

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский Национальный Исследовательский Технический Университет им.
К.И. Сатпаева

Институт Геологии и нефтегазового дела имени К. Турысова

Кафедра Геологии нефти и газа

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой геологии
нефти и газа

К.Г.-м.н, доктор PhD

Т.А. Енсеппаев

« 16 » 05 2019 г.

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

На тему: «Особенности геологического строения месторождения
Карачаганак»

по специальности 5В070600 - «Геология и разведка месторождений полезных
ископаемых»

Выполнил

Киреева Ш.Н.

Научный руководитель
Урманова Д.Э.
подпись

« ____ » _____ 2019 г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский Национальный Исследовательский Технический Университет им.
К.И. Сатпаева

Институт Геологии и нефтегазового дела имени К. Турысова

Кафедра Геологии нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой геологии
нефти и газа

К.Т.-М.Н, доктор PhD

Т.А. Енсеппбаев

« 07 » 05 2019 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Обучающемуся Киреевой Шынар

Тема: Особенности геологического строения месторождения Карачаганак

Утвержден приказом Ректора Университета № 1168-б от «17» октября 2018 г.

Срок сдачи законченной работы «14» мая 2019 г.

Исходные данные к дипломной работе: материалы, собранные за период прохождения производственной практики.

Краткое содержание дипломной работы:

а) Описание геологического строения месторождения Карачаганак

б) Исследования коллекторских свойств пород-коллекторов

в) Охрана труда Охрана окружающей среды

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1 Стратиграфическая колонка

3 Структурные карты по отражающим горизонтам P1, C1, C9

4 Сейсмические профили L1900, L2674, L6200

Рекомендуемая основная литература:

Замилацкая Т.К., Афанасьева Т.С., Ефремова Г.Д., Малюкова Т.Н. Стратиграфия и фации нижнепермских отложений Карачаганакского поднятия // Известия вузов. Геология и разведка. 1987. – 13-26 с

Абилхасимов Х.Б. Особенности формирования природных резервуаров палеозойских отложений прикаспийской впадины и оценка перспектив их нефтегазоносности. – Москва, 2016. – 115-146.

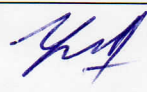
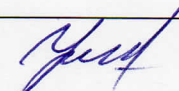
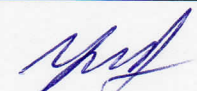
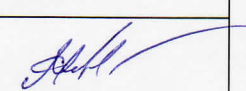
ГРАФИК

Подготовки дипломной работы

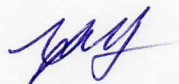
Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки предоставления научному руководителю	Примечание
1. Геологическая часть		
2. Методическая часть		
3. Охрана труда и окружающей среды		

Подписи

Консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу с
указанием относящихся к ним разделов проектов

Наименования разделов	Консультанты, Ф.И.О (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Геологическая часть	Урманова Д.Э.	8.05.19	
Методическая часть	Урманова Д.Э.	10.05.19	
Охрана труда и окружающей среды	Урманова Д.Э.	12.05.19	
Нормоконтролер	Санатбеков М.Е.	16.05.19	

Научный руководитель



подпись

Урманова Д.Э.

Задание принял к исполнению обучающийся _____ Киреева Ш.Н.
подпись

Дата

«18» 10 2019г

АҢДАТПА

Дипломдық жоба төрт негізгі бөлімнен тұрады:

- геологиялық;
- әдістемелік;
- еңбек қорғау;
- қоршаған ортаны қорғау.

Дипломдық жұмыстың мақсаты - геологиялық құрылымның негізгі ерекшеліктерін талдау және сәйкестендіру.

Геологиялық бөлігінде геологиялық барлау, мұнай-газ перспективасы, стратиграфиясы, тектоникасы және аймақтың гидрогеологиялық жағдайлары қарастырылады.

Жұмыстың дипломдық бөлігінде кен орнының геологиялық құрылымының ерекшеліктері, тау жыныстарының коллекторлық қасиеттерін зерттеу, сондай-ақ коллекторлық тау жыныстарды талдау нәтижелері келтірілген.

Еңбекті қорғау және қоршаған ортаны қорғау бөлімдерінде Қарашығанақ кен орнында жұмысшылардың қауіпсіздігін және қоршаған ортаны қорғауды қамтамасыз ету шаралары қарастырылады.

Дипломдық жұмыста 34 беттер, 12 суреттер мен 2 кестелер бар.

АННОТАЦИЯ

Дипломная работа состоит из четырех основных частей:

- геологическая;
- методическая;
- охрана труда;
- охрана окружающей среды.

Цель дипломной работы - проанализировать и выявить основные особенности геологического строения месторождения Карачаганак.

В геологической части рассматриваются геологическая изученность, перспективы нефтегазоносности, стратиграфия, тектоника, гидрогеологические условия региона.

В дипломной части работы даны особенности геологического строения месторождения, исследования коллекторских свойств пород, а также приведены результаты анализов пород-коллекторов.

В сегменте охраны труда рассматриваются события, обеспечивающие без опасность и защищенность работающих, в разделе окружающей среды приведены необходимые мероприятия по защите атмосферы, гидросферы и литосферы.

Дипломная работа содержит 34 страниц, 12 рисунков и 2 таблицы.

ANNOTATION

The graduation project consists of four main parts:

- geological part;
- diploma;
- safety on the workplace;
- environmental protection.

Purpose of the work: analysis and identification of the main features of the geological structure

The geological part deals with geological exploration, oil and gas potential, stratigraphy, tectonics, hydrogeological conditions of the region.

The diploma part of the work examines the features of the geological structure of the field, studies of reservoir properties of rocks, and also results of analyzes of reservoir rocks.

The discussion of environmental protection and safety on the workplace gives an insight into the safety measures and regulations in place to provide the safety of employees and adequate environmental protection on Karachaganak field.

The paper contains 34 pages, 12 figures and 2 tables.

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	7
1	Геологическая часть	8
1.1	Географо-экономические условия	8
1.2	Геолого-геофизическая изученность	9
1.3	Литолого-стратиграфическая характеристика	10
1.4	Тектоника	13
1.5	Нефтегазоносность	15
1.6	Гидрогеологические условия	17
2	Особенности геологического строения месторождения Карачаганак	20
2.1	Предпосылки развития внутрибассейновой карбонатной платформы месторождения Карачаганак	20
2.2	Седиментационные этапы формирования прикаспийского осадочного бассейна в позднем палеозое	21
2.3	Особенности состава продуктивных толщ	23
2.4	Коллекторские свойства пород-коллекторов месторождения	24
3	Охрана труда	30
4.1	Анализ производственно-опасных и вредных факторов	30
4.2	Безопасность работ при сборе и подготовке газа и газоконденсата	30
4	Охрана окружающей среды	32
4.1	Мероприятия по защите окружающей среды	32
	Заключение	34
	Список литературы	35
	Приложение А обзорная карта	36
	Приложение Б стратиграфическая колонка	37
	Приложение В структурная карта по кровле пластов	38
	Приложение Г поперечный разрез с юга на север	39
	Приложение Д структурная карта по отражающему горизонту Р1	40
	Приложение Е структурная карта по отражающему горизонту С1	41
	Приложение Ж структурная карта по отражающему горизонту С9	42
	Приложение К тектоническая карта	43
	Приложение Л Сейсмический профиль L1900	44
	Приложение М Сейсмический профиль L2674	45
	Приложение Н Сейсмический профиль L6200	46
	Приложение П структурный разрез постройки рифового комплекса	47
	Приложение Р Результаты полуколичественного анализа минералов карбонатных пород Карачаганакского месторождения	48

ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Карачаганак расположено на восточном борту Прикспийского бассейна, предшественника Каспийского моря, в 150 км к востоку от города Уральск. Поисково-разведочные работы на углеводороды в надсолевом разрезе активно проводились с начала 1900-х годов, разведка подсолевого комплекса началась только в 1970-х. Бурение подсолевого комплекса в основном было приурочено к бортовым частям бассейна. Месторождение было обнаружено в 1979 году после бурения с целью подтвердить структурное поднятие, выявленное после повторной интерпретации сейсмоматериалов, полученных в 70-ых годах. Интенсивное оценочное бурение привело к открытию огромного пермско-каменноугольного рифового комплекса с размерами 30 на 15 км. Свод структуры картируется на глубине 3500 м, газонефтяной контакт на глубине 4950, водонефтяной контакт на отметке 5150 м, следовательно высота газовой залежи отмечается свыше 1450 м, а нефтяная 200 м. Оцениваемые геологические запасы составляют 1,2 трлн м³ углеводородов газа и 1 млн.т жидких углеводородов.

Данная дипломная работа составлена на основе имеющихся геологических отчетов по производственной практике месторождения Карачаганак. А также будут представлены материалы из дополнительной литературы.

Актуальность темы: анализ геологического строения месторождения, выявление особенностей геологического строения и нефтегазоносности, исследование карбонатных пород-коллекторов.

Объектом исследования является месторождение Карачаганак с целью изучения геологического строения, характеристики коллекторских свойств продуктивных горизонтов месторождения.

Основные исследования базируются на анализе имеющихся геологических данных изучения геологического строения данного района, нефтегазоносности. В процессе исследования проводились следующие работы: изучение и анализ нефтегазоносности, характеристики толщин и коллекторских свойств продуктивных горизонтов.

1 Геологическая часть

1.1 Географо-экономические условия

Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение, открытое в 1979 году, расположено в Бурлинском районе Западно-Казахстанской области. (приложение А)

Площадь месторождения составляет 280 квадратных километров. Географически месторождение находится к северо-востоку от 51ой параллели северной широты и 50-го меридиана восточной долготы, в 25 км к северо-востоку от г.Аксай, в 150 км к востоку от г.Уральска, на высоте 80-130 м над уровнем моря.

Наиближайшими населенными пунктами считаются: Березовка (3 км), Успенровка (9 км), Каракемир (8 км), Жанаталап (4 км), Карашыганак (6 км), Димитров (9 км), Жарсуат (9км), Бестау (4 км). Пункт Тунгуш вплотную прилегает к контуру месторождения, но в настоящее время не населен.

В 15-20 км южнее месторождения проходит железнодорожная линия Уральск–Аксай–Оренбург. Площадь месторождения с юго-запада на северо-восток пересекает автодорога Уральск–Оренбург. В 35 -40 км к северо-востоку от месторождения протекает газопровод «Оренбург–Западная граница», а в 160 км западнее – нефтепровод «Мангышлак Самара».

От Карачаганакского месторождения до Оренбургского газоперерабатывающего завода (ОГПЗ) проложены газо- и конденсатопроводы протяженностью 120 км. Расстояние между Оренбургским и Карачаганакским месторождениями 80-100 км. По западной части месторождения проложена линия электропередач ЛЭП-35 северо-восточной направленности, а через территорию месторождения проходит ЛЭП-110.

В июне 2002 г. для врезки в сеть КТК был построен экспортный трубопровод Большой Чаган–Атырау с протяженностью 635 км, который пущен в эксплуатацию в июле 2003 года.

В орографическом плане район месторождения представлен равниной с оврагами и балками глубиной 8-10 м. Огромную доля региона занимают земледельческие поля и пастбища, разбитые на отдельные участки защитными лесополосами.

Гидрографическая сеть представлена рекой Урал, протекающей на расстоянии 15-20 км к северу от месторождения, и ее притоком рекой Илек (10-15 км северо-востоку). По площади месторождения протекает речка Березовка пересыхающая летом.

Климат района считается резко континентальным. Среднегодовая температура составляет +4,8°C, среднемесячный диапазон температуры от минус 16,4°C до плюс 26,4°C. Лето сухое и жаркое (до плюс 44°C), зима морозная (до минус 43°C). Почти каждый день дуют сильные ветры: в зимнее время – преимущественно южной и юго-восточной направленности со скоростью до 6,2

м/с, а в летнее время – северной, северо-западной и восточной направленности со средней скоростью до 4,3 м/с.

Среднегодовое количество осадков насчитывается от 220 до 250 мм при среднемесечном – от 4,9 до 50 мм. Диапазон высоты снежного покрова от 13 до 30 см, достигая максимум 50 см. Глубина промерзания грунта изменяется от 1 до 1,5 м в зависимости от толщины снежного покрова. Длительность отопительного сезона составляет 176 дней.

Глубина промерзания почвы колеблется от 1,0 до 1,65 м.

Южные черноземы, темно-каштановые, средне-каштановые, светло-каштановые и бурые почвы являются основными представителями почвенного покрова месторождения. Растительность аналогична сухим степям. Очень большое количество паразитных насекомых.

По признаку растительного покрова территория подразделяется на степную и пустынно-степную зоны.

Техническое водоснабжение обеспечивается преимущественно за счет подземных вод. Водоносные горизонты залегают на глубинах от 65 до 110 м, приурочены к трещиноватым мергелям и известнякам, а также к песчаникам неогеново-четвертичного и мелового, юрского и триасового возраста. Воды слабо минерализованные, гидрокарбонатно-кальциевые с минерализацией до 1-3 г/л, дебит скважины 26-100 м³/сутки.

Эксплуатация месторождения начата в 1984 году Карачаганакским газодобывающим управлением и продолжается по настоящее время под руководством пяти компаний – партнеров: Би-Джи Групп (Великобритания), Эни (Италия), доля капитала каждой из которых составляет 29,25 %, а также Шеврон (США) - 18 %, Лукойл (Россия) – 13,5% и НК «КазМунайГаз» - 10%.

1.2 Геолого-геофизическая изученность

Месторождение расположено в Карачаганак Кобландинской зоне поднятий во внутренней части северной бортовой зоны Прикаспийской впадины.

Амплитуда выступа фундамента Карачаганакской структуры 700м. Терригенная толща девона перекрывает кристаллическое основание, выше по разрезу залегают карбонатные отложения позднедевонораннепермского возраста мощностью 2200м. Карбонатная толща складывается двумя комплексами пород: раннепермского и каменноугольного возраста, залегающих со стратиграфическим несогласием. Строение Карачаганакской залежи трехчленное: газоконденсатная часть малой остаточной нефтенасыщенностью сменяется переходной зоной двухфазного состояния, а затем нефтяной. Максимальная вскрытая мощность каменно-угольных отложений составляет 683м.

1.3 Литолого-стратиграфическая характеристика

В строении Карачаганакского газоконденсатного месторождения задействованы породы широкого стратиграфического диапазона: от девонских до четвертичных включительно. (приложение Б)

Разрабатываемая нефтегазоконденсатная залежь приурочена к каменноугольно-артинским отложениям, залегающим на глубине от 3624-3735 м в центральных частях палеосвода залежи. Надпродуктивные отложения представлены мощной осадочной толщей, относящейся к кунгурско-мезокайнезойскому возрасту. (приложение В, Г)

Девонская система (D)

Нижний отдел (D₁)

Отложения раннедевонского возраста представлены темно-серыми аргиллитами с буроватым оттенком. Керн был отобран из интервала 6245–6248м. Вскрытая толщина нижнедевонских отложений составляет около 30м.

Средний отдел (D₂)

Среднедевонские отложения вскрыты поисковыми скважинами Д-6 и Д-15 и представлены эйфельским и живетским ярусами.

Отложения эйфельского яруса состоят из карбонатно-глинистой толщи, бийского возраста (интервал 6218-6081м), также карбонатной толщи (интервал 5980-5955м), относящейся к афонинскому возрасту. Аргиллитовая толща афонинского горизонта представлена преимущественно тёмно-серыми, почти чёрными и плотными аргиллитами с отдельными прослоями темно-серых известняков. В аргиллитах и известняках наблюдаются ориентированные по напластованию обломки и раковины.

Отложения, относящиеся к живетскому возрасту сложены тёмно-серыми, почти чёрными известняками, часто органогенными, и аргиллитами. С ними также встречаются в верхней части разреза прослойки (до 5мм) светло-серых мелкокристаллических известняков. Толщина живетского яруса составляет 64м.

Верхний отдел (D₃)

Верхнедевонские отложения представляет фаменский ярус.

Нижне-среднефаменские нерасчленённые отложения со стратиграфическим несогласием перекрывают отложения среднего девона. Разрез нижне-среднефаменских отложений представлен прослоями серых и тёмно-серых органогенно-обломочных известняков и почти чёрных мелко кристаллических доломитов. В известняках встречаются множество однокамерных фораминифер, обломков члеников криноидей, тонкостенных раковин острокод. Ранне-среднефаменский ярус устанавливается по комплексу однокамерных фораминифер. Максимальная толщина 368м.

Верхнефаменские отложения согласно перекрывают нижне-среднефаменские. Они вскрыты в центральной, западной и восточной частях, в которых преобладают кристаллические известняки. Лишь в южной части месторождения известняки имеют подчиненное значение.

Палеонтологическую характеристику верхнефаменских отложений описывают по форамиферам частично по водорослям. Толщина верхнефаменских отложений достигает до 368м и в краевых частях поднятия.

Каменноугольная система (С)

Каменноугольные отложения представлены нижним и средним отделами. Контакт с перекрывающими породами трансгрессивный, то есть с размывом каменноугольных отложений и угловым несогласием. На территории месторождения наиболее распространены отложения нижнего карбона, которые относятся к визейскому и серпуховскому ярусам.

Визейский ярус (C_{1v})

Представлен преобладающими светло-серыми, органогенно-детритовыми, мелко-среднезернистыми, пористыми известняками.

Диапазон толщины отложений яруса - от единиц до 260м. По палеонтологическим данным в разрезе яруса наблюдаются горизонты (снизу-вверх): алексинский; михайловский; веневский. Общая толщина визейского яруса на площади до 303м.

Серпуховский ярус (C_{1s})

Отложения серпуховского яруса сложены переслаиванием известняков и доломитов в равном соотношении. Известняки буровато-серые, биогерные, органогенно-детритовые, нередко с примесью тонкодисперсного глинистого материала, пористые. Доломиты серые и буровато-серые, мелко-тонкозернистые, известковистые, с реликтами водорослей, фораминифер, брахиопод, пористые. Общая толщина отложений составляет 210м.

