

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

Методические указания

по выполнению лабораторных работ
по дисциплине «Нефтегазопромысловая геология»
для специальности 21.05.03 Технология геологической разведки

**Ставрополь
2026**

СОДЕРЖАНИЕ

Лабораторная работа № 1 Построение разреза пробуренной скважины по комплексу геолого-геофизических данных

Лабораторная работа № 2. Построение горизонтальной и вертикальной проекций искривленного ствола скважин

Лабораторная работа № 3 Построение геологического профильного разреза месторождения по данным пробуренных скважин

Лабораторная работа № 4. Построение структурной карты кровли пласта методом треугольников

Лабораторная работа № 5. Построение карты эффективных толщин пласта

Лабораторная работа № 6. Построение карты нефте(газо)насыщенной толщины пласта

Лабораторная работа № 7. Построение структурной карты подошвы пласта методом схождения

Лабораторная работа № 8. Составление геолого-статистического разреза

Лабораторная работа № 9. Обоснование положения водонефтяного контакта

Список литературы

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 1

ПОСТРОЕНИЕ РАЗРЕЗА ПРОБУРЕННОЙ СКВАЖИНЫ ПО КОМПЛЕКСУ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Цель: Ознакомление с целями, задачами исследований в процессе бурения скважин, а также приобретение навыков по составлению разреза пробуренной скважины по комплексу данных, включающих данные электрического каротажа и кавернограммы, результаты наблюдений при бурении, литологическое описание керна и найденной фауны.

Теоретическая часть. Для исчерпывающего и всестороннего изучения разреза месторождения и продуктивных горизонтов требуется весьма тщательное и систематическое наблюдение за бурением скважины, а также отбор кернов и их анализ с одновременным использованием косвенных методов исследования. Ценность пробуренной скважины зависит от полноты изучения пройденного геологического разреза, вскрытых газонефтяных горизонтов, а также от выполнения стоящих перед геологической службой задач.

В процессе бурения скважин основными задачами геолого-геофизических исследований являются:

- 1) определение последовательности залегания пород, их вещественного состава и относительного возраста;
- 2) выявление в пройденном разрезе пород коллекторов;
- 3) определение характера насыщения пород-коллекторов.

Для решения выше перечисленных задач необходимо в процессе бурения

- 1) отбирать керн, шлам образцы пород для составления стратиграфической и литологических характеристик проходимых пород, изучения коллекторских свойств продуктивных горизонтов и содержания в них нефти, газа, воды;
- 2) изучать разрез в целом путем геофизических исследований (электрических, радиоактивных, акустических и др. методов) и косвенных наблюдений с целью установления стратиграфической последовательности залегания пройденных пород, их толщины и фациальной характеристики, а также положения нефтеносных, газоносных и водоносных горизонтов и их взаимных соотношений;
- 3) изучать особенности бурения скважины путем наблюдения за появлением признаков нефти, газа и воды, появлением обвалов, нарушении циркуляции в связи с уходом глинистого раствора;

- 4) определять свойства и качества нефти, газа и воды, обнаруженных при бурении, а также производительность вскрытых пластов путем опробования.

По результатам проведенных геолого-геофизических исследований и наблюдений в процессе строительства скважины строится разрез пробуренной скважины, в котором отражаются краткие сведения о проведенных геофизических исследованиях (в виде каротажных диаграмм), интервалы отбора и краткое описание керна, шлама, образцов, а также наблюдения за осложнениями, нефтегазо- и водопроявлениями, имеющими место при бурении скважины. Все приведенные данные должны быть обобщены, проанализированы, и на их основе составлена литолого-стратиграфическая колонка отражающая последовательность залегания, литологический состав и возраст пород, слагающих разрез скважины, а также характер насыщения выделенных в разрезе пластов-коллекторов.

Изучение разреза скважины по образцам пород, отобраным в процессе бурения, позволяет наиболее достоверно получить представление о проходимых породах и последовательности их залегания. Но сплошной отбор керна с технической и экономической точек зрения является нецелесообразным и проводится лишь в исключительных случаях при решении специально поставленных задач. Обычно керн стараются отобрать из продуктивной части разреза скважины, поскольку детальные сведения о продуктивных пластах представляют наибольшую ценность.

Главное достоинство промыслово-геофизических исследований скважин заключается главным образом в том, что при относительной дешевизне и простоте использования они позволяют изучать не только продуктивную часть разреза скважины, но и все слагающие разрез породы. В отличие от изучения разреза скважин путем отбора керна, каротаж скважин позволяет получить диаграмму, характеризующую разрез непрерывно по всему стволу скважины и с наибольшей полнотой.

Геологическая интерпретация данных электрического каротажа и кавернограммы.

Песчаники. Песчаные пласты на диаграммах КС (кажущихся удельных сопротивлений) соответствуют положительным аномалиям. Величина аномалии может изменяться от нескольких до десятков и даже сотен Ом·м и зависит от таких факторов, как тип вмещающего флюида (кажущееся сопротивление нефтенасыщенных песчаников в несколько раз превышает сопротивление водонасыщенных), минерализации насыщающих песчаники пластовых вод, пористости, уплотненности, степени цементации.

На диаграммах ПС (самопроизвольной поляризации) пески и песчаники обычно выражены отклонениями кривой ПС в сторону отрицательных значений - минимумами ПС (рисунок 1.1). На величину значений ПС влияет глинистость (песчаники с большим содержанием глин или глинистым цементом на диаграммах ПС выражены неглубокими минимумами или вообще не отмечены на диаграммах ПС), нефтегазонасыщенные песчаники на кривой ПС соответствуют таким же показаниям, как и водоносные.

На кавернограммах песчаные породы отмечаются уменьшением фактического диаметра, по сравнению с диаметром долота, которым бурилась скважина.

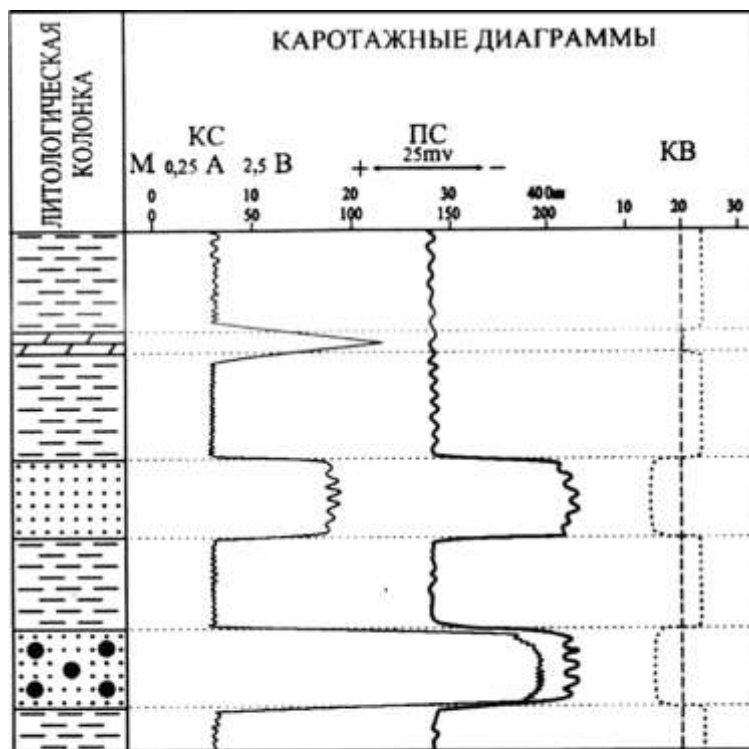


Рисунок 1.1 Показания кривых КС, ПС и кавернограммы в зависимости от литологии пород

Глины. Максимальное сопротивление глин редко превышает 15 Ом·м, а минимальные не спускаются ниже 1÷1,5 Ом·м. Среднее сопротивление глин обычно составляет около 3 Ом·м.

По диаграммам ПС глины и глинистые породы отмечаются наиболее высокими значениями естественных потенциалов, которые обычно образуют на диаграмме ПС прямую, параллельную оси глубин («линию глин»).

Как правило, пластичные глинистые породы размываются промывочной жидкостью и в них образуются каверны. Поэтому глинистые пласты, хорошо выделяются по кавернограммам, где им соответствуют более высокие показания, чем для остальных пород.

Мергели. Удельное сопротивление мергелей колеблется в широких пределах и сильно зависит от их пористости и степени глинистости. Небольшие по толщине пласты мергелей отмечаются на диаграмме КС «пикообразными» всплесками.

На диаграммах ПС мергелям, как и глинам, соответствуют высокие показания ПС (не отклоняются от линии глин).

В мергелях карбонатный цемент, скрепляющий глинистые частицы предотвращает разбухание и размокание этих пород в воде, вследствие чего на кавернограммах мергели, как правило, отмечаются номинальными значениями диаметра.

Известняки и доломиты. Геофизические характеристики известняков и доломитов весьма сходны между собой.

Сопротивления карбонатных пород значительно превосходят сопротивления терригенных пород, в результате чего на диаграммах электрического каротажа пласты известняков и доломитов отмечаются высокими показаниями. Максимальными значениями КС характеризуются кристаллические и окремненные известняки, минимальными значениями - высокопористые, трещиноватые кавернозные и доломитизированные известняки.

Величина амплитуды аномалий ПС и их знаки определяются в основном глинистостью карбонатных пород: с увеличением глинистости амплитуда отклонений ПС снижается.

Пласты известняков и доломитов на кавернограммах характеризуются номинальным диаметром ствола скважины. Против проницаемых пластов карбонатных пород часто отмечается сужение диаметра ствола скважины, что обусловлено, как и для песчаных пластов, образованием на стенках скважины глинистой корки.

Выделение границ пластов различного сопротивления в зависимости от характеристик измерительных установок.

В обычном электрическом каротаже для проведения исследований в скважинах применяется измерительная установка (зонд) с тремя электродами, опускаемыми в скважину, и одним электродом, заземляемым на поверхности (рисунки 1.2 и 1.3).

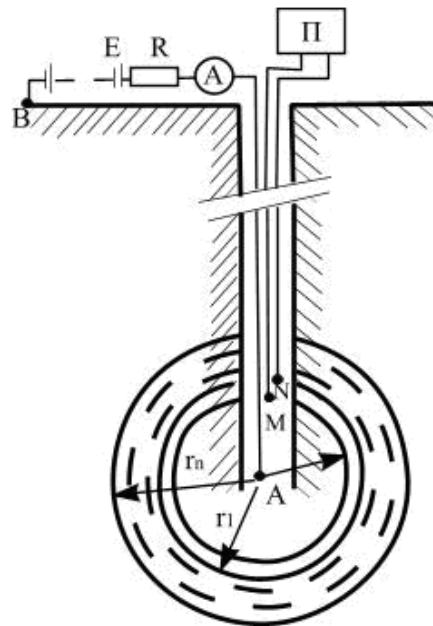


Рисунок 1.2 – Схема измерения кажущегося удельного сопротивления (ρ_k): А и В — токовые электроды; М и N — измерительные электроды; П — измерительный прибор; Е — источник тока; R — сопротивление для установки силы тока в цепи питания; А (в кружке) — амперметр

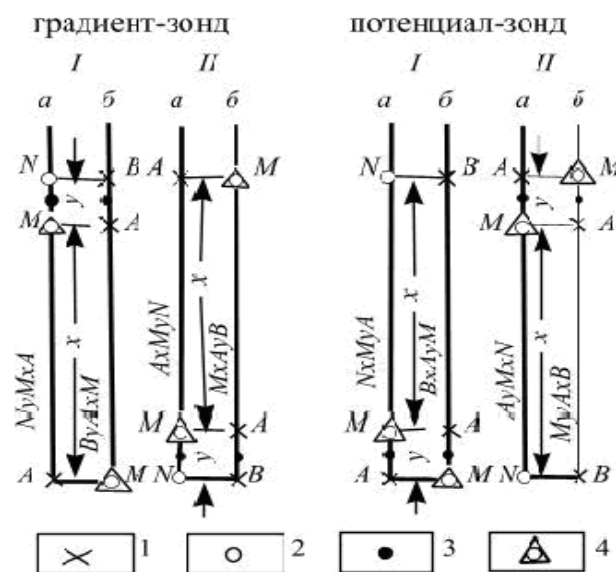


Рисунок 1.3 Типы зондов:

I — кровельный; II — подошвенный: а — однополюсного зонда (прямого питания); б — двухполюсного зонда (взаимного питания); 1 — токовые электроды (А, В); 2 — измерительные электроды (М, N); 3 — точка записи кажущегося сопротивления; 4 — электроды для замера ПС, точки записи ПС

Через токовые электроды А и В пропускают электрический ток. Электроды М и N используют для измерения разности потенциалов между двумя точками электрического

поля. Среда, в которой создается электрическое поле в скважине, неоднородна, поэтому электрическое сопротивление, измеряемое в скважине, принято называть кажущимся.

Применяемые измерительные зонды различаются по размерам и взаимному положению электродов. Электроды MN и АВ называются парными.

Потенциал-зонд — парные электроды раздвинуты по сравнению с непарными. Расстояние AM — размер потенциал-зонда. Точка записи потенциал-зонда расположена посередине между сближенными непарными электродами AM.

Градиент-зонд — парные электроды сближены. Точка записи градиент-зонда находится посередине между парными сближенными электродами. Размер градиент-зонда — расстояние AO (O — точка записи).

Радиус исследования зонда — радиус сферы, оказывающей основное влияние на показания зонда. Радиус исследования градиент-зонда приблизительно совпадает с его размером, а радиус исследования потенциал-зонда равен его удвоенному размеру.

В зависимости от последовательности расположения электродов (токовых и измерительных, сближенных и удаленных) различают: подошвенные зонды — парные электроды внизу и кровельные зонды — парные электроды сверху.

Для обозначения зонда указываются последовательность расположения его электродов, начиная с верхнего, и расстояния между ними в метрах. Например: А 8,0 М 0,5 N, что означает; подошвенный градиент-зонд с расстоянием между сближенными электродами 0,5 м, а между электродами AM — 8 м.

Зонды разного типа и размера по-разному отбивают границы пластов различного электрического сопротивления.

Формы кривых потенциал-зонда. Пласт высокого сопротивления большой толщины - толщина пласта больше длины зонда. На кривой p_k такой пласт отмечается симметричным относительно своей продольной оси максимумом (рисунок 1.4, а). Границы пласта проводятся приблизительно через точки перегиба кривой. Для более точного проведения границы необходимо отступить от точек перегиба вверх и вниз на половину длины зонда.

Пласт высокого сопротивления малой толщины. Толщина пласта меньше длины зонда. На кривой p_k такой пласт фактически не выделяется. На модельной кривой тонкий пласт высокого сопротивления отмечается минимумом кривой p_k . Выше и ниже такого пласта на расстояниях в половину длины зонда отмечаются ложные увеличения сопротивления, связанные с экранными явлениями.

Формы кривых градиент-зондов. Пласт высокого сопротивления большой толщины. При регистрации p_k кровельным градиент-зондом кровля пласта отмечается по

максимуму кривой. К подошве пласта кривая плавно снижается до минимума. При записи p_k подошвенным градиент-зондом получаемая кривая КС аналогичным образом отображает подошву пласта (рисунок 1.4,6).

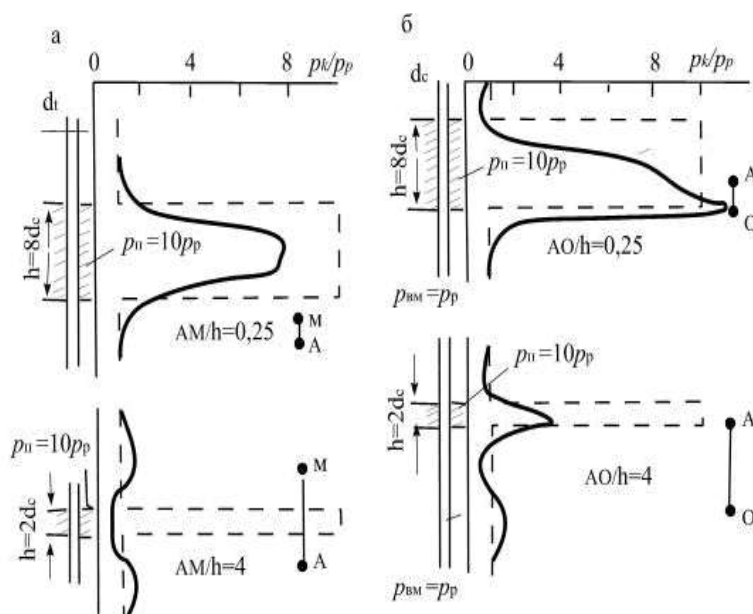


Рисунок 1.4 – Кривые сопротивления для однородного пласта большого сопротивления: а — потенциал-зонд; б — подошвенный градиент-зонд

Пласт высокого сопротивления малой толщины. На кривых градиент-зондов отмечается максимумом со слабовыраженной асимметрией. Толщины тонких пластов обычно соответствуют ширине амплитуды кривой на половине ее высоты. На расстоянии, равном размеру зонда, могут возникнуть небольшие экранные максимумы, выше пласта для кровельного зонда и ниже для подошвенного.

