

**УТВЕРЖДАЮ**

Директор ИПР

\_\_\_\_\_ А.Ю. Дмитриев

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2016 г.

**РАЦИОНАЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ  
РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ**

**Методические указания к выполнению лабораторных работ для  
студентов направления 21.05.02. «Прикладная геология»**

**Институт природных ресурсов  
Обеспечивающая и выпускающая кафедра – геологии и разведки  
полезных ископаемых**

Курс – 5

Семестр – 9

Учебный план приема 2012 г.

Распределение учебного времени:  
аудиторная работа – 8 часов;  
самостоятельная (внеаудиторная) работа – 60 часов;  
зачет – 9 семестр

2016 год



**ПЕРЕЧЕНЬ И ХАРАКТЕРИСТИКА ЛАБОРАТОРНЫХ РАБОТ**

Лаборат. занятие	Тема	часы
1	Работа со структурными картами по данным сейсморазведочных работ.	1,5
2	Составление геологического задания и геолого-технического наряда на проектную поисковую скважину	2
3	Расчёт гидродинамических параметров при испытании объектов в эксплуатационной колонне.	2
4	Методика заложения проектных поисково-оценочных и разведочных скважин при доразведке месторождения нефти и газа.	2
	Рубежный контроль	0,5
Итого:		8



Лабораторная работа №1 «Работа со структурными картами по данным сейсморазведочных работ»

План:

- Отражающие горизонты;
- Временной сейсмический разрез;
- Чтение разрезов;
- Чтение штампов на картах;
- Работа со структурными картами (определение кондиционности карт и их описание).

*Отражающий горизонт* – это сейсмическая граница, выделяемая в разрезе на основании различия пород в скорости прохождения сейсмических волн. Отражающий горизонт также служит для сопоставления разрезов скважин.

При обработке данных МОВ строятся временные разрезы. *Временной разрез* представляет собой определенным образом подобранные и преобразованные сейсмограммы, на которых записи отнесены к нулевому времени, т.е. времени пробега волны при нулевом удалении от приемника до источника. Для этого в наблюдаемые сейсмограммы вводятся так называемые кинематические (скоростные) поправки.

Временные разрезы хотя и не несут информации о глубинах залегания отражающих границ, но дают представление об основных чертах геологического строения и являются важным результатом качественной интерпретации данных МОВ. Если средняя скорость не меняется вдоль профиля, то может быть выделена отражающая граница. Зная среднюю скорость в толще над отражающей границей и закон ее изменения со временем, легко перестроить временной разрез в глубинный.

Последовательность при построении временного разреза:

- планирование профиля;
- вынос профиля на местность топографами;
- прокладывание дороги для профиля;
- шнековое бурение (скважины глубиной по 8-9 м) (взрыв-пункты, пикеты);
- закладывание заряда на дно скважин;
- расстановка сейсмоприемников (3 провода: соединяем взрывчатку с сейсмоприемником, сейсмоприемник с помощью оранжевого провода соединяем с соседними пикетами);
- последовательно взрываем заряды;

## Методические указания



Ф ТПУ 7.1-21/01

– запись результатов (разница во времени получается за счет последовательного взрыва).

На временном разрезе по вертикали откладывается скорость пробега волны, по горизонтали – расстояние между пикетами. Плотность сетки профилей – 1,4 км/км<sup>2</sup>.

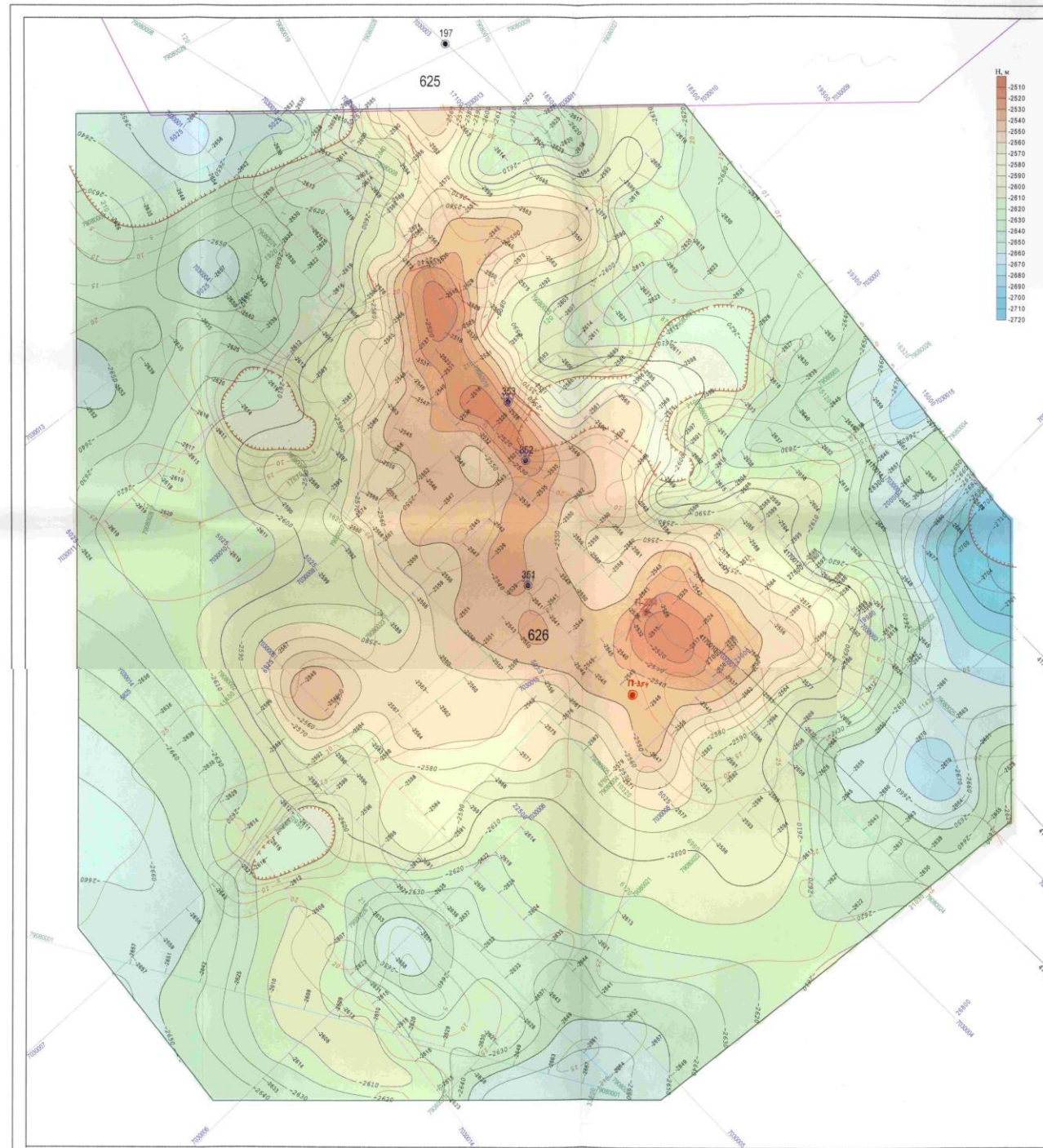
К временному разрезу прилагается карта с изображением профиля.