Средний отдел (C₂)

Отложения среднего карбона к настоящему времени вскрыты только на северном крыле Карачаганакского поднятия (скважины 1, 5, 13). По палеонтологическим анализам они относятся к нижним горизонтам башкирского яруса (краснополянский горизонт).

Башкирский ярус (C_{2b})

Отложения сложены биоморфными, часто брекчированными известняками и доломитами, неравномерно пористыми. Общая толщина отложений 17-90м.

Каменноугольные отложения на площади месторождения вскрыты в интервале глубин 4480-5362м. Суммарная вскрытая толщина составляет 530-603м.

Пермская система (Р)

Породы пермского возраста залегают на каменноугольных отложениях со стратиграфическим перерывом. Пермская система представлена тремя толщами: карбонатная, соленосная, терригенная. Граница между нижним и верхним отделами пермской системы палеонтологически обоснована неточно, что позволяет условно проводить ее как в основании терригенной толщи так и внутри соленосной.

Нижний отдел (Р₁)

В нижнем отделе пермской системы выделяются ассельский, сакмарский, артинский и кунгурский ярусы. Первые три яруса представлены карбонатными породами, которые входят в состав продуктивной толщи месторождения и

образуют три типа разрезов: биогермный, склоновый и относительно глубоководный. Кунгурский ярус сложен соленосной толщей.

Артинский ярус ($P_1 ar$)

Артинский ярус по типу разреза подразделяются на подъярусы.

Нижнеартинский подъярус в рифовом типе разреза сложен биоморфно-детритовыми известняками, также вторичными доломитами. Толщина пород может достигать 90м.

В разрезе склонового типа толщина нижнеартинского яруса резко сокращена. Породы сложены вторичными доломитами, реже биоморфно детритовыми органогенно-обломочными известняками.

Верхне-артинский подъярус имеет схожие литологические характеристики с ниже-артинским. Толщина артинских отложений в биогермном типе разреза варьируется от 143м до 303м, в склоновом типе от 5м до 217м.

Кунгурский ярус ($P_1 k$)

Отложения кунгурского возраста в пределах месторождения развиты повсеместно. Они залегают на размытой поверхности каменноугольно-артинских отложений, облекая седиментационно рифогенную морфоструктуру Карачаганского поднятия и повторяя ее рельеф.

По палеонтологическим признакам в составе кунгурского яруса выделяются филипповский и ирьеньский горизонты.

Ирьеньский горизонт ($P_1 k^{in}$)

Отложения ирьеньского возраста вскрываются почти всеми пробуренными скважинами, кроме скважин, расположенных в зоне развития межкупольной мульды. Это объясняется полным оттоком пластичных соляных толщ в область становления соляных куполов.

Верхний отдел (P_2)

Породы верхнего отдела пермской системы представлены в объеме уфимского, казанского и татарского ярусов.

Уфимский ярус ($P_2 u$)

Ярус представлен аргиллитами подобными, красноцветными, коричневатосерыми, слабо известковистыми глинами. Присутствуют включения кристаллов каменной соли, гипса и ангидрита, формирующих в основании яруса отдельные прослои. Толщина яруса изменяется от 84м до 1252м, в отдельных случаях до 1630м.

Татарский ярус ($P_2 t$)

Представлен глинами коричневыми, коричневатокрасными с голубоватосерыми пятнами, плотными, аргиллитоподобными, известковистыми, песчанистыми. Имеются прослои косослоистых полимиктовых песчаников, алевролитов и слабосцементированных песков, редко известняков. Толщина яруса от 700 м до 1925 м.

Меловая система (K)

Меловая система представлена в размере нижнего отдела, который условно расчленяется на валанжинский, готеривский, баремский и аптский ярусы.

Валанжинский готеривский ярусы слагают пачку глин с прослоями мергелей и мелкими фосфоритовыми желваками в основании пачки. Толща этих отложений 13-44м.

Барремский ярус представлен глинами черными, плотными, песчанистыми. Наблюдаются редкие тонкие прослойки мергеля и конкреции сидерита. Толщина яруса 24-80м.

Аптский ярус представлен глинами темно серыми, уплотненными, песчанистыми. Выделяются в ярусе также прослойки пиритонизированных сидеритов и мергелей. В основании залегает пласт мелкозернистого песчаника с фосфоритами. Общая толщина яруса насчитывается в 76м.

Неогеновая система (N)

Неогеновую систему представляет верхний отдел. Отложения плиоцена залегают на породах разного возраста – от триаса до нижнего мела. Породы сложены глинами зеленовато-серыми, серыми, с прослоями серых песков, песчаников и алевролитов. Толщина плиоценовых отложений колеблется от 20м до 125м.

Четвертичная система (Q)

Породы четвертичной системы сложены в основном суглинками, супесями, песками с линзами галечников и прослоями глин. Толщина их составляет от 7м до 20м. (приложение Д, Е, Ж)

1.4 Тектоника

В тектоническом плане месторождение Карачаганак находится во внутренней части северной бортовой зоны Прикаспийской впадины, которая имеет большую толщину осадочного чехла, а главной особенностью является соляная тектоника. По результатам сейсморазведки в районе месторождения на глубине 6-7 тысяч метров выделяется выступ фундамента со сложным строением. (приложение К)

Месторождение характеризуется поднятием фундамента амплитудой около 400 м, которая ограничена с севера дугообразным прогибом. С южной части поднятие окаймляется двумя ветвями субширотного сброса, по которым поверхность фундамента ступенчато погружается в северо-южном направлении. Амплитуда сбросов нарастает к западу, достигая отметки 1200 м. Сбросы древнего заложения и по кровле терригенного девона не прослеживаются. Об унаследованном характере южной ветви сброса может свидетельствовать крутое крыло Карачаганакского поднятия по каменноугольным и нижнепермским отложениям.

Тут можно выделить три структурных комплекса, по разному реагирующих на тектонические силы и образовавшие своеобразные, только им присущие и генетически с ними связанные дислокации. (приложение Л, М, Н)

Нижний структурный комплекс включает в себя весь разрез древнейших отложений до артинского яруса включительно; средний представляет

кунгурскую сульфатно-галогенную толщу, верхний структурный комплекс охватывает породы верхней перми и триаса.

Нижний структурно-литологический комплекс палеозоя охватывает толщу пород от среднего девона по артинский ярус включительно. Он представляет из себя структуру с тектоно-седиментационными формами. Размеры структуры в плане составляют 15×30 км, высота составляет 1610 м при общей толщине среднедевонско-нижнепермских отложений до 2000 м. За пределами данного массива толщина этих отложений не превышает 600 м. Наименьшая глубина залегания кровли комплекса 3680 м. Если проанализировать соотношения тектонического и седиментационного момента, определяющих морфоструктуру Карачаганакского поднятия, то можно проследить тесную зависимость седиментационных процессов от локальных структуроформирующих и региональных движений. Они оказали влияние на форму и размеры поднятия, стратиграфические объемы слагающих его пород, перерывы в осадконакоплении, специфике унаследованных структурных форм. Структурная поверхность геологических пород карбона образована в условиях активного влияния денудационных процессов, наряду с перерывом в осадконакоплении и приведших к срезанию верхней части визейско-башкирского карбонатного массива и выравниванию его поверхности. Массив обретает в плане форму с довольно широкой восточной частью и сужающейся западной переклиналью. А плоская мало деформированная верхняя часть поднятия круто погружается на крыльях и переклиналях.

В среднем литологическом комплексе, сложенном породопластичной толщей кунгура, образовались резко дисгармонические структуры как в отношении к подстилающему, так и в отношении к перекрывающему структурно-литологическим комплексам. Среди них образовались волнообразные поднятия и соляные антиклинали, асимметричные диапировые структуры, соляные штоки и купола, а также межкупольные депрессии. В пределах района месторождения выделяются три соляные структуры: Карачаганакское соляное поднятие (соляная гряда) на севере, Сухореченский и Кончубайский соляные купола на юго-востоке и юго-западе, соответственно.

Карачаганакское соляное поднятие имеет простираие восточной и юго-восточной направленности, длина 25 км, ширина 6 км. Площади Кончубайского и Сухореченского куполов $3,5 \times 7$ км и 5×9 км соответственно. Кровля среднего комплекса в пределах солянокупольных поднятий залегает на глубине 153-250 м. На Карачаганакском соляном поднятии зафиксирована максимальная толщина комплекса, составляющая 4338 м.

Верхний структурно-литологический комплекс оснащен большим разнообразием структурных форм, создавшихся в красноцветной пачке верхней перми и триаса. Деформации в красноцветной толще объясняются перемещениями соленосных кунгурских пород. Сложнодислоцированные синклинальные блоки считаются основным морфологическим признаком данного комплекса. В пределах месторождения также сильно развита обширная Карачаганакская

межкупольная мульда, располагающаяся между Карачаганакским, Кончубайским Сухореченским соляными поднятиями.

Размеры Карачаганакской межкупольной мульды 5×20км. Максимальная толщина верхнего комплекса отмечается в пределах Карачаганакской мульды, где она составляет 3500-4872м. В верхней части комплекса, а именно в толще мезозойских отложений, геологической съемкой были обнаружены множество локальных тектонических нарушений, в основном субмеридионального простирания

Кунгуро-триасовый структурный комплекс, который характеризуется развитием соляной тектоники, является покровом Карачаганакского месторождения. Данная структура соляной тектоники привели к образованию в краевых частях подсолевой структуры с юга на север соляных гряд со специфичными переходами от галогенных к терригенным отложениям.

И, в заключении тектонического описания, самая верхняя часть разреза – неогеновый и четвертичный комплекс, с угловым несогласием перекрывает все более древние отложения.

1.5 Нефтегазоносность

Первый приток газа с конденсатом получен на месторождении в 1979 году из артинских отложений в скважине П-10. На данный момент нефтегазоносными считаются следующие отложения: нижнепермские, каменноугольные, верхне и среднедевонские.

Газоконденсатная залежь выявлена в карбонатном пласте филипповского сульфатно-карбонатного горизонта, из которого в скважине 30 был получен приток газа с конденсатом дебитом 47,7 тыс. м³/сут. Толщина филипповского горизонта варьируется от 1 до 302м, коллекторы в карбонатном пласте сильно развиты у ее присклоновых частей. В горизонте выявлены литологические ловушки. Всего установлено пять участков с присутствием коллекторов в карбонатном пласте филипповского горизонта. По данным ГИС средние значения пористости в диапазоне от 6 до 9%.

Эксплуатационная скважина №112 установила нефтеносность отложений в кунгурском горизонте. Нефть в этой скважине была получена в процессе бурения при глубине 3528м. Был получен фонтан нефти дебитом порядка 100м³/сут.

Скопление нефти приурочено к светло-серым ангидритам, трещиноватым, с косой слоистостью, обусловленной тонкими пропластками доломитов, пропитанных нефтью. По данным ГИС пористость нефтеносных отложений считается 6,5%.

Была установлена небольшая нефтяная залежь в пределах межкупольной мульды и низкопорово-трещинных коллекторах, которые залегают выше филипповского горизонта. Такого рода коллекторы установлены еще в шести

скважинах и образуют три участка ограниченной площади. Ловушки пластовые, паталогически ограничены.

Основная залежь на Карачаганакском месторождении является – нефтегазо-конденсатная, относящая к нижнепермско-верхнедевонским отложениям. Залежь имеет высоту почти 1600 м, по типу природного резервуара является массивной, сверху экранируется галогенно-терригенной покрывкой, представленной отложениями кунгурского яруса и верхней перми.

Положение абсолютной отметки водонефтяного контакта отмечается на глубине 5150 м на основании результатов опробования и данных ГИС.

Ниже, под основной нефтегазоконденсатной залежью, разведочной скважиной № 15 вскрыта нефтяная залежь в отложениях среднего девона. Промышленная нефтегазоносность среднедевонских отложений установлена в при опробовании интервала 5670-5754 м (эйфельский ярус), из которого получен приток легкой нефти дебитом 76,2 м³/сут и 69,1 тыс.м³/сут газа. Вскрытая толща среднего девона представлена темноцветными аргиллитами с прослоями известняков. Развитие нефтяной среднедевонской залежи предполагается в центральной части месторождения и несколько севернее контура основной нефтегазоконденсатной залежи.

Ниже отметки минус 5000м залегает нефтяная зона. Судя по высокому газожидкостному фактору (ГЖФ), превышающему 500м³/м³ и физико-химическим свойствам жидких углеводородов, нефть (особенно в верхних слоях зоны) легкая, маловязкая. Она переходит в более плотную и вязкую к отметке минус 5130м. Далее в совокупности с ухудшенными коллекторскими свойствами вмещающих пород, залежь может блокироваться участками или повсеместно.

По данным исследований скважины №13, ниже отметки минус 5130 предположительно расположена переходная водонефтяная зона.

Пластовые воды в чистом виде на месторождении не были установлены, следовательно конфигурация месторождения и высота залежи однозначно не приняты. На ряду с этим, есть основания полагать, что примесь жидкости, полученная с нефтью в скважине 13 с глубины 5202-5217м, представлена преимущественно пластовой водой, и составляет 70-80%. Это объясняется двумя факторами, с одной стороны ее химический состав с характерным для глубин вод свойствами и соотношением компонент, а с другой – ее стабильные притоки в значительных количествах (25-30%), что не прослеживалось в других скважинах с аналогичными условиями проходки, вскрытия и освоения пластов. Кроме того, сравнение химических составов полученной воды и бурового раствора показывает их несоответствие.

Относительно небольшая площадь залежи и большой этаж газонефтеносности предопределяют чрезвычайно высокую плотность запасов углеводородов.

По данным промысловых и лабораторных исследований Карачаганакское месторождение является конденсатогазонефтяным: в пермских отложениях находится газоконденсатная залежь, в каменноугольных газоконденсатная залежь и нефтяная подушка.

1.6 Гидрогеологические условия.

Карачаганское месторождение располагается в пределах северной погруженной части Прикаспийского артезианского бассейна. В гидрогеологическом разрезе выделяются два гидрогеологических этажа: надсолевой-поздне-пермско-мезозойско-кайнозойский и подсолевой – палеозойский, разделенный региональным водоупором – соленосно-ангидритовой толщей кунгура. Оба этажа представляют собой самостоятельные водонапорные системы, отличающиеся как гидродинамическим режимом, так и особенностями гидрохимии подземных вод.

Надсолевой гидрогеологический этаж находится в условиях инфильтрационного гидродинамического режима. Главные области питания располагаются по периферии Прикаспийского бассейна. Основная область разгрузки приурочена к внутренним районам Прикаспийской впадины.

В верхней части разреза надсолевых отложений (до глубин 200-300 м) развиты воды пестрого химического состава с минерализацией от 0,6 до 20 г/л. Ниже распространены соленые воды и рассолы хлоркальциевого типа, минерализация которых в верхнепермских отложениях достигает 200 г/л и более.

Изученная часть подсолевого гидрогеологического этажа, с которым связано Карачаганское месторождение, представлена нижнепермско-каменноугольно-верхнедевонскими карбонатными отложениями, слагающими единый водоносный комплекс. Водонасыщенные породы комплекса представлены пористыми и трещиноватыми известняками, в различной степени доломитизированными. Их коллекторские свойства изменяются в широких пределах. Дебиты самоизливающихся скважин колеблются от 1,4 до 49 м³/сут при депрессиях на пласт в 20-33 кг/см². Коэффициенты продуктивности гидрогеологических объектов составляют 0,07-1,8 м³/сут/кг/см² (скв 8, 21, 27, 28 и 35).

Гидродинамика подземных вод определяется элизионным режимом. Водобмен обусловлен процессами эмиграции вод из центральной части прикаспийской впадины к бортовым дислокациям. Центральную часть впадины в связи с этим, следует рассматривать как область питания элизионных вод, где поровые давления, видимо, соизмеримы с геостатическими давлениями, что обеспечивает движение высоконапорных флюидов к резервуарам периферии впадины.

Такая малая скорость не может обеспечить оттока элизионных вод от областей питания. Гидравлические сопротивления на путях подземного потока создают условия для частичной изоляции резервуара. В приконтактной зоне нижнепермско-каменноугольной залежи с водоносным комплексом пластовые давления составляют 59.28-59.44 Мпа.

В целом, пластовые воды данного месторождения можно охарактеризовать как высокоминерализованные воды хлоркальциевого типа с плотностью от 1,075 до 1,107 г/см³, с высокой степенью сульфатности, с достаточно высокой степенью метаморфизации.

Таким образом химическая характеристика пластовых вод несет в себе региональную закономерность, присущую водонапорной системе глубоко погруженных горизонтов Прикаспийской впадины.

Второй характерной особенностью вод месторождения является промышленное содержание микроэлементов, позволяющее выделить зону для совместного промышленного извлечения йодобромных вод.

Для пластовых вод Карачаганакского месторождения характерна неоднородность ионно-солевого состава. Они различаются по плотности, минерализации, соотношению отдельных солей, по относительному и абсолютному содержанию хлоридов Ca, Mg, Na. Это отличие проявилось в зональном распределении вод, что обусловлено фильтрационной неоднородностью водовмещающих пород. (таблица 1)

По характеристике газовой составляющей воднорастворенные газы (ВРГ) относятся к метано-углекисло-сероводородному типу. В их составе суммарное содержание кислых компонентов колеблется от 40 до 61 % (объемных), содержание тяжелых УВ, в числе которых присутствуют пентан и гексан, изменяется от 0,7 до 8,4 %. Газовый фактор составляет в среднем 6400 см³/л.

В составе ВРГ также наблюдается зональность выражающаяся в увеличении концентрации кислых газов в юго-восточном направлении. Можно предположить, что это такое распределение ВРГ является результатом дегазации вод турнейско-фаменских отложений.

Поступление возрожденных вод в пласты-коллекторы, насыщенные древнеседиментационными минерализованными водами, приводящее к распреснению последних, одновременно сопровождается «высаливанием» из возрожденных вод, насыщенных продуктами генерации, жидких и газовых флюидов. Поскольку растворимость углекислого газа и сероводорода в 27 и 78 раз выше растворимости метана, метан и другие УВ в первую очередь должны выделиться в свободную фазу. Данное предположение подтверждается повышенным содержанием кислых компонентов в ВРГ более древних (турнейско-фаменских) отложений, где процессы дегазации проходили более длительное время.

