

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»

Кузубаева Р.В.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к дипломной работе

«Проект геологической разведки на месторождении Береговое и
нефтегазоносность надсолевого комплекса Прикаспийского бассейна»

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.Турсыова

Кафедра «Геологии нефти и газа»

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой ГНГ
Енсенбаев Т.А.

 (подпись)
« 24 » 05 2019 г.

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

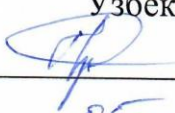
На тему: «Проект геологической разведки на месторождении Береговое и нефтегазоносность надсолевого комплекса Прикаспийского бассейна»

05B070600 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых

Выполнила: Кузубаева Р.В.

Научный руководитель

Узбекгалиев Р.Х.

 (подпись)
« 22 » 05 2019 г.






Алматы 2019

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта


Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
1 Геологическая часть		
2 Проектная часть		
3 Экономическая часть		
4 Охрана труда и окружающей среды		

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. сеньор лектор	06.05.19	
Проектная часть	Узбекгалиев Р.Х. сеньор лектор	06.05.19	
Экономическая часть	Узбекгалиев Р.Х. сеньор лектор	06.05.19	
Охрана труда и окружающей среды	Узбекгалиев Р.Х. сеньор лектор	06.05.19	
Нормоконтроль	Санатбеков М.Е. ассистент	22.05.19	

Научный руководитель  Узбекгалиев Р.Х.

Задание принял к исполнению обучающийся  Кузубаева Р.В..

Дата " 05 " 01 2019 г.

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»

5B070600 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых

УТВЕРЖДАЮ

Зав. Кафедрой

Ассц. Профессор, PhD

Т.А. Енсепаев

« 04 » 01 2019г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент: Кузубаева Римма Владимировна

Тема проекта: «Проект геологической разведки на месторождении Береговое и нефтегазоносность надсолевого комплекса Прикаспийского бассейна»

Утверждена приказом по университету № 497-П от "20" декабря 2018 г.

Срок сдачи законченного проекта 24.05.2019 г.

Исходные данные к дипломному проекту: *Материалы, собранные за период прохождения преддипломной практики.*

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекте вопросов или краткое содержание дипломного проекта:

- а) Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности;*
- б) методическая часть;*
- в) экономическая часть;*
- г) охрана недр и окружающей среды;*

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- а) Обзорная геологическая карта;*
- б) структурные карты основных продуктивных горизонтов;*
- в) сейсмические профили;*
- г) карта тектонического строения района.*

Рекомендуемая основная литература из 12 наименований.

АННОТАЦИЯ

Данная дипломная работа описывает нефтегазоносность и строение надсолевого комплекса Прикаспийского бассейна.

На основании геологической изученности района и данных, собранных в результате испытаний, проект дает обоснование для доразведки на месторождении Береговое, которое расположено в прибрежной зоне Каспийского моря Атырауской области Республики Казахстан.

Дипломная работа включает в себя следующие разделы: геологический, методический и экономический. Эти разделы позволяют детально изучить геологическое строение, а также узнать с какой методикой проводились разведочные работы на месторождении Береговое.

В разделе охраны труда озвучены мероприятия, способствующие сохранению окружающей среды, охране недр и соблюдению безопасности труда.

АҢДАТПА

Бұл тезис мұнай-газ әлеуеті мен Каспий бассейнінің супер-тұз кешенінің құрылымын сипаттайды.

Аумақты геологиялық зерттеу және тестілеу нәтижесі бойынша жиналған деректер негізінде, жоба Қазақстан Республикасының Атырау облысындағы Каспий теңізінің жағалау аймағында орналасқан Береговское кен орнында қосымша барлау жұмыстарын жүргізуге негіздеме береді.

Диссертация келесі бөлімдерден тұрады: геологиялық, әдістемелік және экономикалық. Бұл бөлімдер геологиялық құрылымды егжей-тегжейлі зерделеуге, сондай-ақ Береговое кен орнында барлау жұмыстарының қандай әдістермен жүргізілгенін білуге мүмкіндік береді.

Еңбекті қорғау бөлімінде қоршаған ортаның сақталуына, жер қойнауын қорғауға және еңбек қауіпсіздігін сақтауға ықпал ететін шаралар туралы хабарланады.

ANNOTATION

This thesis describes the oil and gas potential and the structure of the super-salt complex of the Caspian basin.

Based on the geological study of the area and data collected as a result of testing, the project provides a rationale for additional exploration at the Beregovoye field, which is located in the coastal zone of the Caspian Sea of the Atyrau region of the Republic of Qazaqstan.

Thesis includes the following sections: geological, methodical and economic. These sections allow you to study in detail the geological structure, as well as to know with what method exploration works were carried out at the Beregovoye deposit.

In the section of labor protection, measures are announced that contribute to the preservation of the surrounding environment, the protection of the subsoil and the observance of occupational safety.

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	9
1	Геологическая часть	10
1.1	Геолого-географическая часть	10
1.2	Геологическая изученность	10
1.3	Стратиграфия	12
1.4	Тектоника	13
1.5.	Нефтегазоносность	14
1.6.	Гидрогеология	17
2	Методическая часть	19
2.1	Методика и объемы разведочных работ	19
2.2	Геологическое исследования в скважинах	20
2.3	Отбор керна и опробование нефтеносных горизонтов	21
2.4	Подсчет запасов нефти	25
3	Экономическая часть	30
4	Охрана труда, недр и окружающей среды	33
	Заключение	34
	Список использованной литературы	35
	Приложение А – Обзорная карта района	37
	Приложение Б – Сводный литолого-стратиграфический разрез	38
	Приложение В – Схема корреляции скважин продуктивных неокомских отложений	39
	Приложение Г – Тектоническая схема юго-восточной части Прикаспийской впадины	40
	Приложение Д – Сейсмический профиль R1	41
	Приложение Е – Сейсмический профиль R2	42
	Приложение Ж – Подсчетный план и структурная карта Восточного блока. Продуктивный горизонт K1a	43
	Приложение З – Подсчетный план и структурная карта Западного блока. Продуктивный горизонт K1a1 1-2	44
	Приложение И – Подсчетный план и структурная карта Западного блока. Продуктивный горизонт K1a1 2	45
	Приложение К – Основные технико-экономические показатели	46

ВВЕДЕНИЕ

Целью дипломного проекта является – разведка на месторождении Береговое, геолого-географическое изучение надсолевого комплекса Прикаспийского бассейна, а также анализ его нефтегазоносности.

Месторождение Береговое расположено в прибрежной зоне Каспийского моря. Географическое положение месторождения – южный участок Прикаспийской впадины.

Для дипломной работы использовались данные, полученные на производственной и преддипломной практике, а также научные работы. Это информация о сейсморазведке 3D, литология района, его структурно-тектонические особенности. Были собраны сведения о нефтегазоносной Прикаспийской провинции и нефтегазоносности ее надсолевых отложений.

Задачей данного проекта является доразведка месторождения в меловых отложениях. При доразведке также планируется осуществить подсчет запасов по категории С2, и заложить разведочные скважины и дать рекомендации на перспективные интервалы для проведения геологических, промыслово-геофизических, геохимических и других исследований в скважинах, а также интервалов для отбора керна, опробования продуктивных горизонтов, и лабораторных исследований.

Актуальность данного дипломного проекта заключается в том, что на сегодняшний день территория района исследована не до конца и имеются большие перспективы для дальнейшего обнаружения нефтеносности.

1 Геологическая часть

1.1 Геолого-географическая часть

Месторождение Береговое расположено в прибрежной зоне Каспийского моря. Географическое положение месторождения – южный участок Прикаспийской впадины. Оно входит в Приморско-Астраханский нефтеносный район. Административно рассматриваемая территория находится в Атырауской области Республики Казахстан. Ближайшим крупным населенным пунктом являются областной центр г.Атырау, куда ведет асфальтированная трасса. Мелкими – рабочие поселки Саркамыс и Прорва, на расстоянии до 15 км. [5]

Район имеет хорошую инфраструктуру. Железнодорожная магистраль связывает Атыраускую область с другими областями Казахстана, в частности с Мангистауской. В 16 км на восток от месторождения находятся газо и нефтепровод Прорва-Кульсары. Также район получает электроснабжение от Кульсаринской электрической сети.

Территория месторождения является полупустынной равниной, которая в прошлом была дном Каспийского моря, с отметками до – 25 метров. Флора очень скудна и состоит лишь из солончаковых растений. Фауна характерна для полупустынь, и представляет собой небольшие поселения млекопитающих – обычно грызунов.

Климат изменчивый, резко-континентальный. Лето обычно очень жаркое и засушливое. Зима холодная и ветреная. Летом температура доходит до +42°С, а зимой до -35°С. Средняя величина годовых осадкой до 200 мм. Дожди чаще всего идут в осенний период. Ветра в большинстве случаев юго-восточные.

Грунтовые воды присутствуют на небольших глубинах, до 1 метра. Питьевая вода доставляется на месторождение автотранспортом из ближайшего поселка.

Материально-техническая база и организации, осуществляющие буровые работы, исследовательские и промысловые, расположены в г.Актау.

1.2 Геологическая изученность

Геологическая структура района была изучена еще в 50-х годах, по средствам сейсморазведки МОВ и гравиметрической съемки, в совокупности с бурением. По результатам работ закартировали поднятие валообразной формы, относящиеся к мезозойской эре. Уже позднее здесь же в районе Прорвы обнаружили ряд газонефтяных месторождений.

По результатам сейсмических работ, проведенных на месторождении Береговое в 1955 г, была построена структурная карта по III отражающему горизонту восточной стороны.

А в 1957 году была изучена северо-восточная сторона структуры Береговое, находящая между структурами Маткен и Кокарна. И также была построена структурная карта по III отражающему горизонту.

Также методом отраженных волн были изучены площади, находящиеся севернее и западнее от месторождения Прорва. По результатам работ в северной стороне был обнаружен сильный подъем, который соответствовал соляному куполу Береговое. Позже, в 62-63 г.г. были произведены работы методом отраженных волн уже на структуре Береговое. В результате была определена глубина залегания соли в сводовой части поднятий и была построена структурная карта по III отражающему горизонту.

Следовательно, структура месторождения Береговое выявлена в 1963 г. в результате сейсморазведочных работ. В 1965 г. было начато бурение, в результате которого скважина №6 дала фонтанирующий приток нефти и месторождение Береговое было открыто.

И только в 2006 году работы на месторождении были восстановлены и был произведен подсчет запасов нефти, так как с 1965 по 2003 гг. была длительная консервация. Под конец 2006 года на месторождении на площади 70 км² провели сейсморазведку МОГТ. А уже в 2007 году провели переинтерпретацию сейсмоданных 2D.

Переобработку данных сейсморазведки провели в 2011 году. Главной целью стала подготовка к динамическому анализу, а также к интерпретации новых данных. В итоге это позволило детально изучить структурно-тектоническое строение месторождения, узнать точное положение тектонических разрушений, а также построить карты пространственного расположения коллекторов в разных горизонтах.

Эту работу провели за счет каротажа, а также седиментологического исследования керна. В результате были построены седиментологические модели и их интеграции с данными фациального анализа.

На основании сейсморазведки в 1963 году на юго-восточной части месторождения Береговое было начато поисково-структурное бурение.

А в период с 1965 по 1966 гг. было начато глубинное бурение, с намерением изучить глубинную структуру месторождения, выявить перспективные зоны.

Работы по доразведке на месторождении были начаты только в 2004 г. Осенью 2004 г. бурение началось со скважины 10 и охватывало меловые отложения. Бурение было нацелено на исследование залежей нефти и газа для последующей разработки месторождения.

В середине 2005 г. была доказана нефтегазоносность месторождения, путем бурения нескольких наклонных скважин. Нефтегазоносность выявилась в отложениях альба и апта.

А в 2012 г. бурение было прекращено. Итого было пробурено 13 скважин, по результатам которых были показаны большие перспективы блока.

1.3. Стратиграфия

В соответствии с геологическим строением региона, осадочный чехол состоит из нескольких комплексов: надсолевой, соленосный и подсолевой и залегает на фундаменте Протерозоя с мощностью до 14 км. Месторождение Береговое относится к надсолевому комплексу, под которым простирается нижнепермская кунгурская соленая толща.

Пермотриас P-T

Отложения пермотриаса представляют собой сероцветные пески и глины, которые циклически переслаиваются и залегают в нижних частях мульды, а также в присводовых частях солянокупольных поднятий. Отложения вскрыты несколькими скважинами.

Юрская система J

На месторождении Береговое юрская система не имеет стратиграфических несогласий и представляет собой все три отдела: верхний, средний и нижний.

Нижний отдел J₁

Отложения нижней юры имеют мощность от 100 до 300 м, и представляют собой пески с пачками глин, алевролитов и песчаников, которые облагают высокими коллекторскими свойствами. Песчаники серого цвета, как и пески, и чаще среднезернистые.

Средний отдел J₂

Среднеюрские отложения имеют мощность от 500 до 650 м, и представлены алевролитами, аргиллитами, глинами и песчаниками с пачками песка. Пески сероцветные мелко и среднезернистые с углистым детритом.