Обозначение разрезов: XX.XX.XX (первые две цифры – год проведения работ, вторые – № партии, третьи – № профиля). На самом разрезе дополнительные цифры указывают расстояние от начала профиля. При прохождении нескольких профилей через один пикет указываются дополнительно номера и расстояния других профилей. На старых профилях также возле расстояния от начала профиля верхним индексом указывают реальное расстояние до пикета (недоход или переход пикета).

По данным времени пробега волны через специальные таблицы (плотность пород) время пересчитывают в глубину. Строят сначала карты изохрон, затем структурные карты.

*Кондиционность карт* – достоверность, надежность, подтверждение бурением.

**При описании структуры** указываем расположение куполов, амплитуду структур (по оконтуривающей изолинии), определить площадь (исходя из масштаба, измеряем структуру крест-накрест). Определяем кондиционность карты.



**УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ**

Сеismicкие профили МОГТ-2D, обработанные с/п 3.07-08 (7 - год обработки, 03 - номер партии, 0001 - номер профиля, 5025 - начальный (конечный) пикет, - 2642 - пикет с отметками глубин до отражающего горизонта R, м)

Архивные seismicкие профили МОГТ-2D (переработанные в 2008 году)

Сеismicкие профили МОГТ-2D, архивные

Изолиты отражающего горизонта R<sup>6</sup> (вблизи кровли томенской свиты), м

Тектонические нарушения

П-354  
Рекомендуемая скважина

197  
Глубокие скважины (пробуренные), их номер

Изолиты прогнозируемых общих толщин песчаного пласта Ю<sub>3,4</sub> м

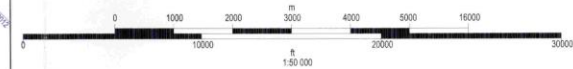
Прогнозируемое распространение общих толщин песчаных пластов Ю<sub>1,2</sub>

Контур лицензионного участка №74-1 с местоположением территории отчетных работ

**СТРУКТУРЫ III ПОРЯДКА**  
625 - Межозерная  
626 - Головная

Результаты испытания скважин

№ скважины	Изолиты пласта	Плотность скважины, г/см <sup>3</sup>	Диаметр скважины, мм	Добыча								Глубина, м
				общ.	своб.	своб.	своб.	своб.	своб.	своб.	своб.	
<b>Головная площадь</b>												
351	А <sub>1</sub> -квас	1882.0-1267.0	III	рыт/пл						7.2	141	
<b>Скважина ликвидирована по геологическим причинам</b>												
352	Бр-кв	2124.0-2138.0	III								151	
353	К5-кв	2141.0-2188.0	III								151	
354	К5-кв	2170.0-2421.0	III								159	
355	Р5	2518.0-2584.0	III								135	
356	Р5	2511.0-2516.0	III							0.045	1.0	
357	Ю <sub>1,2</sub>	2614.0-2624.0	III							0.24	1.2	
358	Ю <sub>1,2</sub>	2618.0-2645.0	III									
359	Ю <sub>1,2</sub>	2648.0-2647.0	III									
<b>Дополнительная информация</b>												
360	Ю <sub>1,2</sub>	2618.0-2624.0	III							0.38	0.2	
361	Ю <sub>1,2</sub>	2611.0-2644.0	III							9.8	85	
<b>Межозерная площадь</b>												
362	ИР	1781.0-2011.0	III	рыт/пл						2.6	70	
363	ИР-2	851.0-851.0	III	рыт/пл						3.85	9.6	
364	ИР-2	852.0-817.0	III	рыт/пл						6.4	124.3	
365	Ю <sub>1,2</sub>	1729.0-1729.0	III	рыт/пл						5.45	125.0	0.1
366	К5	2148.0-2148.0	III	рыт/пл						0.04	0.4	
367	Бр-кв	2120.0-2138.0	III								120	
368	К5-1	2121.0-2182.0	III								160	
369	К5-2	2120.0-2182.0	III								160	
370	К5-3	2121.0-2182.0	III								160	



Отчет по полевым сейсмогеологическим работам МОГТ-2D, выполненным с/п 3.07-08 ОАО «Старопольнефтегаз» масштаба 1:50000, обработке и интерпретации сейсмологических материалов МОГТ-2D в пределах Головной площади на лицензионном участке №74-1 (Рыбный-1) по договору №1/08-08 от 28.04.2008г. с ООО «Сибнефтегаз»

ООО «Томская Геофизическая Компания»

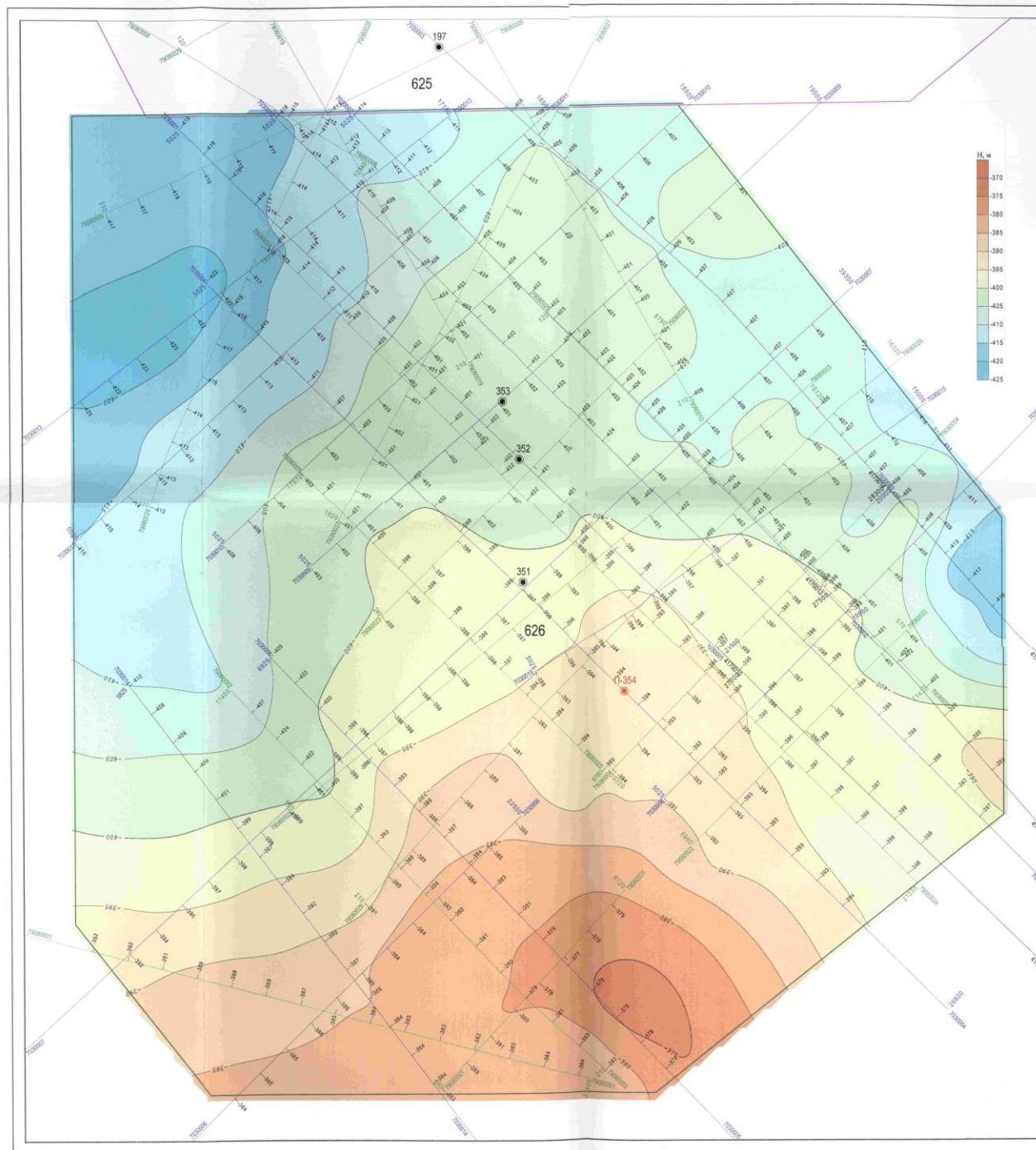
Отв.исп. Т.В. Забуга 2008 г.

