

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский Национальный Исследовательский Технический Университет
имени К.И.Сатпаева

Институт Геологии и нефтегазового дела имени К. Турысова

Кафедра Геологии нефти и газа

Кагазов Саламат Серикович

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к дипломному проекту

Геологическое строение, нефтегазоносность подсолевых отложений востока
Прикаспийской впадины и проект разведки месторождения Северная Трува

Специальность 5В070600 - «Геология и разведка месторождений полезных
ископаемых»

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский Национальный Исследовательский Технический Университет
имени К.И.Сатпаева

Институт Геологии и нефтегазового дела имени К. Турысова

Кафедра Геологии нефти и газа

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
Зав. кафедрой геологии нефти и газа
Асс. Профессор PhD
Т.А. Енсепабаев
« 16 » 05 2019 г.

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: «Геологическое строение, нефтегазоносность подсолевых отложений
востока Прикаспийской впадины и проект разведки месторождения Северная
Трува»

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

Выполнил

Кагазов С. С.

Научный руководитель

К. Г. - М. Н.

Узбекгалиев Р. Х.

подпись

« 15 » 05 2019 г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский Национальный Исследовательский Технический Университет
имени К.И.Сатпаева

Институт Геологии и нефтегазового дела имени К. Турысова

Кафедра Геологии нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой геологии
нефти и газа

Ассон. Профессор PhD

Т.А. Енсепаев

« 03 » 05 2019 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Обучающийся: Кагазов Саламат Серикович

Тема: Геологическое строение, нефтегазоносность подсолевых отложений востока Прикаспийской впадины и проект разведки месторождения Северная Трува.

Утвержден приказом Ректора Университета № 1839-б от «14» марта 2019 г.

Срок сдачи законченной работы: «14» мая 2019 г.

Исходные данные к дипломному проекту: Графические и текстовые материалы преддипломной практики.

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекте вопросов:

- а) общие сведения, геологическое строение и нефтегазоносность;
- б) методика проектируемых работ;
- в) экономическая часть;
- г) охрана недр и окружающей среды;

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- 1. Обзорная карта;
- 2. Тектоническая карта
- 3. Структурные карты по КТ-I, КТ-II;
- 4. Геологический разрез по линии;






ГРАФИК

подготовки дипломного проекта

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечания
1 Геологическая часть	17.03.19-21.03.19	
2 Проектная часть	25.03.19-30.03.19	
3 Экономическая часть	01.04.19-07.04.19.	
4 Охрана недр и окружающей среды	09.04.19-15.04.19	

Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченный дипломный проект с указанием относящихся к нему разделов проекта

Наименования разделов	Научный руководитель, консультанты, Ф.И.О (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Геологическая часть	Узбекгалиев Р. Х. к. г.- м. н.	15.05.19	
Проектная часть	Узбекгалиев Р. Х. к. г.- м. н.	15.05.19	
Экономическая часть	Узбекгалиев Р. Х. к. г.- м. н.	15.05.19	
Охрана недр и окружающей среды	Узбекгалиев Р. Х. к. г.- м. н.	15.05.19	
Нормоконтроль	Санатбеков М. Е. Ассистент	15.05.19	

Научный руководитель  Узбекгалиев Р. Х.

Задание принял к исполнению обучающийся  Кагазов С. С.

Дата «15» 05 2019 г

АННОТАЦИЯ

Целью дипломного проекта является изучение геологического строения Восточной части Прикаспийской впадины и структуры Северная Трува, а также составление проекта разведки малоизученного блока месторождения Северная Трува, оценка перспектив его нефтегазоносности и определение геолого-экономической эффективности работ.

Проблемой изучения геологического строения и перспектив нефтегазоносности каменноугольных отложений является то, что качество сейсмического сигнала не позволяет достоверно дифференцировать и детализировать глубинное строение перечисленных отложений в настоящее время.

Для составления данного дипломного проекта были использованы геологические материалы отчетов, а также, материалы, находящиеся в открытом доступе.

АНДАТПА

Дипломдық жобаның **мақсаты** - Каспий бассейнінің шығыс бөлігі мен Солтүстік Трува мұнай кен орнының геологиялық құрылымын зерттеу, сондай-ақ, Солтүстік Трува кен орнындағы аз зерттелген блокты іздестіруді жобалау, оның мұнай-газ әлеуетінің перспективаларын бағалау және жұмыстың геологиялық-экономикалық тиімділігін анықтау.

Таскөмір шөгінділерінің геологиялық құрылысы мен мұнай-газдылығының перспективаларын зерттеу **мәселесі** сейсмикалық сигналдың сапасы қазіргі уақытта аталған шөгінділердің тереңдік құрылысын дұрыс саралауға және нақтылауға мүмкіндік бермейтіні болып табылады.

Осы дипломдық жобаны жасау үшін есептердің геологиялық материалдары, сондай-ақ ашық қол жетімді материалдар пайдаланылды.

ANNOTATION

The purpose of the diploma project is to study the geological structure of the Eastern part of the Caspian basin and the structure of the Northern Trouva, as well as the drafting of exploration of poorly studied block of the Northern Trouva, assessment of the prospects of its oil and gas potential and determination of geological and economic efficiency.

The problem of studying the geological structure and prospects of oil and gas potential of coal deposits is that the quality of the seismic signal does not allow to reliably differentiate and detail the deep structure of these deposits at the present time.

For the preparation of this diploma project were used geological materials reports, as well as materials in the public domain.

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	7
1	Геологическая часть	8
	1.1 Географо-экономические условия	8
	1.2 Геолого-геофизическая изученность	10
	1.3 Литолого-стратиграфическая характеристика	11
	1.4 Тектоника	15
	1.4.1 Геологическое строение востока Прикаспийской впадины	17
	1.5 Нефтегазоносность	24
	1.5.1 Перспективы нефтегазоносности подсолевых отложений востока Прикаспийской впадины.	27
	1.6 Гидрогеология	30
2	Проектно-методическая часть	33
	2.1 Методика и объем поисковых работ	33
	2.1.1 Цели и задачи поисково-разведочных работ	33
	2.1.2 Система размещения поисковой скважины	33
	2.1.3 Конструкции скважины	33
	2.2 Подсчет проектируемого прироста запасов	34
	2.3 Промыслово-геофизические исследования	35
	2.4 Отбор кернa и шлама, опробование продуктивных горизонтов	35
3	Экономическая часть	37
4	Охрана недр и окружающей среды	38
	Заключение	40
	Список использованной литературы	41
	Приложение А Вскрытый стратиграфический разрез	42
	Приложение Б Тектоническая схема подсолевых отложений Восточной части Прикаспийской впадины	43
	Приложение В Структурные карты по кровле КТ-II и КТ-I	44
	Приложение Г Структурные карты по кровле КТ-II и КТ-I (2009г.)	45
	Приложение Д Структурные карты по кровле КТ-I и КТ-II (2011г.)	46
	Приложение Е Структурные карты по кровле КТ-I и КТ-II (2014г.)	47
	Приложение Ж Геологический профиль месторождения Северная Трува	48
	Приложение И Структурная карта по кровле верхнекаменноугольных карбонатов С ₃	49

ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Северная Трува открыто в 2006 г скважиной СТ-1. Согласно принятой в районе номенклатуре продуктивной толще был присвоен индекс КТ-1, имеющий касимовско-гжельский возраст. В августе 2006 г была установлена продуктивность нижней карбонатной пачки КТ-2 верейско-каширского возраста.

Месторождение по результатам сейсморазведочных работ и бурения скважин осложнено тектоническими нарушениями, которые делят структуру на 15 блоков в карбонатной толще КТ-II и на 10 блоков в толще КТ-I.

Целью дипломной работы является составление проекта разведки путем проектирования поисково-разведочной скважины.

Задачей дипломного проекта является закладывание скважины, выявление залежей и подсчет запасов на малоизученном и возможно перспективном блоке.

Научная новизна. Даны рекомендации по анализу основных особенностей геологического строения верхнекаменноугольных образований, оценке перспективности и направлению поиска нефтегазовых залежей.

Актуальность. Северная Трува является первым крупнейшим сухопутным нефтяным месторождением, открытым в Казахстане после получения независимости, соответственно, новым и малоизученным.

Методические основы. Основой этого проекта стали результаты научных исследований авторов, изучивших геологическое строение и нефтегазоносность каменноугольных отложений востока Прикаспийской впадины. Также были использованы необходимые геолого-геофизические данные, собранные в ходе прохождения производственной и преддипломной практики.

1 Геологическая часть

1.1 Географо-экономические условия

Месторождение Северная Трува в административном отношении расположено на территории Мугалжарского района Актюбинской области Республики Казахстан (рисунок 1).

Районным центром и ближайшей железнодорожной станцией является станция Эмба.

Ближайшими нефтяными месторождениями являются Жанажол (30 км) и Кенкияк (45 км), обладающие очень развитой инфраструктурой, энергетической базой и мощным оснащением по подготовке добычи нефти и газа.

Рельеф местности представляет собой равнину. Абсолютные отметки его колеблются от 125 до 270 м.

Гидрографическая сеть представлена крупными реками Эмба и Атжаксы, относящиеся к бассейну Каспийского моря. Вода реки Эмба минерализованная, и используется для технических нужд. Уровень воды в пойме реки Эмба составляет 2 м и более.

Климат региона сухой, резко континентальный, с резкими годовыми и суточными колебаниями температуры и очень низкой влажностью. Минимальная температура зимой достигает минус 40°C, летний максимум +43°C. Глубина промерзания почвы составляет 1,6 – 2 м. Среднегодовое количество атмосферных осадков в пределах 140 – 200 мм в год.

Месторождение находится в зоне пятибалльного землетрясения.

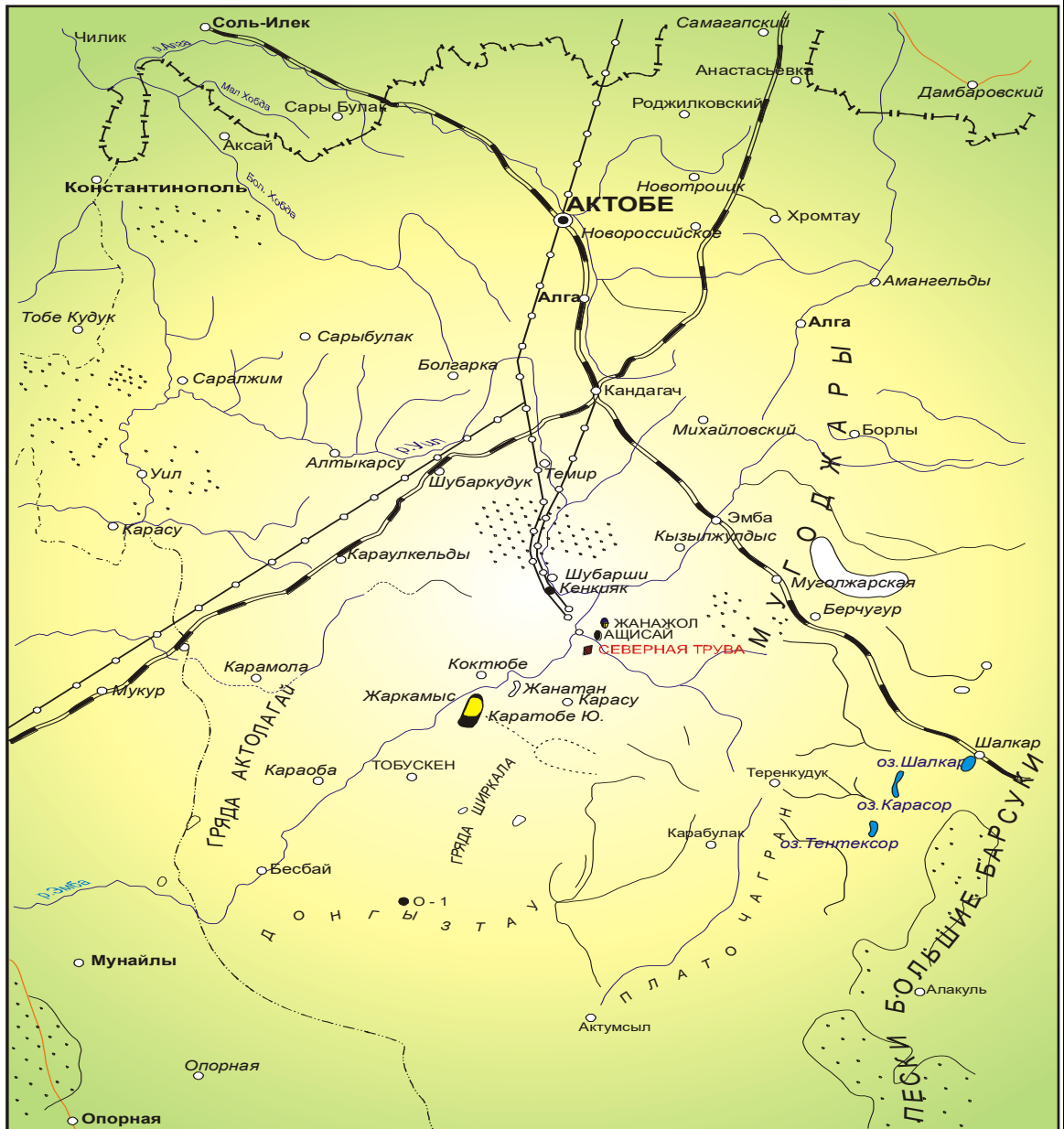
Растительный мир формируется за счет атмосферных осадков, что обуславливает ее характер. Основу составляют полынно-типчаковые растения. Толщина плодородного слоя в среднем 9 см.

Животный мир разнообразен: из млекопитающих обитают волки, корсаки, лисы, зайцы; из грызунов – суслики, тушканчики, полевые мыши. Из пресмыкающихся встречаются ящерицы и различные змеи, в том числе и ядовитые. Из пернатых обитают дрофы, куропатки, дикие голуби, орлы.

На территории месторождения распространены такие строительные материалы как пески, глины и щебень. Глины используются для приготовления глинистых растворов и в качестве сырья для местного строительства. Пески альбского, олигоценового и четвертичного возрастов имеют довольно широкое распространение и используются при строительстве. Щебень имеет широкое распространение в местах развития маастрихтских отложений и обнажается на поверхности в виде маломощных прослоев – от 5 до 20 см.

ОБЗОРНАЯ КАРТА

Масштаб 1:3 000 000



Условные обозначения:

- | | | | |
|---|----------------------------|---|---|
|  | - площадь работ |  | - месторождение нефти |
|  | - административная граница |  | - месторождение нефти и газа |
|  | - газо-нефтепровод |  | - месторождение нефти, газа, конденсата |

Рисунок 1 – Обзорная карта

1.2 Геолого-геофизическая изученность

Геологическое изучение территории восточной прибортовой зоны Прикаспийской впадины велось с начала XX века. Начиная с 1969г многократно проводилась геологическая съемка, в масштабах: 1:1000000, 1:200000, 1: 50000.

В 2004 г НИИ АО «СНПС-Актобемунайгаз» составлен «Проект поисков и разведки залежей нефти в отложениях нижнего карбона на Контрактной территории (Южный блок)», согласованный на НТС ТУ «Запказнедра» и Актюбинским областным территориальным управлением экологии.

В 2006 г проведены сейсмические исследования 3Д, охватывающие структуры Ащисай, Северная и Южная Трува. Проведенные работы детализировали строение крупной нефтегазоносной структуры Северная Трува. На основании полученных результатов исследований была проведена структурная интерпретация, построение карт и оценка всего района работ по мере поступления различных материалов и определены точки бурения скважин СТ-1, СТ-2.

В дальнейшем для изучения перспектив нефтегазоносности данного района, в 2007 г компания ещё раз проводила трёхмерную сейсмическую работу на площади в южной части структуры Северная Трува. В 2008 году работы 3Д были продолжены в южной части лицензионного блока.

