа

Учебно-методическое пособие к лабораторным занятиям по дисциплине
«Геология нефти и газа»



Ижевск
2025

УДК 553.98(075.8)
ББК 26.348.431я73
У912

Рекомендовано к изданию Учебно-методическим советом УдГУ

Рецензент: канд. геолого-минералогических наук ФГБОУ ВО «Уральский государственный горный университет» С. А. Липаев.

Составители: Иванов Г. С., Красноперова С. А.

У912 Учебно-методическое пособие к лабораторным занятиям по дисциплине «Геология нефти и газа» / сост.: Г. С. Иванов, С. А. Красноперова. – Ижевск : Удмуртский университет, 2025. – 3,3 Мб. – Текст : электронный.

Учебно-методическое пособие к лабораторным занятиям по дисциплине «Геология нефти и газа» разработано для выполнения студентами лабораторных работ по данной дисциплине. В тексте кратко изложены теоретические основы основных геологических структур.

Данное пособие предназначено для студентов очной формы обучения по специальности 21.05.02 Прикладная геология и направления подготовки бакалавриата 21.03.01 Нефтегазовое дело.

Минимальные системные требования:

Celeron 1600 Mhz; 128 Мб RAM; Windows XP/7/8 и выше, 8x DVD-ROM
разрешение экрана 1024×768 или выше; программа для просмотра pdf.

© Иванов Г. С., Красноперова С. А., сост., 2025
© ФГБОУ ВО «Удмуртский
государственный университет», 2025

**Учебно-методическое пособие к лабораторным занятиям по дисциплине
«Геология нефти и газа»**

Подписано к использованию 29.12.2025
Объем электронного издания 3,3 Мб
Издательский центр «Удмуртский университет»
426034, г. Ижевск, ул. Ломоносова, д. 4Б, каб. 021
Тел. : +7(3412)916-364 E-mail: editorial@udsu.ru

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
Лабораторная работа № 1 ИЗУЧЕНИЕ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ И ФЛЮИДОУПОРОВ	5
Лабораторная работа № 2 КЛАССИФИКАЦИЯ И ТИПЫ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ	8
Лабораторная работа № 3 ПОСТРОЕНИЕ СТРУКТУРНЫХ КАРТ МЕТОДОМ ТРЕУГОЛЬНИКОВ ...	12
Лабораторная работа № 4 ПОСТРОЕНИЕ ВСЕХ ВИДОВ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ЛОВУШКАХ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ	18
Лабораторная работа № 5 ПОСТРОЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ПРОФИЛЯ ПО ДАННЫМ БУРЕНИЯ СКВАЖИН	35
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	41
ПРИЛОЖЕНИЕ	42

ВВЕДЕНИЕ

Учебно-методическое пособие «Геология нефти и газа» разработано в соответствии с ФГОС ВО для студентов очной формы обучения по специальности 21.05.02 Прикладная геология и направления подготовки бакалавриата 21.03.01 Нефтегазовое дело. Оно включает описание теоретического материала и лабораторных занятий по данной дисциплине.

При проведении лабораторных работ у студента формируются следующие общепрофессиональные компетенции

Целью изучения дисциплины являются ознакомление студента с основами знаний по «Геологии нефти и газа», ее месте и связи в системе геологических, нефтепромысловых и других смежных наук, развитие геологического и инженерного мышления, навыков использования полученных в процессе обучения знаний при дальнейшем изучении других геологических и нефтепромысловых дисциплин и в практической деятельности.

Задачи пособия:

- Изучение пород-коллекторов нефти и газа, видов пустотного пространства, литологических типов пород, в которых могут сформироваться породы-коллекторы, пористость и проницаемость, как основные характеристики пустотного пространства пород;
- Приобретение навыков в построении карт залежей нефти и газа, изопахит (равных значений толщин), нефтенасыщенных толщин, пористости и гидропроводности;
- Обучение навыкам графического отображения залежей с помощью карт структурных, изопахит, нефтенасыщенных толщин и профильных разрезов по скважинам.

В рамках данного учебно-методического пособия рассматриваются теоретические основы картирования нефтегазовых структур. Важное внимание уделяется приобретению умений и навыков обучающимися в построении структурных карт залежей нефти и газа, а также геологических профилей по данным бурения, получившим наибольшее распространение в геологической практике при поисках, разведке и разработке месторождений нефти и газа.

Лабораторная работа № 1

ИЗУЧЕНИЕ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ И ФЛЮИДОУПОРОВ

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

Теоретическая часть.

Флюидоупоры различаются по характеру распространения (протяженности), по мощности, литологическим особенностям, степени нарушенности сплошности, минеральному составу и т.д. Этими же факторами определяются их экранирующие свойства. Наиболее надежные флюидоупоры – глинистые толщи и эвапориты (соль, гипс, ангидрит). Трециноватость, присутствие прослоев песчаников, алевролитов ухудшают качество и надежность покрышек.

По выдержанности флюидоупоров в пределах нефтегазоносных провинций и областей, зон нефтегазонакопления и местоскоплений нефти и газа Э.А. Бакиров выделил региональные, субрегиональные, зональные и локальные флюидоупоры.

1. Региональные флюидоупоры распространены на всей территории провинции или на значительной ее части.

2. Субрегиональные флюидоупоры распространены в пределах крупных тектонических элементов I порядка, к которым приурочены нефтегазоносные области.

3. Зональные – распространение ограничивается зоной нефтегазонакопления или частью нефтегазоносной области, приуроченными к структурным элементам II порядка (валообразным поднятиям или к тектоническим блокам, объединяющим несколько локальных структур).

4. Локальные флюидоупоры распространены в пределах одного или нескольких близко расположенных местоскоплений и не выходят за пределы зоны нефтегазонакопления.

Основным объективным показателем флюидоупора является низкая проницаемость. Нижний предел проницаемости коллекторов равен $10^{15} - 10^{16} \text{ м}^2$. В зависимости от проницаемости по газу А. А. Ханин разделил глинистые породы на пять групп, от весьма низкой, меньше 10^{-17} м^2 , до высокой, больше 10^{21} м^2 (табл. 1).

Таблица 1

Группы глинистых пород по экранирующим свойствам (по А. А. Ханину, 1969)

Группа флюидоупоров	Максимальный диаметр пор, мкм	Экранирующая способность	Абсолютная проницаемость по газу, м ²	Давление прорыва газа, МПа
A	$\leq 0,01$	Весьма высокая	$\leq 10^{-21}$	≥ 12
B	0,05	Высокая	10^{-20}	8
C	0,3	Средняя	10^{-19}	5,5
D	2	Пониженная	10^{-18}	3,3
E	>10	Низкая	$> 10^{-17}$	$< 0,5$

Оборудование и материалы. Коллекция пород-коллекторов и флюидоупоров, набор луп, чертежные принадлежности.

Техника безопасности не предусматривается.

Задания:

- Выбрать из коллекции пород по два образца пород-коллекторов порового, кавернового, трещинного, биопустотного и смешанного типов, а также два образца пород-флюидоупоров.
- Описать макроскопические параметры каждого образца по следующей схеме: название породы, цвет, структура, текстура, происхождение породы, вид пустотного пространства.
- По результатам наблюдений составить табл. 2:

Таблица 2

Результаты наблюдений

№ п/п	Название породы	Цвет	Структура	Текстура	Происхождение	Тип коллектора	Флюидоупор

Содержание отчета

В отчете следует отразить цель работы, привести краткое теоретическое обоснование, характеристики типов коллекторов, описать образцы пород из коллекции и представить результаты в виде таблицы 3.

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

Контрольные вопросы

1. Назовите традиционные и нетрадиционные коллектора.
2. Какие горные породы называются флюидоупорами?
3. Какие типы флюидоупоров выделил Э. А. Бакиров, основываясь на принципе выдержанности флюидоупоров в пределах нефтегазоносных провинций и областей, зон нефтегазонакопления и местоскоплений нефти и газа?
4. На какие группы А. А. Ханин разделил покрышки?

Лабораторная работа № 2

КЛАССИФИКАЦИЯ И ТИПЫ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

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

Приводится принятая в нефтепромысловой геологии классификация природных резервуаров и ловушек, а также описание различных типов резервуаров и ловушек.

Теоретическая часть. Природные резервуары.

Наиболее удачное определение природного резервуара дали отечественные геологи И. О. Брод и Н. А. Еременко: «Природный резервуар – это естественное местилище нефти и газа, внутри которого возможна циркуляция флюидов». Форма (морфология) природного резервуара определяется соотношением в разрезе и по площади пород-коллекторов с вмещающими их слабопроницаемыми породами.

Исходя из этого И. О. Брод и Н. А. Еременко (1968 г.) предлагают различать три типа природных резервуаров: пластовые, массивные и литологически ограниченные.

Пластовый резервуар представляет собой совокупность проницаемых пород-коллекторов, ограниченных у кровли и подошвы непроницаемыми породами (рис. 1). Как правило, пластовые резервуары представлены терригенными породами и хорошо выдержаны как литологически, так и по толщине на значительных территориях нефтегазоносных областей или частей провинций.

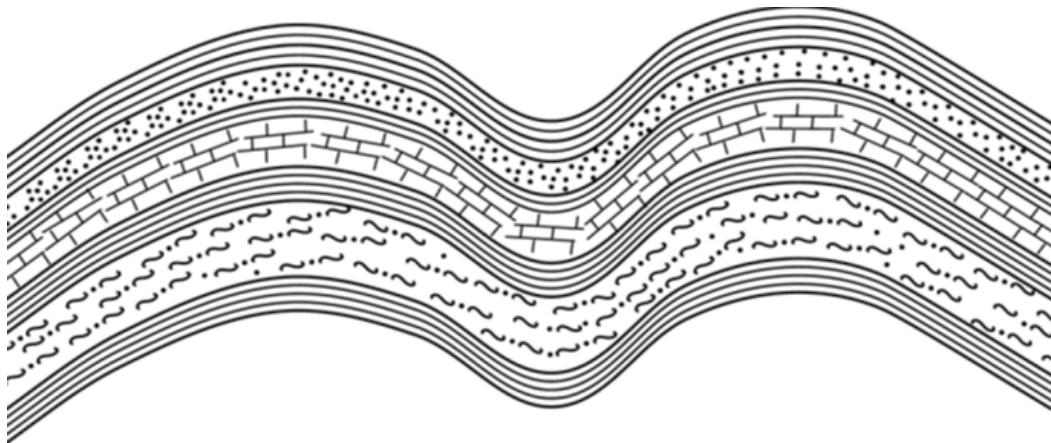


Рис. 1. Пластовый природный резервуар

Массивный резервуар представляет собой совокупность проницаемых литологически однородных или неоднородных пород-коллекторов, ограниченных в отличие от пластовых резервуаров непроницаемыми породами только у кровли или у размытой поверхности отложений, слагающих эрозионные выступы.

Различают однородно массивные и неоднородно массивные природные резервуары (рис. 2а, 2б). В большинстве случаев однородно-массивные резервуары встречаются в карбонатных отложениях (известняках и доломитах). Неоднородно массивные резервуары в основном сложены чередующимися проницаемыми карбонатными и терригенными породами.

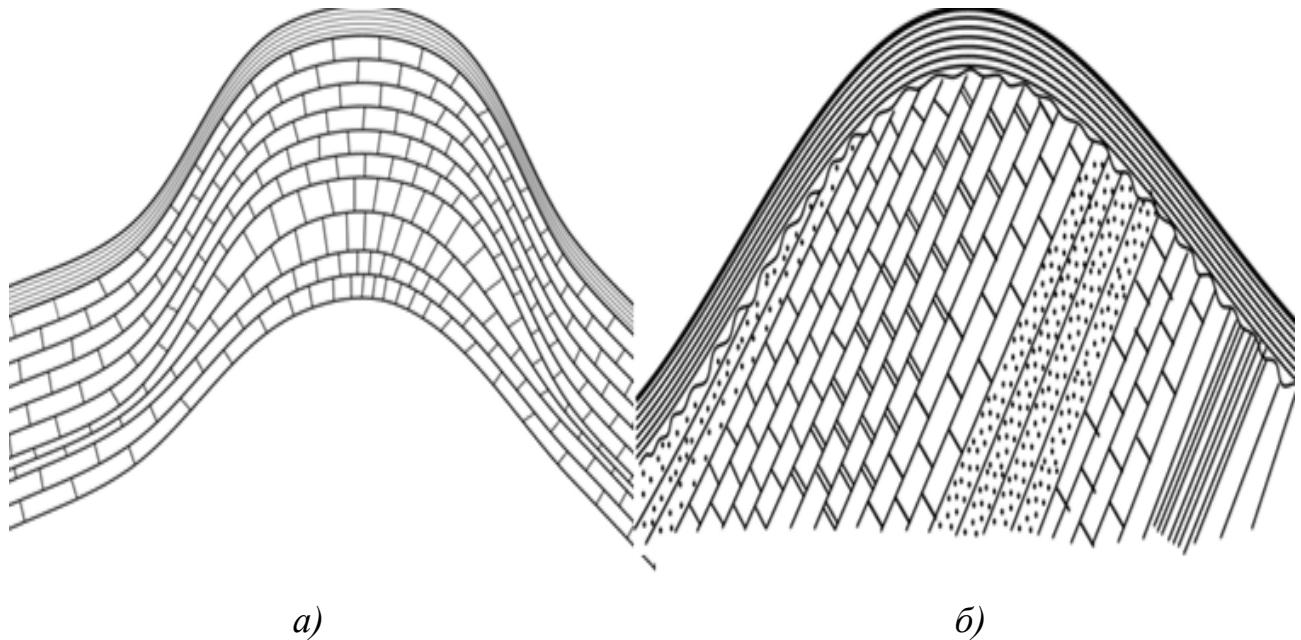


Рис. 2. Массивные природные резервуары:
а) однородно массивный, б) неоднородно массивный

К литологически ограниченным резервуарам относят в основном проницаемые породы-коллекторы, окруженные со всех сторон слабопроницаемыми породами – линзовидные тела (рис. 3). Кроме того, к этому типу относятся резервуары, образующиеся в результате появления локальной трещиноватости или кавернозности вследствие выщелачивания пород подземными водами, а также резервуары, возникшие вследствие ухудшения коллекторских свойств пласта (пористости и проницаемости) в связи с местной литологической изменчивостью. К этому же типу следует относить резервуары, приуроченные к рифовым телам, сложенным органогенными кавернозными мшанковыми известняками.