Приложение 5  
Лист 1  
Масштаб 1:50 000

Структурная карта по отражающему горизонту R<sup>6</sup> (вблизи кровли томенской свиты), Лицензионный участок №74-1 (Головная площадь)

Составил: Т.В. Забуга  
Оформил: А.Р. Козлова





Тамбовская область, Карповский район

**УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ**

Сеismicкие профили МОИТ 2D, обработанные с/л 3/07-08 (7 - год обработки, 03 - номер партии, 0001 - номер профиля, 5025 - начальный (конечный) пикет, -419 - пикет с отметками глубины до отражающего горизонта V, м)

Сеismicкие профили МОИТ 2D (переработанные в 2008 году)

Сеismicкие профили МОИТ 2D, архивные

Изолинии отражающего горизонта V (вблизи кровли гамбургской свиты), м

197 Глубокие скважины (пробуренные), их номер

П-354 Рекомендуемая скважина

Контур лицензионного участка № 74-1 с местоположением территории отчетных работ

**СТРУКТУРЫ III ПОРЯДКА**

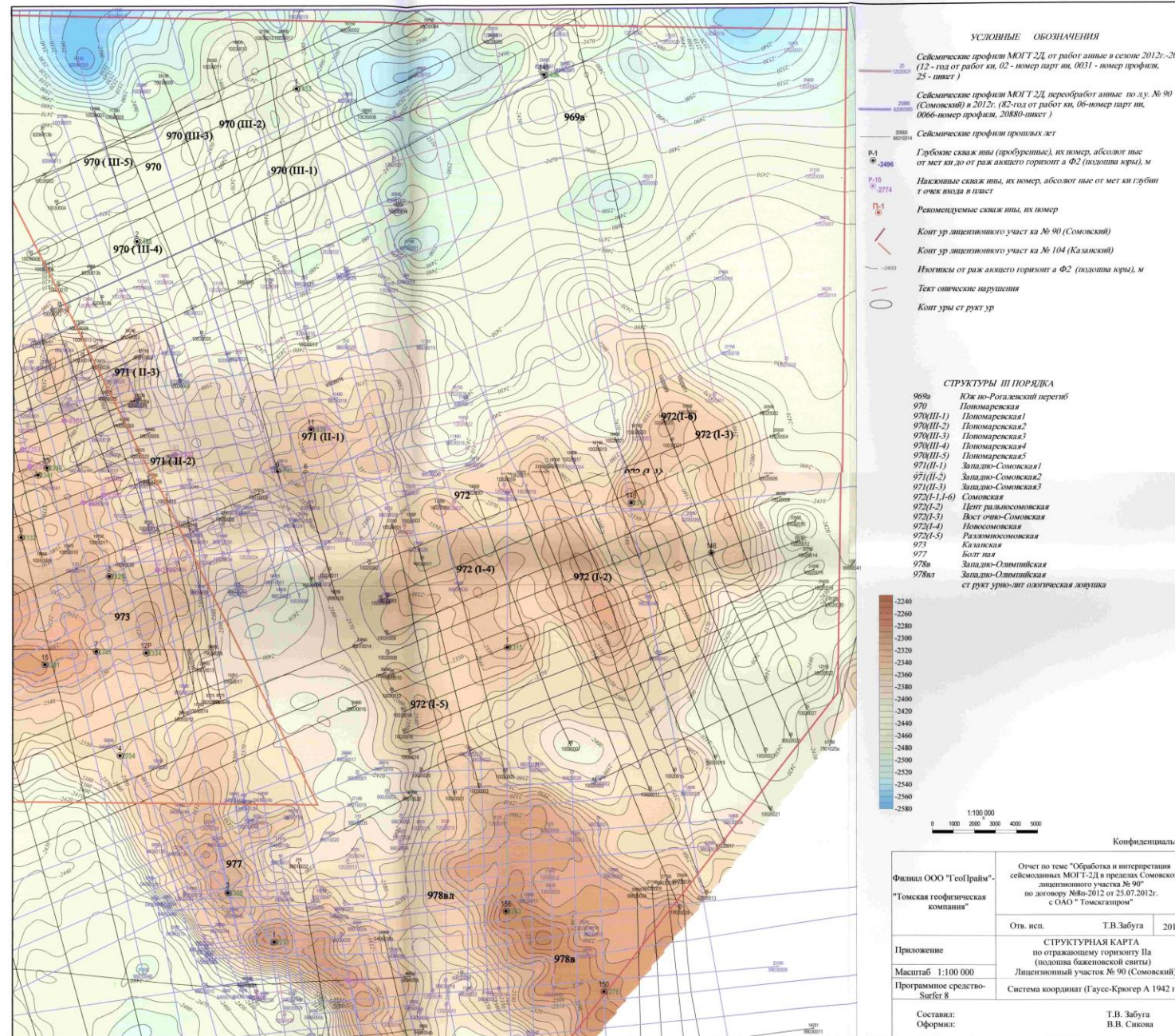
625 - Мезозерная  
626 - Головная

**Результаты испытаний скважин**

№ скважины	Имя скважины	История работ	Длина скважины, м	Диаметр скважины, мм	Данные															
					1	2	3	4	5	6	7	8	9	10						
<b>Скважины с целью геологического изучения</b>																				
351	А-197	1972-2-1267.0	1972-2-1267.0	197	раствор							7.2	141	1.13						
<b>Скважины с целью сейсмического мониторинга</b>																				
351	Кр-1	2122.0-2128.0	2122.0-2128.0	197	раствор								1.41							
351	Кр-2	2147.0-2153.0	2147.0-2153.0	197	раствор								1.51							
351	Кр-3	2176.0-2182.0	2176.0-2182.0	197	раствор								1.59							
351	Кр-4	2181.0-2187.0	2181.0-2187.0	197	раствор								1.62							
351	Кр-5	2181.0-2187.0	2181.0-2187.0	197	раствор								1.79							
351	Кр-6	2201.0-2207.0	2201.0-2207.0	197	раствор								1.13							
351	Кр-7	2201.0-2207.0	2201.0-2207.0	197	раствор								0.80						1.0	
351	Кр-8	2211.0-2217.0	2211.0-2217.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-9	2211.0-2217.0	2211.0-2217.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-10	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-11	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-12	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-13	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-14	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-15	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-16	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-17	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-18	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-19	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-20	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-21	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-22	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-23	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-24	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-25	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-26	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-27	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-28	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-29	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-30	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-31	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-32	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-33	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-34	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-35	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-36	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-37	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-38	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-39	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-40	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-41	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-42	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-43	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-44	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-45	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-46	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-47	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-48	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-49	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-50	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-51	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-52	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-53	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-54	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-55	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-56	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-57	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-58	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-59	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-60	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-61	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-62	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-63	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-64	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-65	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-66	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-67	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-68	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-69	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-70	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-71	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-72	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-73	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-74	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-75	2240.0-2246.0	2240.0-2246.0	197	раствор								0.24						1.2	