В декабре 2007 г был выполнен «Отчет по интерпретации двухмерных сейсмических материалов центрального блока восточного края Прикаспийской впадины», который обобщил данные по трёхмерным сейсмическим материалам 2006 г.

В октябре 2008 г групповой компанией выполнена «Обработка 3Д сейсмических данных центрального блока восточной периферии Прикаспийского бассейна Казахстана. Были построены структурные карты по целевым горизонтам КТ-I, КТ-II по данным глубинной миграции.

В начале 2009 г геофизическим научно-исследовательским институтом был выполнен Отчёт об обработке 3Д сейсмических материалов в центральной территории восточной части Прикаспийской впадины. В том же году на основе результатов глубинной миграции были построены структурные карты по горизонтам КТ-I, КТ-II.

В марте 2009 г был выполнен окончательный «Отчет по интерпретации 3Д сейсмических данных центрального блока восточного края Прикаспийской впадины», который обобщил материалы сейсмических исследований 3Д 2006, 2007 и 2008 гг. на общей площади 967 км². По полученным материалам построены структурные карты по основным отражающим поверхностям: по подошве юры, триаса, верхней перми, кунгурского яруса, ассельского яруса, а также по продуктивным горизонтам КТ-I, КТ-II и межкарбонатной толще (МКТ).

В июле 2009 года была выполнена переинтерпретация двух- и трёхмерных сейсмических материалов, отобранных в 2007 – 2008 гг., которая легла в основу геологической модели при выполнении оперативного отчета 2008 года.

В 2011 г выполнена работа по переинтерпретации трехмерных сейсмических материалов. Переинтерпретация сеймики 3Д с учетом имеющихся геолого-промысловых материалов по всем пробуренным скважинам позволили провести картирование структуры Северная Трува с объединением разрозненных ранее участков (структура Ащисай) и выстроить единую геологическую модель продуктивных горизонтов, заметно отличающуюся от ранее использованной при оперативном подсчете запасов. Площадь структуры Северная Трува значительно увеличилась в юго-западном и северном направлениях.

В 2011 г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» был выполнен Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов месторождения Северная Трува по состоянию изученности на 01.06.2011 г. по данным бурения 93 скважин.

В 2014 г компанией ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» было проведено объединение, анализ и пересмотр всех материалов сейсмических работ 3Д, имеющейся на всей территории разведочного блока. В результате анализа сейсмических материалов 3Д было уточнено и детализировано строение месторождения Северная Трува с учетом бурения всех 263 скважин по состоянию изученности на 02.01.2015 г. Полученные проинтерпретированные структурные построения по кровле КТ-I и КТ-II, детализированная по последним данным бурения скважин система нарушений позволили обновить и повысить достоверность и качество разработанной ранее геологической модели.

1.3 Литолого-стратиграфическая характеристика

На структуре Северная Трува пробурено 263 поисково-разведочных и эксплуатационных скважин.

Литолого-стратиграфические особенности разреза даны на основе результатов литолого-петрографических, сейсмических исследований, палинологических анализов, каротажных данных и описания шлама на данном месторождении.

При стратиграфическом разделении разреза были использованы результаты корреляции с разрезами скважин, пробуренных на соседней хорошо изученной площади Жанажол, расположенной в непосредственной близости от района работ.

Стратиграфические интервалы, пройденные в пробуренных скважинах на структуре Северная Трува, основываются на сейсмической корреляции и биостратиграфических определениях. Исходя из данных пробуренных скважин в разрезе присутствуют отложения от среднекаменноугольного возраста до четвертичных включительно (приложение А).

Продуктивными являются отложения каменноугольной системы, которая представлена двумя отделами: средним и верхним. В составе среднего отдела

выделяются башкирский и московский ярусы, верхнего отдела – касимовский и гжельский ярусы.

В разрезе карбона выделяются две продуктивные толщи КТ-I и КТ-II.

Сверху карбонатная толща КТ-I перекрыта мощной толщей, в значительной степени сложенной терригенными породами ассельско-сакмарского ярусов и гидрохимическими осадками кунгурского яруса, образующими надежную покрывку обширной нефтяной залежи.

В пределах верхней карбонатной толщи выделяются продуктивные пачки «А» (газоконденсатно-нефтяная), «Б» (нефтяная), «В» (водоносная).

В стратиграфическом отношении верхняя карбонатная толща приурочена к отложениям гжельского и касимовского ярусов верхнего карбона и мячковского горизонта верхнемосковского подъяруса среднего карбона. Толщина КТ-I варьирует в пределах 350-500 м.

Разделом между КТ-I и КТ-II является терригенная пачка подольского горизонта московского яруса, сложенная переслаиванием алевролитов, аргиллитов, реже песчаниками, гравелитами и известняками.

Стратиграфический диапазон толщи КТ-II месторождения Северная Трува охватывает отложения от башкирского горизонта среднего карбона до каширского горизонта нижнемосковского подъяруса включительно, в составе нижней продуктивной толщи выделяются пачки «Гв» (газоконденсатно-нефтяная), «Гн» (нефтяная), «Дв» (водоносная). Ниже приводится подробное описание вскрытого стратиграфического разреза месторождения Северная Трува.

Каменноугольная система – С

Выявленные отложения каменноугольной системы представлены средним и верхним отделами.

Средний отдел – С₂

Отложения среднего карбона выявлены в составе башкирского и московского ярусов.

Башкирский ярус (С_{2b}). Литологически ярус сложен из известняков, реже встречаются светло-серые доломиты, серые, органогенно-комковатые, крепкие, с редкими прослоями коричневато-красные, массивные, серовато-зеленые, известковые аргиллиты.

Известняки слабодолмитизированные, светло-серые, буровато-серые, плотные, местами глинистые, кристаллические. Максимально выявленная толщина башкирского яруса равна 190 м.

Московский ярус (С_{2m}). Отложения московского яруса представлены нижним и верхним подъярусами.

Нижнемосковский подъярус (С_{2m1}) состоит из верейского (С_{2m1 v}) и каширского (С_{2m1 k}) горизонтов.

Отложения представлены чередованием известняков светло-серых, буровато-серых, органогенных, кристаллических, криптокристаллических, микрокристаллических, фораминиферовых, водорослевых, биокластических, фузулинидовых, детритовых, онколитовых, с прослоями буровато-серых аргиллитов, местами встречаются песчаники, некарбонатные темно-серые аргиллиты, доломиты. Реже встречаются иглокожие, оолитовые, коралловые, сферолитовые, псаммитовые, мелкокристаллические игольчатые известняки.

Толщина верейских отложений изменяется в пределах 110-141 м.

Толщина отложений каширского горизонта от 90 до 116 м.

Верхнемосковский подъярус (C_2m_2) состоит из подольского и мячковского горизонтов.

Разделом между КТ-I и КТ-II является терригенная пачка подольского горизонта московского яруса, сложенная чередованием слоев алевролитов, аргиллитов, реже песчаниками, известняками и гравелитами, служащая покрывкой для нефтегазовых залежей КТ-II.

Подольский горизонт (C_2m_2hd) делится на две толщи: нижняя – терригенная и верхняя – карбонатная. Терригенная толща составляет основу *межкарбонатной толщи (МКТ)*; представлена сероцветными терригенными породами (чередование аргиллитов, песчаников мелко и крупнозернистых, алевролитов, известковых глин, конгломератов). В нижней части толщи в глинистых алевролитах изредка встречаются кварцевые гальки и темно-серые, неравномерно алевролитистые аргиллиты.

Карбонатная часть разреза *подольского горизонта* в основном представлена известняками светло-серыми, буровато-серыми, биокластическими, микрокристаллическими, глинистыми, местами встречаются известковистые аргиллиты.

Толщина подольского горизонта составляет от 314 до 495 м.

Мячковский горизонт (C_2m_2mc), входящий в состав верхнемосковского подъяруса, представлен преимущественно переслаиванием известняков светло-серых, темно-серых, органогенно-обломочных, глинистых, микрокристаллических, с редкими прослоями известковых аргиллитов.

Толщина мячковского горизонта достигает до 231 м.

Верхний отдел – C_3

Отложения верхнего карбона вскрыты в составе касимовского и гжельского ярусов.

Касимовский ярус C_3k на большей площади в литологическом отношении представлен преимущественно буровато-серыми и доломитовыми известняками, чередованием с буро-красными аргиллитами.

Толщина касимовского горизонта достигает до 146 м.

Гжельский ярус C_3g состоит из двух частей, нижняя часть которой представлена отложениями сульфатных и карбонатных пород, имеющее аналогичное строение с нижележащим ярусом. Особенностью ее отличия

является широкое развитие органогенных известняков, которые на 65-85% состоят из водорослей и обломков фауны.

Надкарбонатная часть представлена терригенной пачкой пород гжельского яруса, состоящей из чередования глин, гравеллитов, песчаников, аргиллитов. Толщина гжельского яруса изменяется от 32 до 165 м.

Пермская система – Р

Вскрытая часть палеозоя представлена осадками нижнего и верхнего отделов перми.

Нижний отдел – Р₁

Породы нижней пермской системы присутствуют в объеме ассельско-сакмарско-артинского и кунгурского ярусов, трансгрессивно перекрывающие разные стратиграфические подразделения каменноугольных отложений.

Ассельско-сакмарско-артинский ярусы – Р_{1a-s-ar}

В литологическом отношении разрез представлен переслаиванием темно-серых, зеленоватых, сильно известковистых, бокситовых аргиллитов и серых, буровато-серых, глинистых, разномерных, неплотных, микрокристаллических известняков; изредка встречаются серые, темно-серые, известковые аргиллиты, серые, рыхлые, с глинистой цементацией алевролиты.

Толщина отложений составляет от 432 до 755 м.

Кунгурский ярус – Р_{1к}

Отложения кунгура состоят из трех толщ: нижняя терригенно-сульфатная, средняя галогенная и верхняя сульфатно-терригенная. Вместе с терригенной толщей ассельского яруса они служат флюидоупорной крышкой для залежей углеводородов. Нижняя толща – терригенно-сульфатная, сложена ангидритами и аргиллитами с прослоями каменной соли; среднегалогенная – представлена каменной солью с прослоями терригенных пород; верхняя сульфатно-терригенная толща сложена аргиллитами и ангидритами, с прослоями алевролитов. Каменная соль белая, массивная, кристаллическая, с прослоями аргиллитов, алевролитов, ангидритов. Ангидриты белые, светло-серые, твердые.

Толщина осадков кунгурского яруса изменяется от 350 до 1080 м.

Верхнепермский отдел – Р₂

Отложения верхней перми представлены сероцветными и разноцветными терригенными породами (чередование алевролитов, аргиллитов, глин и песчаников). Аргиллиты коричнево-красные, серовато-зеленые, буровато-серые,

плотные, массивные, умеренно известковистые, песчанистые, алевритистые, местами сложены черными углями. Песчаники пестроцветные, мелкозернистые, полимиктовые, глинистые, средней сортировки, с вкраплениями слюды и пирита. Глины серые, буро-серые, известковистые, местами красного цвета. Алевролиты темно-серые, светло-серые, буровато-серые, полимиктовые, тонкослоистые, сцементированные, с обуглившимися остатками растений.

Толщина верхнепермских отложений составляет от 50 до 460 м.

Мезозойско-кайнозойская группа (Mz-Kz)

Отложения мезозойско-кайнозойской группы вскрыты в составе триасовой, юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем и литологически представлены чередованием толщ песчано-глинистых пород различной окраски. Песчаники светло-серые, мелко-среднезернистые, полимиктовые, с включением пирита. Алевролиты серые, крепкие, массивные, содержат примесь песчаных зерен. Глины серые, зеленовато-серые, мергелистые, алевролитистые.

Общая толщина этих отложений - от 840 до 958 м [3].

1.4 Тектоника

Структура Северная Трува относится к восточной прибортовой части Прикаспийской впадины, от Уральской складчатой системы отделяется Сакмаро-Кокпектинским и Ащисайским разломами.

Главным геоструктурным элементом в восточной прибортовой зоне Прикаспийской впадины является Жаркамысско-Темирский свод, который входит в состав Актюбинско-Астраханской системы поднятий. Характерной особенностью геологического развития региона в докунгурское время являлось продолжительное опускание территории, вызванное развитием Уральской геосинклинальной области и формированием Уральской складчатой системы в палеозое. Осадочный чехол региона делится на три структурных этажа: надсолевой, межсолевой и подсолевой. Надсолевой этаж, в основном, сложен терригенными отложениями максимальной толщиной 5-7 км. Подсолевой этаж представлен морскими карбонатными и терригенными породами. По геофизическим данным толщина комплекса в бортовых зонах впадины составляет 3-4 км, в центре достигает 10-13 км.

Повсеместно в разрезе подсолевых осадочных формирований по региону прослеживаются три сейсмических горизонта, которые соответствуют: П1 – кровле подсолевых отложений, П2 – разным стратиграфическим уровням в каменноугольных отложениях и П3 – условно относимый к поверхности верхнедевонского раздела и более древних комплексов.

По горизонту П3, приуроченному к низам осадочной толщи, наблюдается общая моноклираль, разделяющаяся на четыре ступени в зависимости от

глубины залегания: Жанажольскую (5 – 5,5 км), Кенкиякскую (6 – 6,5 км), Коздысайскую (6,5 – 7 км) и Шубаркудукскую (7 – 7,5 км). Ширина ступеней колеблется от 10 – 15 км до 50 км. Жанажольская ступень, к которой приурочен участок работ, характеризуется развитием мощных карбонатных пород, которые осложнены локальными брахиантиклинальными поднятиями. (приложение Б).

В 2006 г проведены сейсмические исследования 3Д в пределах Центральной территории (Южный блок) восточной части Прикаспийской впадины.

В (приложении В) приведены структурные карты по кровле горизонтов КТ-I и КТ-II, выполненные по результатам интерпретации сеймики 3Д в 2006 г, которая была взята за основу при оперативном подсчете запасов 2008 года.

В июле 2009 года на основе результатов интерпретации трехмерных сейсмических материалов, отобранных в 2007-2008 гг., был проведен анализ и сопоставление с объединением картирования по двух- и трёхмерным сейсмическим данным. (приложение Г). Результаты интерпретации легли в основу при построении карт по кровле продуктивных горизонтов КТ-I и КТ-II по оперативному подсчету запасов 2009 года.

В 2011 году с целью дальнейшего детального изучения геологического строения месторождения Северная Трува была проведена повторная переинтерпретация сеймики 3Д (сейсмический куб) с привлечением фактических данных бурения скважин (интерпретация ГИС, опробование, разработка). Корреляция сейсмических горизонтов и скоростная модель предоставлена компанией CNPC «Актобемунайгаз».

В результате были построены структурные карты по 8 сейсмическим горизонтам:

- подошве юры – V
- кровли соли – VI
- кровли подсолевых отложений – П₁
- кровли нижнепермских карбонатов – П₁¹
- кровли КТ-I
- кровли МКТ
- кровли КТ-II
- подошве КТ-II

Переинтерпретация сеймики 3Д, с учетом имеющихся геолого-промысловых материалов по всем пробуренным скважинам, позволили провести картирование структуры Северная Трува с объединением разрозненных ранее участков (структура Ащисай) и выстроить единую геологическую модель продуктивных горизонтов, заметно отличающуюся от ранее использованной при оперативном подсчете запасов. Площадь структуры Северная Трува значительно увеличилась в юго-западном и северном направлениях.

Результаты интерпретации позволили выделить в обеих карбонатных толщах ряд тектонических нарушений сбросового и взбросового характера, тектонические нарушения имеют вид поперечных и продольных

малоамплитудных тектонических нарушений с амплитудой смещения между блоками порядка 10-20 м.

В (приложении Д) приведены структурные карты по кровле горизонтов КТ-I и КТ-II.

