

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

*Методические указания к лабораторным работам
для студентов бакалавриата направления 21.03.01*

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2020**

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
Санкт-Петербургский горный университет

Кафедра геологии нефти и газа

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

*Методические указания к лабораторным работам
для студентов бакалавриата направления 21.03.01*

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2020

УДК: 553.98 (470.2) (073)

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА: Методические указания к лабораторным работам / Санкт-Петербургский горный университет. Сост.: *Ю.В. Нефедов, О.М. Прищепя.* СПб, 2020. 75 с.

Предложен перечень лабораторных работ и тем рефератов, соответствующих изучению дисциплины «Геология нефти и газа», а также характеристики нефтей и дополнительный список литературных источников для углубленной подготовки.

Предназначены для студентов бакалавриата направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» специализаций «Бурение нефтяных и газовых скважин», «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки», «Бурение нефтяных и газовых скважин на шельфе», «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта», «Эксплуатация и обслуживание объектов газораспределения и газопотребления», «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи газа, газоконденсата и подземных хранилищ», «Разработка и эксплуатация углеводородных месторождений шельфа».

Научный редактор проф. *А.М. Жарков*

Рецензент *О.Е. Смирнов* (ФГБУ «ВНИИОкеангеология»)

© Санкт-Петербургский
горный университет, 2020

ЗАНЯТИЕ 1

Применение тригонограмм для графического отображения свойств нефти.

Данные о составе трехкомпонентных смесей принято группировать на треугольной диаграмме – тригонограмме. График имеет форму равностороннего треугольника.

Каждая его сторона представляет собой шкалу концентраций одного компонента от 100% до 0%. Положение любой точки на графике задано тремя координатами, сумма которых постоянна. А, Б, В – это условные наименования компонентов, фракций, элементов в составе анализируемых объектов.

Для применения на практике тригонограммы нужно отчетливо представлять себе и научиться отличать линии одинаковых концентраций каждого компонента смеси. Если в точке вершины А содержание компонента смеси равно 100%, то вдоль противоположной стороны треугольника расположены точки с нулевым его содержанием. Все линии равных концентраций компонента А (10,20,30% и т.д.) будут параллельны ВБ линии нулевой концентрации (или линии нулевых координат). Аналогично проведены координатные линии второго и третьего компонентов. Для примера показано положение точки с координатами А=60, Б=20, В=20%. Чтобы нанести на диаграмму эту точку по заданным координатам а, б, в, достаточно найти две ее координаты на шкале компонентов А и Б и провести координатные линии до их пересечения. Это и будет искомая точка. Третью координату не надо находить, ее значение составляет недостающая до 100% разность.

При решении обратной задачи – определить координаты точки, заданной на графике, следует избегать ошибок, связанных с неправильным выбором отрезка координатной линии. Для определяемых координат точки на диаграмме значением координаты компонента А будет величина а (но не b_1), значением координаты компонента Б будет б (но не v_1), значением координаты третьего компонента В будет величина в (но не a_1). Обратная задача удобна для самопроверки: сумма правильно найденных координат

всегда составляет 100%. Отклонение от 100% покажет, что вместо действительных значений (а, б, в) взяты другие величины (а₁, б₁, в₁).

В практике геохимических исследований приходится иметь дело не только с единичными определениями, но и с группами анализов. Они изображаются на диаграмме в форма поля, ограниченного координатными линиями так, что все анализы этой группы попадают в данное поле. Такая необходимость часто возникает при построении классификационных схем. Выделены 10 полей соответственно по числу типов природных газов по соотношению в их составе углеводородов, кислых и инертных компонентов.

Задание 1:

заполнить в таблице 1.1 все строки, прочитав на диаграмме состав всех газов.

Таблица 1.1.

Компонентный состав газов

№ п/п	Название газа	Содержание компонентов, %		
		углеводороды	Инертные (азот, аргон)	Кислые CO ₂ , H ₂ S
I	Углеводородные	100-80	0-20	0-20
II	Углеводородно-азотно-углекислые	80-60	0-30	0-30
III	Углеводородно-азотные	30-70	30-70	0-10
IV	Углеводородно-углекислые			
V	Азотные			
VI	Азотно-углеводородно-углекислые			
VII	Азотно-углекислые			
VIII	Углекислые			
IX	Углекисло-углеводородно-азотные			
X	Равносмещанные			

На треугольной диаграмме можно показать различные свойства нефти или газа: элементный, фракционный, компонентный или

углеводородный составы и др. Когда в рассматриваемой характеристике число признаков больше трех, их группируют по трем координатам; во фракционном составе надо объединить несколько фракций, в элементном – распределить по трем координатам пять элементов и т.д.

В табл. 1.2 показаны порядок записи и координаты А, Б, В для различных характеристик нефти. Точки на рис.5 имеют тот же порядковый номер, что и в табл.1.3.

Практика показывает, что надо твердо помнить:

Координаты элементного состава отвечают содержанию в веществе элементов:

углерода, водорода и гетероатомов (серы, кислорода и азота).

Координаты фракционного состава- содержанию фракций температурной разгонки: бензина, керосина, мазута.

Координаты компонентного состава – масла, смолы, асфальтены.

Координаты углеводородного состава представляют классы УВ - алканы, цикланы, арены.

Таблица 1.2

Образец записи данных для нанесения на тригонограмму

№ точки	Вещество	Состав	Координаты, %		
			А	Б	В
		Элементный	С	Н	S+N+O
1.	Нефть		85	14	1
2.	Тяжелая нефть		85	11	4
		Фракционный	Бензины	Керосины	Мазут
3.	Легкая нефть		30	30	40
4.	Тяжелая нефть		0	40	60
		Компонентный	Масла	Смолы	Асфальтены
5.	Нефть		75	20	5
6.	Газоконденсат		98	2	0
		Углеводородный	Алканы	Цикланы	Арены
7.	Метан		100	0	0
8.	Бензин		35	20	45

Задания:

Составить таблицу исходных данных и нанести на тригонограмму:

1. Фракционный состав легкой, средней и тяжелой нефти, метана, жирного газа, газоконденсаты, мальты.
2. Компонентный состав легкой, средней и тяжелой нефти, мальты, асфальта, асфальтита, керита, антракосолита
3. Элементный состав нефти, элементный состав основных фракций температурной разгонки; смол и асфальтенов; асфальта; торфа, бурого и каменного угля.
4. Углеродный состав фракций температурной разгонки (100, 200, 500°C) различных нефтей.

Таблица 1.3

Элементный состав нефтей, %

Месторождение	Плотность	Углерод	Водород	Сера	Азот	Кислород
Коалинга (США)	0,95	86,4	11,7	0,6	1,1	0,3
Чусовское (Пермск.край)	0,95	84,9	9,3	4,3	-	1,1
Ярегское (Коми)	0,93	85,5	12,3	1,09	0,2	-
Балаханы(Азерб)	0,93	87	12,1	0,4	-	0,5
Балаханы(Азерб)	0,88	87,4	12,5	-	-	0,1
Туймазы(Башкирия)	0,85	85,3	12,7	1,4	0,1	0,3
Ойль Спринг(США)	0,83	83,6	13,4	0,6	-	2,4
Бельмонт(США)	0,83	85,7	13,6	0,3	0,3	0,1
Пенсильвания	0,81	85,8	14	-	0,06	0,14

Таблица 1.4

Элементный состав каустобиолитов, %

Вещество	Углерод	Водород	Сера	Азот	Кислород
Торф	57,4	6,1	0,2	1,5	34,7
Бурый уголь	71,6	5,4	0,4	1,6	20
Каменные угли	80-90	5	1-2	1,5	4-10
Антрацит	94,4	2,2	0,3	0,6	3,5
Нефти	84-87	12-14	0,1-5		
Мальты	83-85	11-12	0,5-2	0,4	1,7-2,6
Асфальты	82-83	11	0,5-2	0,5	1,5-5
Асфальтиты	79-80	8-10	0,4-7	0,7-1	6,3-7,8
Керит	84	7,6	1,5	1,3	5,2
Антракосолит	91,7	2,6	3,2	1	2,5

Таблица 1.5

Характеристика основных разновидностей нефти

Разновидность	Плотность	Фракции, %			Компоненты, %		
		Бензины	Керосины	Мазут	Масла	Смолы	Асфальтены
Легкие	0,8-0,83	30-40	10-50	0-20	95-99	1-5	0
Средние	0,83-0,86	20-30	30-60	20-40	80-90	5-15	1-5
Утяжеленные	0,87-0,89	10-20	30-40	40-60	70-80	15-20	3-10
Тяжелые	$\geq 0,9$	0-10	20-30	>60	65-70	15-30	5-20

Таблица 1.6

Фракционный состав нефтей

Тип нефти	Плотность	Тнк 0С	Выход фракций (%), кипящих до Т 0С				
			100	200	300	550	Остаток >550
Тяжелая Нт	0,95	95	1	8	18	47	52
Тяжелая Нт	0,95	200	-	-	18	71	29
Средняя Нс	0,88	81	1	16	34	74	26
Средняя Нс	0,86	65	14	40	58	73	27
Легкая Нл	0,81	55	8	32	66	89	11
Конденсат К	0,74	37	34	83	к/к 2830	-	-

Таблица 1.7

Компонентный состав нафтидов, %

Разновидность	Масла	Смолы+Асфальтены	Карбены
Нефти	65-100	1-35	-
Мальты	40-65	35-60	-
Асфальты	25-40	60-75	-
Асфальтиты	До 25	75	5-10
Кериты	Следы	До 10	≥ 90
Антракосолиты	-	-	100

ЗАНЯТИЕ 2

Понятие о строении месторождений и залежей нефти и газа. Основные горно-геометрические характеристики залежей. Что такое альтитуда (АИТ)? Понятия нефтяная, газонефтяная, нефтегазовая, нефтегазоконденсатная, газоконденсатная и газовая залежи, газонефтяной контакт (ГНК), водонефтяной контакт (ВНК), газоводяной (ГВК), внешний и внутренний контуры газо- и нефтеносности, высота залежи и другие параметры.

Залежь нефти и/или газа – естественное локальное единичное скопление углеводородов (УВ) в проницаемых пористых или трещиноватых породах-коллекторах ловушек различного типа. Залежь нефти и/или газа находится по напором краевой или подошвенной воды. Главное условие для сохранности залежи нефти и/или газа – наличие покрышки, то есть такого литологического тела (пласта, пачки, толщи), которое непосредственно препятствует фильтрации флюидов (газа, нефти, воды) из породы-коллектора и является флюидоупором. Качество покрышек зависит от трещинной проницаемости. Наиболее надежные и наиболее широко распространенные покрышки образуют глинистые и соляные породы. Пара – коллектор и покрышка - составляют нефтегазоносный комплекс (К+П=НГК). Нефтегазоносные комплексы различаются составом, строением и масштабами.

Размеры залежей и их формы определяются масштабами и морфологией ловушек. Ловушка – это часть природного резервуара, в которой, благодаря уравновешенности гидравлических сил, может происходить аккумуляция нефти и газа и образоваться их залежь.

По типу ловушек выделяются залежи антиклинального (структурного) и неантиклинального (рифогенного, литологического, стратиграфического и литолого-стратиграфического) типов.

В залежах разделение флюидов происходит по гравитационному признаку – газ, нефть, краевая или подошвенная воды, которые их подстилают.

Газ, как наиболее легкий флюид, располагается в кровельной части ловушки непосредственно под покрывшей, образуя, например, газовую шапку. Ниже коллектор заполнен нефтью, а еще ниже – водой. При таком соотношении газа, нефти и воды залежь называется нефтяной с газовой шапкой. Если же нефтяная часть залежи значительно меньше газовой, залежь называется газовой с нефтяной оторочкой.

В недрах встречаются чисто газовые залежи, когда газ непосредственно контактирует с водой, или чисто нефтяные, когда отсутствуют свободные скопления газа. Соответственно выделяются и границы разделов: газовой контактной (ГВК), газонефтяной контактной (ГНК) и водонефтяной контактной (ВНК) (Рис. 2.1 – залежь нефтегазоконденсатная пластовая сводовая).

По фазовым соотношениям углеводородов (УВ), содержащихся в залежи, различаются шесть типов скоплений: нефтяные, нефтегазовые, газовые, газонефтеконденсатные, нефтегазоконденсатные и газоконденсатные.

Залежь нефти и газа надо рассматривать как «неоднородность» (вертикальную, горизонтальную), которая фиксируется в геологической среде, выражена морфологически.

Залежь углеводородов – это тело физически и химически отраженное в окружающей среде, как на глубине (в недрах земной коры), так и на дневной поверхности Земли.

Залежь углеводородов формируется в соответствии с дискретным развитием земной коры, которое характеризуется сложным сочетанием тектонических движений, запечатленном в современном строении территорий (акваторий) – осадочно-породных или, иначе говоря, нефтегазоносных бассейнов.

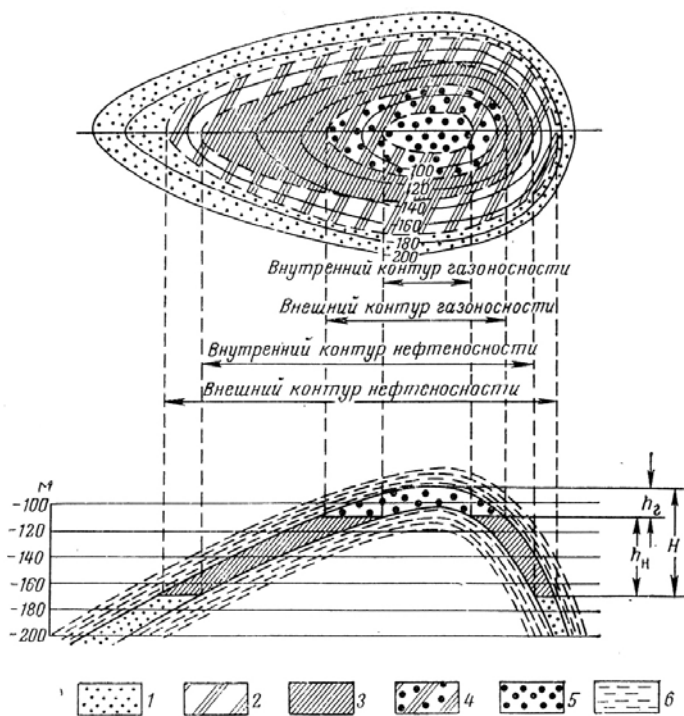


Рис. 2.1. Схема пластовой сводовой залежи нефти
 Части пласта: 1 – водяная, 2 – водонефтяная, 3 – нефтяная, 4 – газово-нефтяная, 5 – газовая, 6 – непроницаемая порода.

Залежи нефти и газа – главное, что их отличает от залежей (месторождений) других полезных ископаемых (рудных, нерудных, твердых каустобиолитов) – это нестабильность местоположения, нефть и газ перемещаются туда, где условия для их накопления благоприятны. Сама залежь формируется только при условии ее сохранности. Поэтому лучше говорить о местоскоплении нефти и газа и не употреблять термин «месторождение», хотя последний привычнее и укрепился в литературе.

Местоскопление («месторождение») нефти и газа – это ассоциация (совокупность) единичных их скоплений (залежей), приуроченных к одной или нескольким естественным ловушкам, расположенным на одной локальной площади.

Другими словами, местоскопление – это участок земной коры определенного геологического строения, содержащий в себе залежь нефти и/или газа.

Местоскопление («месторождение») – это совокупность залежей нефти и/или газа, а не совокупность пластов, насыщенных нефтью и/или газом.

Альтитуда (ALT) – высота точки расположения скважины над условной поверхностью уровня моря (Мирового океана).

** Абсолютная (гипсометрическая) отметка (Н) – вертикальное расстояние поверхности кровли (подошвы) пласта в какой-либо точке от уровня моря. Гипсометрической отметке приписывают плюс (+), если точка находится выше уровня моря, а если ниже, то минус (-).