Верхний отдел J₃

Отложения верхней юры вскрыты четырьмя скважинами и представлены тремя ярусами. Оксфордский ярус имеет мощность от 60 до 75 м, и сложен серыми глинами, и зеленоватыми песчаниками. Также имеются небольшие прослойки мергеля и известняка. Киммериджский ярус имеет мощность от 70 до 100 м, и представляет собой темно-серый глинистый мергель. Нижневолжский ярус имеет мощность от 100 до 110 м, и сложен известняками, иногда доломитистыми.

Меловая система K

Нижний отдел K₁

Нижнемеловые отложения представлены всеми ярусами, но бериасский не ярко выражен. Сложен преимущественно песчаниками.

Отложения валанжинского яруса мощностью 30 – 40 м, сложены плотными, карбонатными зеленовато-серыми глинами, и переслаивается доломитом и мергелем.

Готеривский ярус мощностью до 80 м представлен карбонатными алевролитами, глинами и песками.

Барремский ярус мощностью до 340 м, сложен песками, переслаиваемыми серовато-зелеными глинами. Пески и песчаники мелкозернистые, на глинисто-карбонатном цементе.

Отложения аптского яруса мощностью до 100 м, представлены темно-серыми, почти черными глинами, с переслоением песчаника. Основание яруса представлено зеленоватыми рыхлыми песками.

Отложения альбского яруса, мощностью до 485 м. Серыми глинами, с прослойками песка и мергеля сложен нижнеальбский подъярус, мощностью до 140 м. Основанием подъяруса является базальный слой песка до 30 м. Следующий подъярус среднеальбский, мощностью до 70 м, состоит так же преимущественно из глин и песков. Верхнеальбский подъярус, мощностью до 380 м сложен мелкозернистыми и рыхлыми песками, с прослойками глин.

Верхний отдел K₂

Сеноманский и турон-конькский ярусы, оба мощностью до 70-75 м, сложены карбонатными глинами, с прослойками темно-серого мергеля.

Сантонский ярус, мощность до 40 м, представлен зеленоватым мергелем, также как и Кампанский ярус, который имеет большую мощность, до 130 м. Также в данном ярусе присутствует переслоение мергеля, с белым мелом.

Маастрихтский ярус, мощностью до 160 м, представлен толщей мела, с переслоением глины зеленого цвета.

Палеогеновая система P

Палеоген достигает мощности до 230 м, и сложен карбонатными серо-зеленоватыми глинами, с переслаиванием зеленоватого мергеля.

Датский ярус представлен больше известняками и мергелем.

Неоген – четвертичные отложения N-Q

Отложения неогена, мощность до 50 м, представлены глинами и глинистыми песками.

1.4 Тектоника

Месторождение Береговое в тектоническом плане связано с одним из самых перспективных нефтегазоносных районов республики. Прибрежная зона Каспийского моря, расположена на Приморском поднятии Прикаспийской впадины. Также на данном поднятии находятся такие крупные месторождения, как Кашаган и Тенгиз.

Как известно район прикаспия отличается особым тектоническим строением, но целью данного проекта является изучение соленосного и надсолевого комплекса, так как месторождение находится именно в этих комплексах.

Надсолевой комплекс имеет несколько подкомплексов, а именно верхнепермско-триасовый, юрско-палеогеновый и неоген-четвертичный. Пермь-триас является менее изученным. Сама же структура надсолевого комплекса представлена солянокупольной тектоникой.

Соленосный комплекс имеет в составе каменную соль, что привело к активно выраженному соляному тектогенезу (галокинезу). Именно галокинез

сыграл большую роль на строение перекрывающих отложений. Это является особенностью Прикаспийской впадины.

Район на месторождении Береговое представлен в виде скрытопрорванного соляного купола.

Надсолевые структуры при формировании были связаны с тектоникой фундамента, и зависели от соляного диапиризма. Основное преобразование структурных этажей, происходило под нагрузкой надсолевого комплекса и обуславливалось движением соляных масс.

Соляной купол на месторождении имеет пологие фланги, а также имеет осложнения в виде небольших соляных поднятий. Купол объединен с соседними куполами соляными грядами. В целом в надсолевых пластах границы взаимопараллельные, и имеют одну деформацию, что подтверждает единую фазу тектогенеза.

Структура Берегового представлена в виде соляного купола субширотного простирания, который имеет отроги в нескольких направлениях. Эти данные были получены посредством сейсморазведки района, а именно согласно VI отражающему горизонту. На западе и севере расположены глубинные бессолевого мульды, которые имеют отметку кровли до 4100 м. А в восточном склоне купола располагается само месторождение.

При возникновении надсолевого комплекса большую роль сыграли тектонические нарушения. Согласно рисункам 2 – 4 структура Берегового имеет субширотные разрывные нарушения, делящие южный склон на два крыла.

Северо-западное крыло имеет три крыла поднятия по пятому отражающему горизонту. Данное поднятие имеет сброс F с юго-западной стороны. По четвертому отражающему горизонту видны кулисообразные тектонические нарушения с восточной стороны. В меловых отложениях с восточной стороны имеется структурное замыкание, которое обусловлено системой нарушений.

Восточное крыло примыкает в склону соли в триасовых отложениях. С восточной части имеет два поперечных сброса. В средней юре на северо-западе ограничен сбросом F, который в западной части повернут продолжается в восточную сторону.

В аптских отложениях имеет субширотное нарушение F. Оно также повернуто на восток. Структура присоединяется к нарушению F и таким образом южная сторона крыла является ловушкой.

1.5. Нефтегазоносность

Месторождение Береговое входит в Южно-Эмбинскую нефтегазоносную зону. Нефтегазоносность района относится к Пермо-Триасовым и Юрско-меловым горизонтам.

При бурении разведочных скважин были обнаружены два горизонта, содержащие нефть. Это подошвы альбского и аптского горизонтов. А в сводовой

части месторождения выявлена продуктивность на неокомском горизонте K1 пс А,Б.

Западный блок

Литология коллекторов представлена песчаниками и алевролитами, изредка разделенными пластами глин.

Верхнеальбский горизонт (K1 al1-1)

В северной части структуры имеется тектоническое экранированное нарушение f3, а сама залежь по сведениям ГИС находится с контактом нефть-вода. Коэффициент пористости составляет 0,2, коэффициент насыщенности нефтью 0,43, коэффициент песчаности равен 0,76.

Верхнеальбский горизонт (K1 al1-2)

В северной части структуры имеется тектоническое экранированное нарушение f3, а сама залежь по сведениям ГИС находится с контактом нефть-вода. Высота залежи составляет 22 м, а размеры 4,3 на 2,74 км. Коэффициент пористости составляет 0,28, коэффициент насыщенности нефтью 0,50, коэффициент песчаности равен 1.

Верхнеальбский горизонт (K1 al1-3)

В северной части структуры имеется тектоническое экранированное нарушение f3, а сама залежь по сведениям ГИС находится с контактом нефть-вода. Коэффициент пористости составляет 0,26, коэффициент насыщенности нефтью 0,54, коэффициент песчаности равен 1.

Среднеальбский горизонт (K1 al2)

В восточной части структуры имеется сбросы f3 и f4, а сама залежь по сведениям ГИС находится с контактом нефть-вода. В центре залежи проходит тектоническое нарушение f1. Коэффициент пористости составляет 0,22, коэффициент насыщенности нефтью 0,43, коэффициент песчаности равен 0,76.

Нижнеальбский горизонт (K1 al3-3)

В восточной части структуры имеется тектоническое экранированное нарушение f1, а сама залежь по сведениям ГИС находится с контактом нефть-вода. Коэффициент пористости составляет 0,29, коэффициент насыщенности нефтью 0,55, коэффициент песчаности равен 0,91.

Аптский горизонт (K1 a)

В восточной части структуры имеется тектоническое экранированное нарушение f1 и f3, а сама залежь по сведениям ГИС находится с контактом нефть-вода. Коэффициент пористости составляет 0,22, коэффициент насыщенности нефтью 0,57, коэффициент песчаности равен 0,96.

Нижнеокомский горизонт пачка А (K1 ncl-A)

Коэффициент пористости составляет 0,22, коэффициент насыщенности нефтью 0,57, коэффициент песчаности равен 0,96.

Нижнеокомский горизонт пачка Б (K1 ncl-B)

Коэффициент пористости составляет 0,22, коэффициент насыщенности нефтью 0,43, коэффициент песчаности равен 1.

Нижнеокомский горизонт (K1 nс3)

Коэффициент пористости составляет 0,25, коэффициент насыщенности нефтью 0,58, коэффициент песчаности равен 1.

В интервале опробования 1409-1414 м, был получен притоки нефти дебитом 79м³/сут на штуцере 12мм.

Нижнеокомский горизонт (К1 пс5)

Коэффициент пористости составляет 0,20, коэффициент насыщенности нефтью 0,52, коэффициент песчаности равен 0,91.

В интервале опробования 1462-1464 м был получен приток нефти Q_н=10,5м³/сут на 9 мм штуцере.

Нижнеокомский горизонт (К1 пс6)

В восточной части структуры имеется сброс f3, а на северо-востоке субширотный сброс F. По центру имеется тектоническое нарушение f1. Коэффициент пористости составляет 0,22, коэффициент насыщенности нефтью 0,41, коэффициент песчаности равен 1.

При отборе пробы на глубине 1558,4 м методом RCI анализ доказал наличие нефти. Пластовое давление составляет 167,3 атм.

Восточный блок

Нижнеальбский горизонт (К1 alb3-3).

Коллектор сложен бурыми песчаниками и серыми мелкозернистыми алевролитами.

Пористость составляет до 33%, а проницаемость газа до 1580 мД.

Коэффициент пористости составляет 0,25, коэффициент насыщенности нефтью 0,79, коэффициент песчаности равен 1. Мощность горизонта варьируется с 4,5 м до 6 м. мощность эффективной нефтенасыщенность с 0,7 до 6 м.

На I участке доказана продуктивность горизонта. Скважины 10 и 12 дали фонтанирующий приток нефти с дебитами 36,6 и 67,3 м³/сут.

На севере залежь ограничена субширотным сбросом F, а на западе сбросами f1 и f3.

Центр залежи имеет большую толщину нефтенасыщенности до 6 м, а толщина по падению составляет лишь до 2 м.

На II участке залежь имеет субширотный сброс F, расположенный с юго-восточной части, а также сброс f2 с северной.

На III участке доказана продуктивность горизонта и с северной стороны имеется субширотный сброс, а на юге и востоке имеется сброс f1. Дебит нефти составил 26,7 м³/сут.

Аптский горизонт (К1 а)

Литологию коллектора составляют бурые нефтенасыщенные песчаники. Имеются небольшие прослойки алевролита, с прослойками карбонатных глин.

Мощность горизонта составляет до 18 м, а нефтенасыщенная мощность до 17,5 м.

Открытая пористость составляет до 32%, проницаемость по газу до 376,75 мД.

Коэффициент пористости составляет 0,24, коэффициент насыщенности нефтью 0,81, коэффициент песчаности доходит до 1.

I участок полностью нефтенасыщен. Приток нефти составляет до 67,5 м³/сут, а воды до 51 м³/сут.

Структура горизонта полусводовая и на севере имеет субширотный сброс F, а на западе сбросы f1 и f3.

Центр залежи имеет большую толщину нефтенасыщенности до 17,5 м, а толщина на падении составляет 1,9 м.

На II участке в 7 скважине получили приток нефти, с дебитом 34,2 м³/сут, а воды 12 м³/сут. Залежа на севере имеет сброс f2, а на юге и юго-востоке субширотный сброс F.

III участок по 9 скважине выделил залеж. Она имеет на севере субширотный сброс F, а на юге и юго-востоке сброс f1.

Неокомский горизонт пачка А (K1nc1-A)

Горизонт вскрыт всеми разведочными скважинами. Литология горизонта сложена среднезернистыми песчаниками с битумным цементом.

Мощность горизонта составляет до 12,3 м, а мощность нефтенасыщенности доходит до 2 м. Коэффициент песчаности доходит до 1. Коэффициент пористости равен 0,19, а насыщенности нефтью 0,52.

Неокомский горизонт пачка Б (K1nc1-B)

Мощность горизонта составляет до 17 м, а мощность нефтенасыщенности доходит до 0,8 м. Коэффициент песчаности доходит до 1. Коэффициент пористости равен 0,20, а насыщенности нефтью 0,61.

1.6. Гидрогеология

Месторождение Береговое входит в Прикаспийский гидрогеологический бассейн. Также оно относится к Южно-Эмбинскому району. Как известно в Прикаспийской впадине водоносные комплексы расположены от бортов к центру.

Зоны питания водного надсолевого комплекса имеются в пределах впадины, в областях выхода отложений на поверхность. Вспомогательными источниками питания являются сводовые части солянокупольных структур.

В направлении от сводов к центру идет региональное движение подземных вод. Они затруднены, так как встречают лобовой поток элизионных вод. Элизионные воды чаще всего происходят с подсолевыми отложениями.

Водоносные горизонты слабо изучены. Готеривский и Валанжинский горизонты не исследованы. Самым крупным по площади стал неокомский горизонт.