351	Кр-76	2240.0-2246.0	2240																	



ВАРИАНТ 4





**Методические  
указания**



**Ф ТПУ 7.1-21/01**

**Лабораторная работа №2 «Составление геологического задания и геолого-технического наряда на проектную поисковую скважину»**

План:

- Заполнить ожидаемый литолого-стратиграфический разрез скважины;
- Составить геологическое задание на строительство скважины по образцу:



ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ  
на строительство поисковой скважины № \_\_\_\_\_ площади.  
(Альтитуда ротора ~ \_\_\_\_\_ м)

1. Площадь: \_\_\_\_\_
2. Номер скважины: \_\_\_\_\_
3. Проектная глубина: \_\_\_\_\_ м.
4. Проектный горизонт: \_\_\_\_\_
5. Ожидаемый литолого-стратиграфический разрез скважины:

Стратиграфические подразделения (свита)	Глубина залегания, м	Литологическая характеристика
Четвертичные		
Некрасовская		
Чеганская		
Люлинворская		
Талицкая		
Ганькинская		
Березовская	Славгородская	
	Ипатовская	
Кузнецовская		
Покурская		
Алымская	Кошайская	
	Пласт А <sub>1</sub>	
Киялинская		
Вартовская		
Тарская		
Куломзинская		
Баженовская		
Георгиевская		
Васюганская		
Наунакская		
Тюменская		
Кора выветривания		
Палеозой		
Забой скважины		

**Методические  
указания**



**Ф ТПУ 7.1-21/01**

**6. Нефтеперспективные интервалы:**

Свита	Пласт	Интервал залегания, м	Тип коллектора	Потенциальный дебит нефти, м <sup>3</sup> /сут

**7. Термодинамические параметры по разрезу:**

Глубина, м	$R_{\text{пласт}}$ , $R_{\text{гидрост}}$	Температурный градиент

**8. Конструкция скважины:**

Направление 324 мм – \_\_\_\_\_ м, цемент до устья.

Кондуктор 245 мм – \_\_\_\_\_ м, цемент до устья.

Эксплуатационная колонна 168 мм – \_\_\_\_\_ м, цемент до устья.

**9. Интервалы отбора керна:**

Интервал отбора, м.	Проходка с керном, м.	Пласт	Свита

Проходка с отбором керна – \_\_\_\_\_ м.

Интервалы отбора керна корректируются в процессе бурения по данным промежуточных ГИС.

## Методические указания



Ф ТПУ 7.1-21/01

При наличии признаков нефтеносности в керне прекращение отбора керна не допускается.

10. Интервалы испытания:

а) в открытом стволе:

б) в эксплуатационной колонне:

Плотность перфорации 20 отв./пог.м. Тип перфораторов ПК0–89С, ПК-105С.

Освоение скважины производится заменой бурового раствора на воду методом свабивования, компрессирования, с использованием струйного насоса.

Интервалы и объекты испытания в открытом стволе корректируются по данным привязочных ГИС

Интервалы и объекты испытания в колонне корректируются по данным опробования в открытом стволе и комплекса ГИС.

11. Крепость пород

Интервал	Крепость пород по трудности бурения	Крепость пород по трудности отбора керна



12. Комплекс промыслово-геофизических исследований:

Наименование метода	Масштаб	Интервалы
<b>I. В открытом стволе</b>		
Стандартный каротаж (ПС, КС - 3 зонда)		
БКЗ 6-ю зондами +ПС		
ИК		
БК, МБК, резистивиметрия		
МКЗ, МКВ, ВИКИЗ		
АК (времен. амплит.)		
ГГК-п		
РК (ГК, НГК)		
Кавернометрия, профилометрия		
Инклинометрия		
ЯМК, Спектральный каротаж		
Газовый каротаж +ГТИ		
<b>II. В колонне</b>		
АКЦ в кондукторе, ЦМ		
АКЦ в экспл. колонне		
СГДТ, ОЦК		
ГК, ЛМ		
Перфорация	Согласно заявки	
Контроль перфорации и гидродинамические исследования (термометрия, СТД, РК, ЛМ, АКЦ, ВГД)	В интервале гидродинамических исследований в случае получения неоднозначных притоков (по согласованию с Заказчиком)	
ВСП		

# Методические указания



Ф ТПУ 7.1-21/01

## Вариант 1.

Наименование площадей, месторождений							
№ № скважин		190		191		192	
Альтитуда ротора		113,5		117,8		110	
Четвертичные отложения		скв. аварийная, каротаж до глубины 2860 м					
Некрасовская серия (* новомихай- ловская) верх.+сред. олигоцен							
Чеганская свита (* юрковская) олигоцен+верхний эоцен							
Люлинворская свита эоцен							
Талицкая свита (* парабельская) палеоцен							
Ганькинская свита (* сымская) даний, маастрихт							
Березо- вская	Славгородская свита кампан+верхний сантон						
	Ипатовская свита нижний сантон+коньяк						
Кузнецовская свита турон		<u>683</u> 569	17	<u>688</u> 570	18		
Покурская свита (* симоновская) сеноман+альб+апт		<u>700</u> 586	864	<u>706</u> 588	867		
Альп- ская	Кошайская пачка						
	Пласт А <sub>1</sub>						
Киялинская свита (* илекская) готерив+баррем		<u>1564</u> 1450	655	<u>1573</u> 1455	665		
Вартовская свита готерив+баррем							
Тарская свита валанжин		<u>2219</u> 2105	81	<u>2238</u> 2120	82		
Куломзинская свита валанжин		<u>2300</u> 2186	227	<u>2320</u> 2202	225		
Баженовская свита ти- тонский		<u>2527</u> 2413	26	<u>2545</u> 2427	25		
Георгиевская свита кимеридж		<u>2553</u> 2439	13	<u>2570</u> 2452	13		
Васюганская свита кел- ловей+оксфорд							
Наунакская свита кел- ловей+оксфорд		<u>2566</u> 2452	69	<u>2583</u> 2465	74		
Тюменская свита нижняя+средняя юра		<u>2635</u> 2521		<u>2657</u> 2539	297		
Кора выветривания				<u>2954</u> 2836	17		
Палеозой				<u>2971</u> 2853	146		
Забой скважины		2997		3100		3100	