$H = L - ALT$, где L – глубина этой точки в скважине

Многочисленные и разнообразные природные скопления нефти и газа классифицируются в разных аспектах.

Одним из важнейших показателей нефти является ее плотность (ρ), величина которой измеряется в г/см^3 и варьирует в пределах – $\rho = 0.730\text{-}1.040 \text{ г/см}^3$. По плотности, выходу фракций и массовой доле парафина нефть подразделяется на 5 типов:

- Особо (очень) легкие – до 0.830 г/см^3 ,
- легкие – $0.831\text{-}0.850 \text{ г/см}^3$,
- средние – $0.851\text{-}0.870 \text{ г/см}^3$,
- тяжелые – $0.871\text{-}0.895 \text{ г/см}^3$,
- битуминозные (очень тяжелые) – более 0.895 г/см^3 .

В США плотность нефти измеряется в единицах API (American Petroleum Institute – градус): высокие значения API соответствуют низким значениям плотности. Например: $85 \text{ API} = \rho 0.654 \text{ г/см}^3$, $50 \text{ API} = \rho 0.780 \text{ г/см}^3$, $35 \text{ API} = \rho 0.850 \text{ г/см}^3$, $25 \text{ API} = \rho 0.904 \text{ г/см}^3$ и, наконец, $10 \text{ API} = \rho 1.000 \text{ г/см}^3$.

В России залежи нефти и газа встречены в стратиграфическом диапазоне чехла от рифея до неогена включительно – нигде в Мире подобного распределения продуктивных горизонтов углеводородов не наблюдается. Масштаб нефтегазоносности существенно связан с возрастом осадочных образований: основная доля выявленных ресурсов в России, как и во

всем Мире, приурочена к мезозойским отложениям. В границах бывшего СССР распределение углеводородов по крупным стратиграфическим комплексам таково, %:

* кайнозой – 5,6;

* мезозой – 71,2;

* средний-верхний палеозой – 21,9;

* рифей-венд – нижний кембрий – 1,3.

ЗАНЯТИЕ 3

Корреляция геологических разрезов, вскрытых скважинами глубокого бурения. Выделение маркирующего (опорного) горизонта в верхней части нефтегазоперспективного разреза (ВЧР).

После расчленения геологических разрезов, вскрытых скважинами, следует их сопоставление по площади, называемое корреляцией. Эта операция выполняется с целью прослеживания и оконтуривания на карте геологических тел – нефтегазогеологических объектов. Обычно результаты корреляции представляют в виде профилей, на которых в выбранном масштабе изображают коррелируемые разрезы. Корреляция разрезов на профилях выполняется путем соединения между собой одновозрастных слоевых границ.

Корреляция [correlation, от лат. – соотношение] – 1. В стратиграфии - сопоставлением слоев горных пород или отдельных частей разрезов как близких, так и отдаленных территорий с целью выяснения одновозрастности соответствующих отложений. Основной метод корреляции – биостратиграфический. 2. В разведочном деле: А. Геологическая увязка отдельных пластов, горизонтов разрезов и т. п. между разведочными выработками или точками наблюдений. Синоним: параллелизация. Б. Закономерная количественная взаимосвязь между параметрами залежи: между содержанием отдельных компонентов полезного ископаемого, между мощностью залежи и содержанием отдельных компонентов и т. п. 3. В сейсморазведке – прослеживание одинаковых особенностей колебаний в различных точках среды путем

сопоставления амплитуд и формы колебаний. Различают корреляцию фазовую, групп волн, позиционную и другие виды корреляции. 4-5. Методы корреляции широко применяются в биологии и математике.

Ни один из методов в отдельности не может обеспечить надежной корреляции. Лишь применение комплекса методов позволяет добиться правильной (объективной) корреляции. Основными критериями правильности корреляции являются ее логичность и наличие практически подтвержденных следствий.

Методологически корреляция геологическая (стратиграфическая) осуществляется двумя способами.

Первый заключается в непрерывном (или в почти непрерывном) прослеживании от разреза к разрезу отдельных геологических тел (маркирующих горизонтов), обладающих устойчивыми по площади и хорошо изученными в опорных разрезах физическими и возрастными характеристиками. Маркирующие горизонты должны фиксировать возможно более узкие возрастные интервалы. После трассирования маркирующих горизонтов остальные подразделения геологических разрезов выше и ниже маркеров также получают определенную временную привязку.

Второй способ заключается в возможно более полном и детальном расчленении всех коррелируемых геологических разрезов на подразделения, имеющие исчерпывающие палеонтологические и физические характеристики и привязанные к международной стратиграфической шкале.

Корреляция геологическая (стратиграфическая, литологическая) является основой всех геологических построений, а также основой прогноза размещения залежей полезных ископаемых, в том числе нефти и газа.

ВАРИАНТЫ ЗАДАНИЙ

А. На Ивановской площади с целью изучения верхней части разреза (ВЧР) осадочного чехла пробурено 7 картировочных скважин с забоями от 139 до 177 м. Скважины вертикальные,

расположены в направлении с северо-запада на юго-восток площади. Данные о них приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 3.1

Данные скважинах		Исходные данные						
		Скважины						
№№	о	1	2	3	4	5	6	7
Альтитуда, м		27	50	32	13	53	19	35
Забой, м		168	157	139	152	176	177	172
До следующей скважины:		от 1 до 2	от 2 до 3	от 3 до 4	от 4 до 5	от 5 до 6	от 6 до 7	
направление – азимут, град.		130	155	153	128	160	145	
расстояние, м		600	900	800	700	650	750	

Таблица 3.2

Возраст вскрытых пород, индекс		Литологическая характеристика пород		Исходные данные					
				Скважина, номер					
				1	2	3	4	5	6
				мощность вскрытых пород, м					
Q	Супеси, галечники.	5	3	6	8	2	10	7	
N_2	Пески с прослоями алевритов.	нет	9	12	13	9	15	16	
N_1	Глины	8	11	14	12	11	9	10	
K_{2t}	Песчаники слабосцементированные.	10	13	12	16	14	15	11	
K_{2st}	Гравелиты.	14	нет	нет	нет	нет	нет	нет	
K_1	Глины с прослоями алевролитов.	24	18	20	12	22	16	14	
J_3	Горючие сланцы.	нет	нет	нет	нет	30	28	32	
J_2	Алевролиты и глинистые песчаники.	26	24	14	12	20	19	16	
J_1	Глины	20	22	17	15	21	24	29	

Окончание таблицы 3.2

Возраст вскры- тых пород, индекс	Литологическая характеристика пород	Скважина, номер						
		1	2	3	4	5	6	7
		мощность вскрытых пород, м						
T ₂	Песчаники в основании с гравелитами.	11	14	18	19	17	15	12
T ₁	Переслаивание алевроитов и глин.	13	17	16	21	19	18	15
P	Ангидриты	37	26	10	24	11	8	10

Q – четвертичная система, N₂ – плиоцен, N₁ – миоцен, K_{2t} – верхний мел, туронский ярус, K_{2st} – верхний мел, сантонский ярус, K₁ – нижний мел, J₃ – верхняя юра, J₂ – средняя юра, J₁ – нижняя юра, T₂ – средний триас, T₁ – нижний триас, P – пермь

Требуется:

1. Построить схему расположения картировочных скважин, пробуренных на Ивановской площади, масштаб 1:20000.

2. Построить профиль и нанести на него разрезы картировочных скважин 1-7 (обратить внимание на стратиграфические несогласия!), масштабы: горизонтальный 1:20000, вертикальный 1:2000.

3. Выполнить корреляцию геологических разрезов, вскрытых картировочными скважинами на Ивановской площади; выделить регионально выдержанный горизонт-маркер, представленный нижнеюрскими органогенными известняками.

4. Построить сводную литолого-стратиграфическую колонку, характеризующую ВЧР Ивановской площади.

При последовательном решении задачи предусмотреть соответствующие условные обозначения.

Б. Осуществить корреляцию и построить разрез по скважинам №№ 17-22, пробуренным по разведочной линии IX, заданной вкрест простирания залежи битумов

В процессе разведки залежи битумов пройдено большое число скважин, расположенных на разведочных линиях, заданных вкрест простирания битумного тела. Установлено, что залежь битумов приурочена к нижнему контакту слоя глинистых алевролитов,

выполняющих роль экрана (флюидоупора). Документация скважин №№ 17-22, пробуренных вертикально по разведочной линии IX, приведена ниже:

Таблица 3.3

Исходные данные

№ скважины; абс.отм.устья	Интервал, м	Характеристика пород
скв. № 17 20 м от 17 до 18 скв.: 40 м по азимуту 60 ⁰	0-18	Песчано-глинистые отложения
	18-32	Известняки
	32-60	Алевролиты
	60-88	Песчаники
	88-96	Алевролиты с прослоями песчаника
скв. № 18 24 м от 18 до 19 скв.: 34 м по азимуту 75 ⁰	0-11	Песчано-глинистые отложения
	11-14	Известняки
	14-33	Алевролиты
	33-40	битумы
	40-58	Песчаники
скв. № 19 28 м от 19 до 20 скв.: 35 м по азимуту 65 ⁰	0-10	Песчано-глинистые отложения
	10-14	Известняки
	14-32	Алевролиты
	32-40	битумы
	40-56	Песчаники
скв. № 20 22 м от 20 до 21 скв.: 40 м по азимуту 50 ⁰	0-10	Песчано-глинистые отложения
	10-17	Известняки
	17-26	Алевролиты
	26-27	Тектоническая зона – разрывное нарушение
	27-45	Алевролиты
	45-51	битумы
	51-72	Песчаники
	72-76	Алевролиты с прослоями песчаника
скв. № 21 20 м	0-11	Песчано-глинистые отложения
	11-30	Известняки

от 21 до 22 скв.: 32 м по азимуту 45 ⁰	30-50	Алевролиты
	50-52	битумы
	52-59	Песчаники
	59-60	Тектоническая зона – разрывное нарушение
	60-65	Алевролиты
	65-70	битумы
	70-80	Песчаники
скв. № 22 16 м	0-11	Песчано-глинистые отложения
	11-44	Известняки
	44-64	Алевролиты
	64-83	Песчаники
	83-90	Алевролиты с прослоями песчаника

Требуется:

1. Построить схему расположения скважин по разведочной линии IX в масштабе 1:1000.
2. Построить геологический разрез по линии IX (масштабы горизонтальный и вертикальный 1:1000).
3. Определить тип складки и углы падения крыльев складки, контролирующей залежь битумов
4. Определить тип разрывного нарушения и амплитуду смещения битумного тела по сместителю.
5. Определить размеры (мощность и протяженность) и глубину залегания битумного тела в плоскости разреза.

Предусмотреть условные обозначения: песчано-глинистые отложения, известняки, алевролиты, скважины, песчаники, алевролиты с прослоями, разрывное нарушение, битум, скважины.

Построение стратиграфической колонки

Построение стратиграфической колонки преследует цель графического изображения специальными условными знаками в принятом масштабе последовательности напластования горных пород в нормальном стратиграфическом разрезе и характер контактов между смежными стратиграфическими подразделениями. Обычно на стратиграфической колонке помещаются названия или индексы стратиграфических подразделений, их геологический

возраст, мощность, литологическая и палеонтологическая характеристики, иногда другие виды специальной информации. На картах стандартной геологической съёмки масштабов 1:100000 и 1:200000 стратиграфическая колонка имеет следующий вид:

Таблица 3.4

Пример оформления стратиграфической колонки

Сис- тема	Отдел	Ярус	Индекс	Колонка литологи- ческая	Мощность (м)	Характери- стика пород	Масш- таб

ЗАНЯТИЕ 4

Модель нефтяной (газовой) залежи. Построение структурной карты, карты мощностей и геологических профилей по данным бурения скважин. Нефтегазогеологическая характеристика объекта (структуры).

Карта – уменьшенное изображение всей земной поверхности или ее частей в определенной картографической проекции на плоскости при помощи условных знаков. Карты бывают топографические, географические, геологические, геофизические, структурные, нефтегазогеологического районирования (НГР), плотностей ресурсов и запасов углеводородов и другие.

Структурная карта (карта изогипс) – графическое изображение в определенном масштабе распределения по площади значений абсолютных отметок (параметр карты) какой-либо структурной поверхности (кровли или подошвы пласта, рифового массива и др.). Карта структурная обычно строится на топографической основе соответствующего масштаба. Основой графического изображения на структурной карте являются изогипсы – линии равных абсолютных отметок. На структурной карте условными знаками показываются складки и разрывные нарушения, а также другая необходимая информация. Структурные построения осуществляются на основе данных буровых и геофизических работ. Структурные карты являются основными документами при прогнозе

нефтегазоносности, оценке ресурсов и посчете запасов нефти и газа, планировании геологоразведочных работ на нефть и газ.

Карта мощностей (карта изопахит) – графическое изображение в определенном масштабе распределения по площади значений мощности (параметр карты) отложений определенного возрастного интервала или конкретного геологического тела (свиты, пласта, покрова и др.). Основой графического изображения на карте мощностей являются изопахиты, то есть линии равных мощностей. Карты мощностей могут быть двух типов: карты палеомощностей (показываются лишь изопахиты в областях накопления осадков на конец изучаемого возрастного интервала; при этом мощности отложений экстраполируют в зоны, где эти отложения полностью или частично уничтожены последующими геологическими процессами) и карты мощностей отложений, реально существующих на сегодняшний день (кроме изопахит на них отображаются зоны полной или частичной денудации изучаемых отложений, искажения мощностей в зонах надвиговых и сдвиговых нарушений, изменения мощностей в результате уплотнения пород и т.д.). Карты первого типа (палеомощностей) позволяют судить о характере колебательных движений за изучаемый период времени в областях накопления осадков и об объеме отложений, возможно генерировавших УВ. Карты второго типа позволяют судить о формах и масштабах ловушек УВ.

Геологический разрез (литолого-стратиграфический) – вертикальное графическое изображение геологического строения земной коры в выбранной точке. Разрез геологический представляет собой столбец (колонку), на котором в условных знаках, принятых для геологической карты, приводится в избранном масштабе вся последовательность литологически различных слоев горных пород до доступной глубины, показывается характер границ между слоями, специфические органические и минеральные включения.

Геологический профиль – двухмерное графическое изображение геологического строения территории на вертикальной плоскости. Линия профиля геологического проводится вкрест простирания горных пород (структуры) по наиболее характерному направлению. На профиле изображаются последовательность

напластования горных пород различного возраста, их литологический состав, характер взаимоотношений, условия залегания и прочее. Профиль строится на основе данных буровых и геофизических работ. Горизонтальный масштаб геологического профиля должен соответствовать масштабу карты, допускается превышение вертикального масштаба над горизонтальным (оптимально в 10 раз).

ВАРИАНТЫ ЗАДАНИЙ

А. Сейсморазведочная партия провела работы в неизученной части Талахского прогиба. На пересечении сейсмических профилей 1001 и 1002 по отражающему горизонту Ю₁, приуроченному к кровле регионально развитой глинистой толще нижней юры, выявлен антиклинальный перегиб. Интерпретация сейсмических данных позволила получить представление о развитом здесь терригенном разрезе, предварительно выделить нефтегазоносный комплекс (нижнеюрская глинистая покрывка, верхнетриасовый песчаный коллектор) и построить схематическую структурную карту. На соседних площадях Талахского прогиба в верхнетриасовых песчаниках открыты залежи нефти.

С целью изучения строения закартированной перспективной на нефть и газ структуры составлен проект геологоразведочных работ, предусматривающий бурение пяти скважин глубинами до 2000 м.

Скважина 1, заложенная в наиболее приподнятой части антиклинали, пробурена на глубину 1794 м (А1=144 м); на глубине 1696 м вскрыта кровля нижнеюрской глинистой толщи, сама покрывка мощностью 58 м и под ней пласт песчаника толщиной 10 м - верхнетриасовый коллектор. Получен промышленный приток нефти.