Аптский горизонт относится к песчаному пласту. Его воды являются рассолами хлоркальциевого типа.

Горизонт нижней альбы напорный, и содержит большой процент минералов – 159 г/л.

В меловых отложениях движение вод считается застойным, так как имеет замедленный характер. Направления зависят от строения куполов и тектонических сбросов.

Исследования данной территории позволили установить водоносность на всем комплексе осадочных отложений.

Воды альбских отложений имеют минерализацию до 156 г/л. А апт-неокомский горизонт до 177,2 г/л. Второй имеет плотность воды до 1,13 г/см³, жесткость 648 мг.экв./л.

Воды считаются рассолами хлоркальциевого типа и состоят в первой группе солености. По показателям минерализации воды принадлежат нижней гидрогеохимической зоне и считаются очень жёсткими.

В их составе такие вещества, как: хлор-ионум, натрий, магний, калий и кальций, а также сульфат-ионом. В большем содержании хлор и натрий с калием. Ph воды составляет до 5,8.

Воды верхней юры исследовались только в 1965 г. Но известно, что их плотность 1,13 г/см³, а минерализация 166,2 г/л. В составе большинство ионов хлора и натрия.

2 Методическая часть

2.1 Методика и объемы разведочных работ

Целью дипломного проекта является – разведка на месторождении Береговое, геолого-географическое изучение надсолевого комплекса Прикаспийского бассейна, а также анализ его нефтегазоносности. Нахождение залежей нефти и газа, а также оценка запасов по промышленным категориям. Конечной целью разведочного процесса является ввод месторождения в разработку. Но прежде необходимо провести два этапа разведочных работ.

Предварительная разведка, целью которой является выяснение общих размеров месторождения, определение качества запасов полезных ископаемых и подсчет ориентировочных запасов. Главная задача данной разведки – это оценка промышленного значения месторождения и определение запасов по категориям С1 и С2, а также выделение участков для дальнейшей детальной разведки по категориям А + В.

Детальная разведка проводится на месторождениях, получивших положительную промышленную оценку в результате предварительной разведки и имеющих экономическую целесообразность.

Для геологического исследования на данном этапе разведки можно выделить несколько главных задач:

- детальное построение геологической структуры разведываемого объекта;
- изучение условий образования геологических осадков, литологического состава пластов, определение таких параметров, как мощность, коллекторские свойства и т.д. ;
- исследование гидрогеологических показателей продуктивной толщи;
- детальное изучение всех разведываемых залежей, а именно: пластового давления, газового фактора, давления насыщенности и т.д. ;
- выделение контуров нефти и газоносности;
- изучение физико-химических свойств газа, нефти и пластовых вод;
- определение дебитов скважин;
- подсчет запасов нефти и газа по промышленным категориям.

Самым важным принципом разведочных работ является максимальная разведка запасов нефти и газа, с минимальными затратами. Тем самым главной задачей разведочных работ является оконтуривание залежей и определение их запасов по промышленным категориям, с минимальным количеством буровых скважин. Поэтому при проектировании и осуществлении разведочных работ на нефть и газ главное значение имеет обеспечение наиболее рационального размещения разведочных скважин на каждом разведываемом месторождении, с учетом особенностей строения и условий их формирования. [18, 19]

В открытых же нефтяных месторождениях задачи можно поделить на две категории:

- разведка отдельных залежей;

- разведка месторождения в целом, с охватом всех газо- и нефтеносных горизонтов.

Из чего следует, что подсчет нефти по категории С2 в перспективных отложениях является главным назначением проектируемых работ.

В данном проекте планируется бурение двух разведочных скважин, средняя проектная глубина каждой составляет по 1550 м.

Скважина R1 является разведочной и независимой. Она заложена в сводовой части по К1 а отражающему горизонту. Планируемая глубина скважины 1350 м, проектный горизонт – К1 а1 (Аптские отложения). Конечной целью бурения является изучение геологии структуры, разведка залежей нефти в нижнемеловых отложениях.

Скважина R2 является разведочной и независимой. Она заложена в профиле к юго-востоку от 19 скважины, на профиле по линии II – II. Планируемая глубина 1750 м, а проектный горизонт – Ша (подошва неокома). Конечной целью бурения является разведка залежей нефти в нижнеюрских отложениях, а также изучение геологии залежи, которая была открыта первоочередной скважиной 19.

2.2. Геологические исследования в скважинах

Месторождение Береговое состоит в разработке, на этапе реализации технологической схемы. Существенность данного проекта в том, чтобы увеличить площадь залежей в более чем 2,5 раза, согласно данным сейсморазведки 3D. В самой основе проекта лежит новая информация, полученная в следствии опробований и испытаний, анализе и изучении керна, а также флюидов пластов в новых разведочных скважинах. Эти исследования обоснованы на результатах сейсмоданных 2D и 3D. А сделать дальнейший прогноз развития коллекторов, лежащих в основе размещения скважин, будет возможно после полного динамического анализа сейсморазведки.

При хорошей изученности пластов по высоте, отборами, анализами проб и изучением керна, можно будет заявить о высоком уровне разведонности месторождения.

Согласно таблице 1 мы видим, какие виды исследований по скважинам были осуществлены, а также объемы работ. Обычно геофизические работы исполняются в течение пяти суток после вскрытия скважин. В перспективных интервалах производят отбор боковых грунтов по данным БКЗ. И уже из предположительно продуктивных пластов выполняется отбор пластовых флюидов, путем каротажа, до десяти проб на каждую скважину. ВСП же проводят по всему стволу самой глубокой скважины.

Согласно инструкциям, положениям и другим документам производится обязательный комплекс работ по поискам повышенных радиоактивных аномалий во всех горных выработках без исключения. [10, 11]

На основании вышеуказанных документов, во всех поисково-разведочные скважинах в числе необходимых геофизическим исследований по всему стволу, должны быть внесены радиоактивные методы КНК, ГК, ГК.

Гамма-каратажные исследования представляют главный метод определения гамма-активности разбуриваемых пород. Данные исследования обычно проводятся в обсадной скважине по всему развезу, а также в открытом стволе.

Если при замерах ГК естественный фон на участках повышенной радиоактивности увеличен до 2х раз, то участок испытывают повторной детализацией, но охват разреза берется на 50 м выше и ниже этого участка.

Керн, который был отобран на всяческие анализы, должен быть прослушан радиометром, данные которого записываются в полевой журнал.

А на лабораторный порошок анализ идут образцы керна с высоким уровнем радиоактивности. При завышенной гамма-активности водоносных пластов, берется проба воды для дополнительного анализа на нахождение в ней радиоактивных элементов.

Таблица 1 - Сведения по планируемому комплексу ГИС в скважинах

№ ПП	Виды исследований и их целевое назначение	Интервалы исследований, м
1	2	4
1	Оценка коэффициента глинистости – ГК, НГК	Скважина R1 Альб 1180-1225
2	Оценка коэффициентов пористости и литология разреза – НГК (ННК), ГК-П, АК, нейтронная пористость	Апт 1240 – 1280 Неоком 1275 – 1370
3	Оценка коэффициента нефтегазонасыщенности	Скважина R2 Альб 849 – 894 1210- 1241 Апт 1320 – 1335 Неоком 1339 – 1420 1465 – 1470 1556 - 1560

2.3. Отбор керна и опробование нефтеносных горизонтов

Во время бурения скважины производится проверка пластов, которая производится при помощи испытателей пластов. Они опускаются в саму скважину на трубах бурильного аппарата или насоса.

Обычно таким образом проверяется проницаемость горных пород, находящихся в призабойных или удаленных зонах пласта. Также определяются

такие коэффициенты, как гидропроводность, продуктивность пласта, его давление и температура.

Для того, чтобы достичь главной цели доразведки, необходимо провести испытания в скважинах нижнего альба, апска и неокомска. В результате выяснится продуктивность горизонта, при значительном притоке нефти.

В разведочных скважинах предусмотрен отбор керна до 10% от всей глубины скважины, а в зависимых скважинах до 7 %.

В таблице 2 указаны интервалы отбора керна.

При недостаточном количестве керна на определенном интервале для лабораторных испытаний, отбор обычно продолжается. Длина рейса для керна равна семи метрам.

При бурении скважины на каждые 500 метрах делается контрольный промер бурового инструмента. Это делается с целью точно привязки керна к разрезу скважины.

В случае, если керн не отбирают, то на промежутка в каждые 5 метров необходимо отбирать шлам. При линейном способе выход керна вычисляется как отношение длины полученного керна к длине пробуренного интервала скважины и должен составлять не менее 6 %. Керн - это первичный материал, по которому осуществляется характеристика разреза скважины. Временное хранение, укладка керна в ящики, литологическое описание керна, отбор образцов на анализы и его регистрация осуществляется в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» [10].

Таблица 2 - Проектные интервалы отбора керна

№№ Сква	Интервал отбора керна, м	Длина рейсов с отбором керна	Возраст отложений
R1	850-875	7	Альб
	901-1015	7	
	1180-1220	14	
	1240 – 1265	7	Апт
	1265 – 1275	7	
	1290-1320	14	
R2	849 – 895	14	Альб
	1005 - 1020	7	
	1207- 1241	14	
	1316 – 1332	7	Апт
	1339 – 1417	7	Неоком
	1465 – 1475	14	
	1556 - 1560	7	

При вскрытии нефтегазоносного горизонта обязательно должно учитываться воздействие на пласт технических процессов, а также должен быть использован качественный буровой раствор.

Состав раствора выбирают согласно инструкциям и специальным положениям, применимых для освоения подобного типа скважин.

Очень важно при бурении горизонта создать равновесие между скважиной и пластом. Для этого необходима правильная подборка промывочной жидкости.

При бурении скважин учитывался ранний опыт на глубинных скважинах на Эмбе. В связи с этим было предложено использовать раствор на глинистой основе, но с обязательным присоединением Т66 в пределах 6% и сульфатной спиртовой барды в пределах 10%. Это обеспечит хорошую устойчивость стволов скважин, а также позволит лучше сохранить физические свойства коллекторов.

Вскрывать коллекторы следует при репрессии, которая составит до пяти % от пластового давления. Это необходимо для предупреждения закупорки канала, по которому проводятся флюиды.

Все параметры при бурении скважин выставляются в соответствии с учетом особенностей данной области. Но должны быть соблюдены главные технологии бурения, которые позволяют вычислить минимальные нагрузки на стенки скважины.

Перед процессом цементирования скважины, необходимо подготовить соответствующий тампонажный раствор. Он должен быть необходимой плотности, с очень низкой водоотдачей. Перед закачиванием нужно отчистить ствол скважины.

После того, как горизонт вскрыли обычно проводят испытание с участием ИПТ. Испытание необходимо проводить с минимальным ущербом для пласта. До начала работ устье скважины укрепляется колонной головкой, а также делается перевязка устьевого оборудования с учетом пластового давления с прибавлением к нему 10%.

В само устье скважины крепят задвижку, предотвращающую выброс. Вскрытие объекта происходит посредством перфорации колоны кумулятивными зарядами, которые делают до десяти отверстий на один погонный метр.

Вызов притока производится путем замены глинистого раствора на воду с последующей аэрацией. При получении слабых притоков нефти предусматривается уплотнение заряда и обработка призабойной зоны с целью интенсификации притока. После получения фонтанирующего притока скважина некоторое время должна работать на очистку [10].

Ниже показаны выбранные интервалы для пластовых испытаний и опробований в эксплуатационной колонне (таблица 3).

Таблица 3 - Предложенные интервалы опробования продуктивных пластов

Сква- жина	Проектная глубина, м	Интервалы испытания в колонне, м		Интервалы опробования, ИПГ, м			
		от	до	от	до		
R1	1350	850,4	874,4	745,6	786,5		
		1085,3	1105,5	799,5	870,3		
		1189,8	1199,1	850,4	875,1		
		1277,4	1285,1	880,6	899,8		
		1287,5	1294,3	901,8	1013,3		
				1085,3	1104,3		
				1158,3	1182,5		
				1184,6	1189,1		
				1189,8	1197,3		
				1269,5	1274,3		
				1275,4	1284,5		
				1289,3	1293,2		
		R2	1750	850,6	857,3	849,7	857,5
				1010,2	1020	867,1	874,2
				1327,5	1332,7	879,8	894,4
1416,3	1418,5			1008,5	1009,2		
1556,3	1561,2			1011,2	1020,5		
1594,2	1605			1207,3	1218,6		
1668,5	1670,8			1232	1242,3		
1683,5	1690,1			1316,2	1333,2		
				1339,9	1352,2		
				1362,7	1375,1		
				1378,8	1403,8		
				1408,3	1416,9		
				1436,9	1453,9		
				1463,4	1473,2		
				1493,3	1505,2		
				1557,3	1560,5		
				1593	1606		
				1617,4	1631,9		
		1658,2	1668,3				
		1667,4	1671,3				
		1683,8	1690,1				

По степени изученности пластов выделяют границы продуктивных нефтесодержащих горизонтов, а также данные по температуре и пластовому

давлению. Само опробование пластов на нефть и газ происходит при бурении разведочных скважин, но до спуска обсадной колонны.