Обычно по каждому району выбирают зонды определенного типа и размера в качестве стандартных. Стандартный зонд должен обеспечивать наиболее четкое выделение границ пластов различного сопротивления.

Геологические наблюдения за процессом бурения. Дополнительную информацию о литологии и свойствах горных пород можно получить при наблюдении за осложнениями и нефтегазопроявлениями возникающими в процессе бурения.

Затяжки и прихваты бурового инструмента происходят в толщах пластичных пород, таких как глины, соли. При размыве глинистых пород может увеличиться плотность и вязкость промывочной жидкости. При разбуривании плотных мергелей, известняков, доломитов интенсивно срабатываются долота. Во время прохождения пород-коллекторов может происходить поглощение глинистого раствора, либо,

наоборот, из пласта в скважину поступает флюид, что приводит к разжижению глинистого раствора, снижению его плотности и вязкости. Если пласт нефтеносен, в глинистом растворе могут появиться пленки нефти, газоносные коллектора газифицируют глинистый раствор.

Указанный выше комплекс наблюдений и исследований дает детальное представление о разрезе пройденных отложений и вскрытых продуктивных горизонтах и обеспечивает успешное решение поставленных геологических при бурении скважины.

Разрез скважины изображают графически, используя условные знаки (рисунок 1.5) для показа литологического состава пород и характера насыщения. Помимо литологии в нем на соответствующих глубинах должны быть указаны признаки нефти, газа и воды.

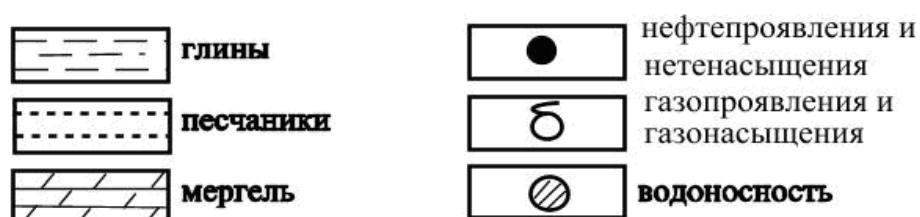


Рисунок 1.5 Условные обозначения, используемые для графического изображения литологического состава пород разреза скважины

Стратиграфическая принадлежность пород определяется по руководящей фауне (таблицы 1.1 и 1.2)

Таблица 1.1 – Руководящая фауна стратиграфических подразделений неогена Северо-Восточного Кавказа

Стратиграфические единицы			Руководящая фауна
Акчагыльский ярус (N _{2a})			<i>Mactra cubcaspia Andrusovi</i>
Сарматский ярус (N ₁ ³ sr)	Верхне-сарматский подъярус (N ₁ ³ sr ₃)	слои с <i>Mactra caspia</i> (N ₁ ³ sr ₃ ²)	<i>Mactra caspia Eihwaldi</i>
		Грозненские слои (N ₁ ³ sr ₃ ¹)	<i>Ostracoda</i>
	Среднесарматский подъярус (криптомактровые слои) (N ₁ ³ sr ₂)		<i>Cryptomactra pes'anseris Andrusovi</i>
	Нижнесарматский подъярус (N ₁ ³ sr ₁)		<i>Syndesmya Reflexa Eihwaldi; Mactra Eihwaldi Andrusovi</i>
Караганский ярус (N ₁ ² kr)			<i>Spaniodontella pulchella Bailly</i>
Чокракский ярус (N ₁ ² ч)			<i>Spirialis sp. Syndesmya alba Wood</i>

Таблица 1.2 - Руководящая фауна стратиграфических подразделений нижнего мела Восточного Предкавказья

Стратиграфические единицы	Руководящая фауна
Аптский ярус K _{1a}	<i>Matheronites ridzewskyi Kar</i>
Барремский ярус K _{1br}	<i>Aucella Keyserling</i>
Валанжинский ярус K _{1v}	<i>Inoceramus aucella Frautsch</i>

Оборудование и материалы. Исходными данными для выполнения работы являются шаблоны геологического разреза (приложение А, рисунки А.1-А.8), в которых приведены «шапка» геологического разреза скважины и кривые КС, ПС, а также результаты описания и исследования образцов пород, керна и шлама, характеристика геологических наблюдений осложнений и нефте-газо- и водопроявлений в процессе бурения различных интервалов (Приложение А, таблицы А.1-А.7).

Указания по технике безопасности. Компьютер – высокотехнологичное технически хорошо продуманное устройство, но вместе с тем очень опасное. Иногда опасность реальна, а иногда, он незаметно воздействует на Ваше здоровье и психику.

Во избежание несчастного случая, поражения электрическим током, поломки оборудования, рекомендуется выполнять следующие правила:

1. Не входить в помещение, где находится вычислительная техника без разрешения старшего (преподавателя).
2. Не включать без разрешения оборудование.
3. При несчастном случае или поломке оборудования позвать старшего (преподавателя). Знать где находится пульт выключения оборудования (выключатель, красная кнопка, рубильник).
4. Не трогать провода и разъемы (возможно поражение электрическим током).
5. Не допускать порчи оборудования.
6. Не работать в верхней одежде.
7. Не прыгать, не бегать (не пылить).
8. Не шуметь.

Задания.

В шаблоне геологического разреза необходимо в процессе выполнения лабораторной работы заполнить каждую графу.

1. В соответствии с глубиной отметить интервалы отбора керна, шлама, образцов, в графе «Описание пород, фауна», и занести краткое описание пород и встреченную фауну.

2. В графе «Осложнения при бурении» отметить интервалы, в которых происходили осложнения, и кратко описать эти осложнения.
3. В графе «Нефтегазоводопроявления» с помощью условных знаков (рисунок 1.5) нанести интервалы проявления того или иного флюида.
4. Приступить к заполнению «Литологической колонки», т.е. непосредственно к построению разреза скважины.

В первую очередь условными обозначениями заполнить интервалы отбора керна. Оставшуюся (основную) часть разреза заполнить, основываясь на косвенных методах (использовать данные геофизических методов и наблюдений при бурении).

6. После заполнения «Литологической колонки» произвести определение стратиграфической принадлежности пород. Для этого использовать руководящую фауну, найденную и описанную в кернах в соответствии с таблицами 1.1 и 1.2.

Содержание отчета. В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование. Полученные данные представить в виде геологического разреза скважины. Дать характеристику применяемых зондов, особенности применявшихся способов отбивки границ проницаемых пропластков, указать, чем представлены коллекторы продуктивных (перспективных на нефть и газ) отложений и их стратиграфическую приуроченность.

Защита работы проводится в устной форме.

Контрольные вопросы.

1. Охарактеризуйте основные задачи геолого-геофизических исследований, проводимых в процессе бурения скважин и способы их решения этих задач.
2. Какие методы изучения разрезов скважин позволяют получать наиболее достоверное представление о проходимых породах и последовательности их залегания? Как часто используются эти методы и почему?
3. В чём заключаются достоинства промыслово-геофизических исследований?
4. Охарактеризуйте показания кривых КС, ПС и кавернограмм, соответствующие песчаным пластам и глинам.
5. Охарактеризуйте показания кривых КС, ПС и кавернограмм, соответствующие мергелям, известнякам и доломитам.
6. В чём отличие градиент-зонда от потенциал-зонда, подошвенных и кровельных зондов?
7. Охарактеризуйте особенности отбивки границ пластов по кривым потенциал-зонда.

8. Охарактеризуйте особенности отбивки границ пластов по кривым градиент-зонда.

9. Какую информацию о литологии и свойствах горных пород можно получить при наблюдении за осложнениями и нефтегазопроявлениями, возникающими в процессе бурения?

10. По каким данным устанавливается стратиграфическая приуроченность проходимых пород?

Список литературы:

1. Чоловский, И.П. Нефтегазопромысловая геология залежей углеводородов: Учеб. для вузов./ И.П. Чоловский, М.М. Иванова, Ю.И. Брагин - М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. - 680 с.

2. Брагин, Ю.И. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов: Понятия; Определения; Термины / Ю.И. Брагин, С.Б. Вагин, И.С. Гутман, И.П. Чоловский. - М.: Недра, 2004. - 397 с.

3. Чоловский, И.П. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов : Учеб. Рек.МО. / И.П. Чоловский, М.М. Иванова, И.С. Гутман, С.Б. Вагин, Ю.И. Брагин - М., 2002. - 456с. - Библиогр.: с.445-448. - ISBN 5-7246-0195-8

4. Жданов М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа: Учебное пособие для вузов./ М.А. Жданов— М.: Недра, 1981. — 453 с.

5. Быков, Н. Е. Справочник по нефтепромысловой геологии / Н. Е. Быков, А. Я. Фурсов, М. И. Максимов и др. — М.: Недра, 1981. — 525 с.

6. Нефтегазопромысловая геология: Терминологический справочник / Под ред. М. М. Ивановой. — М.: Недра, 1983. — 262 с.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 2

ПОСТРОЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ И ВЕРТИКАЛЬНОЙ ПРОЕКЦИЙ ИСКРИВЛЁННОГО СТВОЛА СКВАЖИНЫ

***Цель:** Приобретение навыков по построению горизонтальной и вертикальной проекций искривлённого ствола скважины, освоение методики построения вертикальной проекции искривлённого ствола скважины упрощённым, комбинированным способами и способом засечек.*

Теоретическая часть. При бурении скважин производится систематический контроль их искривления бросовыми аппаратами и с помощью инклинометров. Замеры кривизны инклинометрами приурочиваются к интервалам проведения стандартного

каротажа и выполняются, как правило, через каждые 50–100 метров. Полученные при этом данные являются основой для составления горизонтальной проекции искривленного ствола скважины – инклинограммы.

Если искривление скважины происходит в одну сторону по всему стволу и направление искривления ствола скважины совпадает с направлением профильного разреза (азимуты искривления ствола скважины отличаются от азимута линии разреза не больше, чем на 15°), тогда можно построить вертикальную проекцию упрощенным методом без построения инклинограммы.

Если искривление скважины происходит в различные стороны и направления искривлений не совпадают с направлением профильного разреза, вертикальную проекцию строят способом засечек или комбинированным способом.

Инклинограммы строят в масштабе 1:200, 1:250, 1:400, 1:500 и 1:1000.

Масштаб инклинограммы выбирается в зависимости от величины максимального угла искривления и глубины скважины. Так, при максимальном угле искривления, равном 20 – 30, и глубине скважины более 2000 м инклинограмму целесообразно строить в масштабе 1:1000. В общем случае масштаб выбирают таким, чтобы инклинограмма не занимала большой лист бумаги и легко подвергалась обработке.

Оборудование и материалы. Исходными данными для выполнения работы являются данные о кривизне стволов скважин, полученные при замерах инклинометром (Приложение Б).

Указания по технике безопасности смотреть в лабораторной работе 1.

Задания.

1. Построение инклинограммы - проекции оси скважины на горизонтальную плоскость.

Для построения инклинограммы необходимо:

1.1. По формуле (1) вычислить величину горизонтального смещения (Δx_i) для каждого интервала замера кривизны:

$$\Delta x_i = l \times \sin \beta_{cp}, \quad (2.1)$$

где l – интервал замера кривизны, м

β_{cp} – средний угол искривления скважины в интервале замера кривизны, определяемый по формуле (2):

$$\beta_{cp} = \frac{\beta_1 + \beta_2}{2}, \quad (2.2)$$

где β_1 и β_2 – углы искривления скважины в начале и в конце интервала замера кривизны, градус.

1.2. Для удобства построений следует составить таблицу следующей формы:

Таблица 2.1 - Исходные данные для построения проекций ствола скважины

№п п	Глубина замера кривизны, м	Угол искривле- ния ствола скважины, градусы β_i	Азимут искривле- ния ствола скважины, градусы φ_i	Средний угол искривле- ния, градусы $\beta_{ср.}$	Прираще- ние горизонталь- ного смещения ствола скважины, м Δx_i	Вертикаль- ная проекция интервала искривле- ния, м Δy_i	Верти- кальное расстоя- ние от устья скважи- ны, м Y
1	2	3	4	5	6	7	8
1							
2							
3							

1.3. По вычисленным приращениям горизонтального смещения (Δx_i) строят инклинограмму в масштабе 1:100, 1:200, 1:250, 1:400, 1:500 или 1:1000.

Через точку А проводят линию, соответствующую направлению север – юг (рисунок 2.1).

Затем из этой точки строят вектор в направлении, соответствующем азимуту искривления ствола скважины в первом интервале замера кривизны (φ_1), в котором угол искривления ствола скважины отличен от 0. На этом векторе в масштабе инклинограммы откладывают отрезок А – А₁, равный Δx_1 .

Через точку А₁ проводят вспомогательную линию, параллельную направлению север – юг, и строят вектор в направлении, соответствующем азимуту искривления ствола скважины во втором интервале замера кривизны (φ_2). На этом векторе в масштабе инклинограммы откладывают отрезок А₁ – А₂, равный Δx_2 .

Аналогично производят построение остальных точек замера кривизны.

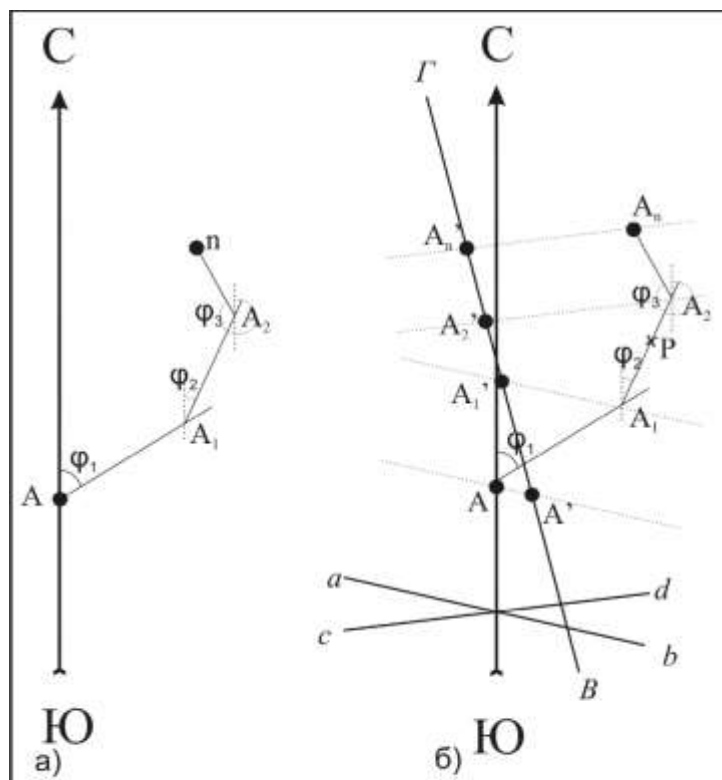


Рисунок 2.1 Построение инклинограммы (а) и вспомогательные построения для вертикальной проекции ствола скважины (б)

2. Построение вертикальной проекции искривлённого ствола скважины упрощённым способом

2.1. На листе чертежа нанести уровень моря, указать стороны света, отметить устье скважины и провести из него вертикальную линию.

2.2. Из точки 0, соответствующей положению устья отложить угол от вертикальной линии, равный среднему углу искривления в данном интервале β_1 . Направление, в котором откладывается угол, определяется азимутом искривления, так, например, при азимутах 356°, 0°, 3°, 5° угол искривления откладывается в сторону севера (вправо от вертикальной оси), при азимутах 175°, 180°, 187° – в сторону юга (влево от оси). Под этим углом провести отрезок, длина которого равна длине интервала в масштабе разреза. На конце отрезка будет располагаться точка 1. Если скважина искривляется не от устья, то ствол скважины будет совпадать с вертикальной линией до глубины, на которой зафиксировано искривление.

2.3. От нижней границы полученного отрезка отложить угол искривления следующего интервала и под этим углом провести отрезок соответствующей длины.

Линия, соединяющая точку 0 с полученными точками 1, 2, ... n и будет вертикальной проекцией искривленного ствола скважины (рисунок 2.2).

Для этого нужно в каждом интервале между точками замера кривизны использовать средний угол искривления скважины (таблица 2.1).



Рисунок 2.2 Построение вертикальной проекции скважины упрощённым способом

Построение вертикальной проекции стволов скважин в случае существенного отклонения стволов скважин от вертикального положения.

На инклинограмму наносят точку вскрытия скважиной разрывного нарушения (Р) и другие характерные точки разреза, в т.ч. глубины вскрытия стратиграфических и угловых несогласий. Точка нарушения (Р) сносится по среднему азимуту, равному полусумме азимутов простираения пород в различных тектонических блоках (структурных этажах).

Через точку начала искривления ствола скважины (А) проводят (в соответствии с их азимутами) линии профильного разреза (линия ВГ на рисунке 2.1 б), простираения пород до точки вскрытия скважиной разрывного нарушения (линия *ab*) и после вскрытия этой точки (линия *cd*).

Точки замера кривизны, находящиеся выше точки вскрытия разрывного нарушения, сносят на линию геологического профильного разреза параллельно линии *ab*, а расположенные ниже этой точки - параллельно линии *cd*.

Определяют расстояния А - А₁', А - А₂', ... , А - А_n', которые являются исходными данными при построении вертикальной проекции ствола скважины.