Толща КТ-II по последним сейсмическим данным, учитывая результаты бурения скважин, осложнена 16 тектоническими нарушениями (F, F₁, F₂, F₃, F₄, F₅, f₆, f₇, f₈, f₉, f₁₀, f₁₁, f₁₂, f₁₃, f₁₄, f₁₅), делящими ее на 15 блоков. Центральная часть структуры разбита малоамплитудными тектоническими нарушениями f₆, f₇, f₈, f₉, f₁₀, f₁₁, F₁, F₂ на блоки I, II, III, IV, V, VI, VI-a, VII, где сосредоточена основная часть залежи. Наивысшее положение свода отмечено в блоке V на глубине – 2761 м.

Размеры центральной части залежи в пределах тектонических нарушений F, F₁ и замкнутой изогипсы – 2952 м составляют 38 x 9,5 км.

В северной части структуры получили развитие блоки VIII, X, XI, XI-a, XIII, осложненные сбросами F₁, F₅, f₁₂, f₁₃, f₁₄, f₁₅. X блок по отношению к VIII приподнят и в сводовой части абсолютная отметка составляет – 2973 м, в VIII блоке – 3030 м. Размеры этой части структуры по замкнутой изогипсе – 3150 м составляют 10,5 x 6,5 км.

Толща КТ-I, по геологическому строению, схожа с карбонатной толщей КТ-II. По сейсмическим данным и данным бурения скважин продуктивная толща КТ-I также осложнена многочисленными тектоническими нарушениями, получившими продолжение из толщи КТ-II (F, F₁, F₂, F₃, F₄, F₅, f₁₀, f₁₁, f₁₂, f₁₃, f₁₄) и образующие 10 блоков.

Основная часть залежи сосредоточена в блоках I, I-a, II, разделенных тектоническим нарушением F₂, а с юга и севера контролируется тектоническими нарушениями F, и F₁. Размеры структуры в пределах замкнутой изогипсы – 2200 м составляют 32,2 x 9 км.

В южной части структуры выделяются блоки III и IV, которые осложнены тектоническими нарушениями F, F₃, F₄.

В северной части структуры выделены блок V, VI, VII, VIII, осложненные сбросами F₁, F₅, f₁₂, f₁₃, f₁₄ [2].

1.4.1 Геологическое строение востока Прикаспийской впадины

В тектоническом отношении Прикаспийская впадина является крупнейшей отрицательной структурой Русской платформы. Особенностью этой впадины является наличие в центральной части обширной глубокой депрессии, лишенной гранитного слоя. В результате здесь непосредственно на базальтовом основании, то есть коре океанического типа, залегают отложения осадочного чехла, охватывающего широкий стратиграфический диапазон - от кембрия до четвертичных включительно. Поверхность фундамента в региональном плане, несмотря на различные трактовки разных авторских коллективов, в целом характеризуется достаточно единым строением, которое находит отображение

у всех авторов. Так, по фундаменту выделяются следующие элементы: Центрально-Прикаспийская депрессия, Актюбинско-Астраханская система поднятий по фундаменту и зоны бортовых впадин вдоль границы Скифо-Туранской и Русской платформ на юге и Уральской складчатой системы с Прикаспийской впадиной на востоке. Эти тектонические элементы ограничены крупнейшими региональными разломами. Среди них - Аралсорско-Хобдинский, Эльтон-Индерский, Урало-Каспийский и другие (рисунок 2).

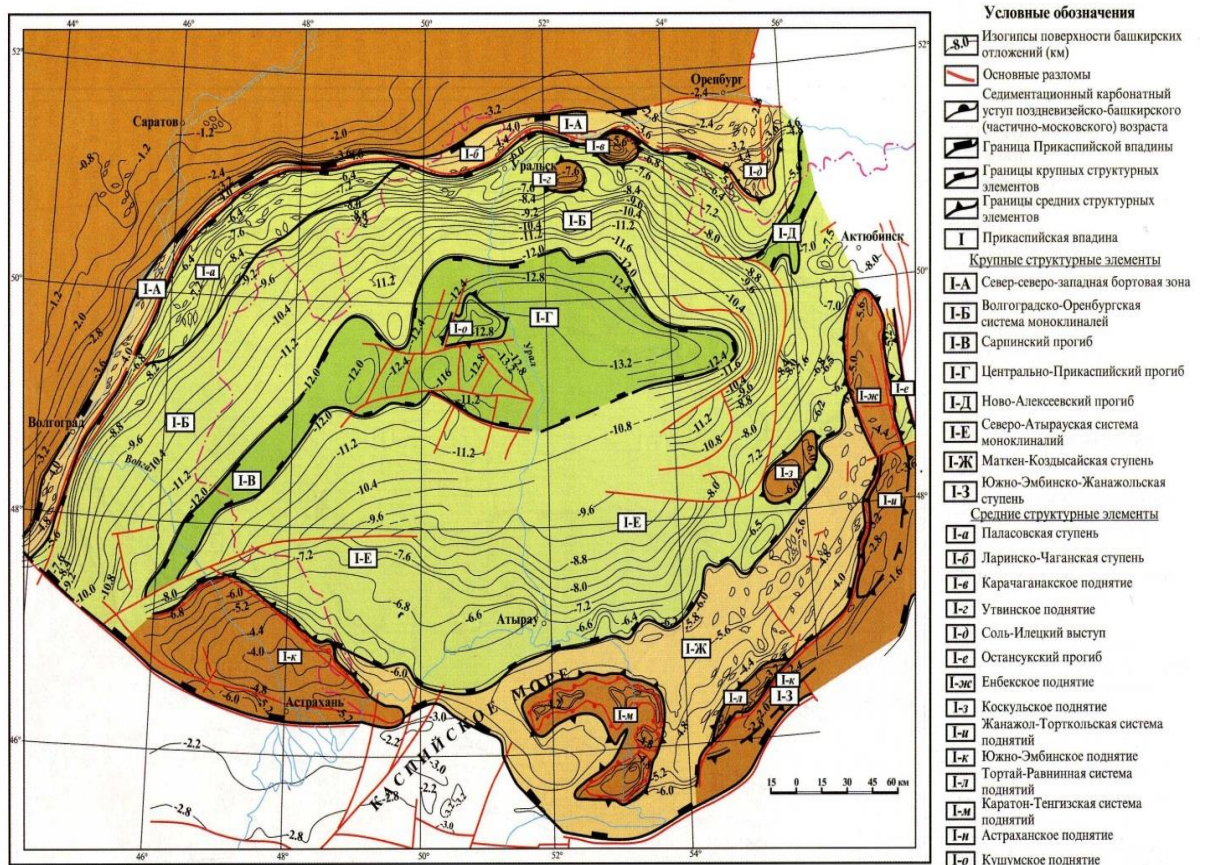


Рисунок 2 – Схема структурно-тектонического районирования

Центрально-Прикаспийская депрессия характеризуется большой глубиной залегания в пределах западной части впадины (22 км) и несколько меньшей - на уровне 20 км - на восточной половине впадины. Относительно неглубоким (до 10км) и узким Новоалексеевским прогибом Центрально-Прикаспийская депрессия соединяется с Бельской седловиной Предуральского краевого прогиба.

Актюбинско-Астраханская система поднятий представляет систему относительно приподнятых, изометрично построенных выступов фундамента, которые с юга и востока располагаются дугой вдоль Центрально-Прикаспийской депрессии и отделяют последнюю от южной и восточной прибортовых впадин. Глубина залегания фундамента на этих поднятиях достигает 7 - 8 км. Амплитуда

поднятий – 1,0 - 1,5, реже 2 км. Общая протяженность системы – более 1000 км, ширина - от 100 до 150 км.

Самым западным поднятием в этой системе является Астраханское, которое залегает на глубине 8 км, имеет размеры 200x80 км, амплитуду 1.5 км. С востока оно отделено от Северо-Каспийского свода крупным меридионально вытянутым тектоническим нарушением и Заволжским прогибом по фундаменту. На севере Астраханское поднятие переходит в Сарпинский прогиб, на юге - в систему Днепрово-Донецкого прогиба.

Северо-Каспийский свод так же, как и Астраханское поднятие, залегает на глубине 8 км. Он осложнен самостоятельными поднятиями, прослеженными на глубине 7 км - Кошалакским, Новобогатинским, Гурьевским и Биикжальским. На юго-востоке Северо-Каспийский свод граничит с западной периклиналью Южно-Эмбинского прогиба, а на востоке с Восточно-Прикаспийским сводом. В пределах последнего вдоль восточного борта впадины более, чем на 400 км, простирается крупная Жаркамыско-Темирская (Енбекская) зона поднятий фундамента. Восточнее этих выступов фундамента прослежен обширный Примугоджарский прогиб. Восточно-Прикаспийский свод отделен от Биикжальского крупным разломом северо-западного простирания и Уильской ступенью. Согласно данным сейсмических исследований, поверхность фундамента на Темирском и Жаркамыском выступах фиксируется так же, как и на Биикжальском - на глубине порядка – 7 км. Жаркамыский свод разделяет Центрально-Прикаспийскую депрессию и Примугоджарский прогиб. Темирский - Центральную депрессию от Остансукского прогиба. Глубина залегания фундамента в этих прогибах, отделяющих Прикаспийскую впадину от складчатых сооружений Урала, достигает 9-10 км. По размерам они значительно уступают Южно-Эмбинскому прогибу, где фундамент в наиболее прогнутой части фиксируется на глубинах 13-14 км. Южно-Эмбинский прогиб представляет желобообразную построенную депрессию, где фундамент последовательно погружается с востока на юго-запад с глубин от 8 до 13-14 км. На бортах этого геологического сооружения фундамент воздымается к северу - в сторону Актюбинско-Астраханской системы поднятий, к югу - в сторону Северо-Устьюртской впадины до отметок - 9 км. Данный прогиб осложняется мульдами - Приморской, Тугаракчанской и Жанасуйской.

По направлению к центральным районам Прикаспийской впадины от Астраханско-Актюбинской системы выступов фундамента, имеющей вид гигантского полукольца, погружение фундамента идет ступенчато. При этом к северу от Северо-Каспийского свода зафиксирован крутой уступ - Междуреченская ступень амплитудой 2 – 4 км и затем наблюдается плавное погружение в направлении к Центрально-Прикаспийской депрессии. В пределах ступени севернее Биикжальского поднятия по изогипсам – 13 - 15 км рисуется обширная Доссорская мульда.

Особенности залегания поверхности фундамента находят свое отражение в структуре вышележащих пород. Следует отметить, что Северо-Каспийское, Новобогатинское, Гурьевское и Биикжальское поднятия перекрываются

преимущественно терригенными образованиями вероятно девон-нижнепермского возраста толщиной 2 - 2.5 км. Жаркамысский свод с запада перекрыт терригенными отложениями, на востоке частично перекрывается как терригенными, так и карбонатными отложениями. На Темирском поднятии, наряду с Астраханским, получает развитие карбонатная постройка девонско-каменноугольного возраста. Карбонатные постройки Жанажол-Кожасайской, Приморской, Кашаганской зон развиты над прогибами Примугоджарским и Южно-Эмбинским. Вместе с тем, значительная часть осадков палеозоя этих прогибов представлены терригенными образованиями.

Эти особенности строения региона обусловили разнообразие структур, ловушек, емкостно-фильтрационные и иные характеристики коллекторов, отразившиеся на нефтегазоносности и дальнейших перспективах нефтегазоносности территории.

Строение осадочного чехла

В составе подсолевых палеозойских отложений выделяются два структурных этажа - рифейско-нижнепалеозойский и среднепалеозойско-артинский. Надсолевая толща также делится на два структурных этажа – пермский и триас- палеоген-неогеновый.

Породы нижнего, рифейско-нижнепалеозойского структурного этажа скважинами не вскрыты. Предположительно они сложены упрочненными карбонатно-терригенными и эффузивными породами. Судя по геофизическим материалам, эти осадки выполняют окраинные прогибы, в том числе Южно-Эмбинский и Примугоджарский, в осевой части которых их толщина достигает 5-7км. В пределах выступов фундамента, где толщина подсолевого комплекса сокращается до 1-3км, они, вероятно, выклиниваются. Верхний структурный этаж наиболее изучен сейсмическими и буровыми работами. Строение его характеризуется рядом сейсмических горизонтов – P_3 , P_2 (P_2) и P_1 , которые наиболее выдержаны по площади.

В целом по горизонту P_3 строение изученной территории повторяет тектонические элементы, выделенные по фундаменту.

В восточной части впадины по горизонту P_3 над Енбекско-Жаркамысским выступом фундамента выделяется обширная приподнятая зона. Горизонт P_3 здесь предположительно соответствует поверхности до живецких отложений.

Общая протяженность приподнятой зоны более 250 км. Привершинная ее часть оконтуривается изогипсой – 6,0 км в районе Жанажольской – Синельниковской площадей. На Темирском участке зона прослеживается более четко и простирается почти меридианально в виде валов от Кенкиякской площади на юге до Енбекского поднятия на севере. Зона Темирского валообразного участка объединяет локальные поднятия Арансайское, Бактыгарынское, Аккумское, Аккудукское и другие, имеющие по горизонту P_3 размеры от 2х3 до 5х15 км и амплитуды от 200 до 300 м.

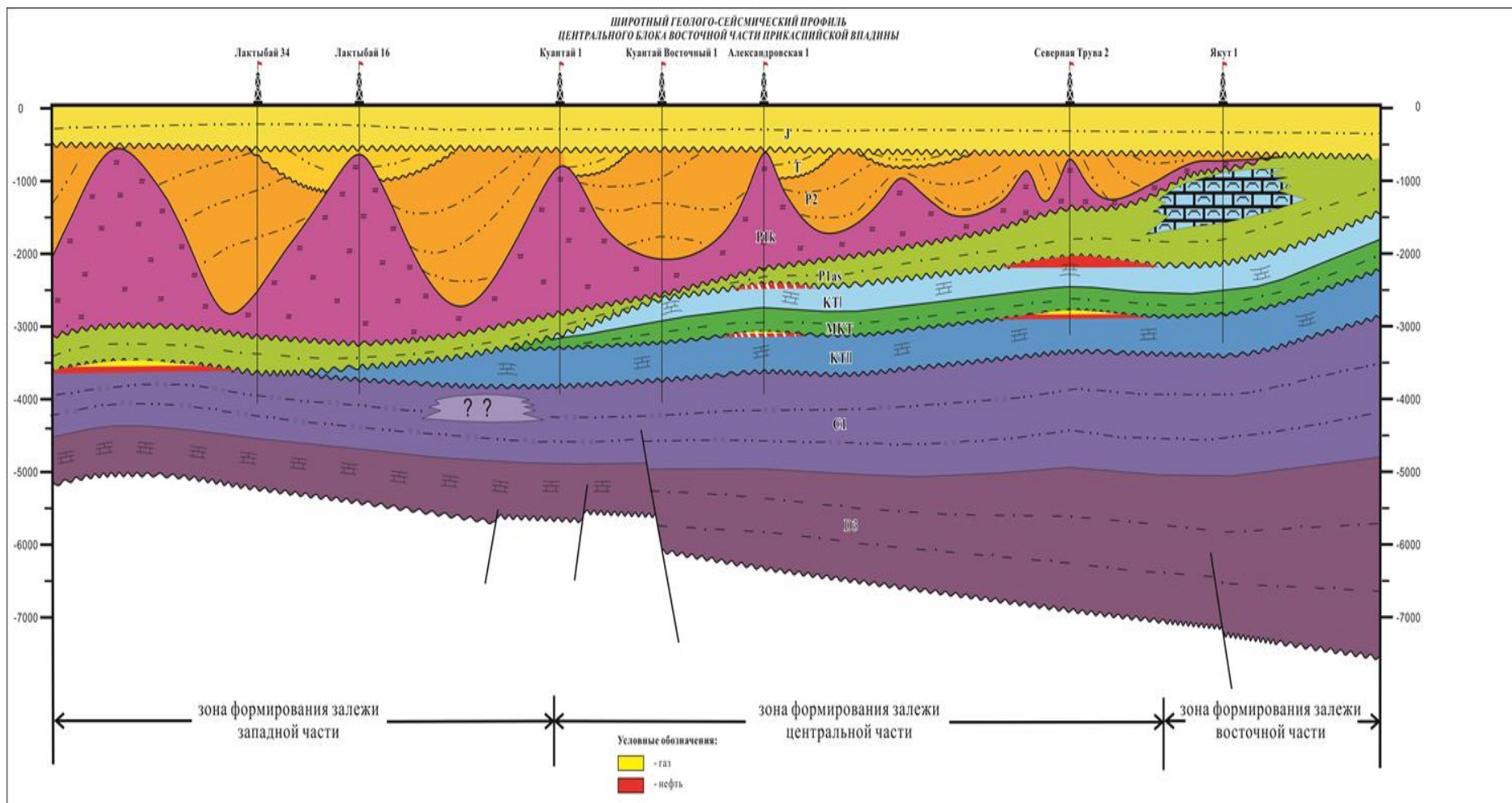


Рисунок 3 – Широтный геолого-сейсмический профиль Центрального блока восточной части Прикаспийской впадины

К востоку от Темирского валообразного участка выделяется поднятие субмеридианальной ориентировки, осложненное в осевой части Алибекмолинско-Остансукским разломом и примыкающее на востоке к Ащисайскому разлому. Как и Темирское валообразное, это поднятие с юга не замкнуто. Наиболее приподнятая его часть с глубинами залегания горизонта P_3 – 6 км и менее приурочена к району Алибекмолинской площади и ограничивается разломами и зоной потери корреляции горизонта.