По итогам изученности разреза можно выделить следующие этапы которые следует провести для постановки разведочных работ в пределах стандартного анализа керна:

- изучение плотности зерен;
- изучение пористости;
- изучение проницаемости;
- замер радиоактивности.

Таблица 4 – Исследования стандартного анализа керна

№ ПП	Наименование исследования анализа	Количество проб	Единица измерения
1	2	3	4
	Определение плотности зерен	10	г/см ³
	Определение открытой пористости	10	%
	Определение проницаемости	10	мД
	Замер естественной радиоактивности	10	Суммарная активность Уран, Торий, Калий

2.4 Подсчет запасов нефти

Месторождение Береговое проходит стадию доразведки краевых частей. Порядок работы нефтесодержащего пласта водонапорный.

Подсчет запасов нефти производится объемным методом подсчета, а деление по категориям запасов производится на основании данных ГИС по керну, добытых промышленных притоков нефти, лабораторных исследований, а также анализов флюидов в пластовых и поверхностных условиях.

Нижний альбский горизонт К1 а11 сложен песчаником и вскрыт несколькими скважинами. Результатом бурения скважин 10,11,12 стал фонтанирующий приток нефти с малым содержанием воды. Такой же приток нефти, но с присутствием растворенного газа дала скважина 6. Ранее горизонт не был введен в эксплуатацию, но намечается его эксплуатация.

Следовательно, мы видим, что показатели геологоразведки благоприятные, а горизонт достаточно изучен, то можно начинать его эксплуатацию. Так, на главном участке все запасы можно приурочить к

категории запасов С1. Чертой категории определен радиус 1 км от крайней скважины 17, а дистанцией между скважинами согласовано расстояние в 500 м.

Аптский ярус К1а был вскрыт девятью скважинами, которые в результате дали фонтанирующий поток нефти. Горизонт находится в разработке, и его запасы приурочены к категориям В и С1. Участок находится в активной разработке согласно технической схеме. Категория запасов нефти В имеет радиус 250 м. Это соотносится с половиной расстояния между эксплуатационными скважинами с использованием 25 гектаров сетки эксплуатационных скважин. Категория запасов нефти С1 приурочена к оставшейся площади, и находится на расстоянии 1 км от эксплуатационных скважин, из которых получены притоки нефти.

Скопление залеж нефти в ярусах К1 пс1 А и Б находится в сводовой части. Они определены по средствам данных ГИС, но еще не были испытаны, в связи с чем запасы приурочены к категории С2.

Согласно «Классификации запасов месторождений перспективных и прогнозных ресурсов нефти и природного углеводородного газа», подсчет запасов нефти выполнен по категории С2 [2].

Расчет запасов осуществляется для каждого горизонта в отдельности.

Коэффициент извлечения нефти (КИН) для всех отложений обоих блоков равен 0,3.

Западный блок

Альбский перспективный горизонт:

Площадь горизонта не маленькая, и составляет около 15,5 млн. м².

Эффективная нефтенасыщенная толщина взята за 4 м, и считается средней по данным горизонтам.

Коэффициент открытой пористости, пересчетный коэффициент и данные по нефтенасыщенности были получены из прошлого отчета по запасом для данного горизонта и составляют: пористость 0,2 %, нефтенасыщенность составляет 0,43%, пересчетный 0,935%.

Плотность нефти 935 кг/м³.

Продуктивными горизонтами для расчета площади в данном случае являются k1 a11 1, k1 a11 2, k1 a11 3, k1 a12 и k1 a13 3.

Аптский перспективный горизонт:

Площадь нефтенасыщенного горизонта около 1,25 млн. м².

Эффективная нефтенасыщенная толщина взята за 10 м, и считается средней по данным горизонтам.

Коэффициент открытой пористости, пересчетный коэффициент и данные по нефтенасыщенности были получены из прошлого отчета по запасом для данного горизонта и составляют: пористость 0,22 %, нефтенасыщенность составляет 0,57%, пересчетный 0,935%.

Плотность нефти 950 кг/м³.

Продуктивным отражающим горизонтом для расчета площади взят горизонт К1а.

Неокомский перспективный горизонт.

Площадь нефтенасыщенного горизонта около 7 млн. м².

Эффективная нефтенасыщенная толщина взята за 7 м, и считается средней по данным горизонтам.

Коэффициент открытой пористости, пересчетный коэффициент и данные по нефтенасыщенности были получены из прошлого отчета по запасам для данного горизонта и составляют: пористость 0,22 %, нефтенасыщенность составляет 0,51%, пересчетный 0,873%.

Плотность нефти 923 кг/м³.

Для расчета площади были сложены следующие горизонты: k1 nc1-А, k1 nc1-Б, k1 nc3, k1 nc5, k1 nc6.

Восточный блок.

Альбский перспективный горизонт.

Площадь нефтенасыщенного горизонта около 400 тыс. м².

Эффективная нефтенасыщенная толщина взята за 4,5 м, и считается средней по данным горизонтам.

Коэффициент открытой пористости, пересчетный коэффициент и данные по нефтенасыщенности были получены из прошлого отчета по запасам для данного горизонта и составляют: пористость 0,27 %, нефтенасыщенность составляет 0,59%, пересчетный 0,914%.

Плотность нефти 934 кг/м³.

Аптский перспективный горизонт.

Площадь нефтенасыщенного горизонта около 400 тыс. м².

Эффективная нефтенасыщенная толщина взята за 12 м, и считается средней по данным горизонтам.

Коэффициент открытой пористости, пересчетный коэффициент и данные по нефтенасыщенности были получены из прошлого отчета по запасам для данного горизонта и составляют: пористость 0,23 %, нефтенасыщенность составляет 0,44%, пересчетный 0,909%.

Плотность нефти 936 кг/м³.

Продуктивным отражающим горизонтом для расчета площади взят горизонт K1a.

Неокомский перспективный горизонт.

Площадь нефтенасыщенного горизонта около 170 тыс. м².

Эффективная нефтенасыщенная толщина взята за 1,6 м, и считается средней по данным горизонтам.

Коэффициент открытой пористости, пересчетный коэффициент и данные по нефтенасыщенности были получены из прошлого отчета по запасам для данного горизонта и составляют: пористость 0,24 %, нефтенасыщенность составляет 0,42%, пересчетный 0,936%.

Плотность нефти 936 кг/м³.

Для расчета площади были сложены следующие горизонты: k1 nc1-А и k1 nc1-Б.

Подсчет запасов нефти рассчитан по следующим формулам:

$$Q_{\text{б}} = F h m \beta_{\text{н}} \rho_{\text{н}} \theta \quad (1)$$

$$Q_{\text{извл}} = Q_{\text{б}} \eta \quad (2)$$

Где $Q_{\text{б}}$. – это балансовые запасы нефти, т
 $Q_{\text{извл}}$. - извлекаемые запасы нефти, т
 F – площадь нефтеносности, м²
 h – эффективная толщина пласта, насыщенная нефтью, м
 m – коэффициент открытой пористости коллекторов, насыщенных нефтью, доли единицы
 $\beta_{\text{н}}$ – коэффициент нефтенасыщения, доли единицы
 $\rho_{\text{н}}$ - плотность нефти на поверхности, кг/м³
 θ - пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти, доли единицы
 η - коэффициент извлечения нефти, доли единицы.

Подсчет запасов по горизонтам:

Альбские отложения:

Западный блок: $F = 15\,500\,000$ м²

$$Q_{\text{б}1} = 15\,500\,000 \text{ м}^2 \cdot 4 \text{ м} \cdot 0.2 \cdot 0.43 \cdot 935 \text{ кг/м}^3 \cdot 0.935 = 4\,661\,367\,700 \text{ кг} \\ = 4\,661\,367,7 \text{ т}$$

$$Q_{\text{извл}1} = 4\,661\,367,7 \text{ т} \cdot 0.3 = 1\,398\,410,31 \text{ т}$$

Восточный блок: $F = 400\,000$ м²

$$Q_{\text{б}2} = 400\,000 \text{ м}^2 \cdot 4,5 \text{ м} \cdot 0.27 \cdot 0.59 \cdot 934 \text{ кг/м}^3 \cdot 0.914 = 244,783,056 \text{ кг} = \\ 244783 \text{ т}$$

$$Q_{\text{извл}2} = 244783 \text{ т} \cdot 0.3 = 73435 \text{ т}$$

Итого $Q_{\text{б альб}}$ по альбскому горизонту по всей площади равен 4 906 150,7 т, $Q_{\text{извл альб}}$ равен 1 471 845,31 т.

Аптские отложения:

Западный блок: $F = 1\,250\,000$ м²

$$Q_{\text{б}3} = 1\,250\,000 \text{ м}^2 \cdot 10 \text{ м} \cdot 0.22 \cdot 0.57 \cdot 950 \text{ кг/м}^3 \cdot 0.935 = 1\,392\,331\,875 \text{ кг} \\ = 1\,392\,331,8 \text{ т}$$

$$Q_{\text{извл}3} = 1\,392\,331,8 \text{ т} \cdot 0.3 = 417\,699,56 \text{ т}$$

Восточный блок: $F = 400\,000$ м²

$$Q_{\text{б}4} = 400\,000 \text{ м}^2 \cdot 12 \text{ м} \cdot 0.23 \cdot 0.439 \cdot 936 \text{ кг/м}^3 \cdot 0.909 = 412356956,54 \text{ кг} \\ = 412356,9 \text{ т}$$

$$Q_{\text{извл}4} = 412356,9 \text{ т} \cdot 0.3 = 123707 \text{ т}$$

Итого $Q_{\text{б апт}}$ по аптскому горизонту по всей площади равен 1 804 688,7 т, $Q_{\text{извл апт}}$ равен 541 406,56 т.

Неокомские отложения:

Западный блок: $F = 7\,000\,000$ м²

$$Q_{\text{б}5} = 7\,000\,000 \text{ м}^2 \cdot 7 \text{ м} \cdot 0,22 \cdot 0.51 \cdot 923 \text{ кг/м}^3 \cdot 0.873 = 4\,430\,011\,786,2 \\ \text{кг} = 4\,430\,011,78 \text{ т}$$

$$Q_{\text{извл } 5} = 4\,430\,011,78 \text{ т} \cdot 0,3 = 1\,329\,003,53 \text{ т}$$

$$\text{Восточный блок: } F = 170\,000 \text{ м}^2$$

$$Q_{\text{б } 6} = 170\,000 \text{ м}^2 \cdot 1,6 \text{ м} \cdot 0,24 \cdot 0,42 \cdot 936 \text{ кг/м}^3 \cdot 0,936 = 24020449,69 \text{ кг} = 24020,45 \text{ т}$$

$$Q_{\text{извл } 6} = 24020,45 \text{ т} \cdot 0,3 = 7\,206,13 \text{ т}$$

Итого $Q_{\text{б неоком}}$ по неокомскому горизонту по всей площади равен 4 454 032,23 т, $Q_{\text{извл неоком}}$ равен 1 336 209,66 т.

Суммарные балансовые запасы нефти:

$$Q_{\text{б}} = Q_{\text{б } 1} + Q_{\text{б } 2} + Q_{\text{б } 3} + Q_{\text{б } 4} + Q_{\text{б } 5} + Q_{\text{б } 6} \quad (3)$$

$$Q_{\text{б}} = 4\,661\,367,7 + 244\,783 \text{ т} + 1\,392\,331,8 + 412\,356,9 + 4\,430\,011,78 + 24\,020,45 = 11\,164\,871,63 \text{ т}$$

Суммарные извлекаемые запасы нефти:

$$Q_{\text{извл}} = Q_{\text{извл } 1} + Q_{\text{извл } 2} + Q_{\text{извл } 3} + Q_{\text{извл } 4} + Q_{\text{извл } 5} + Q_{\text{извл } 6} \quad (4)$$

$$Q_{\text{извл}} = 1\,398\,410,31 + 73\,435 + 417\,699,56 + 123\,707 + 1\,329\,003,53 + 7\,206,13 = 3\,349\,461,53 \text{ т}$$

3 Экономическая часть

Месторождение Береговое состоит в разработке, на этапе реализации технологической схемы. Согласно проведенным геологическим разведочным работам, уже показана его экономическая целесообразность. За периметром продуктивности оказалась только одна скважина, из двенадцати пробуренных.

Чтобы узнать коммерческую эффективность доразведки месторождения, нужно выполнить расчет основных критериев.

А именно, технико-экономических показателей, которые влияют на сроки и стоимость работ.

Длительность цикла строительства зависит от продолжительности бурения, строительных и монтажных работ, а также крепления и подготовительным работам.

В таблице 5 можно увидеть необходимые данные для расчета длительности цикла.