Методические  
указания



Ф ТПУ 7.1-21/01

Вариант 2

Наименование площадей, месторождений									
№ № скважин		1		2		444		4	
Альтитуда ротора		113.7		128.7		105.2		113,8	
Четвертичные отложения									
Некрасовская серия верхний+средний олигоцен									
Чеганская свита олигоцен+верхний эоцен									
Люлинворская свита эоцен									
Талицкая свита палеоцен									
Ганькинская свита даний, маастрихт									
Березо- вская	Славгородская свита кампан+верхний сантон								
	Ипатовская свита нижний сантон+коньяк								
Кузнецовская свита турон						<u>636</u> 531	12		
Покурская свита сеноман+альб+апт						<u>648</u> 543	879		
Альм- ская	Кошайская пачка								
	Пласт А <sub>1</sub>								
Киялинская свита готерив+баррем		<u>1530</u> 1416	624	<u>1553</u> 1424	642	<u>1527</u> 1422	635		
Вартовская свита готерив+баррем									
Тарская свита валанжин		<u>2154</u> 2040	105	<u>2195</u> 2066	96	<u>2162</u> 2057	92		
Куломзинская свита валанжин		<u>2259</u> 2145	238	<u>2291</u> 2162	260	<u>2254</u> 2149	258		
Баженовская свита титонский		<u>2497</u> 2383	20	<u>2551</u> 2422	23	<u>2512</u> 2407	22		
Георгиевская свита кимеридж		<u>2517</u> 2403	4	<u>2574</u> 2445	6	<u>2534</u> 2429	4		
Васюганская свита келловей+оксфорд									
Наунакская свита келловей+оксфорд		<u>2521</u> 2407	66	<u>2580</u> 2451	71	<u>2538</u> 2433	75		
Тюменская свита нижняя+средняя юра		<u>2587</u> 2473	186	<u>2651</u> 2522	241	<u>2604</u> 2499			
Кора выветривания				<u>2892</u> 2763	33				
Палеозой		<u>2773</u> 2659	27	<u>2925</u> 2796	262				
Забой скважины		2800		3187		2868		3000	

Методические  
указания



Ф ТПУ 7.1-21/01

Вариант 3

Наименование площадей, месторождений		5		3		9		10	
№ № скважин		113.5		107.8		104.5		104,5	
Альтитуда ротора		113.5		107.8		104.5		104,5	
Четвертичные отложения									
Некрасовская серия верхний+средний олигоцен									
Чеганская свита олигоцен+верхний эоцен									
Люлинворская свита эоцен									
Талицкая свита палеоцен									
Ганькинская свита даний, маастрихт									
Березо- вская	Славгородская свита кампан+верхний сантон								
	Ипатовская свита нижний сантон+коньяк								
Кузнецовская свита турон		<u>644</u> 530	11			<u>640</u> 535	11		
Покурская свита сеноман+альб+апт		<u>655</u> 541	877			<u>651</u> 546	892		
Ы- м-	Кошайская пачка								
	Пласт А <sub>1</sub>								
Киялинская свита готерив+баррем		<u>1532</u> 1418	618	<u>1516</u> 1408	650	<u>1543</u> 1438	626		
Вартовская свита готерив+баррем									
Тарская свита валанжин		<u>2150</u> 2036	90	<u>2166</u> 2058	90	<u>2169</u> 2064	86		
Куломзинская свита валанжин		<u>2240</u> 2126	248	<u>2256</u> 2148	257	<u>2255</u> 2150	260		
Баженовская свита титонский		<u>2488</u> 2374	19	<u>2513</u> 2405	23	<u>2515</u> 2410	22		
Георгиевская свита кимеридж		<u>2507</u> 2393	4			<u>2537</u> 2432	4		
Васюганская свита келловей+оксфорд									
Наунакская свита келловей+оксфорд		<u>2511</u> 2397	80	<u>2536</u> 2438	65	<u>2541</u> 2436	62		
Тюменская свита нижняя+средняя юра		<u>2591</u> 2477	160	<u>2601</u> 2493	230	<u>2603</u> 2498	290		
Кора выветривания		<u>2751</u> 2637	79			<u>2893</u> 2788	23		
Палеозой		<u>2830</u> 2716	267	<u>2831</u> 2723	73	<u>2916</u> 2811	184		
Забой скважины		3096		2904		3100		3100	



# Методические указания



Ф ТПУ 7.1-21/01

## Вариант 4

Наименование площадей, месторождений		7		8		12		14	
№ № скважин		7		8		12		14	
Альтитуда ротора		114.5		115.4		119.1		118.8	
Четвертичные отложения									
Некрасовская серия верхний+средний олигоцен									
Чеганская свита олигоцен+верхний эоцен									
Люлинворская свита эоцен									
Талицкая свита палеоцен									
Ганькинская свита даний, маастрихт									
Березо- вская	Славгородская свита кампан+верхний сантон								
	Ипатовская свита нижний сантон+коньяк								
Кузнецовская свита турон		<u>649</u> 534	12	<u>647</u> 532	12	<u>656</u> 537	12		
Покурская свита сеноман+альб+апт		<u>661</u> 546	885	<u>659</u> 544	883	<u>668</u> 549	882		
Альм- ская	Кошайская пачка								
	Пласт А <sub>1</sub>								
Киялинская свита готерив+баррем		<u>1546</u> 1431	612	<u>1542</u> 1427	621	<u>1550</u> 1431	626		
Вартовская свита готерив+баррем									
Тарская свита валанжин		<u>2158</u> 2043	79	<u>2163</u> 2048	94	<u>2176</u> 2037	98		
Куломзинская свита валанжин		<u>2237</u> 2122	243	<u>2257</u> 2142	249	<u>2272</u> 2153	255		
Баженовская свита титонский		<u>2480</u> 2365	21	<u>2506</u> 2391	22	<u>2527</u> 2408	21		
Георгиевская свита кимеридж		<u>2501</u> 2386	3			<u>2548</u> 2429	4		
Васюганская свита келловей+оксфорд									
Наунакская свита келловей+оксфорд		<u>2504</u> 2389	56	<u>2528</u> 2413	70	<u>2552</u> 2433	59		
Тюменская свита нижняя+средняя юра		<u>2560</u> 2445	183	<u>2598</u> 2483	232	<u>2611</u> 2492	231		
Кора выветривания		<u>2743</u> 2628	13	<u>2830</u> 2715	40				
Палеозой		<u>2756</u> 2641	138	<u>2870</u> 2755	66	<u>2842</u> 2723	168		
Забой скважины		2894		2936		3010		3000	