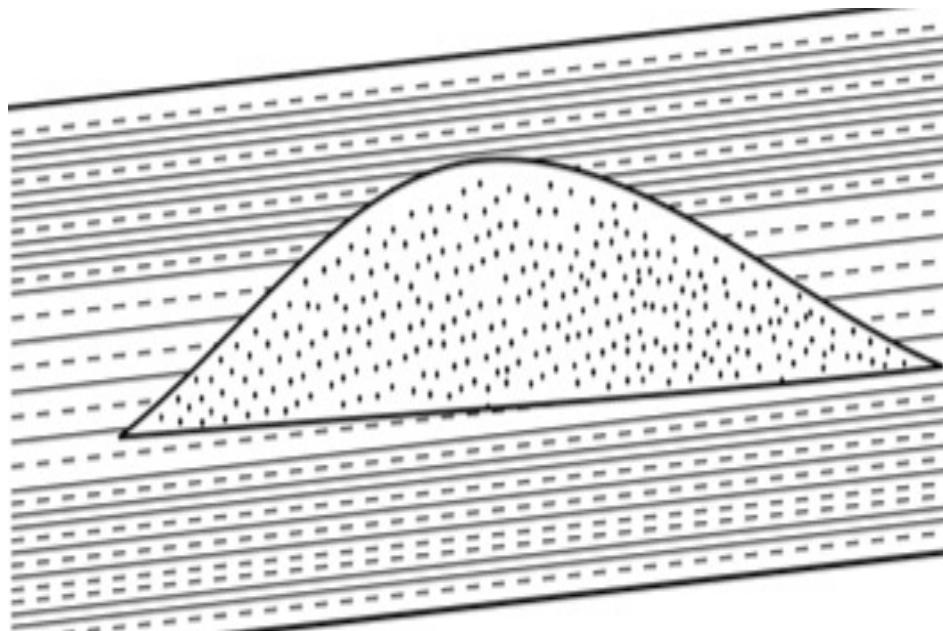


Рис. 3. Литологически ограниченный природный резервуар

Из изложенного видно, что в классификации природных резервуаров нефти и газа И. О. Брова и Н. Л. Еременко учитывается в основном морфология резервуара и в меньшей степени условия их образования, т. е. генетический признак.

Оборудование и материалы. Набор планшетов структурных карт и геологических разрезов нефтяных и газовых месторождений, чертежные принадлежности. Техника безопасности не предусмотрена.

Задания

1. Изучить типы природных резервуаров.
2. Схематично изобразить структурные карты и профильные геологические разрезы месторождений.
3. Используя структурные карты и геологические разрезы определить типы природных резервуаров согласно классификации И. О. Брова и Н. А. Еременко.

Содержание отчета. В отчете следует отразить цель работы, привести краткое теоретическое обоснование, классификацию природных резервуаров и ловушек, скопировать структурную карту и профильный геологический разрез месторождения УВ, и, используя классификацию И. О. Брова и Н. А. Еременко, сделать заключение о типе резервуаров и ловушек месторождения. При защите работы студент должен представить отчет и ответить на вопросы, предложенные преподавателем.

Контрольные вопросы

1. Какие существуют классификации природных резервуаров?
 2. Что такое пластовый резервуар?
 3. Охарактеризуйте массивный резервуар
 4. В чем сходство и различия пластового и массивного резервуаров?
 5. Назовите характерные особенности природного резервуара массивного типа.
 6. Дайте понятие литологически ограниченного природного резервуара.
 7. В каких случаях понятия «резервуар» и «ловушка» пространственно совпадают?
 8. Назовите характерные особенности основных типов природных резервуаров.
- .

Лабораторная работа № 3

ПОСТРОЕНИЕ СТРУКТУРНЫХ КАРТ МЕТОДОМ ТРЕУГОЛЬНИКОВ

Цель работы: изучение методики построения структурных карт методом треугольников.

Теоретическая часть. Структурная карта представляет собой изображение какой-либо геологической поверхности в плане в изогипсах (линиях равных абсолютных отметок). Она дает представление о строении недр и возможность правильно и целенаправленно планировать проведение поисковых и разведочных работ, определять контуры открытых скоплений, нефти и газа, оценивать их запасы и проектировать разработку месторождений.

Структурные карты строятся по данным бурения, и (или) геофизических исследований. В зависимости от качества и количества исходных данных, а также геологического строения района чаще всего пользуются следующими методами построения структурных карт инвариант, способом треугольников, схождения и профилей. При применении любого из методов сначала необходимо определить масштаб будущей карты и величину сечения изолиний.

В геологической практике масштаб структурной карты обычно обусловлен геологическими задачами и обоснованностью фактическим материалом. Наиболее распространенные масштабы: 1:5000, 1:10000, 1:25000, 1:50000 и 1:100 000. Затем на тopoоснову наносят расположение скважин.

Существуют различные подходы к выбору сечения стратоизогипс, но, в общем, необходимо, чтобы в зонах самого большого сгущения изогипс просвет между ними был бы не менее 2 мм, иначе они сольются. В тех случаях, когда стратоизогипсы оказываются слишком редкими, между ним на отдельных участках можно проводить дополнительные, с половинным сечением. Как правило, для построения учебных структурных карт бывает достаточно 10 стратоизогипс. Тогда для определения их сечения необходимо вычислить разность между максимальной и минимальной абсолютными отметками структуры (с учетом знаков), полученное число разделить на 10 и округлить. Обычно сечение изогипс округляется до 5, 10, 25, 20, 100 и т. д. Затем следует, проанализировав фактический материал, установить примерную форму структуры, наметить ее ось, линии максимальных и минимальных отметок. Для простейших оценок руководствуются обычно следующими признаками: если в центральной части площади абсолютные отметки геологической опорной поверхности больше, чем на ее периферии – перед нами антиклиналь; если

в центральной части площади абсолютные отметки меньше – синклиналь; если значения абсолютных отметок имеют тенденцию уменьшаться в каком-либо направлении – перед нами моноклиналь.

Построение структурных карт методом треугольников

Метод треугольников – один из наиболее распространенных способов построения структурных карт в геологической практике. Чаще всего он применяется, если территория разбурена равномерной сетью скважин, а картируемые структурные формы предполагаются изометричными или брахиморфными. Этот метод заключается в том, что структурная форма представляется в виде системы плоскостей, каждая из которых строится по трем точкам. При применении метода треугольников после нанесения скважин, определения сечения стратоизогипс и общего анализа структуры приступают собственно к построению структурной карты.

Работа проводится в следующей последовательности:

1. Разбивка на треугольники. Для этого соединяют между собой точки расположения смежных скважин, в результате чего получается система треугольников. При этом можно соединять только те скважины, между которыми поверхность залегает моноклинально.

2. Стороны треугольников не должны пересекаться друг с другом и не должны пересекать ось структуры, а треугольники должны быть как можно более равносторонними. Вдоль каждой стороны треугольника предполагается равномерное изменение абсолютной отметки пласта.

3. Линейная интерполяция – пропорциональное деление расстояния между скважинами согласно выбранному сечению стратоизогипс. Для этого нужно найти те места на отрезках между скважинами, где должны проходить изогипсы (при выбранном сечении).

4. Полученные на сторонах треугольников значения изогипс для удобства построения карты надписываются, и одноименные значения соединяются плавными линиями, начиная от максимальных или минимальных значений стратоизогипс.

5. Значения приведенных глубин изогипс подписываются в их «разрыве», причем основание цифр должно быть направлено вниз по наклону структурной формы. При одинаковой крутизне геологической поверхности (одинаковом угле падения) изогипсы пройдут на одинаковом расстоянии друг от друга. При уменьшении угла падения расстояния между изогипсами увеличиваются (они как бы расходятся), а при увеличении – уменьшаются (наблюдается их сгущение) точно так же, как это происходит с заложением пласта или горизонтальными рельефами.

Карта мощностей (карта изопахит) – графическое изображение в определенном масштабе распределения по площади значений мощности (параметр карты) отложений определенного возрастного интервала или конкретного геологического тела (свиты, пласта, покрова и др.).

Методика построения карт толщин аналогична методике построения структурных карт способом треугольников. Вначале составляют план расположения скважин. Под номером скважины указывают значение толщины пласта, определяемое в результате расчленения разреза скважин на пласты. Точки с одинаковыми значениями толщин соединяют плавными линиями, называемыми изопахитами.

Карты мощностей могут быть двух типов: карты палеомощностей (показываются лишь изопахиты в областях накопления осадков на конец изучаемого возрастного интервала; при этом мощности отложений экстраполируют в зоны, где эти отложения полностью или частично уничтожены последующими геологическими процессами) и карты мощностей отложений, реально существующих на сегодняшний день (кроме изопахит на них отображаются зоны полной или частичной денудации изучаемых отложений, искажения мощностей в зонах надвиговых и сдвиговых нарушений, изменения мощностей в результате уплотнения пород и т.д.). Карты первого типа (палеомощностей) позволяют судить о характере колебательных движений за изучаемый период времени в областях накопления осадков и об объеме отложений, возможно генерирующих УВ. Карты второго типа позволяют судить о формах и масштабах ловушек УВ.

Карты изопахит дают наглядное представление о распределении мощностей продуктивного горизонта. Они показывают площадное распределение мощностей, которое закономерно или локально возрастает или уменьшается.

Характерной особенностью является то, что в пределах внутреннего контура нефтеносности значения эффективной и эффективной нефтенасыщенной мощности, как и изолинии, совпадают.

Оборудование и материалы. Данные для построения карт, чертежные инструменты, либо программа Компас. Техника безопасности не предусматривается.

Задание 1

Построить структурную карту, данные для построения карты представлены в приложении 1. Масштаб: 1:10000.

Задание 2

- построить структурную карту по кровле пласта;
- построить структурную карту по подошве пласта;
- построить карту эффективных нефтенасыщенных толщин;
- построить карту открытой пористости;
- построить карту нефтенасыщенности.

Для выполнения задания студенту выдается исходная информация (табл.2, расположение скважин представлены на рис. 4.

Таблица 2

Исходные данные к работе

№п/п	Интервал пласта Кровля-подошва (м)	Коэффициент пористости	Коэффициент нефтенасыщенности
102	2960,0-2969,8	0,17	0,68
106	2748,0-2757,0	0,172	0,651
109	2868,4-2879,8	0,193	0,822
112	2785,2-2794,0	0,19	0,651
134	2833,0-2842,4	0,192	0,735
137	2773,2-2780,0	0,167	0,736
162	2862,3-2834,4	0,168	0,832
173	2875,6-2885,2	0,188	0,773
174	2714,6-2723,6	0,167	0,68
183	2680,0-2685,0	0,202	0,742
213	2852,4-2857,8	0,185	0,808
711	2761,8-2769,8	0,178	0,839
1065	2782,9-27,93,6	0,17	0,628
1081	2938,0-2950,4	0,202	0,732
1084	3036,2-3046,0	0,184	0,714
1210	2961,2-2970,3	0,2	0,639
1211	2796,5-2805,3	0,165	0,66
1251	2833,6-2846,3	0,177	0,676
1260	2961,3-2968,8	0,171	0,769
1355	2816,2-2829,3	0,158	0,621
1584	2852,8-2865,4	0,191	0,64



Рис. 4. Расположение скважин для лабораторной работы № 3

Контрольные вопросы

1. С какой целью строятся структурные карты?
2. На основании каких данных строятся структурные карты?
3. Назовите наиболее распространенные масштабы при построении структурных карт?
4. В каких случаях применяют построение структурных карт методом треугольников?
5. Что такое «изопахиты»?
6. Что такое стратоизогипсы?
7. Что из себя представляет метод профилей?

Лабораторная работа № 4

ПОСТРОЕНИЕ ВСЕХ ВИДОВ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ЛОВУШКАХ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ

Цель работы: изучить нефтегазопромысловые классификации залежей нефти и газа, научиться определять их типы по структурным картам и геологическим профильным разрезам месторождений нефти и газа. В указаниях приводится принятая в нефтепромысловой геологии классификация залежей нефти и газа, а также их описание.