Таблица 1 - Характеристика пластовых вод Карачаганакского месторождения

№ скв	Интервал перфорации, м	ρ , г/см ³	Σ солей, г/л	Содержание МК, мг/л				Содержание солей, %			Коэффициенты			
				J	Br	B	Sr	CaCl ₂	MgCl ₂	NaCl	$\frac{\text{Cl-Na}}{\text{Mg}}$	$\frac{\text{SO}_4 \cdot 100}{\text{Cl}}$	$\frac{\text{Na}}{\text{Cl}}$	$\frac{\text{CaCl}_2}{\text{MgCl}_2}$
11-13	5202-5217	1,01	152,9	27,5	469,0	140,0	224,0	12,5	5,69	79,5	2,88	0,8	0,79	2,2
27	5262-5290	1,099	145,3	24,7	513,4	117,0	139,0	12,01	4,86	80,5	3,07	0,91	0,81	2,55
8	5297-5333	1,105	149,8	16,4	585,5	88,0	268,0	13,98	4,09	78,16	4,17	0,84	0,78	3,42
29	5342-5332	1,097	138,8	14,0	600,0	64,0	215,0	15,32	4,41	77,39	4,04	0,92	0,77	3,47
23	5226-5241	1,083	123,7	49,3	618,9	296,0	118,0	6,44	4,19	83,27	2,56	1,52	0,86	1,54
21	5311-5322	1,075	116,2	31,2	390,3	154,0	152,0	7,5	2,48	86,77	3,18	1,6	0,9	3,02
28	5280-5305	1,08	112,23	29,7	306,8			7,86	3,27	86,04	3,01	1,62	0,88	2,4
35	5304-5313	1,11	155,43	16,5	504,2			11,14	5,42	86,09	2,77	0,67	0,82	2,06
35	5304-5313	1,106	150,90	16,5	504,2			10,44	6,82	81,39	2,32	0,65	0,81	1,53
33	5247-5260	1,114	166,8	40	135,4	239,8		15,65	4,56	76,76	4,15	0,67	0,77	3,43

2 Особенности геологического строения месторождения Карачаганак

2.1 Предпосылки развития внутрибассейновой карбонатной платформы месторождения Карачаганак

Прикаспийский впадина – одна из нефтегазоносных провинций мира с уникальным геологическим строением и богатейшим нефтегазоносным потенциалом. Природные резервуары характеризуются сложным сочетанием типов коллекторов, фильтрационно-емкостными параметрами и особенностями нефтегазоносности в пределах локальных ловушек и крупных зон развития карбонатных комплексов. Основная доля разведанных запасов и прогнозов ресурсов углеводородного сырья связана с позднепалеозойским (докунгурским) комплексом, и с карбонатными породами относящиеся к девонскому и каменноугольному возрасту. (Приложение П)

Современные бортовые зоны Прикаспийской впадины образуют изолированные зоны, так называемые «внутрибассейновые карбонатные платформы». Такие внутрибассейновые карбонатные платформы широко развиты на юге (Астраханская, Тенгиз-Кашаганская, Южно-Эмбинская), на востоке (Темирская, Жанажольская), а также на севере впадины-Карачаганакская платформа.

Важным фактором прогноза распространения платформ является вопрос о причинах возникновения условий интенсивного карбоната накопления в определенных шельфовых зонах. К контролирующим агентам возникновения и роста карбонатных платформ, их морфологии можно отнести скорость прогибания, колебания уровня моря, климатические факторы.

Газоконденсатное нефтегазоносное месторождение Карачаганак находится в северо-бортовой области Прикаспийской нефтегазоносной провинции, которая охватывает глубочайший осадочный бассейн мира, относящиеся к геоструктурам субокеанического типа.

В образовании бассейнов акватории Каспийского моря решающая роль принадлежит перемещениям Восточно-Европейского палеоконтинента. Выяснено, что для формирования осадочного бассейна, в первую очередь, необходимы:

- 1) Большой объем осадочных отложений; пребывание плит в умеренных широтах, что способствует формированию качественных нефтематеринских толщ, резервуаров для углеводородов (в том числе карбонатных);
- 2) Наличие зон сочетания очагов генерации и зон аккумуляции при режиме средних скоростей осадконакопления;
- 3) Одновременное протекание процессов генерации углеводородов и формирования ловушек для нефти и газа, что увеличивает эффект аккумуляции эмигрирующих углеводородов;

4) Наличие: крупных ловушек, зон развития соленосных и глинистых покровов, участков повышенных температурных градиентов, что ускоряет процесс генерации, препятствует уменьшению пористости

5) Наличие зон унаследованного развития поднятий в пределах внутренних (платформенных частей) пассивных палеоокраин, способных длительное время аккумулировать углеводороды.

Карачаганакское месторождение находится во внутренней части северной бортовой зоны Прикаспийской впадины.

Здесь выделяется три структурных комплекса, различно реагировавших на тектонические движения и образовавшие специфические, только им присущие и генетически с ними связанные дислокации

Нижний структурный комплекс объединяет весь разрез древнейших отложений до артинского яруса включительно; средний включает кунгурскую сульфатно-галогенную толщу и верхний охватывает образования верхней перми и триаса.

2.2 Седиментационные этапы формирования прикаспийского осадочного бассейна в позднем палеозое

В строении глубокопогруженного подсолевого комплекса северной бортовой зоны Прикаспийской впадины задействованы девонские, каменноугольные, и нижнепермские отложения, выделяющихся разнообразием фаций и специфичностью их смены по латерали и вертикали. Отложения нижне-девонского возраста формировались в мелководном морском бассейне в эпоху приподнятого положения уровня моря. В пределах Приграничной приподнятой зоны и Чинаревского выступа продолжительный период была суша, так как нижне-девонские отложения тут представлены, в основном, корой выветривания фундамента толщиной около 60 км. В прогнутых участках в эпоху низкого положения уровня моря длилось накопление глинистых, карбонатных отложений. Карбонатные отложения, в свою очередь, могли сопровождаться рифообразованием на границе мелководья и глубоководья, который относится к некомпенсированному типу седиментации.

На распределение толщин карбонатных пород, оказывала влияние разница в глубинах ложа прогибов и обрамляющих их палеоподнятий, унаследованных от выступа фундамента. В приподнятых участках отлагались мелководные карбонаты, в прогибах преимущественно глубоководные кремнисто-карбонатные осадки.

В начале живецкого периода уровень моря понизился, наряду с этим, осадконакопление активно происходило в пониженных участках территории, это связано с сильным привносом терригенного материала, вероятно, водными потоками. Сформировавшаяся палеогеографическая обстановка была благоприятной.

Формирования по периферии поднятия значительных песчаных (песчано-гравийных) отмелей (пляжей) или конусов выноса обусловлены размывом грубозернистых отложений, сцементированных глинистым цементом, рифейского времени.

Визейско-нижнебашкирский комплекс северо-бортовой зоны включает в себя визейский, серпуховский (нижний карбон), и нижнебашкирские подъяруса среднего карбона. Основной особенностью его становления считается смена мелководно-морской карбонатной седиментации на глубоководную депрессионную.

В пределах карбонатного мелководного шельфа ассельский ярус мощностью 50-200 м представлен карбонатными отложениями. В зоне бортового уступа, отличающегося широко развитыми органогенными постройками, ассельский ярус представлен биогермными и слоистыми мелководно-шельфовыми породами, включающими органогенные постройки.

В зоне Карачаганакского рифа ассельские отложения подразделяются на три биогермные постройки, которые формируют холмоподобные вершины сундучной формы с плоским сводом и крутыми крыльями, подстилающими верхнедевонскими и каменноугольными отложениями.

Отложения сакмарского возраста в северной бортовой зоне развиты повсеместно. В пределах мелководного шельфа в зарифовой зоне тастубский горизонт представлен микро-тонкозернистыми известняками и доломитами с прослоями органогенно-детритовых и псевдоолитовых типов. В зоне бортового выступа сакмарский ярус представлен слоистыми карбонатами с включением биогермных. Биогермные отложения сложены серыми и светло-серыми мшанковыми, мшанково-багряными, также органогенно-детритовыми форами-ниферио-водорослевыми известняками и реликтово-органогенными доломитами.

На Карачаганакской карбонатной платформе длительно продолжалось накопление карбонатных комплексных структур, которые вглубь бассейна сменялись ритмичными толщами терригенных отложений (песчаники, алевролиты, аргиллиты).

Конец сакмарского – начало артинского времени происходит региональная перестройка всего тектонического режима в пределах данной территории. Инверсия в участках максимальной мощности накопившихся каменноугольных и ассельско-сакмарских отложений, привела к внушительным восходящим движениям, сформировавшим область с горным рельефом.

Артинская часть формации Карачаганакского островного рифа сложена толщей карбонатных пород мощностью более 200 м. Это образования биогермных построек, сместившихся к центру массива. Биогермы образованы синезелеными, сифониковыми и багряными водорослями.

Как следует из кривой Р.Вейла, стремительное понижение уровня мирового океана относится к середине раннепермской эпохи. В это время основная часть шельфа преобразуется в арену многочисленных субаэральных перерывов. В эту эпоху происходит «сброс» большей массы накопившихся на второй глобальный уровень седиментации (континентальный склон, его

подножье и абиссальные равнины); вполне вероятен перенос осадочного материала с шельфа и его бровки непосредственно к подножью нижнепермского бортового уступа, а в случае пологих склонов, в более глубоководные участки.

Для северо бортовой зоны характерны стабильные условия для накопления осадков, и по мере падения уровня они приобретают черты мелководной седиментации.

В артинский век карбонатонакопление сохраняется только в пределах северной бортовой зоны.

2.3 Особенности состава продуктивных толщ Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения

Геологи нефтяники полагают, что карбонатные породы рифовых тел, как коллекторы нефти и газа относительно однородны по коллекторским свойствам.

Литоологи выяснили, что нефтяная залежь в рифовом теле имеет значительную долю коллекторов сложного строения, и неоднородность пород проявляется по минеральному составу, пористости, проницаемости, нефтеводонасыщенности. Карбонатные коллекторы отличаются крайней невыдержанностью, значительной изменчивостью свойств. Первичная неоднородность коллектора зависит от седиментационных процессов, гидродинамики среды, а также генезисом известняков - типом рифообразователей, которые формируют внутрираковинные, межраковинные и реликтовые пустоты. Вторичная неоднородность возникает при катагенетических изменениях осадка: растворении, перекристаллизации, метасоматозе, стилолитизации и других процессах, сказывающихся в зависимости от генезиса пород.

Рассмотрим исследования, посвященные выявлению неоднородностей в карбонатных породах.

Нижнепермские отложения перекрывают со стратиграфическим несогласием ниже- и среднекаменноугольные. По Площади выявлено значительное колебание мощностей отложений: ассельского яруса от нескольких метров до сотен метров; сакмарского до нескольких десятков метров; артинского - от десятков до нескольких сотен метров. Это обусловлено различными фациальными условиями накопления пород, рифовыми, склоновыми и межрифовыми.

В составе продуктивной толщи выявлены следующие типы отложений: биогермные и водорослевые - 22.7%, органогенно-детритовые - 64.9%, органогенно-обломочные - 3.7%, биохемотропные - 8.7%. Биогермные породы образуют ядро нижнепермской рифогенной постройки и краевое обрамление каменноугольного поднятия. Органогенно-детритовые отложения наиболее распространены в фациях внутреннего склона рифа в нижней перми и в центральной части поднятия в карбоне. Они образуют мощную толщу - до 200 метров.

Продуктивные отложения нижнего и среднего карбона сложены пористыми, массивными, плотными, неравномерно кавернозными, трещиноватыми, доломитизированными известняками.

Среди известняков выделены органогенные, органогенно-детритовые, биохеомогенные, органогенно-обломочные разновидности. Биогермные известняки имеют преимущественно водорослевой состав, реже мшанково-водорослевый. Доломиты представлены тонко-мелкозернистыми и сгустковыми разновидностями. Биогермные известняки сильно перекристаллизованы и доломитизированы. Кристаллический кальцит содержится в 70-80% известняков, ангидрит составляет 5-15% известняков.

Органогенно-детритовые известняки сложены скелетными остатками организмов, значительно перекристаллизованы и составляют центральную часть Карачаганакского поднятия.

Биогермные породы артинского яруса сложены сине-зелеными и багряными водорослями, переслаиваются с биоморфно-детритовыми разновидностями, представленными кринодеями, фузолинидами, мшанками. В краевых частях рифа чаще встречаются биохеомогенные и органогенно-обломочные виды. Среди нижнепермских отложений выделены фациальные зоны: рифового ядра, передового рифового мелководья, склона, шельфа. Среди каменноугольных отложений выделены фации: кольцевого рифа, внутренней лагуны, склона.

2.4 Коллекторские свойства пород-коллекторов Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения

Коллекторские свойства пород определяются характером пустотного пространства. Пустотное пространство исследуемых карбонатных коллекторов составляют поры, каверны, трещины. Поры, образованные в стадию седиментогенеза относят к первичным, в постседиментационный период к вторичным. Образование вторичных пор связано с процессами доломитизации, перекристаллизации, трещиноватости и выщелачивания. Межзерновые седиментационные поры образованы гранями кристаллов минералов и их размер 0,001-0,01 мм. Межформенные седиментационные поры представляют собой промежутки между органическими остатками и их обломками. Размер пор ограничен размером органических остатков и колеблется от 0,02 до 0,35 мм. Размер диагенетических пор изменяется от 0,01 до 0,05 мм. Размер вторичных пор растворения от 0,05 до 10 мм.

Продуктивные отложения значительно изменены вторичными процессами, интенсивность которых обусловлена генезисом, текстурно-структурными свойствами пород, тектоническими особенностями данного региона, химизмом подземных вод.

Продуктивные толщи месторождения были подвержены неоднородным преобразованиям. Коллекторы различных типов формировались в различных фациальных зонах и отличаются индивидуальными свойствами. Коллекторы порового типа в зонах органогенных построек имеют большую эффективную мощность и выдержанный характер. Коллекторы сложного строения порового пространства склоновых фаций и фаций внутририфовых лагун отличаются малыми эффективными мощностями, невыдержанными фильтрационно-емкостными свойствами.

Независимо от возраста и глубины залегания, карбонатные толщи отличаются невыдержанностью коллекторских свойств. Внутри крупных зон наблюдаются значительные колебания величин пористости и проницаемости. Мощность пропластков различной пористости варьирует от 5 до 10 м.

Перекристаллизация пород в диагенезе происходила при инверсии арогонита в кальцит и высокомагнезиального кальцита в низкомагнезиальный. При периодических выводах нижнепермских органогенных построек из-под уровня моря происходили растворение, вынос карбонатного материала и перекристаллизация. Погружение пород на глубину в катагенезе сопровождалось увеличением размера кристаллов за счет твердофазной перекристаллизации.

Доломитизация отмечается выпадением новообразований по порам, кавернам, трещинам, а также пропласткам при метасоматозе.

Максимально доломитизированы сгустковые биоморфные разности органогенных построек, а минимально детритовые известняки межрифовой зоны.

Доломиты замещения имеют более высокую пористость, чем известняки.

Доломитизированы в основном водорослевые разности известняков органогенных построек. В органогенно-детритовых типах пород преимущественно происходил процесс сульфатизации.

В породах различных фациальных зон характер пустотного пространства различен.

Отложения фаций органогенных построек значительно затронуты процессами доломитизации, которые определяют характер порового пространства.

В этих породах наблюдается межкристаллические поры доломитизации размером 0,01-0,05 мм, поры перекристаллизации, остаточные межкристаллические пустоты размером 0,02-0,05 мм, остаточные межформенные пустоты размером 0,04-0,08 мм, поры и каверны выщелачивания размером 0,5-5 мм. Межкристаллические поры доломитизации хорошо сообщаются друг с другом. Остаточные межкристаллические поры частично заполнены новообразованными минералами и изолированы, а остаточные межформенные поры состоят из цепочек пустот. Пустоты выщелачивания щелевидной формы распределены вдоль трещин.

Пустое пространство отложений внутри рифовых лагун представлено в основном межформенными пустотами.

Породы склоновых фаций характеризуются низкой пористостью, трещиноватостью. Пустотное пространство этих пород состоит из остаточных первичных межформенных и внутриформенных пустот, вторичных пор, каверн выщелачивания, межкристаллических пор доломитизации.

Наличие солевого экрана на Крачаганакском месторождении является одной из причиной формирования аномально-высоких давлений, способствующих сохранности и формированию за счет гидроразрыва коллекторов на больших глубинах.

Процессы гипергенеза, катагенеза, множество перерывов в осадконакоплении привели к преобразованию пород, которые обладают аномально высокими и аномально низкими коллекторскими свойствами.

Известно, что в процессе диагенеза и катагенеза образуются литологические трещины, связанные с перекристаллизацией, доломитизацией осадка. Они разнонаправленные, хаотические, могут быть заполнены битумом, проходят между зернами карбоната. В литофицированной породе под влиянием неравномерного геостатического давления и неравномерного растворения под влиянием циркуляции подземных вод по ослабленным зонам образуются стилолиты, которые по форме бывают бугорчатые, зубчатые, столбчатые. По Силолитам развиваются минеральные, открытые трещины, а по открытым трещинам вторичные поры выщелачивания. Под влиянием тектонических напряжений в породах образуются тектонические трещины, по которым циркулируют подземные воды, растворяющие карбонатные породы.

Микроскопические исследования образцов карбонатных пород коллекторов Крачаганакского месторождения углеводородов.

Наибольшее распространение в исследуемом разрезе имеют известняки. Меньше распространены вторичные доломиты, редко встречаются первичные доломиты и ангдрито-доломитовые породы.