Скважина 2, заложенная по азимуту 20⁰ на расстоянии 4 км от скв.1, пробурена на глубину 1978 м (А1=98 м). Покрывка толщиной 59 м вскрыта на глубине 1803 м, толщина вскрытого коллектора 12 м. Получен приток пластовых вод с пленками нефти.

Скважина 3 пробурена к востоку (аз. 85⁰) от скв. 1 на расстоянии 11 км; забой на глубине 2011 м (А1=121 м). Кровля

глинистой толщи вскрыта на глубине 1799 м, мощность покрывки 60 м, коллектора – 11 м ; притоки пластовых вод с пленками нефти.

Скважина 4, заложенная в 3.5 км к югу от скв. 1, пробурена на глубину 2038 м (Al=138 м). Покрывка толщиной 66 м вскрыта на глубине 1807 м, мощность вскрытого коллектора 13 м. Получен приток нефти.

Скважина 5 пробурена в 14 км к северо-западу (аз. 292⁰) от скв. 1; забой на глубине 2094 м (Al= 104 м). На глубине 1810 м вскрыта кровля покрывки, толщина пройденных бурением глинистой толщи – 62 м, пласта песчаника – 12 м. При испытании пласта-коллектора получен приток нефти.

Требуется:

1. Определить абсолютные отметки забоев скважин, кровли покрывки, кровли и подошвы коллектора.

2. Составить схематические разрезы скважин, указав нефтегазоносный комплекс и подстилающие его алеврולי-глинистые породы верхнего триаса.

3. Составить схему расположения скважин и построить структурную карту по кровле региональной покрывки (нефтегазоносного комплекса) (или коллектора) в масштабе 1 : 100000.

4. Построить геологические разрезы по профилям через скв. 1 вкрест и по простиранию структуры; масштабы: горизонтальный – 1 :100000, вертикальный – 1 : 10000. Определить амплитуду антиклинальной структуры и дать ее характеристику.

Последовательность решения задачи предусматривает следующие операции:

1. Подготовка данных для структурных построений (составление таблицы 4.1).

Таблица 4.1

Пример оформления таблицы учета данных для структурных построений

Скважина №	Альтитуда* (AL)	Глубина скважин до забоя	Абсолютная отметка забоя скважин	Мощность покрывки, м	Абсолютная отметка кровли покрывки	Мощность коллектора	Абсолютная отметка коллектора	
							Кровли	Подошвы

2. Составление схемы расположения скважин в масштабе 1:100000.

Пример оформления:

СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН,
ПРОБУРЕННЫХ В СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ТАЛАХСКОГО
ПРОГИБА

Составил: Ф.И.О. (группа)

Масштаб 1:100000

2016 г.

Условные обозначения: сейсмический профиль,
скважина, номер

3. Построение структурной карты по кровле продуктивного горизонта Т-ША.

СТРУКТУРНАЯ КАРТА
ПО КРОВЛЕ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА Т-ША

Составил: Ф.И.О. (группа)

Масштаб 1:100000

2011 г.

Предусмотреть условные обозначения: скважина, номер, изогипсы кровли продуктивного горизонта Т- ША, контур и площадь нефтеносности, линии геологического профиля

4. Построение карты мощностей продуктивного горизонта Т-ША.

Пример оформления:

КАРТА МОЩНОСТЕЙ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА
Т-ША

Составил: Ф.И.О. (гр. НГ- -1)

Масштаб 1:100000

2015 г.

Предусмотреть условные обозначения: скважина, номер, изопахиты.

5. Построить геологический профиль вкрест простирания антиклинальной структуры (линия скважин 4-1-2)

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОФИЛЬ ВКРЕСТ ПРОСТИРАНИЯ
АНТИКЛИНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ ПО ЛИНИИ А – Б
(СКВ. 4 – 1 – 2)

Составил: Ф.И.О. (группа)

Масштабы: горизонтальный 1:100000

вертикальный 1:10000

2015 г.

*Предусмотреть условные обозначения: Глинистая покрывка (Ю-1),
Песчаниковый коллектор (Т-IIIА), ВНК, Нефть, Вода*

Б. Сейсморазведочными работами в слабоизученной юго-восточной части перспективно нефтегазоносного Зырянского прогиба выявлена антиклинальная структура – новый поисковый объект. С целью подтверждения прогнозных построений и подготовки ее к поисково-оценочному бурению пробурено пять структурных скважин.

Скважина 1, заложенная в своде структуры, пробурена на глубину 1752 м (альтитуда - А1 – 52 м); на глубине 1552 м вскрыта покрывка, представленная монотонными аргиллитами, мощностью 89 м, которая непосредственно перекрывает коллектор – пласт песчаников, среднезернистых, однородных, толщиной 19 м. При испытании пласта-коллектора был получен приток нефти.

Скважина 2 пробурена в 3 –х км к юго-востоку (азимут 125^0) от скв. 1 на глубину 1848 м (А1 - 48 м); на глубине 1688 м вскрыта покрывка толщиной 94 м, толщина вскрытого коллектора - 18 м. Получены притоки пластовых вод.

Скважина 3 пробурена в 8 –ми км к юго-западу (азимут 230^0) от скв. 1 на глубину 1806 м (А1 – 56 м); на глубине 1636 м вскрыта покрывка толщиной 95 м, толщина коллектора 20 м. При испытании последнего получены притоки пластовых вод с обильными пленками нефти.

Скважина 4 пробурена в 5 –ти км к северо-западу (азимут 310^0) от скв. 1 на глубину 1790 м (А1 – 51 м); на глубине 1651 м

вскрыта кровля покрывки, толщина покрывки - 92 м, коллектора - 17 м. Получены притоки пластовых вод.

Скважина 5 пробурена в 10 –ти км к северо-востоку (азимут 25⁰) от скв. 1 на глубину 1928 м (А1 – 68 м); на глубине 1768 м вскрыта покрывка толщиной 91 м, толщина коллектора – 19 м. При испытании пласта песчаников получены притоки пластовых вод.

Требуется:

1. Составить схему расположения скважин и построить структурную карту по кровле нефтегазоносного комплекса II₁ (НГК II₁) (нижнеюрская глинистая покрывка + верхнетриасовый песчаниковый коллектор) в масштабе 1:100000; заложение изогипс – 10 м.

2. Построить карту мощностей пласта-коллектора в масштабе 1:100000, заложение изопахит – 1 м.

3. Построить сводную литолого-стратиграфическую колонку юго-восточной части Зырянского прогиба, масштаб вертикальный 1:10000.

4. Построить геологические профили по простиранию (профиль скважин 3-1-5) и вкрест простирания (профиль скважин 4-1-2) антиклинальной структуры, выделив только НГК II₁; масштабы: горизонтальный 1:100000, вертикальный 1:10000.

5. Дать нефтегеологическую характеристику структуры (морфология, размерность, ориентировка, литология НГК, глубины залегания покрывки, коллектора, тенденции изменения их толщин, притоки пластовых флюидов), определить высоту возможной залежи нефти и глубину ВНК (водо-нефтяного контакта).

Примечание. При построении структурной карты и карты изопахит, геологических разреза и профилей предусмотреть условные обозначения (скважина, номер; изогипсы кровли нефтегазоносного комплекса; азимуты направлений и расстояния зависимых от скважины 1 скважин 2-5; абсолютные отметки кровли НГК; аргиллиты (покрывка); песчаник (коллектор); притоки воды; притоки нефти; нефть(коричневый цвет); вода (голубой цвет)). ВНК на глубине 1680 м.

Таблица 4.2

Литолого-стратиграфический разрез юго-восточной части Зырянского прогиба

Система, отдел		Мощность, м	Литологический состав
Четвертичная		До 40	Пески, алевриты, глины
Меловая:	верхний	670	Неравномерное переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов; тонкие прослой и гнезда углей. Остатки флоры.
	нижний	350	Переслаивание алевролитов и песчаников. Органические остатки (пеллециподы).
Юрская:	верхний	120	Переслаивание аргиллитов и алевролитов.
	средний	310	Монотонная толща мелкозернистых песчаников с единичными тонкими пачками и прослоями алевролитов. Органические остатки (различные двустворки).
	нижний	300	Алевролиты в верхней части и аргиллитоподобные глины (89-95 м) в нижней части разреза. Органические остатки.
Триасовая:	верхний	120	Песчаники среднезернистые, однородные, мощностью до 20 м в верхней части разреза, постепенно переходящие книзу в глинистые алевролиты и в алевролитоглинистые осадки. Органические остатки.
	Нижний	более 100	Известняки глинистые, плитчатые. Органические остатки.

При последовательном решении задачи предусмотреть соответствующие условные обозначения: пески, песчаники, алевриты, алевролиты, глины, аргиллиты, известняки, угли – прослой и гнезда, фауна, флора, стратиграфические несогласия (перерывы в осадконакоплении)

В. Сейсморазведочными работами в слабоизученной северо-западной части перспективно нефтегазоносной Момской впадины выявлена антиклинальная структура – новая поисковая площадь. В пределах закартированной сейсморазведкой брахиантиклинали пробурено 5 поисково-оценочных скважин (таблица 4.3).

Таблица 4.3

Исходные данные.

№№ скважин	Альтитуда Альтитуда, м	Скважина		Продуктивный пласт	
		глубина до забоя, м	Абсолютная отметка забоя, м	Глубина вскрытия , м	Абсолютная отметка кровли, м
1	110	1700		1500	
2	50	1800		1600	
3	150	1950		1750	
4	220	2010		1810	
5	50	1750		1550	

Скважина №1 пробурена в своде брахиантиклинали. На разных расстояниях от неё, используя метод «поискового креста», пробурены другие скважины. Сква. № 2 расположена в 7 км от скв. № 1 по азимуту 10°, скв. № 3 – в 3 км (азимут 100°), скв. № 4 – в 5 км (азимут 200°) и скв. № 5 пробурена по азимуту 280° в 2 км от первой скважины.

Все скважины вскрыли на глубинах от 1500 до 1810 м пласт песчаника средней толщиной 52 м, который характеризуется открытой пористостью ($K_{по}$) равной 12.6%. Он перекрывается и подстилается глинистой покрывкой мощностью около 120 м.

В скв. № 1 из пласта песчаника получен приток нефти дебитом 86 м³/сут (нефтенасыщенность – $K_n = 0.85$, плотность нефти – $\rho = 0.83$ г/см³).

В скв. № 5 из пласта песчаника на глубине 1570 м получен приток пластовой воды с пленками нефти дебитом 32 м³/сут.

В скв. №№ 2, 3, 4 пласт песчаника оказался обводненным (дебиты воды составили до 46 м³/сут).

Требуется:

1. Определить абсолютные отметки забоев скважин и кровли вскрытого продуктивного пласта (горизонта).

2. Построить схему расположения скважин в масштабе 1:100000.

3. Построить структурную карту по поверхности продуктивного горизонта в масштабе 1:100000, заложение изогипс – 20 м.

4. Построить геологические разрезы по линиям скважин №№ 4-1-2 и №№ 5-1-3, масштабы: горизонтальный 1:100000, вертикальный 1:10000.

5. Определить уровень ВНК и площадь нефтенасыщенности (тыс. м²).

6. Дать нефтегеологическую характеристику структуры (морфология, размерность, ориентировка, литология НГК, глубины залегания покрышки, коллектора, тенденции изменения их толщин, притоки пластовых флюидов), определить высоту возможной залежи нефти и глубину ВНК (водо-нефтяного контакта).

При построении структурной карты и карты изопахит, геологических разреза и профилей предусмотреть условные обозначения (скважина, номер; изогипсы кровли нефтегазоносного комплекса; азимуты направлений и расстояния зависимых от скважины 1 скважин 2-5; абсолютные отметки кровли НГК; аргиллиты (покрышка); песчаник (коллектор); притоки воды; притоки нефти; нефть (коричневый цвет); вода (голубой цвет)).

Г. Сейсморазведочными работами в юго-восточной части Непско-Ботуобинской НГО (Ярактинско-Дулисьминская ЗНГН) выявлена новая поисковая площадь «Удачная». С целью подтверждения прогнозных построений и подготовки ее к разведке пробурено семь поисково-оценочных скважин (таблица - данные бурения скважин).

Таблица 4.4

Данные бурения поисково-оценочных скважин

Скважины						
1 - 2	1 - 3	1 - 4	1 - 5	1 - 6	1 - 7	
Направления между скважинами (азимуты)						
236 ⁰	26 ⁰	125 ⁰	67 ⁰	90 ⁰	75 ⁰	
Расстояние между скважинами (км)						
3.6	2.2	3.6	7.7	8.6	11.5	
Данные бурения						
Скважина, №	А1, м	Глубина на скважины до забоя, м	Глубина вскрытия кровли усольской свиты, м	Абсолютная отметка вскрытия кровли усольской свиты, м	Мощности отложений, м	
					усольской свиты	осинского горизонта
1	282.4	1382.4	1082.4		120.1	49.7
2	244.6	1444.6	1244.6		121.2	48.5
3	225.7	1583.7	1325.7		123.3	48.6
4	211.9	1711.9	1451.9		124.2	49.9
5	220.3	1591.3	1370.3		122.0	50.1
6	218.2	1622.2	1368.2		121.5	51.0
7	273.1	1573.1	1273.1		120.4	52.1

Требуется:

1. Составить схему расположения скважин и построить структурную карту по кровле усольской свиты (соли нижнегосреднего кембрия)(НГК – соляная покрывка + осинский карбонатный коллектор – нижнекембрийские водорослевые известняки) Удачной площади в масштабе 1:100000; заложение изогипс – 50 м.

2. Построить карту изопахит осинского карбонатного коллектора в масштабе 1:100000, заложение изопахит 1 м

3. При испытании осинского горизонта в скважинах №№2, 1, 7 получены притоки нефти.

4. Построить геологические профили по простиранию (профиль скважин 2-1-7) и вкрест простирания (профили скважин 3-

1-4 и 5 - 6) структуры, выделив только НГК; масштабы: горизонтальный 1:100000, вертикальный 1:10000.

5. Дать нефтегеологическую характеристику структуры (морфология, размерность, ориентировка, литология НГК, глубины залегания покрывки, коллектора, тенденции изменения их толщин, притоки пластовых флюидов), определить высоту возможной залежи нефти и глубину ВНК.

При построении структурной карты и карты изопахит, геологических разреза и профилей предусмотреть условные обозначения (скважина, номер; изогипсы кровли нефтегазоносного комплекса; азимуты направлений и расстояния зависимых от скважины 1 скважин 2-7 абсолютные отметки кровли НГК; соли (покрывка); известняк (коллектор); притоки воды; притоки нефти; нефть (коричневый цвет); вода (голубой цвет), изопахиты осинского карбонатного коллектора).

Д. В северо-восточной части Камешковской впадины сейсморазведкой МОГТ закартирована брахиантиклиналь. С целью уточнения ее строения пробурено пять глубоких структурных скважин.

Скважина 1 ($A1 = 282.4$ м) заложена в своде брахиантиклинали, пробурена на глубину 1382.4 м, на глубине 1082.4 м вскрыта кровля солёнинской свиты, представленной сульфатно-галогенно-карбонатными отложениями нижнего кембрия мощностью 49.7 м.

Скважина 2 ($A1 = 244.6$ м) заложена по азимуту 236^0 на расстоянии 3.6 км от скв.1, пробурена на глубину 1444.6 м, на глубине 1244.6 м вскрыты отложения солёнинской свиты мощностью 48.5 м.

Скважина 3 ($A1=225.7$ м) заложена по азимуту 26^0 в 2.2 км от скв. 1, пробурена на глубину 1583.7 м, на глубине 1325.7 м вскрыта кровля солёнинской свиты; мощность соленасыщенных карбонатов – 48.6 м.

Скважина 4 ($A1=211.9$ м) заложена по азимуту 125^0 в 3.6 км от скв.1, пробурена на глубину 1711.9 м, на глубине 1451.9 м вскрыта кровля отложений солёнинской свиты мощностью 49.9 м.

