

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

Методические указания
по выполнению практических работ по дисциплине

Нефтегазопромысловая геология

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

Ставрополь, 2026

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	
Практическое занятие № 1 Построение разреза пробуренной скважины по комплексу геолого-геофизических данных.	
Практическое занятие № 2. Построение горизонтальной и вертикальной проекций искривленного ствола скважин.....	
Практическое занятие № 3 Построение геологического профильного разреза месторождения по данным пробуренных скважин.	
Практическое занятие № 4. Построение структурной карты кровли пласта методом треугольников	
Практическое занятие № 5. Построение карты эффективных толщин пласта	
Практическое занятие № 6. Построение карты нефте(газо)насыщенной толщины пласта	
Практическое занятие № 7. Построение структурной карты подошвы пласта методом схождения	
Практическое занятие № 8. Составление геолого-статистического разреза.	
Практическое занятие № 1. Построение вертикальной проекции ствола скважины, спроектированной на плоскость, проходящую через линию профиля	
Практическое занятие № 2. Определение типа двухфазных залежей	
Практическое занятие № 3. Использование структурных карт для решения геолого-промысловых задач.	
Практическое занятие № 4. Использование карт эффективных толщин для построения карт эффективных нефтенасыщенных толщин	
Практическое занятие № 5. Определение абсолютной отметки ВНК нефтяной залежи по данным опробования скважин	
Практическое занятие № 6. Обоснование положения водонефтяного контакта	
Практическое занятие № 7. Изучение неоднородности продуктивного горизонта	
Практическое занятие № 8. Количественная оценка неоднородности продуктивных пластов.	
Практическое занятие 9 Понятие о режимах нефтяных залежей. Факторы, определяющие режим нефтяной залежи	
Практическое занятие 10. Упругий (замкнуто-упругий) режим нефтяных залежей	
Практическое занятие 11. УпругОВОДОНАПОРНЫЙ режим нефтяных залежей.	
Практическое занятие 12. ВОДОНАПОРНЫЙ режим нефтяных залежей	

Практическое занятие 13. Газонапорный режим нефтяных залежей	
Практическое занятие 14. Режим растворенного газа нефтяных залежей	
Практическое занятие 15. Гравитационный режим нефтяных залежей	
Практическое занятие 16. Обоснование режима нефтяной залежи. Построение графика разработки нефтяной залежи	
Практическое занятие 17. Расчет пластового давления в скважине	
Практическое занятие 18. Определение коэффициента охвата заводнением	
Список литературы	

Целью освоения дисциплины является формирование набора компетенций будущего специалиста в области обучения, воспитания и развития, соответствующим целям ОП ВО специальности 21.03.01_Нефтегазовое дело. Для освоения дисциплины поставлены следующие задачи:

- овладение методами геометризации геологических объектов разных уровней;
- ознакомление с методами получения геологической информации в процессе поисков, разведки и разработки залежей нефти и газа и с методическими приемами и способами ее обработки и интерпретации;
- освоение приемов качественной и количественной оценки пород-коллекторов и содержащихся в них пластовых флюидов.

Дисциплина «Нефтегазопромысловая геология» относится к вариативной части.

Владение дисциплиной позволяет использовать методы получения промысловой геологической информации, принципы геолого-промыслового статического и динамического моделирования; методы геолого-промыслового контроля за разработкой месторождения.

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, нарушение 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, отобранным 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.

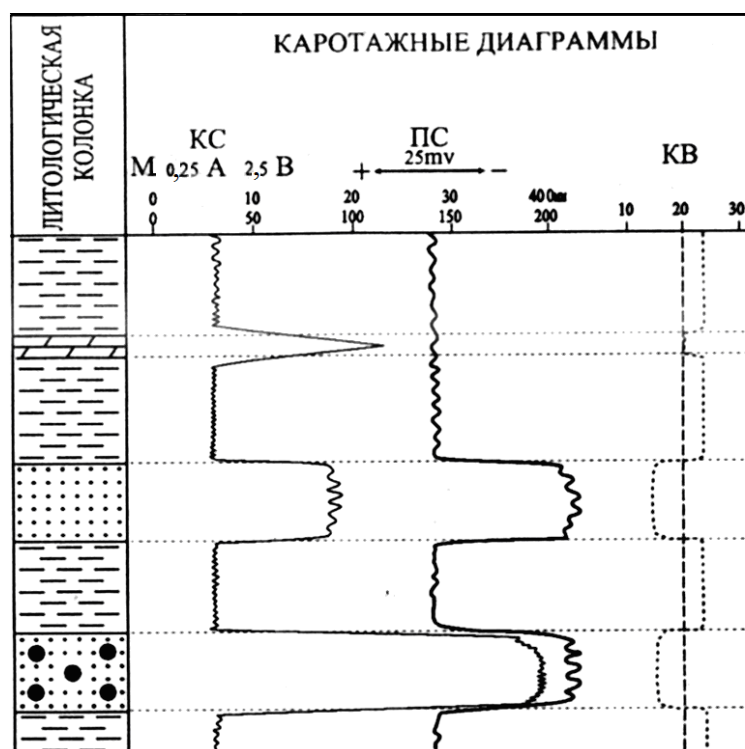


Рисунок 1.1 Показания кривых КС, ПС и кавернограммы в зависимости от литологии пород

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 кремневые 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).

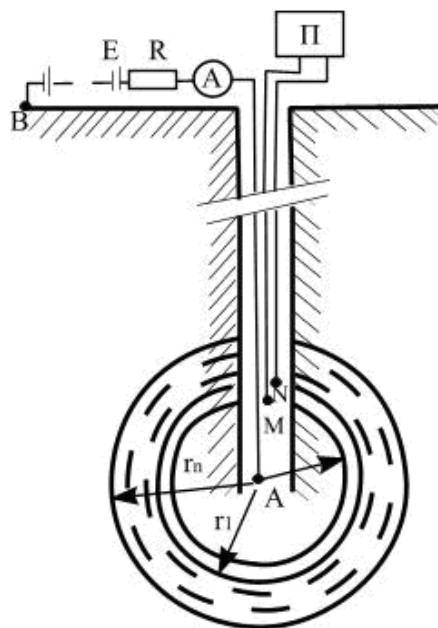


Рисунок 1.2 – Схема измерения кажущегося удельного сопротивления (рк): А и В — токовые электроды; М и N — измерительные электроды; П — измерительный прибор; Е — источник тока; R — сопротивление для установки силы тока в цепи питания; А (в кружке) — амперметр

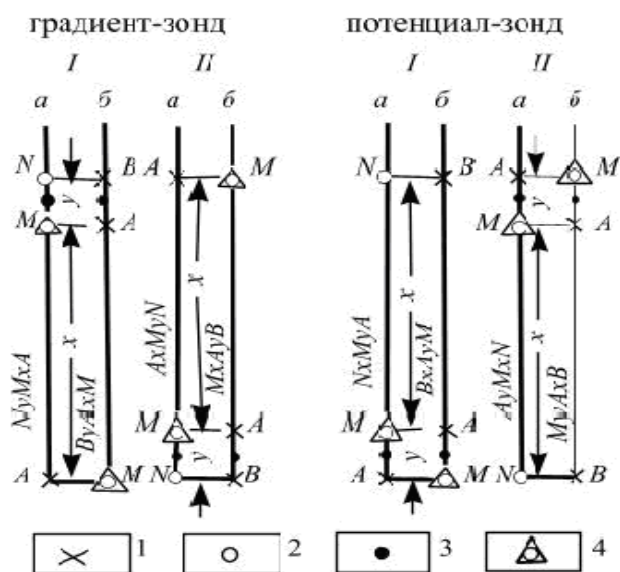


Рисунок 1.3 Типы зондов:

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 АО (О — 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 вверху.

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 АМ — 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,б).

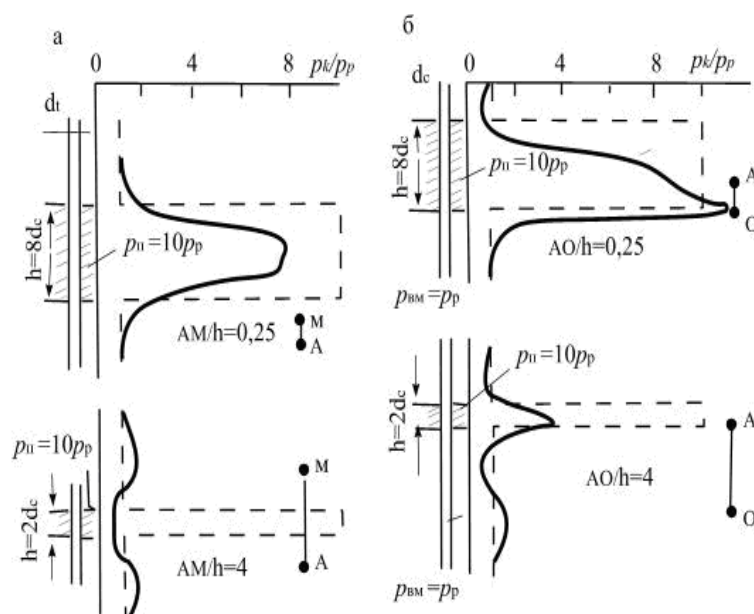


Рисунок 1.4 – Кривые сопротивления для однородного пласта большого сопротивления: а — потенциал-зонд; б — подошвенный градиент-зонд

Пласт высокого сопротивления малой толщины. На кривых градиент-зондов отмечается максимум 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

разрезах 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.

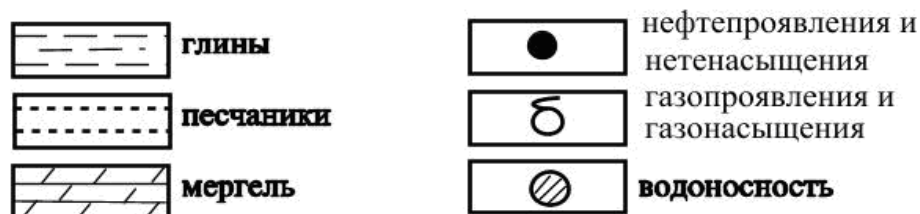


Рисунок 1.5 Условные обозначения, используемые для графического изображения литологического состава пород разреза скважины

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 щ)			<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>Jnoceramus 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.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 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 кривизн ы, м	Угол искривле ния ствола скважины , градусы β_i	Азимут искривле ния ствола скважины , градусы φ_i	Средний угол искривлен ия, градусы β_{cp}	Прираще- ние горизонтальн ого смещения ствола скважины, м Δx_i	Вертикаль ная проекция интервала искривле- ния, м Δy_i	Верти- кальное расстоя- ние от устья скважин ы, 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 $A - A_1$, равный Δx_1 .

Через точку A_1 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 $A_1 - A_2$, равный Δx_2 .

Аналогично производят построение остальных точек замера кривизны.

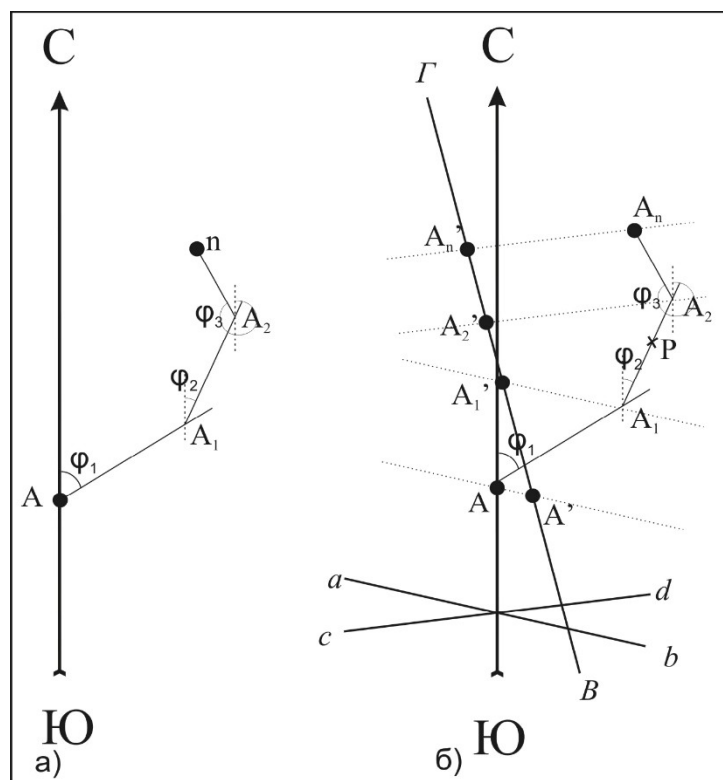


Рисунок 2.1 Построение инклинограммы (а) и вспомогательные построения для вертикальной проекции ствола скважины (б)

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 $356^\circ, 0^\circ, 3^\circ, 5^\circ$ угол искривления откладывается в сторону севера (вправо от вертикальной оси), при азимутах $175^\circ, 180^\circ, 187^\circ$ – 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 $A - A_1'$, $A - A_2'$, ... , $A - A_n'$, 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).

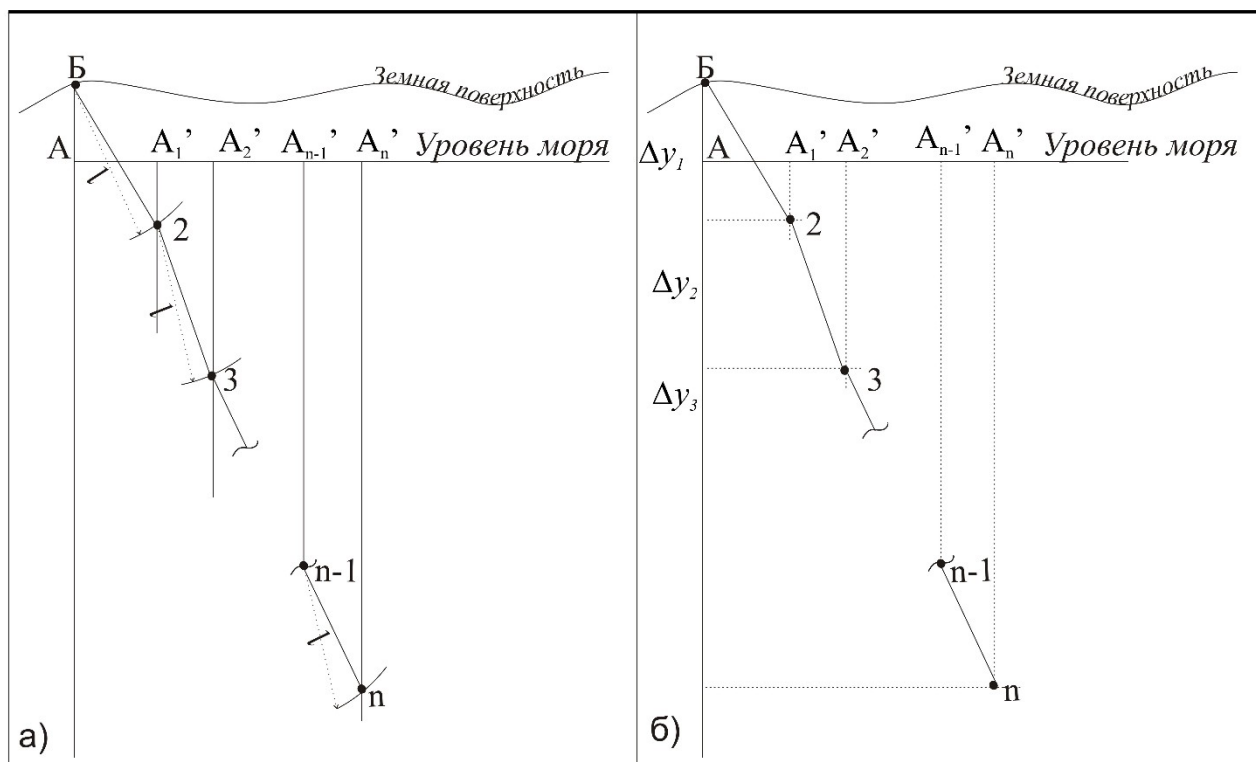


Рисунок 2.3 Составление вертикальной проекции скважин методом засечек (а) и комбинированным способом (б)

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_n', которые снимают с инклинограммы, учитывая соотношение ее масштаба и горизонтального масштаба профильного разреза. Через точки А₁', А₂', ... , А_n' 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 А₂'. 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 забое 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.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 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).

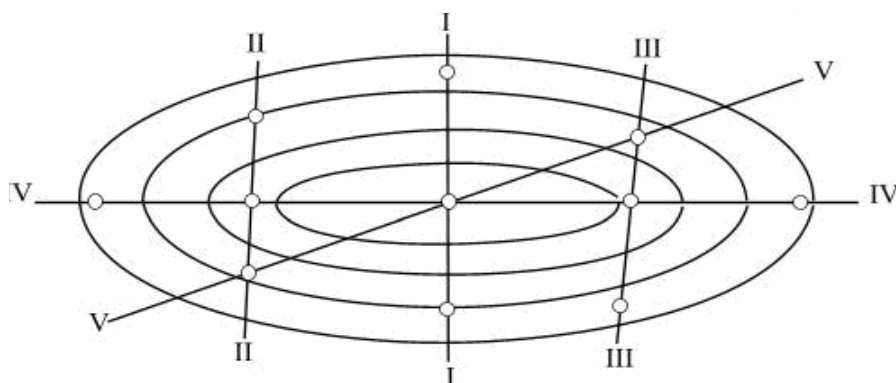


Рисунок 3.1 – Виды геологических профильных разрезов по направлению: I-I, II-II, III-III – поперечные профильные разрезы, IV-IV – продольный профильный разрез; V-V – диагональный профильный разрез

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 вкrest простирания пород, а при наличии разрывного нарушения – вкrest 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 то же 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.

Масштаб 1:10 000

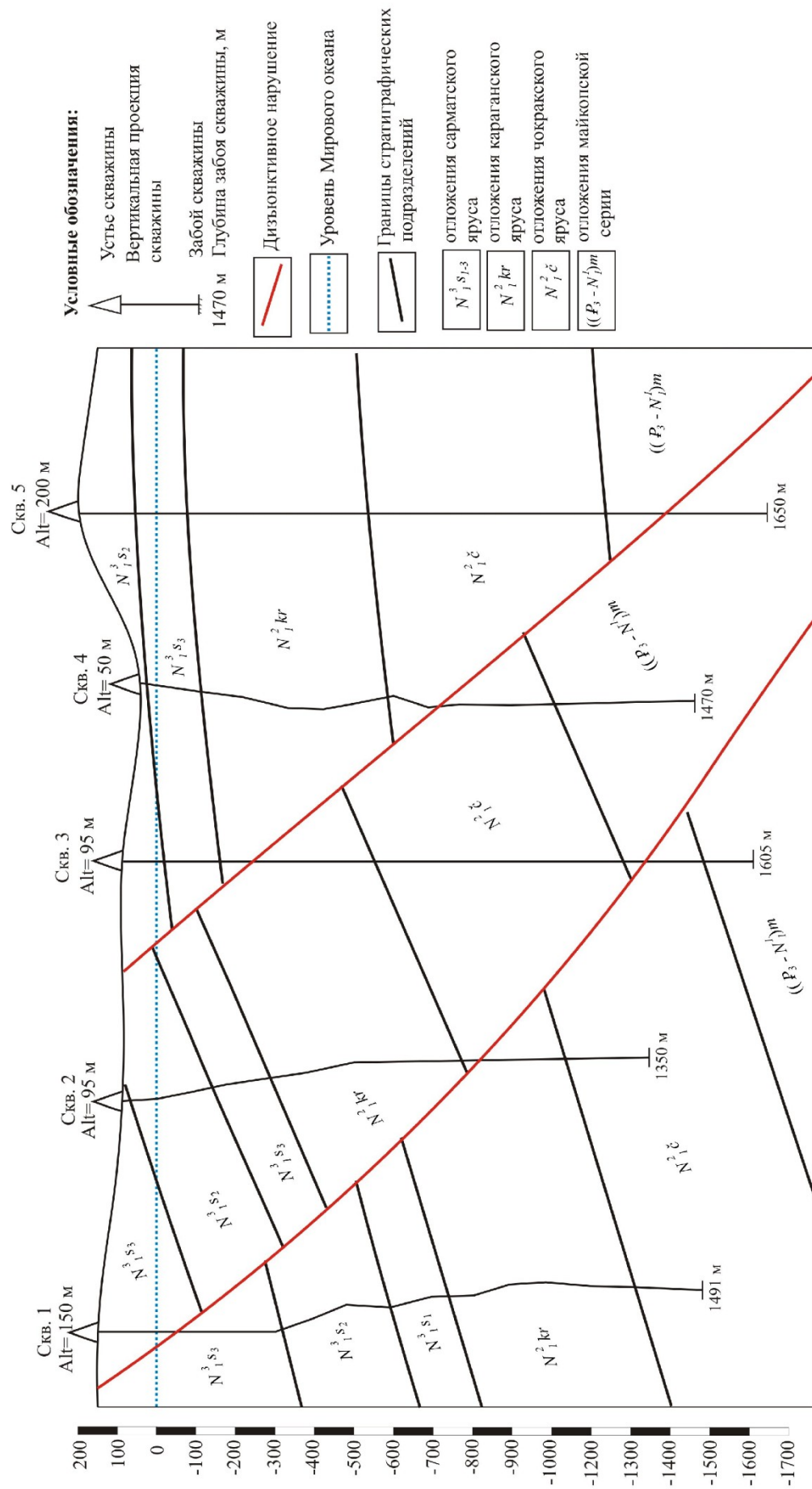


Рисунок 3.2 Образец оформления геологического разреза месторождения

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 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).

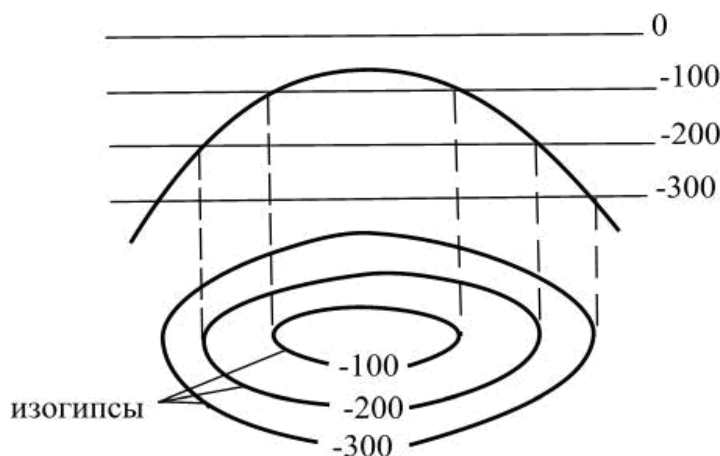


Рисунок 4.1 Подземный рельеф картируемой поверхности

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 сейсморазведки (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 Alt	Глубина точки вскрытия кровли, м L	Поправка за удлинение ствола скважины, м ΔL	Абсолютная отметка точки вскрытия кровли, м H
1	+50	728	3	-675
2	+125	683	8	-550
...	...	...	...	...
10	+69	731	12	-650

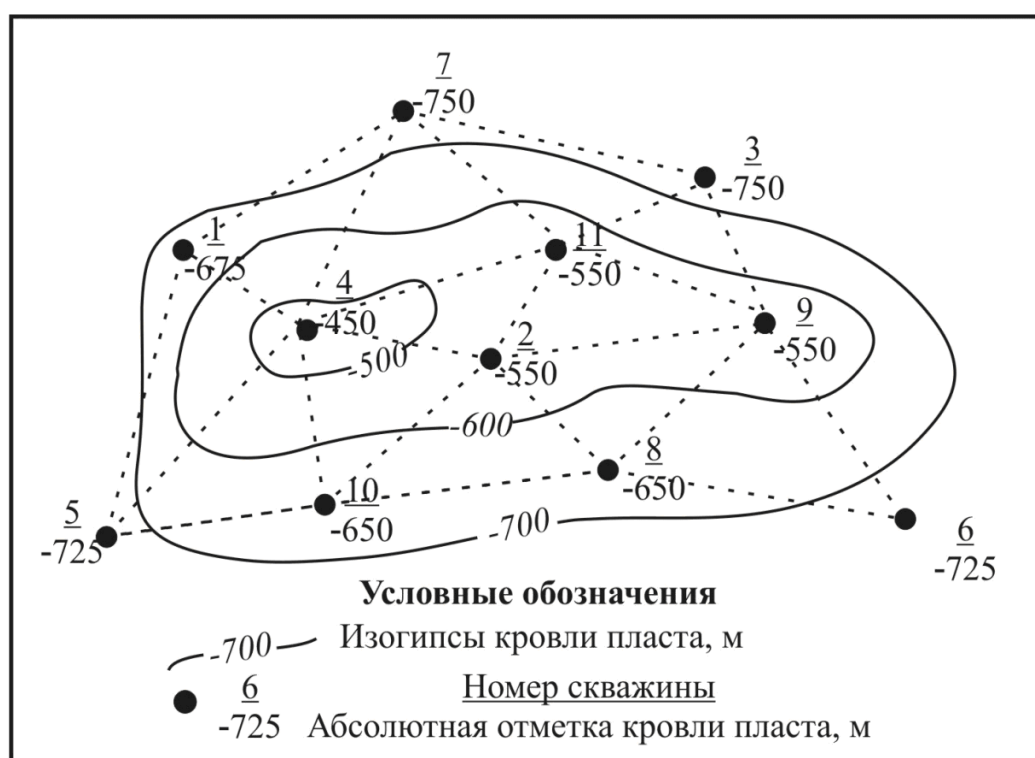


Рисунок 4.2 Построение структурной карты методом треугольников (по М.А. Жданову)

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 A4 или A3).
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).

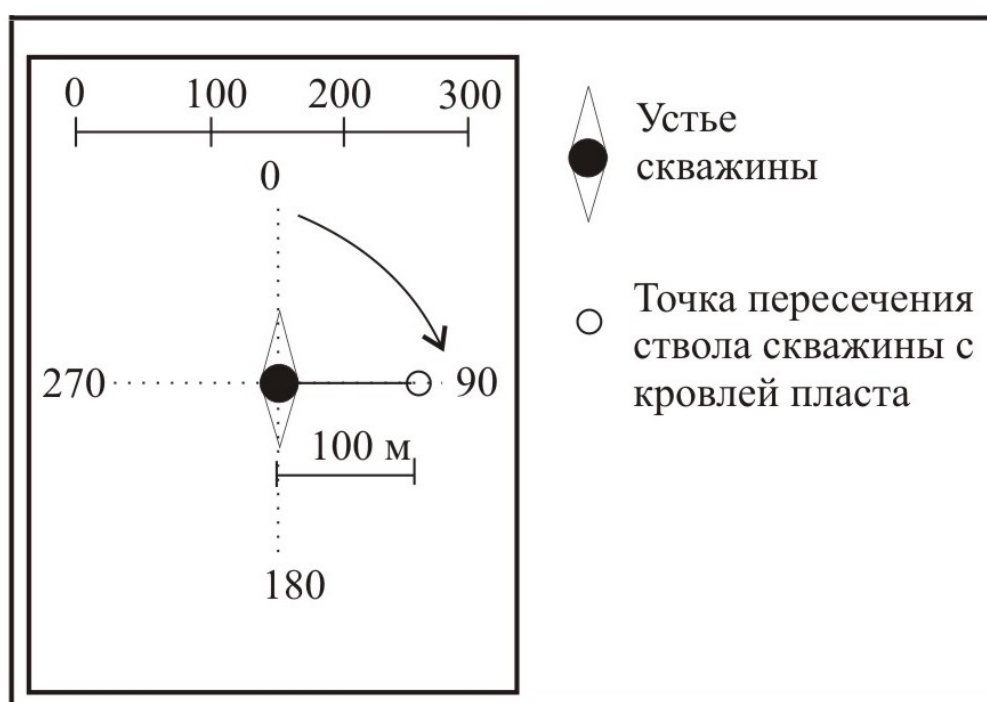


Рисунок 4.3 Определение места положения точки пересечения ствола скважины с кровлей пласта

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.

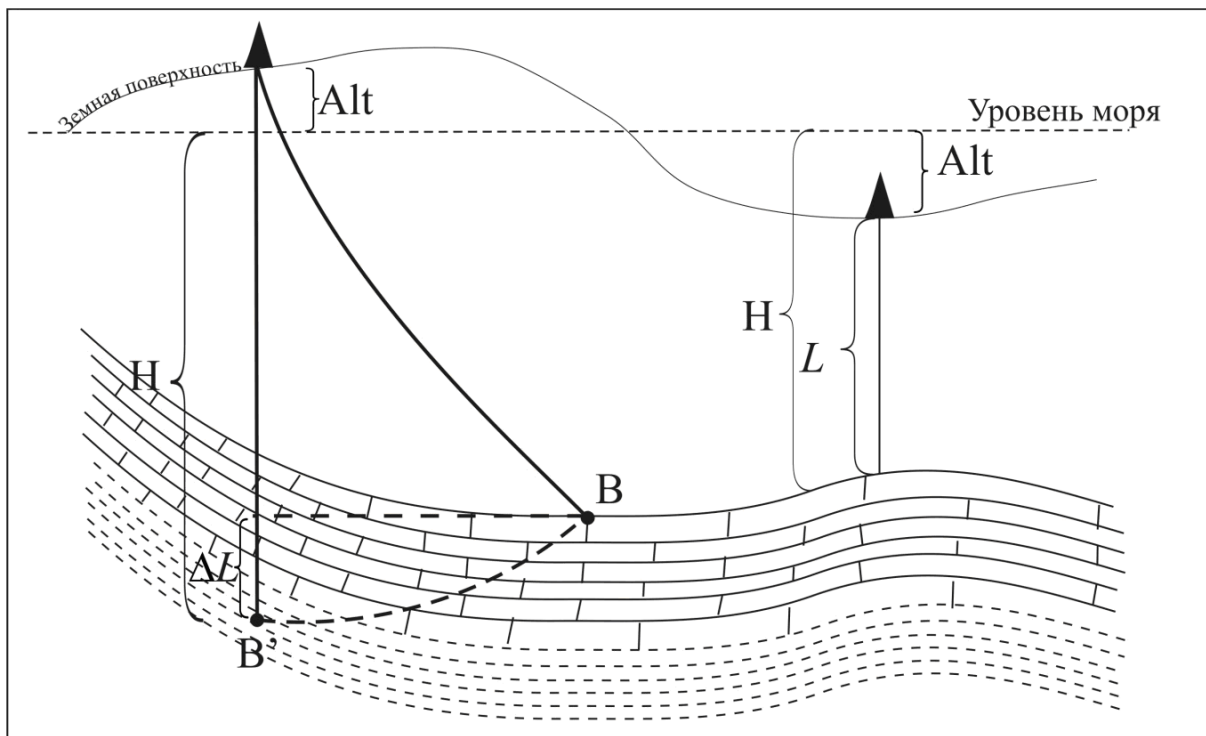


Рисунок 4.4 Определение абсолютной отметки точки вскрытия скважиной кровли пласта

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 (подшвы)?
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.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 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 изопахиты 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 расслаиванием 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):

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

где $h_{ист}$ – истинная толщина пласта, м; h_e – 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 косого сечения, равный углу между линией падения пласта и линией замера толщины, градусы.

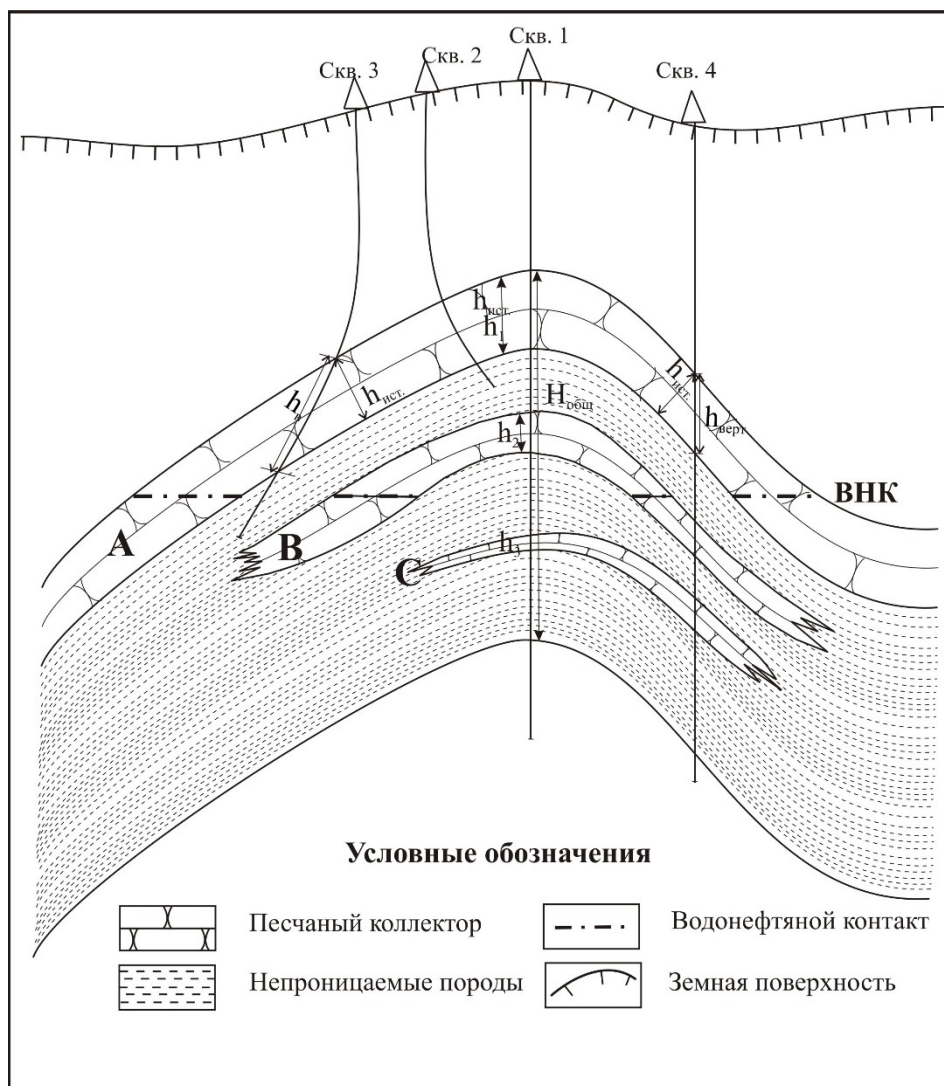


Рисунок 5.1 Виды толщин продуктивного пласта

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

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

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

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

Угол падения пласта α и угол косого сечения γ определяют по структурной карте кровли

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

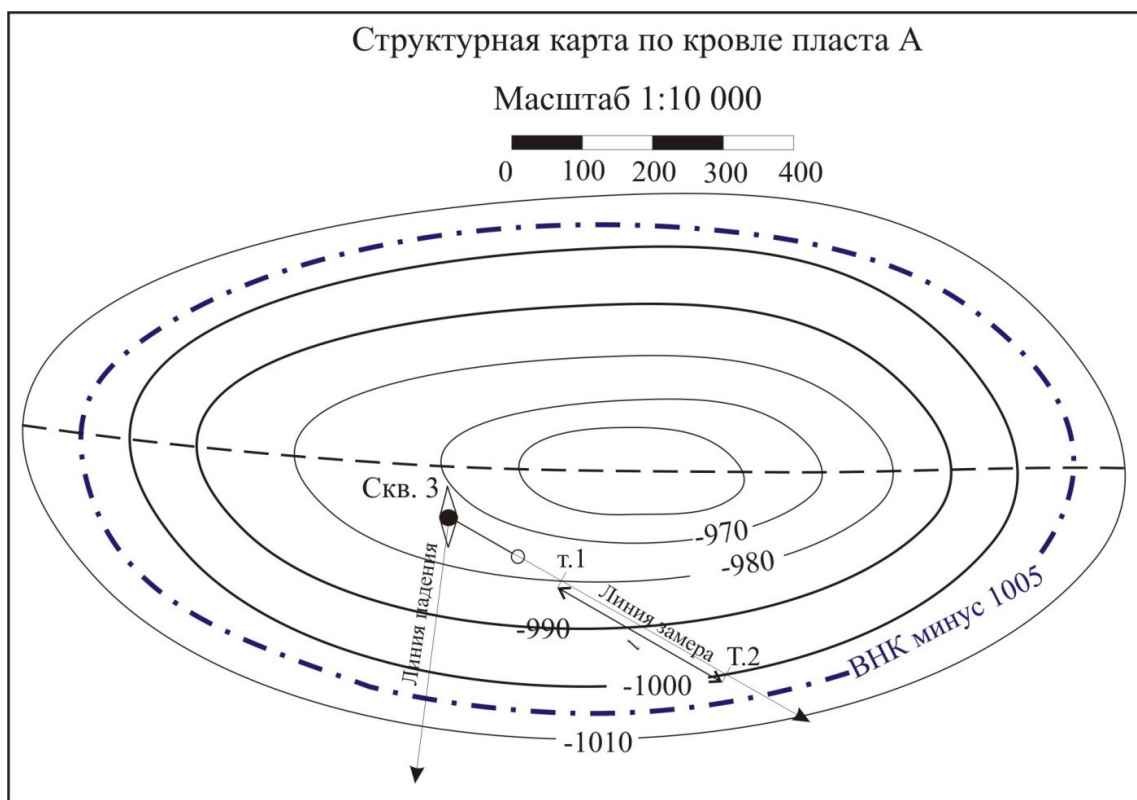


Рисунок 5.2 Определение углов падения пласта и косого сечения на структурной карте

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_e 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_e	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 изопахит 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.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 6

ПОСТРОЕНИЕ КАРТЫ НЕФТЕ(ГАЗО)НАСЫЩЕННОЙ ТОЛЩИНЫ ПЛАСТА

Цель работы: Приобретение навыков по составлению карт изопахит 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 изопахиты эффективных нефте(газо)насыщенных толщин проводят путём интерполяции между значениями изопахит 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 изопахит 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 изпахита оцифровывается (рисунок 6.1).

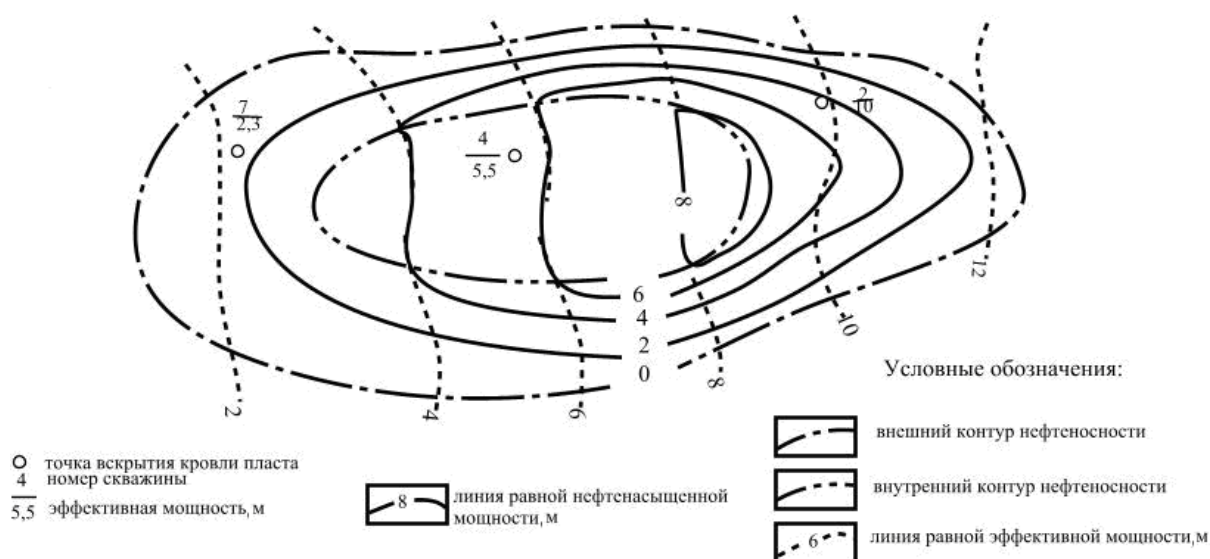


Рисунок 6.1 Карта нефтенасыщенной толщины пласта D месторождения А

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

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 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).