Существует *два способа* построения вертикальной проекции скважин в случае существенного отклонения стволов скважин от вертикального положения:

3. Способ засечек.

3.1 На листе миллиметровой бумаги проводят горизонтальную линию, линию, принимаемую за уровень моря и имеющую абсолютную отметку, равную 0 (рисунок 2.3 а). Уровень моря будем принимать и за направление плоскости геологического профильного разреза I-I. По краям чертежа, в его верхней части рекомендуется для удобства указать стороны света (Ю-С или З-В).

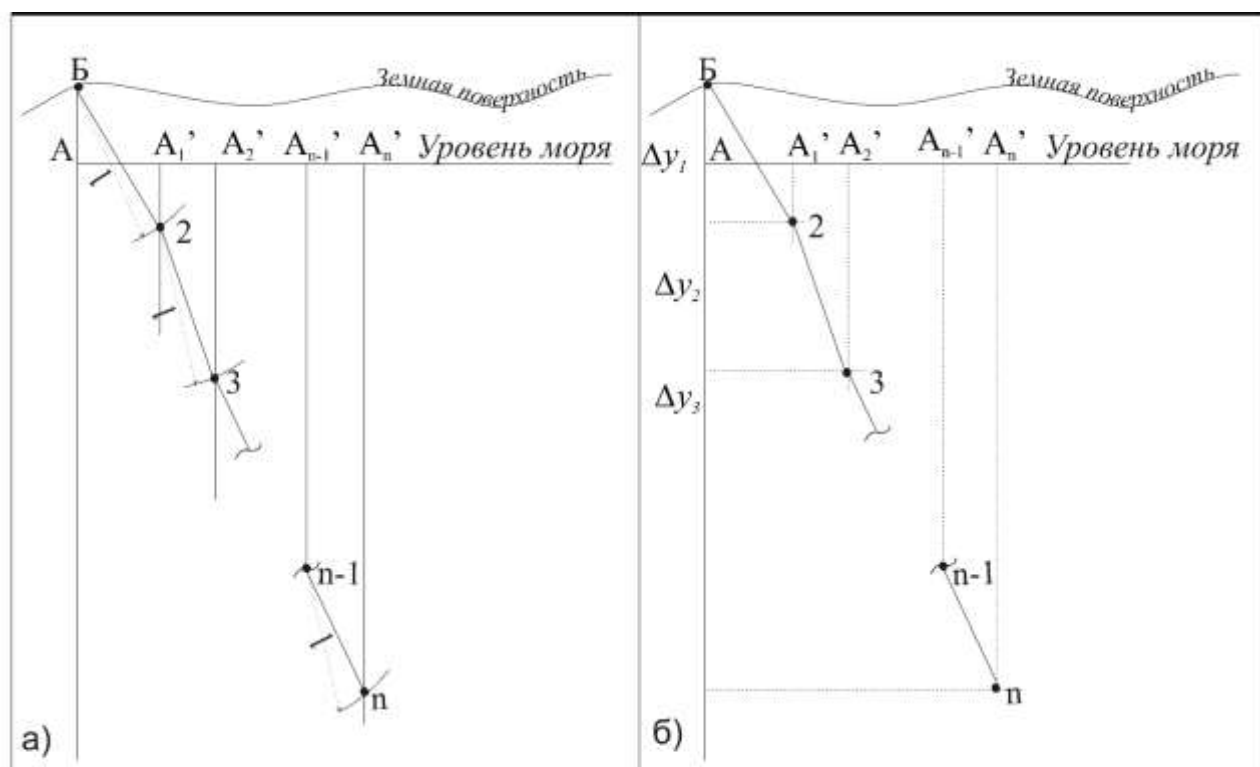


Рисунок 2.3 Составление вертикальной проекции скважин методом засечек (а) и комбинированным способом (б)

На этой линии произвольно выбирают точку А, к которой восстанавливают перпендикуляр. От точки А на перпендикуляре в горизонтальном масштабе разреза откладывают отрезок А - Б, равный альтитуде устья скважины. Положение точки Б на перпендикуляре определяется знаком альтитуды устья скважины.

Таким образом, точка Б соответствует положению устья скважины на земной поверхности.

3.2. На линии уровня моря откладывают отрезки А - А₁', А - А₂', ... , А - А_п', которые снимают с инклинограммы, учитывая соотношение ее масштаба и горизонтального масштаба профильного разреза. Через точки А₁', А₂', ... , А_п' проводят вертикальные прямые линии.

Если скважина искривляется от устья, то из точки Б циркулем делают засечку на вертикальной линии, проходящей через точку А₁'. Получают точку 1. Радиус засечки

равен интервалу замера кривизны l в вертикальном масштабе геологического профильного разреза.

3.3. Затем ножку циркуля переставляют в точку 1 и, не меняя его раствора, делают засечку на вертикальной линии, проходящей через точку A_2' . Получают точку 2.

Если величины приращения горизонтального смещения очень малы и отрезки, соответствующие первым участкам искривления, невозможно нанести в масштабе профиля, то их суммируют и первую засечку делают радиусом, равным сумме объединённых интервалов замера кривизны на вертикали, соответствующей последнему интервалу рассматриваемого участка.

3.4. Аналогичным образом определяют положение остальных точек замера кривизны ствола скважины на плоскости профильного разреза.

Если ствол скважины искривляется не от устья, то на вертикальной линии, проходящей через точку Б, находят местоположение точки начала искривления Б'. Для этого от точки Б по вертикали вниз откладывают отрезок, равный (в вертикальном масштабе профильного разреза) глубине, предшествующей той, на которой угол искривления ствола скважины отличен от 0.

3.5. Соединяя последовательно точки Б, Б', 1, 2, ... $n-1$, n отрезками прямых линий, получают вертикальную проекцию ствола скважины в плоскости профильного разреза.

4. Комбинированный способ

4.1. Помимо горизонтального смещения ствола скважины (Δx_i), по формуле (3) рассчитывают Δy_i - вертикальную проекцию каждого интервала искривления:

$$\Delta y_i = l \times \cos \beta_{cp}, \quad (2.3)$$

где l – интервал замера кривизны, м; β_{cp} – средний угол искривления скважины в интервале замера кривизны, градусы.

4.2. Для каждой точки замера находят вертикальное расстояние от устья скважины как сумму вертикальных проекций. Результаты расчетов заносят в таблицу 2.1.

4.3. В системе координат X-Y определяют положение на вертикальной плоскости всех точек замера кривизны, после чего их соединяют отрезками прямой (рисунок 2.3б).

При расчетах необходимо учитывать, что верхней границей первого интервала является устье скважины (глубина 0 м, угол наклона 0), а нижней границей последнего интервала является забой скважины (глубина замера равна глубине скважины, угол падения на забой принимают таким же, как и в последней точке замера кривизны).

Содержание отчета. В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование. Полученные данные представить в виде таблицы 2.1 и двух

проекций искривлённого ствола скважины – горизонтального и вертикального. Для одной из скважин вертикальную проекцию построить способом засечек, для второй - комбинированным способом в соответствии с требованиями к каждому варианту.

Защита работы проводится в устной форме.

Контрольные вопросы:

1. Каким образом получают данные для построения инклинограммы?
2. Как вычисляют величину горизонтального смещения ствола скважины?
3. Каким образом составляют инклинограмму?
4. От чего зависит масштаб инклинограммы?
5. В каких случаях допускается построение вертикальной проекции искривленного ствола скважины упрощенным методом?
6. Каким образом производится построение проекции искривлённого ствола скважины упрощенным методом?
7. Как определяется направление, в котором откладывается угол отклонения от вертикальной линии?
8. Каким образом проводится проектирование точек замеров искривления ствола скважины, вскрытия разрывных нарушений и угловых несогласий линию профильного разреза?
9. *Каким образом строится вертикальная проекция искривлённого ствола скважины способом засечек?*
10. *Каким образом строится вертикальная проекция искривлённого ствола скважины комбинированным способом?*

Список литературы:

1. Чоловский, И.П. Нефтегазопромысловая геология залежей углеводородов: Учеб. для вузов./ И.П. Чоловский, М.М. Иванова, Ю.И. Брагин - М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. - 680 с.
2. Брагин, Ю.И. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов: Понятия; Определения; Термины / Ю.И. Брагин, С.Б. Вагин, И.С. Гутман, И.П. Чоловский. - М.: Недра, 2004. - 397 с.
3. Чоловский, И.П. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов : Учеб. Рек.МО. / И.П. Чоловский, М.М. Иванова, И.С. Гутман, С.Б. Вагин, Ю.И. Брагин - М., 2002. - 456с. - Библиогр.: с.445-448. - ISBN 5-7246-0195-8
4. Жданов М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа: Учебное пособие для вузов./ М.А. Жданов– М.: Недра, 1981. – 453 с.

5. Быков, Н. Е. Справочник по нефтепромысловой геологии / Н. Е. Быков, А. Я. Фурсов, М. И. Максимов и др. – М.: Недра, 1981. – 525 с.

6. Нефтегазопромысловая геология: Терминологический справочник / Под ред. М. М. Ивановой. – М.: Недра, 1983. – 262 с.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 3

ПОСТРОЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ПРОФИЛЬНОГО РАЗРЕЗА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО ДАННЫМ ПРОБУРЕННЫХ СКВАЖИН

***Цель:** Составление геологического профильного разреза, включающее рассмотрение задач, решаемых при построении и анализе геологических профильных разрезов и изучение порядка составления геологического профильного разреза.*

Теоретическая часть. Геологический профильный разрез (геологический профиль) – вертикальная проекция участка земной коры, на которой условными знаками показаны порядок и условия залегания горных пород различного возраста.

При изучении нефтяных и газовых месторождений геологические разрезы составляют по разрезам пробуренных скважин. На геологических профильных разрезах показывают рельеф площади в заданной плоскости, границы основных стратиграфических (литологических) подразделений пород, линии тектонических разрывов, линии размывов и несогласия в залегании пород, границы раздела нефть-вода, нефть-газ, газ-вода, особенности литологического состава продуктивных горизонтов и т.п.

Этот вид графической модели является обязательным при составлении проектов и отчетов о результатах региональных, поисково-оценочных и разведочных работ, подсчета запасов и оценки ресурсов углеводородного сырья, технологических документов на разработку нефтяных и газовых месторождений.

Исходными данными для построения геологических профильных разрезов являются результаты полевых геофизических работ (чаще всего сейсморазведки), а также опорного, параметрического, поисково-оценочного, разведочного и эксплуатационного бурения.

В зависимости от целевого назначения и масштаба работ геологические профильные разрезы бывают региональными, зональными и детальными.

Региональные разрезы характеризуют глубинное строение нескольких крупных тектонических элементов, зональные – двух и более месторождений, которые приурочены к единой зоне нефтегазонакопления, а детальные – одного месторождения.

Как правило, геологические профильные разрезы строят от земной поверхности до максимальной глубины литосферы, изученной геофизическими методами и бурением.

Вместе с тем, при подсчете запасов нефти и газа и проектировании разработки допускается построение геологического профильного разреза, характеризующего строение только продуктивной части месторождения (залежи, эксплуатационного объекта). В этом случае на нем должны быть показаны литологический состав, толщина продуктивных пластов, характер их изменения по площади рассматриваемого объекта, положение начальных контактов пластовых флюидов различного состава и фазового состояния, а также промысловые данные (положение забоев скважин, интервалы отбора керна, перфорации, испытания и опробования).

Построению геологического профильного разреза по материалам бурения предшествуют:

- расчленение разрезов скважин (выделение стратиграфических и/или литологических границ и определение глубин их залегания) на основе результатов лабораторных исследований керна, шлама и комплексной интерпретации промыслово-геофизических данных;
- корреляция (сопоставление) разрезов скважин с целью прослеживания выделенных в их разрезах выделения стратиграфических и/или литологических границ.

В зависимости от решаемых задач при составлении геологического разреза принимают то или иное направление линии профильного разреза (рисунок 3.1).

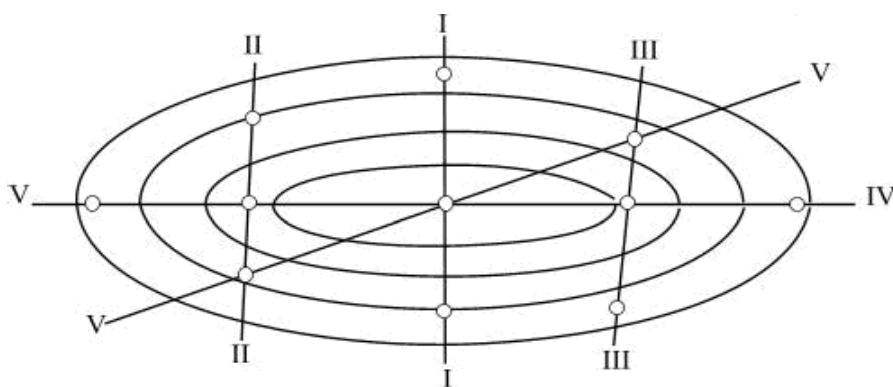


Рисунок 3.1 – Виды геологических профильных разрезов по направлению: I-I, II-II, III-III – поперечные профильные разрезы, IV-IV – продольный профильный разрез; V-V – диагональный профильный разрез

При выборе направления линии геологического разреза необходимо, чтобы она проходила через возможно большее число скважин, включая и близлежащие скважины, и чтобы линии профильных разрезов составляли определенную систему. Поперечный профильный разрез чаще всего строят вкрест простирания пород, а при наличии разрывного нарушения – вкрест простирания этого нарушения.

Продольный профильный разрез служит в основном для увязки системы поперечных профильных разрезов.

Построение диагональных профильных разрезов производят в случае смещения свода антиклинальной складки на различных стратиграфических уровнях как в широтном, так и в меридианальном направлениях.

Скважины, сносятся на него по направлению простирания пород, если они расположены на крыльях структуры, и по перпендикуляру к профильной линии, если они находятся в своде и на периклиналях. В последнем случае необходимо учитывать поправки на высоту залегания одноименных границ в плоскости профиля. Кроме того, при сносе скважин на линию геологического разреза, должны учитываться закономерности изменения толщин и литологии отдельных ярусов и горизонтов.

Существуют определенные правила в ориентировке геологических разрезов по странам света, в зависимости от азимута профильного разреза. Обычно разрезы располагают слева направо в направлениях Ю-С; ЮЗ-СВ; З-В; СЗ-ЮВ. при этом направление геологического разреза обязательно указывается на самом чертеже. При выборе последовательности составления геологических разрезов следует использовать структурную карту с нанесенными на ней линиями профильных разрезов.

Если при составлении геологического разреза обнаруживается, что скважины не являются вертикальными, то необходимо предварительно обработать материалы искривления по таким скважинам и полностью учесть его при построениях.

Исходные данные, необходимые для построения геологического разреза по пробуренным скважинам:

1. Структурная карта с нанесенными на нее точками устьев скважин и профильными линиями.
2. Азимут плоскости профильного разреза.
3. Азимуты простирания пород.
4. Альтитуды устьев скважин.
5. Разрезы по скважинам (стратиграфические или литологические в зависимости от назначения геологического разреза).
6. Данные об элементах залегания пород в скважинах и на земной

поверхности.

7. Глубины вскрытия тектонических разрывов.
8. Данные замеров инклинометром по всем искривленным скважинам, используемым для построения геологического разреза.
9. Региональные геологические данные по району.

Геологические разрезы составляются в определенной последовательности. Сначала выбирают масштаб, исходя из решаемых задач и особенностей геологического строения месторождения (горизонта). Затем производят обработку данных по искривленным скважинам и составляют горизонтальные и вертикальные проекции стволов скважин. После этого приступают к составлению самого геологического разреза.

Выбор масштаба геологического разреза. Как правило, геологический разрез по скважинам строят в масштабе структурной карты, которую используют при его составлении: (1:5000; 1:10000; 1:25000 и редко 1:100000). В том случае, когда на разрезе необходимо показать различные детали, а масштаб карты очень мелкий, геологический разрез выполняют в более крупном масштабе. При составлении геологического разреза желательно, чтобы горизонтальный и вертикальный масштабы были одинаковыми, но не обязательно. Если же расстояния между скважинами велики, а углы падения пород незначительны (например, для месторождений платформенного типа), вертикальный масштаб обычно принимают в 5–10 раз крупнее, чем горизонтальный.

Оборудование и материалы.

Исходными данными для выполнения работы являются данные по скважинам, пробуренным в районе построения геологического профильного разреза, в том числе данные о кривизне стволов скважин, полученные при замерах инклинометром, азимуты плоскости профильного разреза и простирания горных пород, результаты замеров элементов залегания по кернам (приложение Б).

Указания по технике безопасности смотреть в лабораторной работе 1.

Задания.

1. Провести линию уровня моря и расчертить графический вертикальный масштаб геологического разреза (шкалу абсолютных отметок).
2. На линии уровня моря, являющейся в тоже время направлением плоскости разреза I-I в горизонтальном масштабе, отложить расстояние между скважинами (горизонтальные проложения), которые берутся со структурной карты или таблицы.
3. Через полученные точки провести вертикальные линии, на которых в вертикальном масштабе геологического разреза отложить альтитуды устьев скважин (таким образом будут получены положения устьев скважин).

4. Соединяя плавной линией устья скважин, провести элементарный рельеф земной поверхности.