Скважина 5 ($A_1=220.3$ м) заложена по азимуту 67^0 на расстоянии 7.7 км от скв.1, пробурена на глубину 1591.3 м, на глубине 1370.3 м вскрыта кровля сульфатно-галогенно-карбонатных отложений солёнинской свиты мощностью 50.1 м.

Требуется:

1. Составить таблицы исходных и рассчитанных данных.
2. Составить схему расположения скважин в масштабе 1:100000 и на её основе построить структурную карту по кровле солёнинской свиты, заложение изогипс – 20 м.
3. Построить геологические профили через скв. 1 по простиранию (скв. 3 – 1 – 5) и вкрест простирания (скв. 4 – 1 – 2) брахиантиклинали.

Последовательность решения задачи определяется очередностью поставленных вопросов. При последовательном решении задачи предусмотреть соответствующие условные обозначения.

Е. Построение карты мощностей пласта-коллектора (продуктивного горизонта Р- I) нефтегазозоносного комплекса РТ.

На Орловской разведочной площади в пределах Зимнего вала, осложненного двумя локальными поднятиями, поисково-оценочными скважинами вскрыт пласт-коллектор (продуктивный горизонт Р- I), представленный песчаниками средне-крупнозернистыми, светло-серыми, мощностью от 30 до 46 м.

Таблица 4.5

Направления и расстояния между скважинами поисково-оценочного бурения

Скважины							
1 - 2	1 - 3	1 - 4	1 - 5	1 - 6	7 - 8	7 - 9	7 - 10
Направление между скважинами (азимут, град.)							
330	45	90	140	240	335	45	90
Расстояние между скважинами (км)							
5	1,5	3	5,5	4	5	1,5	3

Таблица 4.6

Направления и расстояния между скважинами поисково-оценочного бурения

Скважины							
7 - 11	7 - 12	7 - 13	7 - 14	8 - 15	8 - 16	8 - 17	8 - 18
Направление между скважинами (азимут, град.)							
150	180	220	280	30	280	235	90
Расстояние между скважинами (км)							
3	2,5	3,5	2,5	3,5	4	3,5	4

Между связующими скважинами №5 и №8: расстояние 3,5 км, аз. 154⁰

Таблица 4.7

Толщина пласта-коллектора, вскрытого скважинами

Номер скважины	Толщина коллектора
1	30
2	40
3	34
4	36
5	41
6	38
7	32
8	42
9	33
10	38
11	37
12	36
13	38
14	35
15	44
16	45
17	46
18	45

Требуется:

1. Построить схему расположения скважин в масштабе 1:100000.
2. Построить карту мощностей пласта-коллектора (продуктивного горизонта Р-I) в масштабе 1:100000; заложение изопакит – 1 м.

**СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНЫХ
СКВАЖИН НА ОРЛОВСКОЙ ПЛОЩАДИ**

Составил: Ф.И.О. (группа)

Масштаб 1:100000, 2015 г.

Условные обозначения

скважина, номер

**КАРТА МОЩНОСТЕЙ ПЛАСТА-КОЛЛЕКТОРА
(ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА Р-1)**

Составил: Ф.И.О. (группа)

Масштаб 1:100000, 2015 г.

Предусмотреть условные обозначения: 1 – скважина, мощность пласта-коллектора (м); 2 – изопахиты (м) – линии равных мощностей; 3 – границы Зимнего вала (по последней замкнутой изогипсе)

Ж. Построение карты мощностей пласта-коллектора (горизонт Т- II). На Ленской площади скважинами вскрыт пласт-коллектор (продуктивный горизонт Т-II), представленный песчаниками среднезернистыми и алевролитами крупнозернистыми, светло-серыми, мощностью от 22 до 35 м.

Таблица 4.8

Направления и расстояния между скважинами поисково-оценочного бурения

Скважины							
1 - 2	1 - 7	7 - 3	3 - 5	5 - 4	4 - 6	7 - 8	8 - 9
<i>Направление между скважинами (азимут, град.)</i>							
270	0 (360)	270	280	60	0 (360)	40	45
<i>Расстояние между скважинами (км)</i>							
3	4	3	4,5	3	3	3,5	2,5

Скважины							
1 -10	10 - 11	1 - 12	12 - 13	12 - 14	12 - 15	15 - 16	15 - 17
<i>Направление между скважинами (азимут, град.)</i>							
90	90	180	225	135	180	270	110
<i>Расстояние между скважинами (км)</i>							
2	2	3	4	4,5	6	4	3,5

Таблица 4.9

Толщина пласта-коллектора, вскрытого скважинами

Номер скважины	Толщина коллектора
1	22
2	24
3	25
4	26
5	28
6	28
7	24
8	26
9	28
10	24
11	26
12	24
13	27
14	28
15	32
16	35
17	34

Требуется:

1. Построить схему расположения скважин в масштабе 1:100000.
2. Построить карту мощностей пласта-коллектора (продуктивного горизонта Р-II) в масштабе 1:100000; заложение изопахит – 1 м.

**КАРТА
МОЩНОСТЕЙ ПЛАСТА-КОЛЛЕКТОРА
(ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА Т-II)**

Составил: Ф.И.О. (группа.....)

Масштаб 1:1000000

Предусмотреть условные обозначения: 1 – скважина, мощность пласта-коллектора (м); 2 – изопахиты (м) – линии равных мощностей; 3 – границы Зимнего вала (по последней замкнутой изогипсе)

Нефтегазогеологическая характеристика залежи

Общая характеристика структуры, контролирующей залежь нефти (газа), и самой залежи предусматривает описание морфологии структуры, ее размерность (длина, ширина, площадь), ориентировку, литологию нефтегазоносного комплекса (НГК – коллектора и покрышки), глубины залегания покрышки, коллектора, тенденций изменений их толщин, физических свойств (пористости, проницаемости), притоков флюидов (вода, нефть, газ – состав, дебит и др.), определение высоты залежи нефти (газа) и глубины контактов (ВНК, ГНК, ГВК), контуров и площадей нефте- и газоносности, ожидаемых запасов нефти (газа) /подсчитанных ... методом.

ЗАНЯТИЕ 5

Структурно-морфологические типы залежей нефти и газа. Контакты. Структуры примыкания, замещения, нарушенные разрывами, контролирующие залежи нефти и /или газа.

Классификацию структурно-морфологических признаков залежей нефти и газа предложил А.А. Бакирова (1960), который развивая представления И.М. Губкина, выделил четыре основных класса: I – Антиклинальный (структурный – неудачный синоним), II- Рифогенный, III- Литологический, IV– Стратиграфический. Внутри классов выделяются группы, подгруппы и виды.

Класс I. Антиклинальный

Группа 1.1. Залежи антиклинальных и купольных структур

Подгруппа 1.1.1. Сводовые

Виды:

- Простого, ненарушенного строения
- Осложненные разрывными нарушениями
- Осложненные диапиризмом и грязевым вулканизмом
- Солянокупольные структуры
- Структуры, осложненные вулканогенными образованиями

Подгруппа 1.1.2. Висячие

Виды:

- Структуры простого строения
- Структуры осложненные разрывными нарушениями
- В антиклиналях, осложненных диапиризмом или грязевым вулканизмом

Подгруппа 1.1.3. Тектонически экранированные

Виды: - Блоковые структуры - разбитые разрывными нарушениями: присбросовые, привзбросовые

- Структуры, осложненные диапирами, грязевыми вулканами
- Солянокупольные структуры
- Осложненные вулканогенными образованиями
- Поднадвиговые

Подгруппа 1.1.4. Приконтактовые

Виды: - С соляным штоком

- С диапировым ядром, грязевым вулканом
- С вулканогенными образованиями

Группа 1.2. Залежи моноклиналиных структур

Виды:

- Экранированные разрывными нарушениями
- Во флексурных осложнениях моноклиналей
- Связанные со «структурными носами» моноклиналей

Класс II. Рифогенный

Виды:

- В одиночном рифовом массиве
- В ассоциации (ансамбле) рифовых массивов

Класс III. Литологические

Группа 3.1. Литологически экранированные залежи

Виды:

- На выклинивании коллектора по восстанию
- На замещении проницаемых пород непроницаемыми
- Экранированные асфальтом и битумами

Группа 3.2. Литологически ограниченные залежи - приуроченные к песчаным образованиям русел палеорек или валообразным структурам прибрежных палеобаров.

Виды:

- Шнурковые, рукавообразные (палеорусл).
- Баровые

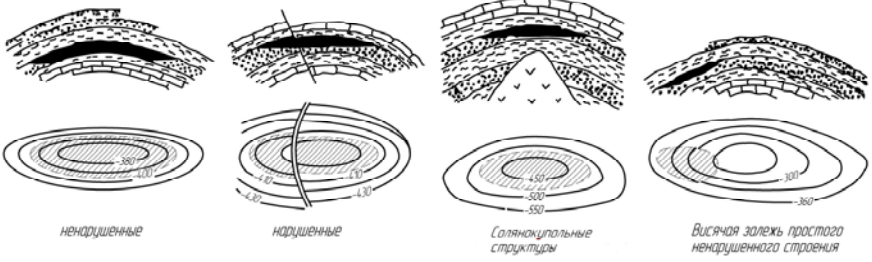
Класс IV. Стратиграфические

Залежи в коллекторах, срезанных эрозией и перекрытых несогласно залегающими слоями.

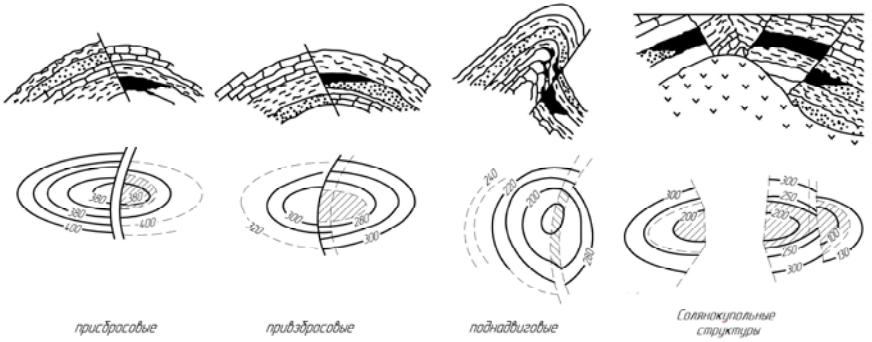
Виды:

- Залежи в локальных тектонических структурах (под угловым несогласием)
- В моноклиналиях (под угловым несогласием)
- В выступах (останцах) палеорельефа
- В выступах погребенных кристаллических массивов

СВОДОВЫЕ ЗАЛЕЖИ



ТЕКТОНИЧЕСКИ ЭКРАНИРОВАННЫЕ ЗАЛЕЖИ



БЛОКОВЫЕ СИСТЕМЫ ТЕКТОНИЧЕСКИ ЭКРАНИРОВАННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

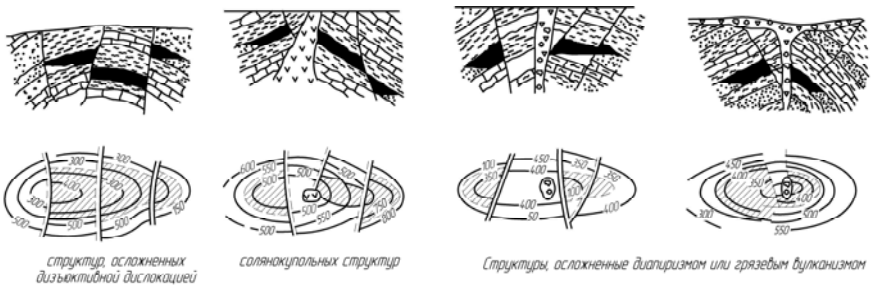
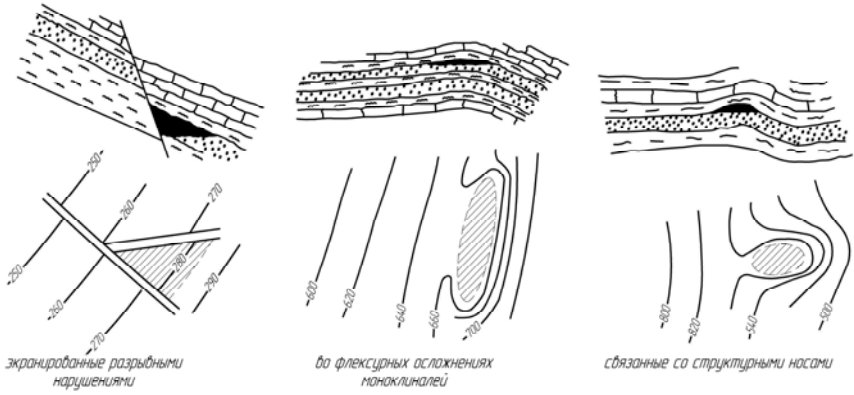


Рис. 5.1. Структурно-морфологические типы залежей нефти и газа.

ЗАЛЕЖИ В МОНОКЛИНАЛЬНЫХ СТРУКТУРАХ



ЗАЛЕЖИ СТРАТИГРАФИЧЕСКОГО ТИПА (ЭКРАНИРОВАННЫЕ ПОВЕРХНОСТЬЮ СТРАТИГРАФИЧЕСКОГО НЕСОГЛАСИЯ)

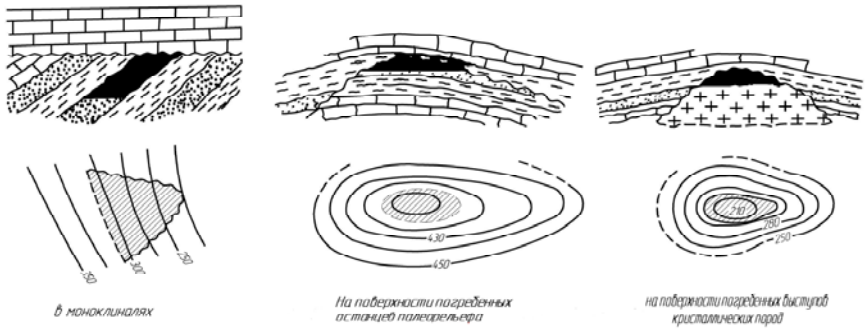
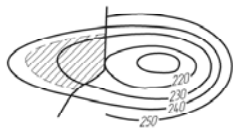
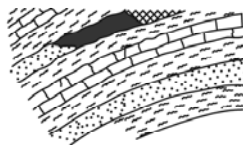
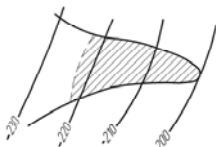


Рис. 5.2. Структурно-морфологические типы залежей нефти и газа.

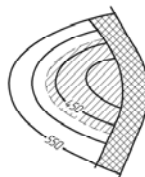
ЛИТОЛОГИЧЕСКИ ЭКРАНИРОВАННЫЕ ЗАЛЕЖИ



на участках выклинивания
пласта-коллектора по выклиниванию

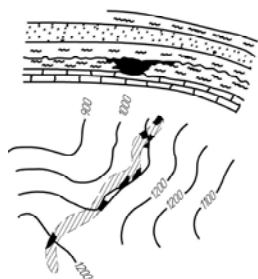


на участках замещения
проницаемых пород
непроницаемыми

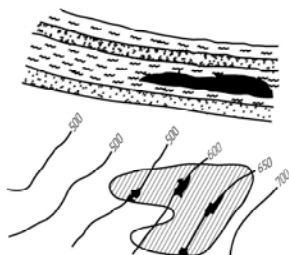


запечатанные асфальтом

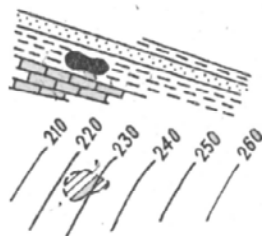
ЛИТОЛОГИЧЕСКИ ОГРАНИЧЕННЫЕ ЗАЛЕЖИ



в песчаных образованиях
русел палеорек



в прибрежных песчаных образованиях
дeltas



к линзам песчаных пород
в слабоограниченных глинистых отложениях

Рис. 5.3. Структурно-морфологические типы залежей нефти и газа.