Таблица 5 - Продолжительность цикла строительства скважины

№ п/п	Наименование работ	Продолжительность, сут	Документы, обосновывающие продолжительность процессов
1	2	3	4
1	Строительно-монтажные работы	5,2	Единые нормы времени, местные нормы, строительные нормы и правила – IV-V – 1993, М:Стройиздат [7]
2	Бурение и крепление скважин	30	Единые нормы времени, местные нормы СНИП – IV-V-2002, М: Недра, 2002 г. [7]
3	Испытание в процессе бурения	2	Единые нормы времени, местные нормы СНИП – IV-V-2002, М: Недра, 2002 г. [7]
4	Испытание скважин в эксплуатационной колонне	4	
5	Подготовительные работы	1	
6	Продолжительность бурения и крепления скважины	42,2	

Для расчета экономической части месторождения нам понадобятся следующие подсчеты:

1) Так как общая глубина скважин нам известна $N_{общ} = 3100$ м, то нам необходимо найти среднюю глубину скважин.

$$H_{ср} = N_{общ} / n_{общ} \quad (6)$$

где $H_{ср}$ – средняя проектная глубина скважин, м; $N_{общ}$ – общая проектная глубина скважин, м, $n_{общ}$ – общее количество скважин.

$$H_{ср} = 3100 / 2 = 1550 \text{ м}$$

2) Расчет прироста ожидаемых запасов. Данный показатель рассчитывается на один метр проходки скважины:

$$\Delta Q_1 = Q_{изв} / N_{общ} \quad (7)$$

где ΔQ_1 – прирост ожидаемых запасов на один метр проходки скважины, т/м; $Q_{изв}$ – ожидаемый прирост по запасам нефти, т;

$$\Delta Q_1 = 3\,349\,461,53 / 3\,100 = 1\,080,47 \text{ т/м}$$

3) Расчет прироста ожидаемых запасов. Данный показатель рассчитывается на одну разведочную скважину:

$$\Delta Q_2 = Q_{изв} / n_{общ} \quad (8)$$

где ΔQ_2 - прирост ожидаемых запасов на одну разведочную скважину, т/скв; $n_{общ}$ – общее количество скважин.

$$\Delta Q_2 = 3\,349\,461,53 / 2 = 1\,674\,730,76 \text{ т/скв}$$

4) Расчет стоимости строительства скважины:

$$C_{скв} = C_m * H_{ср} \quad (9)$$

где $C_{скв}$ - стоимость строительства скважины, KZT; C_m – стоимость 1 м строительства скважины, KZT, используется условная величина KZT 300 000; $n_{общ}$ – общее количество скважин.

$$C_{скв} = 300\,000 * 1550 = \text{KZT } 465\,000\,000$$

Итоговые данные обоснованные на технико-экономических показателях по месторождению Береговое показаны в таблице 6.

Таблица 6 - Техничко–экономические данные для проектных работ на месторождении Береговое

№	Показатели	Расчетная единица	Количество
1	Количество планируемых скважин	Скв.	2
2	Средняя планируемая глубина скважины	П.м.	1550
3	Общий объем бурения	П.м.	3100

продолжение таблицы 6

1	2	3	4
4	Ожидаемый прирост запасов по нефти	т	3 349 461,53
5	Прирост ожидаемых запасов на 1 п.м. проходки	т/п.м.	1 080,47
6	Прирост ожидаемых запасов на 1 скважины	т/скв	1 674 730,76
7	Стоимость 1 м строительства скважины	KZT	300 000
8	Стоимость строительства 1 скважины	KZT	465 000 000

4 Охрана труда, недр и окружающей среды

Так как буровые работы являются сильными источниками загрязнения окружающей среды, то необходимо проводить мероприятия, по уменьшению воздействия на среду.

Нужно осуществлять контроль за состоянием почвенно-растительной кровли, строго соблюдать технологические нормативы, контролировать загрязнение воздуха и обустроить месторождение вокруг объектов нефтяного промысла.

Комплекс мероприятий по охране почв и водных объектов включает [8, 12, 6]:

- снятие поверхностного слоя с территории буровой, перемещение его и складирование, исключающее загрязнение (проводится до начала планировки под буровую);

- обваловка участка буровой и склада ГСМ со стороны возможных оврагов и балок;

- оборудование площадок специальными матами;

- применение металлических контейнеров для сбора отходов бурения;

- устройство ловушек и стоков со средствами откачки под вышечным, дизельным и насосным блоками;

- предупреждение потерь ГСМ с устройством ловушек по месту хранения и слива линии подачи ГСМ к дизелям.

Для охраны недр, необходимы следующие мероприятия:

- буровой растров должен быть малотаксичен;

- должны быть обеспечены безопасные и безаварийные условия для сбора и хранения нефти;

- должны быть выработаны технологические режимы, при которых обеспечивается целостность скелета пласта;

- должны выполняться антикоррозионные мероприятия;

- должна быть обеспечена полная герметичность оборудования;

- обязательное введение замкнутой системы водоснабжения;

- должен быть разработан комплекс мер по предотвращению обвалов скважин, открытого фонтанирования и поглощения промывочных жидкостей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для дипломной работы использовались данные, полученные на производственной и преддипломной практике, а также научные работы. Это информация о сейсморазведке 3D, литология района, его структурно-тектонические особенности. Были собраны сведения о нефтегазонасности Прикаспийской провинции и нефтегазонасности ее надсолевых отложений.

В процессе составления проектной части в дипломном проекте были установлены цели и задачи разведочного этапа, был проведен подсчет запасов, были рассмотрены комплексы геолого-геофизических исследований: отбор керна и шлама, геофизические исследования, опробование, испытание и исследование скважин, лабораторные исследования, рассчитаны технико-экономические показатели, приведены мероприятия по охране труда и окружающей среды.

В следствии изучения площади месторождения Береговое были обоснованы нефтегазонасные горизонты в меловых отложениях. Также доказана высокая перспективность района, что обосновывает необходимость проведения разведочных работ.

Изучив данные можно прийти к выводу, что данная территория весьма перспективна, вследствие чего можно планировать дальнейшую разработку месторождения.

По данной дипломной работе рассматривается бурение двух скважин, главной целью которых является подтверждение нефтенасыщенности нижнемелового пласта, а также исследования литологии и коллекторских свойств, определение структуры и оценка запасов по категории С2.

Выводом данной работы является то, что потенциал месторождения Береговое был обоснован, в связи с чем возрастут геологические запасы нефти. При более тщательном изучении залежи в будущем можно использовать более выгодный вариант коммерческой добычи.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана. Том 1. Глубинное строение и геодинамика. – Алматы, 2002, 224 с.
- 2 Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, 2005
- 3 Глумов и др. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря, 2004 г., 342 с.
- 4 Аглонов С.В. Геодинамика глубоких осадочных бассейнов. С.П., 2000 г, 210 с.
- 5 Воцалевский Э.С., Булекбаев З.Е, Искужиев Б.А., Камалов С.М., Коростыжевский М.Н., Куандыков Б.М., Куантаев Н.Е., Марченко О.Н., Матлошинский Н.Г., А.Ш. Нажметдинов, Г.П. Филиппьев, И.В. Шабатин Р.С. Шахабаев, Шудабаев. К.С. Справочник «Месторождения нефти и газа Казахстана» Алматы Минеральные ресурсы Казахстана, 1999г.
- 6 Отчет по пересчету запасов нефти и попутного газа месторождения Береговое, 2013 г
- 7 Единые нормы времени, местные нормы, строительные нормы и правила – IV-V – 1993, М:Стройиздат
- 8 Проект разведки нефтяных и газовых залежей на площади Береговое, 2004 г
- 9 Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана. Том 2 Нефть и газ. – Алматы, 2002, 248 с.
- 10 «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых», 2014 г.
- 11 РД 153-39.0-072-01 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах», Москва, 2001г
- 12 Экологический кодекс Республики Казахстан, Астана, 2007 г.
- 13 Калинин М.К., Соленакопление, образование соляных структур и их влияние на нефтегазоносность, Москва, 197, 132 с.
- 14 Гутман И.С. Методы подсчета запасов нефти и газа. Учебник для вузов. - М.: Недра, 1985, 224с.
- 15 Отчет по подсчету запасов нефти и растворенного газа месторождения Береговое по состоянию изученности на 01.04.06г.
- 16 Гулиев И.С., Кулаков С.И., Федоров Д.Л. Нефтегазоносность Каспийского региона, Nafta-Press, Баку, 2009 г., 409 с..
- 17 Бакиров А.А. и др. "Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа". Учебник. 3-е издание. М., Высшая школа, 1987, 467 с.
- 18 Иванова М.М, Чоловский И.П., Нефтегазопромысловая геология. М.:Недра, 2000г., 414 с.

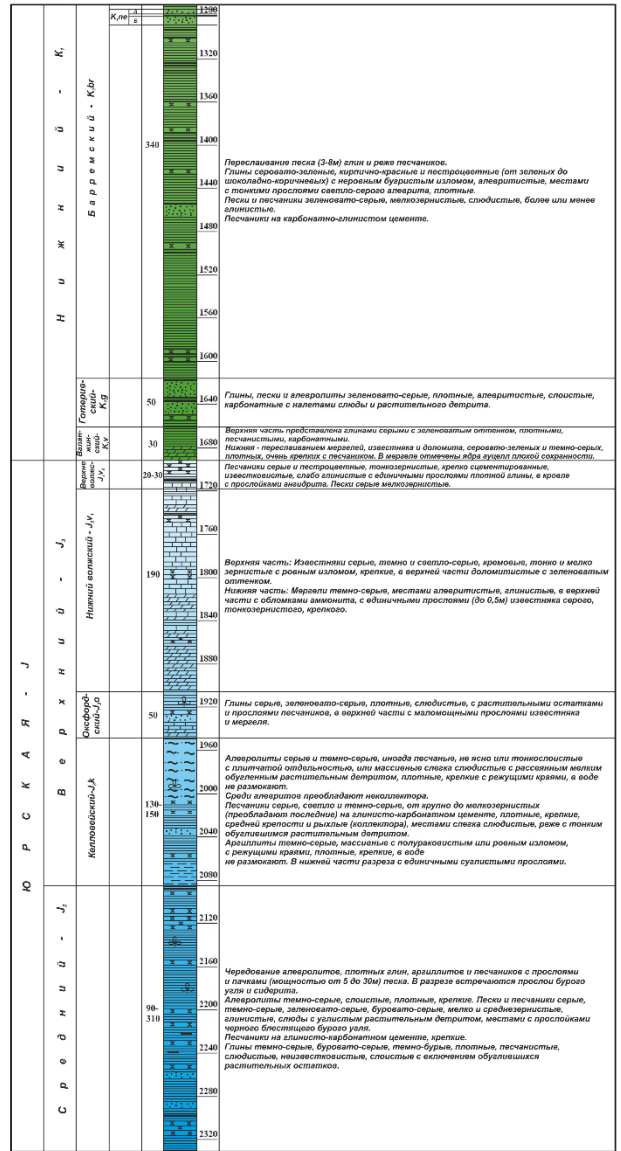
- 19 Максимов М. И, Геологические основы разработки нефтяных месторождений. – М., Недра, 1975 г, 534 с
- 20 Инструкция по оформлению отчетов о геологическом изучении недр Республики Казахстан - Кокшетау 2004 г. Приказ от 21.04 2004 г № 69-п.
- 21 Ашраф Собх Абдель Максуд Абдель Мотталеб , Анализ механизма формирования солянокупольных структур (ловушек нефти) и выбор способа их вскрытия, 2012, 126с.
- 22 Единые нормы времени, местные нормы СнИП – IV-V-2002, М: Недра, 2002 г.