В скважине 17 доломиты преобладают над известняками. В Скважине 23 наблюдается чередование известняков и доломитов, ангдриты встречаются в нижней части разреза. В скважине 6 доломиты преобладают над известняками, ангдриты и ангдрито-доломитовые породы встречаются в кровле разреза. В скважине 26 в верхней части разреза преобладают известняки, в средней и нижней частях разреза наблюдается чередование известняков и доломитов. В самой кровле разреза присутствуют ангдриты.

В результате изучения микроскопическим методом 400 шлифов по образцам карбонатных пород скважин 26, 23, 6, 17, 4 нами выделены следующие структурно-генетические типы известняков:

1. Органогенно-водорослевые и водорослевые – 14%
2. Органогенно-водорослево-детритовые – 32%
3. Водорослево-органогенные и органогенные – 8%
4. Органогенно-обломочные – 8%
5. Водорослево-органогенно-детритовые – 32%

6. Сгустково-комковатые - 6%

Рассмотрим вышеуказанные типы известняков.

1. Органогенные известняки представлены целыми скелетными остатками, преимущественно крипоидей, иглокожих. Меньше распространены фораминиферы, остракоды, гастроподы. Встречаются редкие обломки мшанок, брахиопод, кораллов.

Водорослевые известняки сложены мутовчатами, кодиевыми разностями из группы зеленых. Встречаются водоросли, относящиеся к группе багряных. Присутствуют редкие тубифитесы из группы сине-зеленых водорослей, строматолиты.

В органо-водорослевых разностях почти в одинаковом количестве присутствуют вышеотмеченные водоросли и органические остатки. Текстура известняков массивная, пятнистая и линзовидно слоистая. Отличаются незначительной примесью глинистого вещества (0.5-1%). Содержание главных породообразующих компонентов колеблется от 70 до 90%. Сложены они разнотернистым кальцитом.

Для рассматриваемых известняков характерна доломитизация, которая проходила в стадии диагенеза и катагенеза. Эти процессы проявились в метасоматическом замещении кальцита доломитом. В результате доломитизации образуются зерна, имеющие многогранную или ромбоэдрическую форму. Стенками пор являются грани доломита, не затронутые растворением. Большая часть этих пор заполнена твердым неподвижным битумом, коричневого, темно-коричневого и почти черного цвета.

В органо-водорослевых известняках присутствует первичное сингенетическое органическое вещество, которое заполняет первичные, седиментационные, субкапиллярные, сорбционные поры, располагающиеся между тонкими зернами кальцита, слагающего органические остатки и водоросли.

2. Известняки органогенно-водорослево-детритовые, неслоистые, слабо глинистые (1-1,5 %), стилолитизированные, трещиноватые. Для них характерна доломитизация, кальцитизация и сульфатизация. Они в различной степени пористые и проницаемые. Главными породообразующими компонентами являются обломки органических остатков и водорослей, не испытавшие переотложение.

Обломки органических остатков представлены криноидеями, иглокожими, фораминиферами. Встречаются редкие обломки брахиопод, мшанок, кораллов.

Сложены обломки водорослей и органических остатков разнотернистым кальцитом, где содержание их составляет 70-85 %, а цемента 15-30%.

Стилолиты заполнены глинистым веществом, пигментированным коричневым битумом и имеют горизонтальную, бугорчато-зубчатую формы.

Отмечаются вертикальные и наклонные минеральные трещины. Наблюдаются открытые трещины, на стенках которых отмечены следы миграции легкого битума.

Из вторичных процессов минералообразования на месторождении Карачаганак характерны-диагенетическо-метасоматическая доломитизация, кальцитизация и сульфатизация, проявляющая в образовании пор, каверн, трещин.

Полезная емкость пород определяется в основном вторичными порами выщелачивания, развитым в матрице и приуроченными к трещинам.

3. Известняки сгустково-водорослевые –слабо глинистые, неслоистые. Для них также характерна стилолитизация, трещиноватость, выщелачивание, доломитизация, кальцитизация и сульфатизация.

4. Известняки органогенно-обломочные состоят из переотложенных и окатанных обломков органических остатков и водорослей.

Состав данного типа аналогичен органогенно-водорослевым и детритовым разностям известняков.

Органогенно-обломочные известняки являются показателем обмеления бассейна и перерывов в осадконакоплении. Они слабо глинистые, неслоистые.

Рентгенографический анализ образцов карбонатных пород коллекторов Карачаганакского месторождения углеводородов

Сложности диагностики минералов микроскопическим анализом объясняется тем, что вторичные минералы (доломит, ангидрит, кварц, пирит) могут присутствовать в карбонатных породах Карачаганакского месторождения углеводородов в рассеянном состоянии. Содержание этих минералов в таком состоянии может достигать 20%. Диагностика минералов также осложняется за счет присутствия в порах и трещинах до 25% битума. В связи с этим количественным рентгеновским анализом уточнялось содержание вторичных минералов, трудно определяемое микроскопическим методом. Выбор рентгенографического анализа для диагностики и оценки концентраций минералов обусловлен относительной простотой, высокой точностью, чувствительностью, эксперсностью метода. Выявленные содержания минералов с привязкой к глубинам необходимы для уточнения интерпретации материалов, получаемых геофизическими исследованиями в скважинах.

Полуколичественный анализ. Аналитическими пиками служили для кальцита и доломита отражения- 211, для кварца – 101, ангидрита 002. Съемка проводилась при вращении препарата в собственной плоскости и каждая проба снималась три раза. Цель работы – получить ориентировочные оценки содержания минералов, для выявления преобладания определенных фаз. (таблица 2)

В результате анализов выявлено следующее. В скважинах 2, 23 ядра органогенной постройки Карачаганакского месторождения углеводородов кальциты пород затронуты доломитизацией незначительно. Доломиты встречаются в нижней части разреза скважин. В скважинах 4, 10, 26 внутренней части лагуны кальциты чередуются с вторичными доломитами и ангидритами. Содержание кальцитов в образцах выше, чем доломитов и ангидритов. В 26

скважине доломиты встречаются достаточно реже, чем в 4 и 10 скважине и содержание их не более 10-15%. В 4 и 10 скважине образцы пород содержат до 60% доломита и до 40 % ангидрита. В скважинах 6, 17, 19, склона рифа содержание доломитов и ангидритов в образцах превышает количество кальцитов. Вторичные ангидриты в 19 скважине могут составлять 70-85 %.

Выявленная вертикальная неоднородность выражается в расчлененности продуктивных горизонтов интервалами пород, содержащих вторичные, в разной степени сульфатизированные доломиты. Также встречаются кварц, пирит. С ростом содержания вторичных минералов в значительной части интервалов пород возрастает плотность (до 1-2 см/см²) и раскрытость трещин (до 80 микрон). Это в свою очередь увеличивает трещинную проницаемость уплотненных пород для флюидов: нефти, газа и воды. Возникновение трещиноватости в зонах пород с катагенетическими минералами связано с многоэтапными разрядками тектонических напряжений. Увеличение плотности и раскрытости трещин определяется степенью доломитизации, сульфатизации, окремнения, перекристаллизации пород.

3 Охрана труда

3.1 Анализ производственно-опасных и вредных факторов

Особо опасные и вредоносные факторы, возникающие на производстве, а именно - рабочих местах, заводах, во время бурения, эксплуатации и ремонта скважин, при работе с фонтанной арматурой, буровой установкой являются следующие:

- взрывоопасность газа, конденсата, нефти;
- высокая степень загазованности воздуха рабочей среды;
- повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования и материалов, изделий;
- повышенная или пониженная подвижность воздуха;
- высокие значения напряжения в электрической цепи
- отсутствие или недостаток естественного света;
- низкий уровень освещенности рабочей зоны;
- пожароопасность производственных объектов

Также к вредным и опасным факторам относят такие вещества, как газообразный сероводород, сернистый ангидрид, диэтиленгликоль, метанол, ингибиторы, химические реагенты и тяжелые углеводороды.

3.2 Безопасность работ при сборе и подготовке газа и газоконденсата

Главными мероприятиями, направленными на предотвращение выделений вредных, взрывопожароопасных веществ считаются обеспечение прочности и герметичности технологических аппаратов и трубопроводов, автоматизация и дистанционный контроль, размещение вредных и взрывопожароопасных производств в отдельных помещениях и на открытых площадках, вентиляция производственных помещений.

Сброс с предохранительных клапанов и продувка технологического оборудования производится в факельные системы высокого и низкого давления. Газ, не подлежащий утилизации, сжигается на факелах высокого и низкого давления.

Для защиты работников и оборудования в случае аварийных ситуаций при эксплуатации предусмотрена система аварийного останова (САО).

Для снижения шума и вибрации технологического оборудования предусмотрено: шумящие и вибрирующие механизмы заключены в кожухи, установлены гибкие связи, упругие прокладки и пружины; тяжелое вибрирующее оборудование устанавливается на самостоятельные фундаменты.

Для промывки и обезжиривания деталей применяются негорючие эмульсии и растворы.

Работы, производящиеся на высоте должны проводиться на соответствующих площадках, имеющих перила и лестницы, а на высоте более трех метров должны применяться предохранительные пояса. Запрещается приводить работы на высоте при неблагоприятных климатических условиях.

Перед контролем, ремонтом, вскрытием и разгерметизацией технологического оборудования и скважин прилагаются меры по нейтрализации сероводорода и дезактивации пирофорных отложений. В участках возможного выделения в воздух рабочей зоны сероводорода осуществляется контроль воздушной среды автоматическими стационарными или переносными газосигнализаторами.

Защита оборудования от превышения давления осуществляется за счет предохранительных клапанов. Сбросы сероводородо-содержащих продуктов при срабатывании предохранительных устройств направляются в факельную систему.

Меры предосторожности при воздействии газообразного сероводорода H_2S .

На месторождении Карачаганак наличие сероводорода (3-5%) в природном газе требует особых условий и мер безопасности в процессе добычи, подготовки и транспорта газа.

В местах возможного риска присутствия сероводорода H_2S , применяются либо носимое, либо стационарное оборудование для обнаружения.

Локальное оповещение о газовой опасности осуществляется автоматически. Сирены должны сработать при достижении концентрации 1–3 мг/м³ хотя бы на одном из датчиков H_2S .

Сирены устанавливаются на опорах, с выбором места установки таким образом, чтобы опора сирены совпадала с точкой установки датчика H_2S , обеспечивая радиус слышимости – 800м.

Там, где населенные пункты особо приближены к трассе газоконденсатопровода, датчики H_2S располагаются на расстоянии 600–700м от крайней трубы коридора газоконденсатопроводов с шагом 200м. В населенных пунктах предусматривается: сиренная сигнализация; громкоговорящее оповещение; радиотрансляционная сеть Министерства связи.

4 Охрана окружающей среды

4.1 Мероприятия по защите окружающей среды

В целях улучшения экологической обстановки на месторождении Карачаганак на УКПГ-3 проведены мероприятия по модернизации. Данные мероприятия повысили безопасность производства, улучшили функциональность применяемого оборудования.

С целью защиты окружающей среды, сбросы сероводородосодержащих продуктов при срабатывании предохранительных устройств аппаратов направляются в факельную систему для сжигания в факеле. Сжигание позволяет окислять токсичные и пожаровзрывоопасные компоненты технологических сред до менее опасных веществ и создает более благоприятные условия для их рассеивания в атмосфере за счет высоты факела.

Отведено важное значение антикоррозийным мероприятиям и осуществлению контроля за технологией ингибирования технологического оборудования, газо- и конденсатопроводов.

Для утилизации промстоков обустроена площадка подготовки и утилизации промстоков и блок регенерации метанола. Очищенная промсточная вода закачивается на полигоне в промсточные скважины в глубокозалегающие поглощающие горизонты.

В соответствии с Законом «Об охране окружающей среды » Республики Казахстан на УКПГ-3 организован учет образования и утилизации производственных и коммунально-бытовых отходов.

Ливневые потоки на площадки со зданий, на территории аппаратной площадки и после гидроиспытаний аппаратов сбрасываются в общую для всех технологических линий промышленную канализацию.

Промстоки из сети канализации поступают на очистку в нефтеловушку, после отстаивания нефтепродукты отводятся щелевой поворотной трубой в нефтесборный колодец. Осадок из нефтеловушки удаляется за пределы площадки для захоронения. После нефтеловушки стоки проходят очистку в фильтрующих колодцах, загруженных древесной стружкой.

Защита атмосферы

Атмосфера на территории добычи нефти загрязняется сернистыми соединениями в результате сжигания минерального топлива в стационарных условиях.

Для обеспечения безаварийной разработки месторождения в соответствии с «Едиными правилами разработки нефтяных и газовых месторождений РК» предусматриваются следующие решения:

– автоматизация технологических процессов подготовки нефти и газа;

- применение устройств, сокращающих испарение углеводородов;
- при усилении неблагоприятных метеорологических условий, необходимо снизить производительность от 15 до 50 %, вплоть до полной остановки добычи;
- проверка систем извещения об аварийной ситуации;
- контроль работы системы нефтесбора и транспорта нефти, а также факельной системы;
- проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха.

Защита гидросферы

Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения подразделяются на:

- профилактические, направленные на сохранение естественного качества подземных вод;
- локализационные, препятствующие нарастанию и продвижению создавшегося в водоносном горизонте очага загрязнения;
- восстановительные, которые проводятся для удаления загрязнителей из водоносного горизонта и восстановления природного качества подземных вод.

Защита литосферы

Основными загрязнителями почв и природных комплексов на месторождении Карачаганак являются добываемая нефть и газ, подземные минерализованные воды, буровые и тампонажные растворы, химические реагенты, используемые при бурении, продукты сжигания на факельных установках сопутствующего газа, производственные и бытовые отходы.

Количество отходов, образованных от собственного производства КПО остается на уровне 3000-5000 тонн. Основным компонентом отходов является отработанный буровой раствор.

Для обеспечения безопасности от экологического вреда на литосферу, необходимо проводить следующие мероприятия:

- проведение фитомелиоративных мероприятий по периметру буровых, вахтового поселка, полигонов хранения твердых отходов и т.д.;
- использование только необходимых дорог, по возможности обустроив их щебнем или твердым покрытием.
- в районе действующих и законсервированных скважин необходимо закрепить пески твердым или полимерным покрытием;
- произвести посев многолетних и однолетних видов растений на рекультивированных землях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Карачаганак – это гигантское месторождение со сложным геологическим строением, определяющим неоднородность резервуара и сложную систему флюидов. Количественная оценка запасов и оптимизация добычи на месторождении Карачаганак требует понимания общей геологии бассейна и его строения. Выявление особенностей геологического строения, перспектив нефтегазоносности привели к составлению представления о бассейне, также его разведке и добычи.

Составление структурных и стратиграфических моделей, выработка представлений о характере пластовых флюидов являются ключом к решению наиболее эффективного освоения сложной карбонатной структуры.

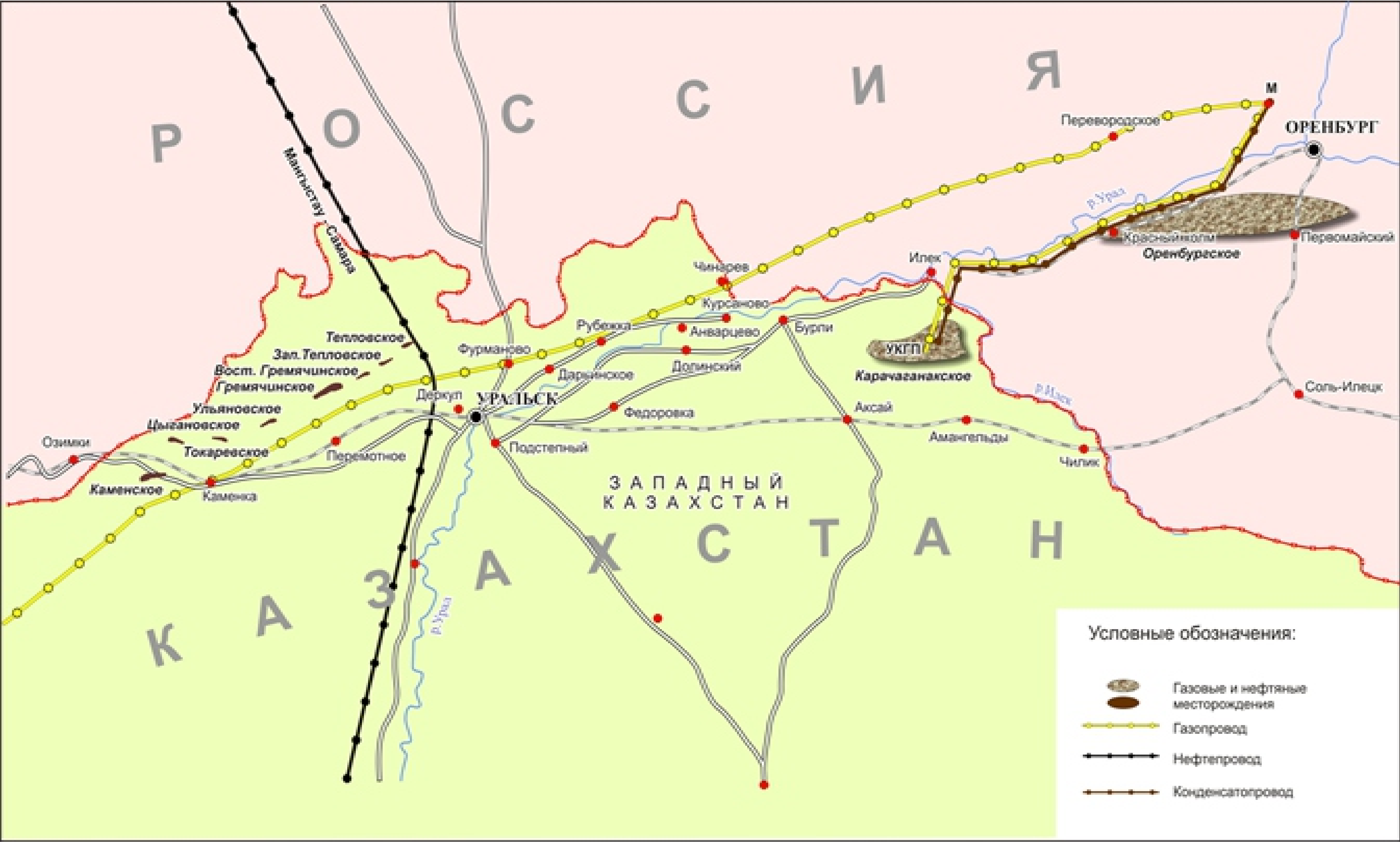
Вывод: в данной дипломной работе, в ходе подробного изучения геологического месторождения Карачаганак, этапов формирования осадочных толщ и карбонатных пород коллекторов, анализа коллекторских свойств пород коллекторов, рассмотрения характера пластовых флюидов и перспектив нефтегазоносности, были выявлены главные особенности геологического строения данного месторождения:

- 1) Строение Карачаганакской залежи трехчленное: газоконденсатная часть с малой остаточной нефтенасыщенностью сменяется переходной зоной двухфазного состояния, а затем нефтяной;
- 2) Наличие мощных нефтегазоматеринских пород девонского и додевонского осадочного комплекса;
- 3) Развитие высокоамплитудных тектоно-седиментационных структур, относящихся к древнему заложению;
- 4) Длительное карбонатонакопление на различных этапах седиментации и обосновывается блоковой структурой фундамента, залегающего на разных глубинах;
- 5) Результаты геохимических исследований показывают, что нефти в подсолевом комплексе сформировались за счет органического вещества «морского», «континентального» и «прибрежно-морского» типов. Это говорит о существовании в пределах месторождения независимых автономных очагов генерации нефти и газа. Аналогичные по составу нефти выявлены в надсолевых отложениях, это может быть обусловлено процессами миграции флюидов из более древних толщ в молодые;
- 6) Наличие мощного соленосного экрана кунгурского возраста, являющийся региональной крышкой;
- 7) Сохранение высокеемких коллекторов карбонатного типа в условиях больших глубин;
- 8) Наличие аномально-высоких давлений;
- 9) Инверсионные движения, которые привели проявлению процесса выщелачивания интенсивного характера.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

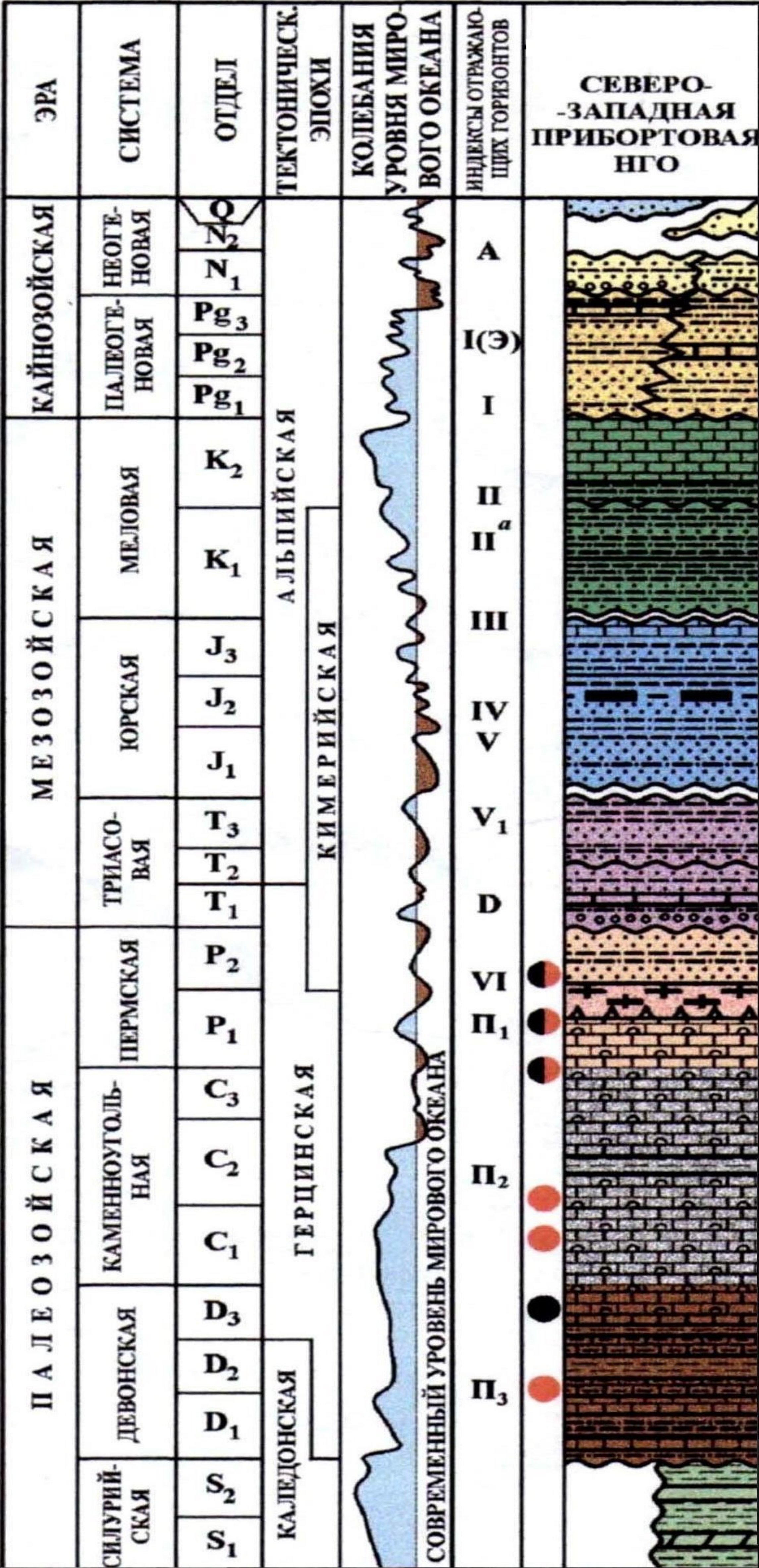
- 1 Елеманов Б.Д. Проблемы разработки месторождений Казахстана. – НИПИнефтегаз. – Москва, 2002. – 14-19 с.
- 2 Абилхасимов Х.Б. Особенности формирования природных резервуаров палеозоских отложений прикаспийской впадины и оценка перспектив их нефтегазоносности. – Москва, 2016. – 115-146 с.
- 3 Аширов К.Б. Геологические условия образования твердых битумов // Куйбышев: Тр./Гипровостокнефть, 1962 – С.20-39 с.
- 4 Аширов К.Б., Абрамова Л.М., Борисов Б.Ф. Методика изучения карбонатных коллекторов и классификация карбонатных коллекторов и приуроченных к ним залежей нефти и газа. //Куйбышев: Тр/ Гипровостокнефть, 1971.-140 с
- 5 Аширов К.Б., Сазонова И.В. О механизме биогенного запечатывания нефтяных залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам. // Микробиология. АН СССР, 1962.-Т.31. Вып.4.-680-683 с.
- 6 Быков В.Н., Данилова Л.Ю. Распространение изолирующего слоя в подошве нефтяных залежей в карбонатных коллекторах. // Геология и разработка нефтяных месторождений. – Пермь, 1971. – 24-31 с.
- 7 Багринцева К.И., Белозерова Г.Е. Особенности строения пустотного пространства карбонатных коллекторов палеозоя Прикаспийской впадины. // М.:Недра, 1991. – 285 с.
- 8 Зевин Л.С., Завьялова Л.Л. Количественный рентгенографический фазовый анализ. М., Недра, 1974. – 376 с.
- 9 Замилацкая Т.К., Афанасьева Т.С., Ефремова Г.Д., Малюкова Т.Н. Стратиграфия и фации нижнепермских отложений Карачаганакского поднятия // Известия вузов. Геология и разведка. 1987. – 13-26 с.
- 10 Гмидт Л.П, Леви С.Ш Атлас карбонатных пород коллекторов. // Л.: Недра, 1972.-79 с.
- 11 Иванов А.М. Комплексное изучение карбонатных пород как коллекторов нефти и газа. // М.:Недра, 1976. – 234 с.
- 12 Бурлин Ю.К., Конюхов А.И., Корнюшина Е.Е. Литология нефтегазоносных толщ. // М.:Недра, 1991. – 285 с.

Приложение А
Обзорная карта



Д.р. 5В070600				Обзорная карта	
Должность	Ф.И.О.	Подп.	Дата		
Выполнил	Киреев Ш.Н.			Тип чертежа	Масштаб
Руководитель	Урманова Д.Э.				
Консультант	Урманова Д.Э.				
Рецензент					
Заказчик	Есенбаев Т.А.				
Одобрено	Санатбеков М.Е.				

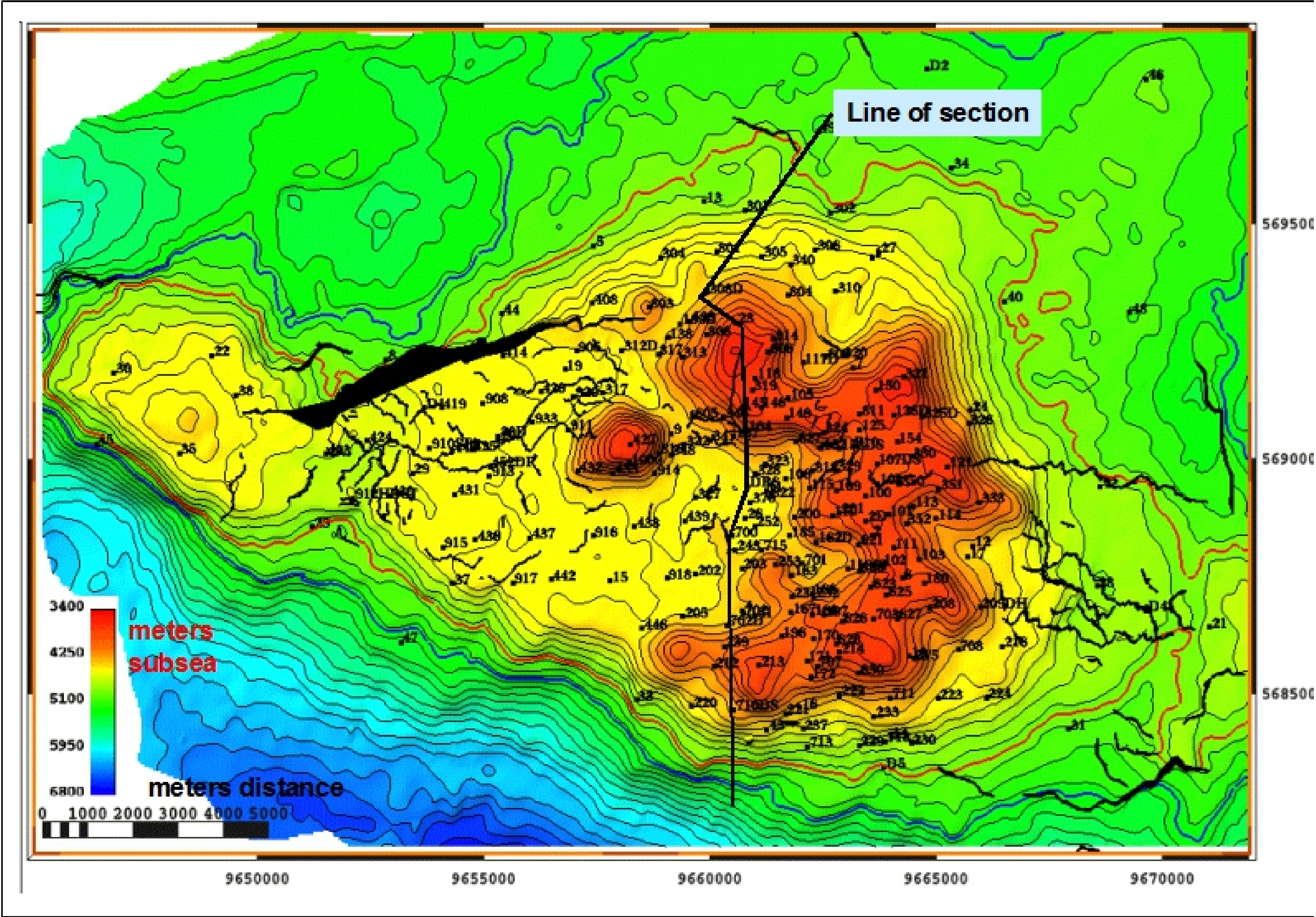
Приложение Б
Стратиграфическая колонка



				Д.р. 5В070600		
Должность	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Стратиграфическая колонка	Тип чертежа	Масштаб
Выполнил	Киреева Ш.Н.					
Руководитель	Урманова Д.Э.					
Консультант	Урманова Д.Э.					
Зав. кафедрой	Евсепбаев Т.А.				Каз НИТУ им. К.И. Сатпаева Кафедра ГНГ	
Рецензент						
Проверено	Санатбеков М.Е.					

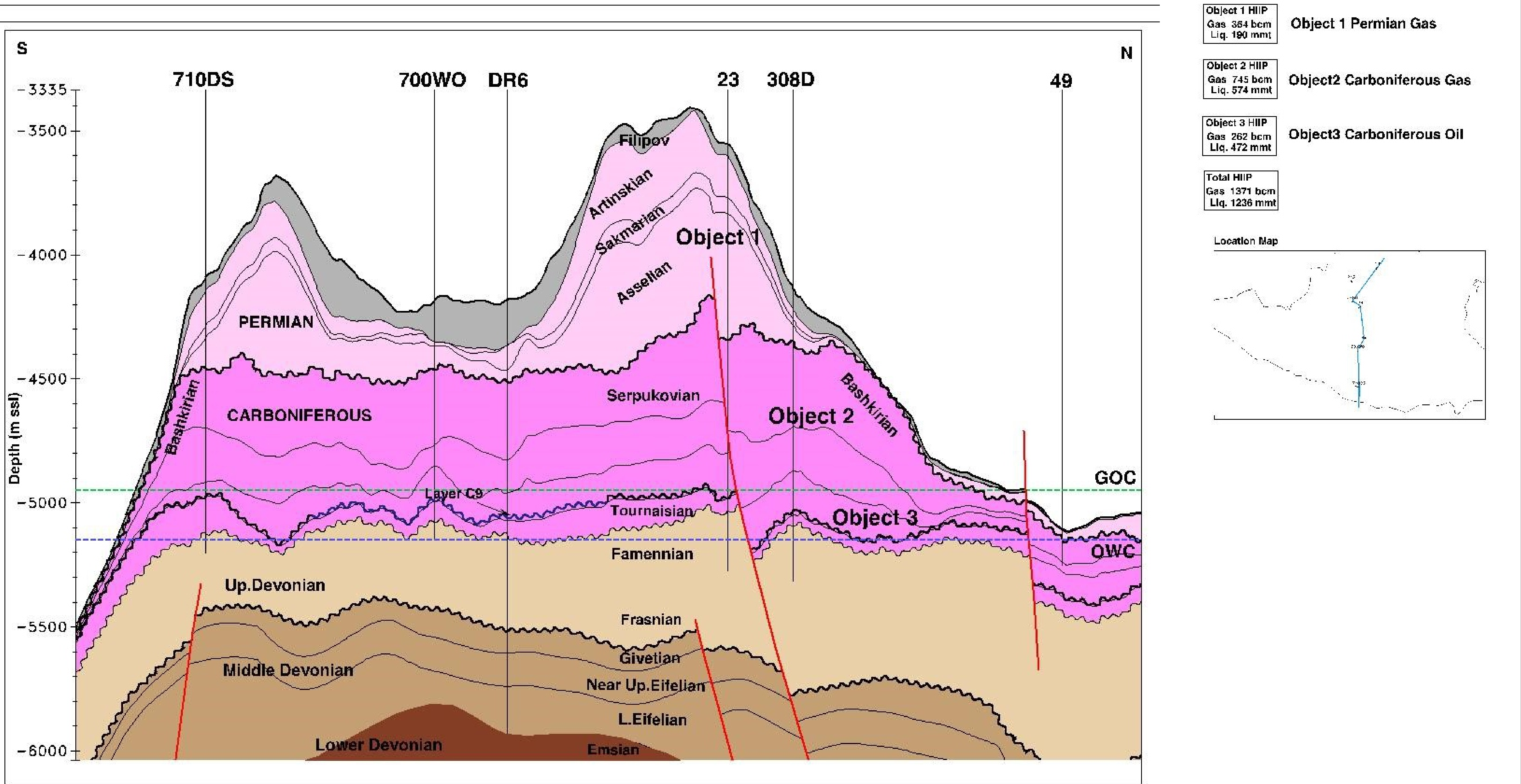
Приложение В

Структурная карта по кровле пластов



Д.р. 5В070600				Структурная карта по кровле пластов		Тип чертежа	Масштаб
Должность	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Выполнил	Киреева И.Н.			Каз НИТУ им. К.И. Сатпаева Кафедра ГНГ			
Руководитель	Урманова Д.Э.						
Консультант	Урманова Д.Э.						
Рецензент							
Заказчик	Елсенбаев Т.А.						
Организация	Санатбеков М.Е.						