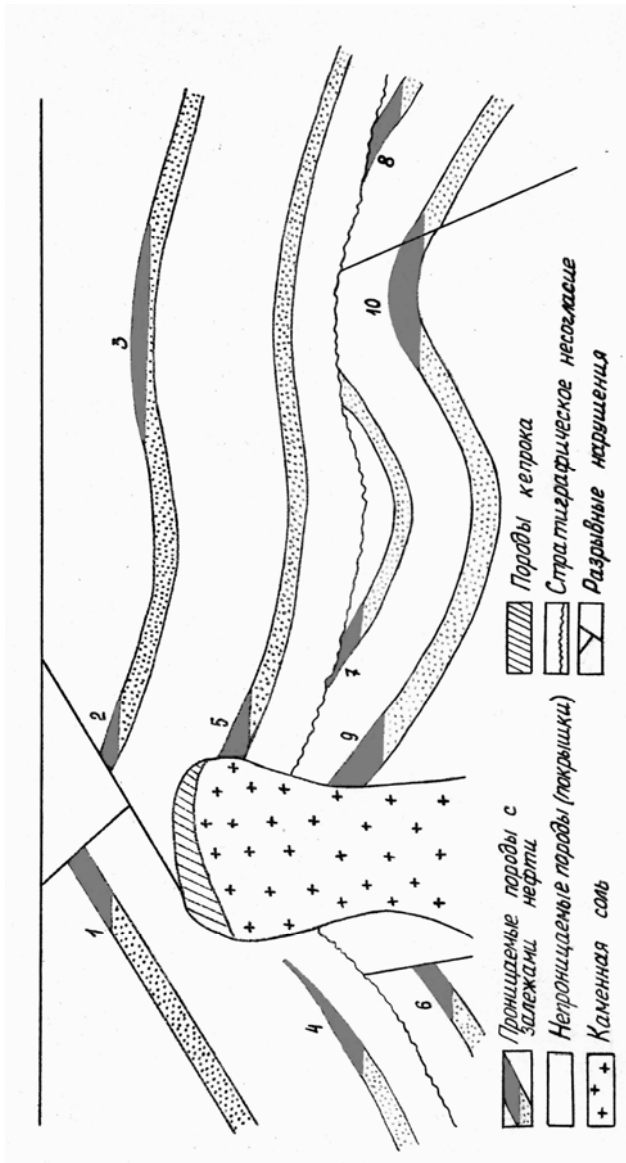


Рис. 5.4. Контакты. Структуры примыкания, замещения, нарушенные разрывами, контролирующие залежи нефти и /или газа

ЗАНЯТИЕ 6

План доразведки ловушки – брахиантиклинальной структуры, контролирующей нефтяную (газовую) залежь. Метод «гипсометрического шага («закольцованности»)», принцип «поискового креста». Построение геологических разрезов. Нефтегазогеологическая характеристика объекта. Проектирование скважин разведочного бурения. Определение объема проектируемых работ.

Основная система расположения скважин поискового бурения – так называемый «поисковый крест» - применяется на небольших по размеру (площадь - до 10 км²) изометричных в плане структурах. На стадии разведки для изучения и уточнения строения таких залежей обычно бывает достаточно пробурить дополнительно 4-6 скважин от центра к периферии структуры. Их расположение определяется одним из 5 методов: «гипсометрического шага («закольцованности»)», «шага поискового бурения», «линейного размера», «уровней заполнения ловушки», «гарантированных запасов». На структурах простого типа чаще всего используется первый из них - метод гипсометрического шага: новые (разведочные) скважины (от 4 до 6) задаются так, что пересекают кровлю залежи через равные интервалы («гипсометрический шаг») по глубине. Величина такого шага определяется простым расчетом:

$$h = H/N$$
, где H – высота залежи, м; N - проектируемое число скважин

В плане разведочные скважины закладываются и распределяются по взаимно перпендикулярным профилям, один из которых отвечает простиранию структуры, другой – закладывается ему вкрест, проходя через скв. 1, пробуренную в своде структуры (в данном случае антиклинальной). При этом может и должен соблюдаться и «кольцевой» принцип размещения разведочных скважин. Последовательность их бурения: от центра - свода структуры, где промышленный приток нефти установлен в результате бурения скв. 1, к периферии. Каждая последующая скважина должна вскрывать кровлю продуктивного пласта (горизонта) глубже ровно на принятую величину

«гипсометрического шага».

Из соображений экономии, на структурах простого антиклинального строения, количество разведочных скважин может быть уменьшено. В сущности, для определения запасов, достаточно уточнить только положение ВНК. Для этого может быть достаточно пробурить 2-3 скважины. Каждая скважина бурится с пересечением подошвы продуктивного горизонта или ВНК и вскрытием подстилающих отложений

Для залежей с изменчивой литологией пласта-коллектора применяется метод «шага поискового бурения»: каждая следующая скважина задается так, чтобы пересечь кровлю пласта на той отметке, на которой предыдущая скважина пересекла его подошву.

Для нарушенных нефтегазоносных структур каждый из разобленных блоков рассматривается как самостоятельная изолированная залежь. В остальном, для каждой залежи отдельно, соблюдаются те же принципы. Общий объем проектируемого разведочного бурения равен сумме глубин проектируемых скважин.

Примечания:

1. Для запасов категории В (подсчитываются для блоков, оконтуренных в соответствии с утвержденной технологической схемой разработки месторождения нефти или проектом опытной промышленной эксплуатации газовой залежи) расстояние между скважинами не должно превышать: для крупных залежей – 5 км; для крупных с невыдержанными пластами и средних – 2 км; для средних с невыдержанными пластами и мелких – 1 км; для залежей с крайне невыдержанным строением – 0,5 км.

2. При разведке месторождений нефти и газа на шельфе, особенно на шельфе арктических морей, ввиду особой сложности и высокой стоимости работ, бурение ведется по более редкой (в 2-2,5 раза) сети. Его результаты дополняются проведением высокоточной сейсморазведки (3D). В дальнейшем предусматривается доизучение месторождения при его эксплуатации.

ВАРИАНТЫ ЗАДАНИЙ

А. На Борисовской площади в Зырянском прогибе сейсморазведкой 2Д закартирована брахиантиклинальная структура. Тундра. Рельеф – полого-холмистый, средняя абсолютная отметка дневной поверхности +50 м.

В своде брахиантиклинали пробурена скважина № 1 (глубина забоя - 1070 м), которая на глубине с абс. отм. -640 м пересекла кровлю пласта-коллектора, представленного песчаниками серыми, крупнозернистыми мощностью 20 м. При испытании коллектора получен промышленный приток нефти. Песчаники подстилаются и перекрываются глинистыми породами (аргиллитами) мощностью, соответственно, 102 и 86 м. Предполагаемая высота залежи нефти пластовой, сводовой – 150 м.

Требуется:

1. Показать на карте предполагаемые контур и площадь нефтеносности, подсчитать ожидаемую площадь залежи (в км²).

2. Построить геологический разрез по профилю через скважину № 1, вкрест простираения антиклинальной структуры; масштабы: горизонтальный – 1:50000, вертикальный – 1:5000.

3. Методом гипсометрического шага и, используя принцип «поискового креста» или, иначе говоря, принцип «закольцованности», определить расположение проектируемых скважин на структурной карте кровли продуктивного горизонта.

4. Подсчитать общий объем проектируемого поисково-оценочного бурения (м).

При последовательном решении задачи предусмотреть соответствующие условные обозначения.

Вывод – для разведки брахиантиклинальной структуры, контролирующей залежь нефти (площадью ... км²), требуется бурение ... скважин суммарным метражом ... м. Общий метраж бурения составляет ... м.

Б. На Юряхской площади в Уляганской впадине сейсморазведкой закартирована антиклинальная структура. Рельеф –

полого-холмистый, средняя абсолютная отметка дневной поверхности +150 м.

В своде антиклинали пробурена скважина № 1 (глубина забоя - 1294 м). Скважина на глубине с абс. отм. -860 м пересекла кровлю пласта-коллектора, представленного песчаниками толщиной 17 м; при испытании получен промышленный приток нефти. Песчаники серые, среднезернистые, подстилаются и перекрываются глинистыми породами мощностью, соответственно, 52 и 74 м. Предполагаемая высота залежи нефти – 200 м.

Требуется:

1. Показать на карте предполагаемые контур и площадь нефтеносности, подсчитать ожидаемую площадь залежи (км²).

2. Построить геологические разрезы через скважину № 1, по простиранию и вкрест простирания антиклинальной структуры; масштабы: горизонтальный – 1:50000, вертикальный – 1:5000.

3. Методом гипсометрического шага определить расположение разведочных скважин на структурной карте.

4. Подсчитать общий объем проектируемого доразведочного бурения (м).

При последовательном решении задачи предусмотреть соответствующие условные обозначения.

Вывод – для разведки брахиантиклинальной структуры, контролирующей залежь нефти (площадью ... км²), требуется бурение ... скважин суммарным метражом ... м. Общий метраж бурения составляет ... м.

В. На бланке – брахиантиклинальная структура, закартированная сейсморазведкой. Рельеф – равнина, средняя абс. отм. поверхности +250 м. В сводовой части складки пробурена скважина № 1 (глуб. 1370 м). Скважина пересекла кровлю пласта-коллектора на глубине а.о. –640 м: пласт песчаников с нефтенасыщенной мощностью 12 м, подстилается и перекрывается глинистыми толщами мощностью до 100 м. Предполагаемая высота пластовой залежи, сводовой, структурного типа –150 м.

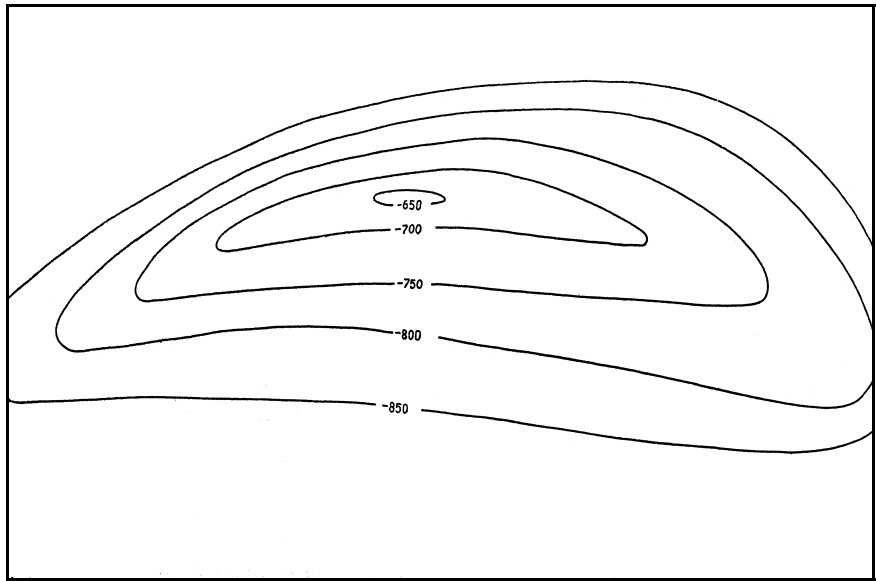


Рис. 6.1. Структурная карта кровли продуктивного горизонта.
Масштаб 1:50 000

Требуется:

1. Показать на карте предполагаемый контур нефтеносности, и подсчитать ожидаемую площадь залежи (км²).
2. Построить геологический разрез через скв. № 1, вкрест простирания структуры; масштабы: горизонтальный – 1:50000, вертикальный – 1:5000.
3. Методом гипсометрического шага наметить расположение скважин разведки на структурной карте. Подсчитать общий объем проектируемого разведочного бурения (м).

При последовательном решении задачи предусмотреть соответствующие условные обозначения.

ЗАНЯТИЕ 7

Оценка сохранности залежи нефти (газа), контролируемой крупной антиклиналью, осложненной продольно-поперечными разрывными нарушениями (блоковая структура!), и план её изучения бурением. Локальный прогноз нефтегазоносности. Нефтегазогеологическая характеристика структуры.

ВАРИАНТЫ ЗАДАНИЙ

Поисково-оценочное бурение на структуре с блоковым строением

А. В результате детальной сейсморазведки в Талаканском районе с установленной нефтегазоносностью выявлена антиклинальная структура, осложненная серией разрывных нарушений. Пласт-коллектор, толщиной 60-64 м, представлен песчаниками с тонкими невыдержанными прослоями и линзами алевролитов; перекрывается пачкой аргиллитов мощностью не менее 200 м и подстилается слабопроницаемыми алевроглинистыми породами мощностью до 100-110 м. По аналогии с соседними участками предполагается, что водо-нефтяной контакт (ВНК) в юго-восточном блоке структуры может находиться на отметке -1740 м. Рельеф поверхности равнинный, абс. отм. – +50м.

Требуется:

1. Построить геологические профили по линиям АБ и ВГ; вертикальный масштаб принять 1:10000.
2. Оценить условия и вероятность сохранения залежи нефти в отдельных блоках антиклинальной структуры.
3. Определить ВНК на разрезах и показать вероятные контур и площадь нефтеносности на плане структуры.
4. Показать на плане и профилях поисково-оценочные скважины, необходимые для проверки прогнозных построений.
5. Подсчитать объем проектируемого глубокого бурения (пог. м).
6. Дать письменное заключение по результатам выполненной работы (анализ сохранности залежи нефти по блокам антиклинальной структуры, определить очередность постановки

поисково-оценочного бурения, обосновать глубины заложения скважин и подсчитать их общий объем бурения).

Рис. 7.1. Структурная карта кровли продуктивного горизонта.
Масштаб 1:100 000

При последовательном решении задачи предусмотреть соответствующие условные обозначения

Б. В результате детальной сейсморазведки в Ивановской ЗНГН выявлена новая антиклинальная структура, осложненная продольно-поперечными разрывными нарушениями. Пласт-коллектор, толщиной 60 м, представлен песчаниками перекрывается пачкой аргиллитов мощностью не менее 180 м и подстилается слабопроницаемыми алевро-глинистыми породами мощностью до 100м. По аналогии с соседними участками предполагается, что водо-нефтяной контакт (ВНК) в юго-восточном блоке структуры может находиться на отметке -1760 м. Рельеф поверхности равнинный, абс. отм. – +100м.

Требуется:

1. Построить геологические разрезы по линиям. АБ и ВГ;

вертикальный масштаб принять 1:10000.

2. Оценить условия и вероятность сохранности залежи нефти в отдельных блоках антиклинальной структуры.

3. Определить ВНК на разрезах и показать вероятные контур и площадь нефтеносности на структурном плане нефтегеологического объекта.

4. Показать на плане и разрезах проектируемые структурные скважины, необходимые для проверки прогнозных построений и дальнейшего изучения выявленного нефтегеологического объекта.

5. Подсчитать объем проектируемого глубокого бурения (пог. м).

6. Дать письменное заключение по результатам выполненной работы (геологическая характеристика залежи, анализ сохранности залежи нефти по блокам антиклинальной структуры, определить очередность постановки структурного бурения, обосновать глубины заложения скважин и подсчитать общий объем бурения).

При последовательном решении задачи предусмотреть соответствующие условные обозначения

В. В результате детальной сейсморазведки на Сергеевской площади с установленной нефтегазоносностью выявлена антиклинальная структура, осложненная серией продольно-поперечных разрывных нарушений. Пласт-коллектор, толщиной 54 м, представлен песчаниками с тонкими невыдержанными прослоями алевролитов; перекрывается пачкой аргиллитов мощностью 140 м и подстилается слабопроницаемыми алевроглинистыми породами мощностью до 80 м. По аналогии с соседними участками предполагается, что водо-нефтяной контакт (ВНК) в юго-восточном блоке структуры может находиться на отметке -1720 м. Рельеф поверхности равнинный, абс. отм. – +80м.