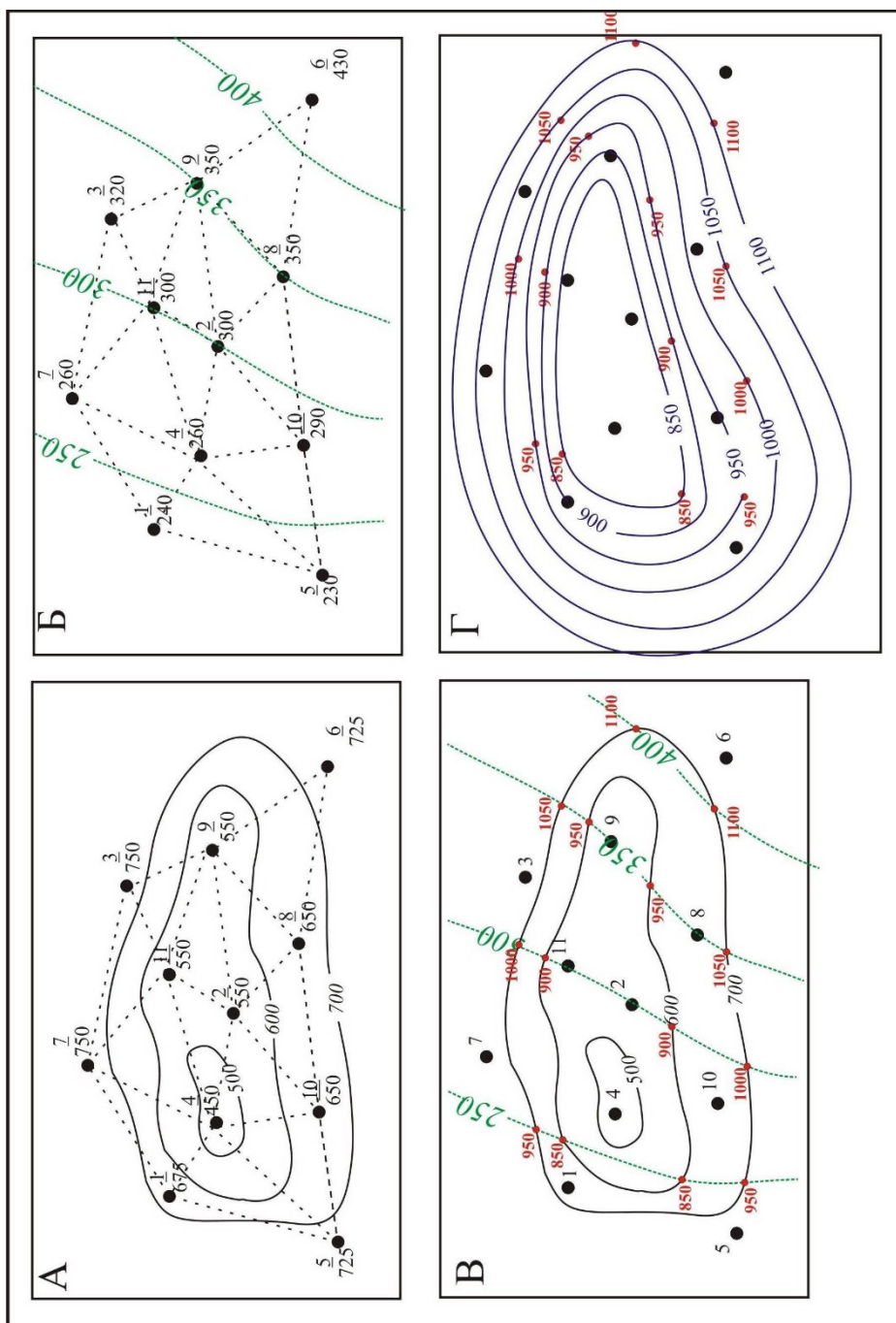


Рисунок 7.1 Этапы построения структурной карты методом схождения

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 (Практическое занятие 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)

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

где $h_{\text{верт}}$ - вертикальная толщина м; h_u - 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.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 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.

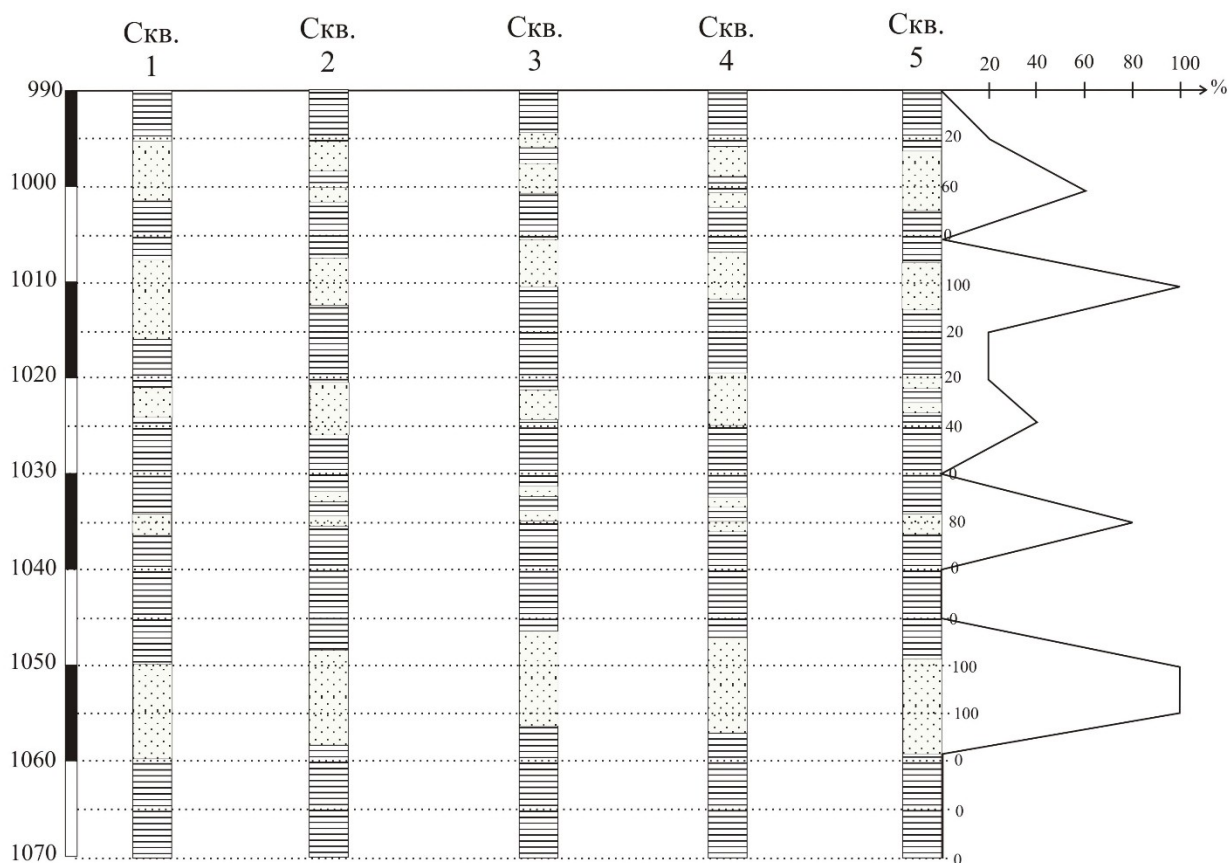


Рисунок 8.1 Геолого-статистический разрез юрского продуктивного горизонта (месторождение Степное, масштаб 1:1000)

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.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 1.

ПОСТРОЕНИЕ ВЕРТИКАЛЬНОЙ ПРОЕКЦИИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ, СПРОЕКТИРОВАННОЙ НА ПЛОСКОСТЬ, ПРОХОДЯЩУЮ ЧЕРЕЗ ЛИНИЮ ПРОФИЛЯ

Цель: Приобретение навыка построение вертикальной проекции ствола скважины, спроектированной на плоскость, проходящую через линию профиля.

Актуальность темы: построение вертикальной проекции ствола скважины, спроектированной на плоскость, проходящую через линию профиля позволит специалисту строить геологический профильный разрез месторождения по данным пробуренных

искривленных скважин.

Теоретическая часть

Разрезы скважин, лежащие в стороне от профиля или искривленные скважины проектируются на плоскость профиля. Такое гипсометрическое проектирование на профильное сечение делается только в тех случаях, когда нормальный разрез отложений не меняется на расстоянии от скважины до профильного разреза.

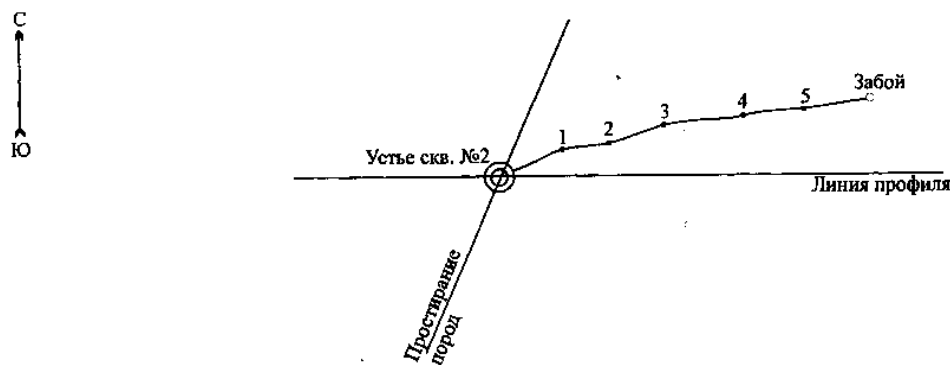
Проектирование разрезов скважин на плоскость профиля производится как по простиранию, так и по падению слоев. Способ проектирования выбирают в зависимости от соотношения между направлением плоскости профиля и направлением простирания пород, а также положением скважины на структуре.

При использовании искривленных скважин вначале строится ее горизонтальная проекция – инклинограмма, а затем, вертикальные проекции искривленного ствола скважины. Более подробная информация изложена в курсе лекций и методических указаниях по данной дисциплине.

Вопросы и задания.

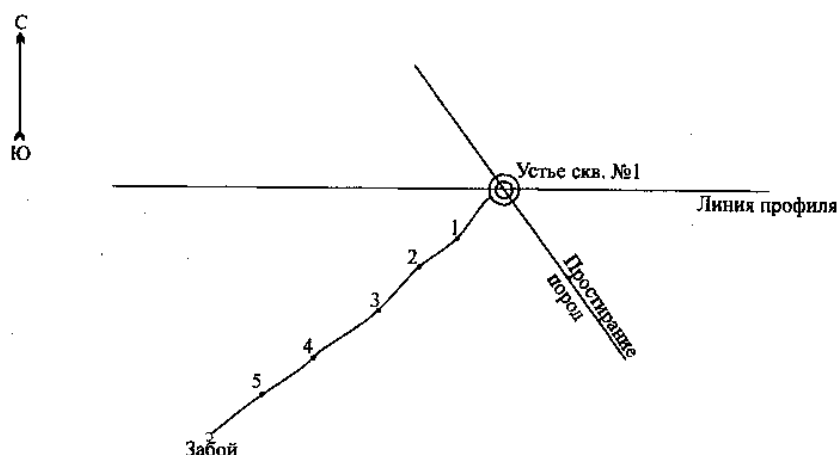
Задание № 4

Показать схематично вертикальную проекцию ствола скважины, спроектированную на плоскость, проходящую через линию профиля



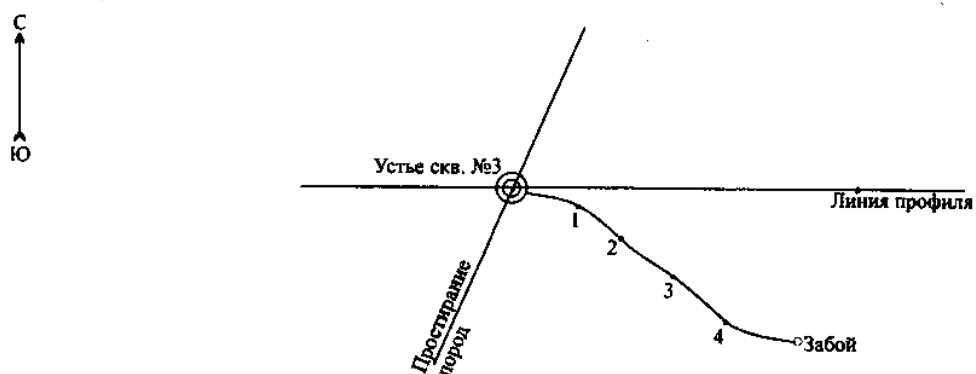
Задание № 6

Показать схематично вертикальную проекцию ствола скважины, спроектированную на плоскость, проходящую через линию профиля



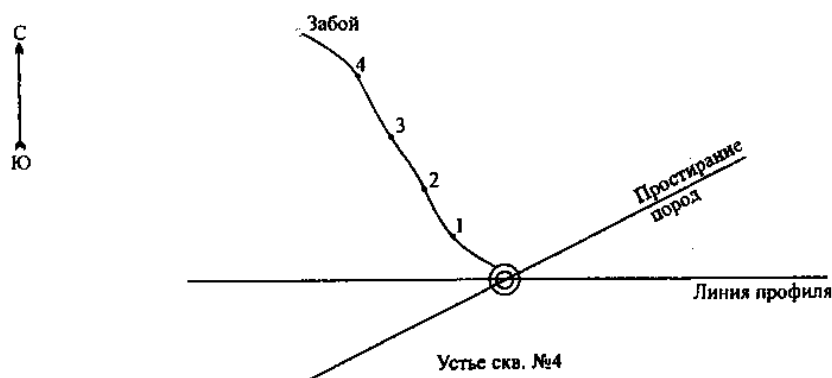
Задание № 9

Показать схематично вертикальную проекцию ствола скважины, спроектированную на плоскость, проходящую через линию профиля



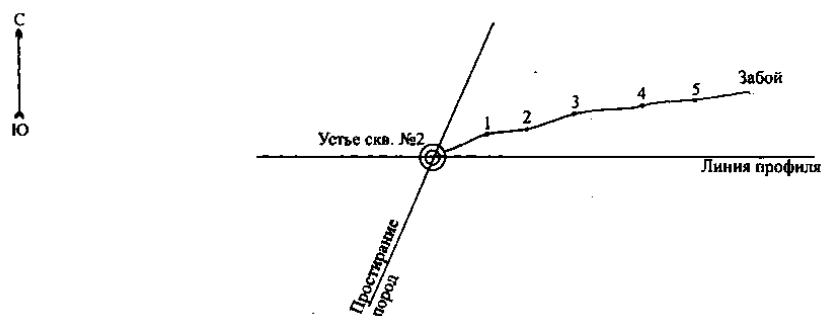
Задание № 11

Показать схематично вертикальную проекцию ствола скважины, спроектированную на плоскость, проходящую через линию профиля



Задание № 2

Показать схематично вертикальную проекцию ствола скважины, спроектированную на плоскость, проходящую через линию профиля



Список литературы, рекомендуемый к использованию по данной теме

1. Быков, Н. Е. Справочник по нефтепромысловой геологии / Н. Е. Быков, А. Я. Фурсов, М. И. Максимов и др. – М.: Недра, 1981. – 525 с.
2. Нефтегазопромысловая геология: Терминологический справочник / Под ред. М. М. Ивановой. – М.: Недра, 1983. – 262 с.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 2.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТИПА ДВУХФАЗНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Цель: Приобретение навыка определения типа двухфазных залежей.

Актуальность темы: определение типа двухфазных залежей позволит специалисту проводить геологическое обоснование эффективного извлечения углеводородов из недр.

Теоретическая часть

Нефть, газ и вода в недрах заполняют пустотное пространство и под действием гравитационных сил распространяются в ловушках в зависимости от плотности. Газ и нефть скапливаются в ловушках в верхней части резервуара, образуя залежи нефти и газа. При этом свободный газ, как более легкий располагается над нефтью.

Если газа меньше, чем нефти, то его скопление называется *газовой шапкой*. Когда нефти в ловушке значительно меньше, чем газа, и она как бы подстилает газ (запасы свободного газа превышают запасы нефти), то такое скопление нефти называется *нефтяной оторочкой* газовой залежи.

Для определения типа двухфазной залежи используется соотношение объема нефтенасыщенной части залежи к объёму всей залежи.

$$\bar{V}_n = \frac{V_n}{V_n + V_g}$$

2.1

где V_n – объем пустотного пространства залежи, занятого нефтью; V_g – объем пустотного пространства залежи, занятого газом.

1) Если величина $\bar{V}_n > 0,75$, то такое скопление называется *нефтяной залежью с газовой шапкой*;

2) Если $0,5 < \bar{V}_n \leq 0,75$, то такая залежь называется *газонефтяной (ГН)*;

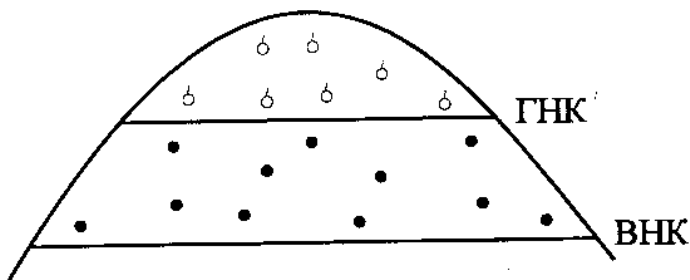
3) Если $0,25 < \bar{V}_n \leq 0,5$, то такая залежь называется *нефтегазовой (НГ)*;

4) Если $\bar{V}_n \leq 0,25$, то такая залежь называется *газовой с нефтяной оторочкой*.

Вопросы и задания.

Задание № 8

Определить тип двухфазных залежей

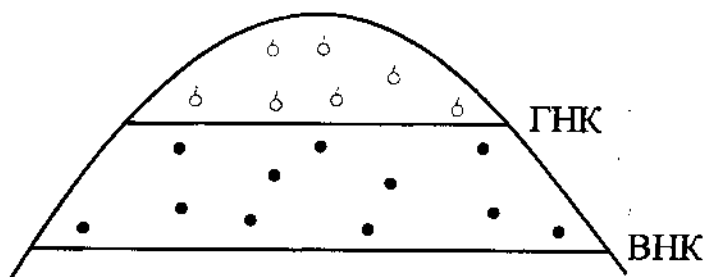


$$1. V_g = 12 \cdot 10^6 \text{ м}^3 \\ V_n = 9 \cdot 10^6 \text{ м}^3$$

$$2. V_g = 15 \cdot 10^6 \text{ м}^3 \\ V_n = 35 \cdot 10^6 \text{ м}^3$$

Задание № 10

Определить тип двухфазных залежей

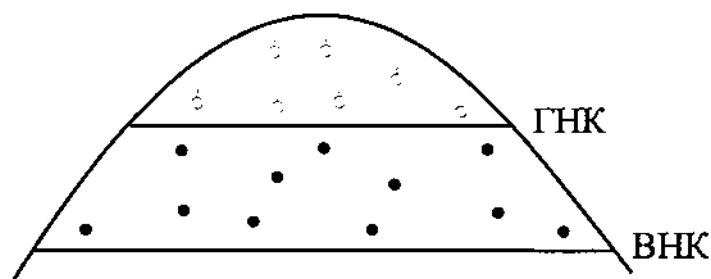


$$1. V_g = 20 \cdot 10^6 \text{ м}^3 \\ V_n = 25 \cdot 10^6 \text{ м}^3$$

$$2. V_g = 25 \cdot 10^6 \text{ м}^3 \\ V_n = 5 \cdot 10^6 \text{ м}^3$$

Задание № 16

Определить тип двухфазных залежей



$$1. V_r = 20 \cdot 10^6 \text{ м}^3 \\ V_n = 25 \cdot 10^6 \text{ м}^3$$

$$2. V_r = 25 \cdot 10^6 \text{ м}^3 \\ V_n = 5 \cdot 10^6 \text{ м}^3$$

Список литературы.

1. Быков, Н. Е. Справочник по нефтепромысловой геологии / Н. Е. Быков, А. Я. Фурсов, М. И. Максимов и др. – М.: Недра, 1981. – 525 с.
2. Нефтегазопромысловая геология: Терминологический справочник / Под ред. М. М. Ивановой. – М.: Недра, 1983. – 262 с.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 3.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СТРУКТУРНЫХ КАРТ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ ЗАДАЧ.

Цель: приобретение навыка использования структурных карт для решения различных геолого-промысловых задач.

Актуальность темы: структурная карта дает представление о строении недр и возможность правильно и целенаправленно планировать проведение поисковых и разведочных работ, определять контуры открытых скоплений нефти и газа, оценивать их запасы и проектировать разработку месторождений. Чрезвычайно часто возникает необходимость решать такие задачи, как определение проектной глубины скважины, угла падения кровли продуктивного пласта, а также амплитуды и угла падения сброса.

Теоретическая часть

Структурные карты используются при решении геолого-промысловых задач. Приведем некоторые примеры:

Определение элементов залегания поверхности тектонического нарушения.

Определение амплитуды сброса.

Для этого в любой точке продолжают изогипсу приподнятого блока до пересечения с линией нарушения, ограничивающей опущенную часть структуры. Разница гипсометрических

отметок в точке 1 (приподнятая часть структуры) и в точке 2 (опущенная часть структуры) будет равна вертикальной амплитуде смещения блоков (амплитуде сброса). На рисунке амплитуда сброса (A_c) будет равна:

$$A_c = -1160 - (-1100) = 60 \text{ м}$$

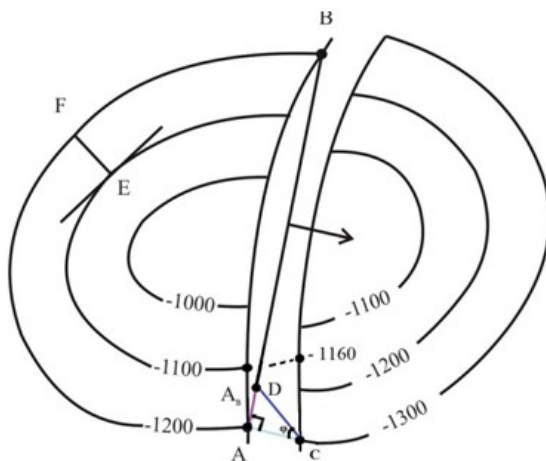


Рисунок 3.1 Схема изображения на карте поднятия, осложненного сбросом

Определение линии простиражения поверхности нарушения. Соединяют прямой линией две точки, находящиеся на линии сброса и имеющих одинаковые абсолютные отметки. Полученная линия будет являться линией простиражения поверхности нарушения. На рисунке линия АВ – линия простиражения поверхности сброса;

Определение направления линии падения поверхности нарушения.

В любой точке на линии простиражения восстанавливают перпендикуляр к поверхности нарушения. Полученная линия будет являться направлением падения линии нарушения;

Определение угла падения сброса. В любой точке восстанавливают перпендикуляр к линии простиражения поверхности нарушения (например, в точке А) и продолжают его до пересечения с поверхностью нарушения, ограничивающей опущенный блок (точка С). Точки А и С находятся на поверхности нарушения на глубинах соответственно – минус 1200 и минус 1160 м. Угол падения сброса определяют следующим образом:

а. Определяют вертикальную амплитуду смещения блоков в данной точке структуры:

$$A_b = H_{aA} - H_{aC} = -1160 - (-1100) = 60 \text{ м}$$

б. На опущенном блоке соединяют линей точки пересечения тектонического нарушения с той же изогипсой, что и при определении линии простиражения разрывного нарушения. Определяем расстояния между этими линиями на разных сторонах разрывного нарушения в масштабе карты - это горизонтальная амплитуда смещения блоков.

Величина угла ϕ может быть получена расчетным путем по формуле:

$$\operatorname{tg} \phi = \frac{A_c}{A_z}, \quad 3.1$$

где ϕ – угол падения сброса; A_z – горизонтальная амплитуда смещения блоков; A_c – вертикальная амплитуда смещения блоков.

Определение угла падения продуктивного пласта. На участке замера угла падения пласта проводят нормаль к изогипсе. Угол падения пласта рассчитывается следующим образом:

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{H_{a(E)} - H_{a(F)}}{EF}, \quad 3.2$$

где α – угол падения пласта; $H_{a(E)}$, $H_{a(F)}$ – гипсометрические отметки соответственно в точках Е и F; EF – длина отрезка в масштабе карты.

Определение проектной глубины вскрытия продуктивного пласта в скважине:

Исходными данными для расчета являются амплитуда устья скважины и положение скважины на структурной карте (абсолютная отметка точки вскрытия продуктивного пласта):

$$H_{скв} = \pm Al - Ha, \quad 3.3$$

где $H_{скв}$ – глубина вскрытия продуктивного пласта; Al – альтитуда; Ha – абсолютная отметка точки вскрытия продуктивного пласта (рисунок 11.9).

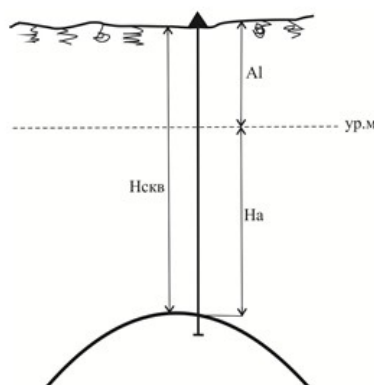
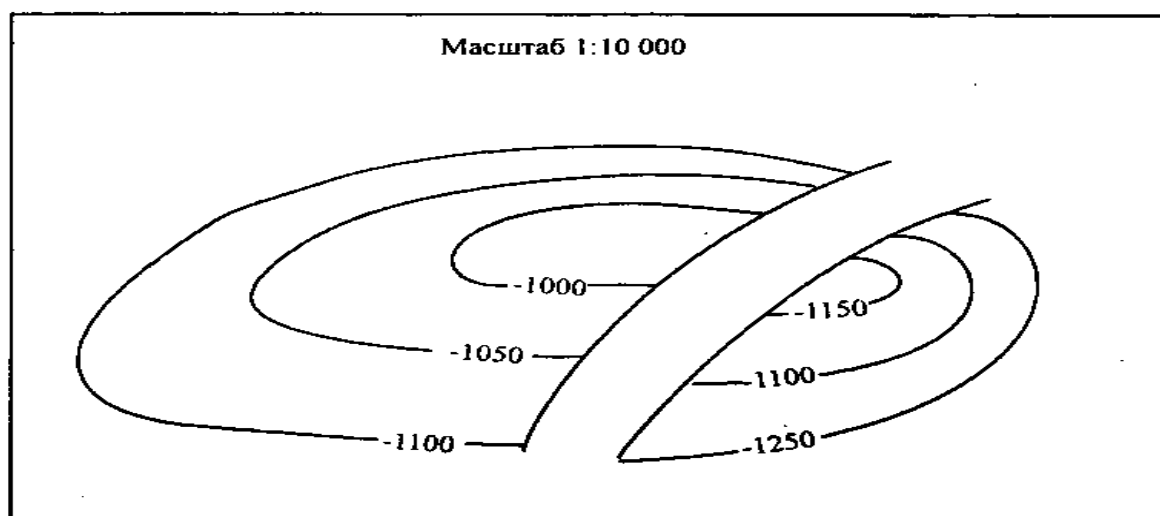


Рисунок 3.2 – Схема к расчету проектной глубины вскрытия продуктивного пласта в скважине

Вопросы и задания.

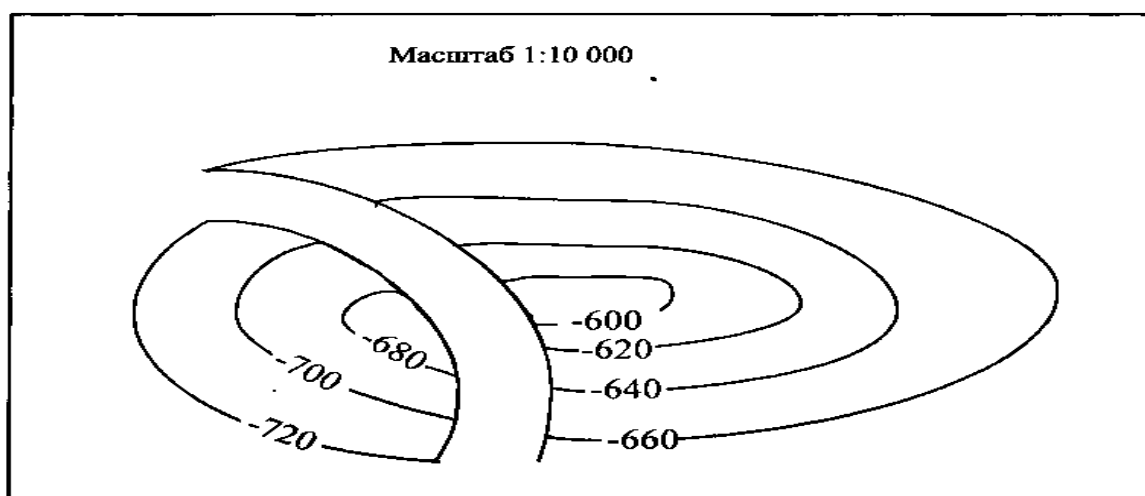
Задание № 5

Определить амплитуду и угол падения сброса



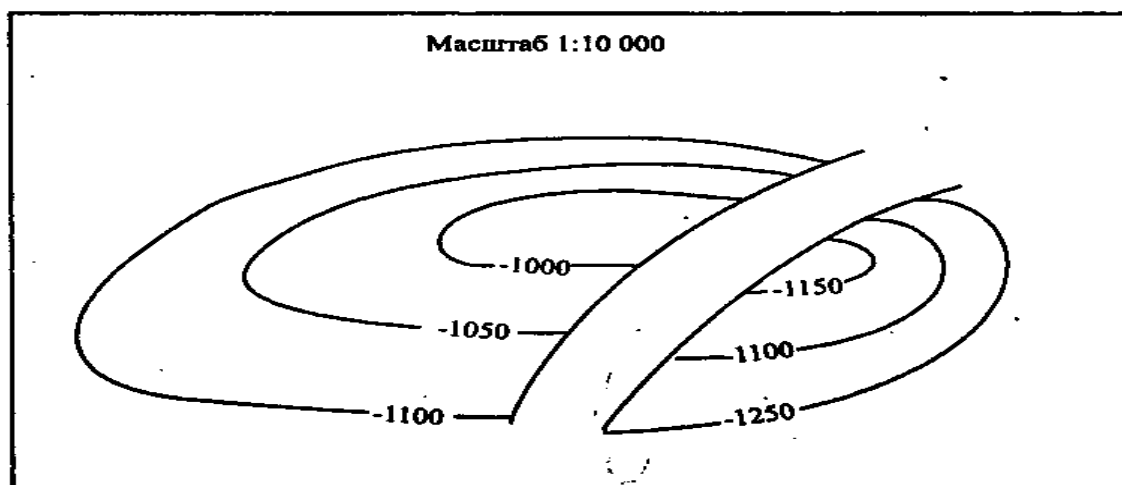
Задание № 17

Определить амплитуду и угол падения сброса



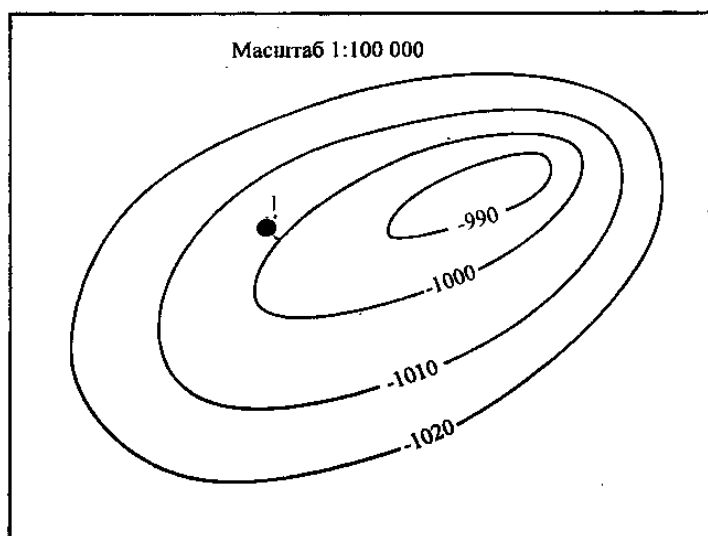
Задание № 20

Определить амплитуду и угол падения сброса



Задание № 7

Определить проектную глубину скважины №1 и угол падения кровли продуктивного пласта в точке его вскрытия

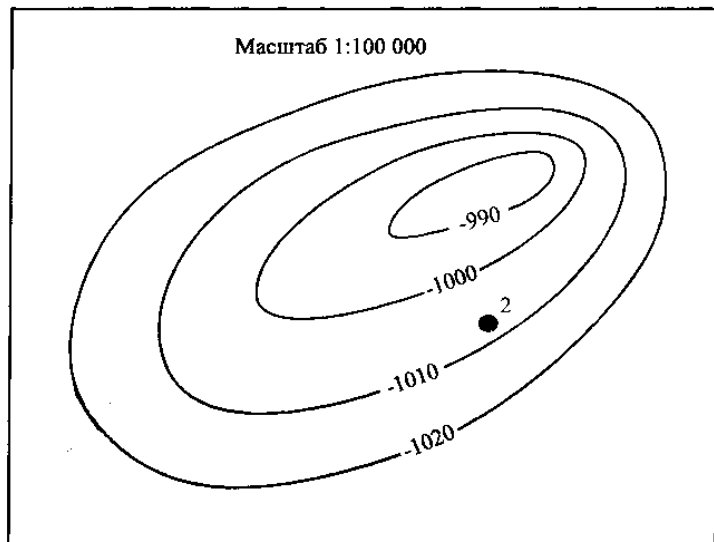


Исходные данные

1. Структурная карта кровли продуктивного пласта К₁
2. Альтитуда устья скважины №1 - +160 м

Задание № 18'

Определить проектную глубину скважины №2 и угол падения кровли продуктивного пласта в точке его вскрытия



Исходные данные

1. Структурная карта кровли продуктивного пласта К1
2. Альтитуда устья скважины №2 - +90 м

Список литературы.

1. Быков, Н. Е. Справочник по нефтепромысловой геологии / Н. Е. Быков, А. Я. Фурсов, М. И. Максимов и др. – М.: Недра, 1981. – 525 с.
2. Нефтегазопромысловая геология: Терминологический справочник / Под ред. М. М. Ивановой. – М.: Недра, 1983. – 262 с.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 4.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КАРТ ЭФФЕКТИВНЫХ ТОЛЩИН ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ КАРТ ЭФФЕКТИВНЫХ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩИН

Цель: приобретение навыка использования карт изопахит для решения различных геолого-промысловых задач.

Актуальность темы: карта эффективных нефтенасыщенных толщин дает возможность определять контуры открытых скоплений нефти и газа, оценивать их запасы и проектировать разработку месторождений.

Теоретическая часть

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

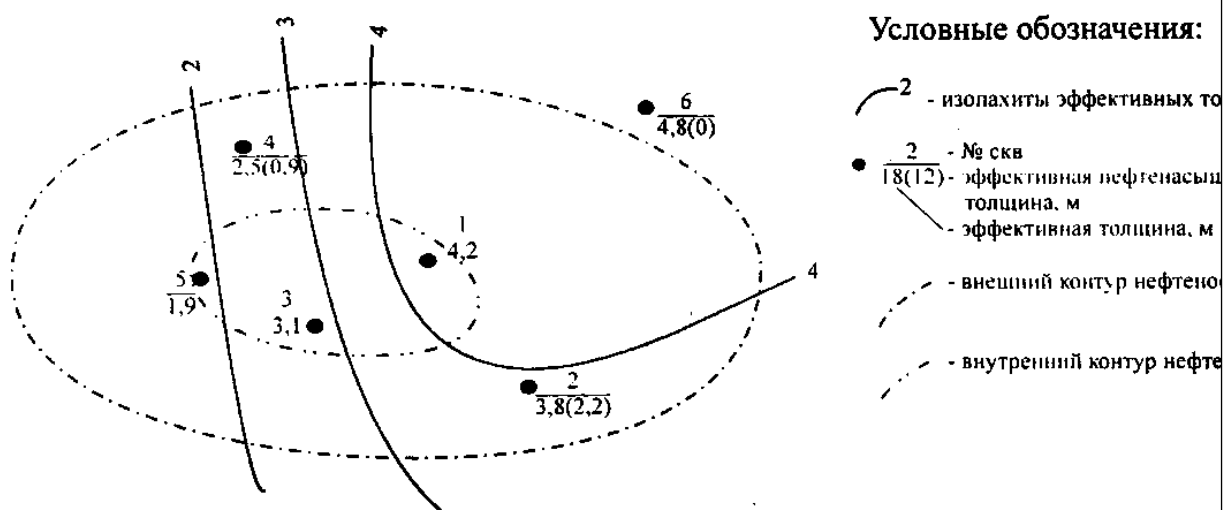
пределах внутреннего контура нефтеносности будут полностью соответствовать карте эффективных толщин.

В водонефтяной зоне между внутренним и внешним контуром нефтеносности изопахиты эффективных нефте(газо)насыщенных толщин проводят путём интерполяции между значениями в точках пересечения изопахит эффективных толщин с линией внутреннего контура нефтегазоносности до нуля на внешнем контуре. При этом учитываются также значения эффективных нефте(газо)насыщенных толщин скважин, вскрывших пласт в водонасыщенной зоне (значения толщин в скобках псевдодоби).

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

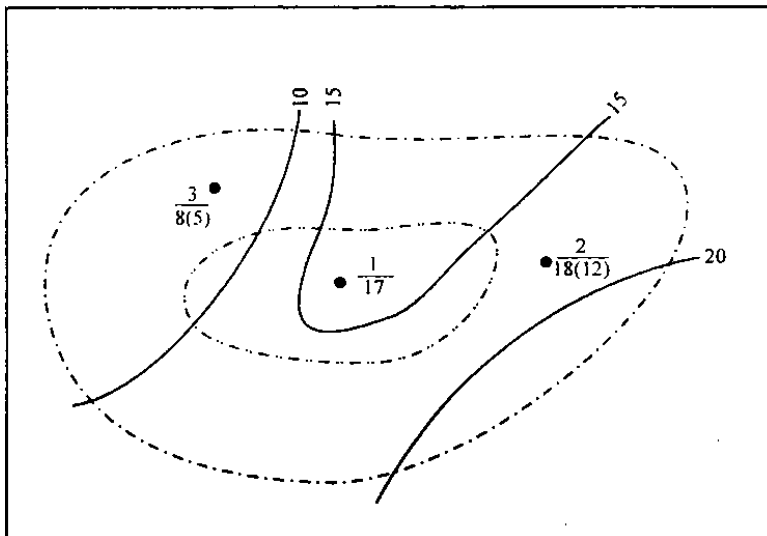
Вопросы и задания.

13 Провести линии равных значений эффективной нефтенасыщенной толщины пласта



Задание № 12

Провести линии равных значений эффективной нефтенасыщенной толщины пласта

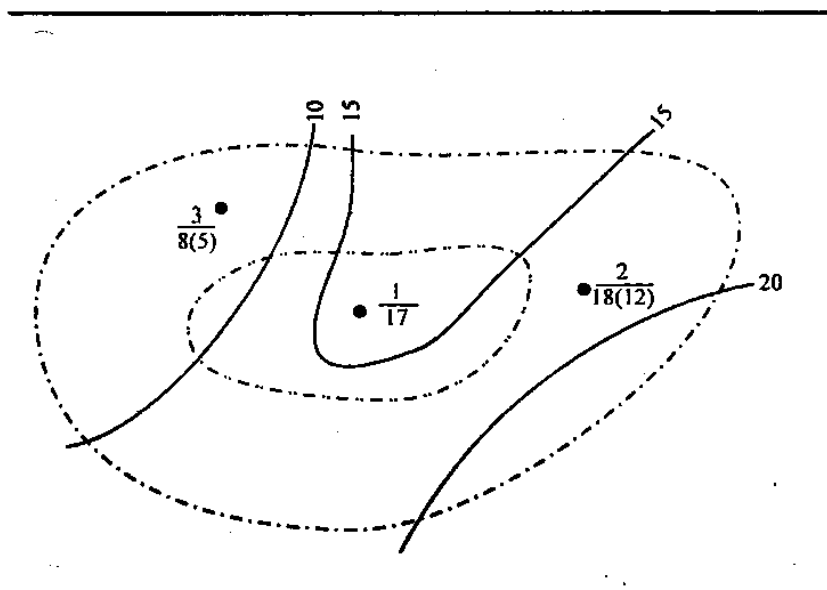


Условные обозначения:

- изопахиты эффективных толщин, м
- № скв
 - $\frac{2}{18(12)}$ - эффективная нефтенасыщенная толщина, м
 - эффективная толщина, м
- внешний контур нефтеносности
- внутренний контур нефтеносности

Задание № 13

Провести линии равных значений эффективной нефтенасыщенной толщины пласта



Условные обозначения:

- изопахиты эффективных толщин, м
- № скв
 - $\frac{2}{18(12)}$ - эффективная нефтенасыщенная толщина, м
 - эффективная толщина, м
- внешний контур нефтеносности
- внутренний контур нефтеносности

Список литературы.

1. Быков, Н. Е. Справочник по нефтепромысловой геологии / Н. Е. Быков, А. Я. Фурсов, М. И. Максимов и др. – М.: Недра, 1981. – 525 с.
2. Нефтегазопромысловая геология: Терминологический справочник / Под ред. М. М. Ивановой. – М.: Недра, 1983. – 262 с.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 5.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ АБСОЛЮТНОЙ ОТМЕТКИ ВНК НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ ПО ДАННЫМ ОПРОБОВАНИЯ СКВАЖИН

Цель: Приобретение навыка определения абсолютной отметки ВНК нефтяной залежи по данным опробования скважин.

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

Теоретическая часть

Методы определения контактов. Положение ВНК в скважинах наиболее точно устанавливаются по комплексу данных:

- 1) результатов испытания скважин;
- 2) промыслово-геофизических исследований;
- 3) изучения керна скважин.

Переходная зона от воды к нефти обычно делится на 3 части:

- 1) нижняя часть – подвижная вода и неподвижная нефть;
- 2) средняя часть – подвижная вода и подвижная нефть;
- 3) верхняя часть – подвижная нефть и неподвижная вода.

На практике за поверхность ВНК (границу залежи) принимают одну из граничных поверхностей переходной зоны, но, как правило, её кровлю или подошву.