Теоретическая часть. Залежь – естественное локальное единичное скопление УВ в одном или группе пластов, контролируемое общим (общим) ВНК или ГВК. По классификации А. А. Бакирова выделяют залежи структурного, рифогенного, литологического, стратиграфического и литолого-стратиграфического классов. Подразделение названных классов на группы, подгруппы и виды приведено в таблице 10. Залежи структурного класса. Залежи этого класса приурочены к различным видам локальных антиклиналей и куполов, а также к моноклиналям. Здесь можно выделить несколько групп, подгрупп и видов залежей. Залежи, приуроченные к антиклиналям и куполам. Сводовые залежи (рисунок 16) формируются в сводовых частях локальных структур.

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

Определяющее значение для выбора методики геологоразведочных работ (ГРР) на нефть и газ, включая выбор количества и систем заложения поисково-оценочных скважин, имеют знания характера прогнозируемых залежей по типу ловушек.

Классификации залежей нефти и газа по типу ловушек основаны на генетических и морфологических особенностях ловушек.

На практике широко используется классификация залежей А. А. Бакирова (1960), основанная на генезисе ловушек. В генетической классификации А. А. Бакирова выделено пять генетических классов залежей нефти и газа (табл. 19).

1. Структурный класс делится на три группы залежей:

- 1) антиклинальных (рис. 5),
- 2) моноклинальных (рис. 6) и
- 3) синклинальных структур.

Синклинальные залежи встречаются в природе редко.

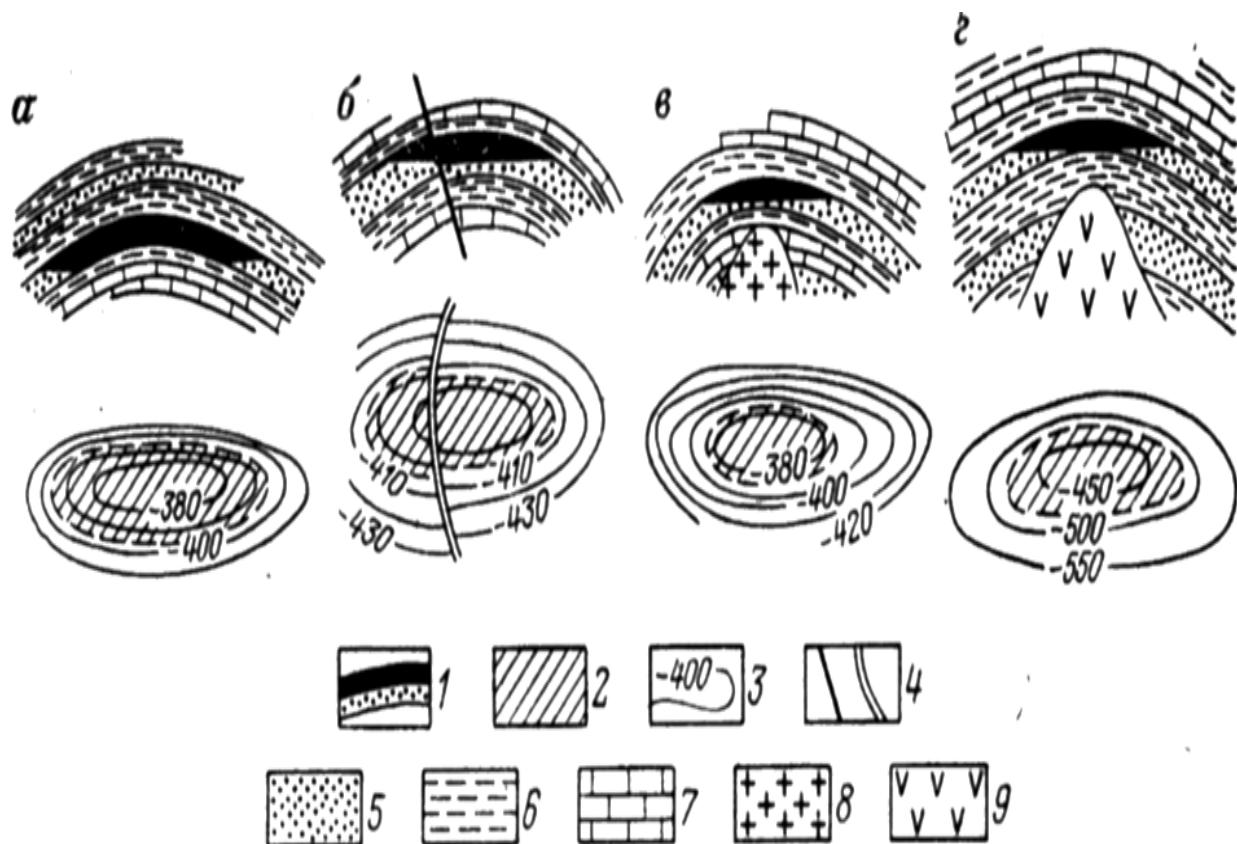


Рис. 5. Виды скважинных залежей антиклинальных структур в плане и разрезе (по А.А. Бакирову)

Примечание: а – ненарушенного строения; б – с тектоническим нарушением; в – осложненной криптодиапиром или вулканогенными образованиями; г – с соляным штоком.

Условные обозначения: 1 – залежь нефти на профиле; 2 – то же в плане; 3 – изогипсы продуктивного пласта, м; 4 – разрывное нарушение; 5 – песчаники; 6 – глины; 7 – известняки; 8 – вулканогенные образования; 9 – соль.

Таблица 3.

Классификация залежей нефти и газа (по А. А. Бакирову)

Класс	Группа	Тип
Структурный	Залежи антиклинальных структур	Сводовые Тектонические экранированные Приконтактные Висячие
	Залежи моноклинальных структур	Экранированные разрывными нарушениями Связанные с флексурными образованиями (структурными террасами) Связанные со структурными носами (гемиантиклиналями)
	Залежи синклинальных структур	
Рифогенный	Связанные с рифовыми массивами	Связанные с одиночными массивами Связанные с группой (ассоциацией) рифовых массивов
Литологический	Литологически экранированные	Приуроченные к участкам выклинивания коллекторов Приуроченные к участкам замещения проницаемых пород непроницаемыми породами Экранированные асфальтом или битумом
	Литологически ограниченные	Приуроченные к песчаным образованиям русел палеорек (шнурковые, рукавообразные) Приуроченные к прибрежно-песчаным валоподобным образованиям ископаемых баров Линзовидные и гнездовидные
Стратиграфический	Залежи в коллекторах, срезанных эрозией и перекрытых непроницаемыми породами	Связанные со стратиграфическими несогласиями на тектонических структурах Связанные со стратиграфическими несогласиями, приуроченными к эродированной поверхности погребённых останцов палеорельефа или выступов кристаллического фундамента

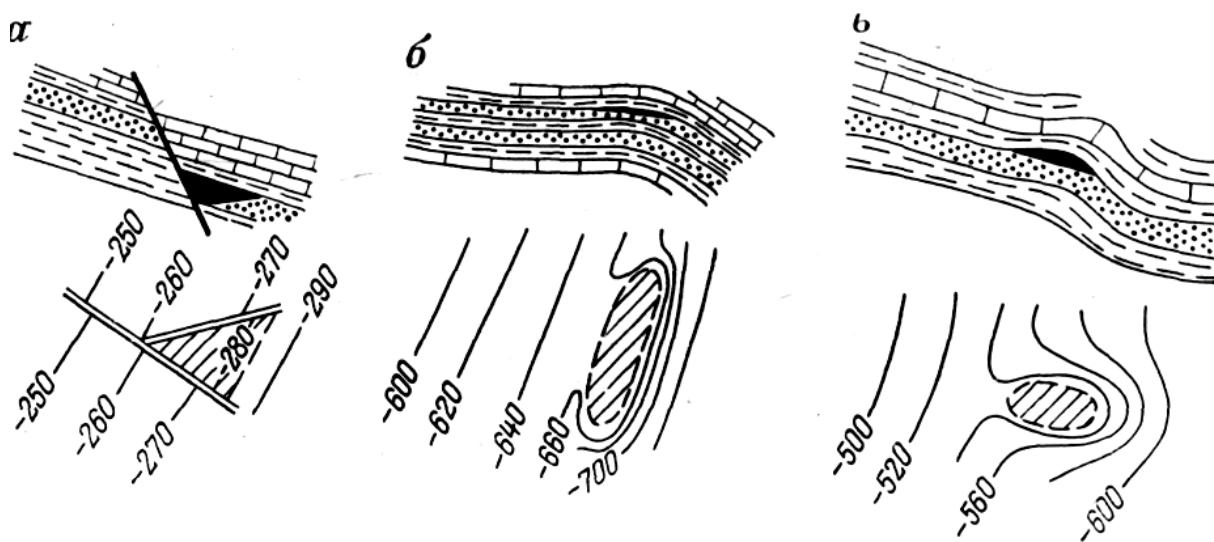


Рис. 6. Виды залежей моноклинальных структур (по А. А. Бакирову)

Примечание: а – экранированные разрывными нарушениями; б – приуроченные к флексурным осложнениям (структурным террасам); в – связанные со структурными носами (гемиантиклиналями).

Группы залежей антиклинальных и моноклинальных структур далее делятся на типы.

2. Рифогенный класс делится два типа залежей, которые связаны:

- 1) с одиночными рифовыми массивами и 2) ассоциацией рифовых массивов (рис. 7).

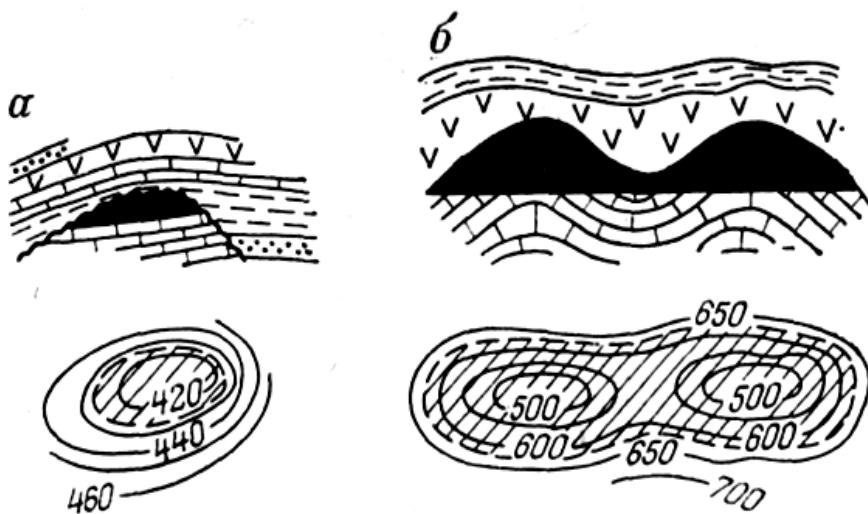


Рис. 7. Виды рифовых залежей (по А. А. Бакирову)

Примечание: а – в одиночном массиве; б – в группе (ассоциации) массивов.

3. Литологический класс делится на две группы залежей: 1) литологически экранированные (рис. 8); 2) литологически ограниченные (рис. 9). Группы разделены на конкретные типы залежей.

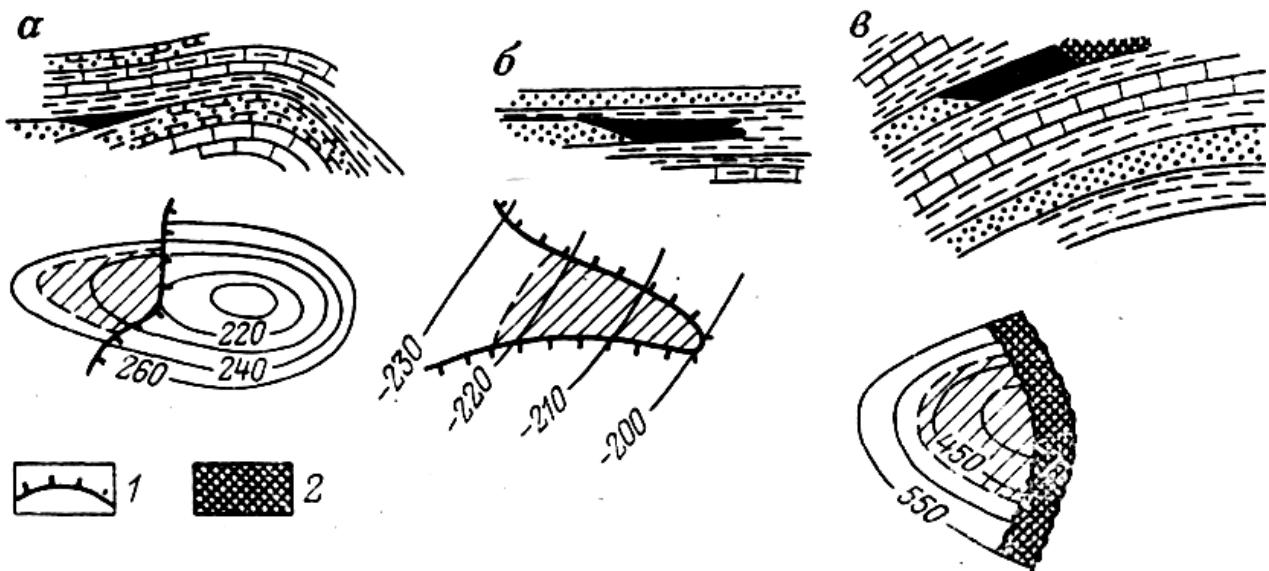


Рис. 8. Литологически экранированные залежи (по А. А. Бакирову)

Примечание: а – приуроченная к участкам выклинивания пласта-коллектора;
б – связанная с замещением проницаемых пород непроницаемыми;
в – запечатанная асфальтом.