Южный Жаркамысский участок обширной зоны поднятий по горизонту P_3 не имеет четко выраженного восточного склона. Наиболее приподнятая его часть приурочена к району локальных структур Жанажольское и Синельниковское, где горизонт P_3 залегает на глубине около 6 км. В целом Жаркамысский участок от места слияния рек Темира и Эмбы, простирается в юго-юго-западном направлении до района Тортколя.

На *восточном борту* впадины стратиграфическая приуроченность горизонта P_2 достаточно определенно устанавливается в пределах Темирской зоны поднятия к известнякам московского яруса.

Темирский карбонатный массив соответствует Темирскому и Арансайскому выступам фундамента. В пределах Темирского карбонатного массива девонские отложения со стратиграфическим несогласием перекрываются карбонатными отложениями верхневизейского возраста. В разрезе отсутствуют терригенные отложения ниже-средневизейского возраста. В пределах карбонатного массива выделяются локальные структуры: Кумкудук, Аккудук, Аккум, Бактыгарын Северный, Арансай, Бозоба, Кенкияк. Наиболее приподнятым участком Темирского карбонатного массива выделяется группа локальных поднятий Бактыгарын, Сев. Бозоба, оконтуривающиеся изогипсами – 4800 м.

Южнее по горизонтам P_2 и P'_2 выделяется Жанажол – Торткольский карбонатный массив, протягивающийся на севере от широты Восточного и до Северного Тюте на юге. В пределах этой структуры выделены локальные поднятия Алибекмола, Жанажол, Урихтау, Кожасай, Александровская, Придорожная, Тортколь, Вост. Тортколь, Сев. Сарыкум, Жанатан, Лактыбай

В западной части, в зоне выклинивания карбонатов, прослежен горизонт P'_2 , который условно стратифицируется как кровля терригенных яснополянских отложений. По этому горизонту выделена Жаркамысская приподнятая зона.

Западнее Темирской и Жаркамысской структур по горизонту P_2 выделяется обширное Коскольское поднятие. Оно протягивается с севера на юг на 300 км и объединяет структуры Шубаркудук, Шагырлы, Шиликты и другие.

В *юго-восточной* части впадины горизонт P_2 приурочен к кровле карбонатных отложений среднего карбона на глубинах от – 2,5 до – 5,0 км. Здесь четко фиксируются контуры северного склона Южно-Эмбинского поднятия палеозойд, вытянутого вдоль юго-восточной границы Прикаспийской впадины (рисунок 4).

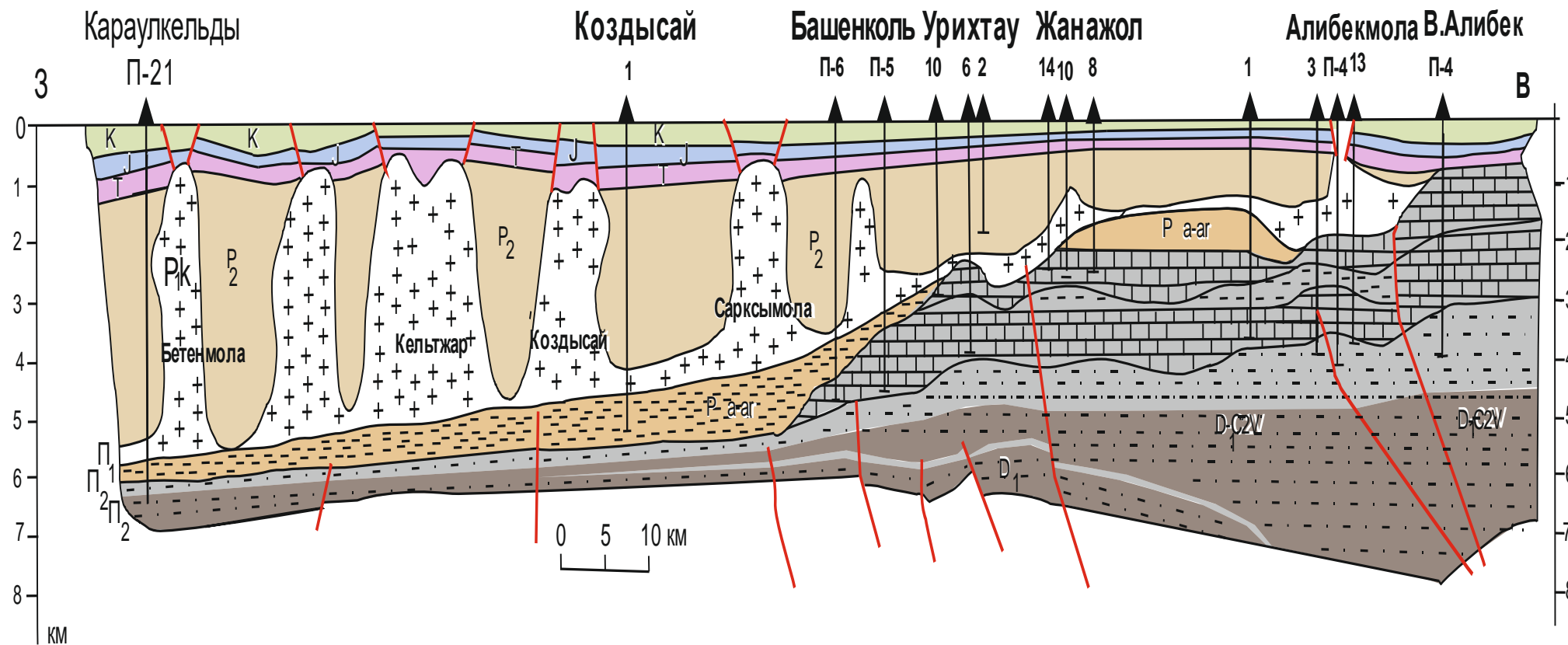


Рисунок 4 – Геологический разрез Жанажолской и Акжар-Коздысайской НГЗ

1.5 Нефтегазоносность

Месторождение Северная Трува открыто в июле 2006 года при бурении и опробовании скважины СТ-1, в процессе которых из карбонатных отложений каменноугольного возраста был получен приток нефти с газом, дебит нефти через 8 мм штуцер составил 59,71 т/сут; газа – 10 тыс. м³/сут. Согласно принятой в регионе номенклатуре продуктивной толще, который имеет касимовско-гжельский возраст, был присвоен индекс КТ-I. В августе 2006 г была установлена продуктивность нижней карбонатной толщи КТ-II верейско-каширского возраста. Продуктивные пачки КТ-I и КТ-II разделены преимущественно терригенными осадками подольского возраста толщиной от 389 м до 463 м.

В стратиграфическом отношении верхняя карбонатная пачка КТ-I, с которой связана газоконденсатнонефтяная залежь, приурочена к отложениям касимовско-гжельского возраста. Толща сложена известняками, доломитами и известково-доломитовыми разностями карбонатных пород, с прослойками терригенных пород.

Нижняя карбонатная пачка КТ-II содержит газоконденсатнонефтяную залежь, приурочена к отложениям верейско-каширского возраста и литологически толща, в основном, представлена известняками с прослоями доломитов и зеленовато-серых аргиллитов.

Общая средняя толщина КТ-I составляет 466 м, КТ-II – 320 м, а толщина МКТ достигает 415 метров.

В 2014 г компанией «BGP» совместно с ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» было проведено объединение, анализ и пересмотр всех материалов сейсмических работ 3Д, имеющейся на всей территории разведочного блока АО «СНПС-Актобемунайгаз» (приложение Е). В результате анализа сейсмических материалов 3Д было уточнено и детализировано строение месторождения Северная Трува с учетом бурения всех 263 скважин по состоянию изученности на 02.01.2015 года. Полученные проинтерпретированные структурные построения по кровле КТ-I и КТ-II, детализированная по последним данным бурения скважин система нарушений позволили обновить и повысить достоверность и качество разработанной ранее геологической модели.

На 02.01.2015 г на месторождении пробурено 258 скважин.

Месторождение по результатам сейсморазведочных работ и бурения скважин осложнено тектоническими нарушениями, которые делят структуру на 15 блоков в карбонатной толще КТ-II и на 10 блоков в толще КТ-I.

В настоящее время месторождение находится на начальной стадии промышленной разработки двух карбонатных толщ КТ-I и КТ-II.

При обосновании положений ГНК и ВНК принимались во внимание только результаты опробования скважин, так как по комплексу ГИС разделить газо- и нефтенасыщенную части не представляется возможным.

Карбонатная толща КТ-I

Верхняя продуктивная толща КТ-I литологически представлена органогенно-обломочными известняками, доломитами, встречаются редкие прослойки глин. Согласно принятой в регионе номенклатуре карбонатная толща КТ-I включает в себя три продуктивных пачки: «А», «Б», «В», из которых пачка «В» является водоносной.

Коллекторы горизонта КТ-I порово-каверновые, крышкой являются нижнепермские глинистые породы и галогенная толща кунгурского яруса.

Продуктивная пачка «А» стратиграфически приурочена к гжельскому ярусу верхнего карбона.

По данным сейсмоки и бурения скважин продуктивная толща КТ-I осложнена тектоническими нарушениями, получившими продолжение из толщи КТ-II (F, F₁, F₂, F₃, F₄, F₅, f₁₀, f₁₁, f₁₂, f₁₃, f₁₄).

Средняя общая толщина пачки «А» составляет 79 м. Эффективная газонасыщенная толщина меняется от 0,7 м (скв. 733) до 12,5 м (скв. 776). Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,4 м (скв. СТ-42) до 24,8 м (скв. СТ-25). Коэффициент песчаности изменяется от 0,004 до 1; коэффициент расчлененности меняется в пределах от 1 до 20 пропластков.

Продуктивность пачки установлена опробованием с начальными дебитами нефти, достигающими 694 м³/сут на 13 мм штуцере (скв. СТ-1).

Продуктивная пачка «Б» стратиграфически приурочена к касимовскому ярусу верхнего карбона. В контуре продуктивности пробурены 84 скважины, в остальных скважинах пласт либо замещен, либо водонасыщен.

Общая толщина пачки «Б» изменяется в пределах от 42 до 88 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,5 м (скв. 5555) до 8,9 м (скв. 5546). Коэффициент песчаности изменяется от 0,02 до 1; коэффициент расчлененности изменяется в пределах от 1 до 6 пропластков.

В пачке «Б» при совместном опробовании с пачкой «А» в 26 скважинах охвачена лишь верхняя кровельная часть пачки, при этом получены безводные притоки нефти (максимальный дебит нефти 113,5 м³/сут в скв. СТ-20). Кроме того, подтверждением продуктивности пачки «Б» также являются проведенные в скважинах СТ-28, 545, 557, 579 исследования методом PLT, где приток из пачки «Б» при совместном испытании с пачкой «А» составляет от 17,8% до 49,5%.

По результатам интерпретации материалов ГИС самые нижние отметки нефти зафиксированы в скв. СТ-11, 5557 на глубинах – 2155,8 м и – 2155,3 м; кровле водоносного пласта-коллектора соответствует отметка – 2255,6 м в скв. СТ-8. ВНК принят по нижней отметке нефти в скв. СТ-11 на глубине -2155,8 м.

Высота залежи с учетом принятого ВНК составляет 51 м, площадь нефтеносности по категориям С₁ и С₂ – 56994 тыс. м².

Карбонатная толща КТ-II

По геолого-промысловым и каротажным данным во вскрытом разрезе КТ-II выделяется продуктивная пачка «Г», которая, в свою очередь, подразделяется на «Гв», «Гн»; и пачку «Д», которая вскрыта ограниченным числом скважин и считается водоносной.

По последним данным сейсмических работ, с учетом результатов бурения скважин, структура месторождения осложнена 16 тектоническими нарушениями (F, F₁, F₂, F₃, F₄, F₅, f₆, f₇, f₈, f₉, f₁₀, f₁₁, f₁₂, f₁₃, f₁₄, f₁₅), делящими ее на 15 блоков.

Продуктивная толща КТ-II литологически представлена известняками с маломощными прослойками доломитов. Коллекторы трещинно-кавернозно-порового типа.

Продуктивная пачка “Г” стратиграфически приурочена к нижнему подъярсу московского яруса. Пачка, в свою очередь, подразделяется на два пласта “Гв” и “Гн”, приуроченных к отложениям каширского и верейского горизонтов.

Пласт “Гв” залегает непосредственно под подольской терригенной региональной толщей, служащей покрывкой для залежей КТ-II и аккумулирует в себе газоконденсатно-нефтяную залежь.

Общая толщина пласта изменяется в пределах от 83,6 до 112 м. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 0,6 м (скв. 7811) до 29,3 м (скв. 7673). Эффективная нефтенасыщенная толщина по скважинам меняется от 0,4 м (скв. СТ-35) до 29,3 м (скв. 7738); коэффициент песчаности от 0,03 до 1; коэффициент расчлененности от 1 до 20.

Продуктивность доказана опробованием в скважинах с максимальным полученным дебитом нефти 226,6 м³/сут (скв. СТ-19). Наличие газовой шапки установлено при опробовании скв. СТ-1 в открытом стволе DST интервала перфорации 3036-3138 м (-2770,7-2872,7 м), где получен газ дебитом до 150 тыс. м³/сут. Газовая шапка установлена в блоках III, IV, V и имеет единый газонефтяной контакт, положение газонефтяного контакта по сравнению с 2011 годом не изменилось и осталось на том же уровне (-2868 м).

Пласт «Гн» стратиграфически приурочен к отложениям верейского горизонта и аккумулирует в себе нефтяную залежь.

Общая толщина пласта равна 99 – 136 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина по скважинам меняется в пределах от 0,9 м (скв. 5607) до 42,3 м (скв. 7671). Коэффициент песчаности равен 0,08 – 1, коэффициент расчлененности 1 – 26.

Продуктивность установлена опробованием с максимальным полученным дебитом нефти 310 м³/сут (Дшт=15мм, скв. 5578).

1.5.1 Перспективы нефтегазоносности подсолевых отложений востока Прикаспийской впадины.