Определение положения ВНК по керну проводится достаточно редко в связи со значительной толщиной переходной зоны. Более часто используются результаты испытания и эксплуатации скважин, при этом составляется схема обоснования ВНК. Все результаты поинтервального опробования и испытания наносят на один лист бумаги и проводят сопоставление результатов опробования в различных скважинах (рисунок 5.1 – в скважине на различных отметках получены отдельные притоки нефти и газа, на рисунке 5.2 – в исследуемом интервале получен приток нефти с водой).

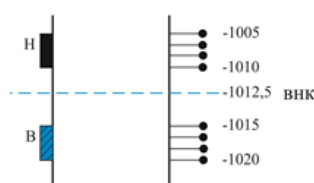


Рисунок 5.1 – Фрагмент схемы обоснования ВНК (притоки нефти и газа получены в разных интервалах)

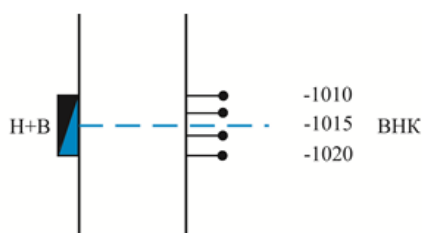


Рисунок 5.2 – Фрагмент схемы обоснования ВНК (приток нефти и газа получен в одном интервале)

При определении ВНК достаточно часто используются в настоящее время испытатели пластов с установкой пакера на различных уровнях около предполагаемого положения ВНК. При этом применяется КИИ на буровых трубах или опробователи пластов на каротажном кабеле.

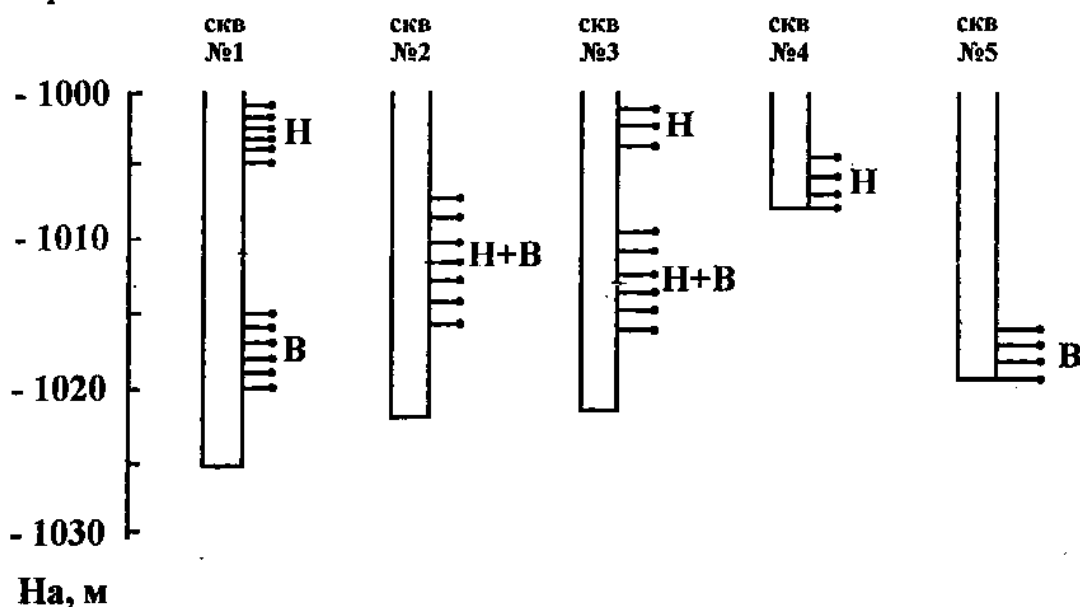
В настоящее время основными критериями для отбивки глубины ВНК являются материалы ГИС. При этом определение положения ВНК осуществляется как внеобсаженных, так и в обсаженных скважинах.

Наиболее часто применяемыми являются следующие геофизические методы: метод КС, градиент- и потенциал зонды достаточно большого размера; кривые КС микрозондов; кривые индукционного каротажа ИННК (импульсный нейтрон-нейтронный метод), ультразвуковой метод, метод меченных атомов.

Вопросы и задания.

Задание № 24'

Определить абсолютную отметку ВНК нефтяной залежи по данным опробования скважин.



Список литературы.

1. Быков, Н. Е. Справочник по нефтепромысловой геологии / Н. Е. Быков, А. Я. Фурсов,

М. И. Максимов и др. – М.: Недра, 1981. – 525 с.

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

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 6.

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.

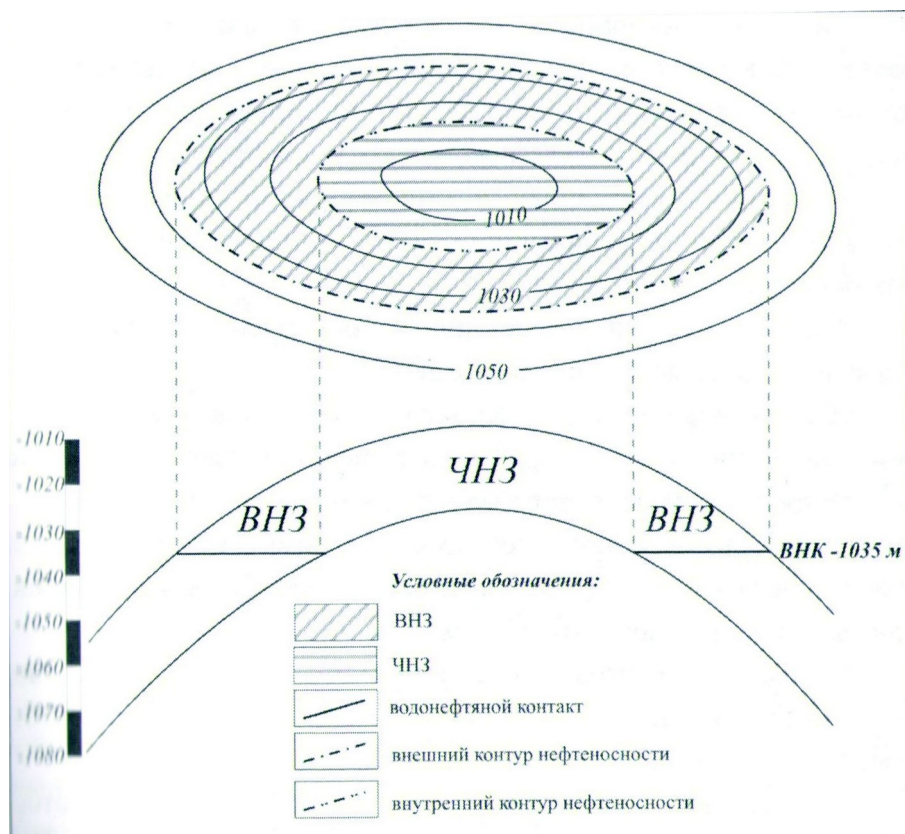


Рисунок 6.1 - Зоны нефтяной залежи, выделяемые по характеру насыщения

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).

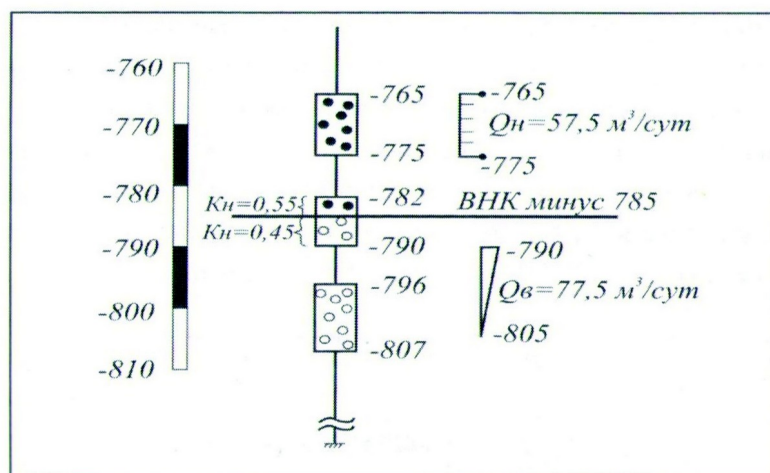


Рисунок 6.2 – Обоснование положения ВНК по результатам интерпретации материалов ГИС

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).

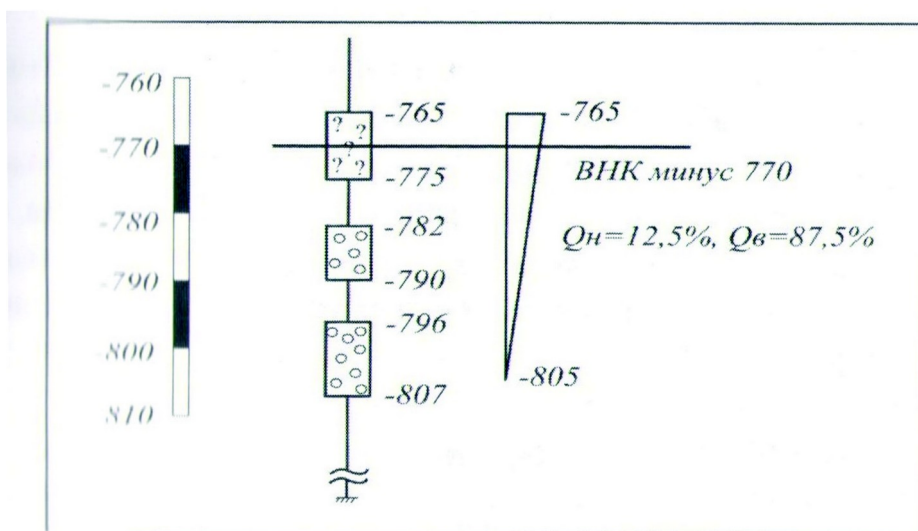


Рисунок 6.3 – Определение ВНК по результатам опробования

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 уровня* (УПУ).

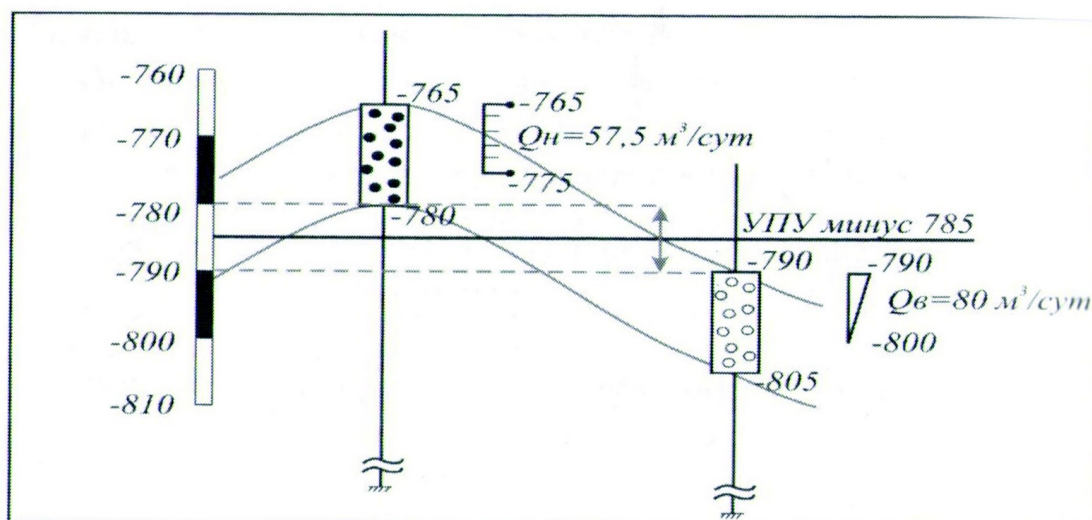


Рисунок 6.4 – Определение условного подсчетного уровня

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

$$\Delta P = P_{пл} - P_z$$

где ΔP - депрессия на пласт, МПа,

$P_{пл}$ - пластовое давление, МПа,

P_z - 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 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 нефтенасыщенности, 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.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 7.

ИЗУЧЕНИЕ МАКРОНЕОДНОРОДНОСТИ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА

Цель: приобретение навыков по составлению карт расчленённости пород пласта.

Навыки позволят сформировать компетенции:

ПСК-3.4 (умение выделять породы-коллекторы и флюидоупоры во вскрытых скважинами разрезах, на сейсмопрофилях, картировать природные резервуары и ловушки нефти и газа); ПСК-3.6 (осуществлять геологическое сопровождение разработки месторождений нефти и газа).

Актуальность темы: В теоретическом обосновании рассмотрено понятие макронеоднородности, способы графического представления геологической неоднородности. Приобретаются навыки по составлению карт распространения пород-коллекторов отдельных пропластков, что позволит специалисту проводить геологическое обоснование эффективного использования недр, проектировать разработку месторождений.

Теоретическая часть

Под геологической неоднородностью понимают изменчивость природных характеристик нефтегазонасыщенных пород в пределах залежи. Геологическая неоднородность оказывает огромное влияние на выбор систем разработки и на эффективность извлечения нефти из недр на степень вовлечения объема залежи в процессе дренирования. Различают два основных вида геологической неоднородности макронеоднородность и микронеоднородность (будет рассмотрена на последующих практических занятиях).

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

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

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

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

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

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

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

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

- 1 - Геолого-статистических разрезов (см. практическое занятие 6);
- 2 - Геологических профильных разрезов;
- 3 - Зональных карт.

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

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

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

По вертикали (по толщине объекта) макронеоднородность отображается с помощью профилей (рисунок 7.1) и схем детальной корреляции. По площади она отображается с помощью карт распространения коллекторов каждого пласта (рисунок 7.2), на которых показываются границы площадей распространения коллектора и неколлектора, а также участки слияния соседних пластов.

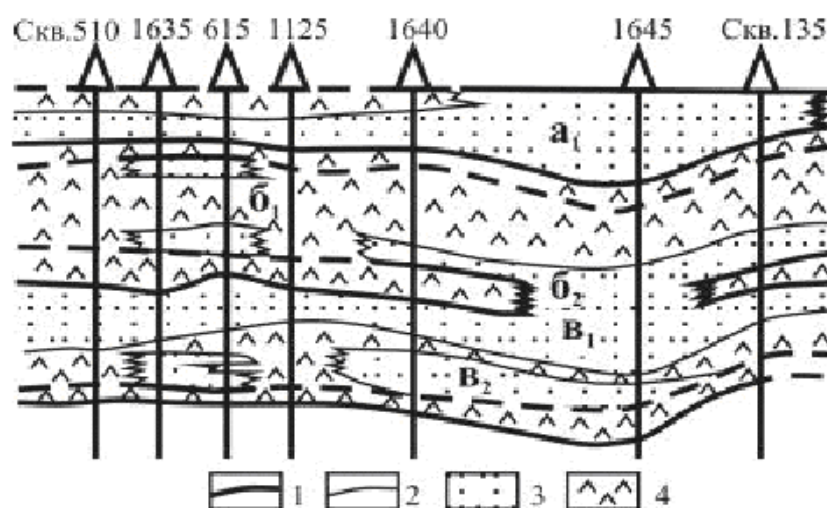


Рисунок 7.1 – Отображение макронеоднородности на фрагменте геологического разреза горизонта: кровля и подошва: 1 – пласта; 2 – прослая, 3 – коллектора, 4 – неколлектора, а-в индексы пластов-неколлекторов

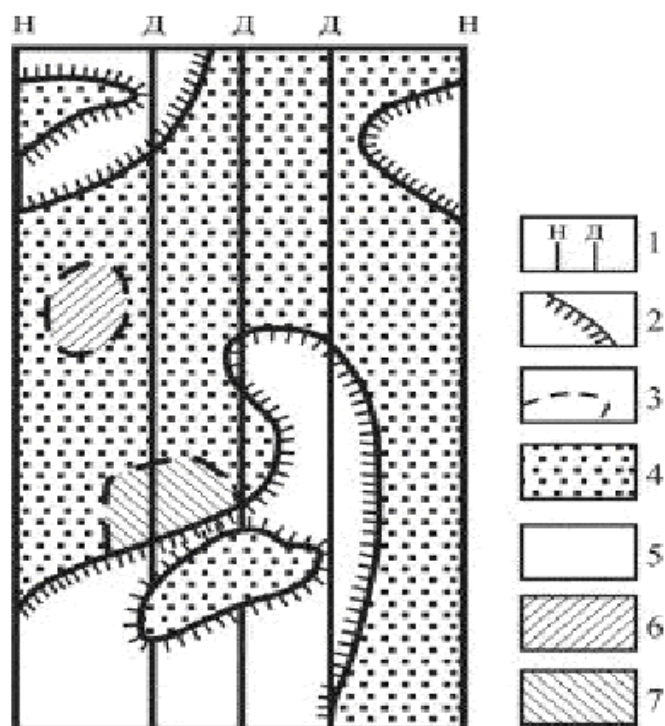


Рисунок 7.2 – Фрагмент карты распространения коллекторов одного из пластов горизонта: 1 – ряды скважин: Н – нагнетательных; Д – добывающих; 2 – границы распространения коллекторов; 3 – границы слияния; участки: 4 – распространения коллекторов; 5 – распространения неколлекторов; 6 – слияния пласта с вышележащим пластом; 7 – слияния пласта с нижележащим пластом

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

- моделировать форму сложного геологического тела (пород-коллекторов),

служащего вместилищем нефти или газа;

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

Зональные карты используются при анализе разработки и выборе мероприятий по воздействию на пласт.

Вопросы и задания.

Исходными данными для выполнения задания являются схема расположения скважин на участке (рисунок 7.3) и сведения о толщинах продуктивного горизонта А и его проницаемых пропластков *а, б, в* в скважинах (Приложение В).

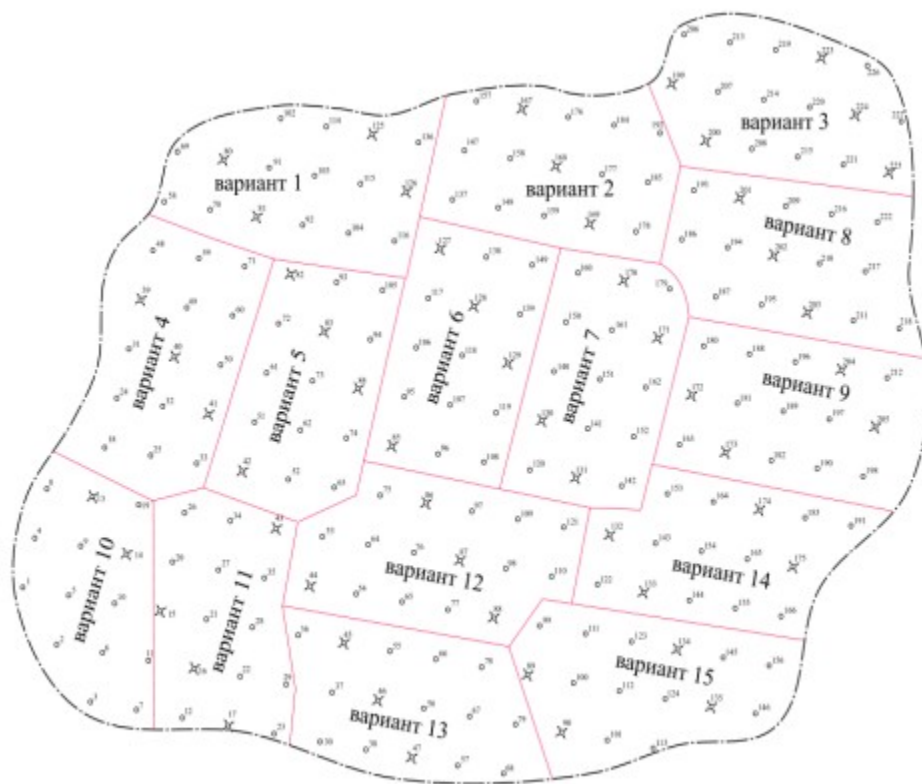


Рисунок 7.3 Схема расположения скважин на участке

Порядок выполнения задания

Построить карту расчленённости пород пласта А

По трём картам расчлененности пропластков выделить области отсутствия пласта-коллектора, области распространения *а, б, в*, области слияния *аб, бв, абв*.

Содержание отчета, форма и правила оформления отчета о выполненной работе.

В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование ход выполнения лабораторной работы. Полученные данные представить в виде карты расчленённости пород пласта *А*.

Защита работы проводится в устной форме.

Задания и вопросы для формирования и контроля владения компетенциями

1. Что такое макронеоднородность? Каким образом изучается?
2. Как графически изображается макронеоднородность?
3. Какие задачи можно решить, изучая макронеоднородность?

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.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 8.

КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА МАКРОНЕОДНОРОДНОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ.

Цель: Приобретение навыков по количественной оценке макронеоднородности продуктивных пластов.

Актуальность темы: Приобретение навыков количественной оценки геологической неоднородности продуктивных пластов позволит сформировать навыки работы по сбору, систематизации, обобщению и анализу и адаптации широкого комплекса разнородной и разномасштабной информации для составления адекватных изучаемым природным объектам геолого-математических моделей залежей УВ и обеспечения эффективного освоения недр.

Теоретическая часть

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

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

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

$$K_p = \left(\sum_{i=1}^N n_i \right) / N \quad (8.1)$$

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

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

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

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

Для характеристики макронеоднородности по **площади** применяются:

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

$$K_{св} = F_{сл} / F_{зал}; \quad (8.3)$$

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

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

$$K_{распр} = F_{кол} / F_{зал}; \quad (8.4)$$

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

5. **Коэффициент сложности границ** распространения коллекторов пласта. Характеризует отношение длины границ участков распространения коллекторов к периметру залежи:

$$K_{сложн} = L_{кол} / L_{зал}; \quad (8.5)$$

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

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

$$\sigma^2 = \omega(1 - \omega) = \frac{N_K}{N} \left(1 - \frac{N_K}{N} \right) \quad (8.6)$$

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

Вопросы и задания.

Исходными данными для выполнения задания являются схема расположения скважин

на участке (рисунок 7.3) и сведения о толщинах продуктивного горизонта А и его проницаемых пропластков а, б, в в скважинах (Приложение В).

Порядок выполнения задания

Оценить:

- 1) коэффициент расчлененности;
- 2) коэффициент песчанистости;
- 3) коэффициент литологической связности;
- 4) коэффициент распространения коллекторов;
- 5) коэффициент сложности границ.

Содержание отчета, форма и правила оформления отчета о выполненной работе.

В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование ход выполнения лабораторной работы. Полученные данные представить в виде результатов расчётов коэффициентов, характеризующих неоднородность пласта.

Защита работы проводится в устной форме.

Задания и вопросы для формирования и контроля владения компетенциями

1. Приведите расчётные коэффициенты, используемые для характеристики макронеоднородности разреза.
2. Приведите расчётные коэффициенты, используемые для характеристики микронеоднородности по площади.
3. Какие статистические числовые характеристики используются для характеристики микронеоднородности?

Список литературы

1. Быков, Н. Е. Справочник по нефтепромысловой геологии / Н. Е. Быков, А. Я. Фурсов, М. И. Максимов и др. – М.: Недра, 1981. – 525 с.
2. Нефтегазопромысловая геология: Терминологический справочник / Под ред. М. М. Ивановой. – М.: Недра, 1983. – 262

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 9.
ПОНЯТИЕ О РЕЖИМАХ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ.
ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ РЕЖИМ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ

Цель: Приобретение знаний о режимах нефтяных залежей и факторах, определяющих режим нефтяной залежи.

Актуальность темы: Понятие о режимах нефтяных залежей и о факторах, определяющих режим нефтяной залежи позволит специалисту оценивать коэффициенты извлечения нефти и проводить геологическое обоснование эффективного использования недр, проектировать разработку месторождений.

Теоретическая часть

Понятие режима нефтяной залежи

Режимом залежи называется совокупность сил, которые способствуют перемещению нефти и газа в пласте коллекторе к добывающим скважинам.

В естественных (природных) условиях такими силами являются:

- напор краевых или подошвенных пластовых вод
- упругость породы-коллектора и пластовых флюидов
- упругость свободного газа в газовой шапке
- упругость газа, растворенного в нефти
- геостатическое давление
- сила гравитации.

Проявление этих сил при разработке конкретных залежей зависит от ее геологического строения (геологические факторы) и применяемой системы ее разработки (технологические факторы).

Факторы, определяющие режим нефтяной залежи

В группу геологических факторов входят:

- структурно-тектонический (размеры и форма ловушки, в том числе амплитуда и углы наклона крыльев; наличие экранирующих разрывных нарушений);
- литолого-фациальный и петрофизический (литологический состав и толщина продуктивного пласта; открытая пористость и проницаемость, закономерности их изменения в пределах залежи, приконтурной и законтурной областях);
- нефтегазогеологический (наличие газовой шапки; размеры водонефтяной и газонефтяной зон; химический состав и физические свойства углеводородных флюидов);
- гидрогеологический (тип водонапорной системы, к которой приурочена залежь; характер гидродинамической связи с законтурной зоной и областью питания подземных вод; химический состав и физические свойства пластовых вод);

- термобарический (пластовые движения и температура).

К технологическим факторам относятся;

- форма и плотность сетки эксплуатационных скважин;
- темп отбора нефти, газа и воды из залежи;
- динамика пластового давления в процессе разработки;
- характер перемещения водонефтяного и газонефтяного контактов.

Если в процессе разработки нефтяной залежи начинают применять методы поддержания пластового давления или методы увеличения нефтеотдачи, то **естественный** режим залежи переходит в **искусственный**.

Характеристика естественных режимов нефтяных залежей

В любой нефтяной залежи одновременно действуют несколько видов пластовой энергии. При этом в каждый конкретный момент разработки, как правило, роль какого-либо одного вида пластовой энергии является доминирующей в процессе вытеснения нефти из пласта-коллектора в добывающие скважины. Именно этот вид энергии, определяя основные особенности разработки залежи, дает название ее режиму. Таким образом, по преобладающему виду природной пластовой энергии выделяют следующие естественные режимы нефтяных залежей:

- упругий (или упруго-замкнутый).
- упруговодонапорный,
- водонапорный,
- газонапорный (или режим газовой шапки)
- растворенного газа,
- гравитационный.

Первые 4 называют **режимами вытеснения**, а последние 2- **режимами истощения**.

В практике нефтегазопромысловой геологии режим нефтяной залежи определяют по **графику разработки** - совокупности кривых, отражающих изменение во времени основных показателей разработки. Краткая характеристика условий проявления природных режимов приведена в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Характеристика природных режимов нефтяных залежей

Показатели	Режимы					
	Упругий	Упруговодо-напорный	Водонапорный	Газонапорный	Растворенного газа	Гравитационный
Основной вид энергии	Упругие силы породы и жидкости	Напор подземных вод, упругость жидкости и породы	Напор краевых и подошвенных вод	Расширение газа, сжатого в газовой шапке	Выделение растворенного газа в свободную фазу	Сила тяжести
Связь с законтурной областью	Отсутствует	Слабая	Хорошая	Слабая или отсутствует	Слабая или отсутствует	Слабая или отсутствует
Проницаемость	Высокая в пределах залежи	Пониженная	Высокая	Высокая вертикальная	Низкая	Различная
Неоднородность	Разной степени	Значительная	Низкая	Разной степени	Высокая	Низкая
Вязкость нефти	Низкая	Повышенная	Низкая	Низкая	Различная	—
Соотношение $P_{пл}$ и $P_{нас}$	$P_{пл} \gg P_{нас}$	$P_{пл} > P_{нас}$	$P_{пл} > P_{нас}$	$P_{пл} \geq P_{нас}$	$P_{пл} < P_{нас}$	$P_{пл} \leq P_{нас}$
Объем залежи	Постоянный	Уменьшается	Уменьшается	Уменьшается	Постоянный	Уменьшается
Градиент начального пластового давления, МПа/м	0,013 ÷ 0,024	0,009 ÷ 0,013	0,088 ÷ 0,012	—	—	< 0,011

Вопросы и задания.

1. Что понимается под режимом залежи?
2. Какие силы способствуют перемещению нефти и газа в пласте коллекторе к добывающим скважинам?
3. Перечислите и охарактеризуйте факторы, определяющие режим нефтяной залежи.
4. Чем отличается естественный и искусственный режимы залежи?
5. Каким образом дается название режиму залежи?
6. Какие выделяют естественные режимы нефтяных залежей? Приведите их краткую характеристику.
7. Какие режимы называют режимами вытеснения? Какие - режимами истощения?
8. Каким образом определяют режим нефтяной залежи на практике?

Список литературы

1. Быков, Н. Е. Справочник по нефтепромысловой геологии / Н. Е. Быков, А. Я. Фурсов, М. И. Максимов и др. – М.: Недра, 1981. – 525 с.
2. Нефтегазопромысловая геология: Терминологический справочник / Под ред. М. М. Ивановой. – М.: Недра, 1983. – 262 с.
3. 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.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 10.

УПРУГИЙ (ЗАМКНУТО-УПРУГИЙ) РЕЖИМ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Цель: Приобретение знаний о режимах нефтяных залежей и факторах, определяющих режим нефтяной залежи.

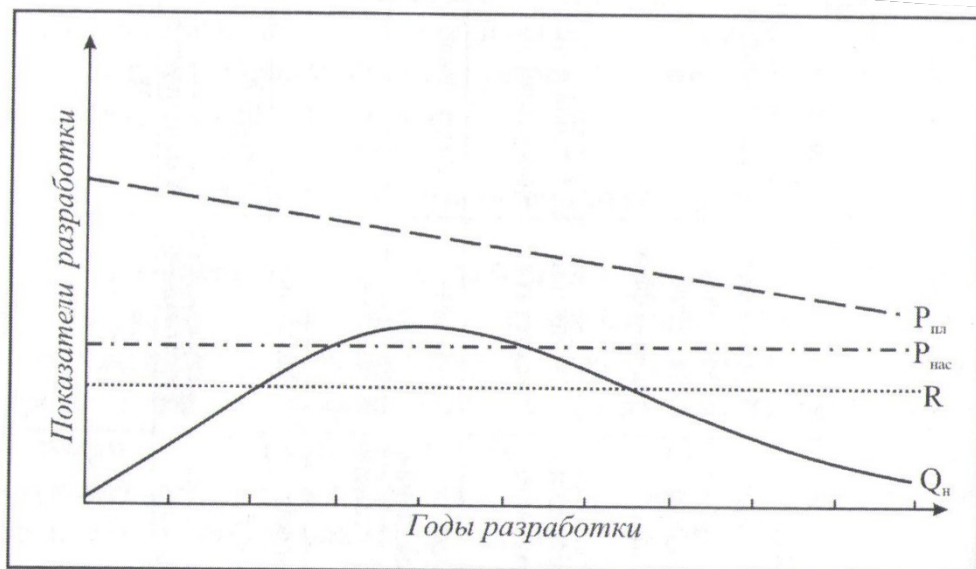
Актуальность темы: Понятие о режимах нефтяных залежей и о факторах, определяющих режим нефтяной залежи, позволит специалисту оценивать коэффициенты извлечения нефти и проводить геологическое обоснование эффективного использования недр, проектировать разработку месторождений.

Теоретическая часть

При упругом режиме нефтяной залежи движение нефти в пласте-коллекторе к призабойной зоне эксплуатационной скважины происходит за счет потенциальной энергии упругой деформации породы и нефти. При снижении пластового давления объем сжатой жидкости увеличивается, а объем пустотного пространства сокращается за счет расширения матрицы пласта. Это способствует вытеснению нефти из пласта в скважину. Через некоторое время движение нефти распространяется на участки залежи, удаленные от добывающей скважины. Этот процесс протекает тем интенсивнее, чем выше проницаемость пласта, ниже вязкость нефти и коэффициенты объемной упругости жидкости и породы.

Обязательными условиями проявления упругого режима являются:

- значительный запас пластовой энергии. Часто этот режим проявляется в залежах, характеризующихся сверхгидростатическим пластовым давлением;
- наличие в пласте однофазного флюида. Это возможно в том случае, если пластовое давление значительно превышает давление насыщения нефти. Для упругого режима характерно (рисунок 10.1):
- постоянное снижение пластового давления в процессе разработки пропорционально количеству добываемой нефти;
- увеличение годовой добычи нефти за счет ввода в эксплуатацию новых скважин;
- отсутствие пластовой воды в добываемой продукции;
- постоянство промыслового газового фактора в течение всего периода разработки.



$P_{пл}$ – пластовое давление, МПа; $P_{нас}$ – давление насыщения нефти; Q_n – годовая добыча нефти, тыс. т; R – промысловый газовый фактор, м³/т

Рисунок 10.1 Схематический график разработки нефтяной залежи в условиях упругого режима

Промысловый газовый фактор R_i вычисляется как отношение годовой добычи газа $Q_{гi}$ (тыс.м³) к годовой добыче нефти $Q_{ни}$ (тыс.т)

$$R_i = Q_{гi} / Q_{ни} \quad (10.1)$$

Если нефтяная залежь является литологически ограниченной (рисунок 10.2а) или тектонически экранированной (рисунок 10.2б), то режим называется *замкнуто-упругим*. Он будет действовать до тех пор, пока пластовое давление не снизится до величины давления насыщения.

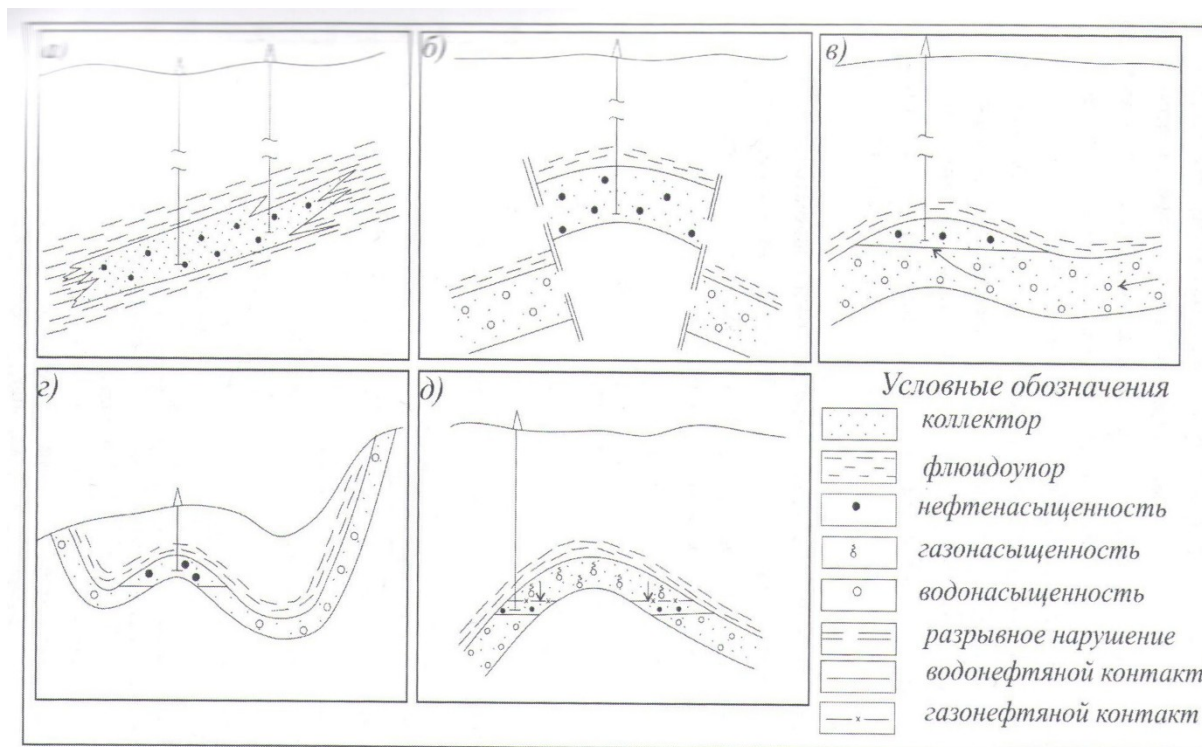


Рис. 2. Условия проявления природных режимов нефтяных залежей

Рисунок 10.2 – Условия проявления природных режимов нефтяных залежей

Вопросы и задания.

1. Каков механизм движения нефти в пласте-коллекторе к призабойной зоне эксплуатационной скважины при упругом режиме нефтяной залежи?
2. Перечислите и охарактеризуйте обязательные условия проявления упругого режима.
3. Приведите схематический график разработки нефтяной залежи в условиях упругого режима. Охарактеризуйте показатели разработки залежи, используемые на этом графике.
4. Какой режим называется упруго-замкнутым? Приведите схемы.

Список литературы

1. Быков, Н. Е. Справочник по нефтепромысловой геологии / Н. Е. Быков, А. Я. Фурсов, М. И. Максимов и др. – М.: Недра, 1981. – 525 с.
2. Нефтегазопромысловая геология: Терминологический справочник / Под ред. М. М. Ивановой. – М.: Недра, 1983. – 262 с.
3. 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.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 11.

УПРУГОВОДОНАПОРНЫЙ РЕЖИМ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Цель: Приобретение знаний о режимах нефтяных залежей и факторах, определяющих режим нефтяной залежи.

Актуальность темы: Понятие о режимах нефтяных залежей и о факторах, определяющих режим нефтяной залежи, позволит специалисту оценивать коэффициенты извлечения нефти и проводить геологическое обоснование эффективного использования недр, проектировать разработку месторождений.

Теоретическая часть

Если нефтяная залежь контактирует с нижними краевыми или подошвенными (рисунок 10.2в), то по мере достижения депрессионной воронки добывающей скважины водонефтяного контакта они начнут внедряться в залежь. При этом упругий режим перейдет в упруговодонапорный

Упругие силы будут проявляться при любом режиме. Поэтому упругий режим правильнее рассматривать не как самостоятельный режим, а как фазу упруговодонапорного или водонапорного режимов. В период проявления этой фазы основным источником энергии является упругость жидкости (нефти и воды) и породы.

Упруговодонапорный режим проявляется при значительном (50-100 км) удалении нефтяной залежи от области питания подземных вод либо низкой гидродинамической связи между ними. Причинами этого является низкая проницаемость коллектора, высокая степень неоднородности его литологического состава в вертикальном и латеральном направлениях.

Пластовое давление в процессе разработки снижается (пластовая вода не успевает заполнить весь объем пустот, освобожденных добытой нефтью), но превышает давление насыщения нефти (рисунок 11.1). По этой причине промысловый газовый фактор остается практически постоянным.

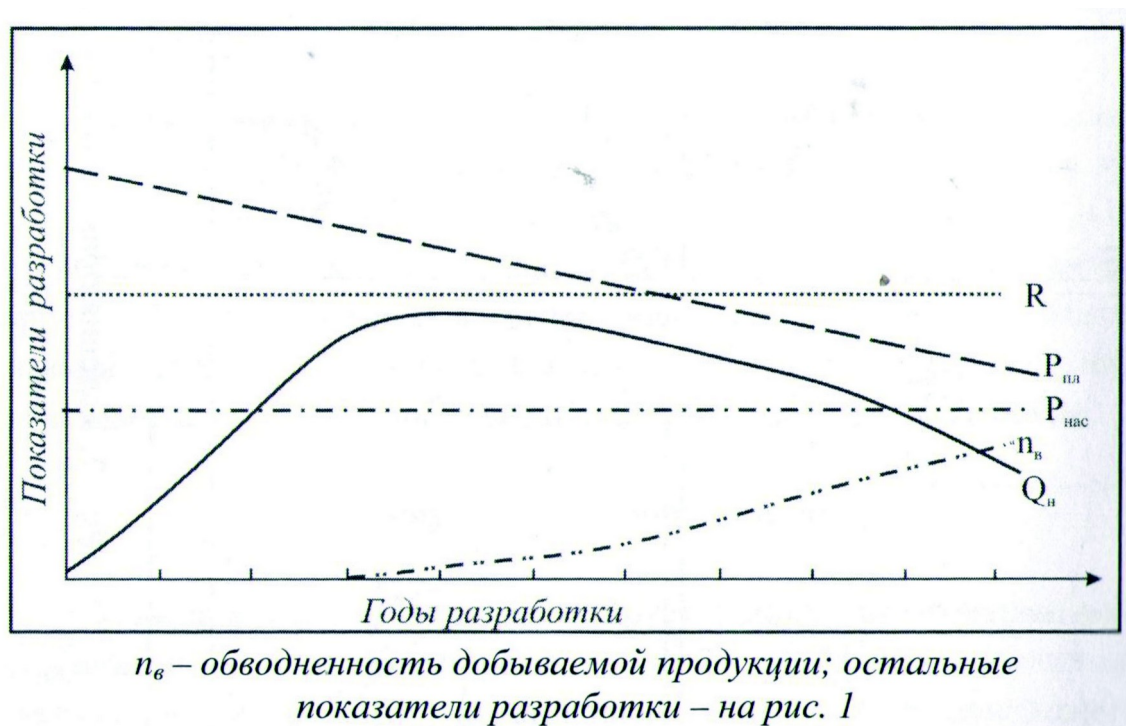


Рисунок 11.1 – Схематический график разработки нефтяной залежи в условиях упруговодонапорного режима

На первой стадии разработки из недр извлекается, как правило, безводная нефть, однако возможно незначительная обводненность добываемой продукции.

Годовая добыча в начальный период разработки залежи возрастает за счет увеличения количества эксплуатационных скважин, а затем уменьшается вследствие их постепенного обводнения.

При упругом водонапорном режиме коэффициент нефтеотдачи изменяется в пределах 0,45-0,65.

Вопросы и задания.