Приложение А - Обзорная карта района

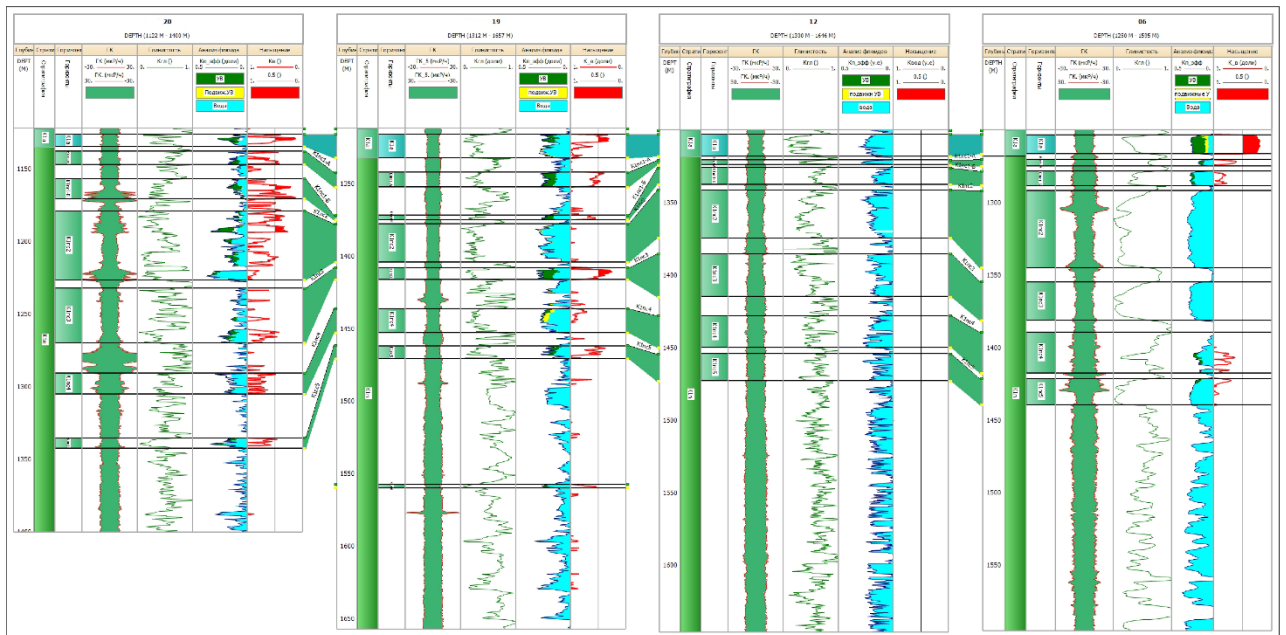


Приложение Б – Сводный литолого-стратиграфический разрез

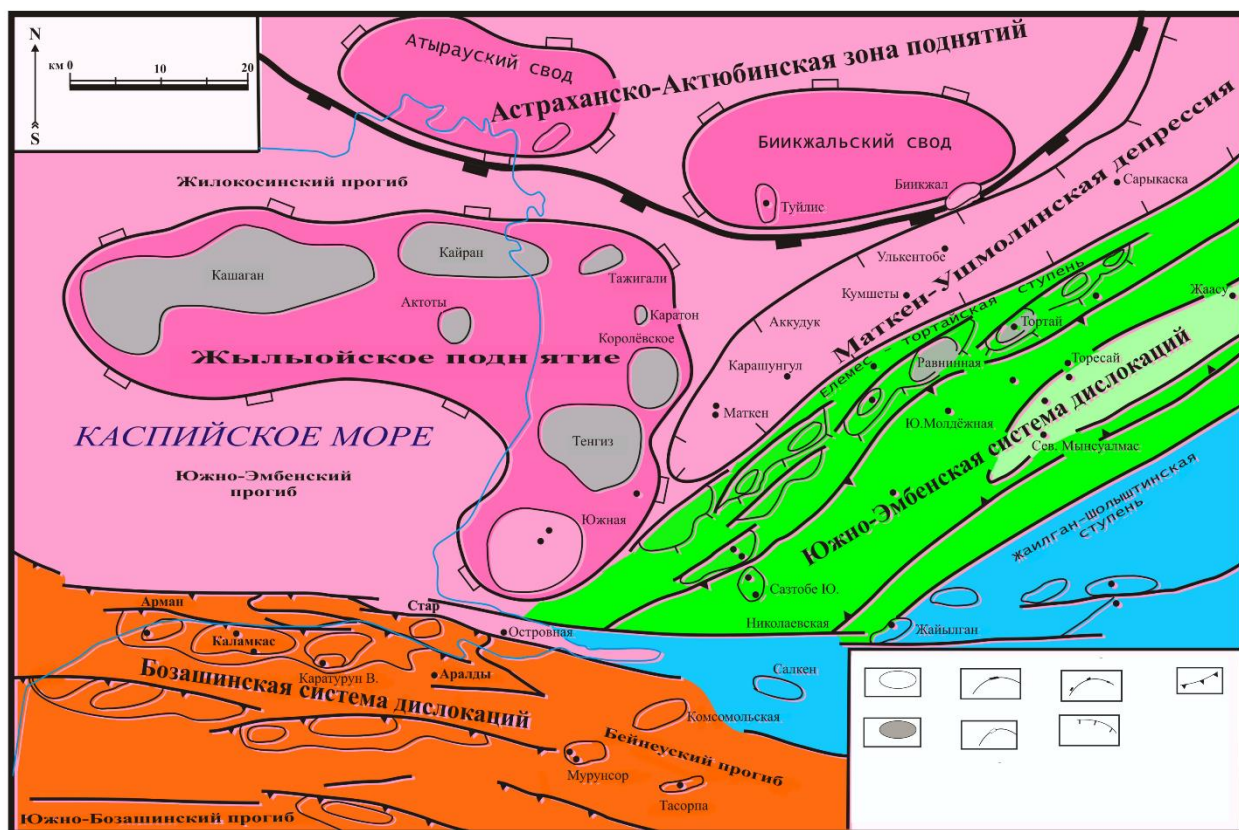
СИСТЕМА		ПАЛЕОГЕНОВАЯ-Руб		МЕРСЧЕЛСКОЕ		Литологическая характеристика
ОТДЕЛ	ЯРУС	ПРОДУКТИВНЫЙ ГОРЗОЛОГ	ТОЛЩИНА, М	ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ КОДОВКА	ГЛУБИНА, М	
М	Нижний альбский - К.а1.	Верхний альбский - К.а1.	Средний альбский - К.а1.	Самый нижний - К.а1.	40	Глины, песчанки глинистые.
					80	Глины песчаные, карбонатные.
					120	Глины зеленые, светло-зеленые, плотные, слабослюдястые с включениями обломков фауны.
					160	Глины зеленовато-серые, плотные, песчаные, карбонатные.
					200	Мерзлы глинистые, светло-зеленые, плотные, слабослюдястые с включениями обломков фауны.
					240	Глины зеленовато-серые, плотные, песчаные, карбонатные.
					280	Глины серые, зеленовато-серые, плотные, песчаные, слабослюдястые, с редким включением рыбьей чешуи и кристаллов пирита.
					320	Известняки белые и серовато-белые, криноидно-красные, с редким включением глинистых, светло-зеленовато-серые, крепкие песчаные, с обломками фауны, криноидов пирита.
					360	Мел белый, серовато-зеленый, мягкий, иногда плотный, пышный, глинистый, с обломками фауны, с кристаллами пирита.
					400	Мерзлы светло-серовато-зеленые, плотные, глинистые, с обломками фауны, с включением тонкозернистого пирита.
Н	Верхний альбский - К.а1.	Средний альбский - К.а1.	Самый нижний - К.а1.	440	Глины серые, серовато-белые, средней пластичности, с включениями пирита, с обломками фауны.	
				480	Мерзлы светло-серовато-зеленые, плотные, с обломками фауны, с включением кристаллического пирита.	
				520	Мел белый, иногда со слабым зеленоватым оттенком, плотный пышный, с включением обломков фауны.	
				560	Мерзлы светло-серовато-зеленые, плотные, с включениями обломков фауны, с включением кристаллического пирита.	
				600	Мерзлы темно-серовато-зеленые, плотные, креветки, известняки, с остатками фауны, фарингиферы и пещицы, с включением кристаллического пирита.	
				640	Мерзлы темно-серовато-зеленые, алевритово-глинистые, креветки с включением фауны, фарингиферы пещицы и пирита.	
				680	Глины алевритовые, карбонатные, с прослоями серовато-серого песка с мелкими обуглившимися растительными остатками и фауны аммонитов и пещицы.	
				720	Глины алевритовые, карбонатные, с прослоями серовато-серого песка с мелкими обуглившимися растительными остатками и фауны аммонитов и пещицы.	
				760	Пески зеленовато-серые, мелкозернистые, слоистые, слабоблуживые, пыльные, с прослоями и ревом песчаных глины и песчанки.	
				800	Глины серые, темно-серые, рево зеленовато-серые, алевритовые, местами тонкозернистые и пыльные.	
О	Верхний альбский - К.а1.	Средний альбский - К.а1.	Самый нижний - К.а1.	840	Песчанки серые, мелкозернистые, слоистые, креветки, с глинисто-карбонатным цементом.	
				880	Переслаивание песков и глины.	
				920	Пески серые, светло-зеленовато-серые, мелкозернистые, слоистые, местами с тонкими (0,1-1) глины.	
				960	Глины темно-серые, серые, песчанки-алевритовые, плотные, местами с прослоями прослоями алевритов, редко с прослоями до 5см, серовато-бурого цвета.	
				1000	Переслаивание песков и глины.	
				1040	Пески серые, светло-зеленовато-серые, мелкозернистые, слоистые, местами с тонкими (0,1-1) глины.	
				1080	Глины темно-серые, почти черные, алевритовые, карбонатные, с прослоями и кристаллами серовато-серого алеарита, слюды и растительного детрита, с включением обломков фауны, аммонитов, пещицы и астролоид.	
				1120	Среду глины отмечаются прослойки песка, мерзлы, известняки и песчанки.	
				1160	Пески светло-зеленовато-серые, мелкозернистые слабо уплотненные, с включениями серой глины, аэролита и обуглившимися растительными остатками.	
				1200	Песчанки серые, мелкозернистые, креветки с неровным изломом, на глинисто-карбонатном цементе.	
К	Верхний альбский - К.а1.	Средний альбский - К.а1.	Самый нижний - К.а1.	1240	Глины темно-серые почти черные, плотные, слабо алевритовые, слабо слоистые, местами карбонатные, с неровным, чаще раковистым изломом, местами тонкозернистые, с включением большого количества обломков пещицы и астролоид, редких мелких обуглившимися растительными остатками.	
				1280	В основании яруса базальный горизонт пески зеленовато-серые, мелкозернистые, рыхло с прослоями выветрившейся глины.	
				1320	Глины, песчанки глинистые.	
				1360	Глины песчаные, карбонатные.	
				1400	Глины зеленые, светло-зеленые, плотные, слабослюдястые с включениями обломков фауны.	
				1440	Глины зеленовато-серые, плотные, песчаные, карбонатные.	
				1480	Мерзлы глинистые, светло-зеленые, плотные, слабослюдястые с включениями обломков фауны.	
				1520	Глины зеленовато-серые, плотные, песчаные, карбонатные.	
				1560	Глины серые, зеленовато-серые, плотные, песчаные, слабослюдястые, с редким включением рыбьей чешуи и кристаллов пирита.	
				1600	Известняки белые и серовато-белые, криноидно-красные, с редким включением глинистых, светло-зеленовато-серые, крепкие песчаные, с обломками фауны, криноидов пирита.	
Ю	Верхний альбский - К.а1.	Средний альбский - К.а1.	Самый нижний - К.а1.	1640	Глины, пески и алеариты зеленовато-серые, плотные, алевритовые, слоистые, карбонатные с мелкими слюды и растительного детрита.	
				1680	Верхняя часть, представляющая глины серые с зеленоватым оттенком, плотными, песчаными, карбонатными.	
				1720	Нижняя - переслаиванием мерзлы, известняки и доломиты, серовато-зеленые и темно-серые, плотные, очень крепкие с прослоями. В кровле отмечены яры кровет (пещицы) сероватости.	
				1760	Песчанки серые и пещицы, мелкозернистые, крепко сцементированные, известняки, слюды известняки с мелкими прослоями плотной глины, в кровле с обломками аммонитов. Пещицы серые мелкозернистые.	
				1800	Верхняя часть: Известняки серые, темно и светло-серые, кремневые, тонко и мелко зернистые с ровным изломом, креветки, в верхней части доломитовые с зеленоватым оттенком.	
				1840	Нижняя часть: Мерзлы темно-серые, местами алевритовые, глинистые, в верхней части с обломками аммонитов, с включениями прослоями (до 0,5м) известняка серого, тонкозернистого, крепкого.	
				1880	Глины серые, зеленовато-серые, плотные, слоистые, с растительными остатками и прослоями песчанки, в верхней части с мелкозернистыми прослоями известняка и мерзлы.	
				1920	Алеариты серые и темно-серые, иногда песчаные, не имеют тонкозернистые с глянцевитой оплывающей, или массивные слюды слоистые с рассеянными мелкими обуглившимися растительными детритами, плотные, крепкие с реакциями краями, в воде не размокает.	
				1960	Среду алеаритов преобладают неолитовые.	
				2000	Пески алеаритовые, серые и темно-серые, от крупного до мелкозернистых (преобладают последние) на глинисто-карбонатном цементе, плотные, крепкие, средней крепости и рыхлые (наполненные), местами слюды слоистые, рево с тонкими обуглившимися растительными детритами.	
С	Верхний альбский - К.а1.	Средний альбский - К.а1.	Самый нижний - К.а1.	2040	Алеариты темно-серые, массивные с порубаностями или ровным изломом, с реакциями краями, плотные, крепкие, в воде не размокает. В нижней части разреза с единичными сульфидными прослоями.	
				2080	Черноватые алеаритовые, плотные глины, алеариты и песчанки с прослоями и включениями (мелкозернистые от 5 до 30м) песка. В разрезе встречаются прослои бурого угля и сибирита.	
				2120	Алеариты темно-серые, слоистые, плотные, крепкие. Пески и песчанки серые, темно-серые, зеленовато-серые, буровато-серые, желтые и среднезернистые, глинистые, слюды с угловатыми растительными детритами, местами с прослоями черного известняка бурого угля.	
				2160	Песчанки на глинисто-карбонатном цементе, крепкие.	
				2200	Глины темно-серые, буровато-серые, темно-бурые, плотные, песчаные, слоистые, неавестняки, слоистые с включением обуглившимися растительными остатками.	
				2240	Глины темно-серые, буровато-серые, темно-бурые, плотные, песчаные, слоистые, неавестняки, слоистые с включением обуглившимися растительными остатками.	
				2280	Глины темно-серые, буровато-серые, темно-бурые, плотные, песчаные, слоистые, неавестняки, слоистые с включением обуглившимися растительными остатками.	
				2320	Глины темно-серые, буровато-серые, темно-бурые, плотные, песчаные, слоистые, неавестняки, слоистые с включением обуглившимися растительными остатками.	
				2360	Глины темно-серые, буровато-серые, темно-бурые, плотные, песчаные, слоистые, неавестняки, слоистые с включением обуглившимися растительными остатками.	
				2400	Глины темно-серые, буровато-серые, темно-бурые, плотные, песчаные, слоистые, неавестняки, слоистые с включением обуглившимися растительными остатками.	