5. Начиная от устья каждой скважины, построить вертикальные проекции стволов скважин в плоскости геологического разреза (если проекции построены на отдельном листе, нужно перенести их на разрез с помощью перекалывания или пересвечивания на светостоле). Забой каждой скважины ограничить короткой горизонтальной чертой, ниже которой цифрами подписать глубину скважины.

6. В каждой точке замера элементов залегания пород по керну от горизонтальной линии в обе стороны от ствола скважины отложить угол падения пород, показав его короткими стрелками. Поскольку азимут падения в керне не замерен, одно из направлений падения будет истинным, а другое – ложным.

7. На стволы скважин по глубинам вскрытия нанести границы стратиграфических подразделений пластов, точки вскрытия разрывных нарушений, несогласий или вычертить колонки разрезов скважин в условных обозначениях с отображением интересующих нас деталей. Все глубины нужно откладывать по искривленному стволу скважины, а не по вертикали. Провести линии разрывных нарушений и угловых несогласий, если таковые имеются.

8. Подписать индексы стратиграфических подразделений.

9. Раскрасить каждое стратиграфическое подразделение в соответствии с цветовой гаммой геохронологической шкалы.

10. Подписать название чертежа по образцу (рисунок 3.2).

11. Составить легенду (условные обозначения) геологического профильного разреза месторождения.

Содержание отчета. В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование, привести профильный геологический разрез, оформленный в соответствии с требованиями к геологической графике.

Защита работы проводится в устной форме.

Контрольные вопросы:

1. *Что такое геологический профильный разрез нефтяного (газового) месторождения? Что изображается на нём?*

2. *В каких случаях составление профильного разреза является обязательным?*

3. *Что является исходными данными при составлении геологических профильных разрезов?*

4. *Какие бывают геологические профильные разрезы по целевому назначению и масштабу? Дайте характеристику каждого из этих разновидностей.*

5. *Какие геологические работы предшествуют построению геологического профильного разреза*
6. *Каким образом выбираются линии профилей?*
7. *Как сносятся на линию геологического разреза скважины, расположенные вблизи линии геологического разреза?*
8. *Какие исходные данные необходимы для построения геологического профильного разреза по пробуренным скважинам?*
9. *Как выбираются горизонтальный и вертикальный масштаб геологических профильных разрезов?*
10. В каких случаях допускается построение вертикальной проекции искривленного ствола скважины упрощенным методом, без построения инклинограммы?
11. *Охарактеризуйте последовательность составления геологического профильного разреза.*

Список литературы:

1. Чоловский, И.П. Нефтегазопромысловая геология залежей углеводородов: Учеб. для вузов./ И.П. Чоловский, М.М. Иванова, Ю.И. Брагин - М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. - 680 с.
2. Брагин, Ю.И. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов: Понятия; Определения; Термины / Ю.И. Брагин, С.Б. Вагин, И.С. Гутман, И.П. Чоловский. - М.: Недра, 2004. - 397 с.
3. Чоловский, И.П. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов : Учеб. Рек.МО. / И.П. Чоловский, М.М. Иванова, И.С. Гутман, С.Б. Вагин, Ю.И. Брагин - М., 2002. - 456с. - Библиогр.: с.445-448. - ISBN 5-7246-0195-8
4. Жданов М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа: Учебное пособие для вузов./ М.А. Жданов— М.: Недра, 1981. — 453 с.
5. Быков, Н. Е. Справочник по нефтепромысловой геологии / Н. Е. Быков, А. Я. Фурсов, М. И. Максимов и др. — М.: Недра, 1981. — 525 с.
6. Нефтегазопромысловая геология: Терминологический справочник / Под ред. М. М. Ивановой. — М.: Недра, 1983. — 262 с.
7. Андреев, В.М. Практикум по нефтегазопромысловой геологии / В.М. Андреев, В.А. Гридин, Э.С. Сианисян, С.В. Сикорская; ЮФУ. — Ростов-на-Дону, 2013. — 80 с.

Месторождение А

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОФИЛЬНЫЙ РАЗРЕЗ

через скважины №№ 1-5
Масштаб 1:10 000

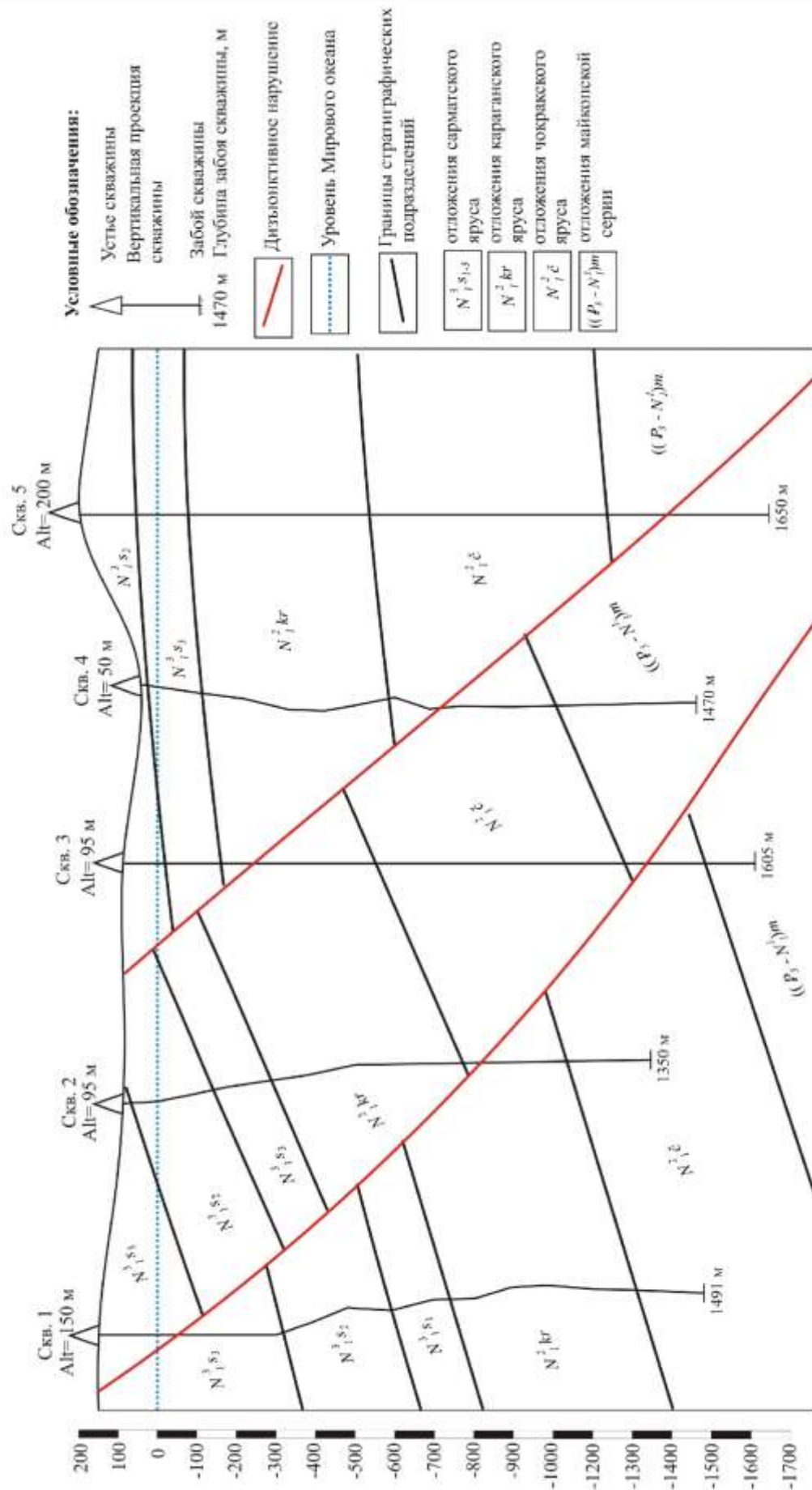


Рисунок 3.2 Образец оформления геологического профильного разреза месторождения

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 4

ПОСТРОЕНИЕ СТРУКТУРНОЙ КАРТЫ КРОВЛИ ПЛАСТА МЕТОДОМ ТРЕУГОЛЬНИКОВ

Цель работы: Приобретение навыков по составлению структурных карт по кровле продуктивного пласта нефтяного (газового) месторождения способом треугольников. Знакомство с задачами, решаемыми при построении и анализе структурных карт, освоение методических приёмов и порядка составления структурных карт.

Теоретическая часть. Структурная карта является геологической основой для проектирования поисково-оценочных и разведочных работ на нефть и газ, основным графическим документом при подсчете запасов и перспективных ресурсов углеводородного сырья, построения иных графических моделей геологического строения отдельных участков недр.

Под *структурной картой* понимают проекцию на плоскость (чаще всего горизонтальную) рельефа любой геологической поверхности (кровли и подошвы пласта, горизонта, свиты, яруса и т.д., а также разрывного нарушения), изображенного в изогипсах.

Подземный рельеф картируемой поверхности на структурных 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 4.1).

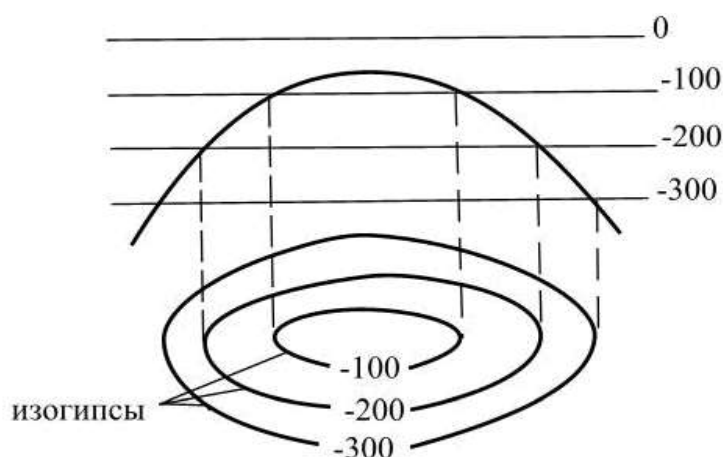


Рисунок 4.1 Подземный рельеф картируемой поверхности

Абсолютная (или гипсометрическая) отметка точки соответствует кратчайшему расстоянию от нее до условной поверхности.

Интервал по высоте между изогипсами называется *сечением изогипс*. Сечение изогипс выбирается в зависимости от масштаба карты и угла наклона картируемой поверхности.

Важной особенностью нефтегазовой геологии является отсутствие возможности всестороннего изучения строения залежи посредством наблюдения естественных выходов горных пород. В распоряжении исследователей зачастую есть только сведения о разрезах пробуренных скважин, количество которых не всегда позволяет построить достоверную структурную карту. «Помощниками» при построении структурных карт могут быть данные сейморазведки (МОВ ОГТ, КМПВ, ВСП, ГСЗ и др.). Так, в случае малого количества пробуренных скважин либо их низкой информативности структурную карту изучаемой геологической поверхности строят по аналогии с маркирующим (реперным, опорным) горизонтом.

При построении структурной карты необходимо руководствоваться следующими *принципами*:

- выбрать условную поверхность (за которую, как правило, принимают уровень Мирового океана), относительно которой отсчитывают абсолютные отметки картируемой геологической поверхности;
- если картируемая поверхность расположена ниже условной поверхности, то ее абсолютные отметки имеют знак «минус», а если выше – то знак «плюс»;
- при пологом залегании пород (в платформенных областях) сечение изогипс принимают равным $2 \div 25$ м; в складчатых областях и краевых прогибах при крутых углах падения пород целесообразно брать сечение изогипс равным $25 \div 250$ м. При этом сечение изогипс выбирают таким, чтобы, с одной стороны, структурная карта не была «перегруженной», а с другой – чтобы на ней были отражены важные детали строения объекта;
- масштаб структурной карты (от 1 : 5000 до 1 : 200000) выбирают в зависимости от размеров изучаемого объекта.

В нефтегазопромысловой геологии используют три метода построения структурных карт: треугольников, профилей и схождения.

Метод треугольников применяется при изучении залежей нефти и газа, имеющих простое строение (без литологического выклинивания и фациального замещения, ненарушенных или осложненных малоамплитудным разрывным нарушением).

Он заключается в том, что точки пересечения стволов скважин с картируемой поверхностью (точки вскрытия), расположенные на плане, соединяют отрезками таким образом, чтобы образовалась система треугольников. Для каждой точки вскрытия

вычисляют ее абсолютную отметку. Затем на сторонах треугольников находят точки с абсолютными отметками, кратными выбранному сечению изогипс. Точки с одинаковыми абсолютными отметками соединяют плавными линиями.

При построении системы треугольников следует учитывать региональное простирание пород, проводя длинные стороны треугольников примерно параллельно простиранию и избегая интерполяции между скважинами вкрест предполагаемой оси складки.

Желательно, чтобы углы треугольников были не менее 30° и не превышали 120° .

Пример построения структурной карты приведен на рисунке 4.2. Исходные данные для построения приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Исходные данные для построения структурной карты методом треугольников

№ скв.	Альтитуда устья, м <i>Alt</i>	Глубина точки вскрытия кровли, м <i>L</i>	Поправка за удлинение ствола скважины, м ΔL	Абсолютная отметка точки вскрытия кровли, м <i>H</i>
1	+50	728	3	-675
2	+125	683	8	-550
...	...	...	...	...
10	+69	731	12	-650



Рисунок 4.2 Построение структурной карты методом треугольников (по М.А. Жданову)

Оборудование и материалы.

Исходными данными для выполнения работы являются данные по скважинам, вскрывшим продуктивный горизонт, приведенные в Приложении В: координаты и альтитуды устьев скважин, глубины вскрытия кровли пласта по искривленному стволу скважин, величины видимых толщин, данные для расчёта поправок на удлинение скважин за счёт ее искривления.

Указания по технике безопасности смотреть в лабораторной работе 1.

Задания.

1. Выбрать масштаб структурной карты. Для этого нужно найти минимальные и максимальные значения координат X и Y , затем полученные значения сравнить с размером будущей карты (листа формата А4 или А3).
2. Отобразить на листе бумаге схему расположения устьев скважин в соответствии с координатами (X и Y), представленными в Вашем варианте.
3. С учетом азимута искривления ствола скважины (φ) и величины смещения ($A_{гор}$) определить место положения точки пересечения ствола скважины с кровлей пласта. Например, известно расположение устья скважины 1-Поисковой; азимут и величина смещения соответственно равны 90° и 100 м, масштаб карты - 1:10 000 (рисунок 4.3).

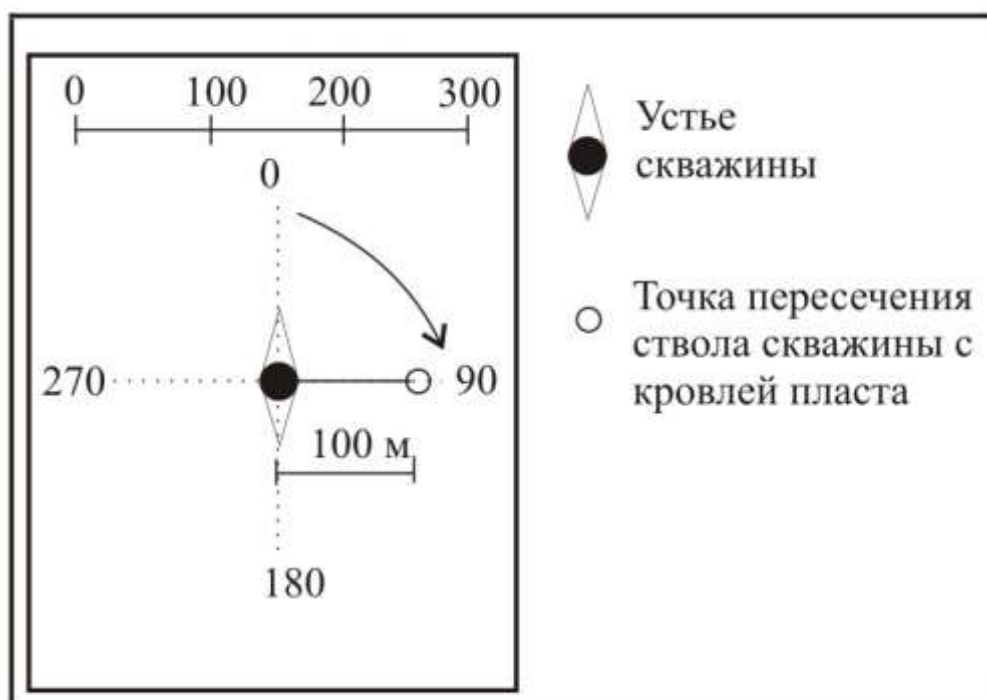


Рисунок 4.3 Определение места положения точки пересечения ствола скважины с кровлей пласта

4. Рассчитать абсолютные отметки точек вскрытия кровли картируемого пласта (H) в каждой скважине по формуле:

$$AO = Alt - (L - \Delta L) \quad (4.1)$$

где Alt – альтитуда устья скважины, м (рисунок 4.4); L – глубина точки вскрытия скважиной кровли пласта, замеренная по стволу, м; ΔL – поправка на удлинение скважины за счет ее искривления, м.