1. Каков механизм движения нефти в пласте-коллекторе к призабойной зоне эксплуатационной скважины при упруговодонапорном режиме нефтяной залежи?
2. Перечислите и охарактеризуйте условия проявления упруговодонапорного режима.
3. Приведите схематический график разработки нефтяной залежи в условиях упруговодонапорного режима.
4. Охарактеризуйте показатели разработки залежи (в том числе, используемые на графике) на различных стадиях разработки залежи в условиях упруговодонапорного режима.

Список литературы

1. Быков, Н. Е. Справочник по нефтепромысловой геологии / Н. Е. Быков, А. Я. Фурсов,

М. И. Максимов и др. – М.: Недра, 1981. – 525 с.

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

3. 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.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 12.

ВОДОНАПОРНЫЙ РЕЖИМ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Цель: Приобретение знаний о режимах нефтяных залежей и факторах, определяющих режим нефтяной залежи.

Актуальность темы: Понятие о режимах нефтяных залежей и о факторах, определяющих режим нефтяной залежи, позволит специалисту оценивать коэффициенты извлечения нефти и проводить геологическое обоснование эффективного использования недр, проектировать разработку месторождений.

Теоретическая часть

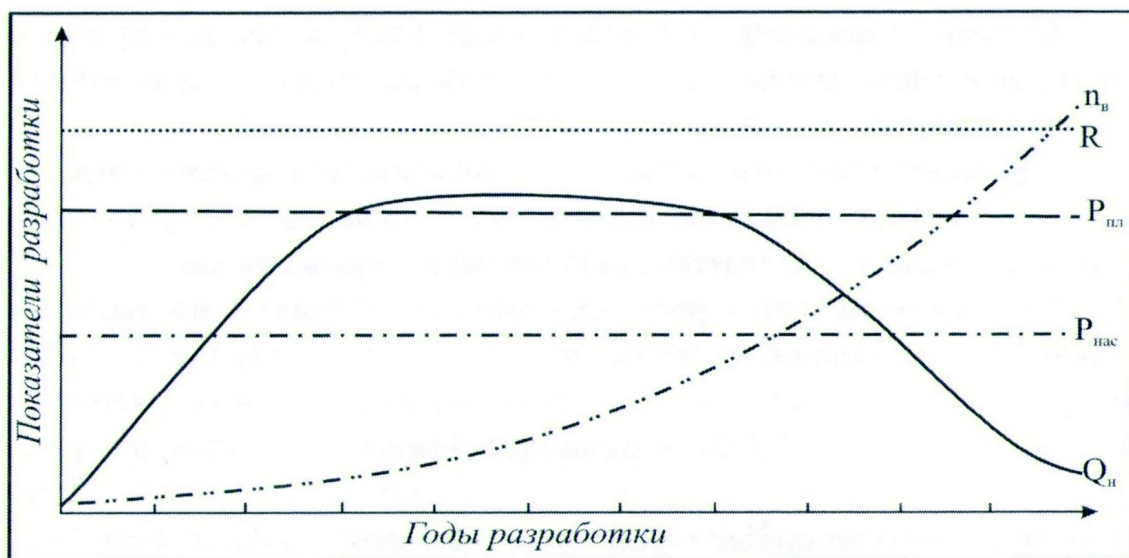
При водонапорном режиме основным видом энергии, обеспечивающей движение нефти в пласте, является напор краевых или подошвенных вод (рисунок 10.2 г).

В процессе разработки залежи дебиты скважины и пластовое давление, которое превышает давление насыщения, остаются практически постоянными, если не нарушается баланс между отбором жидкости из пласта и поступлением воды в залежь (рисунок 12). При нарушении этого баланса динамика пластового давления зависит от текущего отбора жидкости.

Промысловый газовый фактор остается постоянными, если не нарушается указанный баланс и пластовое давление не снижается до величины давления насыщения нефти. В процессе разработки отмечается непрерывный подъем контура нефтеносности и обводнения эксплуатационных скважин.

Эффективность водонапорного режима зависит от размеров водонапорной системы инфильтрационного типа, удаленности залежи от области питания подземных вод и величины их напора, а также от коллекторских свойств пласта и темпа отбора жидкости из отдельных промысловых участков и залежи в целом.

При эффективном водонапорном режиме ширина водонапорной системы от внешней границы залежи обычно составляет не менее 15-20 км, а проницаемость коллекторов превышает 1 мкм². При этих условиях коэффициент нефтеотдачи может достигать 0,8 и более.



Показатели разработки – на рис. 1, 3

Рисунок 12.1 – Схематический график разработки нефтяной залежи в условиях упруговодонапорного режима

Опыт разработки месторождений с водонапорным режимом показал, что естественные условия режима нередко сохраняются при годовом отборе из пласта не более 6% извлекаемых запасов нефти.

При эффективном водонапорном режиме коэффициент водоотдачи достигает значений 0,8 и выше.

Вопросы и задания.

1. Каков механизм движения нефти в пласте-коллекторе к призабойной зоне эксплуатационной скважины при упруговодонапорном режиме нефтяной залежи?
2. Перечислите и охарактеризуйте условия проявления упруговодонапорного режима.
3. Приведите схематический график разработки нефтяной залежи в условиях упруговодонапорного режима.
4. Охарактеризуйте показатели разработки залежи (в том числе, используемые на графике) на различных стадиях разработки залежи в условиях упруговодонапорного режима.

Список литературы

1. Быков, Н. Е. Справочник по нефтепромысловой геологии / Н. Е. Быков, А. Я. Фурсов, М. И. Максимов и др. – М.: Недра, 1981. – 525 с.
2. Нефтегазопромысловая геология: Терминологический справочник / Под ред. М. М. Ивановой. – М.: Недра, 1983. – 262 с.
3. Практикум по нефтегазопромысловой геологии (часть 3) / В.М. Андреев, В.А.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 13.

ГАЗОНАПОРНЫЙ РЕЖИМ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

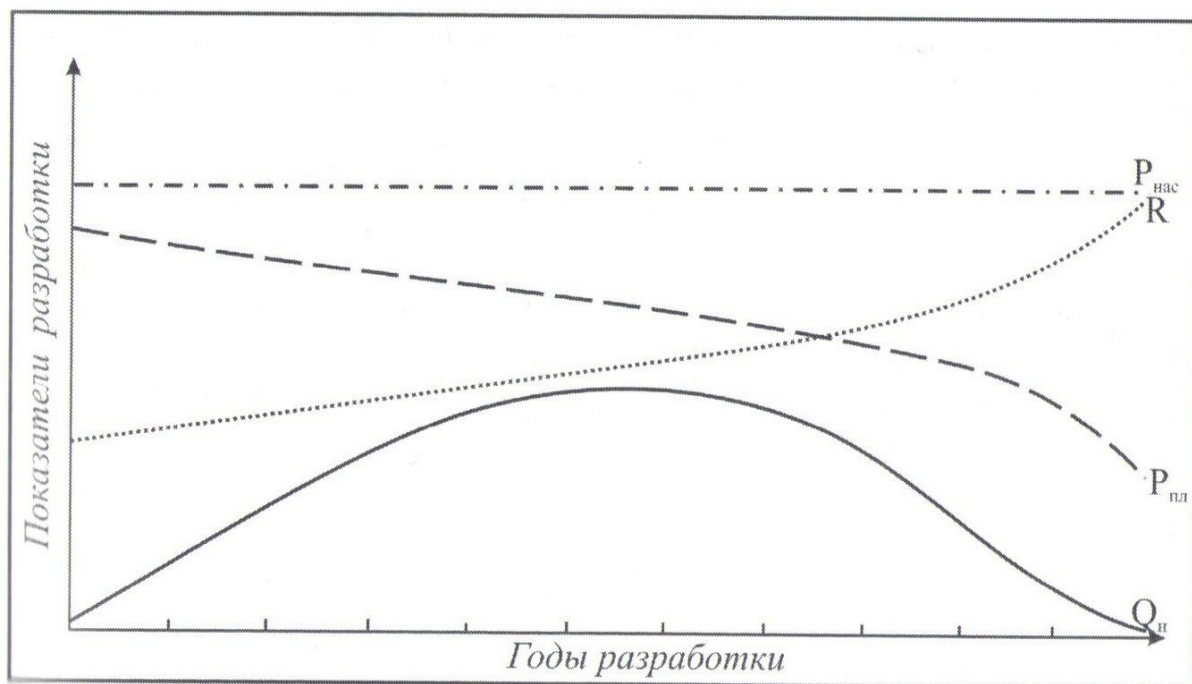
Цель: Приобретение знаний о режимах нефтяных залежей и факторах, определяющих режим нефтяной залежи.

Актуальность темы: Понятие о режимах нефтяных залежей и о факторах, определяющих режим нефтяной залежи, позволит специалисту оценивать коэффициенты извлечения нефти и проводить геологическое обоснование эффективного использования недр, проектировать разработку месторождений.

Теоретическая часть

Этот режим называют также режимом газовой шапки. Основным видом энергии, способствующей движению нефти в пласте, является напор расширяющегося газа, сжатого в газовой шапке (рисунок 10.2 д). Таким образом, газонапорный режим характерен для нефтегазовой залежи, у которых газовая шапка значительно превосходит по размерам нефтяную часть. При этом теоретически возможно постоянство пластового давления и промыслового газового фактора в процессе разработки нефтяной части залежи, если сохраняется баланс между темпом отбора нефти и скоростью продвижения контакта «газ-нефть».

В практике равномерное перемещение газонефтяного контакта обеспечить не удастся. По мере уменьшения упругости свободного газа пластовое давление в нефтяной части залежи снижается (рисунок 13.1).



Показатели разработки – на рис. 1, 3

Рисунок 13.1 – Схематический график разработки нефтяной залежи в условиях газонапорного режима

Промысловый газовый фактор сначала постепенно, а в дальнейшем (как правило, на третьей стадии разработки залежи) более интенсивно возрастает в связи с уменьшением добычи нефти и прорывом свободного газа из газовой шапки добывающие скважины.

Поскольку гидродинамический режим в приконтурной области залежи, как правило, пассивный, в процессе разработки добывается безводная продукция.

При благоприятных условиях (высокой проницаемости коллекторов в пределах залежи, крутых углах наклона крыльев ловушки, низкой вязкости и значительном запасе упругой энергии газовой шапки) коэффициент нефтеотдачи достигает значения 0,5-0,7.

Вопросы и задания.

1. Каков механизм движения нефти в пласте-коллекторе к призабойной зоне эксплуатационной скважины при газонапорном режиме нефтяной залежи?
2. Перечислите и охарактеризуйте условия проявления газонапорного режима.
3. Приведите схематический график разработки нефтяной залежи в условиях газонапорного режима.
4. Охарактеризуйте показатели разработки залежи (в том числе, используемые на графике) на различных стадиях разработки залежи в условиях газонапорного режима.

Список литературы

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

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

3. 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.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 14.

РЕЖИМ РАСТВОРЕННОГО ГАЗА НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Цель: Приобретение знаний о режимах нефтяных залежей и факторах, определяющих режим нефтяной залежи.

Актуальность темы: Понятие о режимах нефтяных залежей и о факторах, определяющих режим нефтяной залежи, позволит специалисту оценивать коэффициенты извлечения нефти и проводить геологическое обоснование эффективного использования недр, проектировать разработку месторождений.

Теоретическая часть

При режиме растворенного газа нефть перемещается по пласту к скважинам под действием энергии пузырьков расширяющегося газа, который выделяется из нефти в свободную фазу при уменьшении пластового давления до величины, ниже давления насыщения (рисунок 14.1).

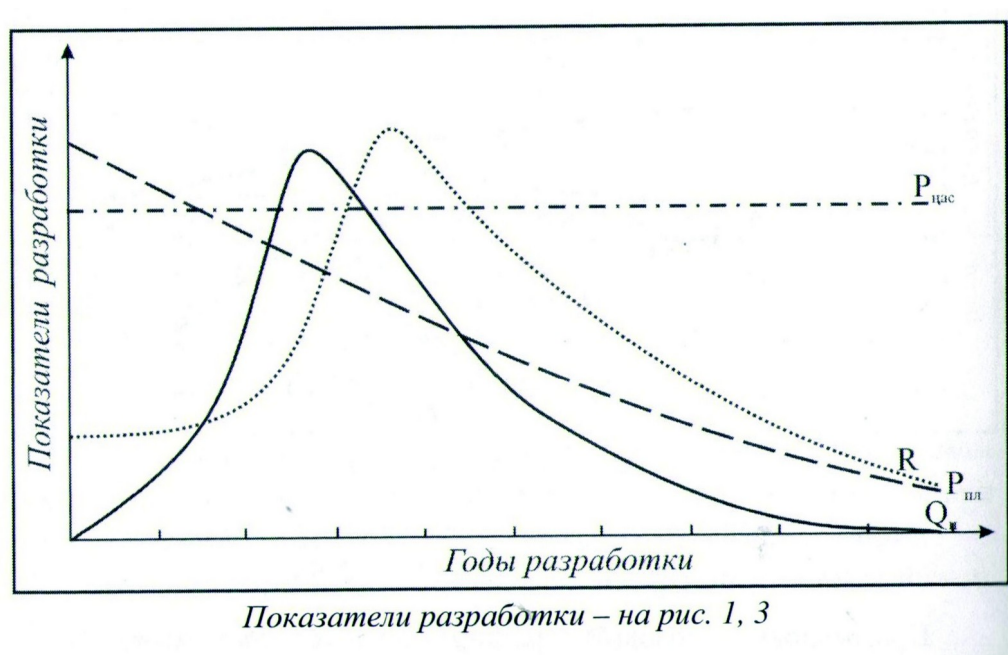


Рисунок 14.1 – Схематический график разработки нефтяной залежи в условиях режима растворенного газа

На начальной стадии разработки в результате внутрипластовой дегазации нефти резко возрастают промысловый газовый фактор и, как следствие, годовая добыча нефти. Период разработки с максимальными значениями этих показателей очень непродолжителен. В дальнейшем, по мере истощения пластовой энергии и снижения фазовой проницаемости пласта-коллектора для нефти, годовая добыча нефти и промысловый газовый фактор существенно уменьшаются.

Пластовое давление в процессе разработки постоянно снижается с ростом накопленной добычи нефти.

При проявлении режима растворенного газа контурные (подошвенные) воды неактивны либо внедряются в залежь в незначительном объеме по сравнению с объемом нефти, извлекаемой на поверхность. Это обусловлено низкими коллекторскими свойствами продуктивного пласта в приконтурной части залежи. В связи с этим либо добывается безводная нефть, либо пластовая жидкость с незначительным обводнением.

Коэффициент нефтеотдачи при этом режиме составляет 0,15-0,35.

Следует особо отметить, что режим растворенного газа может проявиться в залежах, ранее характеризовавшихся упругим и упруговодонапорным режимами в том случае, когда высокий темп отбора нефти приведет к снижению пластового давления до величины ниже давления насыщения.

Вопросы и задания.

1. Каков механизм движения нефти в пласте-коллекторе к призабойной зоне эксплуатационной скважины при режиме растворенного газа?
2. Перечислите и охарактеризуйте условия проявления режима растворенного газа.
3. Приведите схематический график разработки нефтяной залежи в условиях режима растворенного газа.
4. Охарактеризуйте показатели разработки залежи (в том числе, используемые на графике) на различных стадиях разработки залежи в условиях режима растворенного газа.

Список литературы

1. Быков, Н. Е. Справочник по нефтепромысловой геологии / Н. Е. Быков, А. Я. Фурсов, М. И. Максимов и др. – М.: Недра, 1981. – 525 с.
2. Нефтегазопромысловая геология: Терминологический справочник / Под ред. М. М. Ивановой. – М.: Недра, 1983. – 262 с.
3. 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.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 16.

ОБОСНОВАНИЕ РЕЖИМА НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ. ПОСТРОЕНИЕ ГРАФИКА РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ

Цель: Приобретение знаний о режимах нефтяных залежей и факторах, определяющих режим нефтяной залежи.

Актуальность темы: Понятие о режимах нефтяных залежей и о факторах, определяющих режим нефтяной залежи, позволит специалисту оценивать коэффициенты извлечения нефти и проводить геологическое обоснование эффективного использования недр, проектировать разработку месторождений.

Теоретическая часть

Каждая нефтяная залежь обладает совокупностью природных видов пластовой энергии. Однако, в каждый конкретный период разработки залежи главная роль в вытеснении УВ флюидов к забоям добывающих скважин принадлежит какому-то одному, иногда нескольким видам энергии, по которым и называют режим залежи. Таким образом, под режимом работы нефтяной залежи понимают проявление в ней главного, доминирующего вида пластовой энергии, обеспечивающего вытеснение нефти к забоям добывающих скважин. Режим работы нефтяной залежи определяет не все, а лишь наиболее характерные особенности поведения залежи в процессе разработки.

Вопросы и задания.

Обосновать режим(ы) нефтяной залежи, используя исходные данные, представленные в Приложение Ж, согласно варианту, определенному преподавателем.

Порядок выполнения работы

1. Составить на листе писчей бумаги формата А4 таблицу 16.1.
2. Заполнить графы 1, 2, 3, 5, 8, 9, 12, 13 и 14 таблицы 16.1 согласно Приложению Ж.
3. Рассчитать по уравнению (2) годовую добычу жидкости:

$$Q_{жi} = Q_{ni} + Q_{vi} \quad (2)$$

Заполнить графу 4 таблицы 16.1.

4. По уравнениям (3), (4) и (5) вычислить накопленную добычу нефти, жидкости и суммарную закачку воды соответственно:

$$\sum Q_{ni} = Q_{ni} + Q_{ni-1} \quad (3)$$

$$\sum Q_{жi} = Q_{жi} + Q_{жi-1} \quad (4)$$

$$\sum Q_{взi} = Q_{взi} + Q_{взi-1} \quad (5)$$

Заполнить графы 6, 7 и 9 таблицы 16.1.

5. Рассчитать, используя уравнение (1), среднегодовой газовый фактор R_i . Заполнить

графу 10 таблицы 16.1.

6. По уравнению (6) вычислить обводненность добываемой продукции:

$$n_{vi} = Q_{vi} / Q_{ji} \times 100$$

Заполнить графу 11 таблицы 16.1.

7. Рассчитать по уравнения (7) удельную добычу нефти:

$$\Delta Q_{ni} = Q_{ni} / P_{пл\ i-1} - P_{пл\ i}$$

Заполнить графу 10 таблицы 16.1.

8. На листе миллиметровой бумаги формата А4 (А3) построить график разработки нефтяной залежи, используя данные таблицы 16.1. При этом следует руководствоваться следующими правилами:

- кривые изменения во времени показателей разработки (годовой и накопленной добычи нефти, накопленной добычи жидкости, суммарной закачки воды, среднегодового газового фактора, обводненности добываемой продукции, количества добывающих скважин, пластового давления) изображают либо разным цветом, либо разными условными знаками (сплошной, штриховой, пунктирной, штрих-пунктирной и т.д. линиями);
- кривые накопленной добычи нефти и жидкости строят в одном масштабе. Область графика между ними, соответствующая накопленной добыче воды, заштриховывается;

Таблица 16.1 Исходные данные для составления графика разработки нефтяной залежи

Годы разработки	Годовая добыча				Накопленная добыча		Годовая закачка воды, тыс. м ³ $Q_{вз\ i}$	Суммарная закачка воды, тыс. м ³ $\Sigma Q_{вз\ i}$	Среднегодовой газовый фактор, м ³ /т R _i	Обводненность добываемой продукции, % n_{vi}	Количество добывающих скважин, N	Пластовое давление, МПа $P_{пл\ i}$	Давление насыщения, МПа $P_{нас}$	Удельная добыча нефти, т/МПа ΔQ_{ni}
	нефти, тыс. т Q_{ni}	воды, тыс. т Q_{vi}	жидкости, тыс. т Q_{ji}	газа, млн. м ³ $Q_{г\ i}$	нефти, тыс. т ΣQ_{ni}	жидкости, тыс. т ΣQ_{ji}								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1														
2														
3														
...														
n														

- давление насыщения, являющееся свойством нефти, постоянно в процессе разработки и поэтому изображается на графике горизонтальной прямой в том же масштабе, что и пластовое давление:

- количество добывающих скважин показывают в виде ступенчатой диаграммы (гистограммы), помещенной в нижней части графика разработки.

9. Над графиком разработки поместить название чертежа.
10. Составить легенду (условные обозначения) графика разработки нефтяной залежи, поместив ее под чертежом.
11. Используя график разработки и информацию, помещенную в Приложении 1. обосновать режим(ы) нефтяной залежи.

Список литературы

1. Быков, Н. Е. Справочник по нефтепромысловой геологии / Н. Е. Быков, А. Я. Фурсов, М. И. Максимов и др. – М.: Недра, 1981. – 525 с.
2. Нефтегазопромысловая геология: Терминологический справочник / Под ред. М. М. Ивановой. – М.: Недра, 1983. – 262 с.
3. 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.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 2.

РАСЧЕТ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ В СКВАЖИНЕ

Цель: Приобретение навыка расчета пластового давления в скважине.

Актуальность темы: расчет пластового давления в скважине позволит специалисту проводить геологическое обоснование эффективного использования недр, проектировать разработку месторождений.

Теоретическая часть

Пластовое давление – один из важнейших факторов, определяющих энергетические возможности продуктивного пласта, производительность скважин и залежи в целом.

Под *пластовым* понимают давление, при котором в продуктивном пласте нефть, газ, вода, а в водоносном – вода находятся в пустотах пластов-коллекторов.

Если вскрыть скважиной водоносный пласт-коллектор и снизить в ее стволе уровень промывочной жидкости, то под действием пластового давления в эту скважину из пласта начнет поступать вода. Ее приток прекращается после того, как столб воды уравнивает пластовое давление.

Вопросы и задания.

Задание № 1

Рассчитать значение пластового давления в скважине.

Исходные данные:

1. Скважина полностью заполнена нефтью ($\rho_n = 0,820 \text{ г/см}^3$);
2. Глубина спуска манометра составляет 1500 м;
3. Давление, замеренное на глубине 1500 м, равно 12,0 МПа
4. Абсолютные отметки интервала перфорации эксплуатационной колонны (-2160 – -2172 м);
5. Альтитуда устья скважины +100 м.

Задание № 2

Рассчитать значение пластового давления в скважине.

Исходные данные:

1. Уровень нефти в скважине на глубине 200 м ($\rho_n = 0,850 \text{ г/см}^3$);
2. Уровень воды в скважине находится на глубине 1100 м ($\rho_v = 1,05 \text{ г/см}^3$);
3. Абсолютные отметки интервала перфорации эксплуатационной колонны (-1020 – -1030 м);
4. Альтитуда устья скважины +200 м.

Список литературы, рекомендуемый к использованию по данной теме

1. Быков, Н. Е. Справочник по нефтепромысловой геологии / Н. Е. Быков, А. Я. Фурсов, М. И. Максимов и др. – М.: Недра, 1981. – 525 с.
2. Нефтегазопромысловая геология: Терминологический справочник / Под ред. М. М. Ивановой. – М.: Недра, 1983. – 262 с.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 18.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ОХВАТА ЗАВОДНЕНИЕМ

Цель: Приобретение навыка определения коэффициента охвата заводнением.

Актуальность темы: навык определения коэффициента охвата заводнением позволит специалисту оценивать коэффициенты извлечения нефти и проводить геологическое обоснование эффективного использования недр, проектировать разработку месторождений.

Теоретическая часть

Коэффициент охвата заводнением $k_{охв}$ представляет собой отношение части

эффективного объема залежи, участвующей в дренировании под воздействием вытесняющего агента, к общему эффективному объему залежи:

$$K_{\text{охв}} = V_{\text{охв.выт}} / V_{\text{общ}} \quad (18.1)$$

где $V_{\text{охв.выт}}$ - часть эффективного объема залежи, участвующая в дренировании, тыс.м³;

$V_{\text{общ}}$ - общий эффективный объем залежи, тыс.м³.

Этот коэффициент характеризует долю пород-коллекторов, охваченных процессом фильтрации при данной системе разработки [2]. Он применяется для расчета коэффициента извлечения нефти η :

$$\eta = k_{\text{охв}} \times k_{\text{выт}} \quad (18.2)$$

где $k_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения отношение количества нефти, вытесненного при длительной интенсивной (до полного обводнения продукции) промывке объема пустотного пространства коллектора, в который проникла вода, к количеству нефти, соответствующему начальным геологическим запасам этого объема пустотного пространства коллектора. Коэффициент вытеснения определяют лабораторным путем на длинных образцах керна.

Коэффициент охвата заводнением определяют по эмпирическим статистическим зависимостям от плотности сетки скважин, по аналогии с соседними месторождениями и залежами, а также по картам распространения нефте- и водонасыщенных коллекторов в пределах залежи.

Целью настоящей работы является определение коэффициента охвата заводнением на участке залежи, разрабатываемой с применением системы поддержания пластового давления путем внутриконтурного заводнения с разрезанием залежи параллельными рядами нагнетательных скважин.

Вопросы и задания.

Определить коэффициент охвата заводнением части залежи в соответствии с данными, представленным в Приложении 3, согласно варианту, определенному преподавателем.

Порядок выполнения работы.

1. Нанести на план расположения скважин значения обводненности продукции. Провести условную границу распространения закачиваемой воды посередине между обводненными и безводными скважинами.

2. Измерить с помощью планиметра или специальных программных комплексов фактическую заводненную площадь ($F_{\text{ф.зав.}}, \text{м}^2$) в пределах изучаемого участка залежи и общую площадь изучаемого участка ($F_{\text{зал.}}, \text{м}^2$).

3. Определить коэффициент охвата заводнением по площади ($K_{\text{охв. зав.}}$) через отношение фактически заводненной площади залежи (участка) к общей площади залежи (участка):

$$K_{\text{охв.зав.F}} = F_{\text{ф.зав.}} / F_{\text{зал}} \quad (18.3)$$

4. Построить карту коэффициента открытой пористости в пределах изучаемого участка залежи и определить средневзвешенное значение коэффициента открытой пористости, д.ед.

5. Построить карту коэффициента нефтенасыщенности в пределах изучаемого участка залежи и определить средневзвешенное значение коэффициента нефтенасыщенности, д.ед.

6. Определить теоретическую площадь распространения закаченной воды ($F_{\text{т.зав.}}, \text{м}^2$) при полном охвате заводнением по всей толщине пласта:

$$F_{\text{т.зав.}} = V_{\text{в.зак}} / h_{\text{н}} \times k_{\text{п}} \times k_{\text{н}} \times \eta_{\text{пр}} \quad (18.4)$$

где $V_{\text{в.зак}}$ - суммарный объем закаченной в пласт воды в пределах изучаемого участка залежи, м^3 ;

$h_{\text{н}}$ - нефтенасыщенная толщина пласта в пределах изучаемого участка залежи, м^2 ;

$k_{\text{п}}$ - средневзвешенное значение коэффициента открытой пористости в пределах изучаемого участка, д.ед.;

$k_{\text{н}}$ - средневзвешенное значение коэффициента нефтенасыщенности в пределах изучаемого участка, д.ед.

$\eta_{\text{пр.}}$ - проектный коэффициент извлечения нефти, д.ед.

7. Определить коэффициент охвата заводнением по толщине пласта ($K_{\text{охв.зав.h}}$):

$$K_{\text{охв.зав.h}} = F_{\text{т.зав.}} / F_{\text{зал}} \quad (18.5)$$

8. Определить коэффициент охвата заводнением по объему залежи ($K_{\text{охв.зав.v}}$):

$$K_{\text{охв.зав.v}} = K_{\text{охв.зав.F}} \times K_{\text{охв.зав.h}} \quad (18.6)$$

Список литературы, рекомендуемый к использованию по данной теме

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.

Приложение А

Варианты задания к лабораторной работе «Построение разреза пробуренной скважины по комплексу геолого-геофизических данных»

СТАРОГРОЗНЕНСКИЙ РАЙОН
ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ СКВАЖИНЫ 10-74
МАСШТАБ 1:500

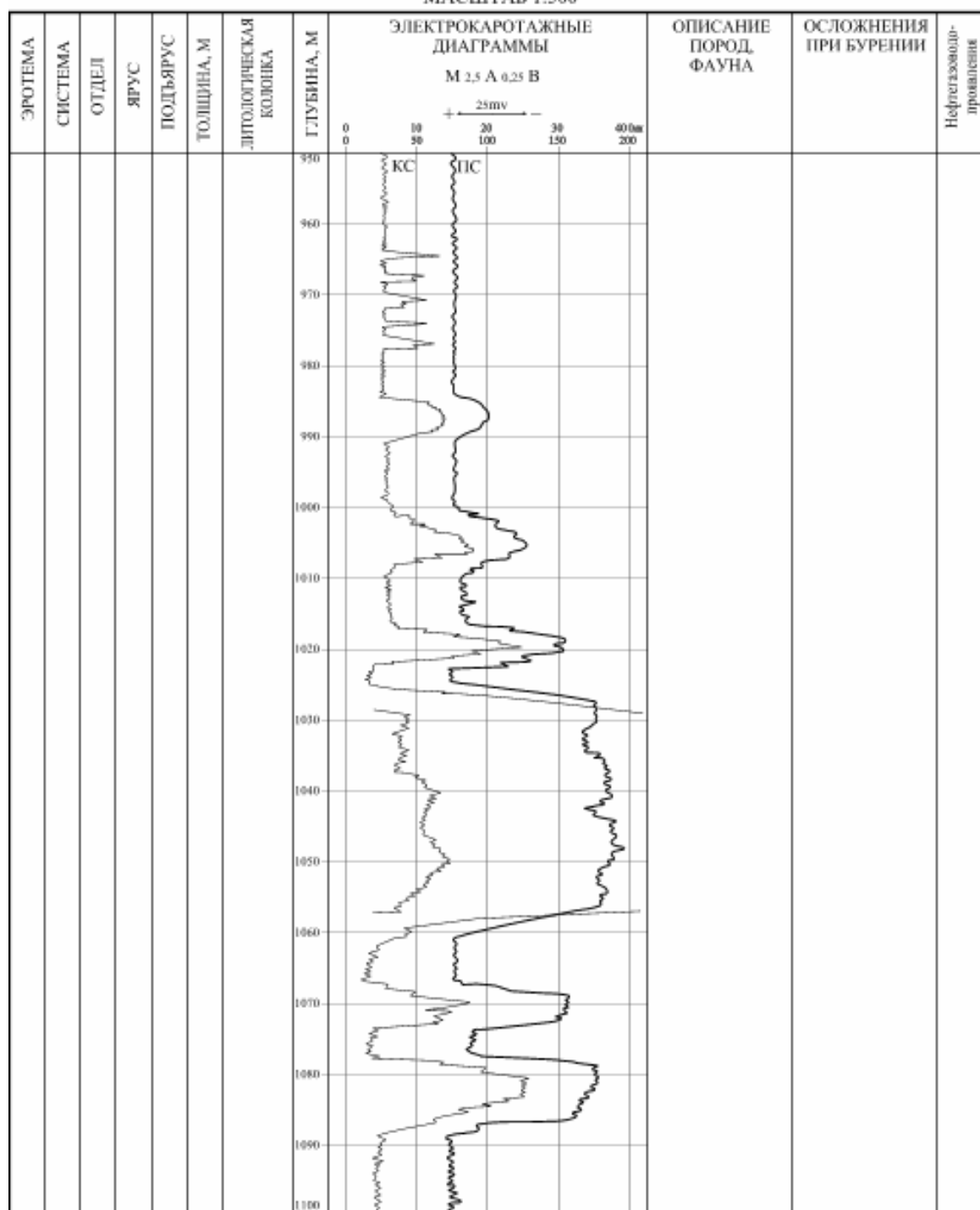


Рисунок А.1 Шаблон геологического разреза скв 10-74
Старогрозненского района (вариант 1)

ОКТЯБРЬСКИЙ РАЙОН
ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ СКВАЖИНЫ 14-21
 МАСШТАБ 1:500

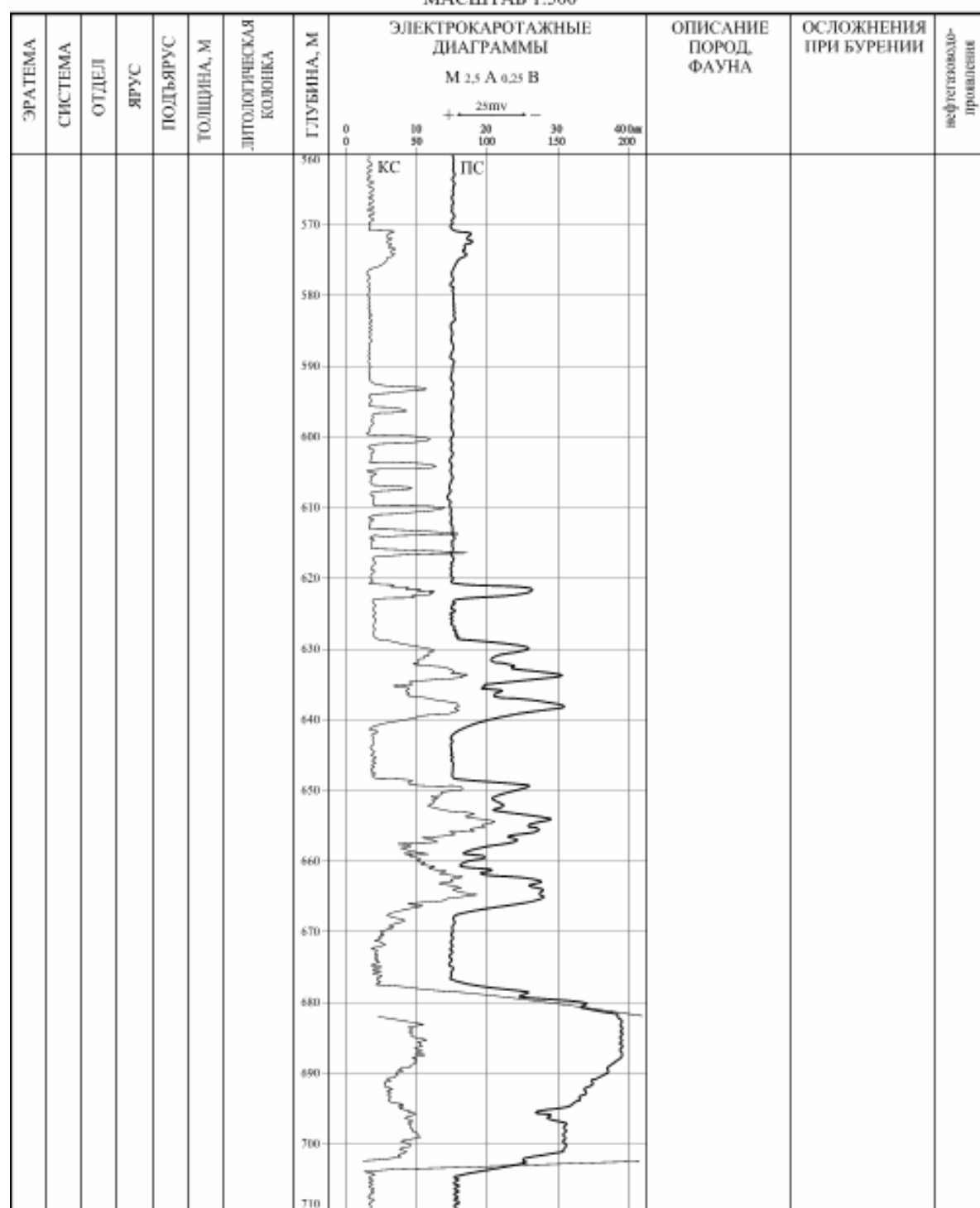


Рисунок А.2 Шаблон геологического разреза скв 14-21 Октябрьского района (вариант 2)

ГРОЗНЕНСКИЙ ХРЕБЕТ
ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ СКВАЖИНЫ №12
 МАСШТАБ 1:500

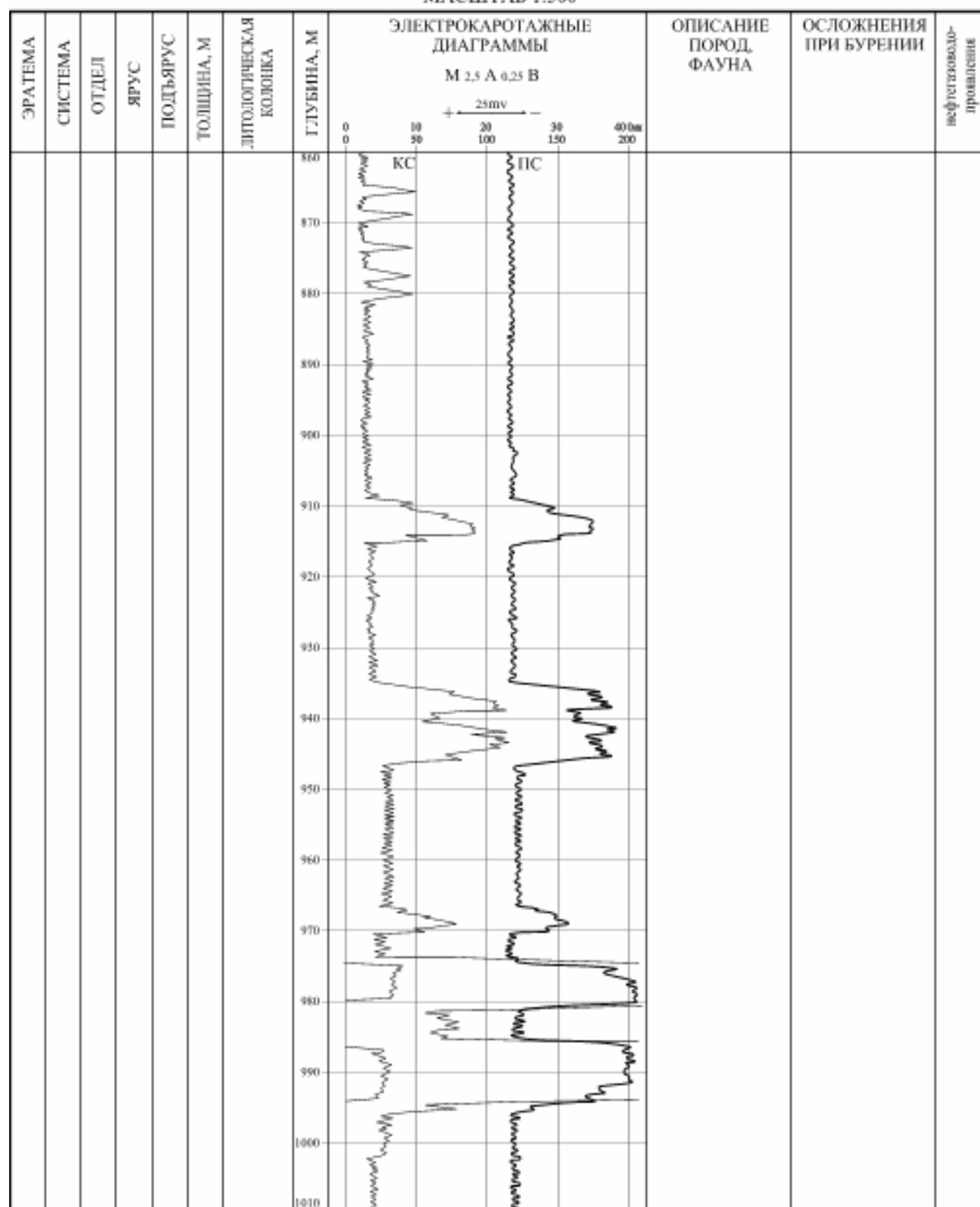


Рисунок А.3 Шаблон геологического разреза скв 12 Грозненского хребта (вариант 3)

ТАШКАЛА
ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ СКВАЖИНЫ №10
МАСШТАБ 1:500