Требуется:

1. Построить геологические профили по линиям АБ и ВГ; вертикальный масштаб принять 1:10000.

2. Оценить условия и вероятность сохранения залежи нефти в отдельных блоках антиклинальной структуры.

3. Определить ВНК на разрезах и показать вероятные контур и площадь нефтеносности на структурном плане антиклинали.

4. Показать на плане и разрезах-профилях поисково-разведочные скважины, необходимые для проверки прогнозных построений.

5. Подсчитать объем проектируемого глубокого бурения (пог. м).

6. Дать письменное заключение по результатам выполненной работы (анализ сохранности залежи нефти по блокам антиклинальной структуры, определить очередность заложения поисково-оценочных скважин, обосновать глубины заложения скважин и подсчитать общий объем бурения).

ЗАНЯТИЕ 8

Морфоструктурный анализ закрытой платформенной нефтегазосной области (междуречье рек Соть – Вороновка – Сысола – Крючевая – Сакмара). Прогноз нефтегазосности по геоморфологическим показателям.

Требуется:

1. Дать характеристику (общее описание) орогидрографии междуречья Соть – Сакмара.

2. Выполнить морфоструктурный анализ закрытой платформенной нефтегазосной области: выделить и оконтурить морфоструктурные элементы, предполагая, что они могут отражать глубинную нефтегазогеологическую структуру.

3. Выполнить линеаментный анализ рассматриваемой территории.

4. Выполнить анализ мегатрещиноватости.

5. Дать прогноз нефтегазосности по геоморфологическим показателям.

6. Подготовить объяснительную записку (заключение) на целесообразность дальнейшего ведения нефтегазопоисковых работ.

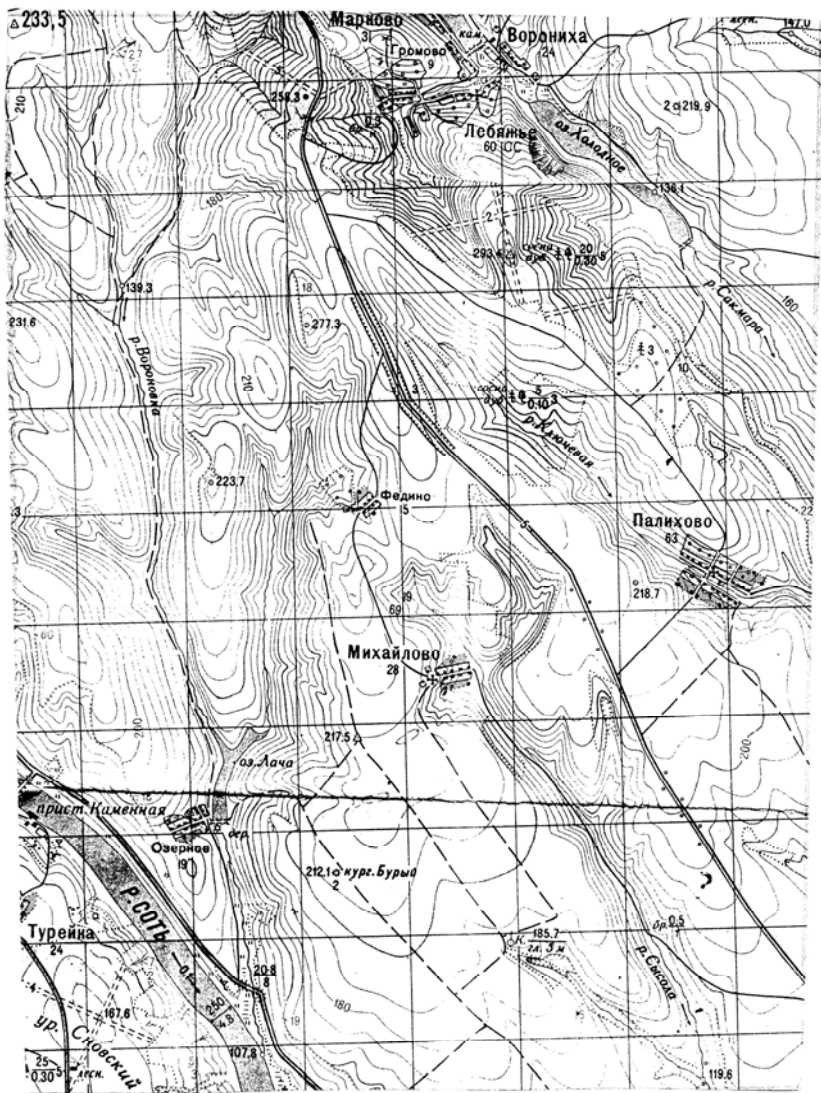


Рис. 8.1. Топографическая карта района поселка Михайлово.

ЗАНЯТИЕ 9

*Подсчет ожидаемых предварительно оцененных запасов нефти (газа) категории С₂ в залежи, контролируемой брахиантиклиналью, и обоснование дальнейшей разведки этой залежи углеводородов (предусмотреть ГИС).
Нефтегазогеологическая характеристика объекта.*

ВАРИАНТЫ ЗАДАНИЙ

А. Разведка залежи нефти, контролируемой антиклинальной структурой, и подсчет ожидаемых запасов нефти по категории С₂. При нефтегазопроисловых работах в пределах Александровской брахиантиклинальной структуры пробурено 5 вертикальных скважин. Скв. 1 пройдена в своде структуры. Другие скважины, зависимые о нее, пробурены: скв. 2 в 2 км по аз. 10⁰, скв. 3 в 5 км. Данные о вскрытом пласте-коллекторе - горизонте песчаников приведены в таблице 9.1.

Таблица 9.1

Исходные данные

№№ скв.	Абс.от м. устья скважин, м	Абс. отметки продуктивного горизонта		Мощность пласта, м	Глубина скважин до забоя, м	Характеристика песчаников	
		кровля, м	Подошва, м			пористость %	Проницаемость, мD
1	45	*)	*)	15	1210	15	320
2	38	-824	-840	16	1230	12	200
3	39	-812	-830	18	1230	8	100
4	36	-842	-855	13	1235	10	130
5	40	-792	-810	18	1220	18	210

Варианты отметок кровли и подошвы коллектора в скважине № 1: -710--725; -750--770; -735--755; -760--775; -725--740; -765--780; -730--745; -768-783; -735--750; -770--785; -740--755; -745--760; -750--765 м.

В скв. № 1 получен промышленный приток нефти; в скв. №5 - приток пластовых вод с пленками нефти. В остальных скважинах (№ 2, 3, 4) из песчаников, представляющих коллектор, получена только вода. Горизонт-коллектор подстилается и перекрывается глинистыми породами мощностью около 100-110 м.

Требуется:

1. Построить схему расположения скважин и на её основе структурную карту по кровле продуктивного горизонта и карту изопахит пласта-коллектора в масштабах 1:50000; сечение изогипс - 10 м, изопахит - 1 м.

2. Построить геологические профили НГК (коллектор + крышка) по линиям скважин вкрест и по простиранию брахиантиклинали; масштабы: горизонтальный - 1:50000, вертикальный - 1:5000.

3. Описать геологическое строение участка, дать характеристику коллекторских свойств продуктивного пласта-горизонта.

4. Определить тип залежи, ее форму и размеры в плане и в разрезе (профиле): выделить внешний и внутренний контуры нефтеносности, определить высоту и площадь залежи.

5. Подсчитать запасы нефти объемным методом. При подсчете принять следующие значения параметров:

- коэффициент нефтенасыщенности, $K_n = 0.75$;
- коэффициент извлечения нефти при упруго-водонапорном режиме, $K_{извл} = 0.4$;
- пересчетный коэффициент к переходу нефти из пластовых в поверхностные условия, $\Theta = 0.85$;
- средняя плотность нефти в поверхностных условиях, $\rho = 0.82 \text{ г/см}^3$

6. Наметить скважины первой очереди разведки: показать их расположение на карте и на разрезах, подсчитать объемы проектируемого бурения.

7. Определить для проектируемых скважин рациональный комплекс ГИС.

Геологическая характеристика залежи

Морфологический тип залежи, к какой структуре она приурочена.

Форма: симметричная, несимметричная; ориентировка структуры.

Условия залегания: глубина, углы наклона крыльев свода (градусы, минуты).

Литотип и мощность (толщина) продуктивного пласта-коллектора, вариации значений пористости, проницаемости (от - до), тенденции изменения этих параметров и толщин продуктивных комплексов в тех или иных направлениях.

Подсчет ожидаемых запасов нефти. Объемный метод.

Начальные балансовые (общие, геологические) запасы нефти в залежах определяются по формуле:

$$Q_0 = F \times H \times K_{по} \times K_n \times \theta \times \rho,$$

где Q_0 - начальные балансовые запасы нефти, т;

F - площадь нефтеносности, м²;

H - средняя эффективная нефтенасыщенная мощность пласта, м;

$K_{по}$ - коэффициент открытой пористости в среднем по коллектору,

доли единицы (%);

K_n - коэффициент нефтенасыщенности, доли единицы (%);

θ - пересчетный коэффициент, учитывающий изменение объема пластовой нефти при подъеме ее на поверхность (обычно θ / θ_0 около 0.85-0.86);

ρ - средняя плотность нефти в поверхностных условиях, г/см³.

Извлекаемые запасы нефти подсчитываются по следующей формуле: $Q_{извл} = Q_0 \times K_{нефтеотдачи}$

где $Q_{\text{извл}}$ - извлекаемые запасы нефти, т; $K_{\text{нефтеотдачи}} = 0,4$ (зависит от способов эксплуатации, температуры нефтяной залежи, физических свойств нефти, газового давления и других факторов).

Вывод: На основании имеющихся данных величина извлекаемых запасов нефти составляет ###,## млн.т.

Комплекс ГИС - геофизических методов исследования скважин. Для изучения литологического состава и физических свойств пород разреза, определения мощности отдельных горизонтов и пачек, оценки их нефтеносности, содержания углеводородов и т.п., в процессе бурения скважин проводится отбор керна, шлама и представительных образцов. Определение содержания углеводородов проводится люминисцентным анализом керна и проб бурового раствора. Изучение литологии и детальное расчленение разреза выполняется разнообразными методами каротажа и технических исследований.

ГИС: электрокаротаж - методы КС и ПС, АК - акустический (сейсмо-) каротаж, радиоактивные методы каротажа ГК (гамма-каротаж), ГГК-П (гамма-гамма-каротаж плотностной). Термометрия, кавернометрия, расходометрия, инклинометрия

Б. Подсчет запасов нефти в ловушках, контролируемых локальными поднятиями, и дальнейшая их доразведка.

В северо-восточной части Приморской низменности сейсморазведочными работами МОГТ (профили №14/97-98. 1,2,3,4,5) по отражающему горизонту (ОГ) T_1 (кровля владимирской свиты нижнего триаса) закартирована валообразная структура северо-западного простирания, осложненная двумя локальными поднятиями, расположенными друг за другом по оси вала. С целью уточнения прогнозных построений и подготовки валообразной структуры к разведочному бурению составлен проект геологоразведочных работ на нефть и газ, согласно которому пробурено 9 поисково-оценочных скважин глубинами до 1300 м.

Первой разбуривалась брахиантиклиналь, выделенная в северо-западной части вала (скв. 1, 2, 3, 4), затем бурение было осуществлено на брахиантиклинали, выделенной в его юго-

восточной части (скв. 6, 7, 8, 9). На седловине, разделяющей указанные брахиантиклинали, пробурена скв. 5.

Скважина 1 заложена в своде северо-западной брахиантиклинали на южном берегу оз. Безымянного в 500 м к северу от отм. 118.6 м (граница рядов 2 и 3, пояс 11); пробурена на глубину 1257.1 м (альтитуда 107.1 м), на глубине 773.1 м вскрыта владимирская свита, представленная аргиллитами мощностью 194 м, под ней на глубине 967.1 м вскрыты песчаники степановской свиты верхней перми, мощностью 46 м.

Скважина 2 заложена по азимуту 214° на расстоянии 3.4 км от скв. 1; пробурена на глубину 1292.3 м (альтитуда 112.3 м), на глубине 940.3 м вскрыты аргиллиты владимирской свиты, на глубине 1132.3 м - верхнепермские песчаники мощностью 48 м.

Скважина 3 заложена по азимуту 351° в 3.6 км от скв.1; пробурена на глубину 1292.0 м (альтитуда 112.0 м), на глубине 939.0 м вскрыты нижнетриасовые аргиллиты, на глубине 1132.0 м - песчаники степановской свиты мощностью 49 м.

Скважина 4 заложена по азимуту 63° на расстоянии 3.8 км от скв. 1; пробурена на глубину 1291.3 м (альтитуда 121.3 м), на глубине 949.3 м вскрыты аргиллиты владимирской свиты, а на глубине 1141.3 м - песчаники верхней перми мощностью 47 м.

Скважина 5 заложена по азимуту 147° в 7.0 км от скв.1; пробурена на глубину 1336.0 м (альтитуда 136.0 м), нижнетриасовые аргиллиты вскрыты на глубине 926.0 м, на глубине 1116.0 м вскрыта 50-метровая толща песчаников степановской свиты.

Скважина 6 заложена в своде юго-восточной брахиантиклинали по азимуту 130° на расстоянии 5.2 км от скв. 5; пробурена на глубину 1152.4 м (альтитуда 102.4 м), на глубине 747.4 м вскрыты аргиллиты владимирской свиты, на глубине 942.4 м - песчаники степановской свиты мощностью 45 м.

Скважина 7 заложена по азимуту 75° на расстоянии 3.2 км от скв. 6; пробурена на глубину 1270.8 м (альтитуда 110.8 м), аргиллиты нижнего триаса вскрыты на глубине 936.8 м, верхнепермские песчаники мощностью 46 м вскрыты на глубине 1130.8 м.

Скважина 8 заложена по азимуту 141^0 в 3.6 км от скв. 6; пробурена на глубину 1285.9 м (альтитуда 105.9 м), нижнетриасовые аргиллиты вскрыты на глубине 930.9 м, песчаники степановской свиты мощностью 49 м вскрыты на глубине 1125.9 м.

Скважина 9 заложена по азимуту 257^0 на расстоянии 4.8 км от скв. 6; пробурена на глубину 1251.4 м (альтитуда 101.4 м), на глубине 928.4 м вскрыты аргиллиты владимирской свиты, на глубине 1121.4 м вскрыта 46 –метровая толща песчаников степановской свиты.

При прогнозе нефтегазоносности песчаники степановской свиты рассматриваются в качестве коллектора, аргиллиты владимирской свиты – в качестве покрышки, которые образуют единый потенциально нефтегазоносный комплекс. В скважинах №№ 1,6 при испытании пласта-коллектора, представленного песчаниками, получены промышленные притоки нефти. ВНК принят на отметке –950 м.

Требуется:

1. Построить схему расположения скважин и на её основе структурную карту кровли продуктивного горизонта и карту изопахит пласта-коллектора в масштабах 1:50000; сечение изогипс - 10 м, изопахит – 1 м.

2. Построить геологические профили по линиям скважин вкрест и по простиранию брахиантиклинали; масштабы: горизонтальный - 1:50000, вертикальный - 1:5000.

3. Описать геологическое строение участка, дать характеристику коллекторских свойств продуктивного пласта-горизонта.

4. Определить тип залежи, ее форму и размеры в плане и в разрезе: выделить внешний и внутренний контуры нефтеносности, определить высоту и площадь залежи.

5. Подсчитать запасы нефти объемным методом. При подсчете принять следующие значения параметров:

- коэффициент нефтенасыщенности, $K_n = 0.85$;
- коэффициент извлечения нефти при водонапорном режиме, $K_{извл} = 0.5$;
- пересчетный коэффициент к переходу нефти из пластовых

в поверхностные условия, $\Theta = 0.85$;

- -средняя плотность нефти в поверхностных условиях, $\rho = 0.8 \text{ г/см}^3$

6. Наметить скважины первой очереди разведки: показать их расположение на карте и на разрезах, подсчитать объемы проектируемого бурения.