5. Вычисленные значения абсолютных отметок кровли пласта нанести на схему скважин, поместив их под номером соответствующей скважины.

6. Выбрать сечение изогипс, исходя из разницы между минимальной и максимальной абсолютными отметками кровли пласта. Количество изогипс на структурной карте должно быть не менее 5 и не более 10.

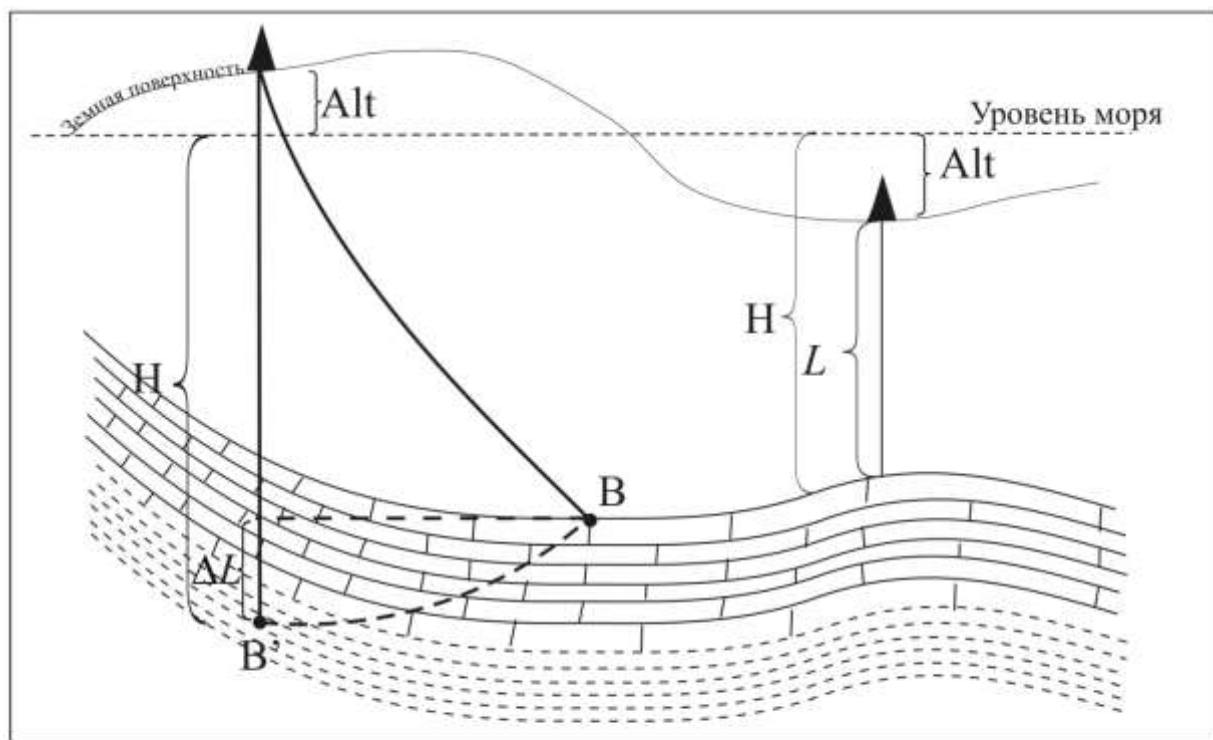


Рисунок 4.4 Определение абсолютной отметки точки вскрытия скважиной кровли пласта

7. Соединить между собой ближайшие скважины отрезками, получив систему треугольников (рисунок 4.2).
8. На каждой стороне треугольника, применяя способ линейной интерполяции, определить места положения точек с абсолютными отметками, кратными сечению изогипс.
9. Точки с одинаковыми абсолютными отметками соединить плавными линиями; оцифровать изогипсы.
10. На построенную карту нанести внешний контур нефтеносности.
11. Составить легенду (условные обозначения) к структурной карте.

Содержание отчета. В отчете отразить: цель, краткое теоретическое обоснование, ход выполнения лабораторной работы. Полученные данные представить в виде структурной карты кровли продуктивного пласта, а также таблицы, аналогичной таблице 4.1.

Защита работы проводится в устной форме.

Контрольные вопросы:

1. Что такое структурная карта? Что принимается в качестве базисной поверхности при построении структурной карты кровли (подошвы)?
2. Какие задачи можно решить с помощью структурных карт?
3. Изобразите подземный рельеф картируемой поверхности в виде системы линий. Укажите положение базисной плоскости и линии изогипс.

4. Что такое сечение изогипс? Как выбирается сечение изогипс при построении структурной карты? Какие сечения изогипс наиболее часто применяются при составлении структурных карт по кровле или подошве продуктивных пластов нефтяных и газовых месторождений?

5. Как выбирается масштаб структурной карты?

6. Какие методы используются в нефтегазовой геологии при построении структурных карт? В каких случаях при построении структурных карт используется метод профилей?

7. Какие данные необходимы для составления структурной карты способом треугольников по результатам бурения и изучения скважин?

8. Как определяются абсолютные отметки точек вскрытия картируемой поверхности? Приведите схему и расчётную формулу.

9. Каким образом получают на плане положение устья скважины и точки вскрытия скважиной пласта?

10. Что необходимо учитывать при построении системы треугольников? В каких случаях не следует соединять стороны треугольников прямыми линиями по кратчайшему расстоянию?

11. В чём заключается интерполяция сторон треугольников при построении схемы изогипс?

12. *Охарактеризуйте основные этапы построения структурной карты кровли продуктивного горизонта.*

Список литературы:

1. Чоловский, И.П. Нефтегазопромысловая геология залежей углеводородов: Учеб. для вузов./ И.П. Чоловский, М.М. Иванова, Ю.И. Брагин - М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. - 680 с.

2. Брагин, Ю.И. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов: Понятия; Определения; Термины / Ю.И. Брагин, С.Б. Вагин, И.С. Гутман, И.П. Чоловский. - М.: Недра, 2004. - 397 с.

3. Чоловский, И.П. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов : Учеб. Рек.МО. / И.П. Чоловский, М.М. Иванова, И.С. Гутман, С.Б. Вагин, Ю.И. Брагин - М., 2002. - 456с. - Библиогр.: с.445-448. - ISBN 5-7246-0195-8

4. Жданов М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа: Учебное пособие для вузов./ М.А. Жданов– М.: Недра, 1981. – 453 с.

5. Быков, Н. Е. Справочник по нефтепромысловой геологии / Н. Е. Быков, А. Я. Фурсов, М. И. Максимов и др. – М.: Недра, 1981. – 525 с.

6. Нефтегазопромысловая геология: Терминологический справочник / Под ред. М. М. Ивановой. – М.: Недра, 1983. – 262 с.

7. Андреев, В.М. Практикум по нефтегазопромысловой геологии / В.М. Андреев, В.А. Гридин, Э.С. Сианисян, С.В. Сикорская; ЮФУ. – Ростов-на-Дону, 2013. – 80 с.

8. Борисенко, З.Г. Методика геометризации резервуаров и залежей нефти и газа./ З.Г. Борисенко – М.: Недра, 1980. – 206 с.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 5

ПОСТРОЕНИЕ КАРТЫ ЭФФЕКТИВНЫХ ТОЛЩИН ПЛАСТА

Цель: Приобретение навыков по составлению карт *изопахит* продуктивного пласта нефтяного (газового) месторождения способом *треугольников*.

Теоретическая часть. Толщина продуктивного пласта, определяемая как разница между глубинами залегания его кровли и подошвы в исследуемой скважине, является одним из наиболее информативных параметров при изучении макронеоднородности. Для выявления закономерностей изменения этого параметра по площади залежи строят карты *изопахит*.

Карта изопахит – графическое изображение изменения в плане толщины пласта посредством *изопахит*. *Изопахита* – линия, соединяющая точки с одинаковым значением толщины пласта.

Эти карты широко применяют при подсчете запасов и при проектировании разработки. Различают следующие виды карт *изопахит*:

1. *Карты суммарной (общей) толщины пласта*, характеризующие изменение суммарной толщины пласта (от кровли до подошвы) по площади залежи. При этом учитывают все прослои внутри пласта, как проницаемые, так и непроницаемые. Исходными данными для построения такой карты являются значения общей толщины пласта в каждой скважине.

Общая толщина ($h_{общ}$) – кратчайшее расстояние между кровлей и подошвой пласта (рисунок 5.1), определяется по формуле

$$h_{общ} = H_{кровли} - H_{подошвы}, \quad (5.1)$$

где $H_{кровли}$ и $H_{подошвы}$ - абсолютные отметки, соответственно, кровли и подошвы пласта в скважине.

2. *Карты эффективной толщины пласта*, характеризующие изменение толщины проницаемых интервалов. При расчленении единого пласта на отдельные пропластки,

выклинивающиеся в различных направлениях, строят карты толщин каждого пропластка, после чего их совмещают.

Эффективная толщина ($h_{эф}$) - сумма толщин всех проницаемых прослоев. На рисунке 5.1 в скв. 1 эффективная толщина равна

$$h_{эф} = h_1 + h_2 + h_3.$$

3. *Карты эффективной нефте(газо)насыщенной толщины пласта*, отражающие закономерности изменения суммарной толщины проницаемых пропластков, насыщенных нефтью (газом). Они применяются, в основном, при подсчете запасов углеводородов объемным методом.

Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта (h_n) в скв. 1 на рисунке 5.2 равна

$$h_n = h_1 + h_2.$$

4. *Карты нулевой толщины* применяют при выклинивании пропластков вверх по восстанию пласта с целью отображения нулевой изопакиты каждого пропластка. Построение таких карт может быть полезно при проектировании разработки залежей для обоснования мест заложения эксплуатационных скважин.

5. *Зональные карты* используют при изучении выдержанных пластов большой толщины, характеризующихся фациальной изменчивостью и расщеплением на отдельные пропластки.

При определении толщины пласта в скважине необходимо учитывать ориентацию в пространстве линии замера, в зависимости от которой различают видимую (h_e) и истинную ($h_{ист}$) толщины (рисунок 5.1).

Истинная (или нормальная) толщина – это кратчайшее расстояние между кровлей и подошвой.

Видимая толщина – это расстояние между кровлей и подошвой по линии замера, произвольно ориентированной в пространстве. На рисунке 5.1 показана видимая толщина пропластка А в скв. 3.

Частным случаем видимой толщины является вертикальная толщина ($h_{верт}$).

Вертикальная толщина – разница отметки кровли и подошвы, замеренная по вертикали. На рисунке 5.1 скв. 4 имеет вертикальный ствол, удлинение за счет искривления которого равно 0. В этом случае разница между абсолютными отметками точек вскрытия кровли и подошвы пропластка А является его вертикальной толщиной.

Таким образом, при бурении на основе комплекса ГИС определяют в основном видимую или вертикальную толщины, но в нефтегазовой геологии используют чаще карты истинных толщин.

В случае несовпадения линии искривления скважины (линии замера) и линии падения пласта истинная толщина определяется по формуле П.М. Леонтовского (5.2):

$$h_{ист} = h_{\epsilon} \times (\sin \alpha \times \sin \beta \times \cos \gamma \pm \cos \alpha \times \cos \beta), \quad (5.2)$$

где $h_{ист}$ – истинная толщина пласта, м; h_{ϵ} – видимая толщина пласта, замеренная по стволу скважины, м; α – угол падения пласта, градусы; β – угол искривления ствола скважины в интервале залегания пласта, градусы; γ – угол косо́го сечения, равный углу между линией падения пласта и линией замера толщины, градусы.

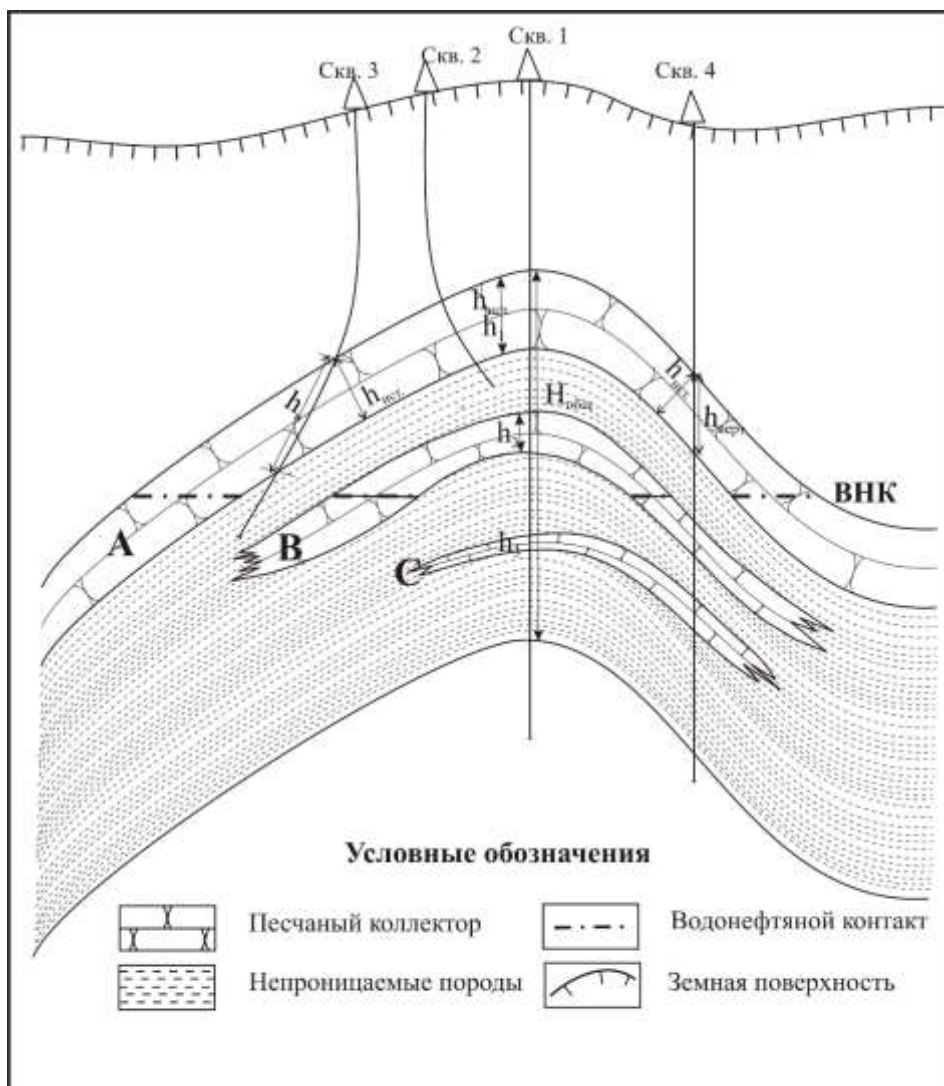


Рисунок 5.1 Виды толщин продуктивного пласта

В случае, если ствол скважины искривляется вниз по падению пласта, то применяется знак «плюс» (сква. 3 на рисунке 5.1), если вверх по восстанию пласта, то знак «минус» (сква. 2 на рисунке 5.2).

Если направление искривления скважины совпадает с направлением падения пласта, т.е. $\gamma = 0^\circ$, то истинную толщину находят по формуле:

$$h_{ист} = h_e \times (\cos \alpha \pm \beta) \quad (5.3)$$

Если скважина искривляется по простиранию пород по простиранию пород, т.е. $\gamma = 90^\circ$, то истинную толщину находят из формулы:

$$h_{ист} = h_e \times \cos \alpha \times \cos \beta \quad (5.4)$$

Угол падения пласта α и угол косо́го сечения γ определяют по структурной карте кровли пласта (лабораторная работа 4 «Построение структурной карты методом треугольников») следующим образом.

На линии замера выбирают две произвольные точки с известными абсолютными отметками (предпочтительно точки пересечения линии замера с изогипсами) и находят превышение одной точки над другой ΔH . Так, на рисунке 5.2 для скв. 3 первая точка соответствует отметке минус 980, вторая – минус 1000 м. Следовательно, величина ΔH равна 20 м.

Затем измеряют расстояние между точками 1 и 2 – величину l . На карте она равна 2,6 см, что в реальности (с учетом масштаба) составляет 260 м.