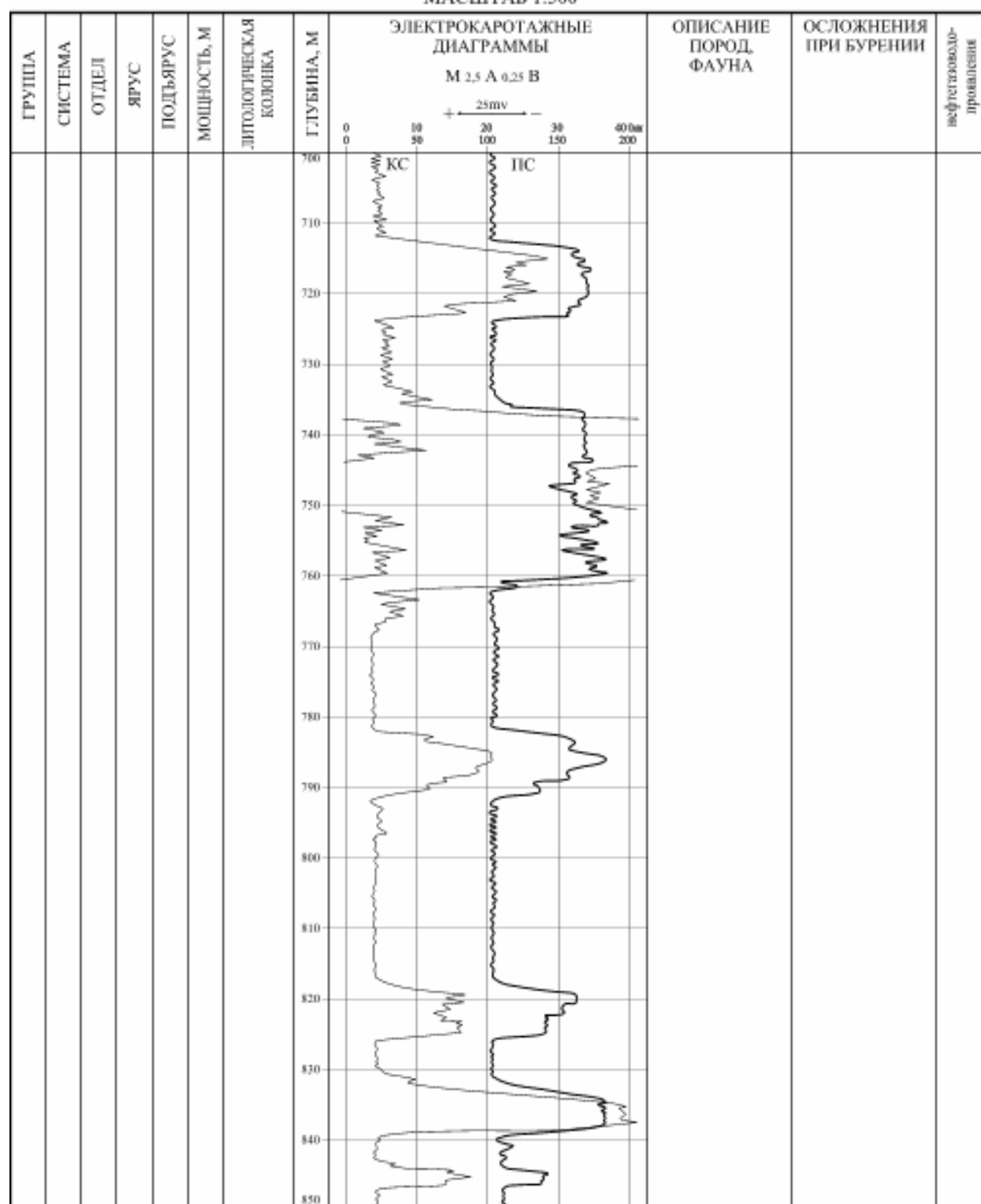


Рисунок А.4 Шаблон геологического разреза скв. 10 район Ташкала

ОКТЯБРЬСКИЙ РАЙОН
ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ СКВАЖИНЫ №6
 МАСШТАБ 1:500

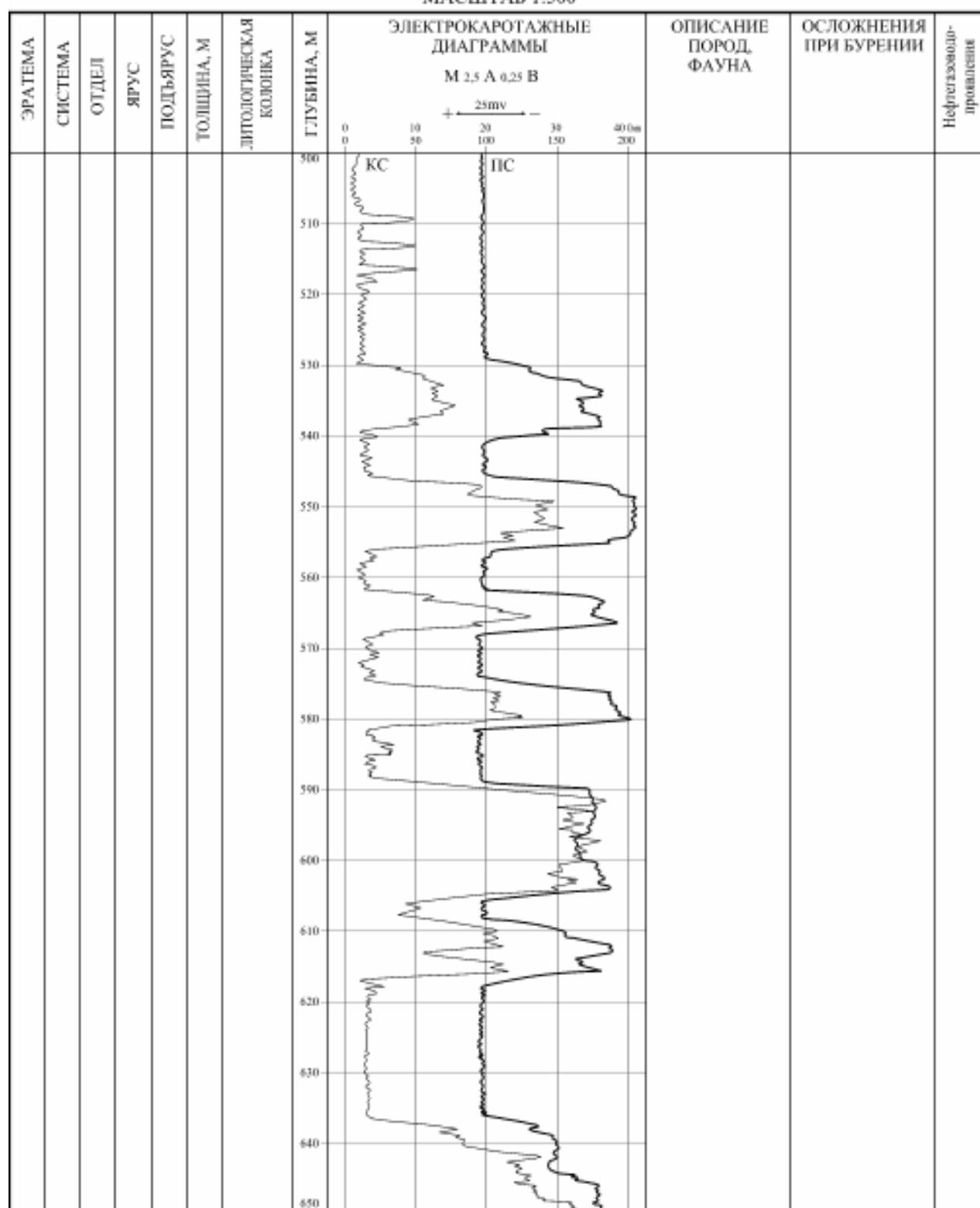


Рисунок А.5 Шаблон геологического разреза скв. 6 Октябрьский район (вариант 5)

ГОРА ГОРСКАЯ
ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ СКВАЖИНЫ №3
 МАСШТАБ 1:500

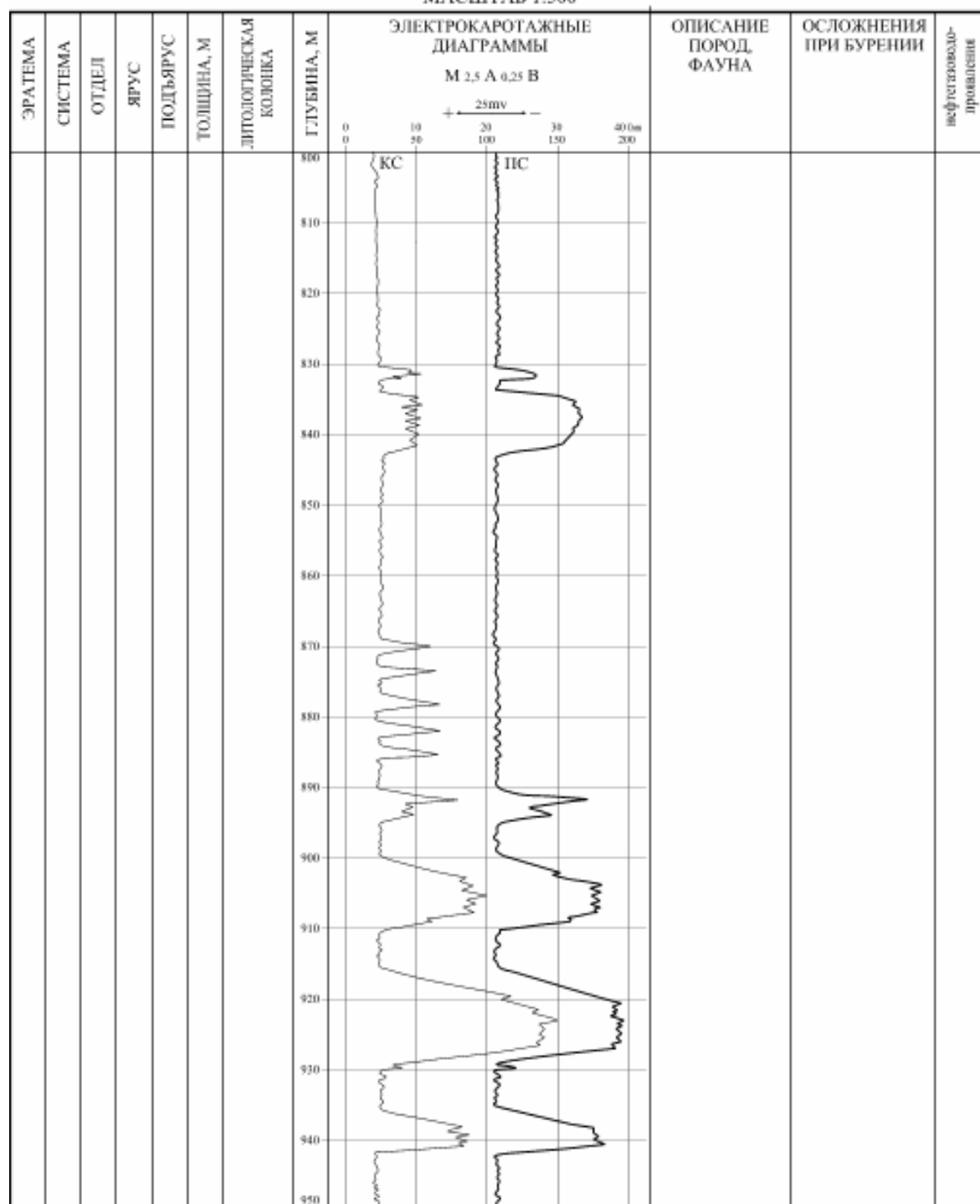


Рисунок А.6 Шаблон геологического разреза скв 3 Гора Горская (вариант 6)

СЕВЕРО-СТАВРОПОЛЬСКАЯ ПЛОЩАДЬ
ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ СКВАЖИНЫ Р-3
 МАСШТАБ 1:500

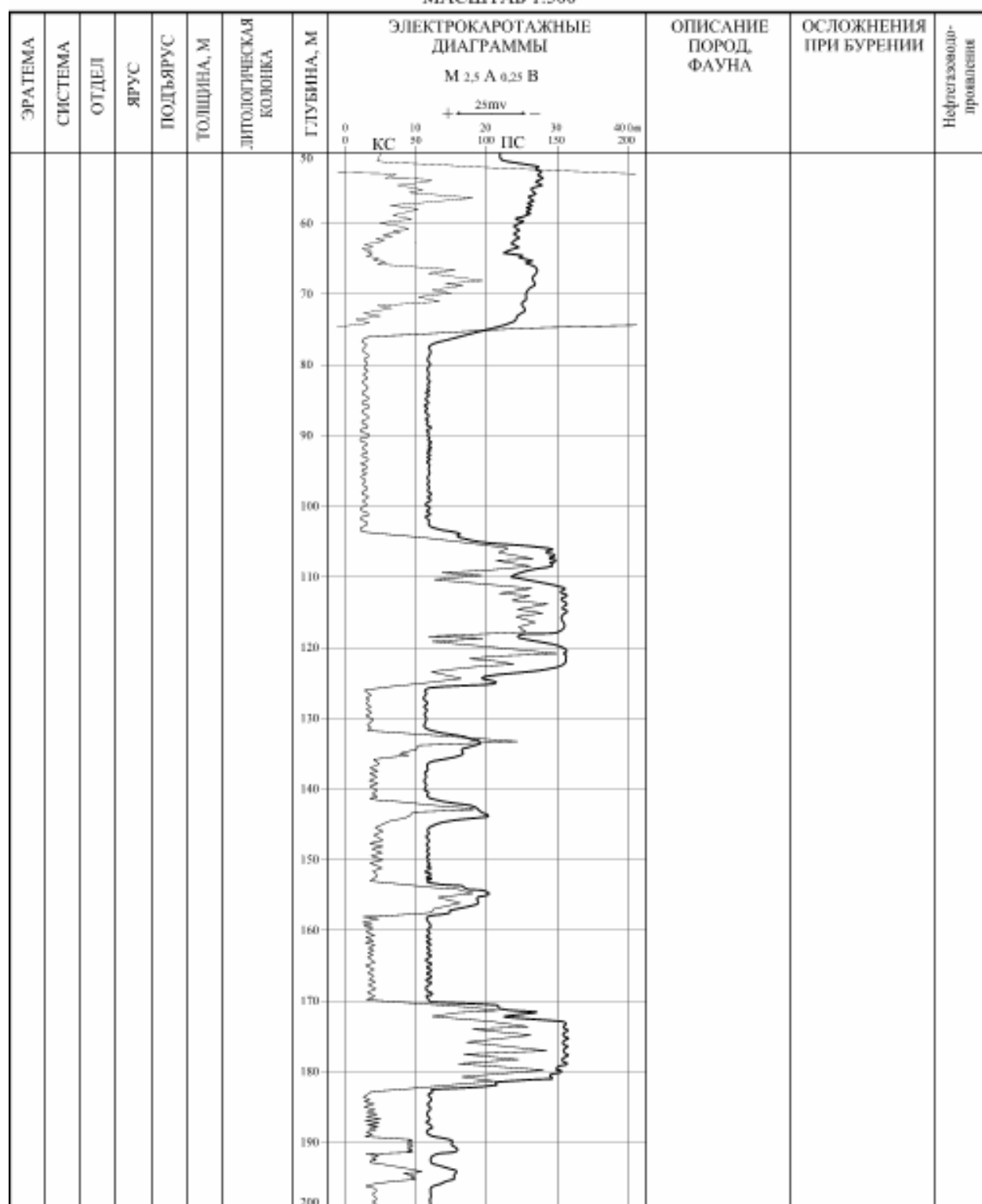


Рисунок А.7 Шаблон геологического разреза скв. Р3 Северо-Ставропольская площади (вариант 7)

ВОСТОЧНО-БЕЗВОДНЕНСКАЯ ПЛОЩАДЬ
ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ СКВАЖИНЫ №4
 МАСШТАБ 1:500

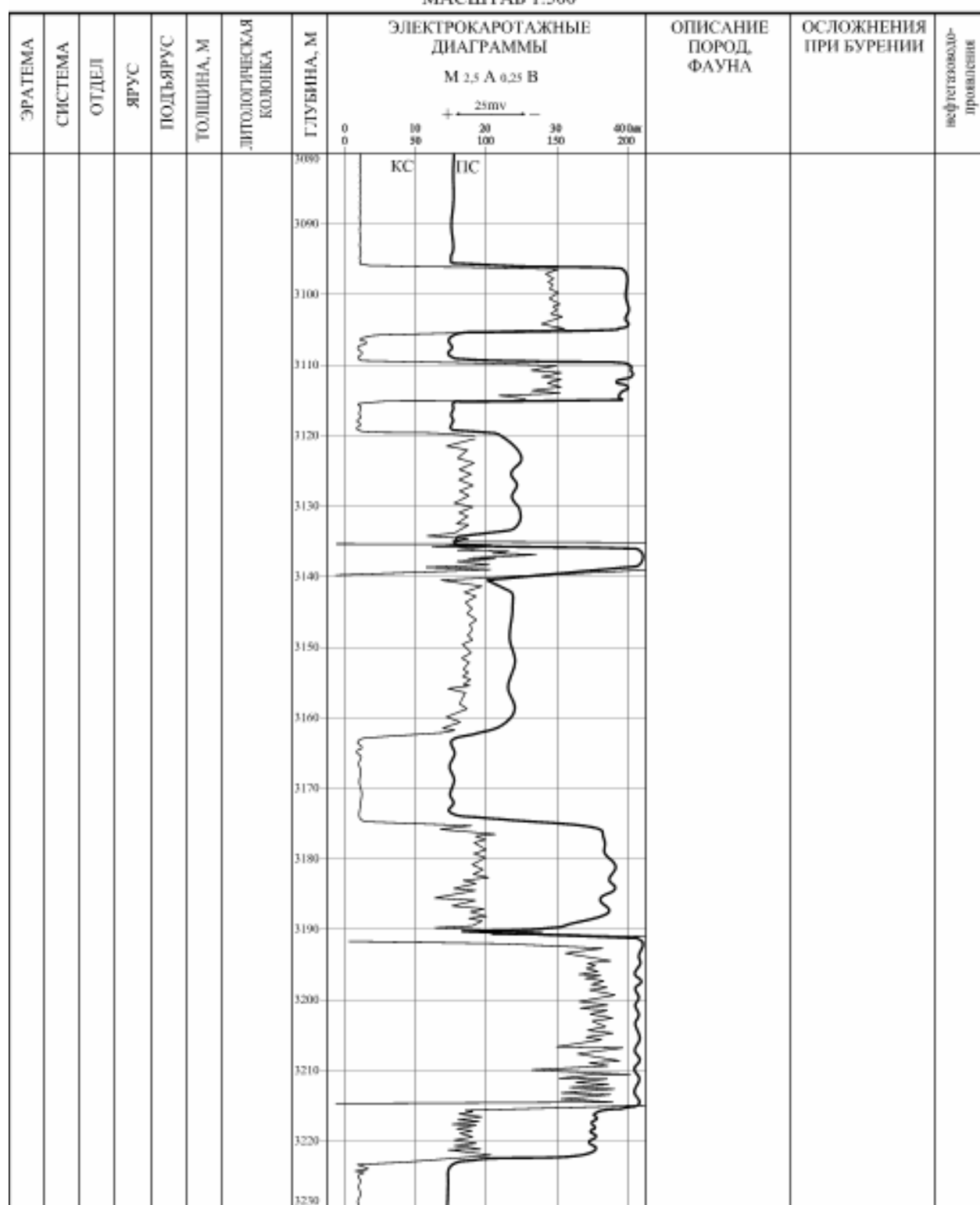


Рисунок А.8 Шаблон геологического разреза скв. 8 Восточно-Безводненской площади (вариант 8)

Таблица А.1 – Результаты геологических наблюдений, описания и исследования образцов пород, керн и шлама скважины 10-74, пробуренной в Старогрозненском районе объединения Грознефть (вариант 1).

При бурении скважины геологическими наблюдениями установлено: 1. Затяжки инструмента в интервале 950-964м, некоторое повышение удельного веса и вязкости глинистого раствора при проходке указанного интервала. 2. Быстрая срабатываемость долот и резкое снижение скорости проходки при бурении скважины в интервале 964-978м сопровождавшееся выносом мелких обломков твердых мергелей в глинистом растворе. 3. Разжижение глинистого раствора и снижение его вязкости и удельного веса при бурении скважины в интервалах 986-990м, 1002-1007м, 1018-1022м. 4. Перелив глинистого раствора и появление в нем пленок нефти при бурении скважины в интервалах 1027-1057м. 5. Разжижение глинистого и снижение его вязкости и удельного веса при бурении скважины в интервалах 1068-1073м, 1080-1085м. 6. Затяжки и прихваты инструмента в интервале 1090-1100м.
Описание и исследование образцов пород, керн и шлама, отобранных в процессе бурения различных интервалов показали: 1. 958-962м; керн – глина темно-серая, слоистая, включающая раковины <i>Mastra Eihwaldi Andrusovi</i>. 2. 996-1000м; керн – глина бурая слюдистая известковистая, в глине найдена и определена фауна <i>Spaniodontella Pulchella Baily</i>. 3. 1019-1021м; образец – песчаник серый мелкозернистый, кварцевый. 4. 1050-1053м; керн - песчаник коричневый, кварцевый, мелкозернистый с зернами глауконита. Песчаник насыщен нефтью. 5. 1090-1094м; керн - глина бурая слоистая, слабопесчанистая, включающая отдельные раковины <i>Spaniodontella Pulchella Baily</i>.
Примечание Кровля и подошва синдесмиевых слоев нижнего сармата на основе средне-нормального геолого-геофизического разреза отбиваются соответственно: 1) кровля – выше кровли верхнего пласта мергеля (из всей пачки мергелей) на 7м. 2) подошва ниже подошвы нижнего пласта мергеля на 5м.

Таблица А.2 - Результаты геологических наблюдений, описания и исследования образцов пород, керн и шлама скважины 14-21 пробуренной в Октябрьском районе (вариант 2).

При бурении скважины геологическими наблюдениями установлено: 1. Незначительные прихваты инструмента при бурении в интервале 560-590м. Данный интервал разбуривался при значительной скорости проходки. При этом отмечалось некоторое повышение вязкости и удельного веса глинистого раствора. 2. Быстрая срабатываемость долот и резкое снижение скорости проходки при бурении скважины в интервале 591-617м. При этом вместе с глинистым раствором выносятся мелкие обломки крепких мергелей. 3. Слабое разжижение глинистого раствора при бурении скважины в интервалах 621-623м, 629-640м, 649-666м. При этом отмечалось некоторое небольшое снижение вязкости и удельного веса глинистого раствора. 4. Появление пленок нефти в глинистом растворе при бурении скважины в интервалах 679-692м.
Описание и исследование образцов пород, керн и шлама, отобранных в процессе бурения

различных интервалов показали:

1. 588-592м; керн представлен
 - а) в верхней части (2м) голубовато-серой сильно известковистой глиной, с редкими раковинами *Criptomactra pes'anseris* Andrusovi.
 - б) в нижней части (2м) буровато-серой глиной с наличием чешуек рыб и весьма редкими раковинами *Mactra Eihwaldi* Andrusovi.
2. 618-621м; керн представлен
 - а) в верхней части (1м) темно-серой глиной, в которой найдена и определена фауна *Syndesmia reflexa* Eihvaldi.
 - б) в средней части (1м) глиной серой и светло-серой, некарбонатной, с редкими раковинами *Spaniodontella pulchella* Bailly
 - в) в нижней части (1м) песчаником серым, мелкозернистым, кварцевым, насыщенным водой
3. 655-659м; керн - песчаник серый мелкозернистый, кварцевый, насыщен водой.
4. 705-706м; керн - глина бурая слоистая, слабопесчанистая, включающая отдельные раковины *Spirialis* sp.

Таблица А.3 - Результаты геологических наблюдений, описания и исследования образцов пород, керна и шлама скважины 2, пробуренной в пределах Грозненского хребта (вариант 3).

При бурении скважины геологическими наблюдениями установлено:

1. Быстрая срабатываемость долот и резкое снижение скорости проходки при разбуривании интервала 865-881м. В глинистом растворе выносятся мелкие обломки мергелей.
2. Незначительные затяжки и прихваты бурового инструмента при проходке интервала 882-908м.
3. Незначительное поглощение глинистого раствора при бурении скважины в интервалах 910-914м, 936-946м.
4. Появление пленок нефти на глинистом растворе при бурении в интервалах 975-980м, 985-994м.
5. Небольшие прихваты и затяжки бурового инструмента в интервале 995-1010м.

Описание и исследование образцов пород, керна и шлама, отобранных в процессе бурения различных интервалов показали:

1. 886-888м; керн - глина буровато-серая, с наличием чешуек рыб и редкими раковинами *Mactra Eihwaldi* Andrusovi.
2. 890-892м; керн - глина серая, некарбонатная, с редкими раковинами *Spaniodontella pulchella* Bailly
3. 912м; образец - песчаник зеленовато-серого цвета мелкозернистый, кварцевый, насыщен водой.
4. 959-960м; керн - глина бурая с прослоями песчаников мелкозернистых, сильноглинистых.
5. 986-990м; керн - песчаник кварцевый, мелкозернистый, с большим количеством зерен глауконита, нефтенасыщенный обнаружена фауна *Spaniodontella pulchella* Bailly.
6. 1006-1008м; керн - глина бурая слоистая, слабопесчанистая, включающая отдельные раковины *Spirialis* sp.

Таблица А.4 - Результаты геологических наблюдений, описания и исследования образцов пород, керна и шлама скважины 10, пробуренной в районе восточного окончания Грозненского хребта (вариант 4)

При бурении скважины геологическими наблюдениями установлено:

1. Небольшие затяжки и прихваты бурового инструмента при проходке интервала 700-712м.
2. Снижение плотности и вязкости глинистого раствора при бурении скважины в интервале 712-723м.
3. Переливы глинистого раствора и появление в нем пленок нефти при бурении в интервале 738-760м.
4. Снижение плотности и вязкости глинистого раствора при проходке интервала 783-790м.
5. Небольшие прихваты и затяжки бурового инструмента в интервале 792-815м.
6. Снижение плотности и вязкости глинистого раствора при проходке интервала 820-825м.
7. Появление пленок нефти на глинистом растворе при бурении интервала 834-838м.

Описание и исследование образцов пород, керна и шлама, отобранных в процессе бурения различных интервалов показали:

1. 716-718м; керн - песчаник зеленовато-серого цвета, мелкозернистый кварцевый.
2. 725-728м; керн - глина светло-бурого цвета, слюдистая, сланцеватая. На плоскостях сланцеватости раковины *Spaniodontella pulchella* Baily
3. 785м; образец - песчаник светло-серого цвета среднезернистый, кварцевый, с включениями слюды.
4. 792-795м; керн - глина светло-бурого цвета, некарбонатная с раковинами *Spaniodontella pulchella* Baily
5. 795-798м; керн - глина темно-бурая слабопесчанистая. Обнаружена фауна *Spirialis* sp.
6. 836-838м; керн - песчаник серый, кварцевый, среднезернистый, в бензине дает вытяжку бурового цвета.
7. 840-843м; шлам представлен частицами глины темно-бурого цвета.

Таблица А.5 - Результаты геологических наблюдений, описания и исследования образцов пород, керна и шлама скважины 6, пробуренной в районе Октябрьского месторождения (вариант 5)

При бурении скважины геологическими наблюдениями установлено:

1. Снижение скорости проходки в интервале 508-520м. В глинистом растворе присутствуют обломки мергелей.
2. Водопроявления при бурении в интервале 530-540м.
3. Пленки нефти на глинистом растворе при бурении интервалов 547-555м, 563-567м, 590-616м.
4. Незначительные прихваты бурового инструмента при проходке интервала 620-635м.
5. Переливание глинистого раствора с появлением в нем пленок нефти при проходке интервала 637-650м.

Описание и исследование образцов пород, керна и шлама, отобранных в процессе бурения различных интервалов показали:

1. 516-519м; керн - в верхней части крепкий мергель коричневого цвета, в нижней части глина серого цвета, тонкослоистая, слюдистая, вскипает от HCl. Фауна *Syndesmia reflexa* Eihvaldi.
2. 520-523м; керн - глина темно-серого цвета, сланцеватая. Обнаружены раковины

Spaniodontella pulchella Baily.

3. 563м; образец - песчаник зеленоватого цвета, рыхлый, кварцевый мелкозернистый, нефтенасыщенный.
4. 595м; образец - песчаник зеленоватого цвета, рыхлый, кварцевый мелкозернистый, нефтенасыщенный
5. 625-628м; шлам - глина темно-бурая. В глине обнаружена фауна *Spirialis* sp.
6. 640-644м; керн - песчаник серого цвета кварцевый, крупнозернистый с зернами глауконита, нефтенасыщенный.

Таблица А.6 - Результаты геологических наблюдений, описания и исследования образцов пород, керн и шлама скважины 3, пробуренной в районе горы Горской (вариант 6)

При бурении скважины геологическими наблюдениями установлено:

1. Затяжки и прихваты бурового инструмента при проходке интервала 800-830м.
2. Поглощение глинистого раствора в интервале 832-842м.
3. Затяжки и прихваты бурового инструмента при разбуривании интервала 844-868м.
4. Снижение скорости проходки при бурении интервала 869-886м. В глинистом растворе присутствуют обломки мергелей.
5. Снижение плотности и вязкости глинистого раствора при проходке интервала 892-894м.
6. Разгазирование глинистого раствора и появление в нем пленок нефти при разбуривании интервалов 902-908м, 917-928м.
7. Незначительные прихваты бурового инструмента при проходке интервала 942-950м.

Описание и исследование образцов пород, керн и шлама, отобранных в процессе бурения различных интервалов показали:

1. 845-847м; керн - глина серая листоватая. Фауна *Ostracoda*.
2. 848-850м; керн глина голубовато серая, известковистая. Найдена и описана фауна *Criptomactra pes'anseris* Andrusovi.
3. 862-863м; керн - темно-бурая глина с белыми пятнами на плоскостях наслоения. Фауна *Mactra Eihvaldi* Andrusovi.
4. 868-870м; керн - темно-серая глина, сдюдистая, сланцеватая и в нижней части (50см) доломитизированный светло-серый мергель. В глине обнаружена фауна *Syndesmia reflexa* Eihvaldi.
5. 887-890м; керн - глина темно-бурого цвета, сланцеватая. Обнаружены раковины *Spaniodontella pulchella* Baily
6. 920-923м; керн - песчаник серого цвета кварцевый, крупнозернистый с зернами глауконита, нефтенасыщенный.
7. 940; образец - песчаник серый, с зеленоватым оттенком, мелкозернистый, кварцевый, насыщен водой.

Таблица А.7 - Результаты геологических наблюдений, описания и исследования образцов пород, керн и шлама скважины Р-3, пробуренной на Северо-Ставропольской площади (вариант 7)

При бурении скважины геологическими наблюдениями установлено:

1. При бурении скважины в интервале 50-75м глинистым раствором выносился шлам, представленный желтовато-серыми супесями, суглинками и песками.
2. Незначительные прихваты бурового инструмента при бурении в интервале 76-103м.
3. Интенсивные газопроявления в интервалах 105-125м, 170-182м.

4. Слабое разжижение глинистого раствора при бурении скважины в интервалах 132-135м, 142-144м, 154-158м. При этом отмечалось небольшое снижение вязкости и удельного веса глинистого раствора.

Описание и исследование образцов пород, керна и шлама, отобранных в процессе бурения различных интервалов показали:

1. 160-162м; керн - глина темно-серая, песчанистая, в верхней части обнаружена фауна *Mastra Eihwaldi Andrusovi*. В нижней части найдена фауна *Spaniodontella pulchella Baily*.
2. 164-166м; керн - глина зеленоватая, песчанистая с фауной *Spirialis sp.*
3. 174-177м; керн - песчаник светло-серый, мелкозернистый.
4. 197-199м; керн - глина темная с коричневым оттенком слоистая, плотная, известковистая, с редкими блесками слюды и включениями сидерита, что характерно для майкопских отложений.

Таблица А.8 - Результаты геологических наблюдений, описания и исследования образцов пород, керна и шлама скважины 4, пробуренной на Восточно-Безводненской площади (вариант 8)

При бурении скважины геологическими наблюдениями установлено:

1. Небольшие затяжки бурового инструмента в интервале 3080-3095м, некоторое повышение удельного веса и вязкости глинистого раствора при проходке указанного интервала.
2. Появление пленок нефти в глинистом растворе при бурении скважины в интервалах 3096-3106м, 3110-3120м.
3. Интервал 3135-3140м характеризуется пониженной скоростью проходки и быстрой срабатываемостью долота.
4. В интервале 3080-3095м небольшие затяжки бурового инструмента, некоторое повышение удельного веса и вязкости глинистого раствора при проходке указанного интервала.
5. Перелив глинистого раствора и уменьшение его плотности при бурении скважины в интервале 3175-3190м.
6. Небольшие скорости проходки, интенсивная срабатываемость долот при проходке интервала 3192-3214м.
7. Затяжки и прихваты инструмента в интервале 3223-3230м.

Описание и исследование образцов пород, керна и шлама, отобранных в процессе бурения различных интервалов показали:

1. 3095-3100м; керн:
в верхней части (1м) породы представлены глинами темно-серыми, слоистыми, известковистыми, в глинах содержатся раковины *Matheronites ridzewskyi Kar*; в нижней части (2м) песчаники мелкозернистые, алевритистые, серые кварцево-глауконитовые.
2. 3133-3138м; керн:
в верхней части (1м) алевролиты глинистые темно-серые с раковинами *Matheronites ridzewskyi Kar*; в средней части (1м) глины карбонатные с фауной *Aucella Keyserling*, светло-коричневые; в нижней части известняки светло-серые с тонкими прослоями песчаников.
3. 3185-3195м; керн:
в верхней части (5м) – алевролиты темно-серые
в средней части (1м) – чередование глинистых и известковых пород
в нижней части (4м) – известняки темно-серые оолитовые и органогенные с редкими прослоями глин и алевролитов, встречена фауна *Jnoceramus aucella Frautsch*.

4. 3222м; образец – алевролит глинистый серый водонасыщенный.

Варианты задания к лабораторной работе «Построение геологического профильного разреза месторождения по данным бурения скважин»

Вариант 1

Результаты бурения скважин

Данные для построения		№ скважины					
		10	11	12	13	14	15
Расстояния между скважинами с юга на север, м		620	625	280	240	630	
Альтитуда устьев скважин, м		+320	+395	+495	+555	+570	+530
Глубина забоев скважин, м		1250	900	850	1020	920	900
Глубина вскрытия кровли стратиграфических подразделений, м							
сарматский ярус	верхний подъярус ($N\ 3I\ s3$)	на пов	на пов	на пов	на пов	на пов	на пов
	средний подъярус ($N\ 3I\ s2$)	575	410	350	340	300	412
	нижний подъярус ($N\ 3I\ s1$)	660	500	450	435	390	490
конкский ярус ($N\ 2I\ kn$)		730	580	525	525	475	565
караганский ярус ($N\ 2I\ kr$)		750	600	545	550	495	585
чокракский ярус ($N\ 2I\ c$)		$\frac{975}{1173}$	820	770	$\frac{760}{890}$	830	800
Глубина вскрытия разрывных нарушений, м	P ₁	—	—	—	805	646	130
	P ₁	1170	—	—	—	—	—

Примечания к заданию

Азимут плоскости профильного разреза – 10°

Азимут простирания горных пород над разрывным нарушением – 85°

Проекцию ствола скв. 11 построить методом засечек, либо комбинированным методом, проекции остальных скважин – упрощенным методом.

Примечание: Ствол скв. 13 искривляется параллельно стволу скв. 14. Южнее скв. 10 в 250 м пробурена разведочная скважина, искривляющаяся на север и встретившая плоскость второго разрыва на глубине 980 м. Альтитуда скважины +270 м. Забой скважины 1000 м. Ствол скважины искривляется параллельно стволу скв. 10.

Данные о кривизне стволов скважин, полученные при замерах инклинометром

Глубина замера, м	скв. 10		скв. 11		скв. 12		скв. 14		скв. 15	
	Угол искривления	Азимут искривления	Угол искривления	Азимут искривления	Угол искривления	Азимут искривления	Угол искривления	Азимут искривления	Угол искривления	Азимут искривления
50	0	—	1	6	0	—	1,5	351	0	—
100	0	—	2	4	1	356	3	349	0	—
150	0	—	3	15	3	5	4	0	0,5	185
200	0	—	4	15	4	5	6	0	1,5	189
250	0,5	1	5	18	4,5	8	6,5	3	2,5	174
300	2	3	7	17	5	7	8	8	4	168
350	3	0	8	0	6	10	10	11	4	177
400	3	358	9,5	358	6	8	11	3	6	179
450	7	356	11	356	6	6	10	1	5,5	188
500	7	350	11	350	8	0	9	355	6	195
550	9	354	11	354	8	354	8	349	5,5	192

600	10	352	12	352	8	2	7,5	357	7	188
650	11	353	12	353	9	3	7	358	9	187
700	12	354	12	354	10	353	7	357	11	176
750	13	351	12	351	9	1	8	355	12,5	181
800	14,5	356	13	356	10	6	8,5	1	15,5	184
850	16	358	13	0	10	10	9	5	12,5	173
900	17	0	13	8			8	13	13	170
950	18	3								
1000	19,5	1								

Результаты замеров угла падения пород по керну

скв. 10		скв. 11		скв. 12		скв. 13		скв. 14		скв. 15	
Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.
1110	31	590	31	530	23	520	22	470	21	570	20
1205	63	—	—	—	—	—	—	—	—	812	18

Вариант 2

Результаты бурения скважин

Данные для построения		№ скважины				
		1	2	3	4	5
Расстояния между скважинами с юга на север, м		187	335	242	300	
Альтитуда устьев скважин, м		+592	+613	+629	+545	+484
Глубина забоев скважин, м		488	645	870	880	468
Глубина вскрытия кровли стратиграфических подразделений, м						
сарматский ярус	верхний подъярус ($N^3_1 s_3$)	на пов	—	—	—	на пов
	средний подъярус ($N^3_1 s_2$)	64	на пов	—	на пов	150
	нижний подъярус ($N^3_1 s_1$)	150	65	—	200	236
караганский ярус ($N^2_1 kr$)		201	120	на пов	298	315
чокракский ярус ($N^2_1 \check{c}$)		428	365	$\frac{213}{569}$	$\frac{82}{552}$	
майкопская серия ($P_3 - N^1_1 m$)		не вскр	587	758	738	—
Глубина вскрытия разрывного нарушения, м		—	606	394	175	10

Примечания к заданию

Азимут плоскости профильного разреза – 355°

Азимуты простирания горных пород над разрывным нарушением – 80°, под разрывным нарушением – 95°

Проекцию ствола скв. 3 построить методом засечек, либо комбинированным методом, проекции остальных скважин – упрощенным методом.

Примечание: Ствол скв. 5 практически не искривляется (вертикальный). Кровля среднего сармата ($N^3_1 s_2$) обнажается на дневной поверхности в 30 м южнее скв. 2, а кровля нижнего сармата ($N^3_1 s_1$) – в 120 м севернее скв. 3. Кровля караганского яруса ($N^2_1 kr$) обнажается в 90 м южнее скв. 3, а кровля чокракского яруса ($N^2_1 \check{c}$) – в 55 м южнее скв. 5.

Данные о кривизне стволов скважин, полученные при замерах инклинометром

скв. 1		скв. 2		скв. 3		скв. 4	
--------	--	--------	--	--------	--	--------	--

	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус
50	2	360	1,5	1	1,5	0	0	—
100	4	2	3,5	3	3	0	0	—
150	6,5	3	4,5	5	4,5	3	0	—
200	8	10	6	4	6,5	4	0	—
250	10	359	8	3	8	3	0	—
300	12	358	10	360	9	5	0	—
350	15	360	12	358	9	6	0	—
400	18	353	16	356	9	10	0	—
450	20	0	18	357	9	25	2,5	178
500			20	355	9	34	5	174
550			22	359	9	42	8	173
600			25	1	9	70	10,5	175
650					9	99	12,5	179
700					9	125	14	184
750					9,5	132	15	189
800					11	141	16	192
850					12	152	17	195

Результаты замеров элементов залегания по керну

скв. 1		скв. 2		скв. 3		скв. 4		скв. 5	
Глуби на, м	Угол, град.	Глуби на, м	Угол, град.	Глуби на, м	Угол, град.	Глуби на, м	Угол, град.	Глуби на, м	Угол, град.
135	30	130	34	185	19	120	8	350	14
390	28	450	32	540	25	255	22	—	—

Вариант 3

Результаты бурения скважин

Данные для построения		№ скважины					
		5	6	7	8	9	10
Расстояния между скважинами с юга на север, м			260	420	220	160	290
Альтитуда устьев скважин, м		+570	+598	+665	+625	+610	+565
Глубина забоев скважин, м		860	880	740	650	600	690
Глубина вскрытия кровли стратиграфических подразделений, м							
сарматский ярус	верхний подъярус ($N\ 3I\ s3$)	175	на пов	—	—	на пов	на пов
	средний подъярус ($N\ 3I\ s2$)	383	312	на пов	на пов	120	130
	нижний подъярус ($N\ 3I\ s1$)	450	390	5	65	247	235
конкский ярус ($N\ 2I\ kn$)		505	445	65	140	327	300
караганский ярус ($N\ 2I\ kr$)		537	470	87	167	345	315
чокракский ярус ($N\ 2I\ \check{c}$)		740	705	$\frac{305}{645}$	$\frac{465}{595}$	590	520
Глубина вскрытия разрывного нарушения, м		—	145	435	555	—	—

Примечания к заданию	
Азимут плоскости профильного разреза – 356°	
Азимут простираения горных пород – 84°	
Проекцию ствола скв. 5 построить методом засечек, либо комбинированным методом, проекции остальных скважин – упрощенным методом.	
<i>Примечание:</i> Искривление ствола скв. 9 происходит параллельно стволу скв. 8, а ствол скв. 10 искривляется параллельно скв. 5. Кровля среднего сармата ($N^3_1 s_2$) обнажается на дневной поверхности в 100м севернее скв. 8, а кровля нижнего сармата ($N^3_1 s_1$) – в 20 м южнее скв. 7. Кровля конкского ($N^2_1 kn$) и караганского ($N^2_1 kr$) ярусов – южнее скв. 7 соответственно на 180 м и 210 м. Плоскость разрывного нарушения выходит на дневную поверхность в 60м севернее скв. 5.	