1 – линия выклинивания пласта-коллектора; 2 – асфальт.

Литологически экранированные залежи связаны с пластовыми литологическими ловушками. Это тупиковые гидродинамически полуоткрытые ловушки, которые в плане имеют заливообразную форму. Их форма связана с дугообразным изгибом линии выклинивания или линии замещения продуктивного пласта непроницаемыми породами.

Литологически ограниченные залежи связаны с природными резервуарами и ловушками, которые со всех сторон ограничены флюидоупорами и в гидродинамическом отношении являются закрытыми. Поэтому движение флюидов в них весьма ограничено. Такие залежи могут не иметь подошвенных вод, и не имеют источников их пополнения. Залежи этого типа часто обладают АВПД, но из-за незначительной высоты залежей их энергия также незначительная.

Довольно часто в природных резервуарах присутствуют комбинированные ловушки, созданные при участии различных факторов. Соот-

ветственно в таких ловушках образуются залежи комбинированного класса.

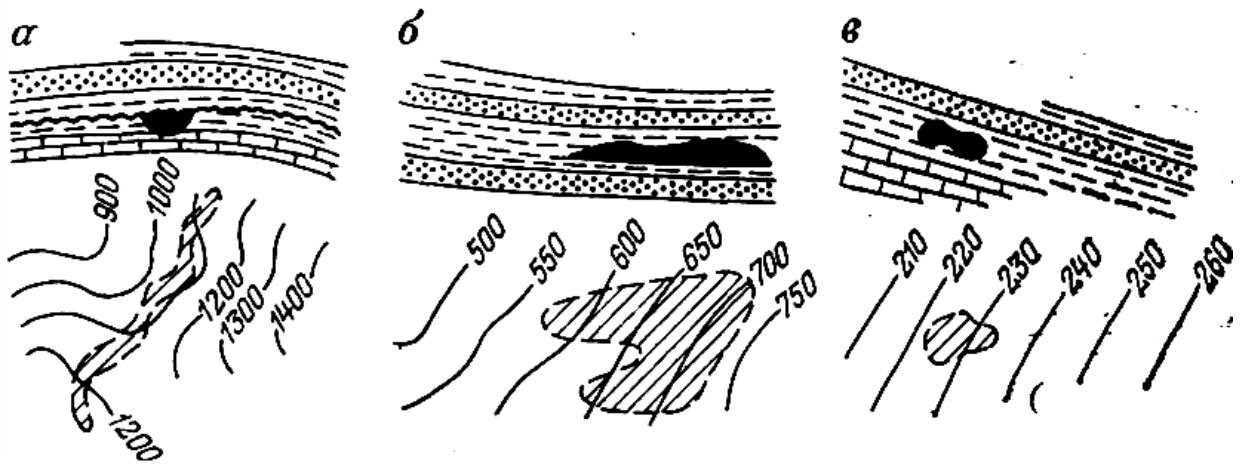


Рис. 9. Литологически ограниченные залежи (по А. А. Бакирову)

Примечание: а – приуроченная к песчаным образованиям русел палеорек (шнурковая); б – приуроченная к прибрежным песчаным образованиям ископаемых баров (баровая); в – связанная с гнездообразно залегающими песчаными породами, окруженными со всех сторон глинистыми отложениями.

4. Стратиграфический класс. Залежи этого класса связаны с различными типами стратиграфически экранированных ловушек (рис. 10).

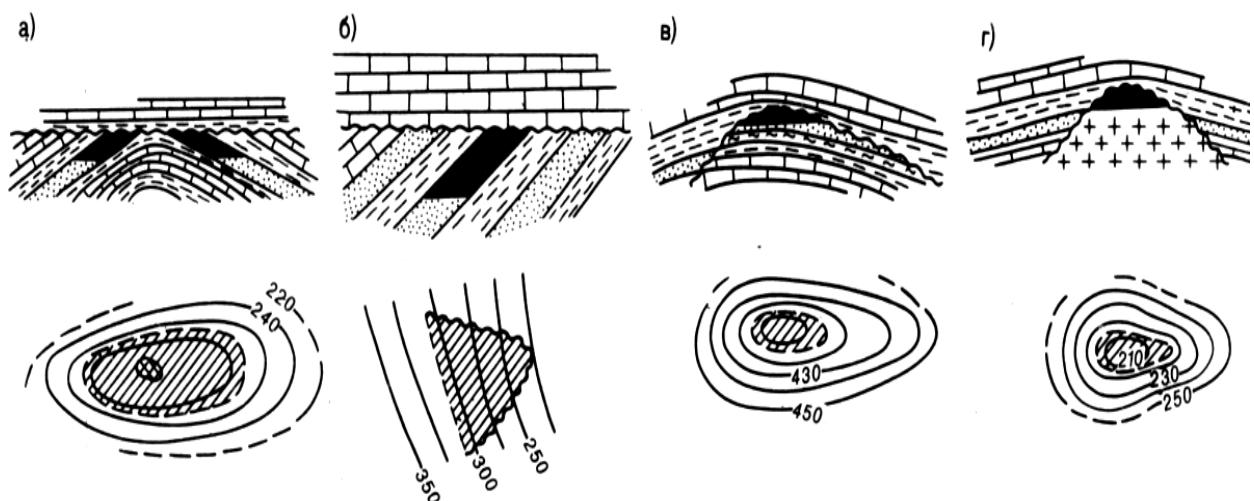
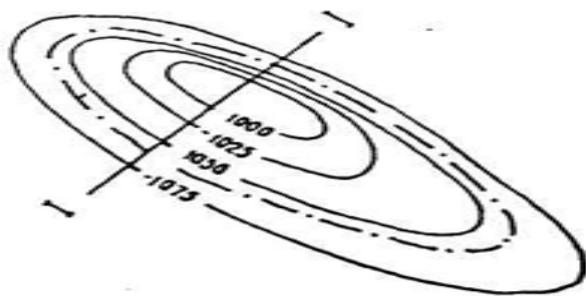


Рис. 10. Стратиграфически экранированные залежи (по А. А. Бакирову)

Примечание: а – в пределах локальной антиклинальной структуры; б – на моноклинали; в – в пределах эрозионного палеостанца; г – в пределах эрозионных и эрозионно-тектонических выступов кристаллических пород.

Классификация залежей по И. О. Брода и Н. А. Еременко



Тип резервуара – пластовый
Генезис ловушки – тектонический
Форма ловушки – перегибы пласта
Морфологический тип ловушки –
сводовый перегиб

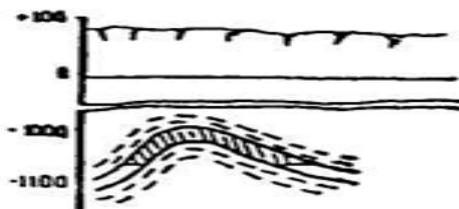
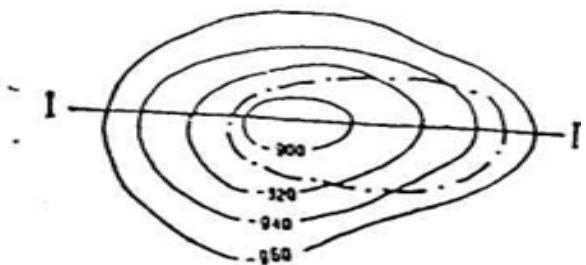
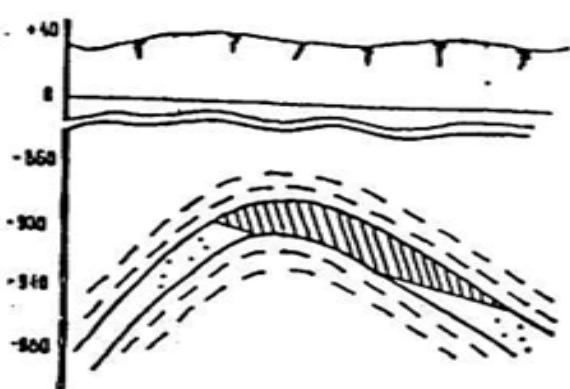


Рис. 11. Пластовая сводовая залежь



Тип резервуара – пластовый
Генезис ловушки – тектонический
Форма ловушки – перегибы пласта
Морфологический тип ловушки –
сводовый перегиб



*Рис. 12. Пластовая сводовая залежь.
(Висячая залежь)*

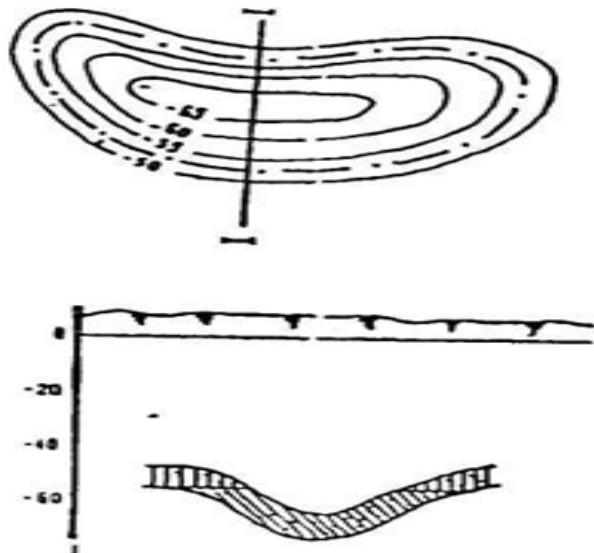
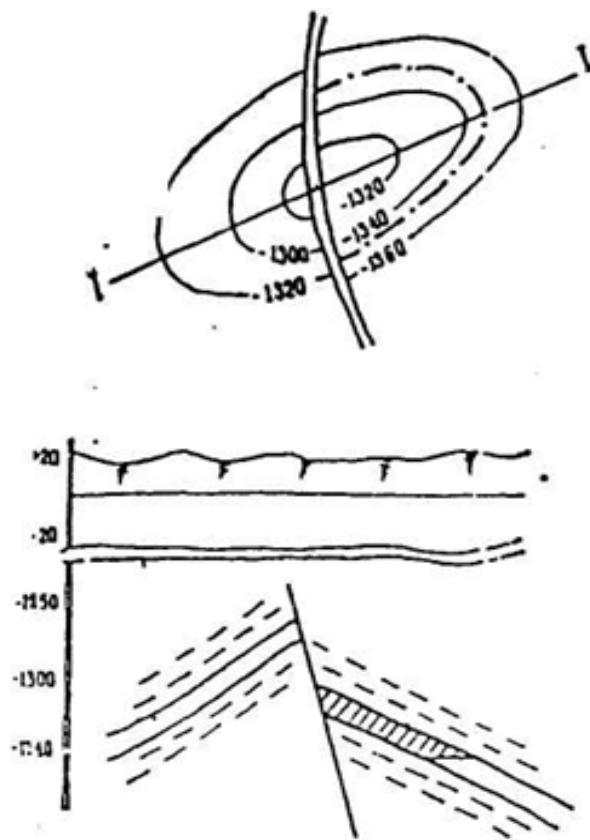


Рис. 13. Пластовая залежь в синклинали



Тип резервуара – пластовый
Генезис ловушки – тектонический
Форма ловушки – перегибы пласта
Морфологический тип ловушки –
сводовый перегиб

Тип резервуара – пластовый
Генезис ловушки – тектонический
Форма ловушки – участки
тектонического экранирования
Морфологический тип ловушки –
экранирование тектоническими
нарушениями