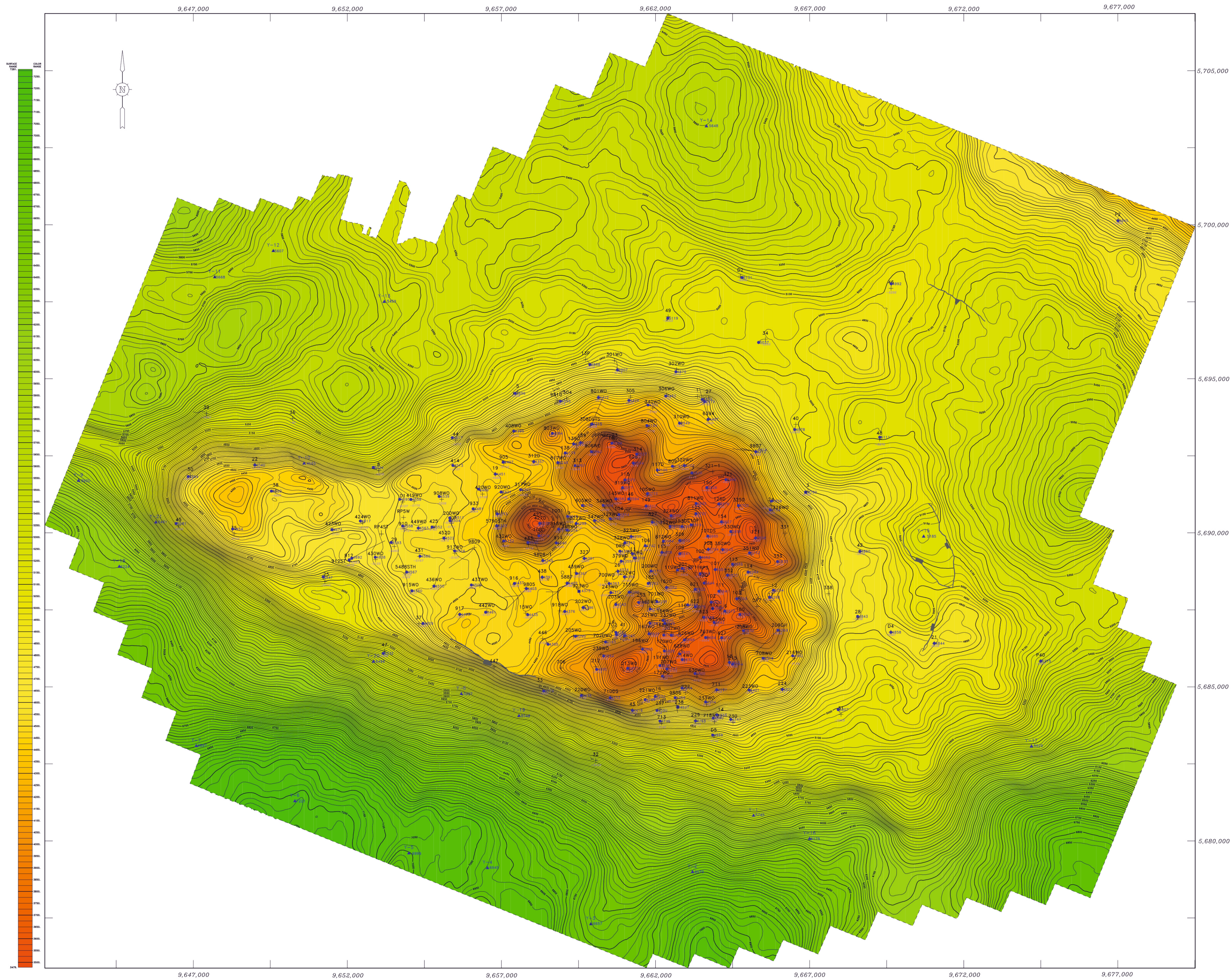
Приложение Г
Поперечный разрез с юга на север



				Д.р. 5В070600			
Должность	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Поперечный разрез с юга на север	Тип чертежа	Масштаб	
Выполнил	Киреева И.И.						
Руководитель	Урманова Д.Э.						
Консультант	Урманова Д.Э.						
Рецензент							
Заказчик	Есенбаев Т.А.						
Нормоконтроль	Санатбеков М.Е.				Каз НИТУ им. К.И. Сатпаева Кафедра ГНГ		

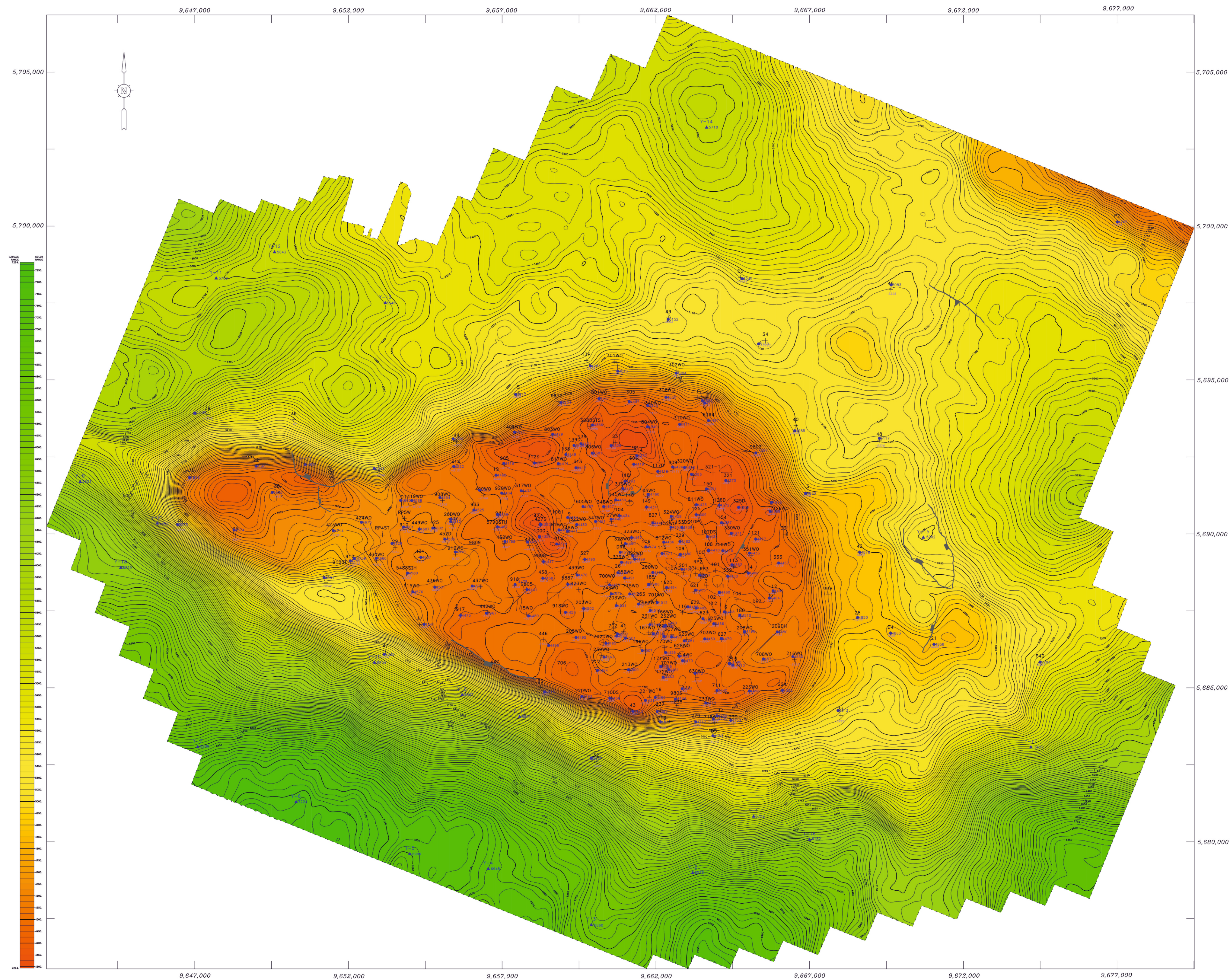
Приложение Д

Структурная карта по отражающему горизонту Р1



Приложение Е

Структурная карта по отражающему горизонту С1



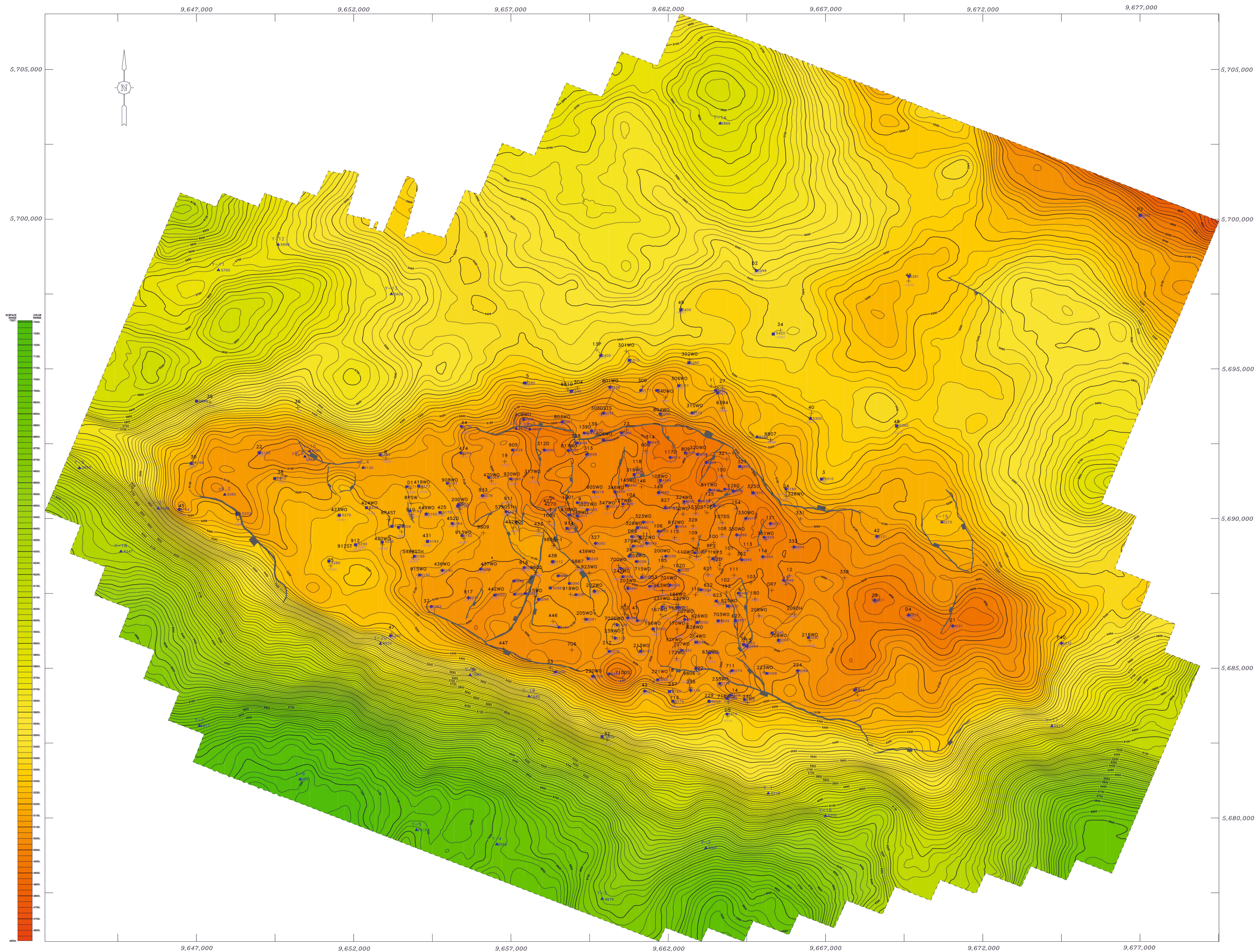
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

- 333 - Расположение и траектория скважины
- 4994 - Значение поверхности
- 5138 - Абсолютная глубина
- 34 - Скважина с экстраполированным значением
- Y-17 - Расположение ликвидированных скважин
- 5672
- 4980 - Контур (от уровня моря)
- Разломы
- Границы 3D сейсмических работ

				Д.р. 5В070600		
Должность	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Структурная карта по отражающему горизонту С1		
Выполнил	Киреева Ш.Н.					
Руководитель	Урманова Д.Э.					
Консультант	Урманова Д.Э.					
Рецензент				Каз НИТУ им. К.И. Сатпаева Кафедра ГНГ		
Зап. инженер	Еисенбаев Т.А.					
Нормировщик	Санатбеков М.Е.					

Приложение Ж

Структурная карта по отражающему горизонту С9

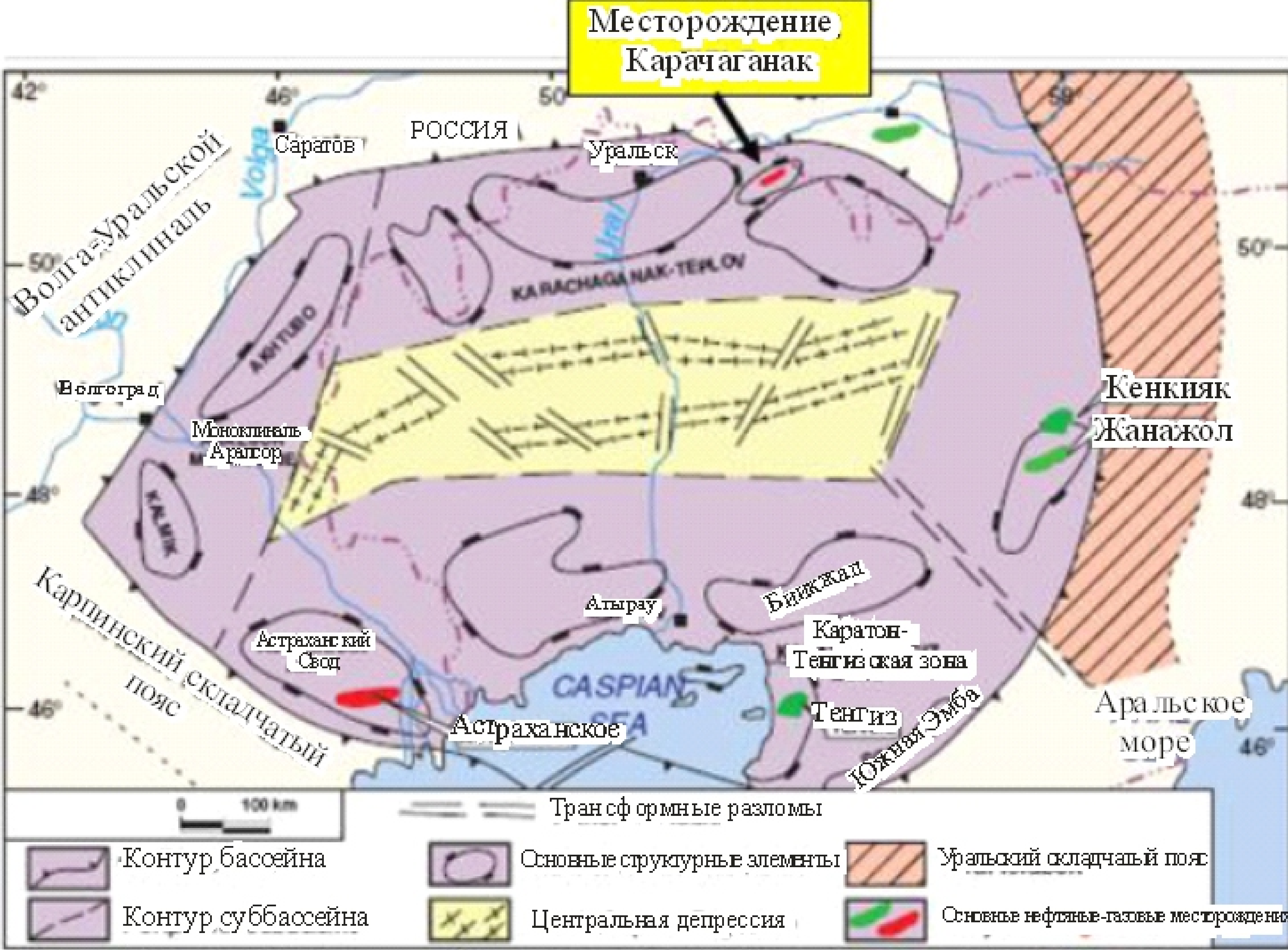


УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

- 333 - Расположение и траектория скважины
- 4994 - Значение поверхности
- 5138 - Абсолютная глубина
- 34 - Скважина с экстраполированным значением
- Y-17 - Расположение ликвидированных скважин
- 5672
- 4950 - Контур (от уровня моря)
- Разломы
- Границы 3D сейсмических работ