Данные о кривизне стволов скважин, полученные при замерах инклинометром

Глубина замера, м	скв. 5		скв. 6		скв. 7		скв. 8	
	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус
50	0,5	360	0,5	360	0	—	0	—
100	1	360	0,5	352	0,25	358	0,5	180
150	1,5	354	0,5	354	0,5	356	1	188
200	2	350	1	356	1	354	2	188
250	3	360	1,5	358	2	355	4	189
300	3,5	353	2,5	360	3	357	5,5	187
350	4	356	3,5	358	4	359	6,5	185
400	5	340	4,5	357	5	360	8,5	186
450	5,5	345	5	355	6	351	9,5	187
500	6	360	6	354	5	352	10	188
550	6,5	346	6,5	352	4	354	11,5	180
600	7	344	6	350	3	352	12	182
650	8	342	5,5	352	2	360	13	182
700	9	353	5,5	358				
750	10	354	6	360				
800	11	360	6,5	356				
850	12	356	6	360				

Результаты замеров угла падения пород по керну

скв. 5		скв. 7		скв. 8		скв. 9		скв. 10	
Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.
150	22	275	25	120	50	100	46	400	23
520	22	—	—	—	—	—	—	—	—

Вариант 4

Результаты бурения скважин

Данные для построения	№ скважины			
	3	14	6	19
Расстояния между скважинами с юга на север, м		802	400	392
Альтитуда устьев скважин, м	+27	+52	+97	+95

Глубина забоев скважин, м	845	1190	1380	1435
Глубина вскрытия кровли стратиграфических подразделений, м				
апшеронский ярус ($N\ 2\ ap$)	—	—	на пов	на пов
надрудные слои ($N\ 2\ nd$)	на пов	на пов	50	70
понтический ярус ($N\ 3\ p$)	20	275	400	460
мэотический ярус ($N\ 3\ m$)	220	495	610	690
сарматский ярус ($N\ 3\ s$)	отс	627	767	862
караганский ярус ($N\ 2\ kr$)	отс	697	867	978
чокракский ярус ($N\ 2\ c$)	364	787	962	1055
майкопская серия ($P_3 - N\ 1\ m$)	519	940	1120	1240
фораминиферовая серия $P_{1-2}f$	758	1117	1300	1415
Примечания к заданию				
Азимут плоскости профильного разреза – 185°				
Азимут простираения горных пород – 92°				
Проекцию ствола скв. 14 построить методом засечек, либо комбинированным методом, проекции остальных скважин – упрощенным методом.				
Примечание: Кровля мэотических отложений ($N^3\ m$) выходит на дневную поверхность в 425 м южнее скв. 3, кровля понтических отложений ($N^3\ p$) – в 125 м южнее скв. 3, а кровля надрудных слоев – в 110 м севернее скв. 14.				

Данные о кривизне стволов скважин, полученные при замерах инклинометром

Глубина замера, м	скв. 3		скв. 14		скв. 6		скв. 19	
	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус
50	0,5	180	0,5	180	0	179	0	—
100	1	182	1	182	0,5	178	0	—
150	2	185	2	184	1	180	0	—
200	2,5	183	2,5	186	1,5	177	0	—
250	3	185	3	188	2	175	0	—
300	3,5	187	4	190	3,5	175	0	—
350	4	189	5	192	3	173	0	—
400	4,5	185	6	191	3,5	171	0	—
450	5	183	7	189	4	170	0,5	178
500	5,5	181	8	187	4,5	172	1	180
550	6	180	9	185	5	175	1,5	181
600	6,5	178	10	183	5,5	177	2	181
650	7	179	11	181	6	179	2,5	182
700	7,5	177	12	179	6,5	182	3	185
750	8	178	13	177	7	184	3,5	187
800	8,5	182	14	175	7,5	187	4	188
850			15	172	8	189	4,5	189
900			15	174	8	192	5	190
950			15	176	10	190	5,5	195
1000			15	178	11	187	6	187
1050			15	180	12	185	6,5	188

1100			15	189	13	181	7	183
1150			15	196	14	179	7,5	180
1200					15	176	8	177
1250					16	175	9	179
1300					17	177	10	176
1350					18	179	8	173
1400							8	182

Результаты замеров угла падения пород по керну

скв. 3		скв. 14		скв. 6		скв. 19	
Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.
150	12	250	250	600	7	350	13
350	18	600	600	1250	16	1200	13
740	21	690	690	—	—	—	—

Вариант 5

Результаты бурения скважин

Данные для построения		№ скважины					
		7	9	16	21	32	8
Расстояния между скважинами с юга на север, м			187	335	242	300	408
Альтитуда устьев скважин, м		+612	+633	+649	+565	+504	+482
Глубина забоев скважин, м		488	645	870	780	468	556
Глубина вскрытия кровли стратиграфических подразделений, м							
сарматский ярус	верхний подъярус ($N^3 I s_3$)	на пов	—	—	—	на пов	на пов
	средний подъярус ($N^3 I s_2$)	64	на пов	—	на пов	150	157
	нижний подъярус ($N^3 I s_1$)	150	65	—	200	236	248
караганский ярус ($N^2 I kr$)		201	128	на пов	298	315	344
чокракский ярус ($N^2 I \check{c}$)		428	365	$\frac{213}{605}$	$\frac{82}{552}$	—	—
майкопская серия ($(P_3 - N^1 I)m$)		—	587	820	738	—	—
Глубина вскрытия разрывных нарушений, м	P_1	—	606	394	175	10	—
	P_2	—	—	—	740	—	450

Примечания к заданию

Азимут плоскости профильного разреза — 10°

Азимуты простираения горных пород над первым разрывным нарушением — 94° , ниже первого разрывным нарушением — 108°

Проекцию ствола скв. 16 построить методом засечек либо комбинированным методом, проекции остальных скважин — упрощенным методом.

Примечание: Стволы скважин 32 и 8 практически не искривляются и по всей длине вертикальны.

На дневной поверхности отмечены выходы кровли следующих отложений:

среднесарматские ($N^3 I s_2$) — в 30 м южнее скв. 9, нижнесарматские ($N^3 I s_1$) — в 120 м южнее скв. 9, караганские ($N^2 I kg$) — в 90 м южнее скв. 16, чокракские ($N^2 I \check{c}$) — в 57 м

Данные о кривизне стволов скважин, полученные при замерах инклинометром

Глубина замера, м	скв. 7		скв. 9		скв. 16		скв. 21	
	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус
50	2	0	1,5	1	1,5	0	0	—
100	4	2	3,5	3	3	0	0	—
150	6,5	3	4,5	5	4,5	3	0	—
200	8	10	6	4	6,5	4	0	—
250	10	359	8	2	8	3	0	—
300	12	358	10	0	9	5	0	—
350	15	360	12	358	9	6	0	—
400	18	357	16	356	9	10	0	—
450	20	0	18	357	9	25	2,5	180
500			20	355	9	34	5	178
550			22	359	9	42	8	179
600			25	1	9	70	10,5	176
650					9	99	12,5	180
700					9	125	14	183
750					9,5	132	15	185
800					11	141		
850					12	152		

Результаты замеров угла падения пород по керну

скв. 7		скв. 9		скв. 16		скв. 21		скв. 32	
Глуби на, м	Угол, град.	Глуби на, м	Угол, град.	Глуби на, м	Угол, град.	Глуби на, м	Угол, град.	Глуби на, м	Угол, град.
132	30	125	34	183	19	124	8	351	14
384	28	450	32	542	25	253	22	—	—

Вариант 6

Результаты бурения скважин

Данные для построения		№ скважины				
		16	111	73	26	14
Расстояния между скважинами с юга на север, м		1120	525	695	400	
Альтитуда устьев скважин, м		+258	+350	+400	+500	+495
Глубина забоев скважин, м		1495	1535	1340	1330	1110
Глубина вскрытия кровли стратиграфических подразделений, м						
апшеронский ярус (<i>N 2 ap</i>)		на пов	на пов	—	—	—
сарматский ярус	верхний подъярус (<i>N 31 s3</i>)	585	15	на пов	на пов	на пов
	средний подъярус (<i>N 31 s2</i>)	1280	$\frac{600}{1050}$	535	515	610

	нижний подъярус ($N^3 s_1$)	1365	$\frac{745}{1125}$	615	595	685
	караганский ярус ($N^2 l_{kr}$)	1425	$\frac{800}{1190}$	675	657	750
	чокракский ярус ($N^2 l_{\check{c}}$)	1445	1210	695	678	775
	майкопская серия ($(P_3 - N^1 l)m$)	—	1425	$\frac{925}{1260}$	905	1005
	Глубина вскрытия разрывного нарушения, м	430	827	1035	1290	—

<i>Примечания к заданию</i>
Азимут плоскости профильного разреза – 5°
Азимуты простираения горных пород в надвинутой части – 95°, в поднадвиге – 120°
Проекцию ствола скв. 16 построить методом засечек либо комбинированным методом, проекции остальных скважин – упрощенным методом.
<i>Примечание:</i> Кровля верхнего сармата ($N^3 s_3$) обнажается на дневной поверхности в 70 м севернее скв. 111.

Данные о кривизне стволов скважин, полученные при замерах инклинометром

Глубина замера, м	скв. 16		скв. 111		скв. 73		скв. 26		скв. 14	
	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус
50	0	—	0	—	0,5	360	0	—	0	—
100	0	—	0	—	1	359	0	—	0	—
150	0,5	350	0	—	2	6	0	—	0	—
200	0	—	0	—	3	5	0	—	0	—
250	1	354	1	1	3	3	0	—	0	—
300	1	356	1	8	3	6	0	—	0	—
350	1	358	1	7	4	1	0	—	0	—
400	2	351	1,5	15	4	7	0	—	0	—
450	2	353	2	18	5	3	0,5	180	0	—
500	2	355	2	19	5	358	1	179	0,25	179
550	2	352	3	20	5	357	1	178	0,5	182
600	2	350	3	16	5,5	355	2	177	1,5	178
650	3	360	3	7	6	358	1	180	2	180
700	3	357	3	360	6	354	1	181	2	182
750	4	355	4	359	6	359	1	183	2	181
800	4	353	4	357	6	356	2	185	3	185
850	4	351	4	355	6,5	353	1	187	3	188
900	5	340	4	357	7	355	2	189	3	185
950	5	357	5	2	7	360	1	191	3	183
1000	6	355	5	5	7	360	1	194	3	181
1050	6,5	353	5	359	7,5	357	2	192	3,5	179
1100	7	359	5	1	8	359	2	190	4	174
1150	7	341	6	355	8	353	2	188		
1200	8	344	6	3	8,5	1	2	184		
1250	8	348	7	7	9	5	2	180		

1300	9	352	7	18	10	8	2	175		
1350	9	356	8	10						
1400	10	340	8	13						
1450	10	345	9	11						
1500			10	18						

Результаты замеров угла падения пород по керну

скв. 16		скв. 111		скв. 26		скв. 14	
Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.
650	7	700	18	550	3	600	17
1315	8	1005	10	920	4	1060	20

Вариант 7

Результаты бурения скважин

Данные для построения		№ скважины			
		24	23	22	21
Расстояния между скважинами с юга на север, м		625		350	
Альтитуда устьев скважин, м		+255	+325	+360	+350
Глубина забоев скважин, м		1100	1320	1700	2045
Глубина вскрытия кровли стратиграфических подразделений, м					
апшеронский ярус (<i>N 2 ap</i>)		—	—	—	на пов
сарматский ярус	верхний подъярус (<i>N 3 I s3</i>)	—	на пов	на пов	120
	средний подъярус (<i>N 3 I s2</i>)	на пов	$\frac{100}{1300}$	310	575
	нижний подъярус (<i>N 3 I s1</i>)	$\frac{85}{550}$	225	$\frac{450}{1650}$	705
караганский ярус (<i>N 2 I kr</i>)		$\frac{140}{690}$	290	500	780
чокракский ярус (<i>N 2 I ч</i>)		470	580	800	1065
Глубина вскрытия разрывных	P ₁	530	1025	1325	1780
нарушений, м	P ₂	—	1150	1425	—

Примечания к заданию

Азимут плоскости профильного разреза – 175°

Азимут простираения горных пород над разрывом – 87°, под разрывом – 100°

Проекцию ствола скв. 21 построить методом засечек либо комбинированным методом, проекции остальных скважин – упрощенным методом.

Примечание: Кровля верхнего сармата (*N 3 I s3*) обнажается на дневной поверхности в 230 м южнее скв. 21, а кровля среднего сармата (*N 3 I s2*) – в 90 м южнее скв. 24. Возраст пород между 1-м и 2-м разрывами в скв. 23 и 22 определен как чокракский.

Данные о кривизне стволов скважин, полученные при замерах инклинометром

	скв. 24	скв. 23	скв. 22	скв. 21
--	---------	---------	---------	---------

	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус
50	0	—	0	—	0	—	0	—
100	1	354	0	—	0	—	0	—
150	2	358	1	163	0	—	1	162
200	5	359	2	179	1	183	2	177
250	7	1	3	200	2	185	3	180
300	8	3	4	197	3	184	4,5	162
350	9	0	5	211	4	179	6	163
400	10	358	6	191	5	173	7	160
450	12	356	8	194	6	171	8	141
500	14	0	9	181	7	169	9	139
550	17	3	10	167	9	176	11	120
600	19	359	11	178	10	179	13	132
650	21	355	13	161	12	181	15	140
700	23	351	14	169	13	183	17	141
750	26	355	16	177	15	185	18	145
800	29	0	17	188	17	187	20	149
850	32	4	18	194	19	189	21,5	150
900	35	5	19	199	20	190	23	155
950	38	10	20	203	22	185	25	165
1000	41	12	21	201	24	180	27	168
1050	45	9	23	209	26	178	29	170
1100			26	195	28	177	30	178
1150			29	189	30	178	32	180
1200			32	187	31	180	33	180
1250			35	184	32	182	34	181
1300			35	184	34	183	35	183
1350					36	188	36	184
1400					38	189	37	187
1450					40	190	38	190
1500					42	185	39	192
1550					44	183	40	195
1600					47	182	41	198
1650					50	180	42	205
1700							43	207
1750							44	210
1800							45	215
1850							46	217
1900							47	218
1950							48	219
2000							50	220

Результаты замеров угла падения пород по керну

скв. 24		скв. 23		скв. 22		скв. 21	
Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.

530	37	250	29	600	30	530	37
1100	38	500	31	900	31	1100	38
1900	84	680	32	1400	90	1900	84
—	—	1050	86	1460	80	—	—

Вариант 8

Результаты бурения скважин

Данные для построения		№ скважины			
		3	5	2	13
Расстояния между скважинами с юга на север, м		342		384	395
Альтитуда устьев скважин, м		+538	+540	+537	+484
Глубина забоев скважин, м		1435	1210	1135	1110
Глубина вскрытия кровли стратиграфических подразделений, м					
сарматский ярус	верхний подъярус ($N\ 3I\ s3$)	на поверх.	на поверх.	на поверх.	на поверх.
	средний подъярус ($N\ 3I\ s2$)	560	477	452	470
	нижний подъярус ($N\ 3I\ s1$)	$\frac{672}{820}$	565	542	560
конкский ярус ($N\ 2I\ kn$)		893	628	605	625
караганский ярус ($N\ 2I\ kr$)		915	648	625	645
чокракский ярус ($N\ 2I\ \check{c}$)		1187	885	868	865
майкопская серия ($(P_3 - N\ 1I)m$)		1407	1180	1090	1075
Глубина вскрытия разрывных нарушений, м		P_1	P_2		
		745	1047	1102	—
		—	230	800	—

Примечания к заданию

Азимут плоскости профильного разреза – 356°

Азимут простираения горных пород над разрывом – 90°, под разрывом – 105°

Проекцию ствола скв. 3 построить методом засечек либо комбинированным методом, проекции остальных скважин – упрощенным методом.

Данные о кривизне стволов скважин, полученные при замерах инклинометром

Глубина замера, м	скв. 3		скв. 5		скв. 2		скв. 13	
	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус
50	0,5	360	1	0	0	—	0	—
100	1	360	2	1	0	—	0	—
150	1,5	258	3	1	0	—	0	—
200	2	356	4	2	0	—	0	—
250	2,5	354	5	4	0,5	180	0	—
300	3	352	6	5	1	181	0	—
350	3,5	350	7	7	1,5	182	0	—
400	4	348	8	10	2	185	0	—

450	4,5	346	9	12	2,5	179	0	—
500	5	345	10	15	3	174	0	—
550	5,5	347	10	17	3,5	174	0,5	189
600	6	350	10	14	4	176	1	184
650	6,5	354	10	14	5	179	1,5	180
700	7	358	10	15	6	183	2	176
750	7,5	360	10	12	7	180	2,5	174
800	8	2	10	7	8	182	3	171
850	9	5	9	2	9	184	3,5	169
900	10	7	10	358	10	186	4	165
950	11	10	12	353	11	190	4,5	173
1000	12	12	14	350	12	185	5	177
1050	13	14	16	346	13	179	5,5	181
1100	14	16	13	351	14	172	6	182
1150	15	13	15	356	15	177	6	187
1200	16	10	16	357				
1250	17	7						
1300	18	7						
1350	19	4						
1400	20	1						

Результаты замеров угла падения пород по керну

скв. 3		скв. 5		скв. 2		скв. 13	
Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.
548	34	452	1	440	6	437	13
873	36	857	3	850	6	1046	10
—	—	1164	36	1059	0	—	—

Вариант 9

Результаты бурения скважин

Данные для построения		№ скважины				
		17	14	20	25	30
Расстояния между скважинами с юга на север, м			533	515	265	600
Альтитуда устьев скважин, м		195	+220	+262	+292	+327
Глубина забоев скважин, м		1830	1975	400	1035	1240
Глубина вскрытия кровли стратиграфических подразделений, м						
апшеронский ярус (<i>N 2 ap</i>)		250	—	—	—	—
акчагыльский ярус (<i>N 2 a</i>)		505	на пов.	—	—	—
сарматский ярус	верхний подъярус (<i>N 3 I s3</i>)	900	850	—	—	на пов.
	средний подъярус (<i>N 3 I s2</i>)	1530	1485	—	на пов.	305
	нижний подъярус (<i>N 3 I s1</i>)	1620	1595	на пов.	43	410
караганский ярус (<i>N 2 I kr</i>)		1710	<u>1650</u>	8	110	480

		40			
чокракский ярус (<i>N 21 c</i>)	—	$\frac{1920}{355}$	275	370	765
Глубина вскрытия разрывного нарушения, м	—	605	—	—	—
Примечания к заданию					
Азимут плоскости профильного разреза – 10°					
Азимуты простирания горных пород до разрыва – 90°, после разрыва – 110°					
Проекцию ствола скв. 14 построить методом засечек либо комбинированным методом, проекции остальных скважин – упрощенным методом.					
<i>Примечание:</i> Ствол скв. 20 искривляется параллельно стволу скв. 25. Выход кровли среднего сармата (<i>N 31 s2</i>) отмечается на дневной поверхности в 95 м севернее скв. 25, кровли нижнего сармата (<i>N 31 s1</i>) – в 110 м южнее той же скважины. Кровля караганского яруса (<i>N 21 kr</i>) – в 25 м южнее скв. 20, и в 170 м севернее скв. 14, а поверхность разрывного нарушения – в 110 м севернее скв. 17. В скважинах 25 и 30, соответственно на глубине 815 м и 1240 м вскрыты тарханские отложения толщиной 1 м, ниже которых залегают глины майкопской серии (<i>P₃ - N 11m</i>).					

Данные о кривизне стволов скважин, полученные при замерах инклинометром

Глубина замера, м	скв. 17		скв. 14		скв. 25		скв. 30	
	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус
50	0	—	0	—	0	—	0,5	176
100	0	—	0,25	173	0°15′	182	1,75	163
150	0,5	23	0,5	161	0,5	181	3	179
200	0,5	21	1	152	1	189	5	200
250	0,75	27	1,5	132	2,5	197	6	197
300	1	29	2	120	4	200	7	211
350	1,25	23	2	100	5	189	8	191
400	1,5	29	2	130	6	186	8,5	194
450	1,75	21	2	149	6,5	189	9	181
500	2	19	3	165	7	195	10	167
550	2	16	3	179	7,5	179	10	178
600	2,5	11	3	196	9	163	11	161
650	3	8	3	215	9,5	160	12	169
700	3	7	3	228	10	171	12	177
750	3	8	3	241	11	163	13	138
800	3,5	1	4	239	12	180	13	194
850	4	359	5,5	253	12,5	198	14	199
900	4	353	5,5	261	12,5	207	15	202
950	4,5	365	4,5	276	13	219	16	201
1000	4,5	349	4,5	253	13,5	222	17	209
1050	5	357	6	255	14	225	18,5	195
1100	5,5	1	5,5	241			19	189
1150	6	5	5,5	230			20	184
1200	5,5	9	5,75	250				
1250	6	11	6	292				

1300	6	15	6	315				
1350	6	10	6,5	345				
1400	6,5	7	7	352				
1450	6,75	6	7	353				
1500	7	2	7	16				
1550	7	0	7,5	30				
1600	7,75	0	8	35				
1650	8	1	8	63				
1700	8	357	8	76				
1750	8	358	8	87				
1800	8	354	8,5	79				

Результаты замеров угла падения пород по керну

скв. 14		скв. 20		скв. 25		скв. 30	
Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.
215	13	73	12	105	20	240	42
416	12	290	6	375	18	470	46
432	12	—	—	830	9	830	41

Вариант 10

Результаты бурения скважин

Данные для построения		№ скважины					
		70	71	72	73	75	76
Расстояния между скважинами с юга на север, м			295	160	225	420	170
Альтитуда устьев скважин, м		+565	+610	+625	+665	+598	+570
Глубина забоев скважин, м		630	615	700	750	900	835
Глубина вскрытия кровли стратиграфических подразделений, м							
апшеронский ярус (<i>N 2 ap</i>)		—	—	—	—	—	на пов
сарматский ярус	верхний подъярус (<i>N 31 s3</i>)	на пов	на пов	—	—	на пов	155
	средний подъярус (<i>N 31 s2</i>)	170	160	на пов	на пов	315	368
	нижний подъярус (<i>N 31 s1</i>)	235	250	65	6	390	445
конкский ярус (<i>N 21 kn</i>)		297	325	140	65	450	500
караганский ярус (<i>N 21 kr</i>)		316	343	165	85	470	524
чокракский ярус (<i>N 21 ċ</i>)		525	550	$\frac{460}{586}$	$\frac{300}{643}$	700	725
Глубина вскрытия разрывного нарушения, м		—	—	550	432	150	—
Примечания к заданию							
Азимут плоскости профильного разреза – 170°							

Азимуты простирания горных пород – 87°
Проекцию ствола скв. 76 построить методом засечек либо комбинированным методом, проекции остальных скважин – упрощенным методом. <i>Примечание:</i> Стволы скважин 70 и 71 практически не искривляются (по всей длине вертикальны). Кровля среднего сармата (N 31 s2) выходит на дневную поверхность в 50 м южнее скв. 72, кровля нижнего сармата (N 31 s1) – в 20 м севернее той же скв. 73, а кровля конкского (N 21 kn) и караганского (N 21 kr) ярусов – севернее скв. 73 соответственно на 185 и 212 м. Плоскость разрывного нарушения прослежена на дневной поверхности в 40 м южнее скв. 76.

Данные о кривизне стволов скважин, полученные при замерах инклинометром

Глубина замера, м	скв. 72		скв. 73		скв. 75		скв. 76	
	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус
50	0	—	0	—	0°30'	200	0	—
100	0,5	0	0,25	177	0,67	200	0	—
150	1,5	359	0,5	176	0,5	202	0	—
200	2,7	358	1,5	174	0,67	200	0,67	172
250	4	357	2,6	173	1,3	196	2,3	183
300	5,5	355	4,5	171	2,5	198	3,8	183
350	6,8	354	6	170	3,75	197	5,5	186
400	8,5	356	5,3	172	4,5	195	5	185
450	9,3	358	4	174	5	200	5,5	188
500	10,2	360	3	176	5	201	5	186
550	11,5	2	1,8	173	3	203	5	184
600	12	4	0,8	170	5	200	5	178
650	13	4	1	175	5,5	198	5,5	172
700			1,8	178	5,5	196	6	180
750					5,5	195	6	181
800					5,5	197	6	171
850					5,5	199		

Результаты замеров угла падения пород по керну

скв. 70		скв. 72		скв. 73		скв. 76	
Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.
500	5	145	51	275	25	460	27
—	—	—	—	630	18	—	—

Вариант 11

Результаты бурения скважин

Данные для построения	№ скважины			
	8	7	6	10
Расстояния между скважинами с юга на север, м		225	450	625

Альтитуда устьев скважин, м		+300	+310	+325	+255
Глубина забоев скважин, м		1900	1700	1320	1100
Глубина вскрытия кровли стратиграфических подразделений, м					
апшеронский ярус (<i>N 2 ap</i>)		на пов	—	—	—
сарматский ярус	верхний подъярус (<i>N 3 I s3</i>)	25	на пов	на пов	—
	средний подъярус (<i>N 3 I s2</i>)	485	310	$\frac{100}{1300}$	на пов
	нижний подъярус (<i>N 3 I s1</i>)	615	$\frac{450}{1650}$	225	$\frac{85}{550}$
караганский ярус (<i>N 2 I kr</i>)		675	$\frac{500}{1555}$	290	$\frac{140}{690}$
чокракский ярус (<i>N 2 I c</i>)		$\frac{975}{1680}$	800	580	470
Глубина вскрытия разрывных нарушений, м	P ₁	—	1325	1025	530
	P ₂	1675	1425	1150	—
Примечания к заданию					
Азимут плоскости профильного разреза – 355°					
Азимут простираения горных пород над разрывом – 77°, под разрывом – 94°					
Проекцию ствола скв. 8 построить методом засечек либо комбинированным методом, проекции остальных скважин – упрощенным методом.					
Примечание: Кровля среднего сармата (<i>N 3 I s2</i>) выходит на дневную поверхность в 100 м севернее скв. 10 и в 150 м южнее скв. 6					

Данные о кривизне стволов скважин, полученные при замерах инклинометром

Глубина замера, м	скв. 8		скв. 7		скв. 6		скв. 10	
	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус
50	0	—	0	—	0	—	0,8	176
100	0,5	359	0	—	0,5	356	1,5	174
150	1	342	0,7	0	1,5	343	2,5	178
200	2,5	357	1,8	3	2,5	359	5	179
250	5	0	2,5	5	3	20	7	181
300	4,5	0	4	4	4	17	6,5	183
350	5,7	343	5	359	5	31	8	180
400	7,7	340	6,7	353	6,5	11	10	178
450	8	321	7,7	351	7,5	14	12	176
500	10	320	9	349	9	1	14,5	180
550	11,8	300	10,5	356	10	347	17	183
600	13	312	11,5	359	11,5	358	19	179
650	15	320	12,5	1	13	341	21,5	175
700	16,5	321	14,5	3	14,5	349	23	171
750	17	322	15,5	5	15,5	357	26	175
800	20	325	17,5	7	17	8	29	180
850	21,7	320	18,5	9	18	14	32	184
900	23	327	20	10	19	19	35	185

950	25	325	22	5	20	23	38	190
1000	27	329	24	0	21	21	41	192
1050	28,5	330	26	358	23	29	45	189
1100	30,5	345	29,5	358	29	15		
1150	31,5	345	29,5	358	29	9		
1200	33	348	30,5	0	32	7		
1250	34	350	32	2	35	4		
1300	35	358	34	3	35	4		
1350	36	0	36	8				
1400	37	0	38	9				
1450	39	1	40	10				
1500	40	3	41	5				
1550	41	4	42	3				
1600	42	7	41	2				
1650	43	10	41	0				
1700	44	12						
1750	45	15						
1800	46	25						

Результаты замеров угла падения пород по керну

скв. 8		скв. 7		скв. 6		скв. 10	
Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.
530	37	600	80	250	29	120	35
1100	38	900	31	500	31	300	50
1700	84	1400	90	680	32	500	70
—	—	1460	80	1050	80	650	90
—	—	1650	85	1250	78	800	90

Вариант 12

Результаты бурения скважин

Данные для построения	№ скважины				
	5	6	7	13	15
Расстояния между скважинами с юга на север, м	520	500	540	715	
Альтитуда устьев скважин, м	+837	+815	+785	+775	+745
Глубина забоев скважин, м	2405	2250	2400	2500	2600
Глубина вскрытия кровли стратиграфических подразделений, м					
плиоценовы I отдел (<i>N 2</i>)	на пов	на пов	на пов	на пов	на пов
светло-бурая свита (<i>N 3 I sb</i>)	120	130	160	235	340
глинисто-конгломератовая свита (<i>N 2 I gk</i>)	660	635	655	730	830
бледно-розовая свита (<i>N 3 I br</i>)	810	780	805	880	980
кирпично-красная свита (<i>(P₃ - N 1 I)kk</i>)	1240	1200	1230	1310	1450
сумсарский ярус (<i>P₃ sm</i>)	2050	1960	2000	2100	2220
ханабадский, исфаринский и риштанский ярусы (<i>P₂ hn+is+rs</i>)	2150	2055	2100	2200	2325

туркестанский ярус ($P_1 tr$)	2230	2120	2170	2275	2410
алайский ярус ($P_1 al$)	2320	2225	2240	2305	2500
Глубина вскрытия разрывного нарушения, м	1990	2145	2290	—	—
Примечания к заданию					
Азимут плоскости профильного разреза – 170°					
Азимуты простирания горных пород до разрыва – 85°, после разрыва – 105°					
Проекцию ствола скв. 5 построить методом засечек либо комбинированным методом, проекции остальных скважин – упрощенным методом.					
<i>Примечание:</i> Ствол скв. 6 практически не искривляется (вертикален по всей длине).					

Данные о кривизне стволов скважин, полученные при замерах инклинометром

Глубина замера, м	скв. 5		скв. 7		скв. 13		скв. 15	
	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус
100	0	—	0,5	180	0,5	179	0,5	175
200	1	2	1	179	1°30′	180	1	176
300	2	3	1,5	177	2,5	180	1,5	178
400	3	5	2	181	3,5	180	2	180
500	3,5	4	2,5	183	4	179	2,5	179
600	4	7	3	184	5	177	3	176
700	4,5	9	3,5	186	6	175	3,5	179
800	5	11	4	179	6	175	4	181
900	6	10	6	174	6	173	5	183
1000	7	7	8	171	6	170	6	185
1100	7	5	9	170	6	172	5	186
1200	5	1	10	173	6	174	4	187
1300	6	359	11	175	6,5	176	5	190
1400	6,5	357	10	178	6	180	5	186
1500	7	355	9	180	5	183	5	187
1600	6,5	351	8	181	4	185	5	183
1700	6	348	7	184	5	187	4	188
1800	6,5	355	6	187	4	189	5	190
1900	6,5	356	6	190	5	193	6	193
2000	6	358	6	186	4	190	6	191
2100	6,5	360	6	183	4	185	6	190
2200	6	2	6	181	3	182	5	188
2300	6,5	4	5,5	180	3	180	5	184
2400							3	181
2500							2	180

Результаты замеров угла падения пород по керну

скв. 5		скв. 6		скв. 7		скв. 15	
Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.
642	10	600	6	630	10	1400	10
1200	10	1170	7	1200	10	2200	11

2000	20	1930	8	1955	11	—	—
------	----	------	---	------	----	---	---

Вариант 13

Результаты бурения скважин

Данные для построения		№ скважины					
		84	2	3	5	8	95
Расстояния между скважинами с юга на север, м			630	240	280	625	620
Альтитуда устьев скважин, м		+580	+620	+605	+545	+244,5	+370
Глубина забоев скважин, м		812	915	1040	850	903	1177
Глубина вскрытия кровли стратиграфических подразделений, м							
сарматский ярус	верхний подъярус ($N 3I s3$)	на пов	на пов	на пов	на пов	на пов	на пов
	средний подъярус ($N 3I s2$)	412	300	340	350	410	575
	нижний подъярус ($N 3I s1$)	490	390	435	450	500	660
конкский ярус ($N 2I kn$)		565	475	525	525	580	730
караганский ярус ($N 2I kr$)		585	495	550	545	600	750
чокракский ярус ($N 2I \check{c}$)		800	830	$\frac{760}{890}$	770	820	$\frac{975}{1173}$
Глубина вскрытия разрывного нарушения, м	P ₁	130	615	805	—	—	—
	P ₂	—	—	—	—	—	1170
Примечания к заданию							
Азимут плоскости профильного разреза – 5°							
Азимуты простирания горных пород до разрыва – 90°, после разрыва – 110°							
Проекцию ствола скв. 84 построить методом засечек либо комбинированным методом, проекции остальных скважин – упрощенным методом.							
<i>Примечание:</i> Ствол скв. 5 искривляется параллельно столу скв. 8. Севернее скв. 95 в 200 м пробурена разведочная скважина, искривляющаяся на юг и вскрывшая поверхность разрывного нарушения на глубине 980 м. Альтитуда скважины +320 м, ствол искривляется параллельно стволу скв 95. Забой разведочной скважины 1000 м. Разведочная скважина пробурена для установки поверхности разрывного нарушения.							

Данные о кривизне стволов скважин, полученные при замерах инклинометром

Глубина замера, м	скв. 84		скв. 2		скв. 3		скв. 8		скв. 95	
	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус
50	0	—	1,3	171	0	—	0,8	186	0	—
100	0	—	3	169	0	—	2	184	0	—
150	0,5	5	4,2	180	0,5	183	3	195	0	—
200	1,3	9	5,7	180	1,5	186	4,2	195	0	—

250	2,5	354	6,5	183	2,7	185	5,3	198	0,5	181
300	3,7	348	7,7	188	4	188	6,3	197	1,8	183
350	4,5	357	10	191	5,2	186	8,2	180	3	180
400	5,8	359	10,8	183	6,7	184	9°30′	178	3,2	178
450	5,5	8	9,8	181	7,5	178	10,8	178	6,7	176
500	6	15	9	175	7	172	11	170	7,3	170
550	6,5	12	8°20′	169	6	180	11,2	174	9	174
600	6,7	2	7,5	177	4,7	181	11,5	172	10	172
650	7,5	7	6,7	178	4	171	11,7	173	11	173
700	9	356	7,2	177	3,5	178	12	174	12	174
750	10,8	1	7,7	175	3,2	184	12,2	171	13,2	171
800	12,5	4	8,5	181	3	188	12,5	176	14,5	176
850	13,7	353	9	185	3	186	12,7	180	16	178
900	15,3	350	8,2	193	2,5	187	13	188	17,2	180
950					3	188			18	183
1000					3	187			19,5	181
1050									20,7	185
1100									22	186
1150									22,5	188

Результаты замеров угла падения пород по керну

скв. 84		скв. 2		скв. 5		скв. 8		скв. 95	
Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.
570	20	470	21	520	22	580	23	1010	35
812	18	—	—	—	—	—	—	—	—

Вариант 14

Результаты бурения скважин

Данные для построения	№ скважины					
	2	3	4	10	12	14
Расстояния между скважинами с юга на север, м	570	390	504	550	1020	
Альтитуда устьев скважин, м	+945	+925	+920	+837	+760	+805
Глубина забоев скважин, м	2930	1600	2510	2350	1080	2680
Глубина вскрытия кровли стратиграфических подразделений, м						
плиоценовые отложения (<i>N 2</i>)	на пов	на пов	на пов	на пов	на пов	на пов
светло-бурая свита (<i>N 3I sb</i>)	315	190	190	320	327	528
глинисто-конгломератовая свита (<i>N 2I gk</i>)	800	667	810	810	810	1010
бледно-розовая свита (<i>N 3I br</i>)	950	825	960	955	955	1165
кирпично-красная свита (<i>(P₃ - N 1I)kk</i>)	1400	1450	1445	1435	—	1680
сумсарский ярус (<i>P₃ sm</i>)	2473	—	2170	2010	—	2340

ханабадский, исфаринский и риштанский ярусы (P_2 $hn+is+rs$)	2565	—	2270	2095	—	2430
туркестанский ярус ($P_1 tr$)	2645	—	2340	2170	—	2510
алайский ярус ($P_1 al$)	2725	—	2410	2240	—	2585
Глубина вскрытия разрывного нарушения, м	1900	1210	665	—	—	—
Примечания к заданию						
Азимут плоскости профильного разреза – 355°						
Азимуты простираения горных пород до разрыва – 85°, после разрыва – 100°						
Проекцию ствола скв. 2 построить методом засечек либо комбинированным методом, проекции остальных скважин – упрощенным методом.						

Данные о кривизне стволов скважин, полученные при замерах инклинометром

Глубина замера, м	скв. 2		скв. 4		скв. 10		скв. 14	
	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус
100	1	1	1	180	0	—	1	175
200	2	3	2	177	0,5	181	2	174
300	3	2	2	175	1	183	3	173
400	4	5	3	173	1,5	187	4	170
500	5	7	3	170	2	175	5	169
600	5	10	3	174	2,5	173	6	171
700	5,5	8	3	178	2	169	7	174
800	4,5	6	2,5	182	2,5	170	6	176
900	5	4	2,5	186	2	172	8	178
1000	4,5	0	2,5	187	2,5	174	8	182
1100	5,5	357	2,5	189	3	176	6	183
1200	5	355	2	192	3,5	178	5	187
1300	4,5	354	3	195	4	180	4	190
1400	5	0	3	193	4,5	182	3	194
1500	5,5	359	2,5	191	4	184	4	187
1600	6	357	2	189	3	186	3	182
1700	5,5	355	1,5	181	2,5	188	3	179
1800	6	353	1,5	177	2	190	3,5	175
1900	5,5	350	1	173	2	185	4	183
2000	6	352	1	170	1,5	183	4,5	190
2100	5,5	356	1	165	1	180	5	187
2200	6	360	1	168	1	179	5,5	184
2300	5,5	2	1,5	178	1	176	6	181
2400	6	5	1,5	185			6,5	178
2500	5	7	2	182			5	175
2600	4	9						
2700	2,5	12						
2800	3	8						
2900	4	4						

Результаты замеров угла падения пород по керну

скв. 2		скв. 3		скв. 4		скв. 10		скв. 12		скв. 14	
Глубина, м	Угол град.	Глубина, м	Угол град.	Глубина, м	Угол град.	Глубина, м	Угол град.	Глубина, м	Угол град.	Глубина, м	Угол град.
780	13	62	6	2100	18	270	8	750	8	1100	7
1850	15	1400	7	—	—	1950	7	—	—	1650	9
2430	27	—	—	—	—	—	—	—	—	2300	15

Вариант 15

Результаты бурения скважин

Данные для построения	№ скважины					
	327	337	325	713	655	656
Расстояния между скважинами с юга на север, м	522	268	586	802	830	
Альтитуда устьев скважин, м	+205	+200	+215	+170	+170	+160
Глубина забоев скважин, м	1250	1530	1600	1650	1750	1890
Глубина вскрытия кровли стратиграфических подразделений, м						
сарматский ярус (<i>N 3 I s</i>)	на пов	на пов	на пов	на пов	на пов	на пов
караганский ярус (<i>N 2 I kr</i>)	47	175	220	240	317	405
чокракский ярус (<i>N 2 I č</i>)	320	400	457	480	550	620
майкопская серия (<i>(P₃ - N 1 I) m</i>)	455	535	590	634	730	840
фораминиферовая серия (<i>(P₁₋₂ f)</i>)	1230	1495	1565	1622	1728	1780
Интервал залегания песчаных пластов, м						
I продуктивный пласт	—	—	965-1003	980-1065	1045-1140	1115-1225
II продуктивный пласт	—	—	—	1109-1139	1158-1215	1250-1275
III продуктивный пласт	—	—	1150-1202	1185-1277	1245-1337	1325-1400
IV продуктивный пласт	—	—	—	1290-1335	1357-1555	1430-1595
V продуктивный пласт	—	—	—	1447-1495	1625-1685	1634-1706

Примечания к заданию

Азимут плоскости профильного разреза – 177°

Азимуты простирания горных пород – 95°

Проекцию ствола скв. 655 построить методом засечек либо комбинированным методом, проекции остальных скважин – упрощенным методом.

Примечание: Стволы скважин 337, 325 и 713 искривляются параллельно стволу скв. 655. Кровля отложений караганского яруса (*N 2 I kr*) выходит на дневную поверхность в 134 м южнее скв. 327, а кровля чокракского яруса (*N 2 I č*) – в 540 м южнее скв. 327.

Данные о кривизне стволов скважин, полученные при замерах инклинометром

	скв. 327	скв. 655	скв. 656
--	----------	----------	----------

Глубина замера, м	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус
100	0	—	0	—	0	—
200	0	—	0	—	0	—
300	0	—	0,5	174	0	—
400	0	—	1	175	0,5	177
500	0,5	174	1,5	173	1	175
600	1	178	1,5	171	1,5	173
700	1,5	173	2,5	169	2	171
800	2	170	4	172	2,5	169
900	2,5	175	4,5	174	3	167
1000	3	179	5,5	176	3,5	165
1100	3,5	188	5,5	183	4,5	168
1200	4	187	6	184	4,5	172
1300			6	185	5	176
1400			6,5	188	6	180
1500			7	190	6,5	183
1600			8	187	7	186
1700			9	182	7,5	189
1800					8	185

Результаты замеров угла падения пород по керну

скв. 327		скв. 337		скв. 325		скв. 713		скв. 656	
Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.
300	9	370	9	550	8	600	8	820	7
1200	26	1450	26	960	5	950	5	1100	3
—	—	—	—	1150	7	1590	9	1850	9
—	—	—	—	1520	10	—	—	—	—

Вариант 16

Результаты бурения скважин

Данные для построения	№ скважины					
	2	5	7	8	9	11

Расстояния между скважинами с юга на север, м			390	190	70	120	370	
Альтитуда устьев скважин, м		+180	+185	+220	+230	+240	+220	
Глубина забоев скважин, м		1920	1900	556	365	1380	1760	
Глубина вскрытия кровли стратиграфических подразделений, м								
четвертичная система (<i>Q</i>)		на пов	на пов	на пов	на пов	на пов	на пов	
апшеронский ярус (<i>N 2 ap</i>)		50	40	65	70	70	70	
акчагыльский ский ярус (<i>N 2 a</i>)		150	230	220	190	210	250	
сарматский ярус	верхний подъярус (<i>N 3 I s3</i>)	320	390	420	340	360	410	
	средний подъярус (<i>N 3 I s2</i>)	1200	1080	—	—	1180	1500	
	нижний подъярус (<i>N 3 I s1</i>)	1320	1190	—	—	1270	1600	
караганский ярус (<i>N 2 I kr</i>)		1380	1230	—	—	1310	1650	
чокракский ярус (<i>N 2 I ч</i>)		1700	1525	—	—	—	—	
Глубина вскрытия разрывных нарушений, м	P ₁	—	—	420	100	—	—	
	P ₂	70	490	—	—	1170	—	
Примечания к заданию								
Азимут плоскости профильного разреза – 182°								
Азимуты простираения горных пород над разрывом – 87°, под разрывом – 111°								
Проекцию ствола скв. 9 построить методом засечек либо комбинированным методом, проекции остальных скважин – упрощенным методом.								