На востоке и юго-востоке Прикаспийской впадины нефтеносность комплекса установлена на площадях Лактыбай, где получен приток нефти дебитом 8,8 - 10,5 м³/сут., и Жанатан, на которой дебит нефти составил 8 м³/сут. Незначительные притоки нефти и газа были отмечены на площадях Каратюбе, Терешковская, Коздысай, Маткен, Равнинная. Залежи нефти установлены на площади Улькентобе Юго-западное, где в процессе бурения скв. 2 при забое 5140 м начала фонтанировать нефтью дебитом 65 - 70 м³/сут. На месторождении Тортай обнаружено 4 нефтегазоносных горизонта. В скв. 1 из интервала 2995-3000 м получен фонтанный приток нефти, а из интервала 3052-3054 м пульсирующий приток нефти. Залежь нефти выявлена на площади Шолькара, в интервале 3508 - 3521 м получен приток нефти дебитом 8 - 16 м³/сут., а в интервалах 3513 - 3517 м и 3561 - 3591 м отмечены признаки нефти.

Верхневизейско-нижнебашкирский карбонатный комплекс (C1V2-C2b1) содержит основные разведанные запасы Прикаспийской впадины и является нефтегазоносным на большинстве месторождений, как во впадине, так и на ее обрамлениях. В этом комплексе сконцентрировано около 70 % всех разведанных запасов углеводородов Прикаспийской впадины, сосредоточенных в резервуарах месторождений Карачаганак, Астраханское, Тенгиз, Королевское, Жанажол, Кожасай, Кенкияк, Копанское, Бердянское, Дарьинское, Чаганское (Восточно-Ветелкинское), Лободинское и др.

На востоке Прикаспийской впадины в зоне визейско-башкирского барьерного рифа и мелководного шельфа открыты месторождения Кенкияк, Кожасай, Жанажол, Алибекмола, Жанатан. Дебиты нефти колеблются в широких пределах — от 3,95 м³/сут до 261 м³/сут, газа от 21 тыс. м³/сут до 219 тыс. м³/сут. Прямые признаки нефтегазоносности получены на площадях Лактыбай, Аккудук, Бактыгарын, Башенколь.

Астраханское серогазоконденсатное месторождение, относящееся к категории уникальных, характеризуется высокими значениями дебитов газа, составляющими в среднем 300-400 тыс. м³/сут, достигающими иногда 731 тыс. м³/сут (скв. 42). Дебиты конденсата 73,4-139,1 м³/сут (скв. 31 и 17).

Терригенный комплекс среднего карбона (верхнебашкирско-нижнемосковский (C2b2 - C2m1vr) продуктивен на северо-западном обрамлении впадины более чем на 30 месторождениях (Коробковское, Жирновское, Землянское, Зап. Землянское и др.). В зоне бортового уступа на северо-западе газоносность его установлена на Карпенковской площади. Здесь к верейским отложениям приурочена мелкая залежь газа.

На северо-востоке и востоке впадины, в связи с лито-фациальной изменчивостью комплекс входит в состав природных резервуаров карбонатного комплекса нижнего-среднего карбона, составляя с ними единое целое (Оренбургское, Жанажольское месторождения).

Карбонатный комплекс среднего-верхнего карбона — нижней перми (московско-артинский или надверейский C2m1k-P1ar) является продуктивным на многочисленных месторождениях практически по всему периметру Прикаспийской впадины, в т.ч. и на уникальных и крупных месторождениях, таких как Карачаганак, Жанажол, Оренбургское.

На Жанажольском газоконденсатнонефтяном месторождении, при общей мощности толщи КТ-I 400 м, газовая шапка составляет 310 м и нефтяная оторочка — 90 м. Дебиты газа достигали 214 тыс. м³/сут, конденсата 162 м³/сут, нефти — 154 м³/сут.

На Синельниковском нефтяном месторождении дебиты нефти не столь высокие, как и запасы, сравнительно с Жанажольским и колеблются от 1,5 м³/сут до 47 м³/сут. Этаж нефтеносности составляет 80 м.

На месторождении Алибекмола карбонатная толща залегает на абсолютной отметке — 1857 м, газонасыщенная мощность 204 м, толщина нефтяной оторочки 82 м. Дебиты газа достигали 94 тыс. м³/сут, нефти до 12 м³/сут, через 5 мм штуцер.

Урихтау — нефтегазоконденсатное месторождение, приурочено к локальной рифовой постройке, надстраивающей визейско-башкирский барьерно-рифовый уступ. В южной части месторождения имеется нефтяная оторочка толщиной 69 м. Дебиты газа составляют 103-224 тыс. м³/сут, конденсата 58-95 м³/сут, нефти — 40-111 м³/сут.

На Тортайском месторождении при опробовании скв. 14 из интервала 2886-2892 м (кровля московско-касимовских отложений) получен фонтан нефти.

В терригенных нижнепермских отложениях, широко развитых на востоке и юго-востоке Прикаспийской впадины, залежи нефти установлены на Кенкияке, Каратюбе, Восточный Акжар.

На месторождении Кенкияк установлено пять горизонтов в сакмаро-артинских отложениях. Максимальные дебиты притоков из артинских отложений составили: нефти — 139 м³/сут, газа 51 тыс. м³/сут (скв. Г-104, интервал 4061-4083 м). Приток нефти дебитом 112 м³/сут был получен из сакмарских отложений.

Линзовидные залежи нефти, мозаично рассредоточенные в разрезе терригенной толщи, вероятно, представляют собой вторичные скопления, образовавшиеся за счет вертикальной миграции из нижележащих карбонатных отложений.

Каратюбе-Акжарская зона нефтегазонакопления состоит из трех самостоятельных поднятий — Восточный Акжар, Курсай и Каратюбе. Залежи нефти приурочены к ассельско-артинским продуктивным горизонтам, мощность которых составляет 315-320 м (скв. 1 Вост. Акжар), на нефтенасыщенную мощность приходится 50-68 %. Высокодебитный приток был получен в скв. 5 Вост. Акжар — 749-1200 м³/сут в интервале 5049-5075 м, что обусловлено, видимо, высокими значениями параметров коллекторских свойств терригенных пород.

На юге впадины на площади Сазтюбе при испытании в колонне скв. 2 получен промышленный приток нефти дебитом 28 м³/сут и газа 47 тыс. м³/сут на 3 мм штуцере из терригенных ассельских отложений.

В заключение необходимо отметить, что по своей продуктивности и широкому ареалу распространения залежей углеводородов в Прикаспийской впадине и ее обрамлениях регионально нефтегазоносный карбонатный комплекс среднего-верхнего карбона — нижней Перми занимает второе после основного, визейско-башкирского комплекса, место.

Анализ свойств нефтей, газов и конденсатов позволил сделать ряд выводов о некоторых закономерностях их состава и распространения в плане и разрезе.

Нефти подсолевых отложений Прикаспийской впадины независимо от стратиграфической приуроченности характеризуются близким групповым составом и относятся к метано-нафтеновому типу бензинового ряда. По содержанию неуглеводородных примесей нефть в терригенных подсолевых отложениях — бессернистая, в карбонатных комплексах — в той или иной степени сернистая. В восточной части впадины встречены легкие (0,823-0,826 г/см³) нефти с высоким содержанием бензинов (35 %) и нафтено-ароматических УВ в отбензиненной нефти (до 20 %) и небольшим количеством спиртобензольных смол и асфальтенов (до 5 %). На юго-востоке впадины наряду с легкими обнаружены средние и тяжелые нефти, с пониженным (5 - 26 %) содержанием бензина, значительным количеством метано-нафтеновых (около 80 %) и небольшим — ароматических УВ (до 12 %) и спиртобензольных смол (до 3 %) в отбензиненной нефти.

Нефти в карбонатных отложениях нижней перми на северо-западе и северо-востоке Прикаспийской впадины характеризуются плотностью от 0,817 до 0,981 г/см³ (от легких до тяжелых), от малосернистых до высокосернистых (0,55 - 5,6 %), от малопарафинистых до парафинистых (0,60 - 4,42 %), малосмолистые (5,1-5,6 %).

Самые легкие" нефти (0,808 г/см³) встречены на востоке, на месторождении Кенкияк. Они характеризуются низким содержанием кислых компонентов, высоким содержанием бензинов (20 - 42 %), низким содержанием смол (до 6 %) и асфальтенов (менее 1 %). Содержание серы колеблется от 0,22 до 0,65 %.

На Жанажольском месторождении на глубинах около 2600 м плотность конденсата составляет 0,710-0,750 г/см³. Таким образом, намечается закономерное утяжеление конденсата с глубиной. Содержание конденсата в газе на Астраханском и Жанажольском месторождениях составляет 420-500 г/м³, а на Карачаганакском изменяется от 450 г/м³ в породах нижней перми до 1000 г/м³ в отложениях карбона.

Газоконденсатные залежи характеризуются уникально высоким содержанием кислых компонентов. Суммарное их количество в северо-восточных и восточных районах синеклизы 6 – 10 % (H₂S до 6 %), в юго-восточных — до 24 % (H₂S — 20 %) и на юго-западе — до 50 % (H₂S свыше 23%).

Анализ распределения основных разведанных запасов Прикаспийской впадины по комплексам позволяет сделать следующие выводы:

Залегающие на больших глубинах и менее изученные нефтегазоносные комплексы среднего-верхнего девона и нижнего карбона также характеризуются широким распространением залежей углеводородов по всему периметру Прикаспийской впадины, однако содержат значительно меньшие, по сравнению с вышележащими комплексами, разведанные запасы, сконцентрированные в рифовых ловушках различных морфогенетических типов, либо в надрифовых структурах уплотнения.

Таким образом, проведенный анализ показывает, что существенную роль в формировании современной структуры подсолевых отложений Прикаспийской впадины, наряду с тектоническими процессами, играли процессы седиментации, связанные с рифообразованием в ее бортовых частях и формированием мощных терригенных толщ, обусловленных системой широко развитых авандельт, образующих конусы выноса аллювиально-дельтового материала.

К началу кунгурского века на северо-западе и юго-востоке окончательно сформировались аккумулятивные карбонатные и карбонатно-терригенные борты Прикаспийской впадины, при этом на отдельных участках ее внутренних районов существовали благоприятные условия для формирования мелководных карбонатных «платформ» атоллово-островного типа и высокоамплитудных бассейновых построек типа пиннаклов и атоллов.

В кунгурское время в связи с затрудненной связью Прикаспийского глубоководного бассейна с Мировым океаном произошло быстрое выпадение солей и полная компенсация его галогенными осадками. Таким образом, завершился длительный позднепалеозойский (среднедевонско-раннепермский) этап некомпенсированного осадконакоплением прогибания Прикаспийской впадины. На месторождении Северная Трува дальнейшие перспективы связаны с северо-восточным и юго-западным бортами, с отложениями КТ-I и КТ-II

1.6 Гидрогеология

Структура Северная Трува расположена в пределах восточного борта Прикаспийской системы артезианских бассейнов. В структуре выделяется два гидрогеологических этажа: надсолевой и подсолевой. Этажи представляют собой самостоятельные водонапорные системы со своим гидродинамическим режимом.

1.6.1 Характеристика водонапорной системы

На месторождении при опробовании получены данные по продуктивным залежам КТ-I и КТ-II.

Пластовые воды, вскрытые скважинами на соседнем месторождении Жанажол на глубинах 2835-3050 м (КТ-I), характеризуются высокими напорами и относятся к типу подошвенных. Статические уровни вод располагаются от поверхности земли на глубинах от 57 до 143 м. Дебиты скважин, давших притоки пластовой воды, составили 2,18 м³/сут (скв. №10), 219,3 м³/сут (скв. №17), 159,3 м³/сут (скв. №14, инт. перф. 2941-2984 м).

Подземные воды законтурной зоны нижней карбонатной толщи КТ-II вскрыты на глубинах от 3594 м до 4054 м, приурочены к зоне весьма затруднённого водообмена с присущим ей элизионным типом питания водоносных горизонтов. Данный водоносный комплекс разобщён с вышележащими водоносными комплексами мощной пачкой глин.

На месторождении Северная Трува пластовые воды по КТ-II вскрыты на абсолютных глубинах -2868 – -2911 м (скв. СТ-28), -3065,7 – -3076,7 м (скв. СТ-2), при этом получены дебиты воды – 14 и 7 м³/сут.

1.6.2 Физические свойства и химический состав подземных вод

Воды имеют преимущественно седиментационное и древнеинфильтрационное происхождение при значительной роли глубинных возрождённых вод, за счёт которых происходит разбавление пластовых вод и имеет место геохимическая инверсия.

Пластовые воды продуктивной толщи КТ-I по классификации В. А. Сулина представляют собой средние рассолы хлоркальциевого типа.

Общая минерализация пластовых вод по толще КТ-I изменяется от 92,7 до 100,8 г/дм³, в среднем составляя 97,6 г/дм³. Плотность вод варьирует в диапазоне 1,067 – 1,073 г/см³ в среднем составляя 1,071 г/см³.

Общая жесткость вод достигает до 380 мг-экв/дм³. рН среда воды нейтральная, равная 7,2 – 7,3. Воды слабосульфатные, коэффициент $(rSO_4^{2-} \cdot 100 / (rSO_4^{2-} + rCl^-)) = 1,8 - 2,93$. По степени метаморфизации воды высокометаморфизованные $(rNa^+ / rCl^-) = 0,79 - 0,81$.

Плотность пластовых вод продуктивной толщи КТ-II варьирует от 1,036 до 1,078 г/см³. Величина общей минерализации колеблется от 51 до 129,1 г/дм³, составляя в среднем 87,1 г/дм³. Общая жёсткость воды достигает до 480 мг-экв/дм³. рН среда вод меняется от кислой – 5 до щелочной – 7,9. Коэффициент метаморфизации вод (rNa / rCl) изменяется от 0,6 до 0,9.

Микрокомпонентный состав пластовых вод взят по аналогии месторождения Жанажол. Содержание йода варьирует от 36,3 до 4,2 мг/дм³, брома – от 23,1 до 160,4 мг/дм³, стронция – до 325 мг/дм³, аммония – до 49,6 мг/дм³. Нафтеновых кислот в водах содержится до 1,25 мг/л.

1.6.3 Термобарические условия

На месторождении Северная Трува при опробовании были получены пластовые давления от 22 до 33 МПа на абсолютных глубинах от -2058,7 м до -2984,5 м. Результаты исследований при DST и в колонне скважины приведены ниже в таблице 1. По результатам этих данных был построен график изменения пластового давления с глубиной.

Таблица 1 – Результаты замеров пластового давления

Абс. отм. интервала перфорации	Рпл., МПа.	Абс. отм. интервала перфорации	Рпл., МПа.
При DST		В эксплуатационной колонне	
-2058,7	22,72	-2135,8	22
-2114,295	23,06	-2933	31,76
-2115,365	23,73	-2939,2	31,98
-2139,23	23,7	-2965,95	30,3
-2172,3	23,86	-2984,5	33,04
-2177,8	23,682		
-2207,765	23,25		
-2987,81	31,27		
-2987,81	30,87		

При опробовании замеры пластовых температур были выполнены некорректно и были взяты значения термоградиентов по соседнему месторождению Жанажол. Для подсолевого комплекса характерно высокое значение геотермического градиента (до 2,4°C/100 м). Температура на отметках кровли коллектора КТ-I изменяется от 59 – 60°C, на сводовых участках структуры до 67°C на периферийных за контуром нефтеносности. Температура на глубине 2840 м составляет 64°C, а на глубине 2720 м – 62°C. По разрезу нижней продуктивной толщии температура на каждые 100 м увеличивается в среднем на 1,9°C.

2 Проектно-методическая часть

2.1 Методика и объем поисковых работ

2.1.1 Цели и задачи поисково-разведочных работ

Цель этапа поиска на рассматриваемой территории выявление залежи в возможно перспективном блоке, установление промышленной значимости и ускоренная оценка запасов углеводородов.

На стадии поиска залежей углеводородов должны решаться следующие вопросы:

- определение производственной значимости залежей нефти;
- определение типа залежи;
- параметры коллекторов: оптимальные толщины, пористость, проходимость, нефти и газа и насыщение района;
- исследование физико-химических свойств углеводородов и воды в подземных и поверхностных условиях;
- определение пластового давления, давления насыщения и дебитов углеводородов;
- исследование характеристик залежи с целью повышения коэффициента извлечения углеводородов

2.1.2 Система размещения поисковой скважины

Ссылаясь на доказанные перспективы и запасы западной части месторождения Северная Трува, планируется заложить 1 поисковую скважину.