*Рис. 14. Пластовая тектонически
экранированная залежь*

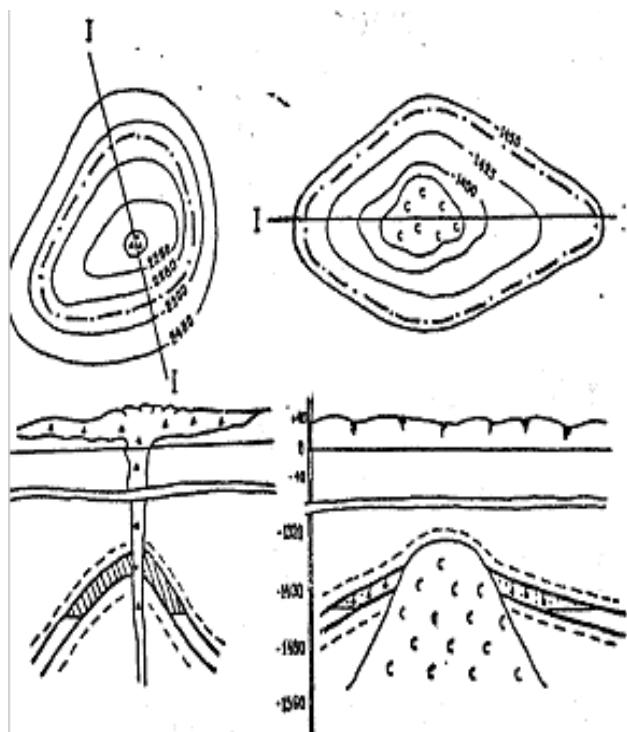


Рис. 15. Пластовая приконтактная залежь

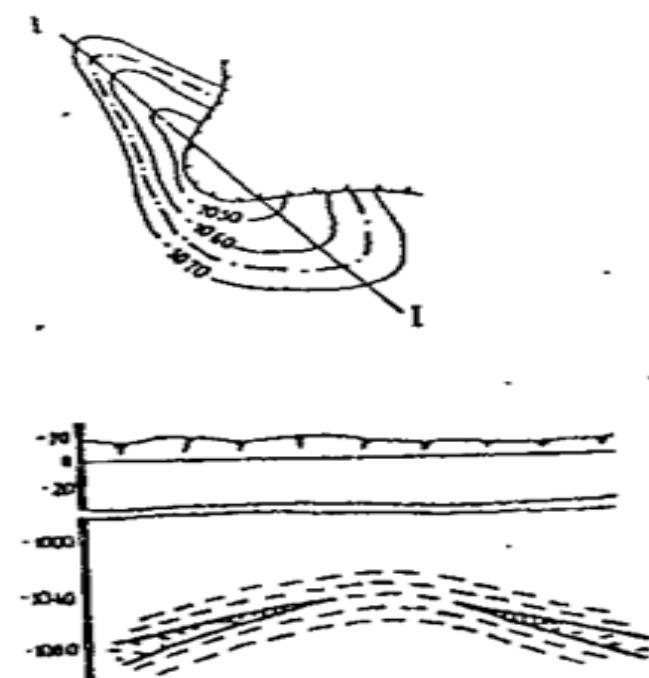
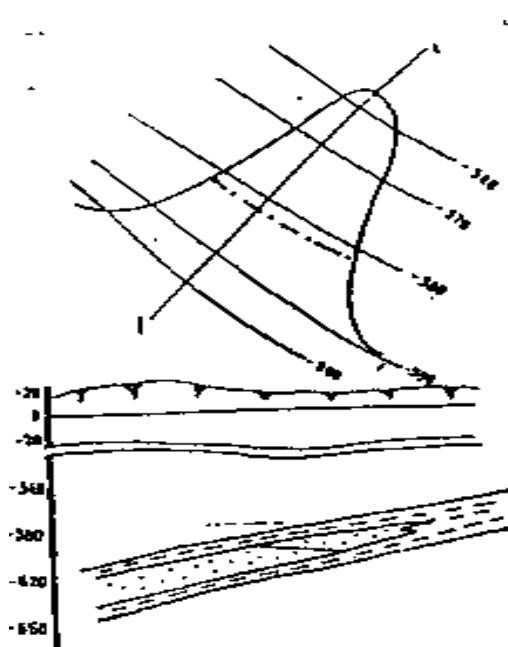


Рис.16. Пластовая литологически экранированная залежь

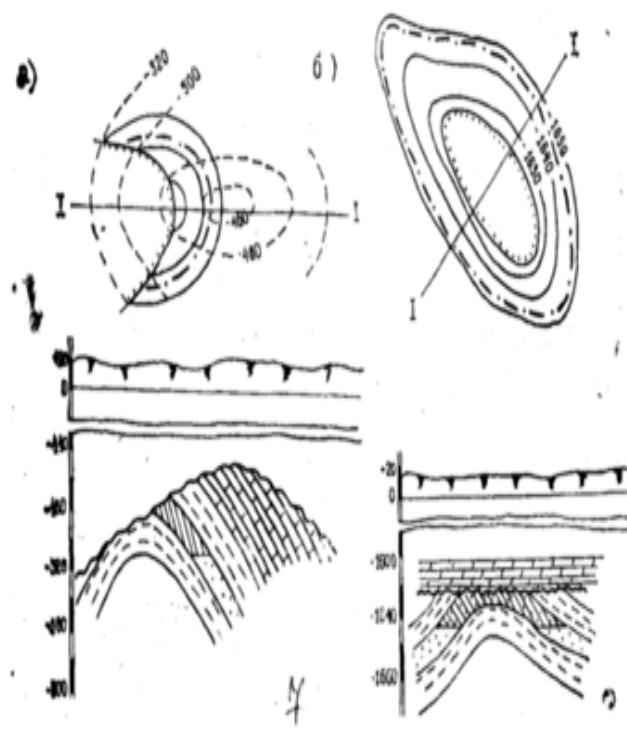
Тип резервуара – пластовый
Генезис ловушки - тектонический
Форма ловушки – участники
 тектонического экранирования
Морфологический тип ловушки
 – экранирование соляными и
 глиняными диапирами, жерлом
 грязевого вулкана а) жерло
 грязевого вулкана; б) соляной шток

Тип резервуара – пластовый
Генезис ловушки –
 седиментационный
Форма ловушки – участки
 литологического экранирования
Морфологический тип
ловушки – экранирование при
 литологическом замещении.



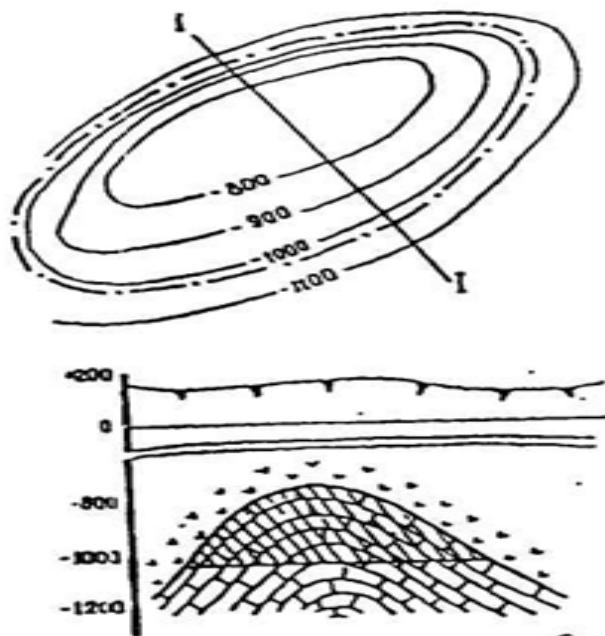
Тип резервуара – пластовый
Генезис ловушки – седиментационный
Форма ловушки – участки литологического экранирования
Морфологический тип ловушки –
 экранирование при литологическом замещении.

Рис. 17. Пластовая литологически экранированная залежь на моноклинали



Тип резервуара – пластовый
Генезис ловушки –
 денудационный
Форма ловушки – участки
 стратиграфического несогласия
Морфологический тип
ловушки – экранирование угловое
 и стратиграфическое
 а) построение линии
 стратиграфического экрана
 б) пластовая стратиграфически
 экранированная

Рис. 18. Пластовая стратиграфическая залежь



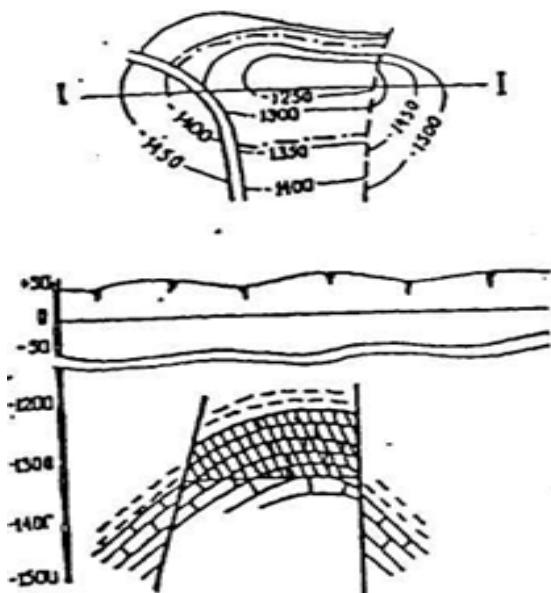
Тип резервуара – массивный

Генезис ловушки – тектонический

Форма ловушки – выступы

Морфологический тип ловушки – поднятие без тектонических нарушений

Рис. 19. Массивная сводовая залежь



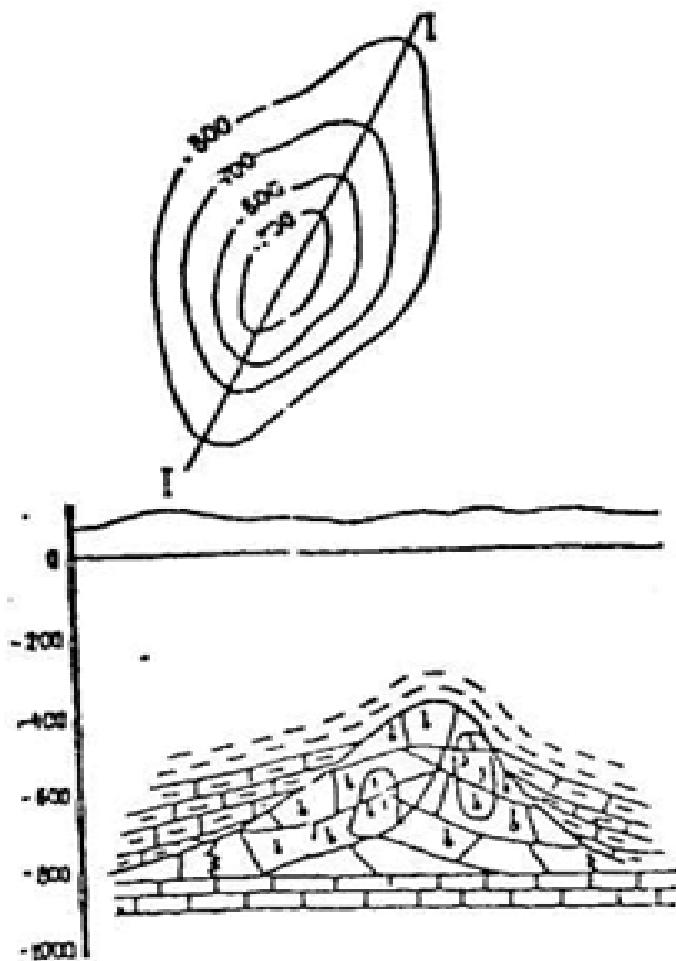
Тип резервуара – массивный

Генезис ловушки – тектонический

Форма ловушки – выступы

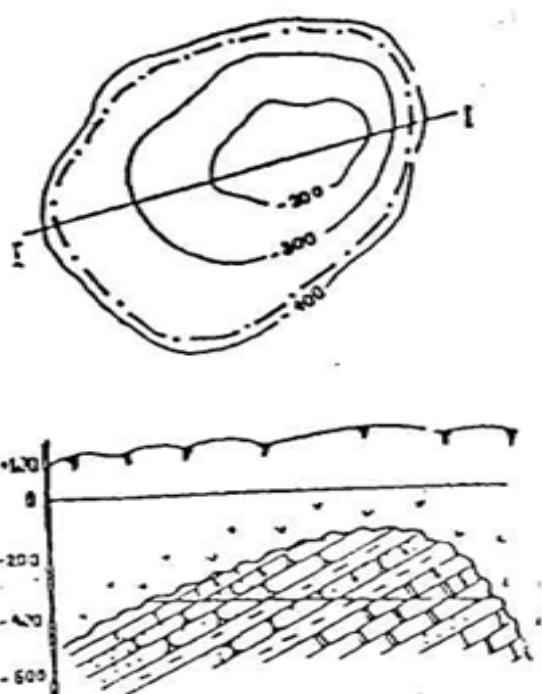
Морфологический тип ловушки – структурный выступ, ограниченный тектоническими нарушениями

Рис. 20. Массивная тектонически экранированная залежь



Тип резервуара – массивный
Генезис ловушки – седимен-
 тационный
Форма ловушки – выступы
Морфологический тип
ловушки – рифы, биогермы

Рис. 21. Рифовая залежь



Тип резервуара – массивный
Генезис ловушки – денудационный
Форма ловушки – выступы
Морфологический тип ловушки –
 эрозионный останец осадочных пород

Рис. 22. Массивная залежь в эрозионном останце

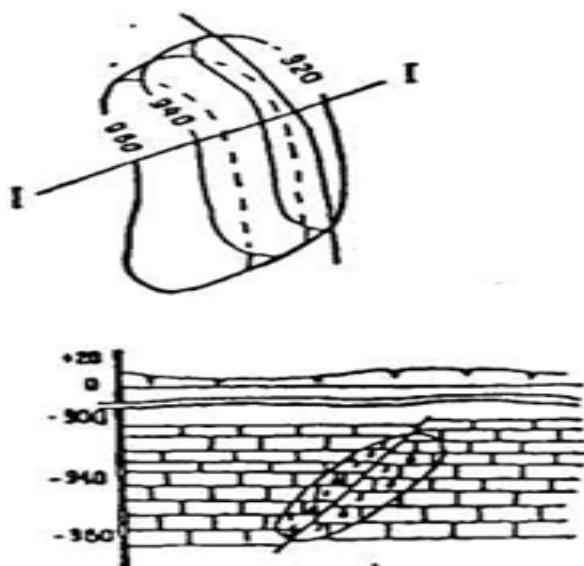
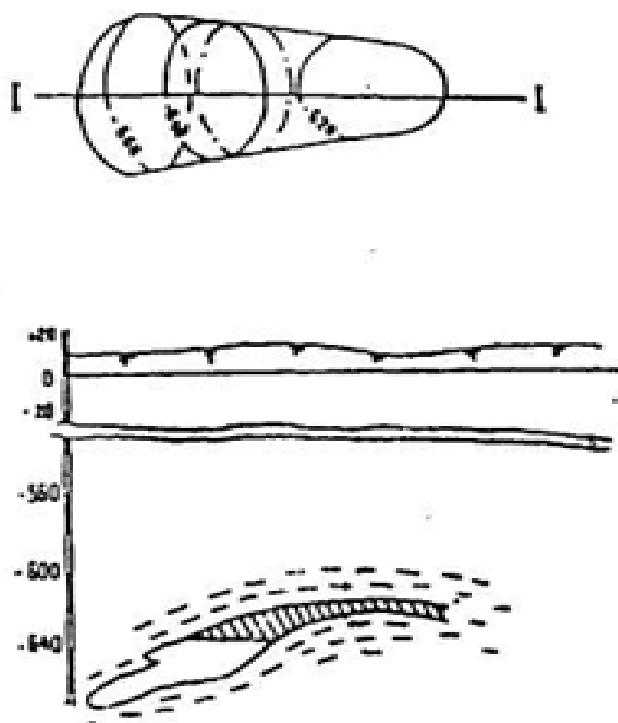