Данные о кривизне стволов скважин, полученные при замерах инклинометром

Глубина замера, м	скв. 2		скв. 5		скв. 9		скв. 11	
	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус
250	1	355	0	—	0,5	176	1	179
300	1,5	360	0	—	1	163	1,5	181
350	2	1	0	—	2	179	2	182
400	2,5	2	0	—	3,5	200	2,5	178
450	3	5	0	—	4,5	197	3	174
500	3,5	7	0	—	5,5	211	3,5	176
550	4	9	1	20	6,5	191	4	169
600	4,5	5	1	17	7,5	194	4,5	165
650	5	3	1	19	8,5	181	5	169
700	5,5	8	2	13	9	167	5,5	171
750	5	11	2	11	10	178	6	175
800	6,5	13	2	9	11	161	6,5	179
850	7	11	2	16	12	169	7	181
900	8	355	2	11	13	177	7,5	185
950	9	349	2,5	8	14	188	8	189
1000	10	357	3	7	16	194	8,5	193

1050	10,5	358	3	8	18	199	9	181
1100	11	355	3	1	20	203	9,5	184
1150	11,5	1	3,5	359	22	201	10	188
1200	12	5	4	353	24	209	10,5	190
1250	12,5	13	4	355	26	195	11	191
1300	13	5	4	356	28	189	11,5	195
1350	13,5	1	4,5	358	30	184	12	199
1400	14	356	5	360			12,5	203
1450	14,5	354	5	2			13	196
1500	15	358	5,5	4			13,5	190
1550	15,5	1	6	6			14	185
1600	16	0	6,5	9			14,5	180
1650	16,5	3	7	11			15	175
1700	17	0	7	7			15,5	169
1750	18	358	7,5	3			16	181
1800	19	356	8	1				
1850	20	353	8	357				

Результаты замеров угла падения пород по керну

скв. 2		скв. 5		скв. 9		скв. 11	
Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.	Глубина, м	Угол, град.
480	25	1400	15	1000	22	300	12
1200	25	—	—	1270	37	600	22
1525	35	—	—	—	—	1500	22
1730	50	—	—	—	—	1680	20

Вариант 17

Результаты бурения скважин

Данные для построения	№ скважины					
	172	34	17	183	184	К-4
Расстояния между скважинами с юга на север, м		275	530	390	325	260
Альтитуда устьев скважин, м	+702	+655	+682	+706	+697	+630
Глубина забоев скважин, м	1210	1110	1235	1320	1315	605
Глубина вскрытия кровли стратиграфических подразделений, м						
плиоценовые отложения (<i>N 2</i>)	на пов	на пов	на пов	на пов	на пов	на пов
светло-бурая свита (<i>N 31 sb</i>)	87	202	152	83	240	$\frac{295}{550}$
глинисто-конгломератовая свита (<i>N 21 gk</i>)	240	365	297	170	$\frac{50}{285}$	585
бледно-розовая свита (<i>N 321 br</i>)	502	587	500	400	$\frac{458}{760}$	—
кирпично-красная свита (<i>P₃ - N 11kk</i>)	582	670	550	456	$\frac{510}{797}$	—
сумсарский ярус (<i>P₃ sm</i>)	725	765	630	516	$\frac{625}{885}$	—

ханабадский, исфаринский и риштанский ярусы (P_2 hn-rs)		825	865	727	$\frac{608}{730}$	980	—
туркестанский ярус (P_1 tr)		1170	—	1028	1167	1263	—
Глубина вскрытия разрывных нарушений, м	P ₁	—	—	—	640	140	—
	P ₂	—	—	—	1000	703	335
Примечания к заданию							
Азимут плоскости профильного разреза – 180°							
Азимуты простирания горных пород над первым разрывом – 85°, под первым разрывом – 100°, под вторым разрывом – 100°							
Проекцию ствола скв. 183 построить методом засечек либо комбинированным методом, проекции остальных скважин – упрощенным методом.							
<i>Примечание:</i> Кровля глинисто-конгломератовой свиты (N 21 gk) выходит на дневную поверхность в 35 м южнее скв. 184, а в 85 м севернее этой скважины наблюдается выход на поверхность первого разрывного нарушения. Второе разрывное нарушение выходит на поверхность в 250 м севернее скв. 4.							

Данные о кривизне стволов скважин, полученные при замерах инклинометром

Глубина замера, м	скв. 172		скв. 17		скв. 183		скв. 184	
	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус	Угол искривления градус	Азимут искривления градус
250	0	—	0,5	0	0	—	0,5	180
300	0,5	178	1	1	0,7	2	0,7	178
350	1,5	175	1,5	2	1,5	5	1	178
400	2,5	178	2	3	2,2	4	2	176
450	3,2	171	2,5	4	4,5	0	3	175
500	3,5	170	3	5	4,5	3	3,5	174
550	3,7	173	3,5	7	5,5	8	4	172
600	3,7	176	4	10	6	10	4,5	170
650	4	179	5	8	6,5	15	5	168
700	4,5	182	6	6	7	15	6	173
750	5	185	7	4	7,5	45	7	175
800	5,5	188	7	2	7,5	80	8	177
850	6	190	7,5	0	7,5	120	9	179
900	7,5	188	8	358	7,5	145	10	180
950	6,5	179	8,5	356	7,5	153	11	177
1000	6,5	177	9	354	7,5	160	11,5	175
1050	6,5	175	10	357	7,5	179	11,5	178
1100	6,5	173	11	0	7,5	180	11,5	181
1150	6,7	170	11	2	7,5	183	11,5	180
1200	6,7	177	12	7	7,5	185	11,7	181
1250					7,7	187	11,7	178
1300					7,7	185	11,7	175

Результаты замеров угла падения пород по керну

скв. 172		скв. 34		скв. 17		скв. 183		скв. 184		скв. К-4	
Глубина, м	Угол град.	Глубина, м	Угол град.	Глубина, м	Угол град.	Глубина, м	Угол град.	Глубина, м	Угол град.	Глубина, м	Угол град.

520	30	448	17	368	20	277	18	92	14	265	36
789	25	629	2	755	16	781	18	315	16	531	20
1110	23	830	2	—	—	1142	5	835	15	—	—

Приложение В

Варианты заданий к лабораторным работам «Построение структурной карты кровли пласта методом треугольников», «Построение карты эффективных толщин пласта», «Построение карты нефте(газо)насыщенной толщины пласта»

Вариант 1										
№ скважин	Координаты устья скважины		Альтитуда устья скважин ы, м <i>Alt</i>	Глубина кровли пласта, м <i>L</i>	Поправка на удлинение за счет искривления, м ΔL	Азиму т смещение, градус φ	Горизон тально е смещение, м $A_{гор}$	Абсолютная отметка ВНК, м	Видимая толщина пласта, м $h_с$	Угол искривления ствола в интервале залегания пласта, градус β
	X	Y								
30	1730	3940	5	1636	69	350	85	минус 1648	н.д.	н.д.
31	1850	2850	-1	1539	59	10	10		45	30
32	2550	3000	2	1792	73	170	90		53	30
33	1600	2000	1	1615	49	35	25		61	20
36	860	2950	0	1797	75	0	125		75	20
38	2100	1000	-2	1759	63	160	150		69	15
39	2020	2040	9	1573	41	210	65		н.д.	н.д.
41	1150	3700	2	1752	53	350	110		72	25
42	2400	2450	-3	1721	63	180	125		55	0
43	2000	1600	-6	1654	77	160	130		65	20
44	1300	1500	2	1691	61	10	40		59	15
45	1480	2820	-3	1504	39	90	40		н.д.	н.д.
49	2200	3420	4	1688	78	180	100		64	30
50	2320	2000	2	1659	52	170	100		77	25
52	1700	3350	8	1657	77	0	20		54	0
53	1200	2250	2	1680	51	20	100		84	30

Вариант 2										
№ скважин ы	Координаты устья скважины		Альтитуда устья скважин ы, м <i>Alt</i>	Глубина кровли пласта, м <i>L</i>	Поправка на удлинение за счет искривления, м ΔL	Азиму т смеще ния, градус φ	Горизо н тально е смеще ние, м $A_{гор}$	Абсолют ная отметка ВНК, м	Видимая толщина пласта, м $h_в$	Угол искривления ствола в интервале залегания пласта, градус β
	X	Y								
1	1850	2800	2	1467	35	175	75		10	10
2	1025	4350	-2	1418	28	0	40		55	15
3	1800	4500	-3	1486	27	200	80		25	5
6	965	510	-1	1470	31	120	75		15	0
7	660	1225	0	1386	27	110	100		65	10
8	720	2300	1	1357	26	45	55		35	5
9	1000	2820	2	1310	33	0	0		15	25
10	1300	1950	-2	1426	28	175	60		25	15
11	1600	4000	0	1342	25	0	10		40	30

12	450	3400	1	1473	32	10	25
16	50	825	-2	1496	33	30	50
17	300	1850	0	1480	30	10	30
18	1800	3600	1	1390	29	170	50
19	1250	3550	3	1315	30	0	25
20	3950	2250	4	1455	24	260	40
21	1320	1410	-4	1460	24	290	55

45	10
35	0
65	25
35	15
н.д.	н.д.
н.д.	н.д.
н.д.	н.д.

Вариант 3										
№ скважин ы	Координаты устья скважины		Альтитуда устья скважины, м <i>Alt</i>	Глубина кровли пласта, м <i>L</i>	Поправка на удлинение за счет искривления, м ΔL	Азимут смещения, градус φ	Горизонтальное смещение, м $A_{гор}$	Абсолютная отметка ВНК, м	Видимая толщина пласта, м h_{δ}	Угол искривления ствола в интервале залегания пласта, градус β
	X	Y								
2	4600	2700	12	964	92	110	60	минус 875	51	20
3	1440	4350	-1	938	59	0	20		19	5
4	3000	4420	-1	918	74	330	60		45	20
5	4000	3200	10	949	99	120	30		30	15
6	1200	1950	1	945	79	30	30		49	15
7	3400	1490	2	953	81	90	20		39	10
8	1850	2400	3	937	84	45	40		25	20
10	2680	3050	-2	920	86	35	40		20	20
11	4350	1500	2	939	57	100	65		50	10
12	3350	3900	-3	894	70	0	50		35	0
13	1270	3220	3	960	97	350	50		25	10
15	2500	2150	2	913	65	70	40		38	15
18	2400	600	2	948	51	90	70		35	5
23	5000	4410	1	905	54	170	20		55	25
25	2100	3650	1	910	64	300	40		31	10
27	2050	5950	5	969	89	360	50		46	15
28	4360	4160	2	911	66	300	20		42	0
30	4010	5120	6	916	62	350	40		52	25

Вариант 4										
№ скважин	Координаты устья скважины		Альтитуда устья скважины, м <i>Alt</i>	Глубина кровли пласта, м <i>L</i>	Поправка на удлинение за счет искривления, м ΔL	Азимут смещения, градус φ	Горизонтальное смещение, м $A_{гор}$	Абсолютная отметка ВНК, м	Видимая толщина пласта, м h_6	Угол искривления ствола в интервале залегания пласта, градус β
	X	Y								
1	1450	3475	160	1078	13	270	40		40	15
2	1850	2120	100	985	15	0	10		35	0
3	1850	4400	86	1088	18	0	20		50	15
4	1275	1565	150	1117	22	0	0		85	0
5	1325	3900	152	1133	31	0	40		80	10
6	2250	3650	140	1100	35	180	30		45	25
7	1900	2900	100	989	19	0	10		75	10
8	750	1000	103	1130	17	0	200		25	20
9	2500	2500	150	1155	30	345	120		35	0
10	1150	2575	125	1120	20	170	100		40	20
11	2350	1450	96	1145	24	30	100		65	20
12	2750	4300	161	1213	32	180	25		12	15
15	2000	720	100	1124	29	270	160		30	15
18	1740	3870	104	1031	27	180	30		45	10
19	1575	2325	88	1006	18	350	50		65	25
20	1850	1350	90	1045	30	230	150		40	20

Вариант 5										
№ скважин	Координаты устья скважины		Альтитуда устья скважины, м	Глубина кровли пласта, м	Поправка на удлинение за счет искривления, м	Азимут смещения, градус	Горизонтальное смещение, м	Абсолютная отметка ВНК, м	Видимая толщина пласта, м	Угол искривления ствола в интервале залегания пласта, градус
	X	Y								
			Alt	L	ΔL	φ	$A_{гор}$		h_6	β
1	1150	2700	200	1012	32	0	20	минус 936 м	55	0
2	1150	1450	195	1060	55	90	115		75	10
3	1720	1900	203	1070	7	195	110		80	10
4	760	2075	202	1116	39	70	113		80	5
5	1375	3800	197	1003	26	0	10		55	0
6	1850	1400	201	1122	21	350	80		70	25
7	2100	2200	198	1166	43	87	67		52	5
8	1620	245	202	1222	46	135	100		46	30
9	1770	1000	199	1154	30	135	120		33	25
10	650	495	200	1178	28	87	80		56	20
11	950	1000	194	1073	29	90	82		48	15
12	550	1350	205	1137	32	110	112		71	15
13	200	1000	203	1202	39	12	79		54	30
14	600	3240	196	1114	43	30	150		62	10
15	400	2550	199	1187	51	0	30		77	20
17	1650	3000	198	1085	37	12	50		56	5
18	1150	4300	197	1075	28	0	20		75	10
19	1950	3600	202	1117	40	180	50		32	0

Вариант 6										
№ скважин ы	Координат ы устья скважины		Альти туда устья скваж ины, м <i>Alt</i>	Глуби на кровли пласта , м <i>L</i>	Поправ ка на удлине ние за счет искрив ления, м <i>ΔL</i>	Азим ут смещ е ния, градус <i>φ</i>	Гориз он тальн ое смеще ние, м <i>A_{гор}</i>	Абсолют ная отметка ВНК, м	Видима я толщин а пласта, м <i>h₆</i>	Угол искривления ствола в интервале залегания пласта, градус <i>β</i>
	X	Y								
1	215	1535	120	1327	15	140	50	минус 1145 м	87	0
2	785	1490	130	1029	24	90	60		48	10
3	600	2900	135	1146	31	0	20		57	5
4	750	2150	150	1099	29	0	80		71	15
5	340	4015	167	1289	34	25	120		68	0
6	1730	2300	170	1187	39	170	100		65	5
7	1425	4450	150	1172	38	190	100		44	20
9	1670	2700	170	1140	45	200	70		75	10
10	2000	2900	180	1329	48	150	30		42	5
11	2050	2350	200	1390	45	180	30		56	20
12	735	3525	220	1294	50	0	40		72	15
1р	900	1100	180	1133	49	20	40		64	0
2р	1325	1650	160	1072	40	90	150		52	10
3р	1200	3150	150	1007	31	0	10		51	20
4р	550	1100	130	1149	21	0	30		41	5
5р	400	2050	125	1179	6	0	50		54	20
6р	1400	1400	150	1134	20	120	40		55	25
7р	1850	3700	165	1250	41	180	50		66	15
8р	1150	4050	200	1144	50	270	50		73	0
9р	1375	2250	100	950	25	0	10		53	10
10р	250	3250	119	1250	33	0	70		56	5
11р	650	4620	150	1174	20	340	80		44	0

Вариант 7										
№ скважин ы	Координаты устья скважины		Альтитуда устья скважины, м <i>Alt</i>	Глубина кровли пласта, м <i>L</i>	Поправка на удлинение за счет искривления, м ΔL	Азимут смещения, градус φ	Горизонтальное смещение, м $A_{гор}$	Абсолютная отметка ВНК, м	Видимая толщина пласта, м h_6	Угол искривления ствола в интервале залегания пласта, градус β
	X	Y								
1	2000	2500	40	279	0	0	0		16	0
2	1200	2450	29	552	0	90	50		15	20
3	2900	2600	18	519	5	270	50		26	5
4	2150	3500	35	375	7	90	70		45	25

5	1750	1000	30	439	11	0	100	минус 495 м	44	10
6	2200	2900	38	330	5	160	45		48	5
7	1650	2500	23	420	7	335	100		32	10
8	2650	2950	20	430	12	270	50		15	25
9	2500	2000	15	450	10	270	38		29	30
10	1825	3150	12	422	13	100	62		32	5
11	2250	3775	18	405	12	180	100		29	0
12	2500	1350	20	535	18	85	120		27	10
13	1750	1975	31	331	2	0	25		19	25
14	1025	510	25	544	14	145	120		26	5
15	925	1900	20	518	10	110	52		31	30
16	1824	4050	29	515	11	90	100		28	10
17	1505	3488	24	507	13	180	40		40	0
18	3075	3425	22	553	17	250	32		52	25
19	2750	4250	19	531	27	110	53		32	5

Вариант 8										
№ скважин	Координаты устья скважины		Альтитуда устья скважины, м <i>Alt</i>	Глубина кровли пласта, м <i>L</i>	Поправка на удлинение за счет искривления, м <i>ΔL</i>	Азимут смещения, градус <i>φ</i>	Горизонтальное смещение, м <i>A_{гор}</i>	Абсолютная отметка ВНК, м	Видимая толщина пласта, м <i>h_в</i>	Угол искривления ствола в интервале залегания пласта, градус <i>β</i>
	X	Y								
1	700	1750	120	935	15	200	50	минус 914 м	32	20
2	1030	1850	130	834	24	190	75		25	15
3	1325	2330	135	986	31	210	100		21	20
4	1400	1500	150	759	29	190	80		47	15
5	1700	1800	167	767	81	234	180		24	10
6	1900	1800	170	879	39	195	80		39	0
7	2150	1425	150	948	38	200	95	минус 914 м	28	0
8	2475	1790	135	1037	42	190	100		42	10
9	2400	2650	170	1105	45	250	75		32	20
10	3050	2050	180	1188	48	240	70		35	10
11	2900	1375	200	1145	45	190	75		41	30
12	3050	2500	220	1260	50	230	80		45	0
13	3600	750	180	1199	49	200	75		31	25
14	2500	1000	160	1000	40	180	80		34	15
15	1600	900	150	991	31	190	70		47	15
16	1000	1250	130	771	21	180	75		38	25
17	350	1700	125	251	6	0	10		26	30
18	800	2375	150	1080	20	210	100		28	5
19	2000	2000	165	916	41	200	75		35	10
20	3450	1460	200	1150	30	230	100		20	15

Вариант 9										
№ скважин	Координаты устья скважины		Альтитуда устья скважины, м <i>Alt</i>	Глубина кровли пласта, м <i>L</i>	Поправка на удлинение за счет искривления, м ΔL	Азимут смещения, градус φ	Горизонтальное смещение, м $A_{гор}$	Абсолютная отметка ВНК, м	Видимая толщина пласта, м $h_в$	Угол искривления ствола в интервале залегания пласта, градус β
	X	Y								
1	1500	2500	86	876	3	87	72		27	5
3	1550	1150	75	941	11	270	50		31	0
4	2800	3400	151	1077	1	169	80		36	0
5	2000	100	65	977	12	90	100		45	5
6	1650	4650	109	940	7	285	42		35	10
7	650	1530	31	952	19	350	72		21	10
8	1800	800	109	993	9	87	80		25	15
9	1200	2000	50	859	12	90	80		46	30
10	2400	2500	36	910	14	170	50		33	25
12	750	2450	91	975	11	0	30		28	0
13	2200	3100	327	1152	0	180	50		26	10
14	1650	3100	240	1006	3	178	75		51	25
15	900	3200	119	985	2	10	60		44	15
17	1700	3700	98	860	4	0	10		48	30
19	2400	4550	205	1029	2	170	60	16	25	
21	3000	4900	149	1055	8	185	30	37	15	
23	2375	1900	47	948	14	0	10	28	10	
24	1150	4100	240	1098	1	10	50	15	15	

Вариант 10										
№ скважин	Координаты устья скважины		Альтитуда устья скважины, м <i>Alt</i>	Глубина кровли пласта, м <i>L</i>	Поправка на удлинение за счет искривления, м ΔL	Азимут смещения, градус φ	Горизонтальное смещение, м <i>A_{гор}</i>	Абсолютная отметка ВНК, м	Видимая толщина пласта, м <i>h_g</i>	Угол искривления ствола в интервале залегания пласта, градус β
	X	Y								
1	2050	2700	81	1147	84	190	110		37	10
2	650	3700	80	1224	79	358	47		39	10
3	800	2800	28	1159	79	355	47		54	0
4	2650	4070	47	1205	82	179	83		48	0
5	1950	4100	65	1154	81	0	30		52	20
6	2450	3150	47	1133	74	350	100		54	5
7	1660	3650	53	1148	93	183	95		46	25
8	300	2400	30	1205	80	355	47		28	15

9	1200	1400	30	1170	80	35	42		41	15
10	1400	2400	25	1125	88	0	30		32	5
11	2000	4900	50	1195	78	250	49		39	5
12	2950	3000	45	1219	76	90	80		52	20
13	1430	4500	70	1209	92	300	50		47	15
14	1730	1600	75	1185	83	87	50		55	5
17	1700	5550	40	1221	78	270	100		37	5
18	2050	2020	57	1150	87	169	76		41	10
19	2075	700	45	1196	81	90	80		46	20
20	2900	1000	37	1217	80	180	100		51	10
21	1450	3100	35	1113	74	180	43		42	15
23	2100	3650	55	1117	82	180	110		34	5
27	2500	1520	60	1191	82	180	100		26	20
29	1950	3260	68	1118	83	0	20		10	10

Вариант 11										
№ скважин	Координаты устья скважины		Альтитуда устья скважины, м	Глубина кровли пласта, м	Поправка на удлинение за счет искривления, м	Азимут смещения, градус	Горизонтальное смещение, м	Абсолютная отметка ВНК, м	Видимая толщина пласта, м	Угол искривления ствола в интервале залегания пласта, градус
	X	Y								
			<i>Alt</i>	<i>L</i>	ΔL	φ	$A_{гор}$		$h_в$	β
1	1650	2900	480	1014	55	0	0		51	10
2	1600	2050	496	1130	52	180	100		68	15
3	1450	450	485	1445	37	90	50		52	20
4	1200	1300	493	1336	49	80	75		48	5
7	600	1350	475	1641	40	10	55		77	0
9	2100	650	510	1552	39	145	100		69	15
10	2325	1850	512	1557	43	70	70		76	25
11	2450	2300	484	1575	44	~	0		72	20
12	1000	100	500	1578	50	20	45		69	10
13	2000	2000	480	1323	46	170	0		67	5
14	2500	3050	483	1482	47	180	50		62	0
15	2500	3650	501	1398	49	195	112		75	15
16	600	3400	497	1643	47	5	75		81	0
17	1650	3700	519	1019	48	0	40		67	5
18	1575	4650	491	1342	54	270	75		53	20
20	1000	4100	500	1454	52	355	50		82	15
21	2025	4600	513	1458	51	210	101		58	0
23	2350	5000	503	1595	37	180	111		44	10

Вариант 12										
№ скважин	Координаты устья скважины		Альтитуда устья скважины,	Глубина кровли пласта,	Поправка на удлинение за счет искривления,	Азимут смещения,	Горизонтальное смещение,	Абсолютная отметка ВНК, м	Видимая толщина пласта,	Угол искривления ствола в интервале залегания пласта,
	X	Y								
			м	м	м	градус	м		м	градус
			Alt	L	ΔL	φ	$A_{гор}$		$h_в$	β
1	4600	2350	244	1105	63	0	30		22	5
3	2000	2250	240	1098	24	120	50		35	0
4	2700	2850	234	1248	39	90	75		41	10
5	475	3000	245	1053	83	90	50		56	20
6	125	2850	252	1120	75	0	30		39	15
7	1000	3100	247	995	78	0	10		47	10
8	1400	4150	250	1280	81	225	100		53	0
9	1700	1270	232	1313	59	90	75		51	5
10	1000	3325	248	1070	73	110	50		57	10
12	3100	4150	236	1442	44	120	110		32	15
14	3400	2200	238	1098	51	0	20		26	15
15	4550	1250	236	1597	82	315	50		28	20
16	1950	600	237	1420	71	60	100		38	20
17	2575	1400	235	1347	45	45	70		40	10
18	22	4125	241	1600	42	335	120		56	0
19	950	2250	243	1127	82	75	75	64	20	
20	3200	850	243	1455	39	5	90	38	15	
21	100	1150	232	1190	62	90	50	42	10	
23	3900	1750	245	1328	58	10	50	29	5	

Вариант 13										
№ скважин ы	Координаты устья скважины		Альтитуда устья скважины, м <i>Alt</i>	Глубина кровли пласта, м <i>L</i>	Поправка на удлинение за счет искривления, м ΔL	Азимут смещения, градус φ	Горизонтальное смещение, м $A_{гор}$	Абсолютная отметка ВНК, м	Видимая толщина пласта, м h_6	Угол искривления ствола в интервале залегания пласта, градус β
	X	Y								
1	525	2800	20	1637	15	119	92		42	5
2	1000	2000	35	1633	31	90	110		48	20
3	800	1950	50	1679	39	270	100		54	5
4	450	1200	30	1652	22	35	80		57	10
5	1900	3050	70	1723	50	340	120		64	0
6	2000	1225	84	1711	42	360	100		57	10
7	2700	2300	20	1623	45	0	10		62	15
8	3700	2750	30	1643	31	190	82		44	5
9	2950	1150	50	1687	40	160	70		63	15
10	3850	1300	50	1676	26	350	50		68	10
11	4700	2350	77	1703	41	270	30		56	25
13	1125	2700	50	1659	24	160	112		64	20
14	1850	2700	55	1670	45	170	100		59	10
15	1200	900	67	1693	29	35	100		42	5
16	2860	2950	80	1709	34	10	50		45	15
17	3600	2300	25	1616	21	270	50		39	0
18	4750	1700	69	1698	32	350	45		44	10
19	2850	1750	60	1684	49	120	46		61	15
20	2050	650	80	1823	38	360	120		62	5
21	1900	2200	70	1668	48	0	10		60	0
22	4600	2900	65	1685	20	190	45		55	20

Варианты заданий для лабораторной работы «Составление геолого-статистического разреза»

Вариант 1							
Горизонт К ₁ месторождения «Лесное»							
№ скважины		1	2	3	4	5	6
Палеоглубины границ пласта, м	кровл и	1000					
	подош вы	1140	1145	1150	1154	1148	1151
Интервалы палеоглубин залегания песчаных пропластков, м		1005- 1021	1007- 1022	1008- 1022	1009- 1017	1008- 1016	1009- 1012
		1028- 1037	1028- 1034	1029- 1033	1049- 1061	1045- 1061	1049- 1061
		1112- 1133	1053- 1064	1054- 1062	1088- 1101	1089- 1096	
			1086- 1102	1089- 1096	1114- 1123		
			1114- 1124	1115- 1131			
			1128- 1132				
Вариант 2							
Горизонт I ₂ месторождения «Верхнее»							
№ скважины		1	2	3	4	5	6
Палеоглубины границ пласта, м	кровл и	2000					
	подош вы	2137	2142	2148	2144	2145	2135
Интервалы палеоглубин залегания песчаных пропластков, м			2016- 2035	2012- 2031	2017- 2032	2044- 2061	2043- 2055
		2078- 2091	2076- 2092	2044- 2065	2044- 2063	2075- 2085	2076- 2081
		2109- 2115	2107- 2118	2078- 2092	2076- 2084	2119- 2131	
				2109- 2115	2108- 2114		
					2119- 2132		
Вариант 3							
Горизонт Т месторождения «Хольское»							
№ скважины		1	2	3	4	5	6
Палеоглубины границ пласта, м	кровл и	1600					
	подош вы	1739	1742	1745	1748	1747	1744
Интервалы палеоглубин			1608- 1619	1607- 1624	1607- 1621	1608- 1619	1608- 1614

залегания песчаных пропластков, м		1629- 1645	1630- 1642	1629- 1641	1629- 1646	1655- 1664	1716- 1734
		1682- 1696	1684- 1693	1656- 1672	1655- 1664	1682- 1692	
		1699- 1712	1698- 1704	1682- 1692	1682- 1691	1719- 1735	
				1698- 1701	1721- 1734		
				1724- 1735			
Вариант 4							
Горизонт К ₂ месторождения «Приграничное»							
№ скважины		1	2	3	4	5	6
Палеоглубины границ пласта, м	кровл и	1800					
	подош вы	1946	1940	1938	1935	1943	1939
Интервалы палеоглубин залегания песчаных пропластков, м			1815- 1825	1816- 1822	1828- 1842	1824- 1842	1821- 1841
		1854- 1873	1855- 1871	1833- 1842	1855- 1866	1856- 1866	1856- 1862
		1904- 1922	1902- 1921	1855- 1871	1902- 1915	1879- 1888	1877- 1892
				1903- 1921		1905- 1913	
Вариант 5							
Горизонт К _{1с} месторождения «Солнечное»							
№ скважины		1	2	3	4	5	6
Палеоглубины границ пласта, м	кровл и	3000					
	подош вы	3152	3147	3141	3144	3149	3150
Интервалы палеоглубин залегания песчаных пропластков, м			3008- 3021	3007- 3013	3042- 3063	3042- 3071	3043- 3082
		3088- 3102	3087- 3102	3042- 3062	3089- 3096	3088- 3094	3104- 3121
		3109- 3127	3109- 3121	3086- 3103	3107- 3112	3105- 3113	
				3108- 3115			
Вариант 6							
Горизонт I ₂ месторождения «Северное»							
№ скважины		1	2	3	4	5	6
Палеоглубины границ пласта, м	кровл и	4100					
	подош вы	4238	4246	4244	4248	4242	4240
Интервалы палеоглубин			4106- 4115	4102- 4114	4107- 4121	4104- 4117	4106- 4117

залегания песчаных пропластков, м		4131- 4140	4149- 4165	4130- 4142	4132- 4139	4129- 4144	4148- 4156
		4154- 4161	4174- 4186	4151- 4159	4178- 4198	4177- 4196	4227- 4233
		4180- 4210	4193- 4205	4174- 4198	4219- 4243	4226- 4237	
		4219- 4229	4225- 4240	4222- 4234			
Вариант 7							
Горизонт I ₁ месторождения «Восход»							
№ скважины		1	2	3	4	5	6
Палеоглубины границ пласта, м	кровли	2500					
	подошвы	2647	2638	2644	2646	2635	2640
Интервалы палеоглубин залегания песчаных пропластков, м			2506- 2513	2511- 2519	2543- 2559	2546- 2556	2513- 2518
		2536- 2557	2539- 2549	2536- 2554	2574- 2585	2582- 2594	2568- 2582
		2574- 2584	2575- 2594	2579- 2591	2591- 2597	2611- 2626	2614- 2631
		2586- 2595	2617- 2634	2617- 2640	2621- 2633		
		2613- 2638					
Вариант 8							
Горизонт Р ₃ месторождения «Северо-Ставропольское»							
№ скважины		1	2	3	4	5	6
Палеоглубины границ пласта, м	кровли	1000					
	подошвы	1150	1142	1148	1146	1139	1149
Интервалы палеоглубин залегания песчаных пропластков, м			1013- 1027	1009- 1017	1015- 1024	1044- 1063	1035- 1051
		1053- 1079	1046- 1058	1053- 1080	1058- 1073	1099- 1108	1066- 1077
		1092- 1113	1071- 1085	1098- 1107	1127- 1144		1108- 1118
		1124- 1137	1097- 1109	1134- 1146			1133- 1145
		1142- 1147	1128- 1136				
Вариант 9							
Горизонт N ₁ ² с месторождения «Октябрьское»							
№ скважины		1	2	3	4	5	6
Палеоглубины границ пласта, м	кровли	2900					
	подошвы	3055	3049	3044	3051	3042	3050

Интервалы палеоглубин залегания песчаных пропластков, м		2917- 2932	2914- 2919	2917- 2933	2913- 2928	2916- 2933	2908- 2925
		2954- 2974	2921- 2930	2959- 2966	2959- 2963	3028- 3039	2949- 2963
		2981- 2986	2957- 2969	2984- 2995	2980- 2991		2996- 3014
		2993- 3001	2987- 2996	3024- 3036	2999- 3006		3033- 3047
		3018- 3032	3022- 3028				
			3030- 3045				
Вариант 10							
Горизонт I ₃ месторождения «Юбилейное»							
№ скважины		1	2	3	4	5	6
Палеоглубины границ пласта, м	кровл и	4200					
	подошвы	4347	4350	4349	4340	4346	4333
Интервалы палеоглубин залегания песчаных пропластков, м			4210- 4217	4212- 4216	4251- 4260	4213- 4217	4253- 4259
		4218- 4223	4238- 4247	4246- 4256	4276- 4287	4240- 4260	4273- 4290
		4243- 4259	4277- 4291	4274- 4291	4317- 4335	4278- 4287	4301- 4316
		4282- 4288	4330- 4345	4333- 4342		4327- 4338	
		4315- 4341					
Вариант 11							
Горизонт K ₁ месторождения «Ковыльное»							
№ скважины		1	2	3	4	5	6
Палеоглубины границ пласта, м	кровл и	3400					
	подошвы	3552	3549	3555	3559	3544	3548
Интервалы палеоглубин залегания песчаных пропластков, м			3420- 3445	3421- 3424	3452- 3463	3455- 3462	3456- 3461
		3448- 3466	3448- 3467	3450- 3464	3503- 3511	3512- 3518	3487- 3492
		3485- 3491	3486- 3490	3501- 3509	3516- 3524	3523- 3536	3505- 3515
		3507- 3517	3505- 3520	3532- 3545	3535- 3545		3533- 3541
		3536- 3545	3529- 3541				
Вариант 12							
Горизонт Р месторождения «Веселовское»							
№ скважины		1	2	3	4	5	6

Палеоглубины границ пласта, м	кровл и	2800					
	подошвы	2933	2928	2930	2937	2936	2929
Интервалы палеоглубин залегания песчаных пропластков, м			2821- 2831	2806- 2816	2814- 2818	2822- 2831	2815- 2823
		2847- 2858	2852- 2863	2825- 2836	2823- 2829	2851- 2863	2846- 2857
		2898- 2910	2891- 2904	2855- 2864	2856- 2870	2876- 2886	2868- 2879
				2887- 2899	2881- 2893	2909- 2913	2909- 2911
					2907- 2927		
Вариант 13							
Горизонт P ₃ -N ₁ ¹ месторождения «Мирненское»							
№ скважины		1	2	3	4	5	6
Палеоглубины границ пласта, м	кровл и	3600					
	подошвы	3760	3749	3755	3751	3758	3756
Интервалы палеоглубин залегания песчаных пропластков, м		3602- 3608	3606- 3613	3609- 3614	3611- 3619	3609- 3614	3641- 3647
		3639- 3649	3662- 3670	3638- 3650	3639- 3647	3637- 3649	3678- 3693
		3676- 3695	3673- 3694	3677- 3693	3668- 3680	3678- 3697	
		3733- 3744	3729- 3737	3734- 3743	3686- 3697	3719- 3739	
Вариант 14							
Горизонт N ₁ ² с месторождения «Журавское»							
№ скважины		1	2	3	4	5	6
Палеоглубины границ пласта, м	кровл и	3200					
	подошвы	3339	3334	3341	3337	3342	3346
Интервалы палеоглубин залегания песчаных пропластков, м			3209- 3218	3213- 3227	3208- 3215	3205- 3216	3203- 3215
		3265- 3279	3225- 3238	3252- 3266	3224- 3237	3227- 3233	3225- 3234
		3315- 3328	3263- 3273	3315- 3323	3268- 3274	3267- 3274	3265- 3275
			3316- 3325		3319- 3321	3318- 3320	3320- 3324
Вариант 15							
Горизонт N ₁ ² kr месторождения «Ставропольское»							
№ скважины		1	2	3	4	5	6
Палеоглубины	кровл и	1900					

границ пласта, м	подош вы	2031	2038	2040	2029	2036	2044
Интервалы палеоглубин залегания песчаных пропластков, м			1924- 1938	1920- 1941	1924- 1938	1926- 1936	1928- 1935
		1955- 1963	1961- 1972	1953- 1963	1959- 1973	1957- 1965	1964- 1976
		1967- 1975	2008- 2017	1970- 1975	2015- 2025	1974- 1982	1994- 2003
				2013- 2024		2011- 2019	2036- 2042
Вариант 16							
Горизонт Р ₃ ch месторождения «Сенгилеевское»							
№ скважины		1	2	3	4	5	6
Палеоглуб ины границ пласта, м	кровл и	2100					
	подош вы	2244	2138	2148	2143	2145	2140
Интервалы палеоглубин залегания песчаных пропластков, м			2108- 2113	2141- 2157	2140- 2147	2137- 2143	2109- 2114
		2146- 2155	2134- 2158	2189- 2194	2153- 2165	2147- 2157	2149- 2155
		2218- 2231	2165- 2174	2225- 2236	2214- 2226	2188- 2205	2189- 2193
			2213- 2224			2223- 2238	2216- 2227
Вариант 17							
Горизонт N ₁ ³ s месторождения «Темиргоевское»							
№ скважины		1	2	3	4	5	6
Палеоглуб ины границ пласта, м	кровл и	3000					
	подош вы	3152	3155	3149	3156	3146	3150
Интервалы палеоглубин залегания песчаных пропластков, м			3010- 3019	3015- 3023	3017- 3022	3056- 3063	3019- 3024
		3054- 3062	3060- 3071	3059- 3071	3051- 3057	3068- 3076	3049- 3062
		3067- 3076	3136- 3147	3129- 3137	3069- 3077	3128- 3137	3134- 3147
		3127- 3143			3135- 3146		
Вариант 18							
Горизонт N ₁ ³ m месторождения «Славянское»							
№ скважины		1	2	3	4	5	6
Палеоглуб ины границ пласта, м	кровл и	1200					
	подош вы	1335	1339	1341	1334	1333	1338
Интервалы палеоглубин		1223- 1233	1218- 1225	1231- 1237	1219- 1226	1224- 1234	1227- 1233

залегания песчаных пропластков, м	1249- 1258	1230- 1237	1255- 1260	1248- 1257	1253- 1267	1248- 1259
	1282- 1291	1253- 1262	1313- 1325	1315- 1324	1317- 1322	1284- 1292
	1318- 1323	1316- 1323				

**Варианты заданий для
«Изучение геологической горизонты»
Вариант 1**

№ сква- жины	Толщи на горизо нта А, м	Проницае мые пропластк и	Толщина проницаем ых пропластко в, м
58	28	<i>a</i>	0
		<i>б</i>	4
		<i>в</i>	0
69	31	<i>a</i>	8
		<i>б</i>	7
		<i>в</i>	9
70	24	<i>a</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	3
80	31	<i>a</i>	} 25
		<i>б</i>	
		<i>в</i>	
81	25	<i>a</i>	5
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	0
91	22	<i>a</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	8
92	28	<i>a</i>	} 14
		<i>б</i>	
		<i>в</i>	
102	27	<i>a</i>	8
		<i>б</i>	4
		<i>в</i>	6
103	29	<i>a</i>	7
		<i>б</i>	5
		<i>в</i>	7
104	26	<i>a</i>	} 11
		<i>б</i>	
		<i>в</i>	
114	18	<i>a</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	0
115	21	<i>a</i>	0
		<i>б</i>	3
		<i>в</i>	0
116	22	<i>a</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	6
125	24	<i>a</i>	5
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	0

126	27	<i>a</i>	4
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	7
136	29	<i>a</i>	8
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	9

**Приложение Д
лабораторной работы
неоднородности продуктивного**

Вариант 2

№ сква- жины	Толщин а горизон та А, м	Проницаем ые пропластки	Толщина проницаемы х пропластков, м
137	21	<i>a</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	7
147	24	<i>a</i>	6
		<i>б</i>	7
		<i>в</i>	0
148	28	<i>a</i>	0
		<i>б</i>	8
		<i>в</i>	12
157	25	<i>a</i>	11
		<i>б</i>	6
		<i>в</i>	0
158	26	<i>a</i>	5
		<i>б</i>	} 13
		<i>в</i>	
159	27	<i>a</i>	0
		<i>б</i>	} 15
		<i>в</i>	
167	34	<i>a</i>	12
		<i>б</i>	7
		<i>в</i>	6
168	26	<i>a</i>	0
		<i>б</i>	} 15
		<i>в</i>	
169	19	<i>a</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	0
176	21	<i>a</i>	8
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	0
177	19	<i>a</i>	0
		<i>б</i>	7
		<i>в</i>	0

178	20	<i>a</i>	7
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	0
184	23	<i>a</i>	6
		<i>б</i>	5
		<i>в</i>	0
185	21	<i>a</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	7
192	35	<i>a</i>	0
		<i>б</i>	10
		<i>в</i>	9