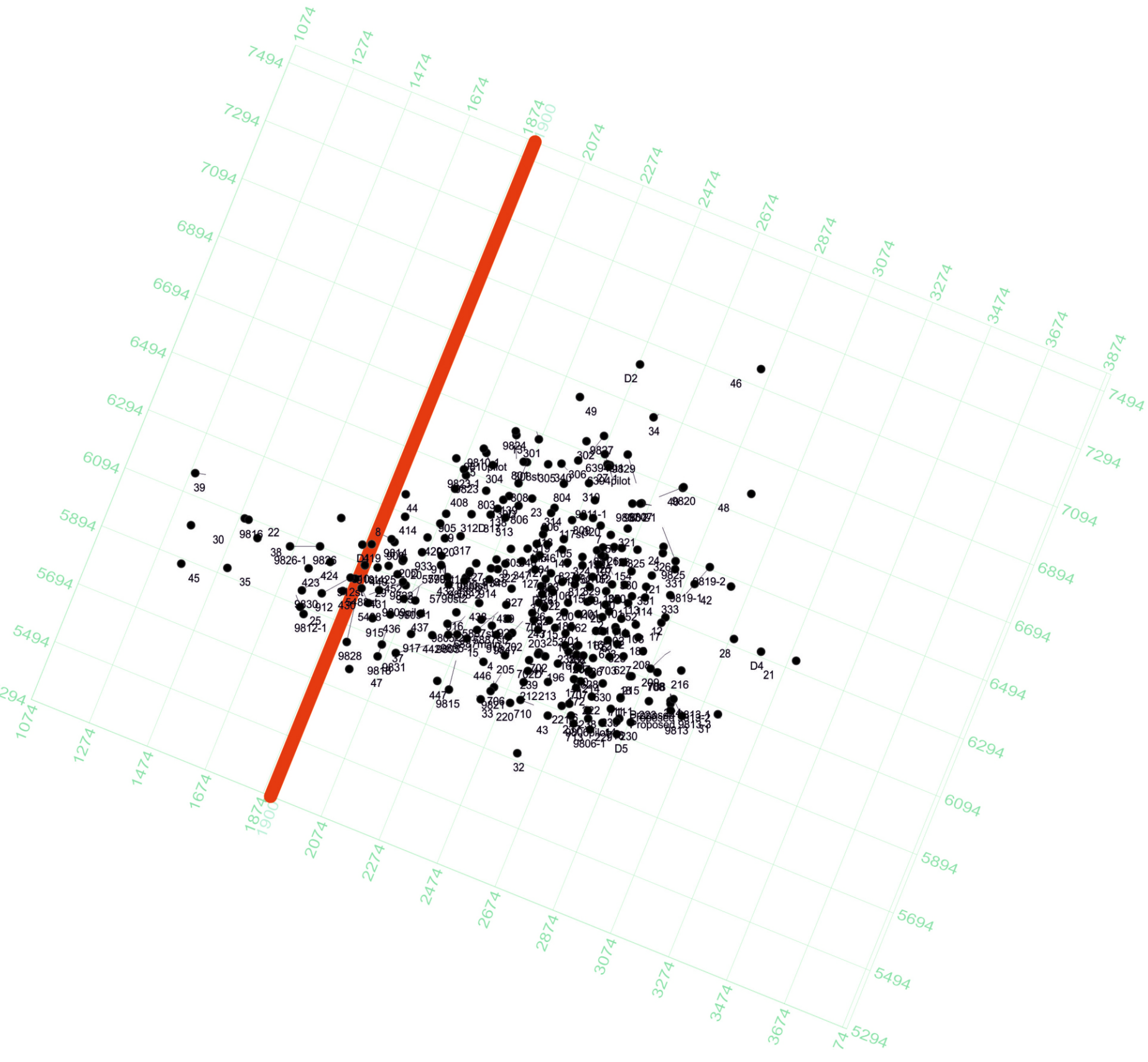
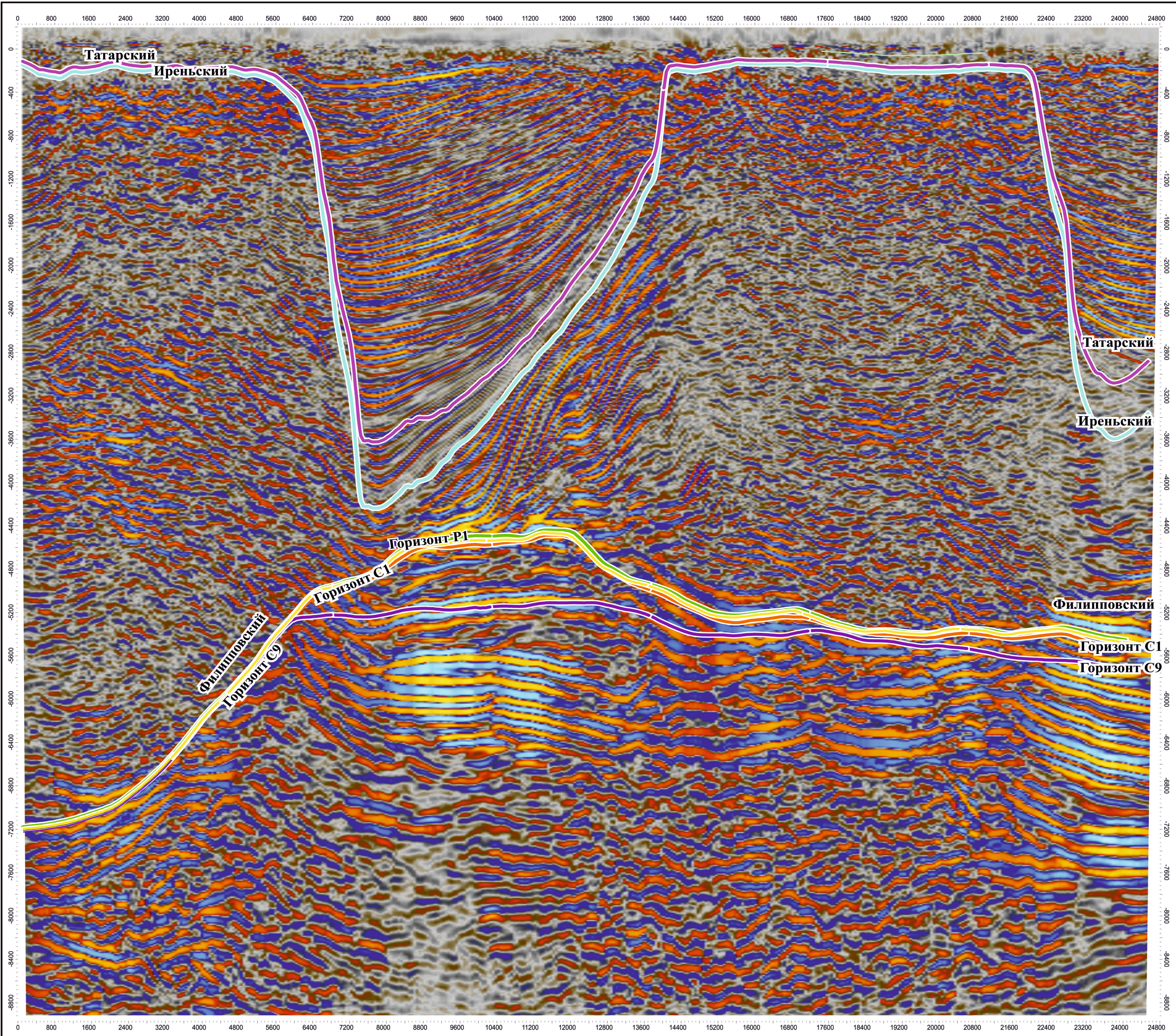
				Д.р. 5В070600		
Должность	Ф.И.О	Подп.	Дата	Структурная карта по отражающему горизонту С9	Тип чертежа	Масштаб
Выполнил	Киреева Ш.Н.					
Руководитель	Урманова Д.Э.					
Консультант	Урманова Д.Э.					
Рецензент						
Заказчик	Енисейбаев Т.А.				Каз НИТУ им. К.И. Сатпаева Кафедра ГНГ	
Нормоконтроль	Санатбеков М.Е.					

Приложение К
Тектоническая карта



				Д.р. 5В070600		
Должность	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Тектоническая карта	Тип чертежа	Масштаб
Выполнил	Киреев И.И.					
Руководитель	Урманова Д.Э.					
Консультант	Урманова Д.Э.					
Рецензент						
Защитил	Евсепьев Т.А.					
Одобрено	Саматбеков М.Е.					

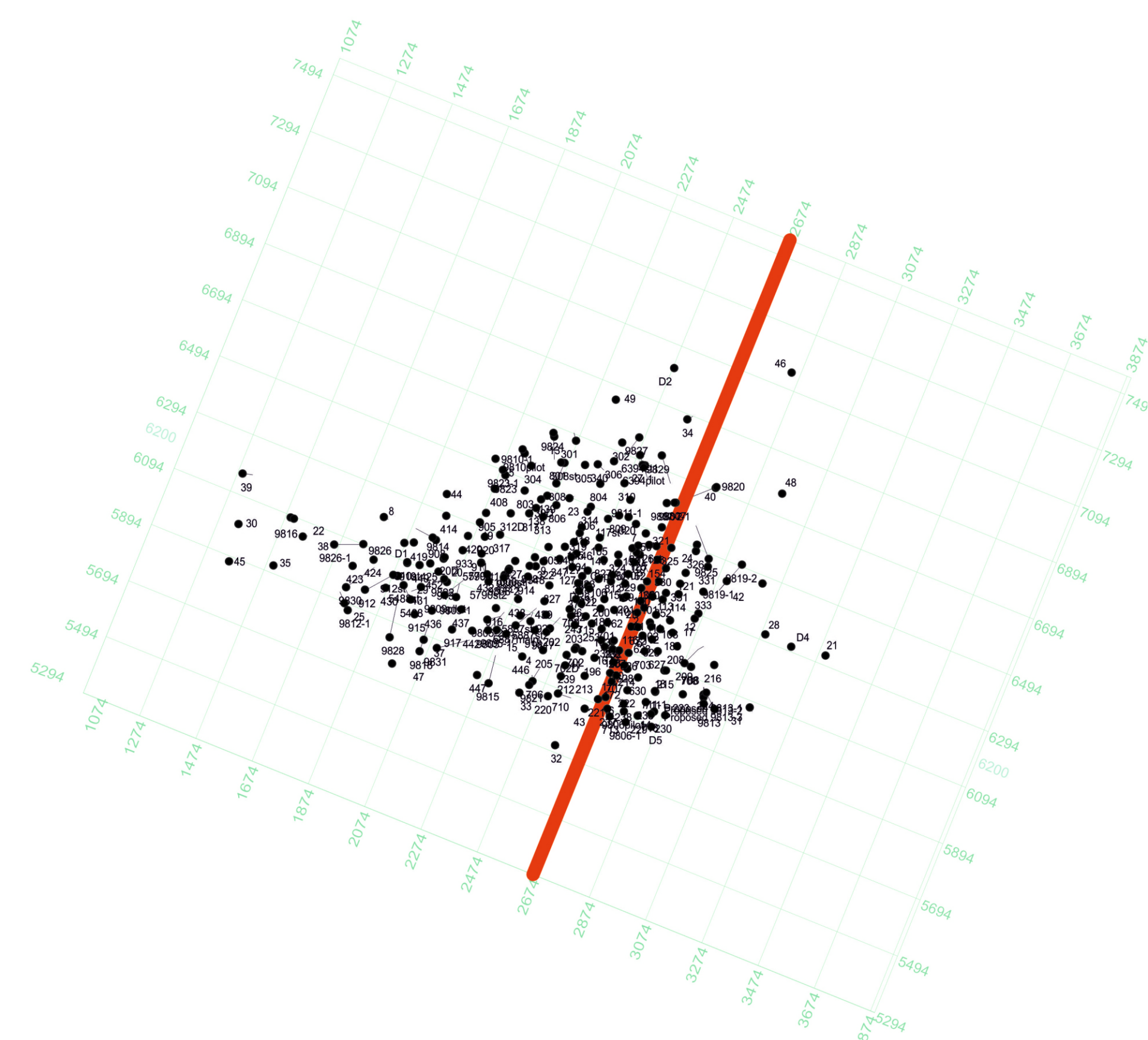
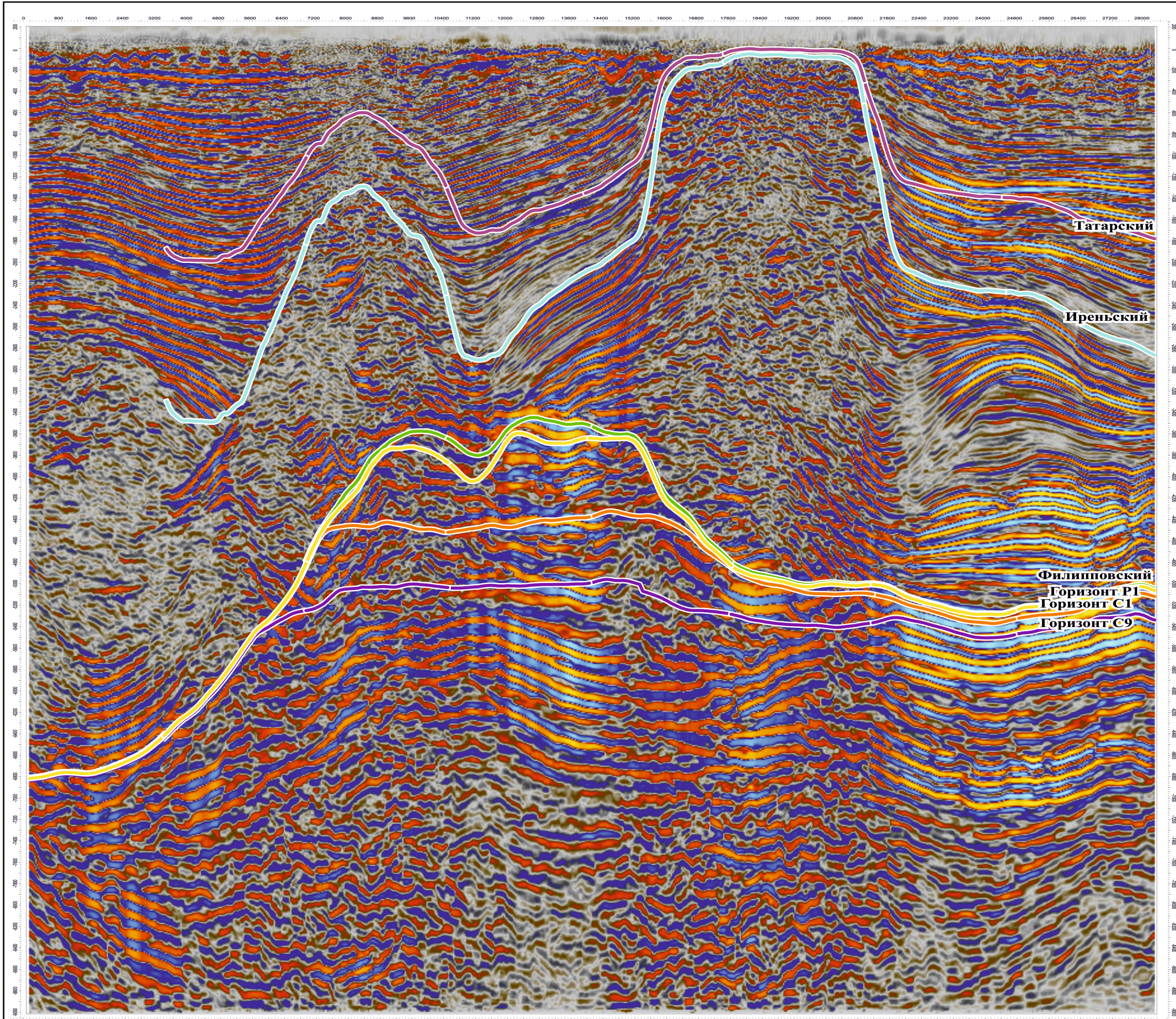
Приложение Л
Сейсмический профиль L900



				Д.р. 5В070600		
Должность	Ф.И.О	Подп.	Дата	Сейсмический профиль L1900	Тип чертежа	Масштаб
Выполнил	Киреева Ш.Н.					
Руководитель	Урманова Д.Э.					
Консультант	Урманова Д.Э.					
Рецензент						
Заказчик	Енисейбас Т.А.				Каз НИТУ им. К.И. Сатпаева Кафедра ГНГ	
Организация	Санатбеков М.Е.					