Приложение В – Схема корреляции скважин продуктивных неокомских отложений



Приложение Г – Тектоническая схема юго-восточной части Прикаспийской впадины

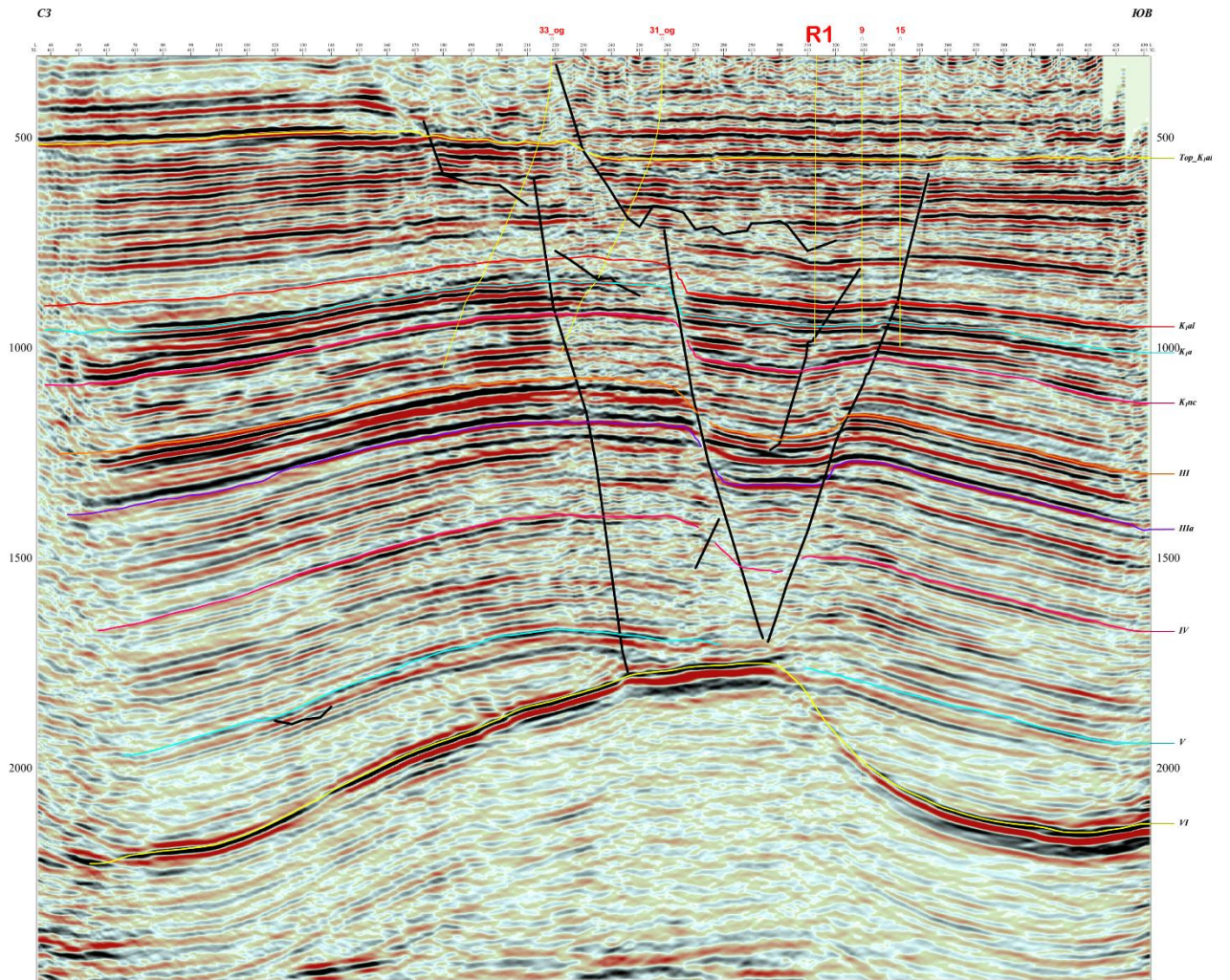


- локальные структуры;
- месторождения нефти и газа;

Контурь:

- тектонических валов;
- сводов, поднятий и прогибов;
- Астраханско-Актюбинской зоны поднятий;
- региональные сбросы;
- надвиги;

Приложение Д – Сейсмический профиль R1

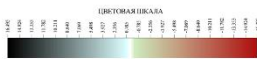


УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

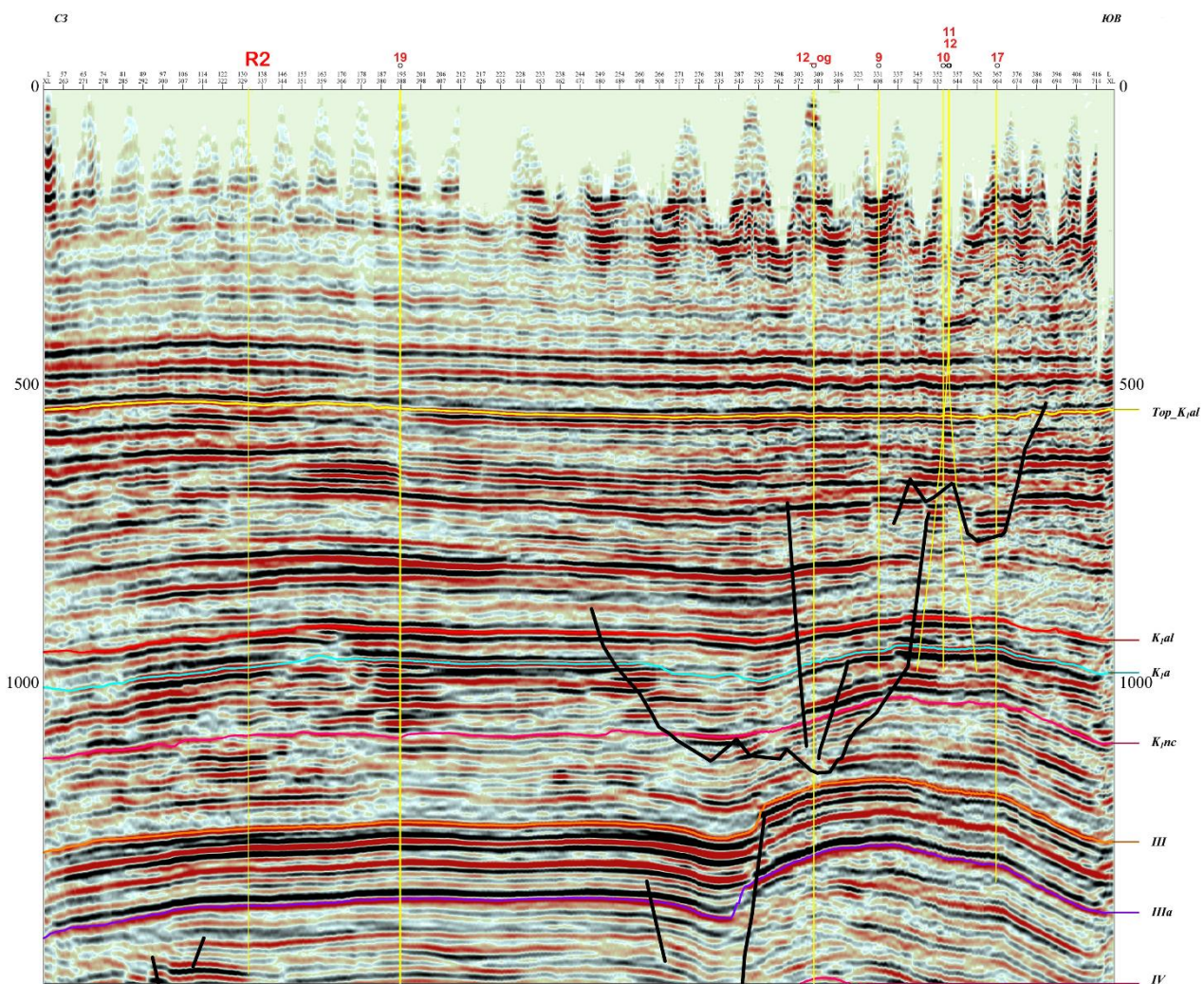
R1
▲ - складка
/ - тектонические нарушения

Отражающие горизонты:

— Top_Kal	— III	— VI
— Kal	— IIIa	
— Kpc	— IV	
	— V	



Приложение Е – Сейсмический профиль R2



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

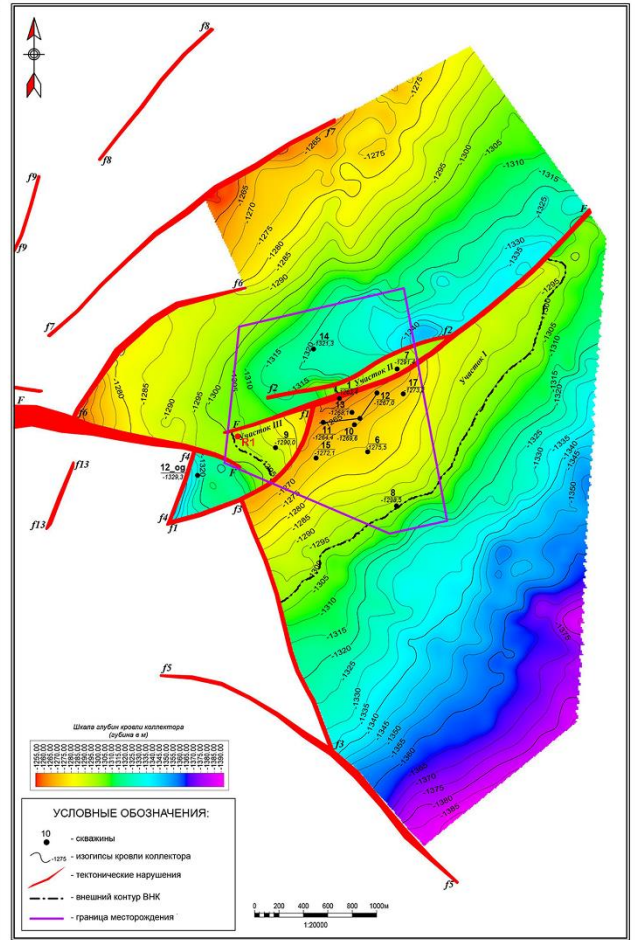
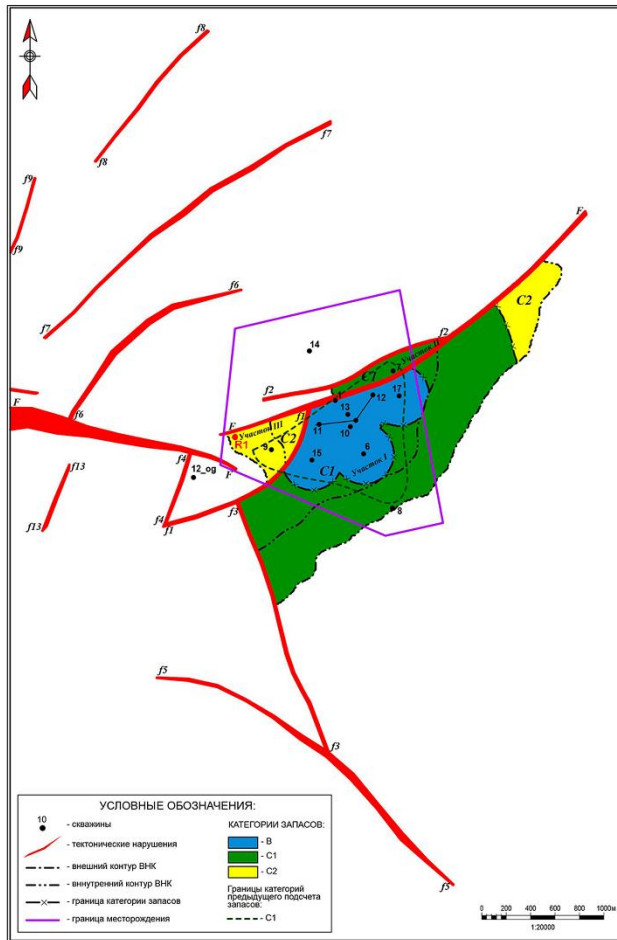
▲ - скважина
/ - тектонические нарушения

Отражающие горизонты:

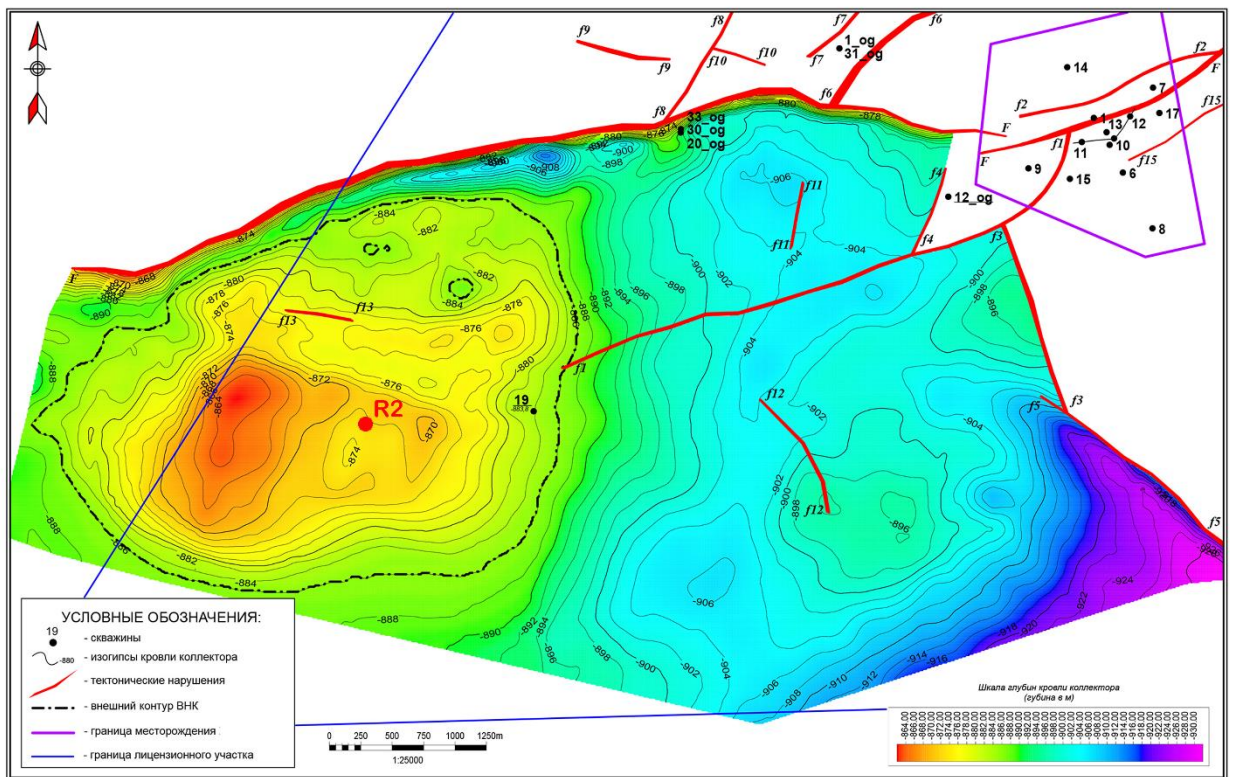
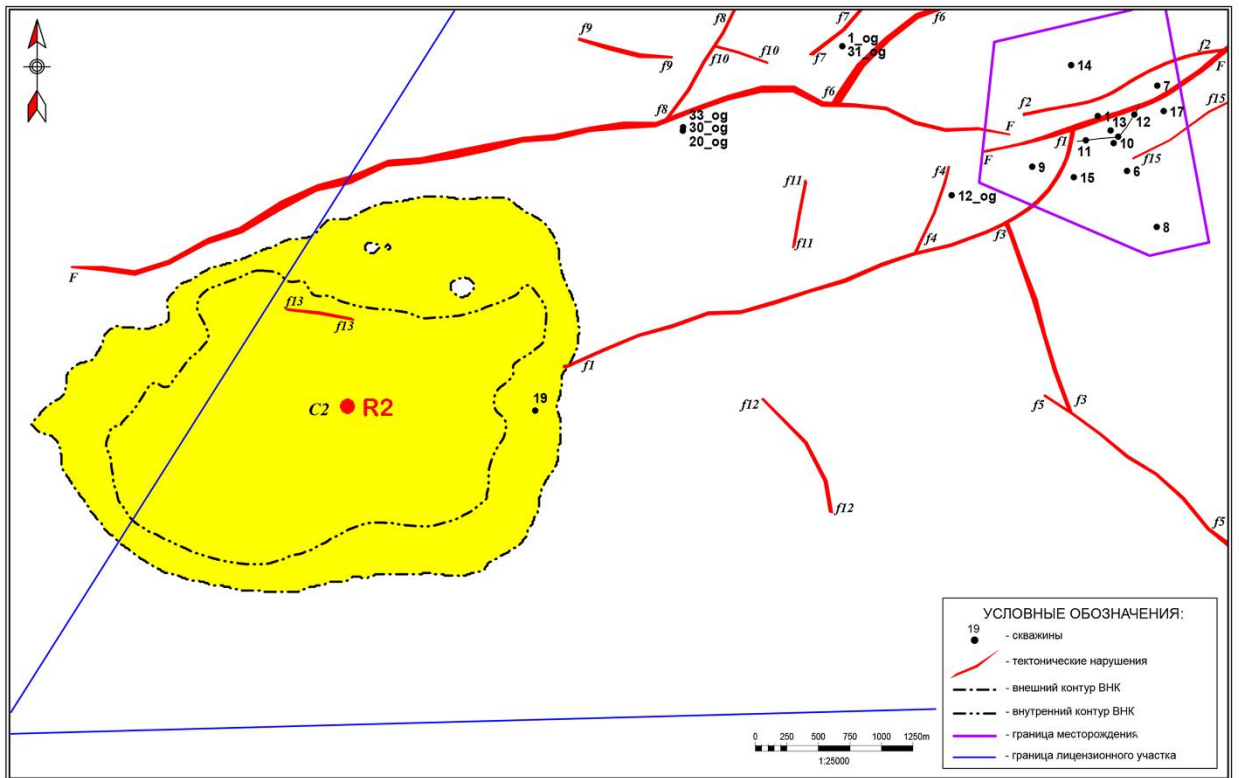
- Top_K1al	- III	- VI
- K1al	- IIIa	- V
- K1a	- IV	
- K1bc		



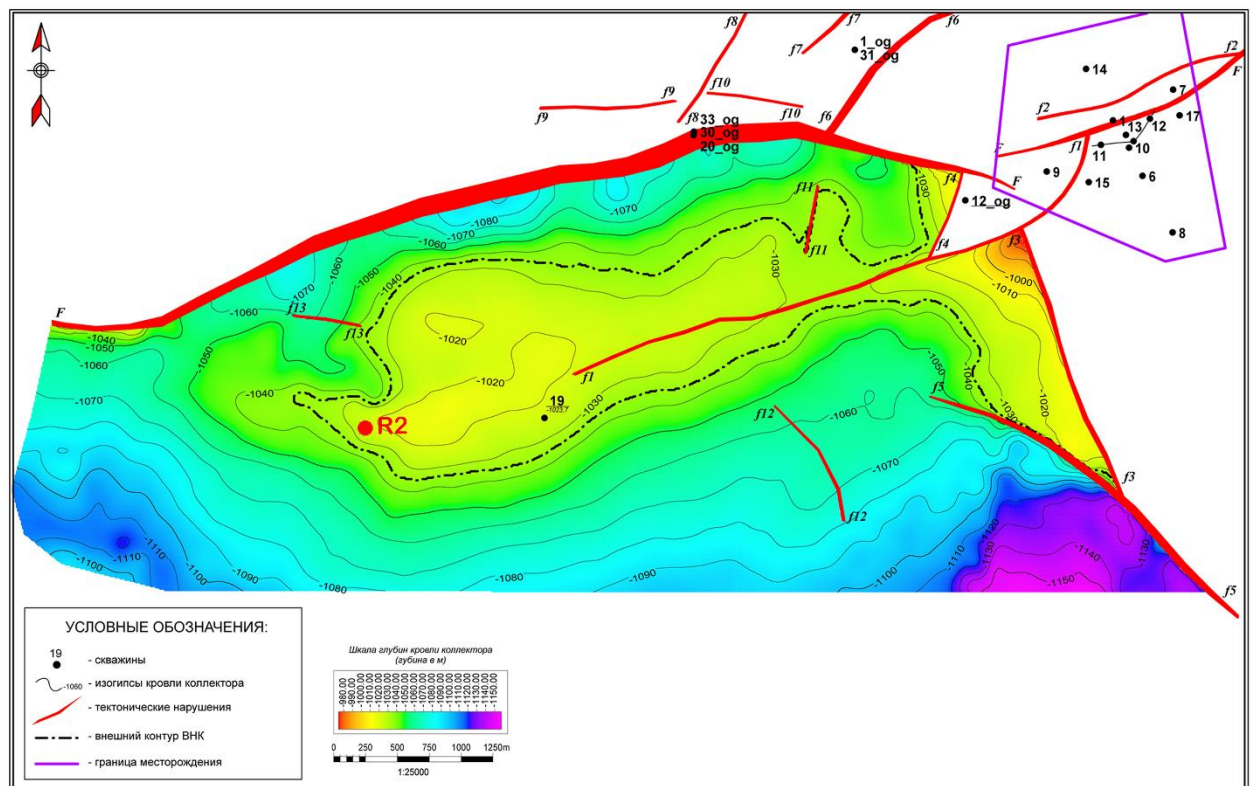
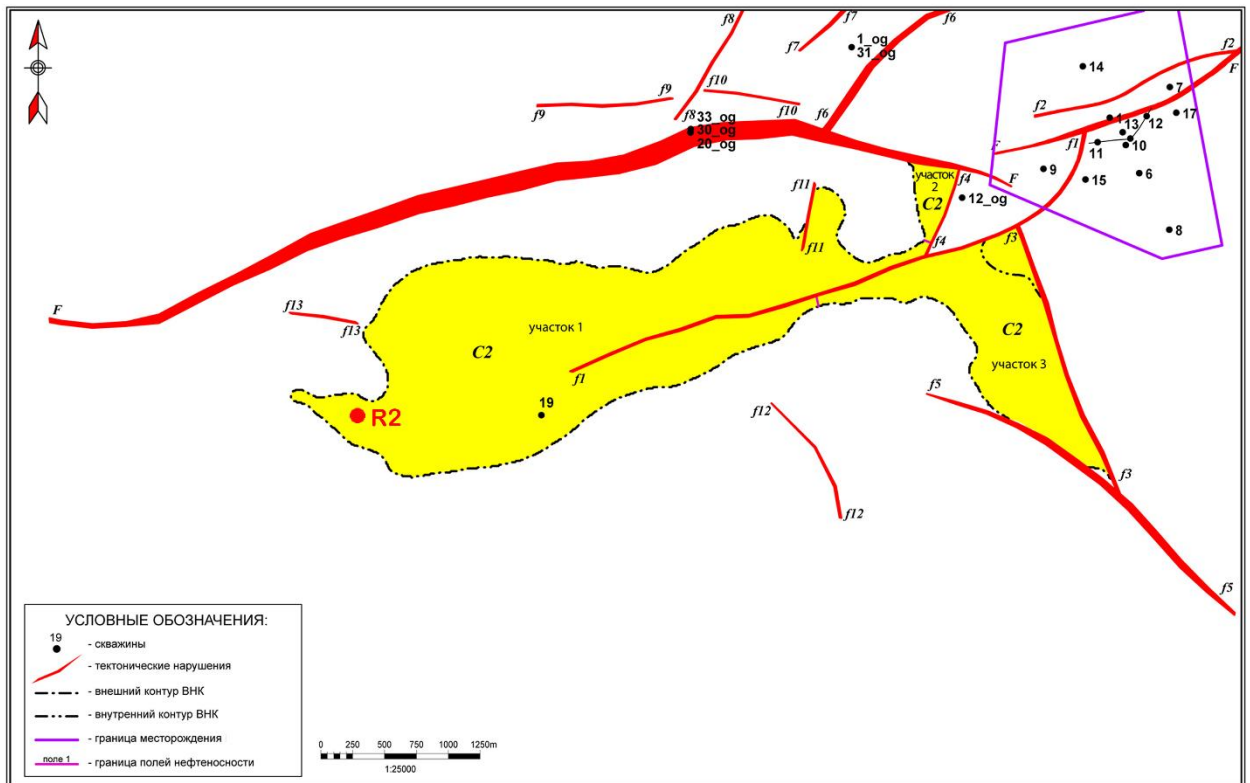
Приложение Ж – Подсчетный план и структурная карта Восточного блока месторождения Береговое. Продуктивный горизонт К1а



Приложение 3 – Подсчетный план и структурная карта Западного блока месторождения Береговое. Продуктивный горизонт К1а1 1-2



Приложение И – Подсчетный план и структурная карта Западного блока месторождения Береговое. Продуктивный горизонт К1а1 2



Приложение К – Основные технико-экономические показатели

№	Показатели	Расчетная единица	Количество
	Количество планируемых скважин	Скв.	2
	Средняя планируемая глубина скважины	П.м.	1550
	Общий объем бурения	П.м.	3100
	Ожидаемый прирост запасов по нефти	т	3 349 461,53
	Прирост ожидаемых запасов на 1 п.м. проходки	т/п.м.	1 080,47
	Прирост ожидаемых запасов на 1 скважины	т/скв	1 674 730,76
	Стоимость 1 м строительства скважины	КЗТ	300 000
	Стоимость строительства 1 скважины	КЗТ	465 000 000