Вариант 3

№ сква- жины	Толщин а горизон та А, м	Проницаем ые пропластки	Толщина проницаемы х пропластков, м
199	35	<i>a</i>	0
		<i>б</i>	} 26
		<i>в</i>	
200	36	<i>a</i>	6
		<i>б</i>	8
		<i>в</i>	5
206	39	<i>a</i>	7
		<i>б</i>	21
		<i>в</i>	0
207	38	<i>a</i>	} 24
		<i>б</i>	
		<i>в</i>	7
208	41	<i>a</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	0
213	35	<i>a</i>	} 26
		<i>б</i>	
		<i>в</i>	0
214	24	<i>a</i>	0
		<i>б</i>	12
		<i>в</i>	6
215	18	<i>a</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	0
219	32	<i>a</i>	9
		<i>б</i>	16
		<i>в</i>	0
220	28	<i>a</i>	7
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	8
221	24	<i>a</i>	0
		<i>б</i>	11

223	29	<i>в</i>	0
		<i>a</i>	13
		<i>б</i>	0
224	27	<i>в</i>	8
		<i>a</i>	0
		<i>б</i>	12
225	22	<i>в</i>	7
		<i>a</i>	8
		<i>б</i>	0
226	26	<i>в</i>	0
		<i>a</i>	8
		<i>б</i>	0
227	21	<i>в</i>	8
		<i>a</i>	6
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	0

Вариант 4

№ сква- жины	Толщин а горизон та А, м	Проницаем ые пропластки	Толщина проницаемы х пропластков, м
18	31	<i>a</i>	0
		<i>б</i>	} 22
		<i>в</i>	
24	30	<i>a</i>	0
		<i>б</i>	} 21
		<i>в</i>	
25	37	<i>a</i>	7
		<i>б</i>	15
		<i>в</i>	7
31	31	<i>a</i>	6
		<i>б</i>	10
		<i>в</i>	0
32	28	<i>a</i>	0
		<i>б</i>	8
		<i>в</i>	5
33	26	<i>a</i>	8
		<i>б</i>	6
		<i>в</i>	0
39	24	<i>a</i>	} 16
		<i>б</i>	
		<i>в</i>	0
40	21	<i>a</i>	8
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	0
41	26	<i>a</i>	10
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	7
		<i>a</i>	7

48	24	<i>б</i>	9
		<i>в</i>	0
49	22	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	6
50	12	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	0
59	17	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	8
60	28	<i>а</i>	7
		<i>б</i>	6
		<i>в</i>	8
71	19	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	5
		<i>в</i>	0

Вариант 5

№ сква- жины	Толщин а горизон та А, м	Проницаем ые пропластки	Толщина проницаемы х пропластков, м
42	21	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	12
51	30	<i>а</i>	8
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	14
52	39	<i>а</i>	9
		<i>б</i>	23
		<i>в</i>	
61	20	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	11
62	36	<i>а</i>	8
		<i>б</i>	7
		<i>в</i>	10
63	34	<i>а</i>	
		<i>б</i>	27
		<i>в</i>	
72	26	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	8
		<i>в</i>	7
73	19	<i>а</i>	6
		<i>б</i>	0

		<i>в</i>	0
74	23	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	7
		<i>в</i>	8
82	19	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	12
		<i>в</i>	0
83	17	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	9
84	16	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	0
93	25	<i>а</i>	6
		<i>б</i>	9
		<i>в</i>	0
94	17	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	8
		<i>в</i>	0
105	18	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	11
		<i>в</i>	0

Вариант 6

№ сква- жины	Толщин а горизон та А, м	Проницаем ые пропластки	Толщина проницаемы х пропластков, м
85	38	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	
		<i>в</i>	} 30
95	41	<i>а</i>	7
		<i>б</i>	13
		<i>в</i>	9
96	32	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	12
		<i>в</i>	9
106	26	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	11
		<i>в</i>	0
107	29	<i>а</i>	8
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	11
		<i>а</i>	7

108	31	<i>б</i>	12
		<i>в</i>	0
117	19	<i>а</i>	8
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	0
118	28	<i>а</i>	9
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	10
119	18	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	9
		<i>в</i>	0
127	21	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	8
128	34	<i>а</i>	11
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	12
129	42	<i>а</i>	10
		<i>б</i>	11
		<i>в</i>	12
138	47	<i>а</i>	9
		<i>б</i>	12
		<i>в</i>	18
139	31	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	16
149	39	<i>а</i>	} ¹⁷
		<i>б</i>	
		<i>в</i>	13

Вариант 7

№ сква- жины	Толщин а горизон та А, м	Проницаем ые пропластки	Толщина проницаемы х пропластков, м
120	12	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	0
130	16	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	8
		<i>в</i>	0
131	29	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	14
		<i>в</i>	6
		<i>а</i>	8

140	35	<i>б</i>	12
		<i>в</i>	7
141	28	<i>а</i>	} ¹⁹
		<i>б</i>	
		<i>в</i>	0
142	37	<i>а</i>	} ¹⁶
		<i>б</i>	
		<i>в</i>	12
150	19	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	9
151	24	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	16
		<i>в</i>	0
152	27	<i>а</i>	9
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	10
160	16	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	0
161	25	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	14
		<i>в</i>	0
162	42	<i>а</i>	7
		<i>б</i>	12
		<i>в</i>	11
170	27	<i>а</i>	8
		<i>б</i>	10
		<i>в</i>	0
171	29	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	} ²¹
		<i>в</i>	
179	23	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	12

Вариант 8

№ сква- жины	Толщин а горизон та А, м	Проницаем ые пропластки	Толщина проницаемы х пропластков, м
186	24	<i>а</i>	7
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	8
187	26	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	6
		<i>в</i>	8
		<i>а</i>	0

193	29	<i>б</i>	6
		<i>в</i>	14
194	32	<i>а</i>	8
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	11
195	19	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	0
201	21	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	11
202	29	<i>а</i>	7
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	12
203	18	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	5
209	26	<i>а</i>	6
		<i>б</i>	7
		<i>в</i>	0
210	22	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	8
		<i>в</i>	9
211	21	<i>а</i>	7
		<i>б</i>	7
		<i>в</i>	0
216	18	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	9
		<i>в</i>	0
217	35	<i>а</i>	
		<i>б</i>	27
		<i>в</i>	
218	31	<i>а</i>	} 21
		<i>б</i>	
		<i>в</i>	0
222	19	<i>а</i>	9
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	0

Вариант 9

№ сква- жины	Толщин а горизон та А, м	Проницаем ые пропластки	Толщина проницаемы х пропластков, м
163	17	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	7
		<i>а</i>	0

172	26	<i>б</i>	8
		<i>в</i>	9
173	18	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	9
		<i>в</i>	0
180	33	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	} 26
		<i>в</i>	
181	28	<i>а</i>	} 17
		<i>б</i>	
		<i>в</i>	0
182	21	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	10
		<i>в</i>	0
188	35	<i>а</i>	9
		<i>б</i>	8
		<i>в</i>	9
189	17	<i>а</i>	8
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	0
190	33	<i>а</i>	10
		<i>б</i>	7
		<i>в</i>	6
196	16	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	0
197	36	<i>а</i>	9
		<i>б</i>	7
		<i>в</i>	8
198	21	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	12
204	18	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	0
205	32	<i>а</i>	8
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	16
212	20	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	11

Вариант 10

№ сква- жины	Толщин а горизон та А, м	Проницаем ые пропластки	Толщина проницаемы х пропластков, м
		<i>а</i>	7

1	26	<i>б</i>	0
		<i>в</i>	11
2	21	<i>а</i>	8
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	0
3	15	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	9
4	27	<i>а</i>	9
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	10
5	30	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	9
		<i>в</i>	12
6	16	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	0
7	35	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	} 26
		<i>в</i>	
8	20	<i>а</i>	10
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	0
9	20	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	11
10	31	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	12
		<i>в</i>	13
11	36	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	16
		<i>в</i>	11
13	17	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	9
		<i>в</i>	0
14	43	<i>а</i>	} 26
		<i>б</i>	
		<i>в</i>	9
19	22	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	13
		<i>в</i>	1

жины	горизон	пропластки	х
та А, м			пропластков,
			м
12	31	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	} 26
		<i>в</i>	
15	27	<i>а</i>	} 19
		<i>б</i>	
		<i>в</i>	0
16	39	<i>а</i>	8
		<i>б</i>	9
		<i>в</i>	14
17	33	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	10
		<i>в</i>	13
20	24	<i>а</i>	6
		<i>б</i>	8
		<i>в</i>	0
21	17	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	9
22	21	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	12
23	13	<i>а</i>	5
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	0
26	17	<i>а</i>	8
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	0
27	15	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	0
28	16	<i>а</i>	6
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	8
29	22	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	10
34	17	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	9
35	21	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	13
		<i>в</i>	0
43	29	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	12
		<i>в</i>	11

Вариант 11

№ сква-	Толщин а	Проницаем ые	Толщина проницаемы
---------	----------	--------------	--------------------

Вариант 12

№ сква- жины	Толщин а горизон та А, м	Проницаем ые пропластки	Толщина проницаемы х пропластков, м
44	26	<i>a</i>	0
		<i>б</i>	14
		<i>в</i>	0
53	28	<i>a</i>	0
		<i>б</i>	12
		<i>в</i>	8
54	25	<i>a</i>	5
		<i>б</i>	11
		<i>в</i>	0
64	18	<i>A</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	0
65	36	<i>a</i>	} 16
		<i>б</i>	
		<i>в</i>	12
75	21	<i>a</i>	0
		<i>б</i>	13
		<i>в</i>	0
76	20	<i>a</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	11
77	25	<i>a</i>	0
		<i>б</i>	8
		<i>в</i>	9
86	25	<i>a</i>	8
		<i>б</i>	10
		<i>в</i>	0
87	19	<i>a</i>	9
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	0
88	23	<i>a</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	14
97	20	<i>a</i>	0
		<i>б</i>	11
		<i>в</i>	0
98	18	<i>a</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	6
109	17	<i>a</i>	7
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	0
110	16	<i>a</i>	0
		<i>б</i>	0

	<i>в</i>	6
121	29	} 21
		0

Вариант 13

№ сква- жины	Толщин а горизон та А, м	Проницаем ые пропластки	Толщина проницаемы х пропластков, м
30	23	<i>a</i>	6
		<i>б</i>	8
		<i>в</i>	0
36	24	<i>a</i>	0
		<i>б</i>	9
		<i>в</i>	7
37	18	<i>a</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	0
38	27	<i>a</i>	8
		<i>б</i>	10
		<i>в</i>	0
45	17	<i>a</i>	0
		<i>б</i>	9
		<i>в</i>	0
46	16	<i>a</i>	7
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	0
47	31	<i>a</i>	0
		<i>б</i>	} 23
		<i>в</i>	
55	25	<i>a</i>	0
		<i>б</i>	8
		<i>в</i>	9
56	15	<i>a</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	0
57	39	<i>a</i>	9
		<i>б</i>	12
		<i>в</i>	10
66	39	<i>a</i>	0
		<i>б</i>	8
		<i>в</i>	13
67	28	<i>a</i>	8
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	12
68	32	<i>a</i>	} 24
		<i>б</i>	
		<i>в</i>	0
78	20	<i>a</i>	0
		<i>б</i>	0

		<i>в</i>	11
79	29	<i>а</i>	} 21
		<i>б</i>	
		<i>в</i>	
			0

Вариант 14

№ сква- жины	Толщин а горизон та А, м	Проницаем ые пропластки	Толщина проницаемы х пропластков, м
122	19	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	10
132	20	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	12
		<i>в</i>	0
133	17	<i>а</i>	8
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	0
143	24	<i>а</i>	} 17
		<i>б</i>	
		<i>в</i>	
			0
144	22	<i>а</i>	6
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	8
153	18	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	9
154	14	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	0
155	35	<i>а</i>	6
		<i>б</i>	} 23
		<i>в</i>	
164	16	<i>а</i>	8
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	0
165	15	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	8
166	38	<i>а</i>	7
		<i>б</i>	} 20
		<i>в</i>	
174	19	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	9
		<i>а</i>	5

175	14	<i>б</i>	0
		<i>в</i>	0
183	15	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	8
		<i>в</i>	0
191	18	<i>а</i>	0
		<i>б</i>	0
		<i>в</i>	12

Вариант 15

№ сква- жины	Толщин а горизон та А, м	Проницаем ые пропластки	Толщина проницаемы х пропластков, м
		<i>а</i>	7
89	14	<i>б</i>	0
		<i>в</i>	0
		<i>а</i>	0
90	30	<i>б</i>	12
		<i>в</i>	11
		<i>а</i>	8
99	25	<i>б</i>	0
		<i>в</i>	10
		<i>а</i>	0
100	15	<i>б</i>	0
		<i>в</i>	0
		<i>а</i>	0
101	31	<i>б</i>	} 23
		<i>в</i>	
		<i>а</i>	0
111	30	<i>б</i>	9
		<i>в</i>	12
		<i>а</i>	9
112	40	<i>б</i>	10
		<i>в</i>	14
		<i>а</i>	0
113	21	<i>б</i>	} 11
		<i>в</i>	
		<i>а</i>	} 24
123	41	<i>б</i>	
		<i>в</i>	10
		<i>а</i>	0
124	32	<i>б</i>	11
		<i>в</i>	12
		<i>а</i>	8

134	30	$\bar{b}$	0
		$\bar{e}$	12
		a	0
135	18	$\bar{b}$	10
		$\bar{e}$	0
		a	9
145	26	$\bar{b}$	9
		$\bar{e}$	0
		a	0

146	19	$\bar{b}$	0
		$\bar{e}$	11
		a	7
156	36	$\bar{b}$	8
		$\bar{e}$	12

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

Методические указания

для обучающихся по организации и проведению самостоятельной работы

«Нефтегазопромысловая геология»

для студентов направления подготовки

21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. Общие положения

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

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

К основным видам самостоятельной работы студентов относятся:

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

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

Процесс организации самостоятельной работы студентов включает в себя следующие

этапы:

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

Самостоятельная работа по дисциплине «Нефтегазопромысловая геология» направлена на формирование следующих компетенций:

Код	Формулировка
ПК-12	Способен выделять пласты-коллекторы и флюидоупоры во вскрытых скважинами разрезах, на сейсмопрофилях, картировать природные резервуары и ловушки нефти и газа

2. Цель и задачи самостоятельной работы

Ведущая цель организации и осуществления СРС совпадает с целью обучения студента

- формирование набора компетенций будущего бакалавра.

При организации СРС важным и необходимым условием становятся формирование умения самостоятельной работы для приобретения знаний, навыков и возможности организации учебной и научной деятельности. Целью самостоятельной работы студентов является овладение фундаментальными знаниями, профессиональными умениями и навыками деятельности по профилю, опытом творческой, исследовательской деятельности. Самостоятельная работа студентов способствует развитию самостоятельности, ответственности и организованности, творческого подхода к решению проблем учебного и профессионального уровня.

Задачами СРС являются:

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

3. Технологическая карта самостоятельной работы студента

Коды реализуемых компетенций, индикатора(ов)	Вид деятельности студентов	Средства и технологии оценки	Объем часов, в том числе		
			СРС	Контактная работа с преподавателем	Всего
6 семестр					
ИД-1 ПК-12	Подготовка к лекциям	Тестирование, собеседование	7,5	0,5	8
ИД-1 ПК-12	Подготовка к практическим занятиям	Тестирование, собеседование	7,5	0,5	8
ИД-2 ПК-12	Самостоятельное изучение литературы	Тестирование, собеседование	55	1	56
Итого за 6 семестр			70	2	72
Итого			70	2	72

4. Порядок выполнения самостоятельной работы студентом

4.1. Методические рекомендации по работе с учебной литературой

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Основные виды систематизированной записи прочитанного:

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

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

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

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

Конспектирование – краткое и последовательное изложение содержания прочитанного. Конспект – сложный способ изложения содержания книги или статьи в логической последовательности. Конспект аккумулирует в себе предыдущие виды записи, позволяет всесторонне охватить содержание книги, статьи. Поэтому умение составлять план, тезисы,

делать выписки и другие записи определяет и технологию составления конспекта.

Методические рекомендации по составлению конспекта:

а. Внимательно прочитайте текст. Уточните в справочной литературе непонятные слова. При записи не забудьте вынести справочные данные на поля конспекта.

2. Выделите главное, составьте план.

3. Кратко сформулируйте основные положения текста, отметьте аргументацию автора.

а. Законспектируйте материал, четко следуя пунктам плана. При конспектировании старайтесь выразить мысль своими словами. Записи следует вести четко, ясно.

б. Грамотно записывайте цитаты. Цитируя, учитывайте лаконичность, значимость мысли.

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

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

4.2. Методические рекомендации по подготовке к лабораторным занятиям

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

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

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

4.3. Методические рекомендации по самопроверке знаний

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

В случае необходимости нужно еще раз внимательно разобраться в материале.

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

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

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

Порядок выполнения контрольной работы «Подсчет запасов нефтяной залежи объемным методом»

Контрольная работа выполняется студентом по индивидуальному заданию на основе исходных данных (приложение 3). Все построения выполняются на планшетах формата А4 в едином масштабе.

В ходе выполнения подсчета геологических запасов залежи нефти объемным методом необходимо последовательно построить следующий набор карт:

- по кровле продуктивного пласта с нанесением внешнего контура нефтеносности ВНК;
- по подошве продуктивного пласта с нанесением внутреннего контура ВНК;
- эффективных толщин;
- нефтенасыщенных толщин.

Структурная карта отображает геологическое строение, морфологию, размеры, глубину залегания картируемого горизонта. На криволинейных участках изгиба изогипс простирание в любой точке направлено по касательной к данной точке, а падение – перпендикулярно к ней. При уменьшении углов падения пластов изогипсы будут расходиться и, наоборот, при увеличении углов падения будут сближаться.

Эффективная толщина (толщина коллектора, насыщенного нефтью или водой), определяется разницей отметок подошвы и кровли проницаемого интервала.

Нефтенасыщенная толщина (толщина коллектора, насыщенного только нефтью) может быть равна эффективной, если весь пласт насыщен нефтью, или быть меньше, когда часть коллектора водонасыщена.

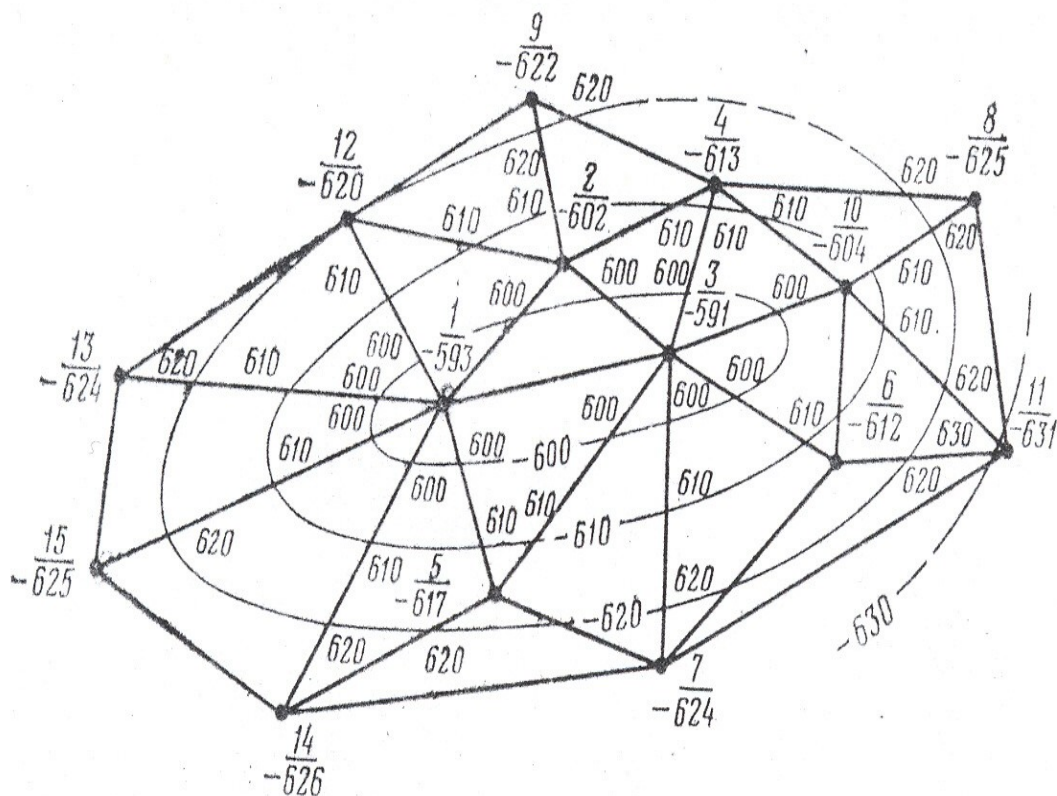


Рис.15. Построение структурной карты по способу треугольников
В числителе дроби – номер скважины,
в знаменателе – абсолютная отметка кровли (подошвы) пласта.

Построение структурных карт по кровле и подошве продуктивного пласта выполняется в системе плоских прямоугольных координат Гаусса-Крюгера методом треугольников. Сечение изогипс принимается кратной 10 метрам. При проведении интерполяции значений абсолютных отметок между двумя соседними скважинами предполагается, что их изменение происходит по линейному закону.

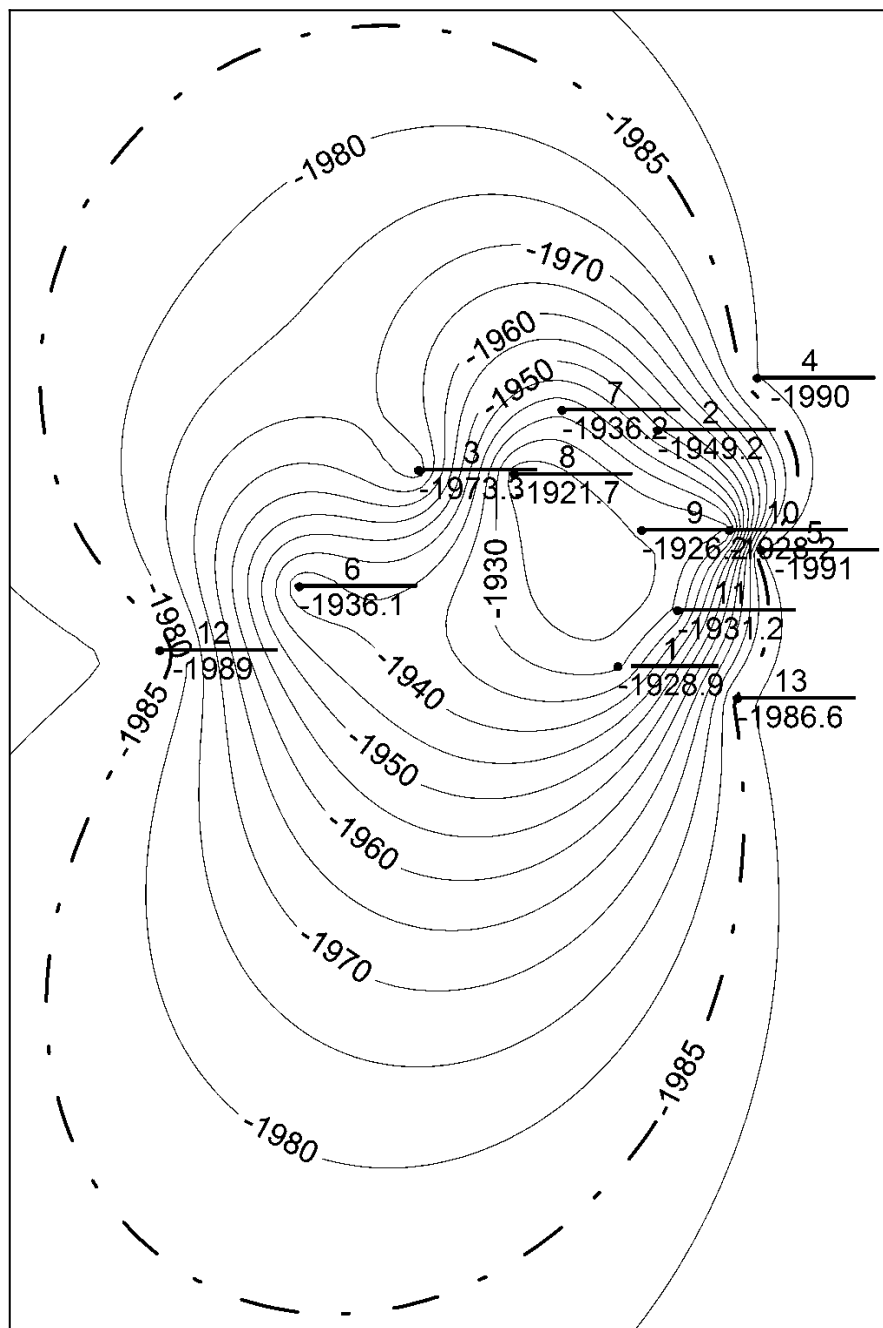
На топографическую основу по координатам наносится местоположения скважин (рис.15). Рядом со скважиной показывают: в числителе – номер скважины, в знаменателе – абсолютную отметку кровли пласта. Способ для составления структурных карт состоит в том, что скважины соединяют линиями так, чтобы образовалась система треугольников. Затем проводят интерполяцию между скважинами. Если абсолютная отметка кровли пласта в скважине 1 (рис.15) составляет минус 593 м и в скважине 15 – минус 625 м, то интерполяция проводится таким образом, чтобы найти точки с отметками изогипс: – 600 м; – 610 м; – 620 м. Затем одноименные отметки соединяют плавными линиями.

На рис.16, 17 приведены структурные карты, построенные по кровле и подошве продуктивного пласта. Задаваясь данными из прил.3, на структурные карты кровли и подошвы пласта наносят изогипсу с горизонтальным положением водонефтяного контакта (минус 1985 м – на рис.16, 17). Изогипса отметки ВНК на карте кровли продуктивного пласта является внешним контуром нефтеносности, ограничивая размеры нефтяной залежи. Изогипса отметки ВНК на карте подошвы продуктивного пласта является внутренним контуром нефтеносности, ограничивая размеры чистой нефтяной зоны (ЧНЗ) залежи.

Площадь между внутренним и внешним контурами нефтеносности составляет водо-нефтяную зону (ВНЗ), в ее пределах находятся как нефтенасыщенные (выше ВНК), так и

водонасыщенные (ниже ВНК) коллекторы. При перфорации на всю эффективную толщину скважины, находящиеся в ВНЗ, дают одновременно нефть и воду. Поэтому для скважин в ВНЗ перфорируют только верхнюю нефтенасыщенную часть.

Карта эффективных толщин (рис.18) строится путем интерполяции значений толщин коллекторов в скважинах. Сечение изопакит принимается в зависимости от толщин кратной 1-му или 2-м метрам. Далее на карту эффективных толщин копируют внешний и внутренний контуры нефтеносности, снятых со структурных карт кровли и подошвы. Эта карта имеет важное значение при проектировании системы заводнения.



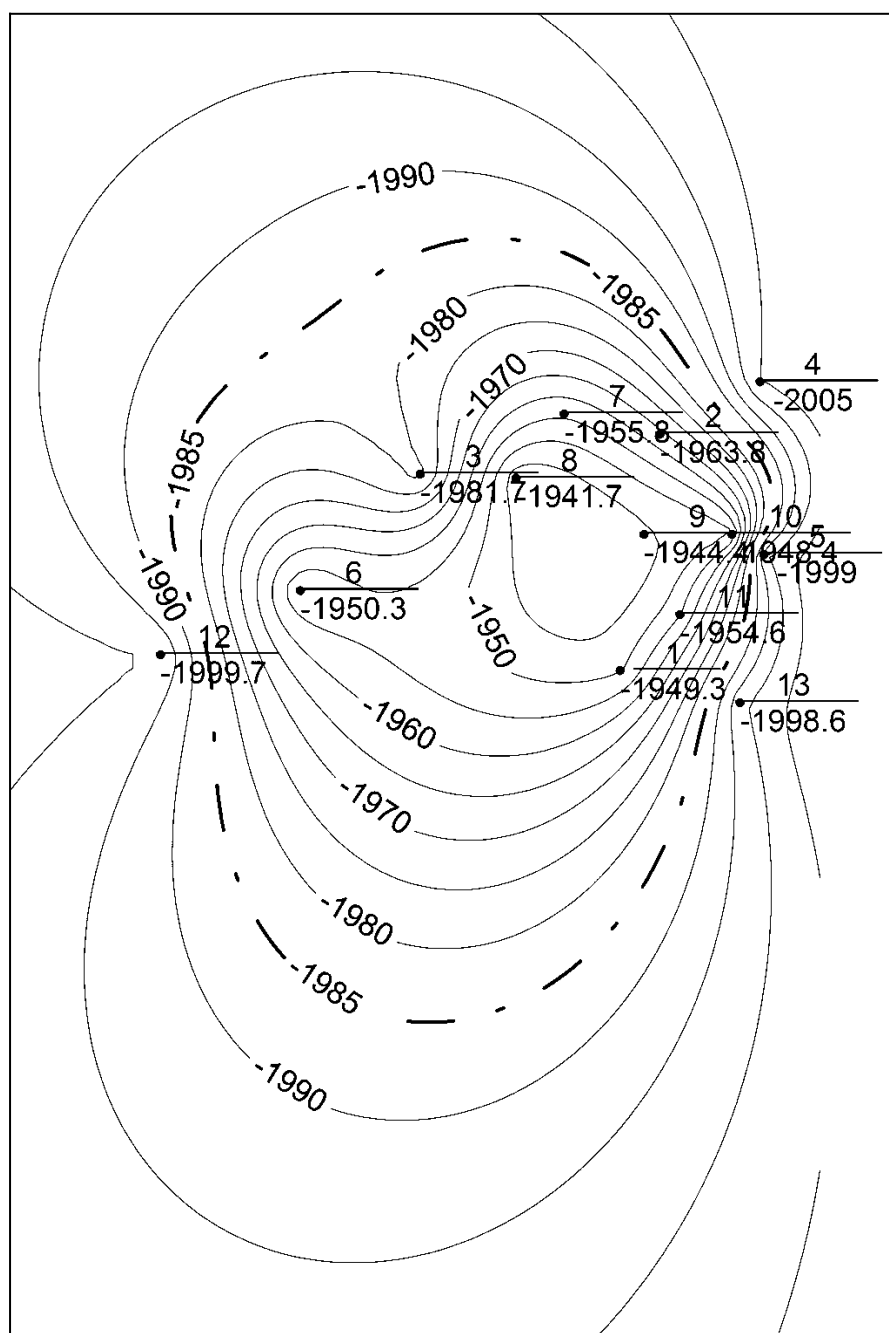
Масштаб 1:75000

Рис.16. Структурная карта по кровле продуктивного пласта

Условные обозначения:

- стратозогипса кровли пласта
- внешний контур нефтеносности
- номер скважины
- абсолютная отметка кровли пласта

4
-1990



Масштаб 1:75000

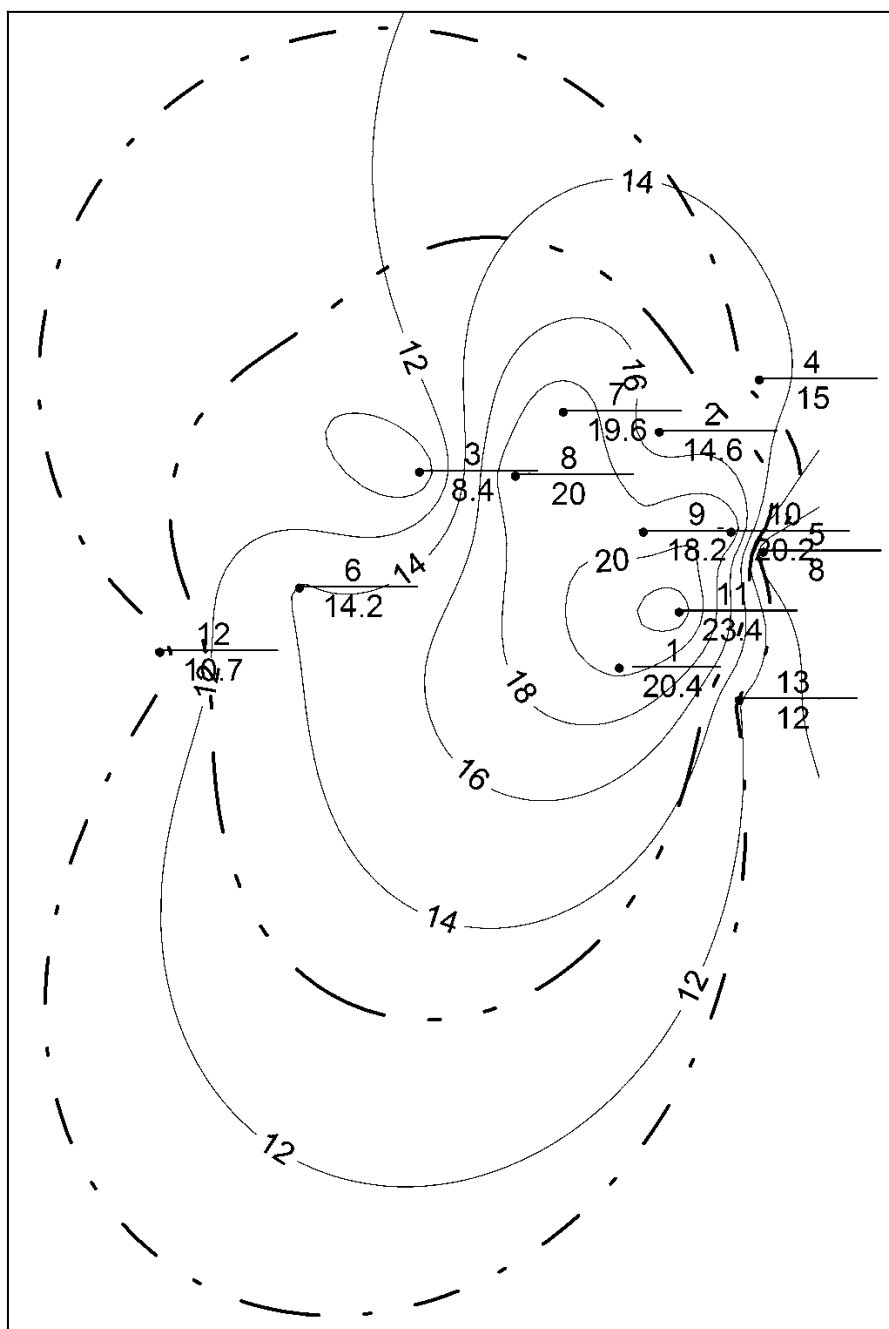
Рис.17. Структурная карта по подошве продуктивного пласта

Условные обозначения:

- стратоизогипса подошвы пласта
- — — — — внутренний контур нефтеносности

4
-2005

- номер скважины
- абсолютная отметка подошвы пласта



Масштаб 1:75000

Рис.18. Карта эффективных толщин

Условные обозначения:

- - изолиния эффективных толщин
- . - - - - - внешний контур нефтеносности
- . . - - - - - внутренний контур нефтеносности
- 4

15

номер скважины

эффективная толщина

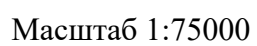
Таблица 1

	$F, \text{см}^2$	$F, \text{м}^2$	$h_n, \text{м}$	$V, \text{м}^3$
F_1	...	...	...	...
F_2	...	...	...	...
...	...	...	...	...
F_3	...	...	...	...
Итого:	...	...	...	...

Построение карты нефтенасыщенных толщин (рис.19) производится следующим образом. Первоначально на планшет со структурных карт переносятся местоположение скважин, внешний и внутренний контуры нефтеносности. В пределах внутреннего контура нефтеносности полностью переносится рисовка с карты эффективных толщин, так как в пределах ЧНЗ залежи находятся только нефтенасыщенные коллекторы. После этого проводится интерполяция значений нефтенасыщенных толщин с учетом нулевой изопахиты на внешнем контуре.

Подсчет геометрического объема залежи нефти осуществляется с помощью подсчетной палетки. Для этого на прозрачной кальке наносится сетка с ячейками 1х1 см, после чего готовится таблица по образцу (табл.1).

Например, путем наложения палетки на карту нефтенасыщенных толщин (рис.19) можно последовательно произвести расчет площадей, оконтуренных изопахитами от нуля до 4 м (F_{0-4}), от 4 до 8 м (F_{4-8}), от 8 до 12 м (F_{8-12}), от 12-16 м (F_{12-18}), от 16 до 20 м (F_{16-20}) и более 20 м (F_{20}). Результат для каждой рассчитанной площади вносится в графу « $F, \text{см}^2$ » таблицы 1. Затем с учетом масштаба результаты пересчитываются в м^2 и вносятся в графу « $F, \text{м}^2$ ».



Условные обозначения:

- | | | |
|---|---|--|
|  | - | изолиния нефтенасыщенных толщин |
| | - | внешний контур нефтеносности |
|  | - | внутренний контур нефтеносности |
|  | - | <u>номер скважины</u>
эффективная толщина |

Далее в графу « h_n , м» таблицы 1 заносятся средние значения толщин, ограниченных изолиниями расчетных площадей. Например, для площади F_{0-4} , ограниченной изопахитами от нуля до 4, среднее значение $h_n=2$ м. Произведение каждой площади на толщину Fh_n позволяет рассчитать объем V соответствующего участка нефтеносного пласта. Геометрический объем всей залежи определяется путем их последующего суммирования:

$$V=F_1h_{n1}+F_2h_{n2}+...+F_nh_{nn}$$

Расчет геологических запасов нефти (тыс.т) производится по формуле объемного метода:

$$Q_{\text{геол}} = VK_n K_{\text{н}} \rho \theta, \text{ где}$$

V – геометрический объем нефтеносного пласта, м³;

K_n – коэффициент открытой пористости, д.е.;

$K_{\text{н}}$ – коэффициент нефтенасыщенности, д.е.;

ρ – плотность нефти на поверхности, кг/м³;

θ – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти: $\theta=1/b$;

b – объемный коэффициент пластовой нефти.

Извлекаемые запасы нефти (тыс.т) рассчитываются как часть геологических с учетом принятого коэффициента извлечения нефти:

$$Q_{\text{изв}} = Q_{\text{геол}} K_{\text{ИН}}$$

Геологические и извлекаемые запасы растворенного в нефти газа (млн м³) рассчитываются через начальное газосодержание нефти G :

$$Q_{\text{геол-рг}} = Q_{\text{геол}} G \text{ и } Q_{\text{изв-рг}} = Q_{\text{изв}} G$$

В результирующей части контрольной работы должны быть приведены величины геологических и извлекаемых запасов для нефти (тыс.т) и растворенного в нефти газа (млн м³).

Критерии оценивания компетенций

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

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

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

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

Список источников для выполнения СРС

Перечень основной литературы

- 1 Брагин, Ю. И. Нефтегазопромысловая геология : статическое геологическое моделирование залежей углеводородов / Ю. И. Брагин, Г. П. Кузнецова. - М. : Недра, 2013. - 109 с. : ил., табл., цв. ил. ; 24 см. - Библиогр.: с. 108. - ISBN 978-5-8365-0407-6
- 2 Каналин, В. Г. Справочник геолога нефтегазоразведки : нефтегазопромысловая геология и гидрогеология : учебно-практическое пособие / В.Г. Каналин. - Москва : Инфра-Инженерия, 2016. - 416 с. : табл., схем. - <http://biblioclub.ru/>. - ISBN 978-5-9729-0067-1

Перечень дополнительной литературы

- 1 Иванова, М. М. Нефтегазопромысловая геология : учебник / М.М. Иванова, И.П.

- Чоловский, Ю.И. Брагин. - М. : Недра-Бизнесцентр, 2000. - 414 с. - Библиогр.: с. 410-411. - ISBN 5-8365-0032-0
- 2 Нефтегазопромысловая геология : терминологический справочник / под ред. М. М. Ивановой. - М. : Недра, 1983. - 262 с. : ил. - Библиогр.: с. 241-242
 - 3 Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеродов : учебник / И.П. Чоловский, М.М. Иванова, И.С. Гутман [и др.]. - М. : Нефть и газ РГУ Нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. - 456 с. - Библиогр.: с. 445-448. - ISBN 5-7246-0195-8
 - 4 Справочник по нефтепромысловой геологии / под ред. Н. Е. Быкова, М. И. Максимова, А. Я. Фурсова. - М. : Недра, 1981. - 525 с. - Библиогр.: с. 521-523

Перечень учебно-методического обеспечения самостоятельной работы обучающихся по дисциплине

1. Методические указания по выполнению практических работ по дисциплине по дисциплине «Нефтегазопромысловая геология». Ставрополь: СКФУ, 2025.

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

1	Электронно-библиотечная система «Университетская библиотека онлайн» - www.biblioclub.ru (Договор № 50-04/19 об оказании информационных услуг от 13.05.2019г.)
2	Электронная библиотечная система «IPRbooks» (ЛИЦЕНЗИОННЫЙ ДОГОВОР № 5168/19 от 13.05.2019 г. на предоставление доступа к электронно-библиотечной системе IPRbooks. Организация: ООО Компания «Ай Пи Ар Медиа»)
3	«eLIBRARY.RU»: [Научная электронная библиотека]. – URL: http://elibrary.ru
4	Информационно-правовой портал "Гарант" - http://www.garant.ru/