Поисковая скважина SS-1 будет расположена в центральной части IX-го малоизученного блока (приложение Ж, И) месторождения Северная Трува. Цель бурения – выявление залежей углеводородов в верхнекаменноугольных отложениях и изучение геологического строения структуры Северная Трува.

Проектная глубина – 2425.

Проектный горизонт – верхний карбон.

2.1.3 Конструкции скважины

С учетом указанных требований и опыта бурения скважин в пределах восточного Прикаспия рекомендуется следующая конструкция проектной скважины:

- Направление диаметром 508 мм спускается на глубину 60 м для перекрытия неустойчивых верхних водоносных горизонтов с питьевой водой;

- Кондуктор диаметром 339.7 мм спускается на глубину 1000 м для перекрытия неустойчивых пород четвертичной и мезозойской систем, склонных к осыпям и обвалам;

- Промежуточная колонна диаметром 244.5 мм спускается на глубину 2100 м для перекрытия соленосных и монтмориллонитовых глинистых отложений в кунгуре, для предотвращения осыпей и обвалов в пермских отложениях. Башмак устанавливается в кровле каменноугольных отложений;

- Эксплуатационная колонна диаметром 168.3 мм спускается на глубину 2425 м для разобщения нефтеносных горизонтов и испытания их на продуктивность [7].

2.2 Подсчет проектируемого прироста запасов

В результате анализа материалов по месторождениям Жанажол, Кожасай и Жанатан, а также по данным уже изученных соседних блоков, получены основные параметры для подсчета запасов, такие как:

- пористость: средняя – 9 %.
- нефтенасыщенная толщина пласта: средняя – 12 %.
- нефтенасыщенность: средняя – 77 %.
- Плотность нефти взята равной – 0,833г/см³.
- Пересчетный коэффициент – 0,625.

Подсчет запасов производится объемным методом по известной формуле:

$$Q_{б.н.} = F \cdot h \cdot m \cdot \eta \cdot \gamma \cdot \theta, \text{ где} \quad (1)$$

$Q_{б.н.}$ – балансовые ресурсы нефти, т

F – площадь нефтеносности, м²

h – средневзвешенная нефтенасыщенная толщина пласта, м

m – коэффициент открытой пористости пород

η – коэффициент нефтенасыщенности

γ – плотность нефти на поверхности, г/см³

θ – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти

$$Q_{б.н.} = 25774 \cdot 12 \cdot 9 \cdot 77 \cdot 0,833 \cdot 0,625 = 111589 \text{ м}^3$$

Извлекаемые ресурсы нефти определяются по формуле:

$$Q_{извл.} = Q_{б.} \cdot K, \quad (2)$$

$$Q_{извл.} = 111589 \cdot 0,4 = 44635 \text{ м}^3$$

где K – коэффициент нефтеотдачи – 0,4 [8].

2.3 Промыслово-геофизические исследования

Комплекс геофизических исследований в скважине (ГИС), призван решать задачи:

- по литологическому расчленению разреза;
- выделению коллекторов, определению характера их насыщения;
- оценки физических параметров пластов (пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности);

Комплексом ГИС также определяется техническое состояние скважин и решается ряд других важных геолого-технических задач.

Для изучения вскрываемого разреза в скважине, выявления нефтяных горизонтов, контроля процесса проводки и наблюдения за техническим состоянием ствола скважины предусматривается проведение промыслово-геофизических исследований:

- определение удельного электрического сопротивления;
- определение объемной плотности и фотоэлектрического фактора;
- определение нейтронного водородосодержания;
- получение акустических характеристик;
- определение диаметра;
- оценка качественной гамма-активности;
- определение искривления ствола скважины;
- замер температуры.

2.4 Отбор керна и шлама, опробование продуктивных горизонтов

В процессе бурения скважины будет отбираться керн для изучения литолого-стратиграфической характеристики и физических свойств коллекторов.

В соответствии с требованиями, отбор керна должен давать как минимум 50% информации о разрезе скважины.

Основной керн проектируется отбирать в интервалах пермского и верхнекаменноугольного горизонтов.

По результатам бурения и исследования скважины, а также по результатам опробования оценивается эффективность методов исследования керна.

С помощью выноса шлама определяется литологический состав пород.

Отбор шлама производится через каждые 5 метров. Шлам промывается, просушивается, упаковывается в бумажные пакеты и оборудуется этикетками. Образцы шлама хранятся вместе с кернавым материалом. Шлам характеризуется таким же образом, как и керн. Характеристика шлама записывается в геологический журнал.

При появлении первых признаков углеводородов, шлам отбирается через каждые 2 метра.

В скважине SS-1 в открытом стволе проектируется испытание модульным динамическим кабелем MDT.

Для определения максимальных дебитов нефти и газа, испытание будет проводиться на каждом потенциально перспективном этаже.

Результаты опробования и испытания коллекторов используются, в том числе, для определения дебитов нефти, газа и воды, пластового и забойного давления, гидропроводности коллекторов.

3 Экономическая часть

Предусматривается бурение 1 поисковой скважины с проектной глубиной 2425 м.

Срок бурения скважины составляет примерно 60 суток.

Стоимость бурения скважины составляет примерно 414675000 тг (четыреста четырнадцать миллионов шестьсот семьдесят пять тысяч) тенге.

Если скважина окажется перспективной, то учитывая извлекаемые запасы нефти (44635 тыс/м³) можно посчитать прибыль от скважины.

Ниже представлены данные для подсчета эффективности бурения скважины:

$$Q_{\text{извл}} = 44635 \text{ м}^3$$

$$1 \text{ баррель нефти} = 158,987 \text{ л}$$

$$1 \text{ литр} = 0,001 \text{ м}^3$$

$$\text{Баррель нефти стоит } 75\$ \text{ или } 28500 \text{ тг.}$$

$$158,987 * 0,001 = 0,158987 \text{ м}^3$$

$$1 \text{ баррель нефти} = 0,158987 \text{ м}^3$$

$$44635 / 0,158987 = 280746,2$$

$$280746 * 28500 = 8001267 \text{ тыс. тг}$$

Прибыль от скважины составит 8001267 тыс. тг (восемь миллиардов один миллион двести шестьдесят семь тысяч) тенге.

Если пробуренная скважина окажется перспективной на нефть и газ, учитывая стоимость бурения и прибыль от добычи нефти, она будет экономически целесообразной.

4 Охрана недр и окружающей среды

Основной задачей охраны недр и окружающей среды является рациональное использование природных ресурсов на разных стадиях разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Работы на месторождениях проводятся в соответствии с существующими методическими указаниями и инструкциями по соблюдению требований охраны недр, окружающей среды и рационального использования недр.

4.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений

Источниками, влияющими на качество воздуха на месторождении Северная Трува, являются буровое и нефтепромысловое оборудование (сепаратор, насосы, отстойник, резервуары и т. п.). Преобладающими загрязняющими веществами из этих источников являются сернистый газ, оксиды азота, монооксид углерода, несгоревшие углеводороды и твердые частицы.

Для уменьшения выбросов в атмосферу должны быть предусмотрены следующие мероприятия:

- применение устьевого и промыслового технологического оборудования, обеспечивающего минимальное поступление углеводородов в атмосферу;
- автоматизация работы печей, котлов и парогенератора, с установлением контроля параметров в целях достижения оптимального режима горения;
- применение герметизированной системы подачи горючего газа и отвода дымовых газов со 100 % контролем горения;
- герметизация системы сбора нефти;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- усиление мер контроля работы основного технологического оборудования;
- ежеквартальное проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха.

4.2 Мероприятия по охране поверхностных и подземных вод

Для предотвращения загрязнения подземных вод необходим контроль за герметизацией системы сбора и транспорта нефти:

- обеспечение учета воды и контроль ее использования с применением водоизмерительной аппаратуры;
- на всех технологических площадках оборудование системы ливневого сброса;
- создание системы сбора, очистки и утилизации сточных вод и промстоков, включая сточные хозяйственные воды, технические, пластовые;

- проведение ежеквартальных мониторинговых наблюдений.

Вся подтоварная вода после очистки должна быть полностью использована для закачки в пласт нагнетательных скважин.

4.3 Мероприятия по охране почв и грунтов

Предлагается осуществление следующих мероприятий по охране почв:

- при строительстве буровых установок предусмотреть гидроизоляцию площадок под объекты;

- технология и оборудование для приготовления глинистых и водных буровых растворов, химреагентов, должны исключать загрязнение окружающей среды;

- выбуриваемая порода должна направляться в специальные шламовые емкости, имеющие гидроизоляцию;

- установку автоматического отключения скважин при авариях;

- обвалование устьев скважин земляным валом на случай разлива нефти в течение первых часов;

- максимальное использование пластовых и промышленных сточных вод для закачки в пласт.

4.4 Мероприятия по охране флоры и фауны

Охрана растительного и животного мира, в основном, обеспечивается комплексом организационных, технологических и природоохранных мероприятий, заложенных в проекты строительства эксплуатационных скважин.

Движение транспортных средств вне дорожной сети запрещается. Участки местности, занятые под дороги, надобность в которых отпадает после завершения строительства скважины, должны быть рекультивированы, временные водотоки, и условия их образования устранены.

При проведении нефтедобычи необходимо принимать все меры безопасности по исключению возможности заражения персонала от насекомых-паразитов и предупреждению укусов ядовитыми насекомыми. Достаточно эффективным можно считать ограничение контактов человека с дикими животными и, в первую очередь с грызунами, своевременная обработка образующихся отходов дезинфицирующими составами, а также просветительная работа и инструктаж среди сотрудников по мерам безопасности [9].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Опираясь на материалы, полученные во время прохождения преддипломной практики, а также на материалы, предоставленные фондом и другие источники, был произведен анализ всего полученного материала и запланировано бурение 1-ой поисково-разведочной скважины, с целью выявления продуктивной толщи на глубине 2425 м.

Итоговые результаты проекта. В процессе составления проекта был подсчитан проектируемый прирост запасов нефти по категории C_3 , рассмотрены методы геофизических исследований, опробование, испытание перспективных объектов, спроектированы геологические условия проводки, экономическая значимость, а также рассмотрены мероприятия по охране недр и окружающей среды.

Научная значимость проекта. Рассмотрено бурение поисково-разведочной скважины в IX блоке, для вскрытия пачки А, с целью выявления залежей нефти в верхнекаменноугольных отложениях горизонта КТ-I, для изучения литолого-стратиграфической характеристики и коллекторских свойств пород, а также для подсчета запасов нефти по категории C_3 .

Результаты проведенной работы. Этот проект можно рассматривать как первый этап исследуемого комплекса

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1 Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов, Москва, «Недра», 1978 г. Авторы: Вендельштейн Б. Ю., Резванов Р.А.

2 Отчет «Пересчет запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов месторождения Северная Трува Актюбинской области Республики Казахстан», 2015 г.

3 Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана. Нефть и газ. Том III. Автор: С.Ж. Даукеев, Алматы, 2002 г.

4 «Проект поисков и разведки залежей нефти на отложениях нижнего карбона на контрактной территории (южный блок)», 2004 г.

5 «Проект поисковых работ на площадях Такыр, Южный Жанажол и Северо-Западном склоне месторождения Северная Трува за горным отводом (Площади Шатырлысай, Перспективная, Ащисай Восточный) Актюбинской области Республики Казахстан», г. Алматы, 2014 г. Авторы: Бабашев В.Н., Шудабаев К., Зейнуллина А.Ж. и др.

6 Обязательный комплекс геофизических исследований поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, бурящихся на нефть и газ. Приложение к приказу по «Актобемунайгаз»

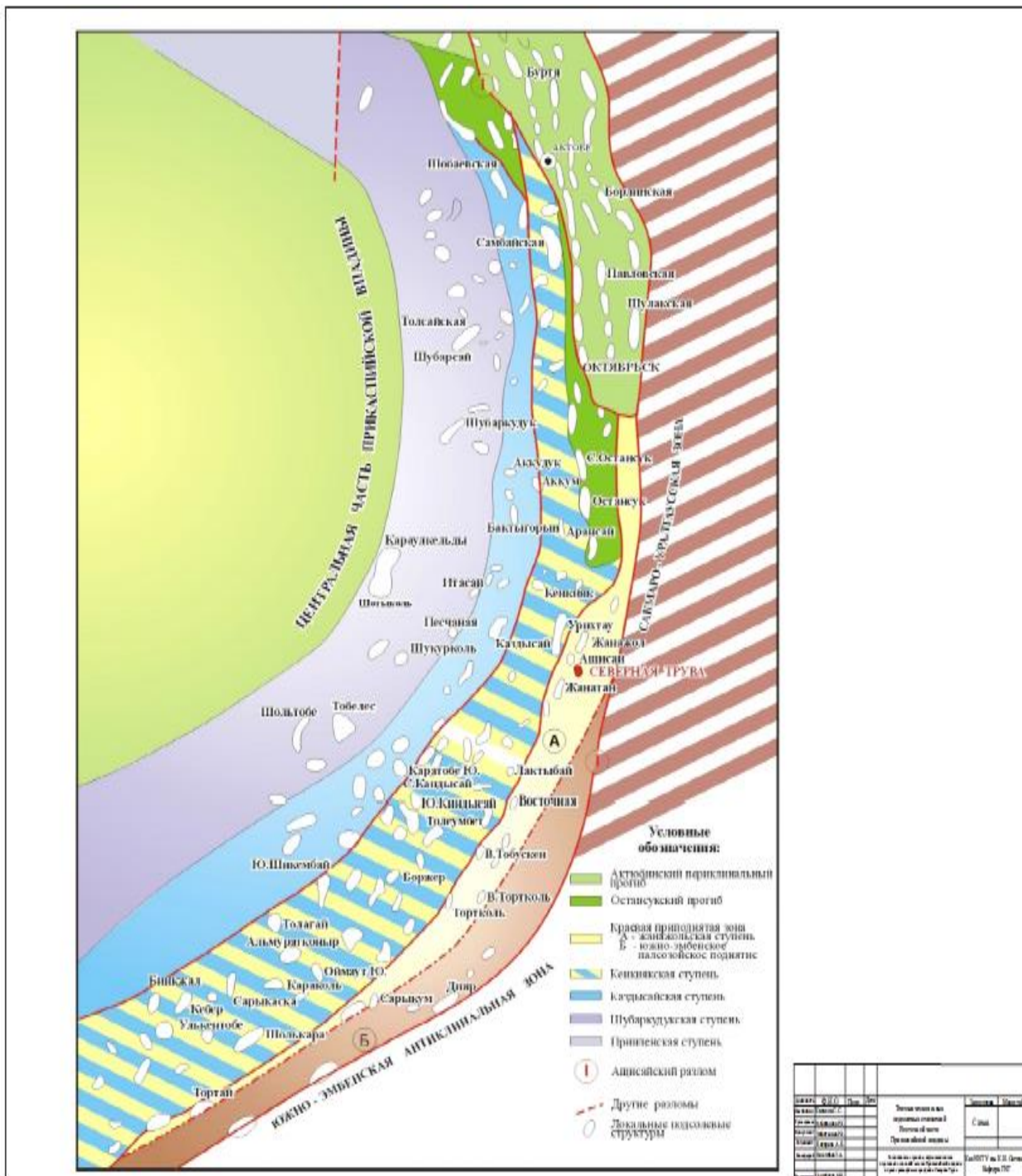
7 Отчет «Проект пробной эксплуатации месторождения Северная Трува (на 01.10.2007 г)». ТОО НИИ «Каспиймунайгаз».

8 «Оперативный подсчет запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов месторождения Северная Трува Актюбинской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.12.2009 г.». ТОО НИИ «Каспиймунайгаз».