**Лабораторная работа №3 «Расчёт гидродинамических параметров при  
испытании объектов в эксплуатационной колонне»**

План:

- Рассчитать газовый фактор. Дать название объекта по характеру насыщающих флюидов, в зависимости от их процентного соотношения.
- Рассчитать депрессию.
- Рассчитать коэффициент продуктивности (К прод.).
- Построение графика индикаторной прямой ( $\Delta P$  от  $Q$ ) по результатам отработки скважины на разных  $\square$ штуцерах (стационарного режима фильтрации).
- Сделать выводы о степени очистки призабойной зоны пласта, качества перфорации.
- Построить график зависимости  $R_{заб.}$  от  $R_{пласт.}$  для каждого  $\square$ штуцера (режима работы скважины). Проанализировать «воронку» депрессии для исследуемого объекта.
- При испытании объекта в эксплуатационной колонне для чего необходима следующая информация: локатор муфт, АКЦ, плотность перфорации, каверномер, литология пласта-коллектора, пористость, проницаемость.





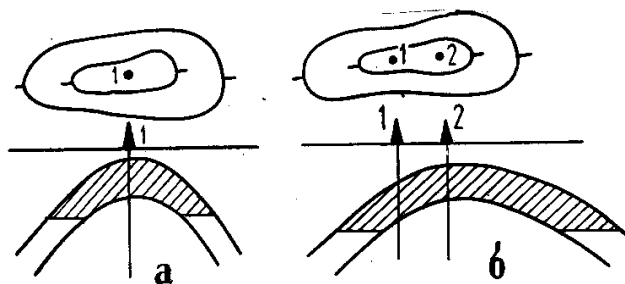




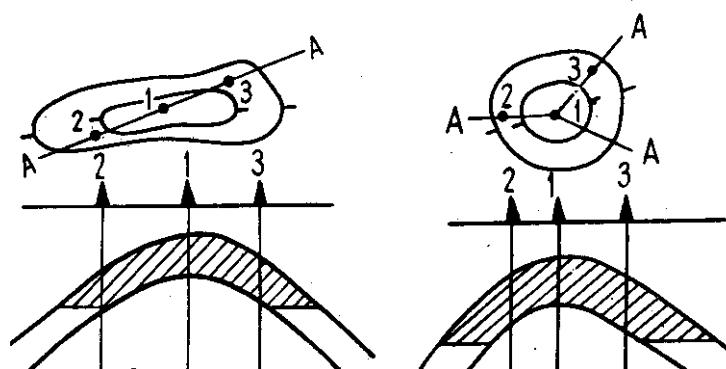
Лабораторная работа №4 «Методика заложения проектных поисково-оценочных и разведочных скважин при доразведке месторождения нефти и газа»

План:

- Описать структурную карту
- Обосновать заложение каждой поисково-оценочной и разведочной скважины (указать геологическую задачу бурения каждой скважины).



Системы заложения поисково-оценочных скважин на антиклинальных ловушках : а) – единичная скважина в своде структуры; б) – продольный профиль из 2-3 скважин



Системы заложения поисково-оценочных скважин на антиклинальных ловушках : а) – диагональный профиль из 3 скважин; б) – радиальные профили; в) – в «зоне полного заполнения всех куполов» и в «зоне максимального заполнения ловушки» на многокупольных структурах.