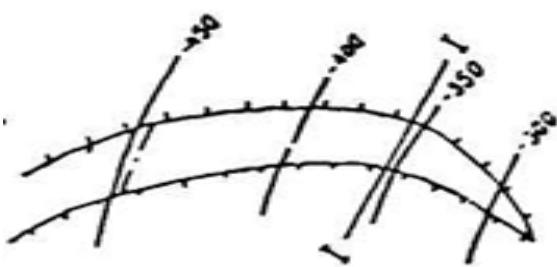
Рис. 23. Линзовидная приразрывная залежь



*Рис. 24. Залежь линзовидная
внутрипластовая*

Тип резервуара – линзовидный
Генезис ловушки – тектонический
Форма ловушки – линзы
Морфологический тип ловушки –
 линзы тектонической трещноватости

Тип резервуара – линзовидный
Генезис ловушки – седиментационный
Форма ловушки – линзы
Морфологический тип ловушки –
 линзы внутрипластовые



Тип резервуара – линзовидный

Генезис ловушки – седиментационный

Форма ловушки – линзы

Морфологический тип ловушки – русловые и баровые тела

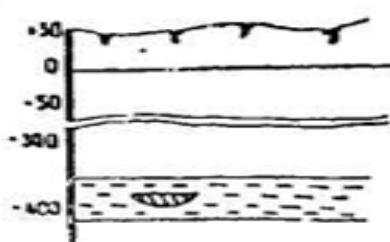


Рис. 25. Шнурковая, рукавообразная или баровая залежь

Песчаники	Мергели	ЛИТИОЛОГИЧЕСКОЕ ВЫКЛЮЧЕНИЕ
Пески	Рифы	СТРАТИГРАФИЧЕСКОЕ НЕСОГЛАСИЕ
Алевролиты	Ангианиты Гипсом	Изогипсы КРОВЛИ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА
Глины	Соль	ВНЕШНИЙ КОНТУР НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
Известняки	БРЕКЧИЯ	ГАЗ
Известняки глинистые	УЧАСТКИ ПОВЫШЕННОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПОРОД	Нефть
Доломиты	ТЕКТОНИЧЕСКИЕ НАРУШЕНИЯ	ПЕРЕРЫВЫ В ОСАДКОНАКАПЛЕНИИ (РАЗМЫВЫ)

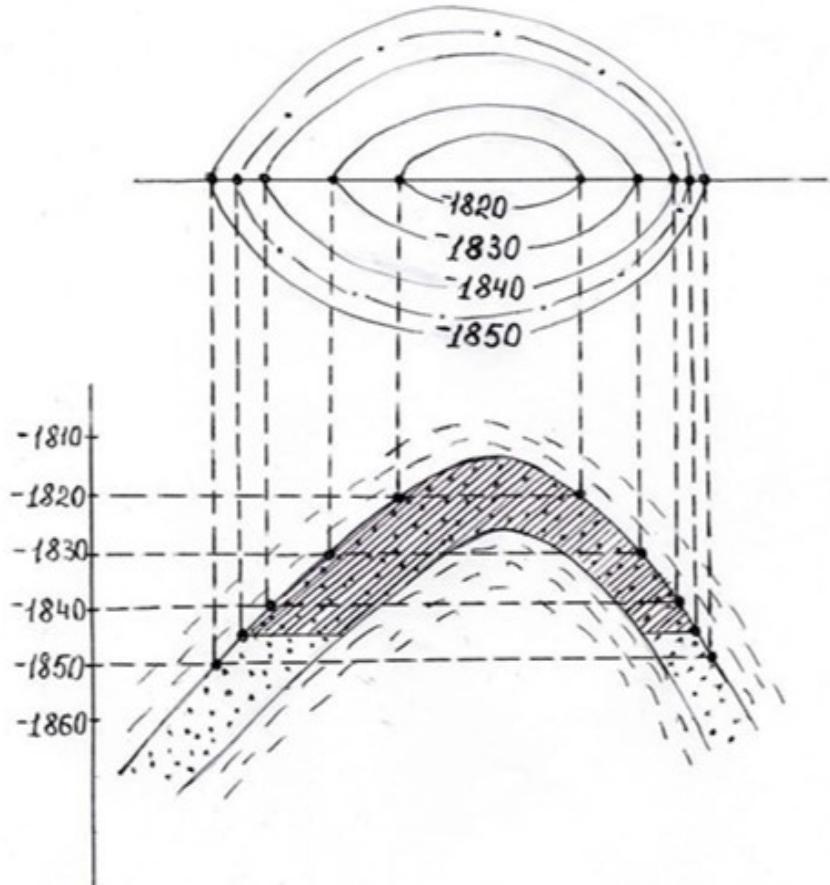
Рис. 26. Условные обозначения

Оборудование и материалы. Набор планшетов структурных карт и геологических разрезов нефтяных и газовых месторождений, чертежные принадлежности. Техника безопасности не предусматривается.

Задание 1.

- Изучить типы ловушек нефти и газа;
- Построить разрезы и структурные карты по кровле продуктивного горизонта залежей, указанных преподавателем. Работу представить на формате А4, желательно на миллиметровой бумаге. Образец оформления залежи представлен (рис. 27).
- Используя структурные карты и геологические разрезы определить типы ловушек согласно классификации И. О. Брова и Н. А. Еременко;
- Указать элементы залежи:
 - ✓ глубина залегания
 - ✓ высота залежи
 - ✓ контуры нефтегазоносности
 - ✓ размеры
 - ✓ суммарная толщина продуктивного пласта
 - ✓ эффективная толщина
 - ✓ типа залежи коллектора.

ЗАЛЕЖЬ ПЛАСТОВАЯ СВОДОВАЯ



Пример построения и оформления

Рис. 27. Образец оформления залежи

Содержание отчета. В отчете следует отразить цель работы, привести краткое теоретическое обоснование, классификацию ловушек, скопировать структурную карту и профильный геологический разрез месторождения УВ, и, используя классификацию Бакирова А. А., сделать заключение о типе ловушек. При защите работы студент должен представить отчет и ответить на вопросы, предложенные преподавателем. Обратить внимание и показать элементы залежей – кровля, подошва, ВНК, ГНК, высота, контура, длина, ширина.

Контрольные вопросы

1. На какие основные типы классифицируют ловушки?
2. В результате каких процессов образуются тектонически экранированные ловушки?
3. Какие ловушки называются неструктурными и почему?
4. Чем обусловлено формирование ловушек литологического типа?
5. Назовите локальные, региональные и глобальные категории скоплений УВ?
6. Что называется залежью нефти (газа)?
7. Назовите обязательные признаки месторождения УВ?
8. Какие скопления УВ являются непосредственными объектами поисково-разведочных работ и разработки?
9. По каким показателям классифицируются залежи нефти и газа?
10. Что называется зоной нефтегазонакопления?
11. Что называется внутренним и внешним контурами нефтеносности (газоносности)?
12. Как располагается внешний контур нефтеносности относительно изогипс кровли продуктивного пласта при горизонтальном и наклонном положении водонефтяного контакта?
13. Что такое газовая шапка?
14. Что называется нефтяной оторочкой?
15. Назовите классы и основные группы залежей нефти и газа в генетической классификации А. А. Бакирова.

Лабораторная работа № 5

ПОСТРОЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ПРОФИЛЯ ПО ДАННЫМ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Цель работы: приобретение навыков в построении геологического профиля по данным бурения.

Теоретическая часть

Геологический профиль (разрез) – это вертикальное сечение земной коры от поверхности на глубину по определенной линии.

Абсолютная отметка (АО) или высота – расстояние по вертикали от какой-либо точки поверхности до среднего уровня поверхности океана (моря). В России АО исчисляются от нуля Кронштадского футштока.

Отсчет АО ведется от уровня океана вверх и вниз. АО точек, лежащих выше этого уровня, считаются положительными, ниже – отрицательными (рис.1). Знак «+» перед числовым значением высоты обычно опускается, знак «-» обязательно проставляется. Например, АО точки С на рис.28 равна 55 м, а АО точки Д – -220 м. Альтитуда (Alt) – высота над уровнем моря какой-либо точки земной поверхности: устья скважины, шахты, шурфа и т. д. Альтитуда скважины на рисунке 1 равна 200 м.

Глубина залегания (ГЗ) подошвы или кровли слоя в скважине измеряется по стволу скважины от поверхности земли вниз. На поверхности земли глубина равна нулю. Например, глубина залегания кровли песчаного слоя в скважине на рис.1 равна 500 м.

Абсолютная отметка какой-либо точки поверхности, вскрытой скважиной, может быть вычислена как разность альтитуды скважины и глубины, на которой эта поверхность вскрыта скважиной (1).

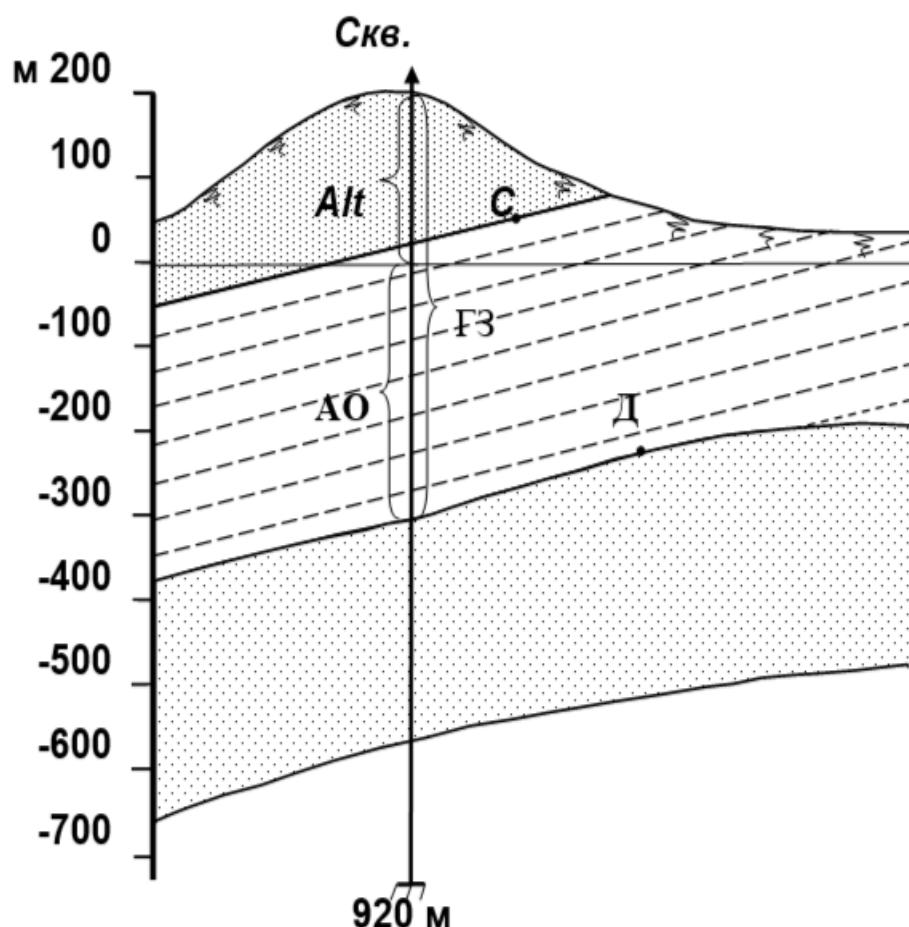
$$AO = Alt - GZ \quad (1)$$

Если поверхность располагается ниже уровня моря, т.е. глубина больше альтитуды, то АО точки будет отрицательной.

Забой скважины – поверхность горных пород в стволе скважины до которой она пробурена. Скважины на разрезах показываются вертикальной или наклонной линией (если скважина наклонная). Забой отмечается на разрезах горизонтальной подсечкой, ограничивающей линию скважины снизу, рядом с которой указывается его глубина. На рис.28 забой скважины 920 м.

Геологическая графика строится всегда в определенном масштабе.