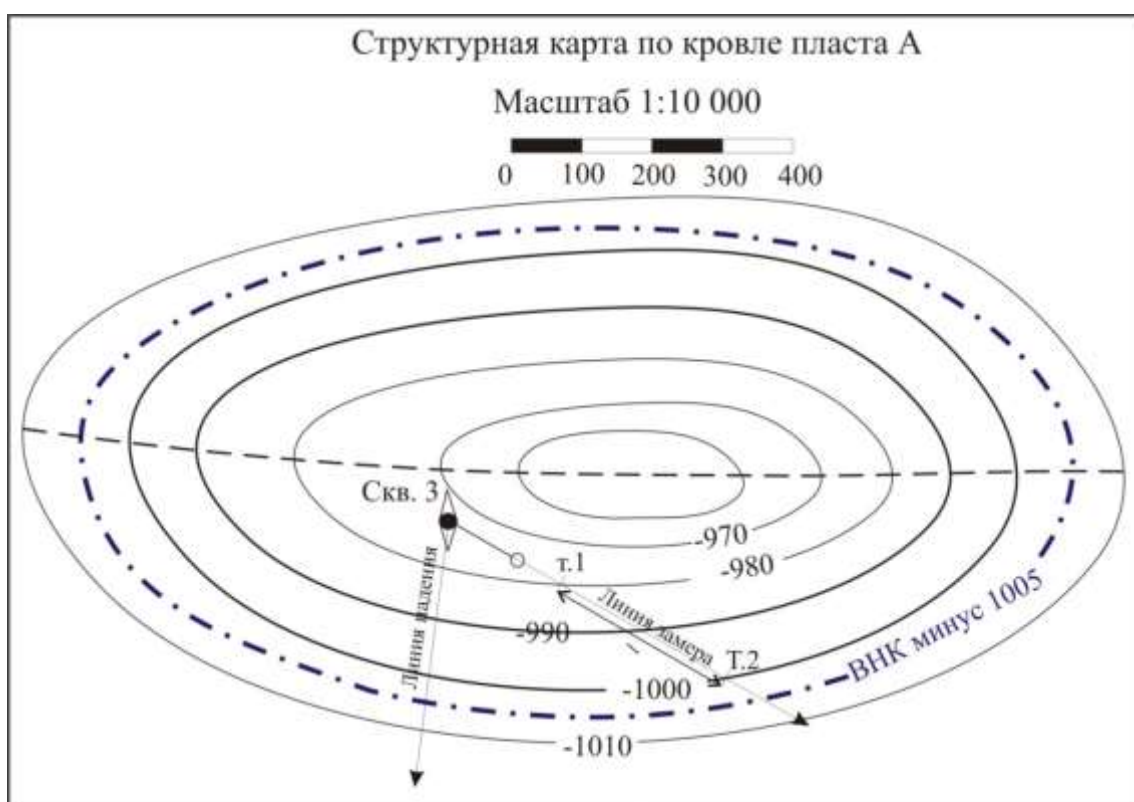


Рисунок 5.2 Определение углов падения пласта и косо́го сечения на структурной карте

По формуле (5.5) вычисляют тангенс угла падения пласта $tg \alpha$ как отношение превышения одной точки над другой ΔH к расстоянию между этими точками l :

$$tg \alpha = \Delta H / l, \quad (5.5)$$

В рассматриваемом примере $tg \alpha = 20 \text{ м} / 260 \text{ м} = 0,0769$. Отсюда следует, что угол падения пласта α равен 4.5° .

Угол косого сечения γ измеряют транспортиром между линией падения пласта и линией замера толщины.

Оборудование и материалы.

Исходными данными для выполнения работы являются данные по скважинам, вскрывшим продуктивный горизонт, приведенные в Приложении В: координаты и альтитуды устьев скважин, глубины вскрытия кровли пласта по искривленному стволу скважин, величины видимых толщин, данные для расчёта поправок на удлинение скважин за счёт ее искривления, а также структурная карта, построенная при выполнении лабораторной работы № 4

Указания по технике безопасности смотреть в лабораторной работе 1.

Задания.

1. По структурной карте определить линию падения пласта в каждой скважине.
2. По формуле (5.5) вычислить угол падения пласта α в каждой скважине.
3. По структурной карте измерить транспортиром угол косого сечения γ для каждой скважины.
4. Определить угол искривления ствола каждой скважины в интервале вскрытия продуктивного пласта β и видимую толщину этого пласта h_g согласно Приложению В.
5. По формулам (5.2÷ 5.4) рассчитать значения истинной толщины пласта в каждой скважине.
6. Результаты расчетов, измерений и определений внести в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 - Исходные данные для построения карты изопахит

№ скважины	Угол падения пласта, градус α	Угол искривления ствола, градус β	Угол косого сечения, градус γ	Видимая толщина пласта, м h_g	Истинная толщина пласта, м $h_{ист}$

7. На лист бумаги формата А4 или А3 перенести точки вскрытия скважинами кровли пласта.
8. Вычисленные значения истинной толщины пласта нанести на схему расположения точек вскрытия кровли пласта, поместив их под номером соответствующей скважины.
9. Построить карту изопахит методом треугольников.
10. Составить легенду (условные обозначения) к карте изопахит.

Содержание отчета. В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование, ход выполнения лабораторной работы. Полученные данные представить в виде карты изопакит общих толщин, также таблицы 5.1, где привести исходные данные и результаты расчётов.

Защита работы проводится в устной форме.

Контрольные вопросы:

1. Что такое «карта изопакит»? Что такое изопакита?
2. Чем различаются общая, эффективная и нефте(газо)насыщенная толщины? Изобразите их на схеме. Приведите формулы для их расчёта.
3. С какой целью строятся и что изображается на картах нулевой толщины и зональных картах
4. Какие различают виды толщин в зависимости от ориентации линии замера толщины в пространстве и относительно кровли (подошвы) пласта? Дайте им определение и изобразите их на схеме.
5. Какую разновидность толщин чаще всего используют при решении практических задач? Приведите расчётную формулу, охарактеризуйте входящие в нее величины.
6. Что такое углы падения пласта и косого сечения? Приведите схему и расчётные формулы для определения углов падения пласта и косого сечения.
7. Приведите расчётные формулы для определения истинной толщины, в случае если направление искривления скважины совпадает с направлением падения (восстания) пород и если скважина искривляется по простиранию пород.
8. *Охарактеризуйте основные этапы построения карты изопакит продуктивного горизонта.*

Список литературы:

1. Чоловский, И.П. Нефтегазопромысловая геология залежей углеводородов: Учеб. для вузов./ И.П. Чоловский, М.М. Иванова, Ю.И. Брагин - М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. - 680 с.
2. Брагин, Ю.И. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов: Понятия; Определения; Термины / Ю.И. Брагин, С.Б. Вагин, И.С. Гутман, И.П. Чоловский. - М.: Недра, 2004. - 397 с.
3. Чоловский, И.П. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов : Учеб. Рек.МО. / И.П. Чоловский, М.М. Иванова, И.С. Гутман, С.Б. Вагин, Ю.И. Брагин - М., 2002. - 456с. - Библиогр.: с.445-448. - ISBN 5-7246-0195-8

4. Жданов М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа: Учебное пособие для вузов./ М.А. Жданов– М.: Недра, 1981. – 453 с.
5. Быков, Н. Е. Справочник по нефтепромысловой геологии / Н. Е. Быков, А. Я. Фурсов, М. И. Максимов и др. – М.: Недра, 1981. – 525 с.
6. Нефтегазопромысловая геология: Терминологический справочник / Под ред. М. М. Ивановой. – М.: Недра, 1983. – 262 с.
7. Андреев, В.М. Практикум по нефтегазопромысловой геологии / В.М. Андреев, В.А. Гридин, Э.С. Сианисян, С.В. Сикорская; ЮФУ. – Ростов-на-Дону, 2013. – 80 с.
8. Борисенко, З.Г. Методика геометризации резервуаров и залежей нефти и газа./ З.Г. Борисенко – М.: Недра, 1980. – 206 с.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 6

ПОСТРОЕНИЕ КАРТЫ НЕФТЕ(ГАЗО)НАСЫЩЕННОЙ ТОЛЩИНЫ ПЛАСТА

Цель работы: Приобретение навыков по составлению карт изопакит продуктивного пласта нефтяного (газового) месторождения способом треугольников.

Теоретическая часть. Карты эффективной нефте(газо)насыщенной толщины пласта, отражающие закономерности изменения суммарной толщины проницаемых пропластков, насыщенных нефтью (газом). Они применяются, в основном, при подсчете запасов углеводородов объемным методом.

Карты эффективных нефте(газо)насыщенных толщин составляются только в пределах залежи на основе карты эффективных толщин.

Для пластовых сводовых залежей карты эффективных нефтенасыщенных толщин в пределах внутреннего контура нефтеносности будут полностью соответствовать карте эффективных толщин. В водонефтяной зоне между внутренним и внешним контуром нефтеносности изопакиты эффективных нефте(газо)насыщенных толщин проводят путём интерполяции между значениями изопакит в точках их пересечения с линией внутреннего контура нефтегазосности до нуля на внешнем контуре. При этом учитываются также значения эффективных нефте(газо)насыщенных толщин скважин, вскрывших пласт в водонасыщенной зоне

В массивных залежах карта эффективных нефтенасыщ толщин строится на основе интерполяции между максимальными значениями эффективных нефтенасыщенных толщин на куполе структуре на контуре нефтеносности. При этом учитываются также значения нефте (газо)насыщенности толщин по скважинам, вскрывшим продуктивный пласт в других частях залежи.

Оборудование и материалы.

Исходными данными для выполнения работы являются данные по скважинам, вскрывшим продуктивный горизонт, приведенные в приложении В, также карты, построенные при выполнении лабораторных работ 4 и 5.

Указания по технике безопасности смотреть в лабораторной работе 1.

Задания.

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

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

2. 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 толщины на внешнем контуре. Учитываются также значения нефте(газо)насыщенных толщин в скважинах, пробуренных в водонефтяной(газоводяной) зоне.

3. Каждая изопакита оцифровывается (рисунок 6.1).

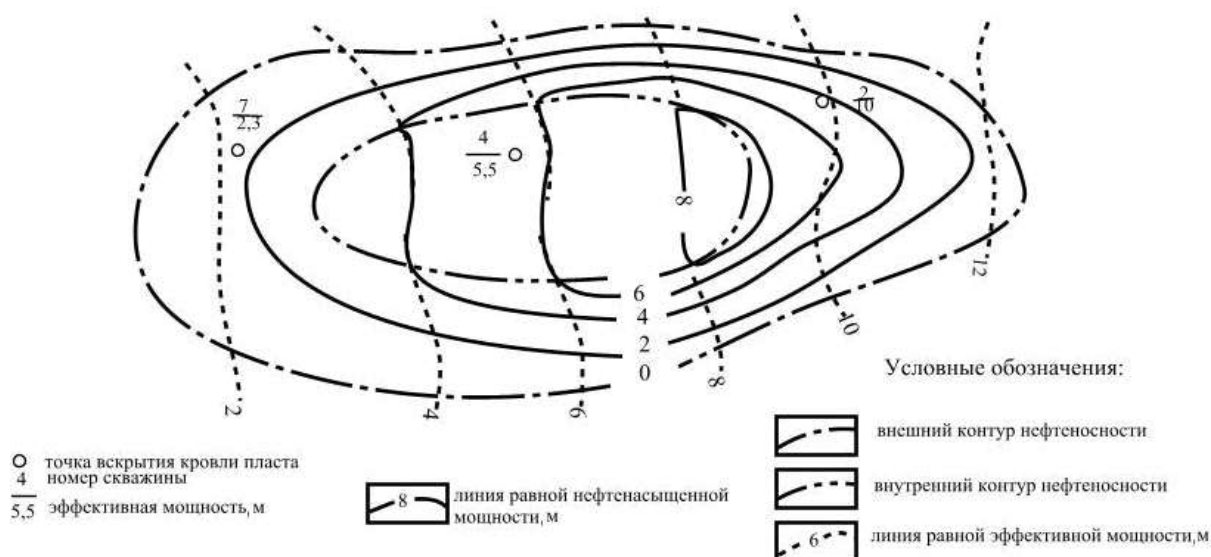


Рисунок 6.1 Карта нефтенасыщенной толщины пласта D месторождения А

Содержание отчета. В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование, ход выполнения лабораторной работы. Полученные данные представить в виде карты и изопакит нетефтенасыщенных толщин.

Защита работы проводится в устной форме.

Контрольные вопросы:

1. Чем различаются общая, эффективная и нефте(газо)насыщенная толщины? Изобразите их на схеме. Приведите формулы для их расчёта.
2. *Каким образом строится карта нефте(газо)насыщенной толщины для чисто нефтяной (газовой) зоны и водонефтяной (газоводяной) зоны для пластовых сводовых залежей.*
3. *Каким образом строится карта нефте(газо)насыщенной толщины для массивных залежей.*
4. *Охарактеризуйте основные этапы построения карты нефте(газо)насыщенных толщин продуктивного горизонта.*

Список литературы:

1. Чоловский, И.П. Нефтегазопромысловая геология залежей углеводородов: Учеб. для вузов./ И.П. Чоловский, М.М. Иванова, Ю.И. Брагин - М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. - 680 с.
2. Брагин, Ю.И. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов: Понятия; Определения; Термины / Ю.И. Брагин, С.Б. Вагин, И.С. Гутман, И.П. Чоловский. - М.: Недра, 2004. - 397 с.

3. Чоловский, И.П. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов : Учеб. Рек.МО. / И.П. Чоловский, М.М. Иванова, И.С. Гутман, С.Б. Вагин, Ю.И. Брагин - М., 2002. - 456с. - Библиогр.: с.445-448. - ISBN 5-7246-0195-8
4. Жданов М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа: Учебное пособие для вузов./ М.А. Жданов— М.: Недра, 1981. — 453 с.
5. Быков, Н. Е. Справочник по нефтепромысловой геологии / Н. Е. Быков, А. Я. Фурсов, М. И. Максимов и др. — М.: Недра, 1981. — 525 с.
6. Нефтегазопромысловая геология: Терминологический справочник / Под ред. М. М. Ивановой. — М.: Недра, 1983. — 262 с.
7. Андреев, В.М. Практикум по нефтегазопромысловой геологии / В.М. Андреев, В.А. Гридин, Э.С. Сианисян, С.В. Сикорская; ЮФУ. — Ростов-на-Дону, 2013. — 80 с.
8. Борисенко, З.Г. Методика геометризации резервуаров и залежей нефти и газа./ З.Г. Борисенко — М.: Недра, 1980. — 206 с.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 7

ПОСТРОЕНИЕ СТРУКТУРНОЙ КАРТЫ ПОДОШВЫ ПЛАСТА МЕТОДОМ СХОЖДЕНИЯ

***Цель:** Приобретение навыков по составлению структурных карт по подошве продуктивного пласта нефтяного (газового) месторождения методом схождения.*

Теоретическая часть. Если картируемая геологическая поверхность вскрыта небольшим количеством скважин, недостаточным для построения структурной карты этой поверхности методом треугольников, для решения этой проблемы применяется *метод схождения*.

Суть метода заключается в использовании структурной карты какой-либо хорошо изученной бурением геологической поверхности, залегающей выше картируемой поверхности (опорного горизонта) и информация о закономерности изменения расстояния между этими поверхностями. Эта информация может быть получена, например, в результате интерпретации материалов сейсморазведки.

По данным о расстоянии между двумя поверхностями строят карту изохор методом интерполяции (рисунок 7.1 Б). Сечение изохор рекомендуется принимать кратным сечению изогипс структурной карты опорного горизонта.

Изохоры – линии, соединяющие на плане точки с равными значениями вертикального расстояния между поверхностью, по которой имеется структурная карта (опорным горизонтом), и той поверхностью, по которой ее необходимо построить.

Затем совмещают структурную карту опорного горизонта (рисунок 7.1 А) и карту изохор. На карте отмечают точки пересечения изогипс опорного горизонта и изохор (рисунок 7.1В).

В этих точках определяют абсолютную отметку картируемой поверхности путем вычитания из абсолютной отметки опорного горизонта значения вертикальной расстояния между рассматриваемыми поверхностями (рисунок 7.1В).

Соединяя плавными линиями точки с одинаковыми абсолютными отметками картируемой поверхности, строят структурную карту подошвы пласта (рисунок 7Г).