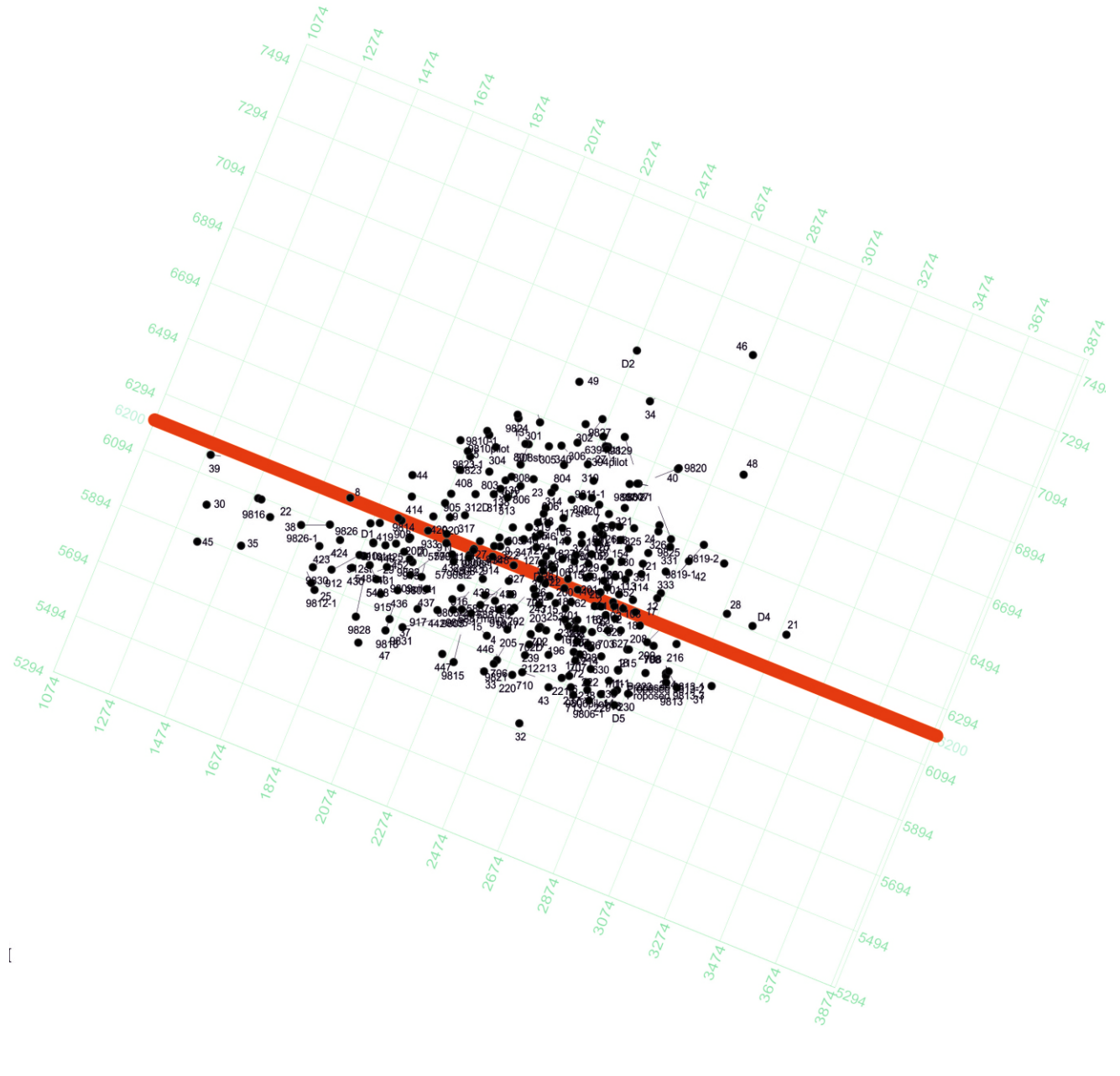
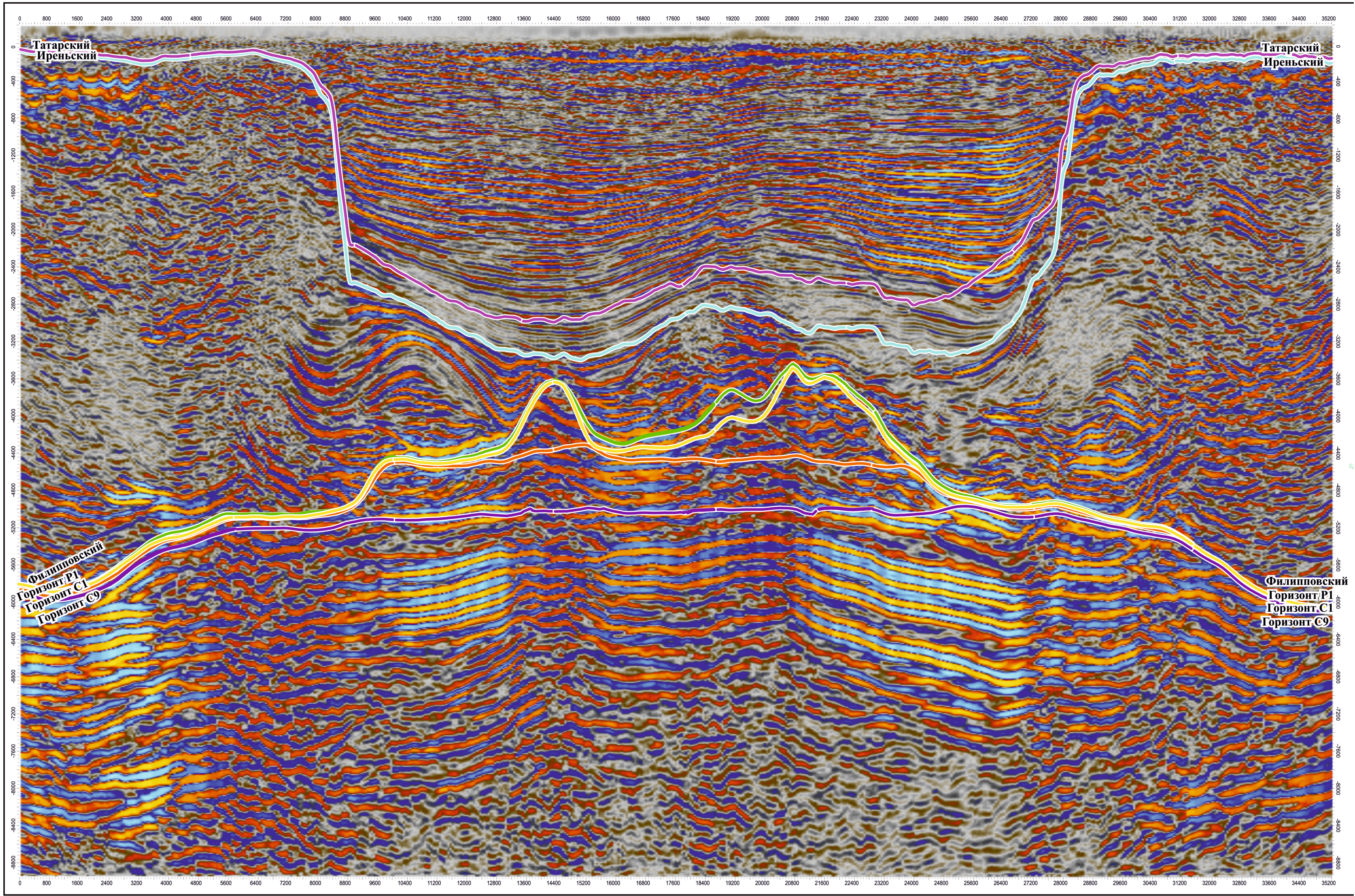
Приложение М

Сейсмический профиль L2674



				Д.р. 5В070600		
Должность	Ф.И.О	Подп.	Дата	Сейсмический профиль L2674	Тип чертежа	Масштаб
Выполнил	Киреева Ш.Н.					
Руководитель	Урманова Д.Э.					
Консультант	Урманова Д.Э.					
Рецензент					Каз ННТУ им. К.И. Сатпаева Кафедра ГНГ	
Заказчик	Есенбаев Т.А.					
Организатор	Санатбеков М.Е.					

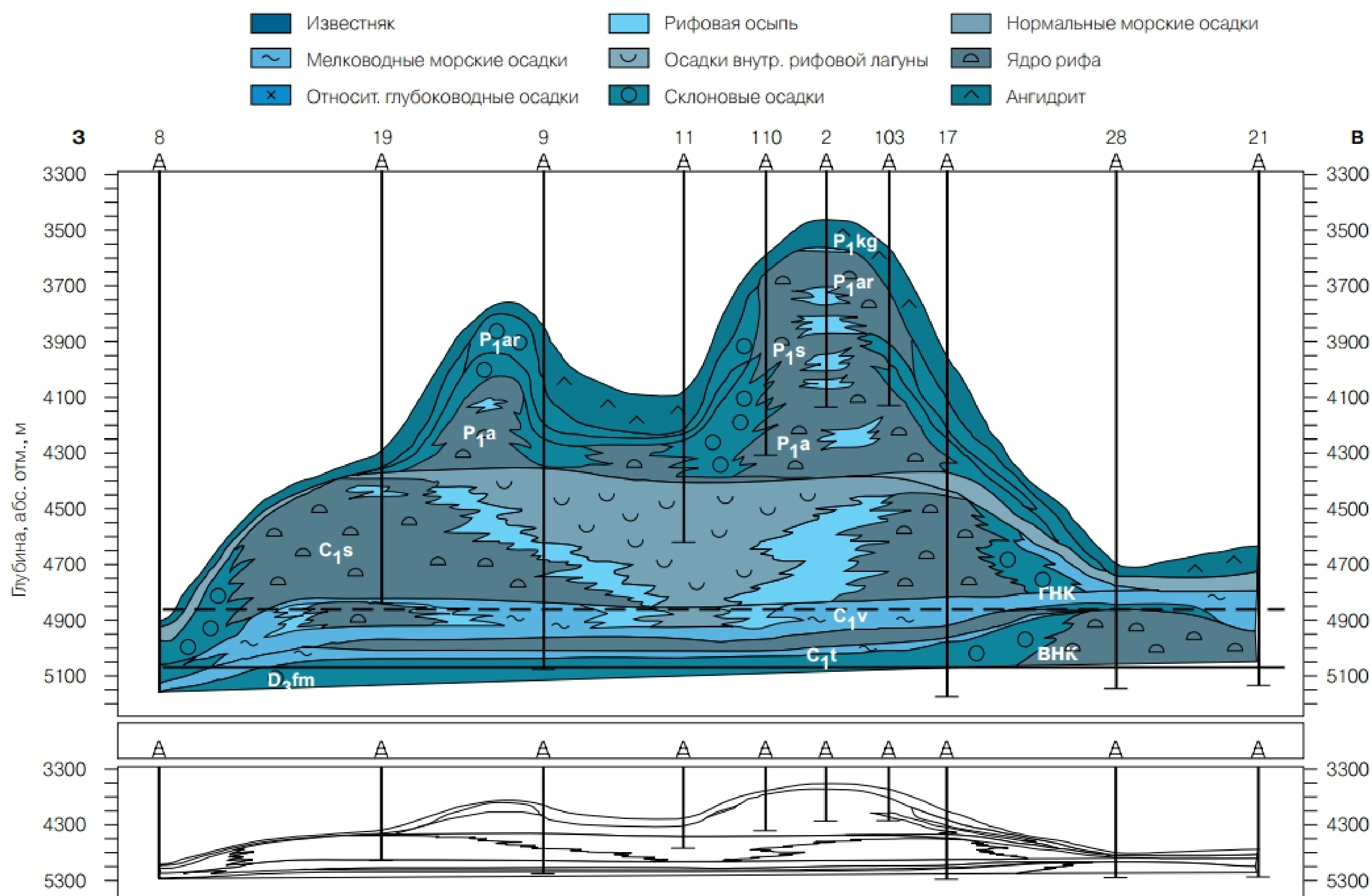
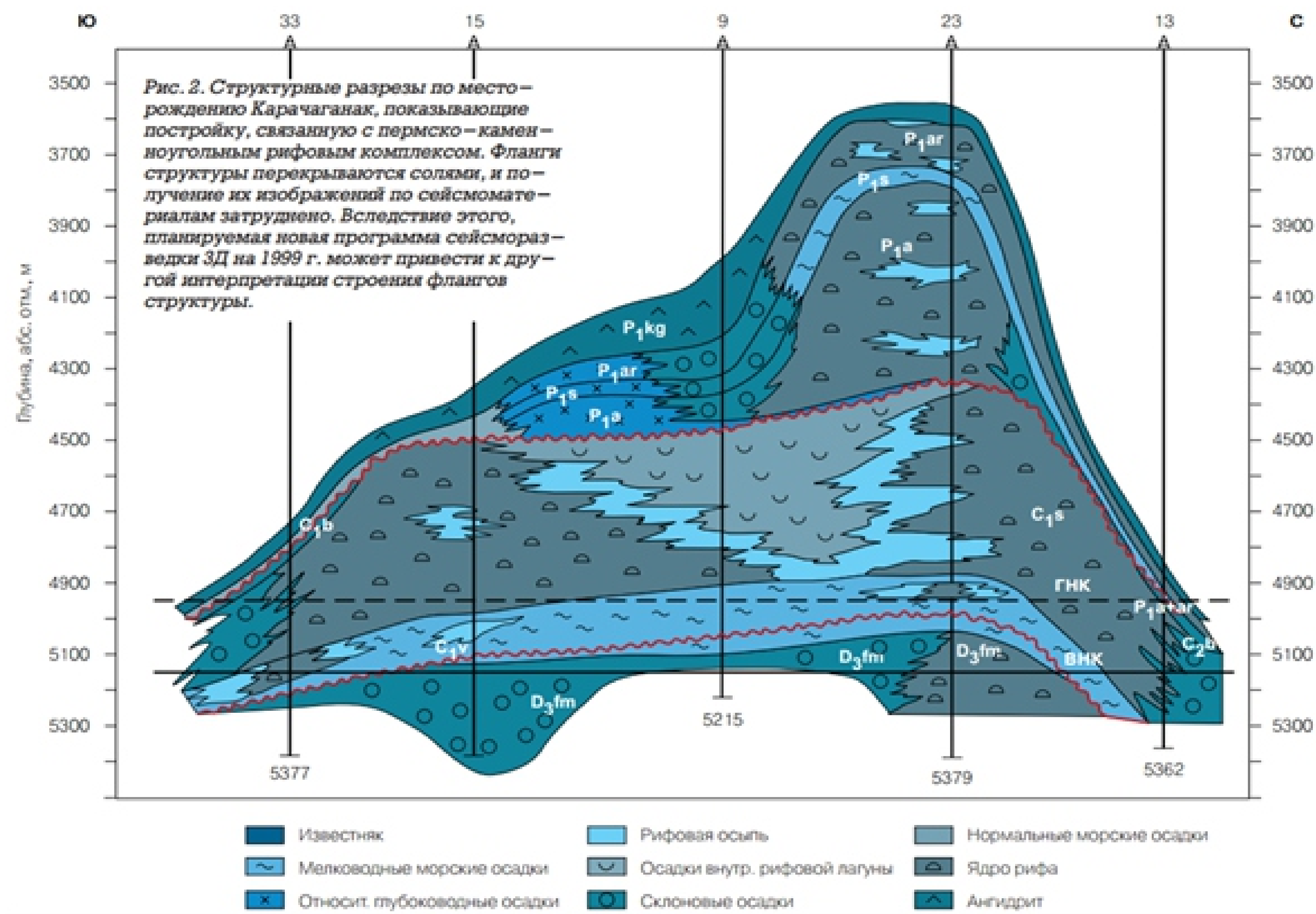
Приложение Н
Сейсмический профиль L6200



				Д.р. 5В070600		
Должность	Ф.И.О	Подп.	Дата	Сейсмический профиль L6200	Тип чертежа	Масштаб
Выполнил	Киреева Ш.Н.					
Руководитель	Урманова Д.Э.					
Консультант	Урманова Д.Э.					
Рецензент						
Заказчик	Енисейбаев Т.А.				Каз НИТУ им. К.И. Сатпаева Кафедра ГНГ	
Нормировщик	Санатбеков М.Е.					

Приложение П

Структурный разрез постройки рифового комплекса



				Д.р. 5В070600		
Должность	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Сруктурный разрез рифого комплекса	Тип чертежа	Масштаб
Выполнил	Киреева Ш.Н.					
Руководитель	Урманова Д.Э.					
Консультант	Урманова Д.Э.					
Зав. кафедрой	Евсепбаев Г.А.					
Рецензент					Каз НИТУ им. К.И. Сатпаева Кафедра ГНГ	
Нормоконтроль	Санатбеков М.Е.					

№	Номер скважины	Номер образца	Интервал глубин керна (абсолютные отметки), м	Содержание минерала в образце, %			
				Кальцита	Доломита	Ангидрита	Други минера
1	10	14	3817-3823	61.3	38.7	-	-
2	10	15	3817-3823	55.66	44.4	-	-
3	10	16	3828-3833	68	15	17	-
4	10	17	3833-3837	39	32	29	-
5	10	18	3838-3843	5.5	56	38.5	-
6	10	20	3848-3855	89.5	10	0.5	-
7	10	21	3848-3855	49	45	6	-
8	10	23	3855-3861	70	30	-	-
9	10	25	3861-3867	46	53	1	-
10	10	26	3861-3867	46	53	1	-
11	10	28	3867-3872	1.5	81.5	17	-
12	10	31	3867-3872	55	45	-	-
13	10	34	3876.5-3882	54	46	-	-
14	10	36	3876.5-3882	49	41	10	-
15	10	38	3899-3912	59	39	2	-
16	10	41	3907-3912	59	39	2	-
17	10	45	3912-3920	64	23	13	-
18	10	44	3913-3950	60	22	14	-
19	10	56	3967-3970	95	4	1	-
20	10	58	3967-3970	71.5	-	22.5	-
21	10	61	3974-4391	40	56	4	-
22	10	63	3974-3981	48	8	4.4	Кварц
23	10	65	3974-3981	62	20	18	Кварц
24	10	66	3974-3981	78	3	19	-
25	10	70	3989-3997	84	7	9	-
26	10	71	3989-3997	85	2.5	12.5	-

№	Номер скважины	Номер образца	Интервал глубин керна (абсолютные отметки), м	Содержание минерала в образце, %			
				Кальцита	Доломита	Ангидрита	Други минер
28	10	75	4005-4013	83.5	след	16.5	-
29	10	78	4013-4020	65	11	24	-
30	10	82	4020-4029	98	1	1	-
31	10	84	4029-4037	17	81	2	-
32	10	86	4044-4052	5	84	11	-
33	10	89	4044-4052	88	9	3	-
34	10	90	4044-4052	45	54	1	-
35	10	92	4060-4074	66	28	6	-
36	10	93	4068-4074	66	28	6	-
37	10	94	4068-4074	71	7.5	15.5	-
38	10	95	4074-4082	-	96	4	-
40	10	98	4082-4090	95	5	след	-
41	10	103	4090-4098	54	-	46	-
42	10	116	4147-4135	88	10	2	-
43	10	122	4147-4154	100	след	след	-
44	19	1	4120-4127	0,5	0,5	99	-
45	19	2	4408-4413.5	1	13	86	-
46	19	4	4437-4441	-	70	30	Кварц
47	19	7	4442-4448	12	78	10	-
48	19	8	4448-4452	77	8.5	2.5	-
49	19	9	4452-4459	-	87	13	Кварц, пирит
50	19	10	4452-4459	89	8.5	2.5	-
51	19	11	4459-4466	48	4	10	-
52	19	13	4466-4473	24	70	6	Кварц
53	19	13	4466-4473	24	70	6	Кварц
54	19	15	4473-4480	20	54	26	-
55	19	16	4473-4480	-	81	19	-
56	19	17	4480-4487	87	4	9	-

№	Номер скважины	Номер образца	Интервал глубин керна (абсолютные отметки), м	Содержание минерала в образце, %			
				Кальцита	Доломита	Ангидрита	Други минер
57	19	19	4488-4496	3	78	19	-
60	19	23	4524-4534	94	4	2	-
61	19	25	4549-4556	84	15	1	-
62	19	27	4563-4570	50	45	5	-
63	19	29	4577-4587	49	5	46	-
64	19	32	4594-4602	6	86	8	-
65	19	35	4618-4630	37	57	6	-
66	19	37	4630-4638	43	63	4	-
67	19	37	4638-4646	-	89	11	-
68	19	41	4646-4652	след	91	9	-
69	19	43	4659-4668	80	20	-	-
70	19	44	4668-4676	-	28	72	-
71	19	45	4668-4676	-	32	68	-
72	19	48	4685-4694	15	65	20	-
73	19	50	4685-4694	1	2	97	-
74	19	53	4764-4770	82	10	8	-
75	19	54	4802-4810	3	92	5	-
76	19	55	4818-4824	98	2	-	-
77	19	58	4852.1-4860	27	72	1	-
78	19	59	4852.1-4860	27	72	1	-
79	19	60	4901-4908	2	95	3	-
80	19	64	4908-4915	61	20	19	-

				Д.р. 5В070600		
Должность	Ф.И.О	Подп.	Дата	Результаты полуколичественного анализа минералов	Тип чертежа	Масштаб
Выполнил	Киреева Ш.Н.					
Руководитель	Урманова Д.Э.					
Консультант	Урманова Д.Э.					
Зав. кафедрой	Еисенбаев Т.А.					
Рецензент						
Проверено	Санатбеков М.Е.				Каз НИТУ им. К.И. Сатпаева Кафедра ГНГ	