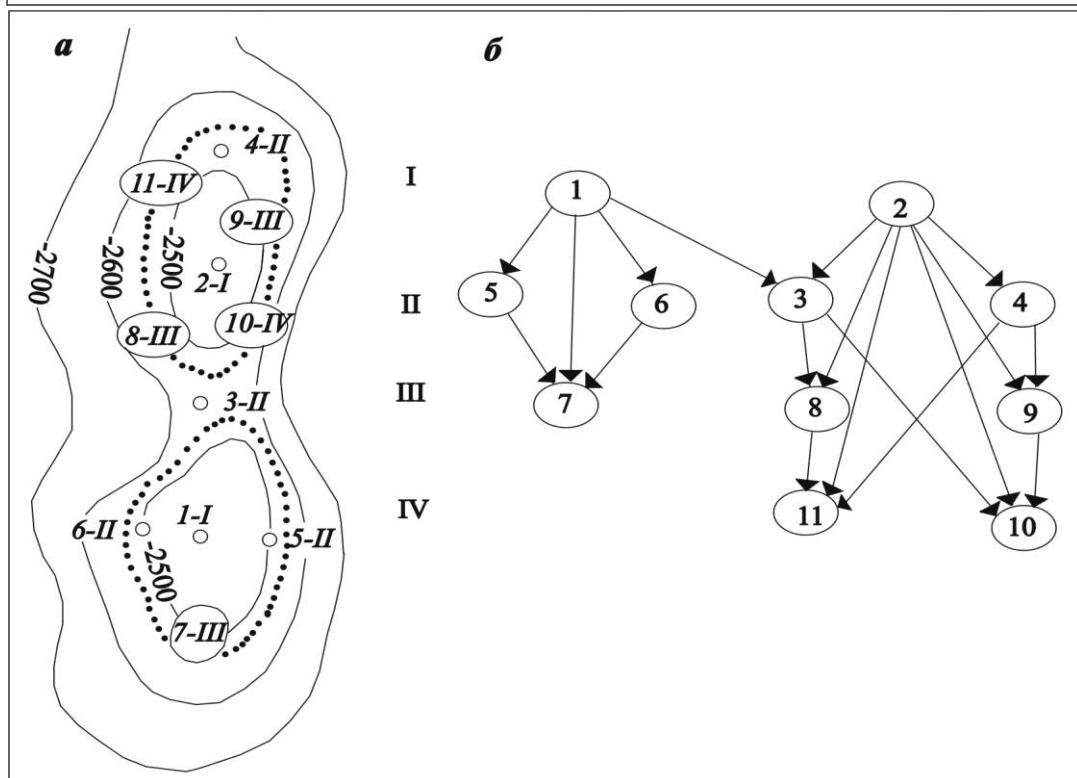
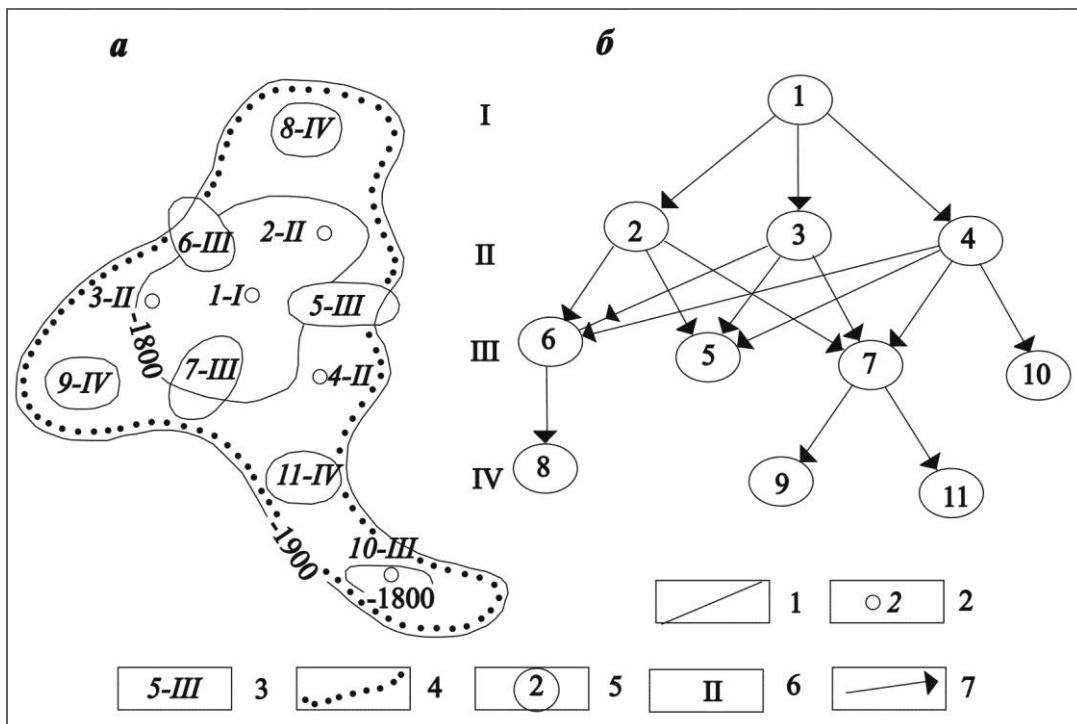
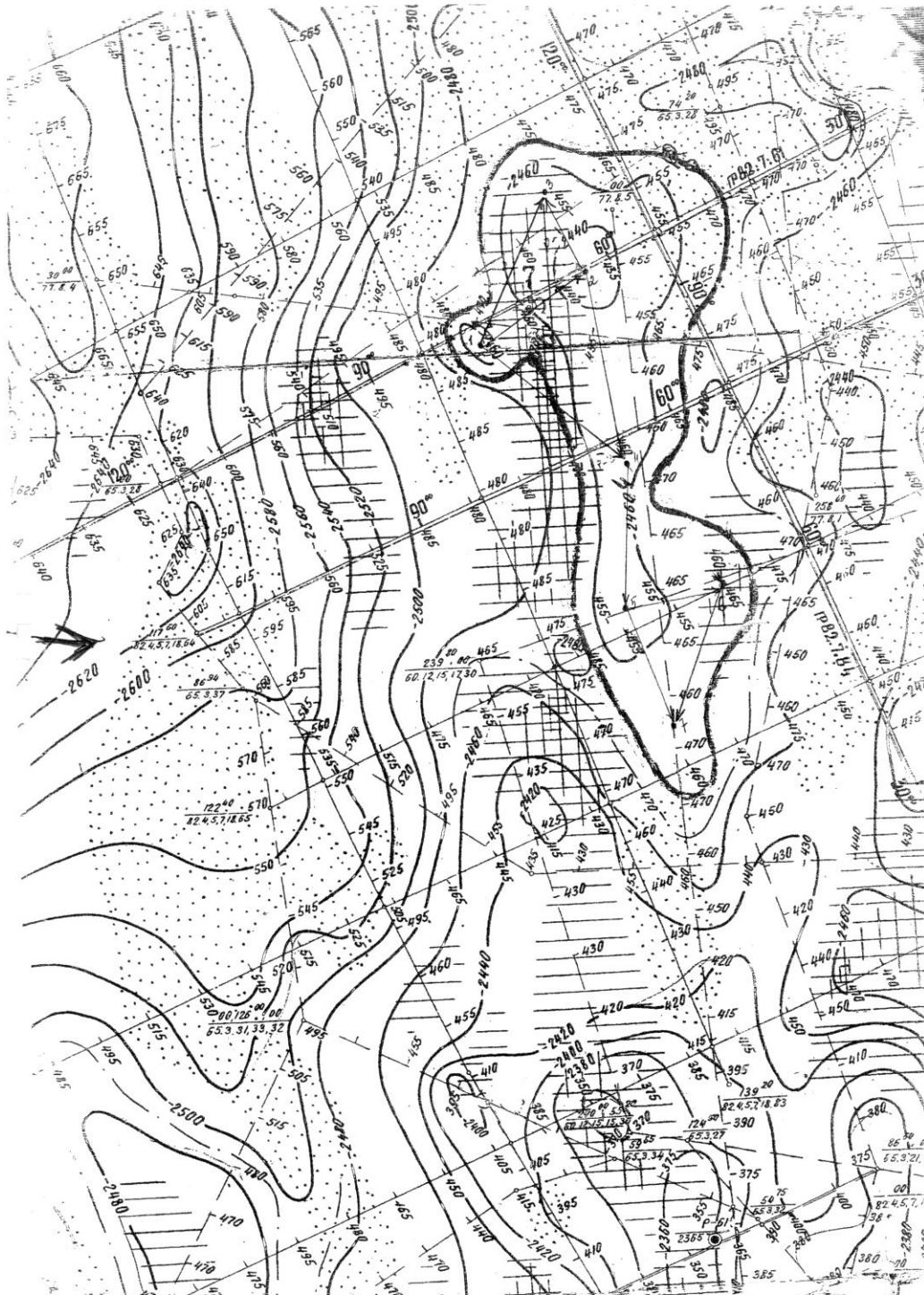