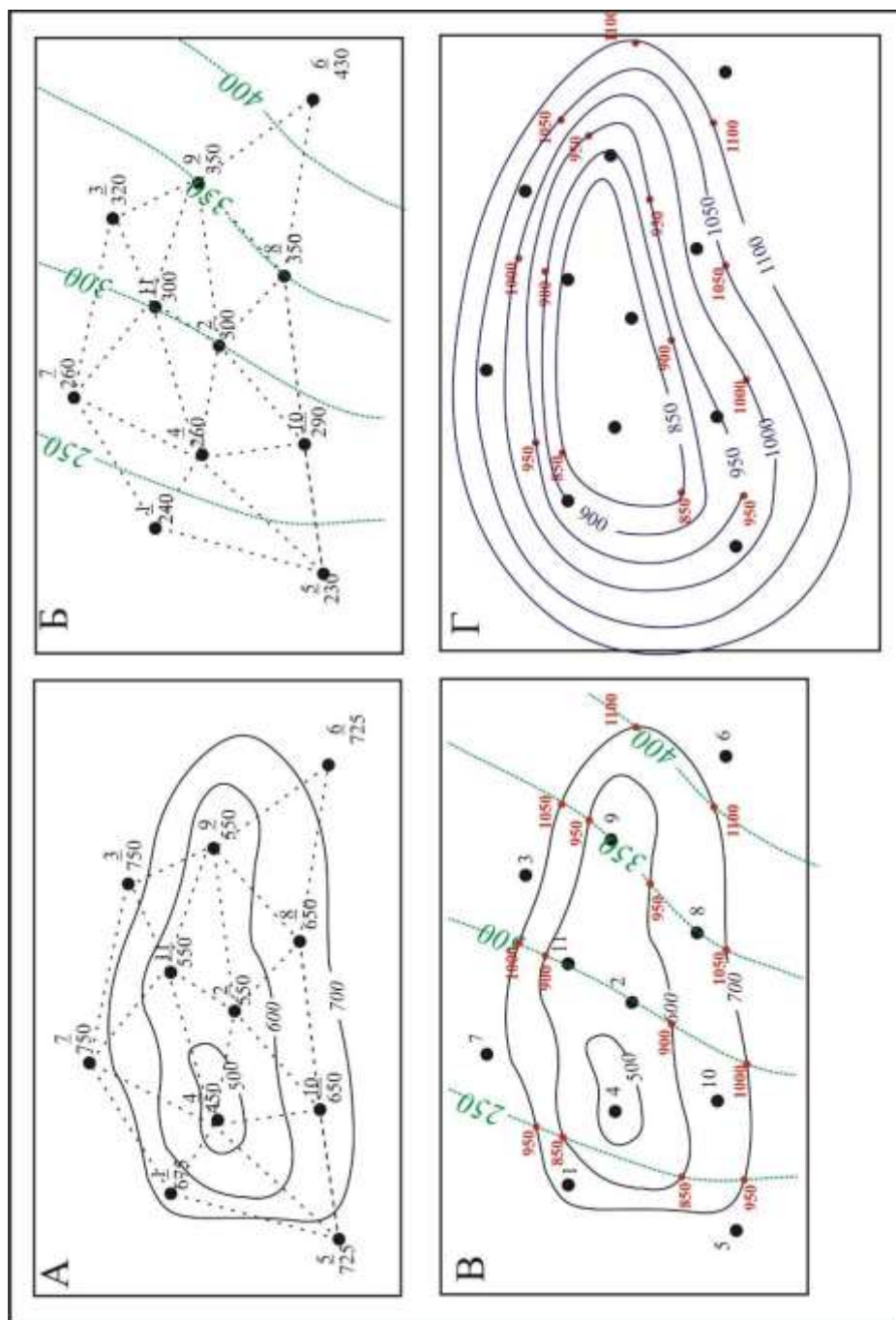


Рисунок 7.1 Этапы построения структурной карты методом схождения

Оборудование и материалы.

Исходными данными для выполнения работы являются данные по скважинам, вскрывшим продуктивный горизонт, приведенные в приложении В, также карты, построенные при выполнении лабораторных работ 4 и 5.

Указания по технике безопасности смотреть в лабораторной работе 1.

Задания.

Построить методом схождения структурную карту подошвы пласта, используя структурную карту его кровли (лабораторная работа 4) и карту эффективных толщин (лабораторная работа 5).

1. Для каждой скважины на структурной карте кровли пласта по формуле (7.1) рассчитать расстояние по вертикали между кровлей и подошвой пласта (вертикальную толщину пласта)

$$h_{\text{верт}} = \frac{h_{\text{и}}}{\cos \alpha} \quad (7.1)$$

где $h_{\text{верт}}$ - вертикальная толщина м; $h_{\text{и}}$ - истинная толщина пласта, м; α – угол падения пласта.

Истинная толщина пласта и угол его падения рассчитаны при выполнении лабораторной работы 5.

2. На лист бумаги формата А4 или А3 со структурной карты, построенной при выполнении лабораторной работы 4, перенести точки вскрытия скважинами кровли пласта.

3. Вычисленные значения вертикальной толщины пласта нанести на схему расположения точек вскрытия кровли пласта, поместив их под номером соответствующей скважины.

4. Построить карту изохор пласта методом треугольников.

5. Составить легенду (условные обозначения) к карте изохор.

6. Совместить структурную карту кровли пласта и карту изохор,

7. На лист бумаги формата А4 или А3 перенести точки пересечения изогипс кровли пласта и изохор,

8. Рассчитать абсолютные отметки подошвы пласта в точках пересечения изогипс и изохор. Точки с одинаковыми абсолютными отметками подошвы пласта соединить плавными линиями.

9. Составить легенду структурной карты подошвы пласта.

Содержание отчета. В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование, ход выполнения лабораторной работы. Полученные данные представить в виде структурной карты подошвы продуктивного пласта.

Защита работы проводится в устной форме.

Контрольные вопросы:

1. В каких случаях целесообразно применять метод схождения? В чем заключается суть этого метода?

2. Что изображается на карте изохор? Как подбирается сечение изохор? Дайте определение понятию «изохора».

3. Каким образом рассчитывается расстояние по вертикали между кровлей и подошвой пласта?

4. Каким образом рассчитывается вертикальная толщина пласта пласта?
5. Охарактеризуйте основные этапы построения структурной карты подошвы пласта методом схождения.

Список литературы:

1. Андреев, В.М. Практикум по нефтегазопромысловой геологии / В.М. Андреев, В.А. Гридин, Э.С. Сианисян, С.В. Сикорская; ЮФУ. – Ростов-на-Дону, 2013. – 80 с.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 8

СОСТАВЛЕНИЕ ГЕОЛОГО-СТАТИСТИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА

Цель: Освоение методики построения геолого-статистического разреза продуктивного горизонта, являющегося важной составной частью статической модели месторождения.

Теоретическая часть. Проектирование разработки нефтяной (газовой) залежи осуществляется на основании существующих представлений о внутренней геометрии (морфологии) проницаемой части природного резервуара и закономерностях пространственного изменения ее физических свойств.

Проницаемое тело реального геологического объекта в общем случае представляется морфологически сложной фигурой. Эта сложность обусловлена:

- различным числом проницаемых интервалов в скважинах, вскрывших продуктивный горизонт и изменчивостью их толщины (мощности);
- трудностями в установлении адекватности отдельных пластов (пропластков) в разрезах этих скважин;
- существованием как горизонтальной, так и вертикальной морфологической связности объекта.

В связи с этим возникает задача детального расчленения и корреляции продуктивного горизонта, т.е. разбиения его по вертикали на пласты (пропластки), морфологически и гидродинамически связанными внутри себя больше, чем между собой.

Решение этой задачи возможно благодаря существованию в природе ритмичности процесса осадконакопления на фоне возмущающих факторов геологической обстановки. Снятие возмущающего фона и выявление ритмичности производится путем синтеза из множества единичных разрезов скважин, вскрывших продуктивный горизонт, обобщенного разреза, получившего название геолого-статистического (сводно-статистического).

По В. А. Бадьянову, И. П. Чоловскому, геолого-статистический разрез – это дифференциальная кривая распределения (кривая вероятностей) относительного содержания коллекторов по разрезу, показывающая вероятность появления коллектора на конкретной палеоглубине продуктивного горизонта.

Для составления геолого-статистического разреза во всех скважинах, вскрывших продуктивный горизонт, выделяются интервалы залегания пластов, представленных породами-коллекторами и непроницаемыми литологическими разностями. Результаты представляют в виде литологических колонок, которые располагают на произвольном равном расстоянии вдоль реперной поверхности. В качестве такой поверхности обычно используют кровлю продуктивного горизонта.

Если отдельные пласты залегают примерно параллельно друг другу, то через равные расстояния (например, через 1, 2, 5, 10 м), начиная от реперной поверхности, проводят серию параллельных прямых, соединяющих адекватные по палеоглубинам точки наблюдения в разрезах всех скважин.

Кривую распределения относительного содержания коллекторов в разрезе продуктивного горизонта строят в прямоугольных координатах, откладывая по оси ординат палеоглубины, а по оси абсцисс – долю скважин (в процентах), в которых разрез на данной палеоглубине представлен коллектором (рисунок 8.1).

На полученной кривой максимумы соответствуют интервалам разреза, сложенным проницаемыми породами, а минимумы – непроницаемыми.

Составленный таким образом геолого-статистический разрез называют нормальным.

Если отдельные пласты внутри продуктивного горизонта залегают непараллельно друг другу (например, веерообразно), то в разных скважинах точки наблюдения располагают на различных расстояниях друг от друга. Вместе с тем, продуктивный горизонт во всех скважинах должен быть разделен на равное число отрезков. Построенный по этим данным геолого-статистический разрез носит название нормированного.

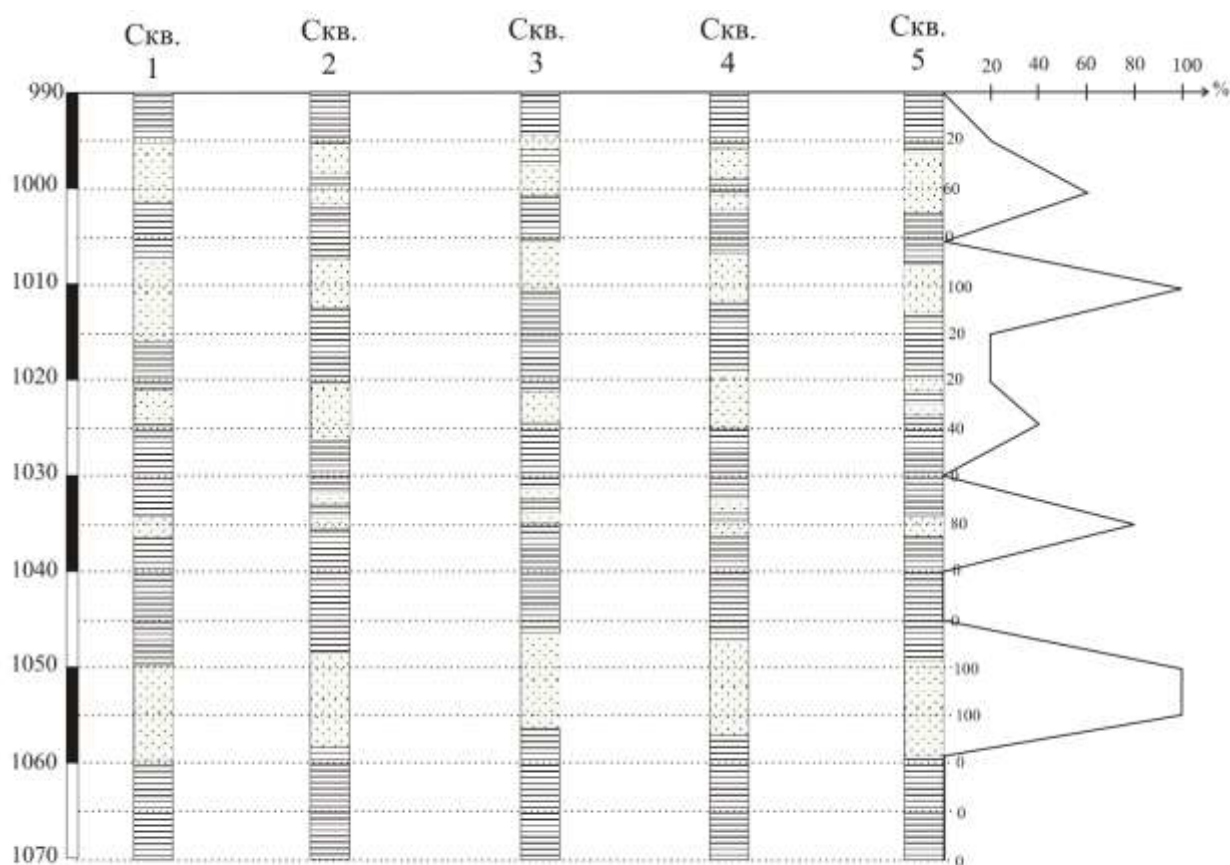


Рисунок 8.1 Геолого-статистический разрез юрского продуктивного горизонта (месторождение Степное, масштаб 1:1000)

Составление геолого-статистического разреза является, по существу, первым этапом детальной корреляции скважин, вскрывших продуктивный горизонт.

Уже на этом этапе возможно осуществить количественную оценку макронеоднородности объекта. Для этого предложено использовать, наряду с другими показателями, коэффициенты расчлененности ($K_{рас}$) и песчанистости ($K_{песч}$).

Коэффициент расчлененности представляет собой отношение суммарного числа проницаемых пластов (пропластков), вскрытых всеми скважинами, к числу этих скважин:

$$K_{рас} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N n_i \quad (8.1)$$

где n_i – количество проницаемых пластов (пропластков) в i -той скважине; N – количество скважин, вскрывших продуктивный горизонт.

Коэффициент песчанистости характеризует долю коллектора в разрезе продуктивного горизонта и рассчитывается по формуле

$$K_{песч} = \frac{\sum_{i=1}^N h_{эф}}{\sum_{i=1}^N h_{общ}} \quad (8.2)$$

где $h_{эф}$ – эффективная толщина (суммарная толщина проницаемых пластов) продуктивного горизонта в скважине, м; $h_{общ}$ – общая толщина (расстояние от кровли до подошвы) продуктивного горизонта в скважине, м.

Эти показатели широко используются в практике нефтегазопромысловой геологии, в частности, при обосновании коэффициента нефтеизвлечения – параметра, определяющего, в конечном итоге, эффективность процесса разработки.

Оборудование и материалы. Исходными данными для выполнения работы являются значения палеоглубин границ продуктивного горизонта и интервалы палеоглубин залегания песчаных пластов по скважинам, пробуренным в районе построения геолого-статистического разреза (приложение Г).

Указания по технике безопасности смотреть в лабораторной работе 1.

Задания.

Составить нормальный геолого-статистический разрез продуктивного горизонта конкретного месторождения согласно варианту, указанному преподавателем.

1. На листе миллиметровой бумаги формата А-4 провести горизонтальную прямую, соответствующую поверхности сопоставления – кровле продуктивного горизонта. Слева построить шкалу палеоглубин в масштабе 1:1000.

2. Вдоль линии сопоставления на равном расстоянии друг от друга построить разрезы скважин, вскрывших продуктивный горизонт. На этих разрезах условными знаками должны быть показаны интервалы залегания проницаемых и непроницаемых пород.

3. Через разрезы всех скважин с интервалом 5 м, начиная от поверхности сопоставления, провести серию горизонтальных прямых, которые соединят адекватные по палеоглубинам точки наблюдений.

4. Для каждого значения палеоглубины, кратного 5, определить количество скважин, вскрывших интервал залегания проницаемых пород.

5. Построить дифференциальную кривую распределения относительного содержания коллекторов по разрезу продуктивного горизонта.

6. Оценить количественно макронеоднородность продуктивного горизонта, рассчитав по формулам (8.1) и (8.2) коэффициенты расчлененности и песчанистости.

Содержание отчета. В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование. Построить геолого-статистический разрез в соответствии с требованиями к геологической графике.

Защита работы проводится в устной форме.

Контрольные вопросы:

1. Чем обусловлена сложность формы проницаемого тела реального геологического объекта?
2. Что обуславливает возможность решение задачи детального расчленения и корреляции продуктивного горизонта?
3. Дайте определение понятию «геолого-статистический разрез».
4. В каком виде представляют результаты выделения интервалов залегания пластов, представленных породами-коллекторами и непроницаемыми литологическими разностями при построении геолого-статистического разреза?
5. На каком расстоянии располагаются литологические колонки при построении геолого-статистического разреза?
6. Какая геологическая поверхность обычно принимается в качестве реперной?
7. С какой целью и на каком расстоянии проводят параллельные прямые?
8. В каких координатах строят кривую распределения относительного содержания коллекторов в разрезе продуктивного горизонта?
9. Чему соответствуют максимумы и минимумы кривой распределения относительного содержания коллекторов в разрезе продуктивного горизонта?
10. Чем отличаются нормальный и нормированный геолого-статистические разрезы?
11. Какими показателями оценивается макронеоднородность разреза? Где они используются? Приведите расчётные формулы.
12. Перечислите и охарактеризуйте основные этапы построения нормального геолого-статистического разреза продуктивного горизонта месторождения.

Список литературы:

1. Андреев, В.М. Практикум по нефтегазопромысловой геологии / В.М. Андреев, В.А. Гридин, Э.С. Сианисян, С.В. Сикорская; ЮФУ. – Ростов-на-Дону, 2013. – 80 с.
2. Бадьянов В.А. Методика детального расчленения и корреляции неоднородных продуктивных горизонтов / В.А. Бадьянов // Тр. Гипротюменнефтегаза. – 1972. – Вып. 30. – 315 с.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 9

ОБОСНОВАНИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНОГО КОНТАКТА

Цель: Приобретение навыка по обоснованию положения водонефтяного контакта.

Актуальность темы: абсолютной отметки ВНК нефтяной залежи по данным ГИС и по данным опробования скважин позволит специалисту определять контуры открытых скоплений нефти и газа, оценивать их запасы и проектировать разработку месторождений.

Теоретическая часть

Подсчет запасов нефти и газа, выделение эксплуатационных объектов и проектирование их промышленного освоения невозможны без установления размеров и, следовательно, границ залежей.

Известно, что размеры нефтяной залежи зависят главным образом от размеров (объема) ловушки и пространственного положения контакта «нефть-вода».

Как правило, в разрезах нефтяных залежей выделяют две зоны: зону однофазной фильтрации, из которой на первой стадии разработки получают безводную нефть, и зону двухфазной фильтрации, продукцией которой является смесь пластовой воды с различным содержанием нефти. Границей раздела этих зон является водонефтяной контакт.

Содержание термина «водонефтяной контакт» (ВНК) различно при решении разных прикладных задач нефтегазовой геологии.

При подсчете запасов под ВНК понимают границу, ниже которой при опробовании получают приток воды, а выше приток нефти с водой. Эту границу еще называют уровнем нулевого капиллярного давления.