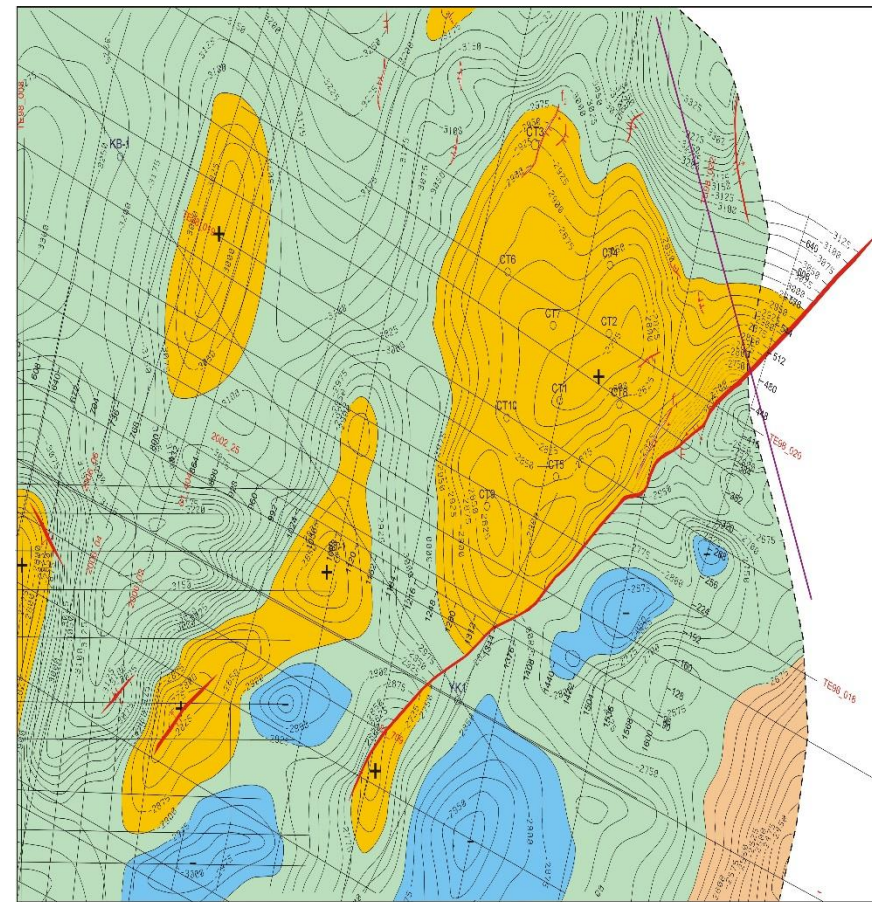
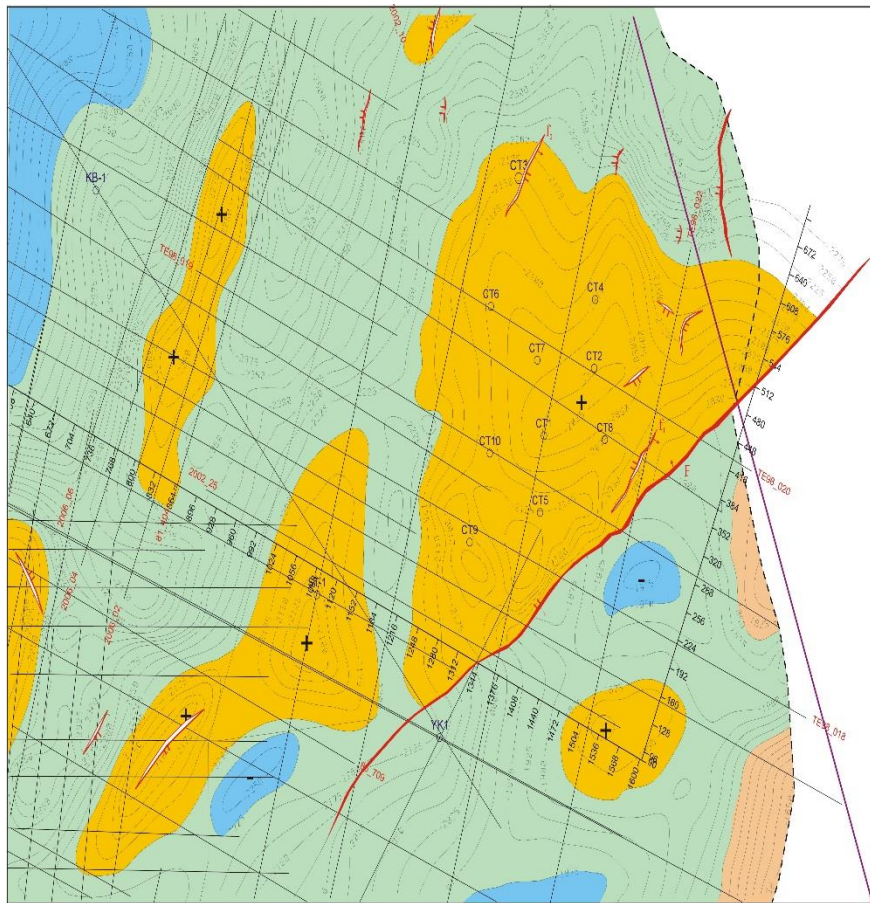
9 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ. (РД-39-022-90).

Система	Отдел	Ярус (подъярус, горизонт)			Группы нефтяных пластов	
Пермская (Р)	нижняя пермь (Р ₁)	Ассельский+сакмарский (Р _{1а} +Р _{1с})			первая подсолевая терригенная пачка	
Каменноугольная (С)	верхний карбон (С ₃)	Гжельский (С _{3г})			КТ-I	А
		Касимовский (С _{3к})				Б
	средний карбон (С ₂)	московский (С _{2м})	верхний подъярус	мячковский горизонт (С _{2м2мс})		вторая подсолевая терригенная пачка
				подольский горизонт (С _{2м2pd})		
			нижний подъярус	каширский горизонт (С _{2м1к})	КТ-II	Гв
				верейский горизонт (С _{2м1v})		Гн
башкирский (С _{2б})			Дв			

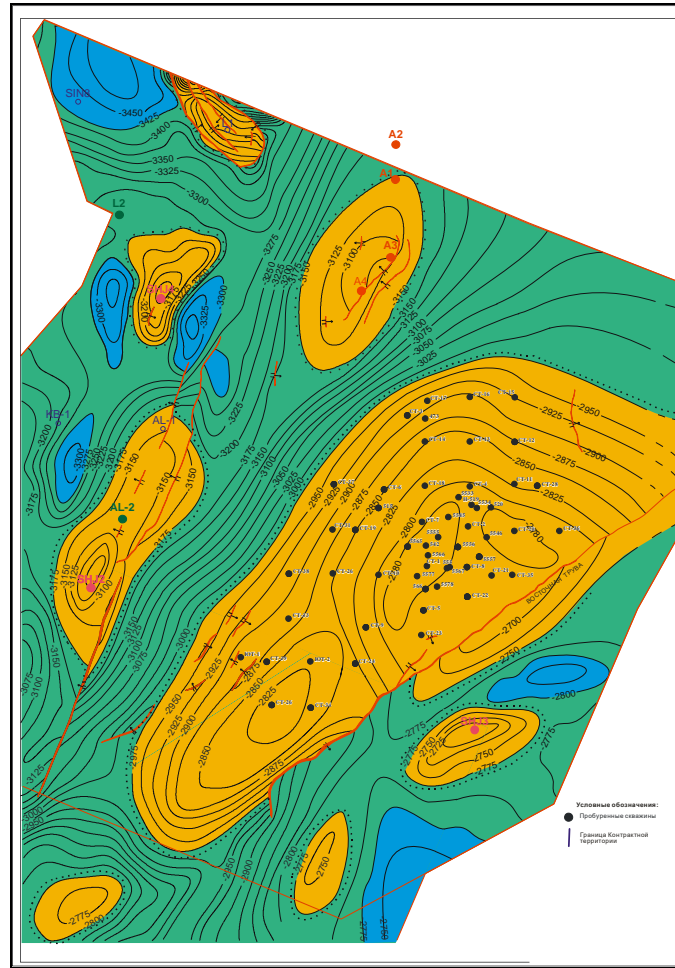
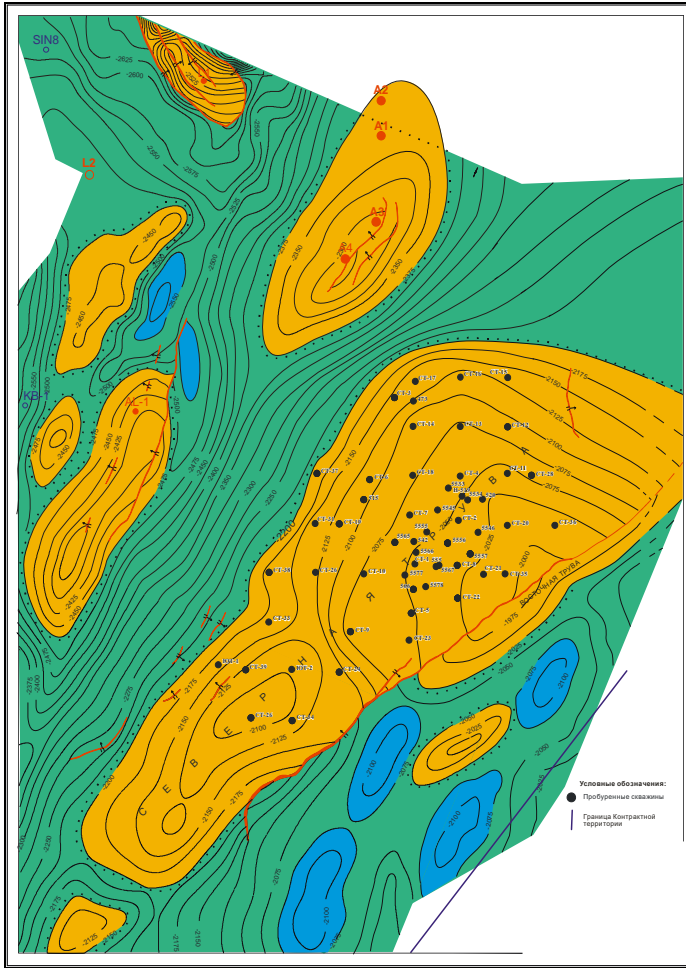
Приложение А – Вскрытый стратиграфический разрез



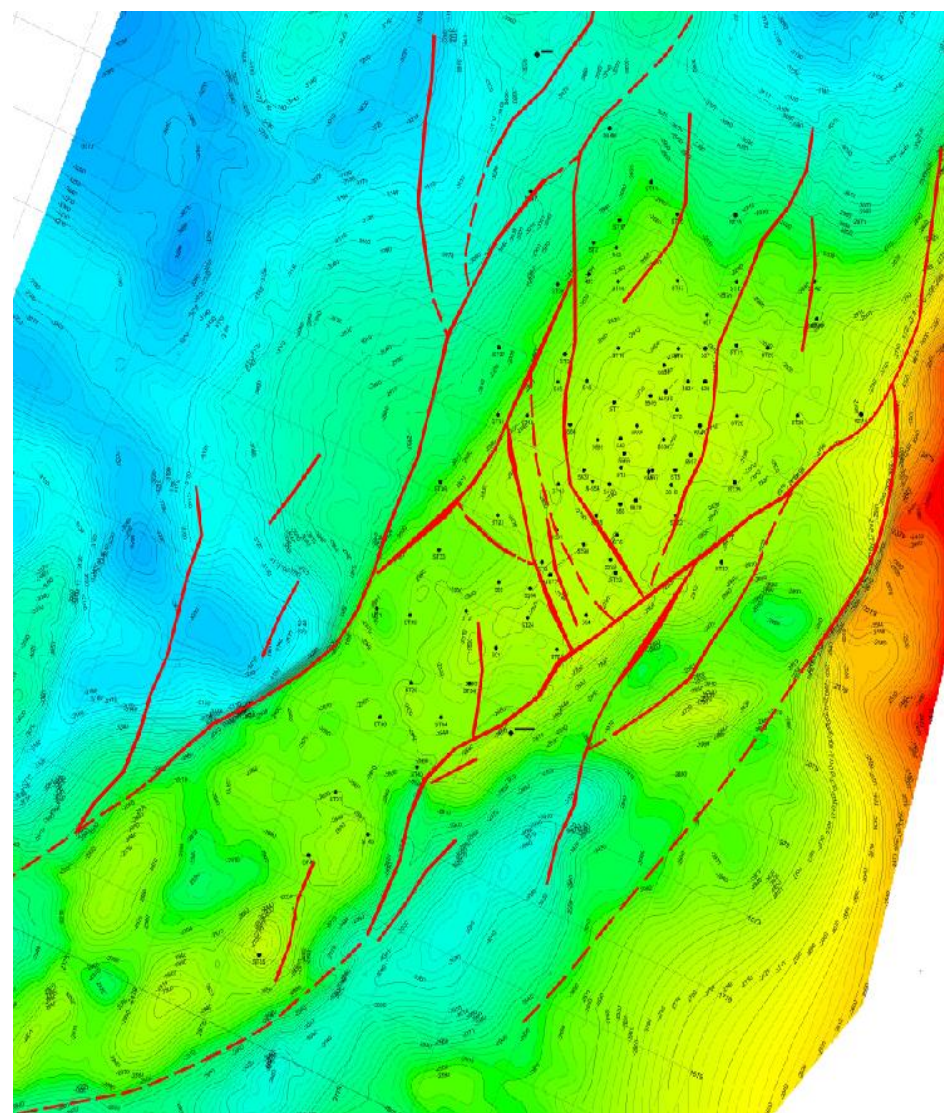
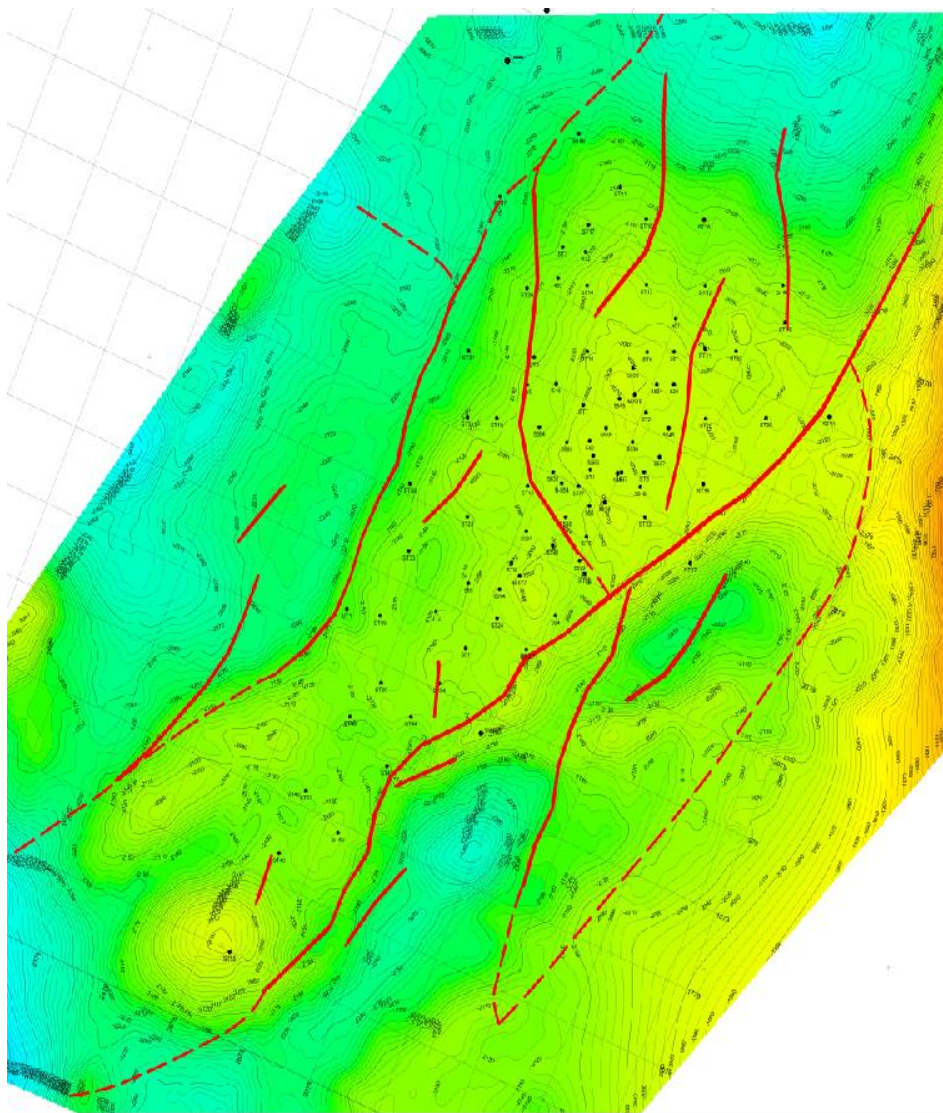
Приложение Б – Тектоническая схема подсолоневых отложений Восточной части Прикаспийской впадины