Схема расположения проектных скважин  
на разведочном этапе



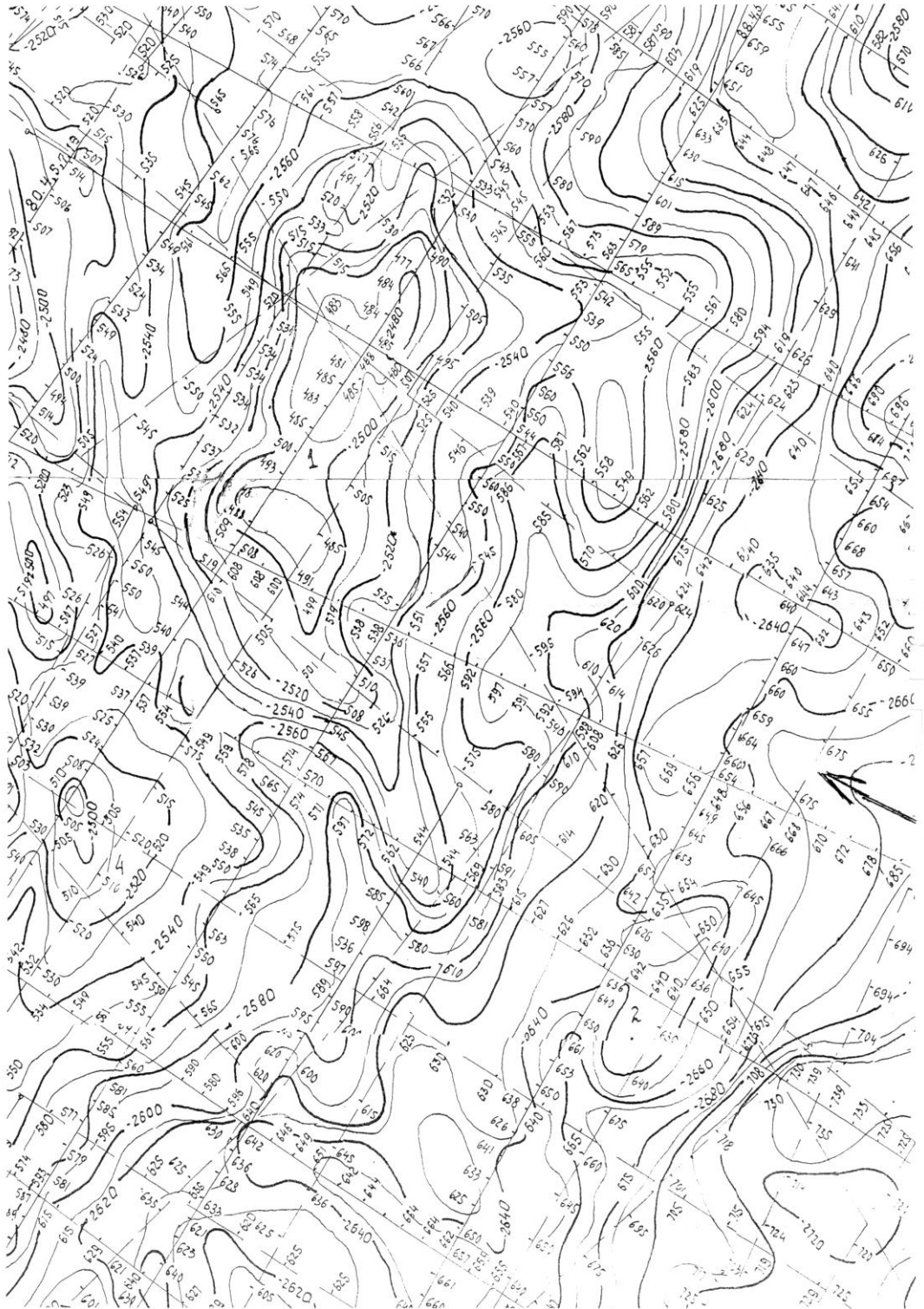


Вариант 1



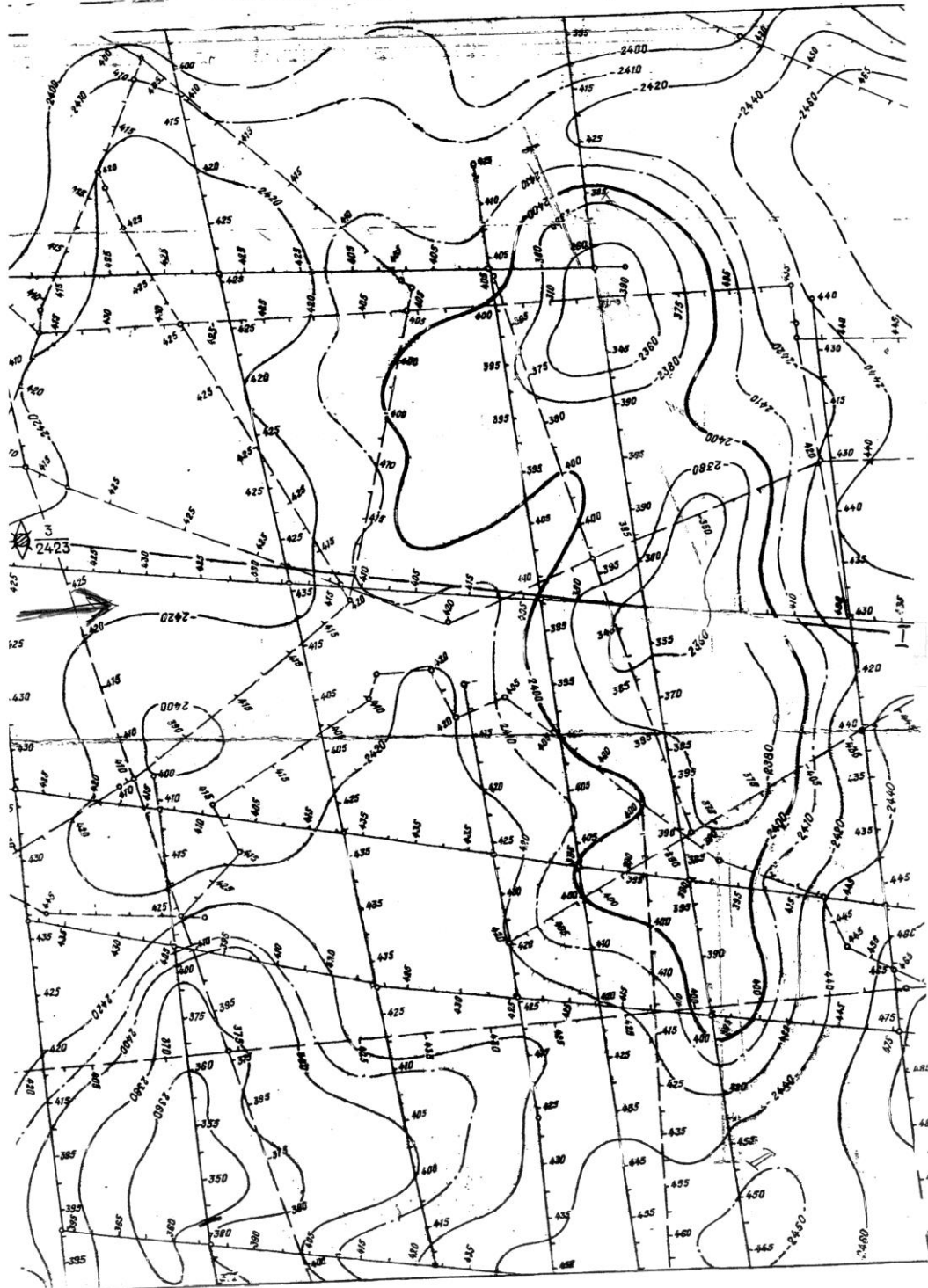


Вариант 2





Вариант 3





Вариант 4