Наличие этой граничной поверхности предопределяет существование в пределах нефтяной залежи двух зон: на чисто нефтяную (ЧНЗ) и водонефтяную (ВНЗ) зоны. на рисунке 6.1 изображена нефтяная залежь, ограниченная внешним контуром нефтеносности

Под *внешним контуром нефтеносности* понимают проекцию линии пересечения водонефтяного контакта с кровлей нефтеносного пласта.

Внутренний контур нефтеносности – проекция линии пересечения водонефтяного контакта с подошвой нефтеносного пласта.

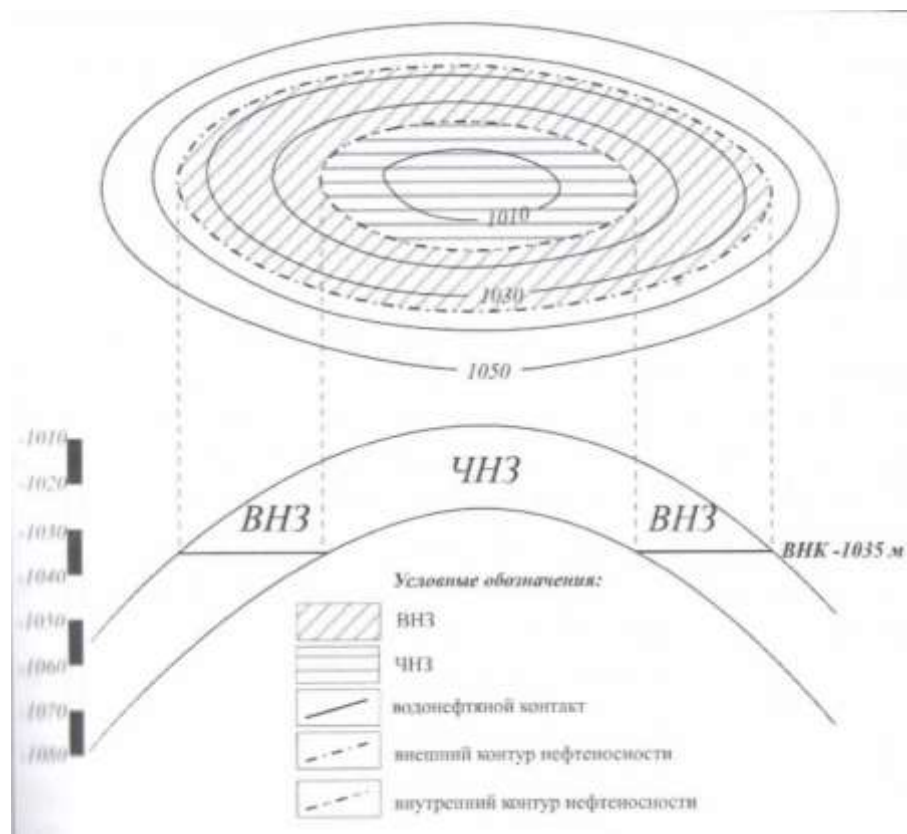


Рисунок 6.1 - Зоны нефтяной залежи, выделяемые по характеру насыщения

ВНЗ представляет собой часть залежи, заключенную между внешним и внутренним контурами нефтеносности, а ЧНЗ – часть залежи, ограниченную внутренним контуром нефтеносности.

Для решения технологических задач под водонефтяным контактом понимают верхнюю границу зоны двухфазной фильтрации, выше которой получают приток безводной нефти. Целью настоящей работы является определение положения водонефтяного контакта для промысловых задач.

Обоснование положения флюидальных контактов является одной из основных задач геологов – нефтяников, для решения которой используют следующие данные:

- прямую информацию о нефтегазоносности разреза, получаемую в процессе проводки скважины, т.е. при интерпретации результатов геолого-технологических исследований и прямых определений остаточного нефтенасыщенности по керну;
- прямую информацию о нефтегазонасыщенности разреза, получаемую при опробовании пластов в процессе бурения и испытания в колонне;
- результаты интерпретации материалов промыслово-геофизических исследований скважины (ГИС).

Обоснование положения флюидального контакта производят на схеме поинтервального опробования пласта-коллектора, процесс построения которой включает в себя следующие этапы:

1. Выбор скважин, несущих информацию о положении флюидального контакта (скважины, расположенные в водонефтяной, в газонефтяной или газоводяной зонах);
2. Нанесение гипсометрических отметок интервалов залегания коллекторов, выделенных по результатам интерпретации ГИС, а также обозначение цветом характера их насыщения;
3. Нанесение гипсометрических отметок интервалов отбора керна и результатов определения коэффициента нефтенасыщенности по керну;
4. Нанесение гипсометрических отметок интервалов опробования в открытом стволе и перфорации (испытания) и их результатов (дебит полученного флюида, при необходимости - процентное содержание флюидов, депрессия на пласт, диаметр штуцера на котором проводилось испытание).

Выбор горизонтальной линии, наиболее полно отражающей положение контакта. Выше этой линии пласт должен характеризоваться как нефтенасыщенный, а ниже - как водонасыщенный. В этом случае водонефтяной контакт принимают по критическим значениям коэффициента водонасыщенности, определенного методами ГИС (рисунок 6.2).

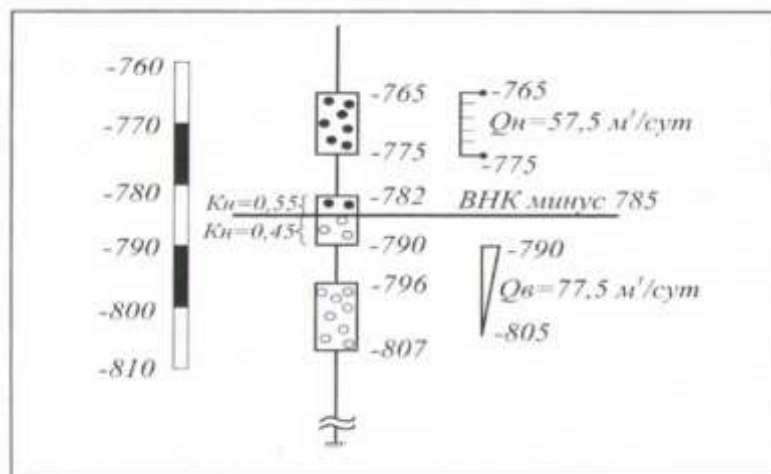


Рисунок 6.2 – Обоснование положения ВНК по результатам интерпретации материалов ГИС

Если интервал опробования включает нефте- и водонасыщенную части пласта, в результате получают приток нефти и водой. В случае неоднозначности результатов

интерпретации материалов ГИС интервал опробования разделяют на нефте- и водонасыщенный с учетом обводненности продукции притока (рисунок 6.3).

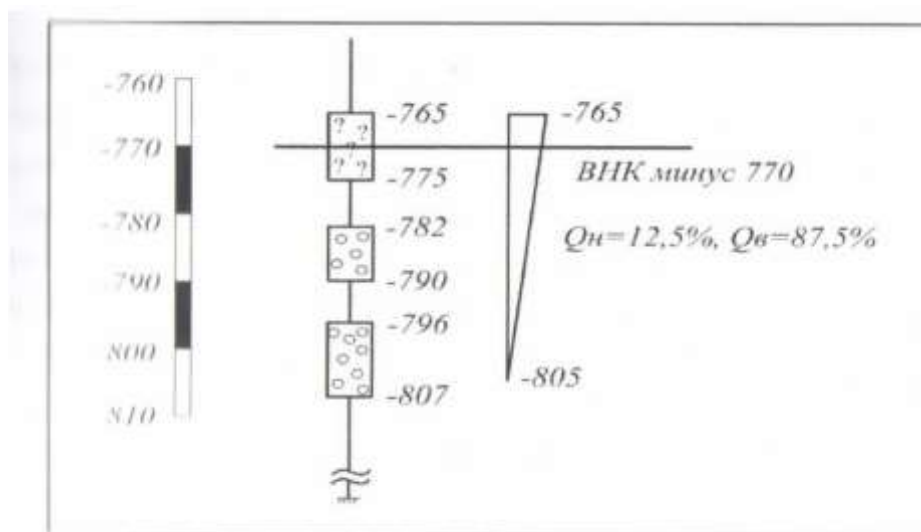


Рисунок 6.3 – Определение ВНК по результатам опробования

Если в одной скважине вскрыт только нефтенасыщенный коллектор, а в другой – только водонасыщенный, то ВНК принимают на отметке, равной середине расстояния между подошвой нефтенасыщенного коллектора и кровлей водонасыщенного коллектора (рисунок 6.4). Поскольку выбранная поверхность не отражает реального строения изучаемой залежи, то ее называют *условным подсчетом уровнем* (УПУ).

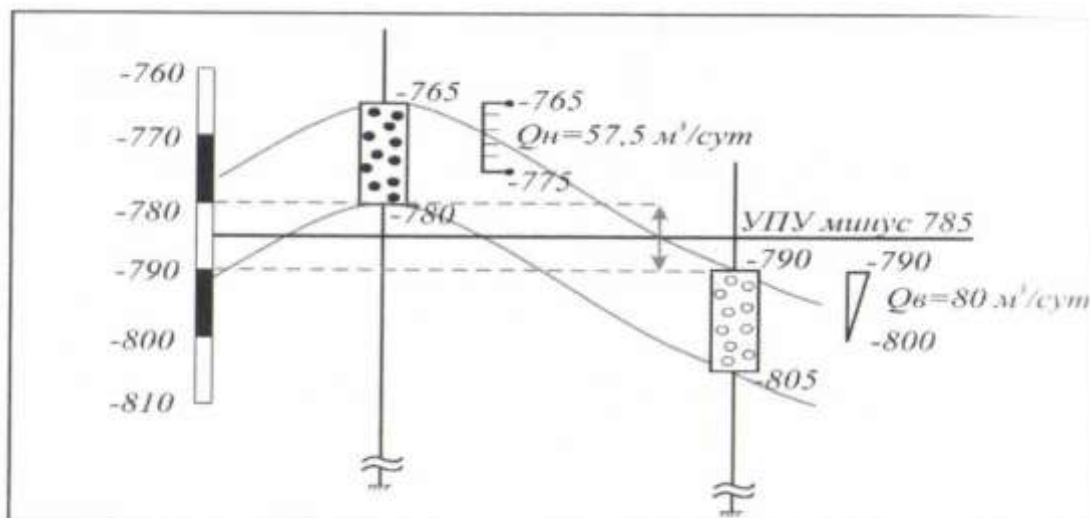


Рисунок 6.4 – Определение условного подсчетного уровня

В настоящей работе рассмотрено обоснование только горизонтального положения водонефтяного контакта. Однако на практике флюидальный контакт представляет собой более сложную поверхность и принимается горизонтальным только в том случае, если

разность его отметок в отдельных точках залежи не превышает удвоенную среднеквадратическую погрешность его определения в этих точках.

Вопросы и задания.

Составить схему опробования и обосновать положение водонефтяного контакта, используя исходные данные, представленные в Приложении Е, согласно варианту, определенному преподавателю.

Порядок выполнения работы

1. На листе писчей бумаги формата А4 составить таблицу 6.1.
2. Заполнить графы 1, 2, 3, 4, 5, 6, 8, 10, 12, 14 таблицы 6.1 согласно Приложению Е.

3. Вычислить по каждой скважине абсолютные отметки интервалов:

- залегания коллекторов, выделенных по ГИС,
- отбора керна,
- опробования.

Формула расчета абсолютной отметки точки приведена в лабораторной работе «Построение структурной карты кровли пласта методом треугольника»

Заполнить графы 5, 7, 9, 11, 13, 15 таблицы 6.1

4. Рассчитать коэффициент нефтенасыщенности для каждого интервала залегания коллектора:

$$k_H = 1 - k_B$$

где k_H - коэффициент нефтенасыщенности, д. ед., k_B - коэффициент водонасыщенности, д. ед.

Заполнить графу 16 таблицы 6.1.

5. Рассчитать депрессию на пласт, создаваемую при опробовании

$$\Delta P = P_{пл} - P_3$$

где ΔP - депрессия на пласт, МПа,

$P_{пл}$ - пластовое давление, МПа,

P_3 - забойное давление, МПа.

Заполнить графу 17 таблицы 6.1.

6. Построить на листе миллиметровой бумаги форматов А4 или А3 шкалу абсолютных отметок, выбрав вертикальный масштаб в соответствии с результатами вычислений, выполненных в пункте 3 настоящего Порядка.

7. Справка от шкалы абсолютных отметок расположить на равном расстоянии друг от друга вертикальные проекции стволов скважин.

8. Вынести на схему опробования интервала залегания пластов-коллекторов и обозначить характер насыщения.

9. Вынести на схему опробования интервала отбора керна и значение коэффициентом нефтенасыщенности.

10. Вынести на схему опробования интервалы опробования и испытания, а также их результаты (дебиты нефти и газа, депрессия).

11. Определить положение водонефтяного контакта или условного подсчетного уровня.

Таблица 6.1 - Результаты исследований скважин

№ скважины	Альтитуда, м	Удлинение, м	Интервал, м												Коэффициент неф- тенасыщен-ности, д.ед.	Депрессия на пласт, МПа
			залегания пласта				отбора керна				опробования					
			кровли		подошвы		верх		низ		верх		низ			
			глубина	абсолютная отметка,	глубина	абсолютная отметка,	глубина	абсолютная отметка,	глубина	абсолютная отметка,	глубина	абсолютная отметка,	глубина	абсолютная отметка,		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1																
2																
...																
n																

Список литературы

1. Жданов М.А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. – М.: Недра, 1981.- 463 с.
2. Иванова М.М. Нефтегазопромысловая геология: Терминологический справочник. – М.: Недра, 1983.-262 с.
3. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов: Понятия; Определения; Термины / Ю.И. Брагин, С.Б. Вагин, И.С. Гутман, И.П. Чоловский. – М.: Недра, 2004. – 397 с.
4. Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. – Москва-Тверь: ВНИИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 257 с.
5. Практикум по нефтегазопромысловой геологии: в 2 ч./ В.М. Андреев, В.А. Гридин, Э.С. Сианисян, С.В. Сикорская; Южный федеральный университет. – Ростов-на-Дону, 2013. – 80с.
6. Чоловский И.П., Иванова М.М., Брагин Ю.И. Нефтегазопромысловая геология залежей углеводородов: Учеб. для вузов. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006.-680 с.
7. Практикум по нефтегазопромысловой геологии (часть 3) / В.М. Андреев, В.А. Гридин, Э.С. Сианисян, С.В. Сикорская; ЮФУ. – Ростов-на-Дону, 2013. – 80 с.

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

Методические указания

по выполнению самостоятельной работы
по дисциплине «Нефтегазопромысловая геология»
для специальности 21.05.03 Технология геологической разведки

Ставрополь
2026

Содержание

Пояснительная записка

Технологическая карта самостоятельной работы студента

Методические рекомендации по выполнению заданий

Список литературы, рекомендуемый к использованию в
самостоятельной работе студентов

Пояснительная записка

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

Задачами СРС являются:

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

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

Основные формы реализации самостоятельной работы и контроля знаний являются:

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

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

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

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

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

Технологическая карта самостоятельной работы студента

Код реализуемой компетенции	Вид деятельности студентов	Итоговый продукт самостоятельной работы	Средства и технологии оценки	Объем часов
7 семестр				
ОПК-10	Изучение литературы по темам № 3– 6	Конспект	Собеседование	4
ОПК-10	Подготовка к лекциям	Конспект	Опрос	4
ОПК-10	Подготовка к лабораторным работам	Индивидуальные задания	Защита индивидуальных заданий	4
ОПК-10	Подготовка к экзамену	Вопросы и задачи	Экзамен	6
Итого за 7 семестр				18
Итого				18

Методические рекомендации по изучению теоретического материала

Работа с конспектом лекций

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

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

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

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

Методические рекомендации по организации работы с литературой

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

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

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

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

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

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

Резюме кратко характеризует выводы, главные итоги источника.

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

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

Список литературы, рекомендуемый к использованию в самостоятельной работе студентов

Список литературы

1. Жданов М.А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. – М.: Недра, 1981.- 463 с.
2. Иванова М.М. Нефтегазопромысловая геология: Терминологический справочник. – М.: Недра, 1983.-262 с.
3. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов: Понятия; Определения; Термины / Ю.И. Брагин, С.Б. Вагин, И.С. Гутман, И.П. Чоловский. – М.: Недра, 2004. – 397 с.
4. Петерсилье В.И., Порожун В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. – Москва-Тверь: ВНИИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 257 с.
5. Практикум по нефтегазопромысловой геологии: в 2 ч./ В.М. Андреев, В.А. Гридин, Э.С. Сианисян, С.В. Сикорская; Южный федеральный университет. – Ростов-на-Дону, 2013. – 80с.

6. Чоловский И.П., Иванова М.М., Брагин Ю.И. Нефтегазопромысловая геология залежей углеводородов: Учеб. для вузов. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006.-680 с.

7. Практикум по нефтегазопромысловой геологии (часть 3) / В.М. Андреев, В.А. Гридин, Э.С. Сианисян, С.В. Сикорская; ЮФУ. – Ростов-на-Дону, 2013. – 80 с.