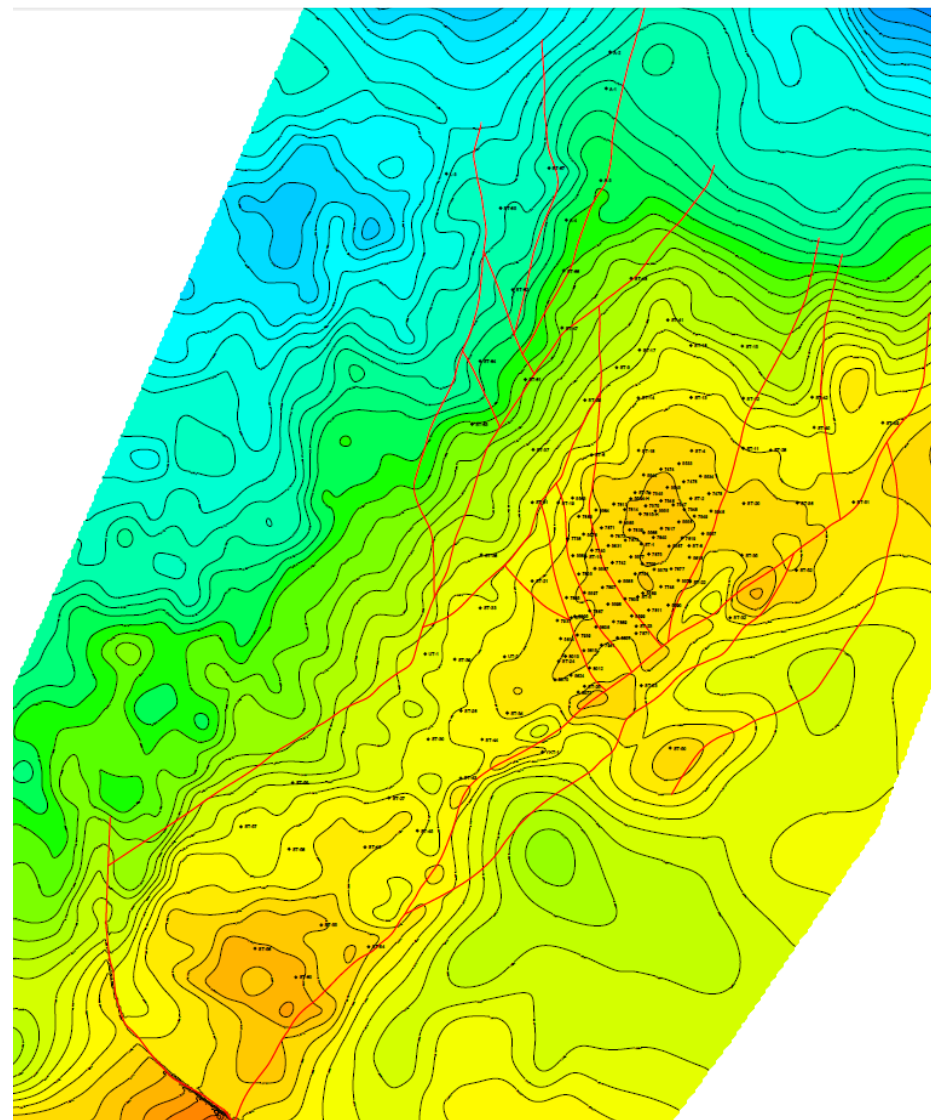
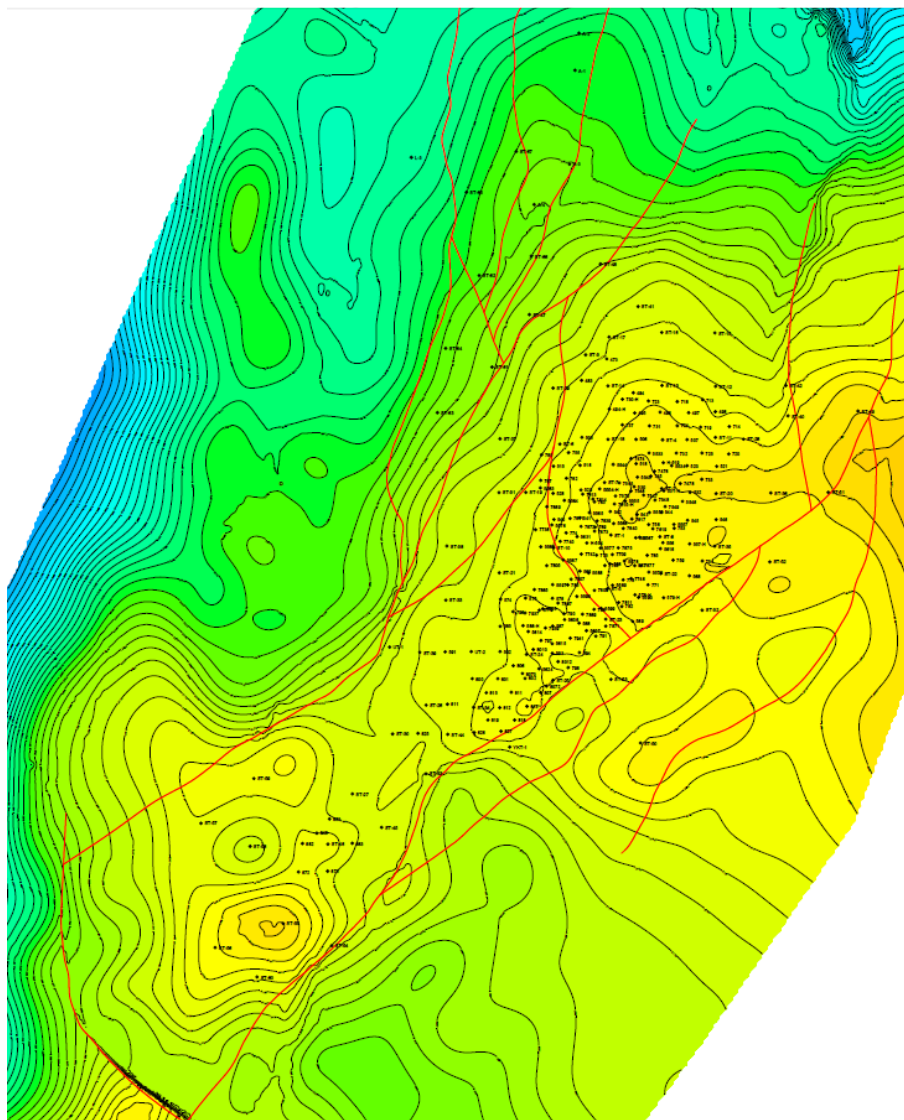
Приложение В – Структурные карты по кровле КТ-II и КТ-I



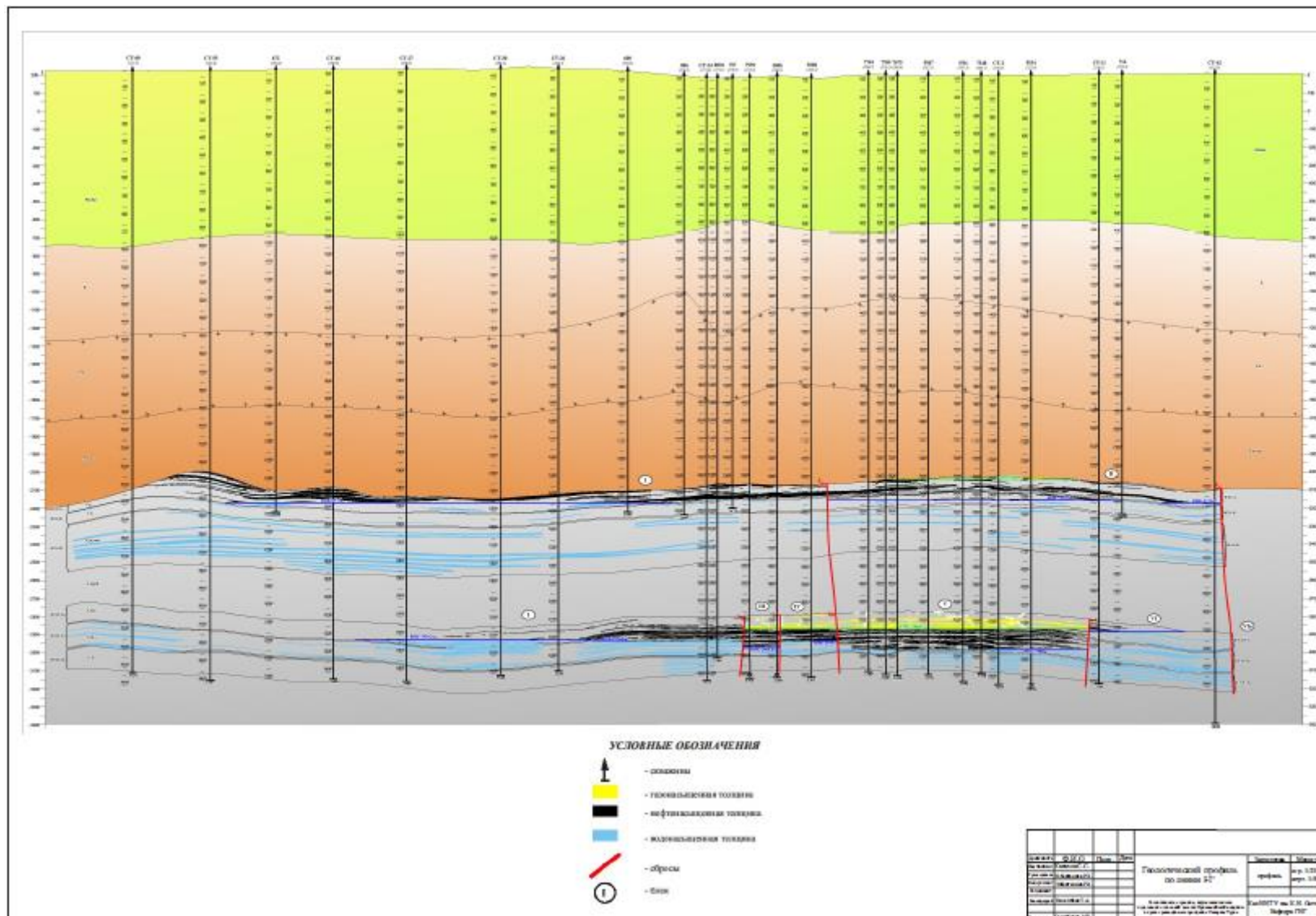
Приложение Г – Структурные карты по кровле КТ-II и КТ-I (2009г.)



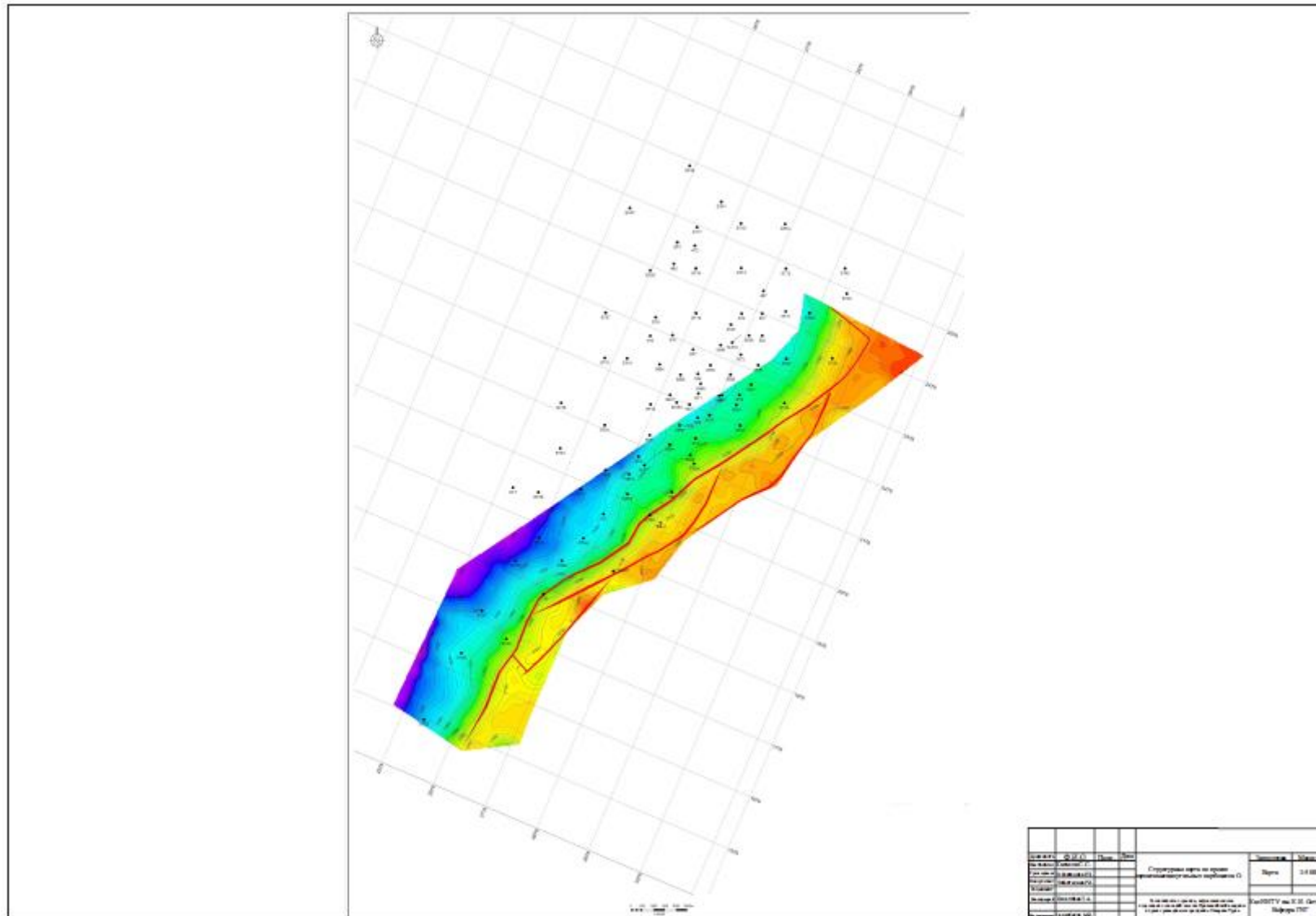
Приложение Д – Структурные карты по кровле КТ-I и КТ-II (2011г. ТОО "Rezervoir Evaluation Services")



Приложение Е – Структурные карты по кровле КТ-I и КТ-II (2014г. «BGP» совместно с Пекинским научно-исследовательским институтом и ТОО НИИ «Каспиймунайга»



Приложение Ж – Геологический профиль месторождения Северная Трува



Приложение 3 – Структурная карта по кровле верхнекаменноугольных карбонатов С3