7. Наметить для проектируемых скважин рациональный комплекс ГИС.

8. Дать характеристику залежей, в которой отразить их морфологический тип, форму, размеры, ориентировку и условия залегания, литотип, мощность и физические свойства пласта-коллектора, а также результаты подсчета ожидаемых запасов нефти.

Таблица 9.2

Исходные данные

№№ сква - жин	AL	Глуби на сква жин	Абс. отм. забоя скважин	Мощ- ность покрыш ки	Абс.от м. кровли покры ш-ки	Мощ- ност ь колле ктор а	Абс.отм. коллектора	
							кровл и	подош- вы
	м	м	м	м	м	м	м	м

Характеристика залежи нефти (газа), приуроченной к антиклинальной структуре простого строения (пример оформления)

Нефтяная залежь приурочена к асимметричной брахиантиклинальной складке ... простирания размерами ... х ... км. Падение ... крыла структуры круче её ... крыла. Ось шарнира складки погружается в ... направлении.

Залежь пластовая сводовая, ненарушенная. Размеры залежи по внешнему контуру нефтеносности ... х ... км. Высота залежи - ... м.

Общая площадь нефтяной залежи составляет ... км². Наименьшая глубина, на которой вскрыта кровля пласта-коллектора - ... м (а.о.-... м), максимальная - ... м

Продуктивный горизонт, представленный песчаниками (какими ?), перекрывается и подстилается глинистыми породами (аргиллитами – какими ?) мощностью от ... до ... м. Толщина продуктивного горизонта (пласта-коллектора) изменяется от ... до ... м.

Пористость пород коллектора (песчаников) варьирует от ... до ...%, составляя в среднем - ...%, проницаемость - от ... до ... мД (миллидарси). Повышенные значения проницаемости песчаников прослеживаются (например, вдоль оси структуры) в ... направлении.

Промышленный приток нефти получен только в своде залежи (скв.1), где нефть встречена по всей мощности продуктивного горизонта. Встреченные в скважине №5 пластовые воды с обильными пленками нефти свидетельствуют о близости водонефтяного контакта (ВНК) к абс. отметке - ... м. При проектировании разведки залежи скважины должны быть ориентированы на пересечение кровли пласта-коллектора в диапазоне абсолютных отметок от -... до -... м. Ожидаемые запасы нефти, подсчитанные (объемным методом) составляют ... тыс.т (млн.т).

В. Подсчет запасов нефти на площади «Адзьвинская»

На севере Тимано-Печорской НГП на территории между грядой Нумгормусю и бассейном р. Адэва сейсморазведочными работами 2 D по отражающему горизонту ОГ - Ю-Г^в, отождествляемому с кровлей владимирской свиты верхней юры закартирована антиклинальная структура северо-восточного простирания.

Поисковая площадь, в недрах которой была закартирована структура, получила название «Адзьвинской».

В результате проведенного конкурса право на проведение дальнейших нефтегазопроисковых работ получило ООО «ГЕОНЕФТЕГАЗ».

ООО «ГЕОНЕФТЕГАЗ» подготовлен проект дальнейших геологоразведочных работ (грр) на нефть и газ на площади «Адзьвинская».

Проект грр ООО «ГЕОНЕФТЕГАЗ» на площади «Адзвинская» прошел согласование в инспекциях «Гостехнадзора», «Госгеолнадзора», «Госгеолэкспертизы», «Госгеолэкологии», выводы и заключения которых были рассмотрены экспертами Департамента государственного геологического контроля.

Согласно утвержденного проекта ООО «ГЕОНАФТА» с целью уточнения сейсмических прогнозных построений и подготовки структуры к разведочному бурению пробурено 8 поисково-оценочных скважин глубинами до 1200 м.

Скважина 1 заложена в бассейне р. Старик-Шор в 700 м к северу от отм. 137.8; пробурена на глубину 1010.4 м (альтитуда 100.4 м), на глубине 850.4 м вскрыта владимирская свита, представленная аргиллитами мощностью 42 м, под ней вскрыты песчаники борисовской свиты средней юры мощностью 18 м. При испытании пласта-коллектора (песчаники борисовской свиты) получен приток нефти – легкой, малосернистой, безпарафинистой. Подстилающие борисовский продуктивный горизонт отложения представлены слабопроницаемыми аргиллитами с тонкими прослоями алевролитов.

Юрский нефтегазоносный комплекс (НГК): коллектор (борисовская свита) + покрышка (владимирская свита).

Скважины №№ 2, 3, 6, 7, 8 расположены и пробурены в зависимости от скв. №1. Другие скважины зависимы друг от друга.

При испытании песчаников борисовской свиты в скважине 3 получен приток газа ($CH_4 = 86\%$).

Требуется:

1. Подготовить таблицы исходных и рассчитанных данных, необходимых для структурных построений.

2. Составить схему расположения скважин глубокого бурения в масштабе 1:100000.

3. Построить структурную карту по кровле песчаников борисовской свиты средней юры в масштабе 1:100000, заложение изогипс через 20 м.

4. Построить геологические профили по простиранию и вкрест простирания антиклинальной структуры: профиль по линии скважин 4 - 3 – 1 – 8, профиль по линии скважин 2 – 1 - 6.

5. Определить основные параметры закартированной структуры – размерность (длина, ширина, высота складки), ориентировку и морфологию, а также средние мощности коллектора и покрывки, среднюю мощность потенциально газоносного комплекса.

6. Подсчитать запасы НЕФТИ объемным методом.

7. Дать характеристику газогеологического объекта.

Примечание. При построении структурной карты и геологических профилей предусмотреть условные обозначения (скважина, номер; изогипсы кровли продуктивного комплекса; азимуты направлений и расстояния зависимых скважин; абсолютные отметки кровли НГК; аргиллиты (покрывка); песчаники (коллектор); притоки воды; притоки нефти (газа), притоки воды (вода - голубой цвет, газ – розовый, нефть - коричневый); контур и площадь нефтеносности (газоносности) и другие.

Последовательность поставленных вопросов определяет и последовательность решения задачи в целом.

Таблица 9.3

Направления и расстояния между скважинами поисково-оценочного бурения

Скважины										
1 - 2	1 - 3	2 - 3	1 - 6	1 - 7	2 - 8	3 - 4	3 - 5	5 - 6	6 - 7	1 - 8
Направление между скважинами (азимут, град.)										
295	223	160	108	66	67	244	135	59	350	45
Расстояние между скважинами (км)										
4.4	3.5	4.8	5.6	5.2	11.8	3.2	3.3	6.5	3.8	9.5

Таблица 9.4

Данные бурения поисково-оценочного скважин

№ скв.	Глубина на скважины до забоя, м	Альтитуд а, м	Глубина вскрытия Кровли, м		Абс. отметка вскрытия кровли, м		Мощность (толщина), м	
			покрышки	коллектора	покрышки	коллектора	покрышки	коллектора
1	1010,4	100.4	858,4	900,4	-758	-800	42	18
2	1200	144.6	1036,6	1084,6	-892	-940	48	24
3	1130	147.3	963,3	1007,3	-816	-860	44	20
4	1095	127.4	1021,4	1067,4	-894	-940	46	22
5	1190	120.9	1010,9	1060,9	-890	-940	50	25
6	1180	90.7	996,7	1050,7	-906	-960	54	28
7	1170	102.2	984,2	1042,2	-882	-940	58	30
8	1180	98.5	968,5	1038,5	-870	-940	70	38

Подсчет ожидаемых запасов нефти

Начальные балансовые (общие, геологические) запасы нефти в залежах определяются по формуле:

$$Q_0 = F \times H \times K_{по} \times K_n \times \theta \times \rho,$$

где Q_0 - начальные балансовые запасы нефти, т;

F - площадь нефтеносности, м²;

H - средняя эффективная нефтенасыщенная мощность пласта, м;

$K_{по}$ - коэффициент открытой пористости в среднем по коллектору, доли единицы (20% или 0,2);

K_n - коэффициент нефтенасыщенности, доли единицы (%);

θ - пересчетный коэффициент, учитывающий изменение объема пластовой нефти при подъеме ее на поверхность (обычно тэта около 0.85-0.86);

ρ - средняя плотность нефти в поверхностных условиях = 0,80 г/см³.

Извлекаемые запасы нефти подсчитываются по следующей формуле:

$$Q_{извл} = Q_0 \times K_{нефтеотдачи},$$

где $O_{\text{извл}}$ –извлекаемые запасы нефти, т;

$K_{\text{нефтеотдачи}}$ - коэффициент нефтеотдачи или коэффициент извлечения нефти ($K_{\text{извл}}$) обычно при водонапорном режиме для новых залежей принимается равным 0.5 - 0.6 (максимально!) и зависит от способов эксплуатации, температуры нефтяной залежи, физических свойств нефти, газового давления и других факторов. $K_{\text{извл}}$ выше для нефтеносных залежей, сильно насыщенных газом.

Общая характеристика структуры, контролирующей залежь нефти (газа), и самой залежи предусматривает описание морфологии структуры, ее размерность (длина, ширина, площадь), ориентировку, литологию нефтегазонасного комплекса (НГК – коллектора и покрышки), глубины залегания покрышки, коллектора, тенденций изменений их толщин, физических свойств (пористости, проницаемости), притоков флюидов (вода, нефть, газ – состав, дебит и др.), определение высоты залежи нефти (газа) и глубины контактов (ВНК, ГНК, ГВК), контуров и площадей нефте- и газонасности, ожидаемых запасов нефти (газа) /подсчитанных ... методом.

Комплекс ГИС - геофизических методов исследования скважин.

Для изучения литологического состава и физических свойств пород разреза, определения мощности отдельных горизонтов и пачек, оценки их нефтеносности, содержания углеводородов и т.п., в процессе бурения скважин проводится отбор керна, шлама и представительных образцов.

Определение содержания углеводородов проводится люминисцентным анализом керна и проб бурового раствора. Изучение литологии и детальное расчленение разреза выполняется разнообразными методами каротажа и технических исследований.

Электрический каротаж (электрокаротаж) заключается в измерении двух основных характеристик горных пород: потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС) и кажущегося удельного сопротивления (КС) пород.

КС (кажущееся сопротивление) - этим методом[^] в зависимости от порядка расположения электродов, выделяется либо кровля, либо подошва продуктивного горизонта. Нефтегазонасные

пласты обычно отличаются повышенным электрическим сопротивлением.

ПС (собственная поляризация) - по полумаксимуму каротажной диаграммы ПС в разрезе скважины выделяются пласты с различным сопротивлением. Показания ПС связаны с содержанием глинистого материала в породах, поэтому по кривой ПС возможна и качественная (в смысле неколичественная) характеристика коллекторских свойств пластов. В целом, как комплекс, методы КС и ПС обеспечивают литологическое расчленение разреза по показателям глинистости, пористости пород, минерализации пластовых вод.

Акустический каротаж (АК)-регистрация кинематических и динамических параметров продольных и поперечных волн и их относительных параметров, относится к основным методам, проводится в открытом стволе во всех поисковых скважинах, перед спуском каждой технической или эксплуатационной колонны, по всему разрезу, исключая кондуктор. *Радиоактивные методы каротажа ГК* (гамма-каротаж) - регистрация естественной гамма-активности пород. Отчетливо отражается степень пористости/глинистости, пласты-коллекторы выделяются по максимумам диаграммы ГК. Радиоактивный каротаж проводится в двух модификациях ГК-гамма каротаж и НГК-нейтронный гамма каротаж. При ГК измеряют относительную естественную радиоактивность пород, пересеченных скважиной, а при НГК интенсивность вторичного гамма излучения вызванного действием нейтронов на породу.

ГГК-П (гамма-гамма-каротаж плотностной) - кривые ГГК-П отражают распределение пород по плотности (г/см^3). Гамма-гамма каротаж плотностной проводится для уточнения качества цементации, контроля уровня и качества гравийной обсыпки зоны фильтров технологических скважин. ГГК-П проводится во всех технологических скважинах, сооружаемых с гравийной обсыпкой.

НГК (нейтронный гамма-каротаж) и *ННК* (нейтрон-нейтронный каротаж) - определение содержания водорода (т.е. углеводородов) в породах разреза. Основан на регистрации

искусственно вызванного излучения γ -лучей, которое возникает при поглощении тепловых нейтронов ядрами химических элементов, входящих в состав той или иной горной породы, залегающей на данной глубине. Чем ниже плотность нейтронов, тем ниже регистрируемое вторичное γ -излучение.

В комплексе с ГК нейтронные методы каротажа обеспечивают непосредственную оценку нефтегазоносности пластов, определяют положение водонефтяного (ВНК) и газонефтяного (ГНК) контактов.

Кроме того, в процессе бурения разведочных (и поисковых) скважин проводятся следующие исследования, измерения и испытания.

Термометрия - по буровому раствору и непосредственно в стенках скважин: для определения термического режима, величины геотермического градиента. Она основана на регистрации температуры (градусы Цельсия) в стволе скважины, обычно связанной с продуктивным пластом перфорационными отверстиями или открытым фильтром.

Кавернометрия (КВ) – это измерение при помощи специального прибора – каверномера – среднего диаметра скважины. В результате проведенных измерений прибором формируется так называемая кавернограмма – кривая зависимости диаметра скважины от ее глубины. Каверны – это своеобразные пустоты в породах, которые могут образоваться в скважине. Причина их появления в карбонатных коллекторах – это выщелачивание осадочных пород. Каверномеры бывают механические и ультразвуковые. Первые позволяют приводить исследования механическим путем, вторые – работают на основе приема и передачи ультразвуковых колебаний.

Расходомерия - точный учет расхода промывочной жидкости (бурового раствора); в пористых, проницаемых пластах-коллекторах этот расход существенно выше, чем в малопроницаемых породах покрышек.

Инклинометрия — это методика определения угла отклонения оси скважины (он образуется пересечением оси скважины и абсолютной вертикали) и азимута ее искривления по

отношению к устью. Для проведения данного рода измерений необходимо использование специального прибора — инклинометра и дополнительного оборудования каротажной станции.

Комплекс промысловых испытаний - проводится при пересечении нефтегазоносных пластов: для определения величины пластового и забойного давления, физических свойств углеводородов.