Масштаб – отношение длины линии на чертеже, карте или плане к длине этой линии в натуре. Масштаб записывается в виде дроби, в числителе которой стоит единица, а в знаменателе – число, показывающее степень уменьшения длины линии. На картах линии обычно измеряются в см, поэтому, например, масштаб 1:100 000 показывает, что в 1 см карты 100 000 см (или 1000 м) натуры.



Масштаб горизонтальный 1:10000
Масштаб вертикальный 1:10000

Рис. 28. Разрез скважины

Порядок построения геологического разреза

1. Построение шкал вертикального масштаба профиля:

- 1.1. Прочертить вертикальную линию, отступив от верхнего края листа формата А-4 3 см для названия профиля, а слева от края листа – 1,5-2 см для оцифровки шкалы вертикального масштаба.
- 1.2. Оцифровать эту левую линию-шкулу сверху вниз через 1 см в соответствии с выбранным или указанным масштабом, начиная со значения, ближайшего к максимальной отметке рельефа по линии разреза (в данном задании выбирается максимальное значение альтитуды скважин). Цена деления шкалы должна быть кратна вертикальному масштабу профиля. Например, при вертикальном масштабе построения профиля 1:25000 в одном сантиметре шкалы должно быть 250 метров (шкала оцифровывается через 250 метров). У самой верхней цифры шкалы вертикального масштаба проставляется единица измерения (м или км).
- 1.3. Учесть ориентировку линии разреза относительно сторон света на карте и развернуть его так, чтобы на рисунке слева был Ю, З, СЗ или ЮЗ конец линии профиля.
- 1.4. Прочертить горизонтальную линию с нулевой отметкой (если она попадает в изучаемый интервал разреза) и отложить на ней длину линии профиля. Если профиль строится по карте, то длина линии профиля измеряется на карте. При выполнении данной работы на горизонтальной линии отметить положение скважин в соответствии с указанными в задании расстояниями между ними. Ближайшую к левой шкале скважину нанести, отступив от левой шкалы вертикального масштаба 1 - 0.5 см, так как ствол скважины не должен быть совмещен со шкалой. Последующие скважины наносятся в соответствии с указанными в задании расстояниями и масштабом построений. После последней скважины профиля отступить 1-0.5 см и прочертить правую линию-шкулу вертикального масштаба, которую оцифровать аналогично левой шкале.

2. Построение топографического профиля местности (топопрофиля) по линии геологического профиля (верхняя линия на рис. 29).

Через каждую скважину, отмеченную на нулевой линии, прочертить вверх вертикальную линию и отметить на ней точку со значением высотной отметки равным альтитуде данной скважины. Полученные точки соединить плавной линией, доводя ее с каждой стороны до шкал вертикального масштаба. Эта кривая будет топографическим профилем местности по линии разреза.

3. Построение геологических границ.

- 3.1. Построить линии пересечения плоскости разреза со стволами скважин, отложив от топопрофиля вниз по вертикали в масштабе построения

профиля глубину каждой скважины и показать забой скважины горизонтальной подсечкой. Рядом с забоем подписать глубину скважины.

- 3.2. Выполнить стратиграфическую разбивку разреза в каждой скважине в соответствии с указанными в задании глубинами залегания геологических границ.

Для этого в каждой скважине (в масштабе построений) от поверхности земли (от линии топопрофиля) вниз по стволу скважины отложить глубину залегания подошвы самого верхнего слоя (на рис. 29 – это подошва T_2). Полученные точки подошвы слоя соединить плавной линией и довести ее с обеих сторон до шкал вертикального масштаба. Затем отложить в каждой скважине глубину залегания подошвы следующего слоя и соединить эти точки и т.д. до забоя. Забои скважин не соединять линией, так как они не лежат на геологической границе. Раскраску самого нижнего слоя выполнять в каждой скважине только до забоя.

- 3.3. При отсутствии слоя в скважине его показывают выклинивающимся в середине интервала между этой скважиной и ближайшими к ней скважинами с двух сторон (слой D_3 на рис. 29).

4. Оформление геологического профиля

- 4.1. Разрез закрашивается в соответствии с принятыми для систем цветовыми индексами. Отделы одной системы должны закрашиваться одним цветом, но разной интенсивности оттенка (чем древнее, тем темнее). На рис. 29 вместо цвета применена штриховка.

- 4.2. На цветовом фоне проставляется буквенно-цифровой индекс возраста пород (на каждом изолированном выходе слоя должен быть индекс).

- 4.3. Над разрезом записывается его название, например, «Геологический профиль по линии скважин 1 – 5».

- 4.4. На топопрофиле скважины показываются треугольниками, слева от которых указывается номер скважина.

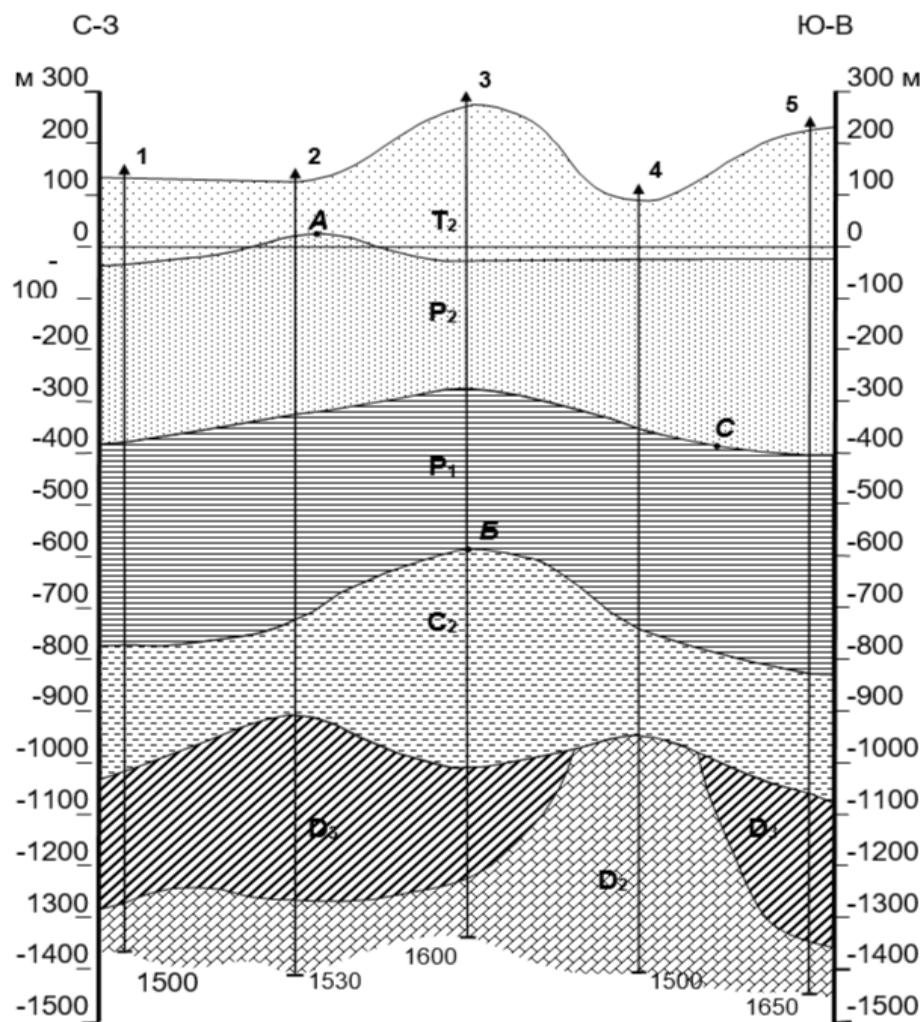
- 4.5. Над шкалами вертикального масштаба проставляется ориентировка профиля по сторонам света (слева – СЗ, ЮЗ, Ю, З, а справа – СВ, ЮВ, С, В).

- 4.6. В центре под профилем указываются горизонтальный и вертикальный масштабы построения профиля.

- 4.7. Под профилем записывается ФИО авторов.

- 4.8. Если разрез не сопровождает геологическую карту, то под разрезом приводятся условные обозначения, использованные при построении разреза.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОФИЛЬ ПО ЛИНИИ СКВАЖИН 1–5



Составил Иванов И.Н.

Масштаб горизонтальный 1: 10000
Масштаб вертикальный 1:10000

Рис. 29. Образец оформления геологического профиля

При подготовке к защите лабораторной работы повторить стратиграфическую шкалу до ярусов и проверить усвоение учебного материала по предлагаемым ниже вопросам.

Задание к лабораторной работе

1. Выбрать вариант работы по алфавиту зачетной книжки. Варианты представлены в приложении 2.
2. Определить абсолютную отметку поверхности, альтитуду скважин, глубину залегания заданного варианта (приложение 2).
3. Прочитать стратиграфические индексы заданного варианта (приложение 2).

Контрольные вопросы

1. Какая система имеет серый (голубой, желтый, фиолетовый и т.д.) цветовой индекс?
2. Цветовой индекс верхнего отдела силура темнее или светлее нижнего отдела?
3. Какая единица стратиграфии соответствует эре (эону, периоду, эпохе, веку)?

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ермолкин, Виктор Иванович. Геология и геохимия нефти и газа: учебник / В. И. Ермолкин, В. Ю. Керимов. – Москва : Недра, 2012. – 460 с.
2. Ханин, А. А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение / А. А. Ханин. – Москва : Недра, 1969. – 368 с.
3. Минова, Н. П. Построение геологического профиля по данным бурения : метод. указания / Н. П. Минова. – Ухта: УГТУ, 2006. – 16 с.
4. Михайлов А. Е. Структурная геология и геологическое картирование : учеб. пособие для вузов / А. Е. Михайлов. – Москва : Недра, 1984. – 464 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Вариант 1

№ скважины	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Азимут направления от опорного пункта	ЮЗ 237	ЮЗ 268	С3 301	ЮЗ 223	С3 317	СВ 50	ЮВ 153	ЮВ 98	ЮВ 133
Расстояние от опорного пункта, м	1080	1060	1110	270	290	640	670	1040	1160
Альтитуда скважины, м	300	305	330	310	320	340	360	380	370
Глубина залегания, м	112	174	107	88	103	92	184	167	139

Вариант 2

№ скважины	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Азимут направления от опорного пункта	ЮЗ 237	ЮЗ 268	С3 301	ЮЗ 223	С3 317	СВ 50	ЮВ 153	ЮВ 98	ЮВ 133
Расстояние от опорного пункта, м	1080	1060	1110	270	290	640	670	1040	1160
Альтитуда скважины, м	300	305	330	310	320	340	360	380	370
Глубина залегания, м	112	174	107	88	103	92	184	167	139

Вариант 3

№ скважины	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Азимут направления от опорного пункта	ЮЗ 237	ЮЗ 268	С3 301	ЮЗ 223	С3 317	СВ 50	ЮВ 153	ЮВ 98	ЮВ 133
Расстояние от опорного пункта, м	1080	1060	1110	270	290	640	670	1040	1160
Альтитуда скважины, м	300	305	330	310	320	340	360	380	370
Глубина залегания, м	112	174	107	88	103	92	184	167	139

Вариант 4

№ скважины	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Азимут направления от опорного пункта	ЮЗ 237	ЮЗ 268	С3 301	ЮЗ 223	С3 317	СВ 50	ЮВ 153	ЮВ 98	ЮВ 133
Расстояние от опорного пункта, м	1080	1060	1110	270	290	640	670	1040	1160
Альтитуда скважины, м	300	305	330	310	320	340	360	380	370
Глубина залегания, м	112	174	107	88	103	92	184	167	139

Вариант 5

№ скважины	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Азимут направления от опорного пункта	ЮЗ 237	ЮЗ 268	С3 301	ЮЗ 223	С3 317	СВ 50	ЮВ 153	ЮВ 98	ЮВ 133
Расстояние от опорного пункта, м	1080	1060	1110	270	290	640	670	1040	1160
Альтитуда скважины, м	300	305	330	310	320	340	360	380	370
Глубина залегания, м	112	174	107	88	103	92	184	167	139

Вариант 6

№ скважины	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Азимут направления от опорного пункта	Ю3 237	Ю3 268	С3 301	Ю3 223	С3 317	СВ 50	ЮВ 153	ЮВ 98	ЮВ 133
Расстояние от опорного пункта, м	1080	1060	1110	270	290	640	670	1040	1160
Альтитуда скважины, м	300	305	330	310	320	340	360	380	370
Глубина залегания, м	112	174	107	88	103	92	184	167	139

Вариант 7

№ скважины	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Азимут направления от опорного пункта	Ю3 237	Ю3 268	С3 301	Ю3 223	С3 317	СВ 50	ЮВ 153	ЮВ 98	ЮВ 133
Расстояние от опорного пункта, м	1080	1060	1110	270	290	640	670	1040	1160
Альтитуда скважины, м	300	305	330	310	320	340	360	380	370
Глубина залегания, м	112	174	107	88	103	92	184	167	139

Вариант 8

№ скважины	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Азимут направления от опорного пункта	Ю3 237	Ю3 268	С3 301	Ю3 223	С3 317	СВ 50	ЮВ 153	ЮВ 98	ЮВ 133
Расстояние от опорного пункта, м	1080	1060	1110	270	290	640	670	1040	1160
Альтитуда скважины, м	300	305	330	310	320	340	360	380	370
Глубина залегания, м	112	174	107	88	103	92	184	167	139