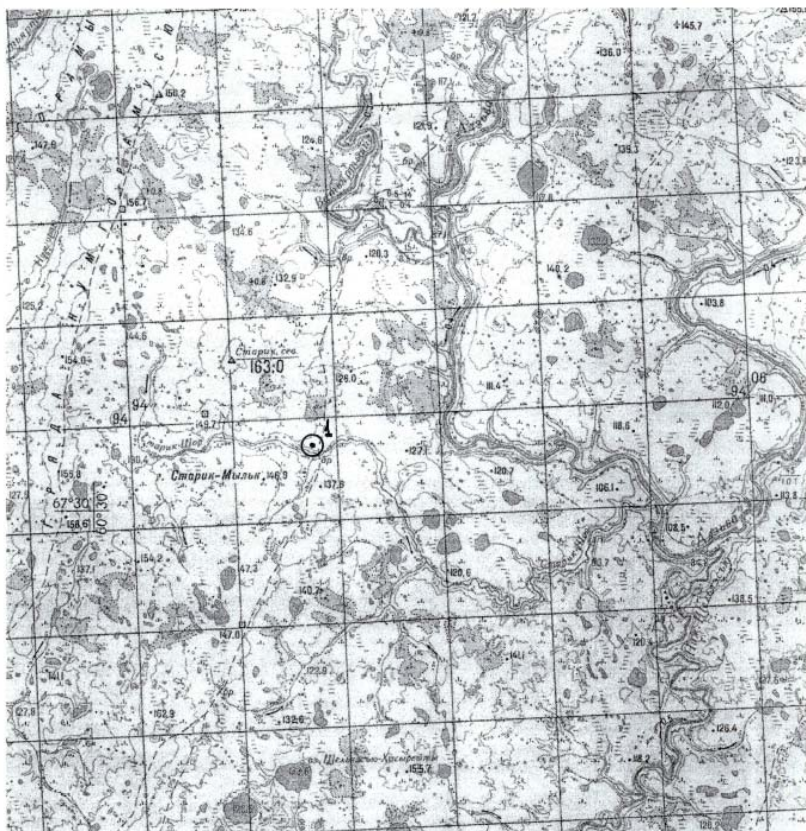


Рис. 9.1. Топографическая карта площади «Адзвинская»

Приложение 1

Физические свойства некоторых алканов

Название	Формула	$T_{пл.}^{\circ C}$	$T_{кип.}^{\circ C}$	Плотность (в жидком состоянии), г/см ³	Фазовое состояние в стандартных условиях
Метан	CH ₄	-182,5	-161,6	0,4160	Газы
Этан	C ₂ H ₆	-182,8	-88,6	0,5462	Газы
Пропан	C ₃ H ₈	-187,6	-42,1	0,5824	Газы
<i>n</i> -Бутан	C ₄ H ₁₀	-138,3	-0,5	0,5788	Газы
<i>n</i> -Пентан	C ₅ H ₁₂	-129,8	36,1	0,6264	Жидкости
<i>n</i> -Гексан	C ₆ H ₁₄	-95,3	68,7	0,6594	Жидкости
<i>n</i> -Гептан	C ₇ H ₁₆	-90,6	98,5	0,6837	Жидкости
<i>n</i> -Октан	C ₈ H ₁₈	-56,8	125,7	0,7028	Жидкости
<i>n</i> -Нонан	C ₉ H ₂₀	-53,6	150,8	0,7179	Жидкости
<i>n</i> -Декан	C ₁₀ H ₂₂	-29,7	174,0	0,7298	Жидкости
<i>n</i> -Гептадекан	C ₁₇ H ₃₆	22,0	303	0,7767	Жидкости
<i>n</i> -Октадекан	C ₁₈ H ₃₈	28,0	330	0,7767	Твердые вещества
<i>n</i> -Эйкозан	C ₂₀ H ₄₂	36,4	-	0,7777	Твердые вещества
<i>n</i> -Пентакозан	C ₂₅ H ₅₂	53,3	-	-	Твердые вещества
<i>n</i> -Триаконтан	C ₃₀ H ₆₂	66,5	-	-	Твердые вещества
<i>n</i> -Тетраконтан	C ₄₀ H ₈₂	81,0	-	-	Твердые вещества
<i>n</i> -Пентаконтан	C ₅₀ H ₁₀₂	92,0	-	0,7940	Твердые вещества

В составе нефти присутствуют три основные группы углеводородов: парафиновые (алканы) (C_nH_{2n+2}) – нафтеновые (цикланы) (C_nH_{2n}) – ароматические (арены) (C_nH_{2n-6} – ряд бензола, C_nH_{2n-12} – ряд нафталина).

По физическому состоянию различают УВ: от CH₄ до C₄H₁₀ – газы; C₅H₁₂ – C₁₆H₃₄ – жидкости; C₁₇H₃₆ – C₃₅H₇₂ – твердые (парафины).

Приложение 2

Обозначения и сокращения

АВПД	аномальное высокое пластовое давление	НГГР	нефтегазогеологическое районирование
АНПД	аномальное низкое пластовое давление	НГЗ	нефтегазоносная зона
БП	битумное поле	НГК	нефтегазоносный комплекс
ВНК	водонефтяной контакт	НГКМ	нефтегазоконденсатное месторождение
ВСП	вертикальное сейсмопрофилрование	НГМ	нефтегазовое месторождение
ВСТО	нефтепровод Восточная Сибирь-Тихий Океан	НГМГ	нефтегазоматеринский горизонт
ГВК	газодняной контакт	НГМП	нефтегазоматеринские породы
ГЗГ	главная зона газообразования	НГО	нефтегазоносная область
ГЗН	главная зона нефтеобразования	НГП	нефтегазоносная провинция
ГКМ	газоконденсатное месторождение	НГПК	нефтегазоносный подкомплекс
ГМ	газовое месторождение	НГР	нефтегазоносный район
ГНК	газонефтяной контакт	НМ	нефтяное месторождение
ГНМ	газонефтяное месторождение	НО	нефтеносная область
ГНО	газонефтеносная область	ОВ	органическое вещество
ГО	газоносная область	ОГ	отражающий горизонт
ГПНГ	геохимические поиски нефти и газа	ОНГО	очаг нефтегазообразования
ГРР	геологоразведочные работы	ПНГЗ	перспективно нефтегазоносная зона
ГУВ	газообразные углеводороды	ПНГР	перспективно нефтегазоносный район
ЖУВ	жидкие углеводороды	ПНГО	перспективно нефтегазоносная область
ЗБН	зона битумонакопления	РОВ	Рассеянное органическое вещество
ЗНГН	зона нефтегазонакопления	с/р	сейсморазведочные работы
$K_{\text{по}}$	коэффициент пористости открытой (пористость, %)	ТУВ	тяжелые углеводороды

$K_{пр}$	коэффициент проницаемости (проницаемость, $\mu D, D$).	УВ	углеводороды
КС	космические снимки	УВГ	углеводородные газы
ЛУВ	легкие углеводороды	УУВ	условные углеводороды
МПД	метод принудительной дегазации	ФЕС	фильтрационно-емкостные свойства
НГБ	нефтегазоносный бассейн	ЦНГД	центр нефтегазодобычи

Приложение 3

Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов

Классификация нефтей по содержанию серы

Содержание серы в нефти, %	Типы нефти
до 0,5	Малосернистые
0,5-1	Среднесернистые
1-3	Сернистые
более 3	Высокосернистые

Классификация нефтей по количеству парафинов

Содержание парафинов, %	Типы нефти
менее 1,5	Малопарафинистые
1,5-6	Парафинистые
более 6	Высокопарафинистые

Классификация нефтей по содержанию смол и асфальтенов

Содержание смол и асфальтенов, %	Типы нефти
менее 5	Малосмолистые
5-15	Смолистые
более 15	Высокосмолистые

Классификация нефтей по плотности

Плотность нефти при 20^0 и 0,1МПа, $г/см^3$	Типы нефти
---	------------



























до 0,830	Особо легкая
0,831-0,850	Легкая
0,851-0,870	Средняя
0,871-0,895	Тяжелая
более 0,895	Битуминозная

Классификация нефтей по вязкости

Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа*с	Типы нефти
до 5,0	Незначительной вязкости
от 5,1 до 10,0	Маловязкая
от 10,1 до 30,0	Повышенной вязкости
от 30, до 200,0	Высоковязкая
более 200,0	Сверхвязкая

Приложение 4

Обозначение вида и состава некоторых горных пород

Осадочные породы	
	Глины
	Аргиллиты
	Алевриты
	Алевролиты
	Пески
	Песчаники
	Гравий
	Гравелиты
	Галька
	Конгломераты
	Известняки
	Доломиты
Магматические породы	
	Граниты
	Диориты
	Сиениты
	Габбро
	Дуниты
	Риолиты
	Андезиты
	Трахиты
	Базальты
	Туфы разного состава
Метаморфические породы	
	Сланцы
	Гнейсы
	Амфиболиты
	Мраморы

Приложение 5

Темы рефератов

№№ п.п.	Название темы реферата
1.	Современное состояние ресурсной базы нефтегазового комплекса России.
2.	Углеводородные системы.
3.	Распределение углеводородов в земной коре.
4.	Традиционные ресурсы углеводородного сырья.
5.	Химия природных углеводородов. Гомологические ряды, состав и физические свойства нефти, газа, конденсатов.
6.	Условия и формы залегания углеводородов в земной коре.
7.	Состав и строение нефтегазовмещающих толщ . НГК.
8.	Структурно-генетическая классификация залежей нефти и газа.
9.	Стандартные и нестандартные условия образования ловушек углеводородов.
10.	Теории, концепции, гипотезы происхождения нефти и газа. Обзор.
11.	Осадочно-миграционная теория нефтидогенеза.
12.	Гипотезы неорганического происхождения нефти.
13.	Нетрадиционные ресурсы углеводородного сырья.
14.	Природные углеводородные газы.
15.	Источники метана и его гомологи (этан, пропан, бутан).
16.	Газы угольных бассейнов. Углеметан.
17.	Ресурсы метана в комплексных метано-угольных месторождениях.
18.	Гидраты природных газов.
19.	Методы изучения и обнаружения скоплений газогидратов.
20.	Газовые гидраты Мирового океана: механизмы образования, распространение, источники, ресурсный потенциал.
21.	Типы скоплений природных газовых гидратов.
22.	Прогнозирование потенциально газогидратоносных зон (районов).
23.	Влияние газогидратообразования на проницаемость пород.
24.	Роль газогидратов в преобразовании морфоструктуры морского дна.
25.	Водорастворенные газы пластовых вод продуктивных областей НГБ.
26.	Высокогазонасыщенные пластовые воды в областях современного глубокого прогибания бассейнов.
27.	Газ осадочных пород с низкой проницаемостью.
28.	Газ мелких и мельчайших газовых залежей в хорошо изученных регионах с падающей добычей.
29.	Нефть естественная – первый представитель ряда нефтидов.
30.	Роль нефти в мировом энергетическом балансе.
31.	Нефтегазовый потенциал арктических и восточных районов России как основа их экономического развития.
32.	Дериваты нефти (производные нефти)

33.	Нефть синтетическая (получаемая при переработке битумов, горючих сланцев и углей).
34.	Нефти тяжелые и высвязки.
35.	Традиционные месторождения нефти, выработанные с низким коэффициентом нефтеотдачи.
36.	Низкопроницаемые продуктивные коллекторы и сложные нетрадиционные резервуары.
37.	Природные битумы – терминология и вещественная классификация.
38.	Современные технологии разработки залежей сверхтяжелых нефтей и битумов, перспективы их применения в России.
39.	Металлы и другие полезные компоненты в битумах и тяжелых нефтях.
40.	Металлогеническая специализация нефтегазоносных провинций.
41.	Нефть осадочных пород с низкой проницаемостью или нетрадиционными коллекторами.
42.	Нефть мелких и мельчайших залежей в регионах с развитой инфраструктурой.
43.	Богхеды, горючие сланцы – источники для получения синтез-газа и синтетических топлив.
44.	Нетрадиционные виды и источники углеводородного сырья и проблемы их освоения.
45.	Генетические связи традиционных и нетрадиционных ресурсов углеводородного сырья.
46.	Нефтегазогеологическое районирование территории России. Нефтегазоносные провинции.
47.	Баренцевоморская НГП. <i>Штокмановское ГКМ.</i>
48.	Тимано-Печорская НГП. <i>Ярегское НМ, Усинское НМ, Сандивейское НМ, Вуктыльское НГКМ.</i>
49.	Волго-Уральская НГП. <i>Ромашкинское НМ, Туймазинское НМ, Оренбургское НГМ.</i>
50.	Прикаспийская НГП. <i>Таловское ГМ, Совхозное ГКМ.</i>
51.	Северо-Кавказско-Мангышлакская НГП. <i>Анастасиевско-Троицкое ГНМ.</i>
52.	Западно-Сибирская НГП. <i>Русановское ГКМ, Штурмовое ГМ, Новопортовское НГКМ, Уренгойское НГКМ, Самотлорское НГМ.</i>
53.	Хатангско-Вилюйская НГП. <i>Мессояхское ГКМ, Балахнинское ГКМ, Средневилюйское ГКМ, Толонское ГКМ.</i>
54.	Лено-Тунгусская НГП. <i>Среднеботуобинское и Тас-Юряхское НГКМ, Талаканское ГНМ, Алинское ГНМ, Верхнечонское НГКМ, Куямбинское и Юрубчено-Тохомское НГКМ, Ковыктинское ГКМ, Верхневилючанское НГМ.</i>
55.	Охотская НГП. <i>Восточно-Эхобинское НМ, Одоптинское НГКМ.</i>

56.	Балтийская НГО (в границах Калининградской области). <i>Западно-Озерское, Семёновское, Красноборское, Кравцовское НМ.</i>
57.	Крупные и уникальные месторождения нефти и газа, закономерности размещения их на территории и акваториях России.
58.	Основные параметры месторождений нефти и газа.
59.	Методы оценки ресурсного потенциала нефтегазогеологических объектов.
60.	Методы подсчета запасов нефти и газа.
61.	Традиционными методами поисков залежей нефти и газа.
62.	Несейсмические методы поисков залежей нефти и газа.
63.	Поиски и разведка залежей нефти и газа на континентальном шельфе и в акваториях арктических и дальневосточных морей России.
64.	Особенности поисков и разведки различных структурно-генетических групп месторождений нефти и газа.

Библиографический список

1. *Баженова О.К.* Геология и геохимия нефти и газа: Учебник /О.К.Баженова, Ю.К.Бурлин, Б.А.Соколов, В.Е.Хаин; Под ред. Б.А.Соколова. 2 –е изд., перераб. и доп. М.: Изд. Моск. Ун-та, изд. Центр «Академия» 2004. 415 с., илл. (Классический университетский учебник).

2. *Бакиров А.А.* Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа /А.А.Бакиров, Э.А.Бакиров, В.С.Мелик-Пашаев и др. Под ред. А.А.Бакирова. Учебник для вузов. Изд. 3 –е, переработанное и исправленное. М.: «Высшая школа», 1987. 384 с.: илл.

3. *Габриэляну Г.А.* Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. Учебник. М.: РИЦ МГГА, 2000. 512 с.: ил.

4. *Конторович А.Э.* Очерки теории нефтидогенеза: Избранные статьи/ Науч. ред. д-р геол.мин. наук С.Г. Неручев. Новосибирск: Изд. СО РАН, филиал «Гео». 2004. 545 с.

5. *Коршак А.А.* Основы нефтегазового дела. Учебник для ВУЗов./А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. Изд. второе, дополн. и исправл.: Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. 544 с.: илл.

6. Краткая энциклопедия нефтегазовой геологии. М.: Изд-во Академии горных наук, 1998. 576 с.

7. Методы прогноза, поиска и разведки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие /Р.Х.Муслимов, В.В.Ананьев, В.М.Смелков, Р.К.Тухватуллин. Казань: Изд-во Казанского государственного университета, 2007. 320 с.

8. Природные битумы и тяжелые нефти. Сборник материалов Международной научно-практической конференции. Под редакцией М.Д.Белонина. СПб.: «Недра», 2006. 588 с.

9. Словарь по геологии нефти и газа. Л.: Недрa, 1988. 679 с.: ил.

10. Справочник по геохимии нефти и газа. СПб.: ОАО «Издательство «Недра», 1998. 576 с.: илл.

СОДЕРЖАНИЕ

Занятие 1.....	3
Занятие 2.....	8
Занятие 3.....	12
Занятие 4.....	18
Занятие 5.....	34
Занятие 6.....	41
Занятие 7.....	46
Занятие 8.....	49
Занятие 9.....	51
Приложение 1. Физические свойства некоторых алканов.....	66
Приложение 2. Обозначения и сокращения.....	67
Приложение 3. Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов.....	68
Приложение 4. Обозначение вида и состава некоторых горных пород.....	70
Приложение 5. Темы рефератов.....	71
Библиографический список.....	74

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

***Методические указания к лабораторным работам
для студентов бакалавриата направления 21.03.01***

Сост.: *Ю.В. Нефедов, О.М. Прищепя*

Печатается с оригинал-макета, подготовленного кафедрой
геологии нефти и газа

Ответственный за выпуск *Ю.В. Нефедов*

Лицензия ИД № 06517 от 09.01.2002

Подписано к печати 30.06.2020. Формат 60×84/16.
Усл. печ. л. 4,4. Усл.кр.-отт. 4,4. Уч.-изд.л. 4,2. Тираж 75 экз. Заказ 487.

Санкт-Петербургский горный университет
РИЦ Санкт-Петербургского горного университета
Адрес университета и РИЦ: 199106 Санкт-Петербург, 21-я линия, 2