Вариант 9

№ скважины	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Азимут направления от опорного пункта	Ю3 237	Ю3 268	С3 301	Ю3 223	С3 317	СВ 50	ЮВ 153	ЮВ 98	ЮВ 133
Расстояние от опорного пункта, м	1080	1060	1110	270	290	640	670	1040	1160
Альтитуда скважины, м	300	305	330	310	320	340	360	380	370
Глубина залегания, м	112	174	107	88	103	92	184	167	139

Вариант 10

№ скважины	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Азимут направления от опорного пункта	Ю3 237	Ю3 268	С3 301	Ю3 223	С3 317	СВ 50	ЮВ 153	ЮВ 98	ЮВ 133
Расстояние от опорного пункта, м	1080	1060	1110	270	290	640	670	1040	1160
Альтитуда скважины, м	300	305	330	310	320	340	360	380	370
Глубина залегания, м	112	174	107	88	103	92	184	167	139

Вариант 11

№ скважины	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Азимут направления от опорного пункта	Ю3 237	Ю3 268	С3 301	Ю3 223	С3 317	СВ 50	ЮВ 153	ЮВ 98	ЮВ 133
Расстояние от опорного пункта, м	1080	1060	1110	270	290	640	670	1040	1160
Альтитуда скважины, м	300	305	330	310	320	340	360	380	370
Глубина залегания, м	112	174	107	88	103	92	184	167	139

Вариант 12

№ скважины	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Азимут направления от опорного пункта	Ю3 237	Ю3 268	С3 301	Ю3 223	С3 317	СВ 50	ЮВ 153	ЮВ 98	ЮВ 133
Расстояние от опорного пункта, м	1080	1060	1110	270	290	640	670	1040	1160
Альтитуда скважины, м	300	305	330	310	320	340	360	380	370
Глубина залегания, м	112	174	107	88	103	92	184	167	139

Вариант 13

№ скважины	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Азимут направления от опорного пункта	Ю3 237	Ю3 268	С3 301	Ю3 223	С3 317	СВ 50	ЮВ 153	ЮВ 98	ЮВ 133
Расстояние от опорного пункта, м	1080	1060	1110	270	290	640	670	1040	1160
Альтитуда скважины, м	300	305	330	310	320	340	360	380	370
Глубина залегания, м	112	174	107	88	103	92	184	167	139

Вариант 14

№ скважины	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Азимут направления от опорного пункта	Ю3 237	Ю3 268	С3 301	Ю3 223	С3 317	СВ 50	ЮВ 153	ЮВ 98	ЮВ 133
Расстояние от опорного пункта, м	1080	1060	1110	270	290	640	670	1040	1160
Альтитуда скважины, м	300	305	330	310	320	340	360	380	370
Глубина залегания, м	112	174	107	88	103	92	184	167	139

Вариант 15

№ скважины	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Азимут направления от опорного пункта	Ю3 237	Ю3 268	С3 301	Ю3 223	С3 317	СВ 50	ЮВ 153	ЮВ 98	ЮВ 133
Расстояние от опорного пункта, м	1080	1060	1110	270	290	640	670	1040	1160
Альтитуда скважины, м	300	305	330	310	320	340	360	380	370
Глубина залегания, м	112	174	107	88	103	92	184	167	139

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Лабораторная работа выполняется студентами на листе белой бумаги или миллиметровки простым карандашом. Масштаб построений выбирается студентом самостоятельно таким, чтобы рисунок разместился на листе формата А4.

Вариант № 1

№№ скв.	Альтитуда скважин, м	Глубина залегания подошвы отложений, м					Забой, м (PR)
		S ₂	S ₁	O ₂	€ ₂	€ ₁	
1	195	93	625	1280	1385	1530	1600
2	250	75	505	980	1085	1235	1300
3	202	—	343	703	805	950	1000
4	225	30	423	682	787	940	980
5	178	38	476	671	776	925	980

Скважины на линии разреза, ориентированной с севера на юг, расположены на расстоянии 250 м и пронумерованы с юга на север.

Вариант № 2

№№ скв.	Альтитуда скважин, м	Глубина залегания подошвы отложений, м					Забой, м (PR)
		Д ₂	S ₂	S ₁	€ ₃	€ ₂	
1	285	89	580	782	1080	1280	1425
2	316	96	433	514	666	1062	1180
3	380	130	370	566	830	1376	1405
4	313	26	176	220	366	1170	1220
5	266	—	20	163	555	1565	1655

Скважины на линии разреза, ориентированной с северо-запада на юго-восток, расположены на расстоянии 300 м и пронумерованы с ю-в на с-з.

Вариант № 3

№№ скв.	Альтитуда скважин, м	Глубина залегания подошвы отложений, м					Забой, м (Д ₃)
		T ₃	T ₁	P ₂	C ₂	C ₁	
1	105	205	735	1392	1495	1693	1710
2	160	188	620	1089	1239	1436	1500
3	112	100	457	815	1015	1215	1400
4	135	135	535	795	945	1148	1200
5	88	148	588	785	-	1092	1200

Скважины на линии разреза, ориентированной с севера на юг, расположены на расстоянии 350 м и пронумерованы с севера на юг.

Вариант № 4

№№ скв.	Альтитуда скважин, м	Глубина залегания подошвы отложений, м					Забой, м (E ₁)
		D ₃	S ₁	O ₂	E ₃	E ₂	
1	215	107	641	821	926	1075	1100
2	180	15	452	715	815	1015	1500
3	175	40	564	1070	1173	1375	1600
4	205	—	705	1130	1340	1675	1890
5	175	5	861	1650	1785	1795	1885

Скважины на линии разреза, ориентированной с северо-запада на юго-восток, расположены на расстоянии 300 м и пронумерованы с с-з на ю-в.

Вариант № 5

№№ скв.	Альтитуда скважин, м	Глубина залегания подошвы отложений, м					Забой, м (C ₃)
		J ₂	T ₃	T ₂	P ₂	P ₁	
1	133	81	283	643	864	1055	1280
2	158	72	298	627	872	1138	1300
3	198	106	407	739	981	1233	1375
4	160	—	265	580	823	1073	1250
5	136	100	372	730	933	1085	1330

Скважины на линии разреза, ориентированной с северо-востока на юго-запад, расположены на расстоянии 300 м и пронумерованы с с-в на ю-з.

Вариант № 6

№№ скв.	Альтитуда скважин, м	Глубина залегания подошвы отложений, м					Забой, м (C ₃)
		K ₂	K ₁	T ₂	T ₁	P ₁	
1	256	—	10	153	540	1555	1645
2	303	16	166	210	356	1160	1210
3	370	120	360	556	820	1360	1400
4	306	86	423	504	655	1052	1170
5	275	79	570	772	1072	1270	1450

Скважины на линии разреза, ориентированной с северо-запада на юго-восток, расположены на расстоянии 300 м и пронумерованы с ю-в на с-з.

Вариант № 7

№№ скв.	Альтитуда скважин, м	Глубина залегания подошвы отложений, м					Забой, м (PR)
		S ₂	S ₁	O ₁	E ₂	E ₁	
1	288	152	—	443	724	1247	1320
2	410	98	334	515	—	1320	1450
3	324	148	457	—	954	1444	1600

4	390	140	380	576	840	1386	1420
5	415	16	186	230	376	—	808

Скважины на линии разреза, ориентированной с северо-запада на юго-восток, расположены на расстоянии 350 м и пронумерованы с с-з на ю-в.

Вариант № 8

№№ скв.	Альтитуда скважин, м	Глубина залегания подошвы отложений, м					Забой, м (C ₂)
		T ₃	T ₂	T ₁	P ₂	C ₃	
1	305	109	600	802	1100	1300	1415
2	336	116	453	534	685	1082	1200
3	400	150	390	586	850	1396	1398
4	435	108	—	526	824	1332	1450
5	412	—	326	730	735	1257	1350

Скважины на линии разреза, ориентированной с северо-запада на юго-восток, расположены на расстоянии 300 м и пронумерованы с с-з на ю-в.

Вариант № 9

№№ скв.	Альтитуда скважин, м	Глубина залегания подошвы отложений, м					Забой, м (T ₂)
		N ₂	N ₁	J ₃	J ₂	J ₁	
1	205	103	635	1290	1395	1540	1600
2	260	85	515	520	1095	1245	1300
3	212	-	353	713	720	960	1000
4	225	40	433	440	940	960	1500
5	250	60	450	480	1000	1020	1450

Скважины на линии разреза, ориентированной с северо-востока на юго-запад, расположены на расстоянии 300 м и пронумерованы с с-в на ю-з.

Вариант № 10

№№ скв.	Альтитуда скважин, м	Глубина залегания подошвы отложений, м					Забой, м (Д ₁)
		P ₂	C ₃	C ₂	Д ₃	Д ₂	
1	178	143	296	—	714	1237	1300
2	425	88	—	506	804	1312	1450
3	316	96	433	514	—	1062	1180
4	380	130	370	566	830	1376	1395
5	314	138	438	738	944	1437	1440

Скважины на линии разреза, ориентированной с северо-запада на юго-восток, расположены на расстоянии 400 м и пронумерованы с ю-в на с-з.

Вариант № 11

№№ скв.	Альтитуда скважин, м	Глубина залегания подошвы отложений, м					Забой, м (T ₁)
		N	P ₁	P ₂	K ₂	K ₁	
1	207	240	612	975	1220	1475	1500
2	97	100	430	810	1001	1150	1400
3	105	-	363	661	895	1146	1300
4	132	130	437	832	1068	1347	1400
5	103	135	405	742	1128	1376	1500

Скважины на линии разреза, ориентированной с севера на юг, расположены на расстоянии 300 м и пронумерованы с севера на юг.

Вариант № 12

№№ скв.	Альтитуда скважин, м	Глубина залегания подошвы отложений, м					Забой, м (S ₁)
		P ₁	C ₃	C ₂	D ₂	D ₁	
1	132	130	437	832	1068	1347	1400
2	207	240	612	975	1220	1475	1500
3	105	105	363	661	895	1146	1300
4	103	135	405	742	1128	1376	1500
5	97	100	430	810	-	1150	1400

Скважины на линии разреза, ориентированной с северо-запада на юго-восток, расположены на расстоянии 300 м и пронумерованы с с-з на ю-в.

Вариант № 13

№№ скв.	Альтитуда скважин, м	Глубина залегания подошвы отложений, м					Забой, м (C ₁)
		J ₁	T ₂	T ₁	P ₂	C ₂	
1	205	140	515	873	1123	1373	1460
2	128	42	268	597	842	1108	1270
3	105	35	306	638	1028	1278	1500
4	96	-	242	539	876	1115	1230
5	103	51	252	613	834	1025	1250

Скважины на линии разреза, ориентированной с северо-запада на юго-восток, расположены на расстоянии 300 м и пронумерованы с ю-в на с-з..

Вариант № 14

№№ скв.	Альтитуда скважин, м	Глубина залегания подошвы отложений, м					Забой, м (C ₁)
		D ₂	S ₂	S ₁	O ₃	C ₂	
1	205	140	515	873	1123	1373	1460
2	160	65	265	560	793	1043	1220
3	105	-	306	638	1028	1278	1500

4	106	70	332	710	903	1053	1300
5	132	65	340	735	970	1250	1360

Скважины на линии разреза, ориентированной с юго-востока на северо-запад, расположены на расстоянии 300 м и пронумерованы с с-з на ю-в.

Вариант № 15

№№ скв.	Альтитуда скважин, м	Глубина залегания подошвы отложений, м					Забой, м (D ₃)
		T ₃	T ₂	P ₁	C ₂	C ₁	
1	160	65	265	560	793	1043	1220
2	106	70	332	710	903	1053	1300
3	132	85	440	835	-	1300	1420
4	168	150	477	809	960	1403	1545
5	105	35	406	730	1038	1378	1500

Скважины на линии разреза, ориентированной с северо-запада на юго-восток, расположены на расстоянии 400 м и пронумерованы с с-з на ю-в.

ОПИСАНИЕ ФУНКЦИОНАЛЬНОСТИ ИЗДАНИЯ:

Интерфейс электронного издания (в формате pdf) можно условно разделить на 2 части.

Левая навигационная часть (закладки) включает в себя содержание книги с возможностью перехода к тексту соответствующей главы по левому щелчку компьютерной мыши.

Центральная часть отображает содержание текущего раздела. В тексте могут использоваться ссылки, позволяющие более подробно раскрыть содержание некоторых понятий.

МИНИМАЛЬНЫЕ СИСТЕМНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ:

Celeron 1600 Mhz; 128 Мб RAM; Windows XP/7/8 и выше; 8x DVD-ROM; разрешение экрана 1024×768 или выше; программа для просмотра pdf.

СВЕДЕНИЯ О ЛИЦАХ, ОСУЩЕСТВЛЯВШИХ ТЕХНИЧЕСКУЮ ОБРАБОТКУ И ПОДГОТОВКУ МАТЕРИАЛОВ:

Оформление электронного издания : Издательский центр «Удмуртский университет».

Компьютерная верстка: В. В. Данилова

Подписано к использованию 29.12.2025

Объем электронного издания 3,3 Мб

Издательский центр «Удмуртский университет»
426034, г. Ижевск, ул. Ломоносова, д. 4Б, каб. 021
Тел. : +7(3412)916-364 E-mail: editorial@udsu.ru
