

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский Национальный Исследовательский Университет
имени К.И. Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела имени К. Турысова

Кафедра Геология нефти и газа

Қарабаянова Л. М.

Интерпретация геолого-геофизических данных и построение трехмерной геологической модели на месторождении Табыс юга Прикаспийской впадины

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

Специальность 5В070600 - Геология и разведка месторождений полезных ископаемых

Алматы 2020

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
Казахский Национальный Исследовательский Университет
имени К. И. Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела им. К. Турысова
Кафедра Геология нефти и газа

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой Геологии Нефти и Газа

Доктор PhD, Ассоциированный профессор

Подписано цифровой

Енсепаев Т. А.

подписью: Енсепаев Т. А.

Дата: 2020.05.19 11:59:42

+06'00'

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

На тему: «Интерпретация геолого-геофизических данных и построение
трехмерной геологической модели на месторождении Табыс юга
Прикаспийской впадины»

по специальности 5В070600 - Геология и разведка месторождений
полезных ископаемых

Выполнила

Карабаянова Л. М.

Рецензент

Кандидат геолого-
минералогических наук

Доцент

 Парагульгов Т. Х.

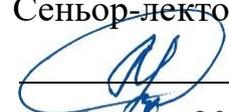
«19» мая 2020 г

Научный руководитель

Кандидат геолого-

минералогических наук

Сеньор-лектор

 Узбекгалиев Р. Х.

«19» мая 2020 г

Алматы 2020

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский Национальный Исследовательский Университет
имени К. И. Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела имени К. Турысова

Кафедра Геология нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой Геологии Нефти и Газа
Доктор PhD, Ассоциированный профессор

_____ Енсепбаев Т. А.

Подписано цифровой
подписью: Енсепбаев Т.А.
Дата: 2020.05.19 12:00:10
+06'00'

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Обучающейся Қарабаяновой Лейле Маратқызы

Тема: «Интерпретация геолого-геофизических данных и построение трехмерной геологической модели на месторождении Табыс юга Прикаспийской впадины»

Утверждена приказом ректора университета №762-б от «27» января 2020 г.

Срок сдачи законченного проекта: 18 мая 2020 г.

Исходные данные к дипломной работе:

Краткое содержание дипломной работы: Построение трехмерной геологической модели на блоке месторождения Табыс на основе прокоррелированных и интерпретированных данных с последующим подсчетом начальных запасов нефти и газа.

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекте вопросов:

- а) Геологическое строение района;
- б) Нефтегазоносность комплексов и типы ловушек в осадочном чехле;
- в) Корреляция и интерпретация временных профилей;
- г) Построение трехмерной геологической модели;
- д) Подсчет запасов.

Рекомендуемая основная литература: из 10 наименований – 6:
Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран (Каламкаргов Л.В.); Особенности формирования природных резервуаров палеозойских отложений Прикаспийской впадины и оценка перспектив их нефтегазоносности (Абилхасимов Х.Б.); О нефтегазовом потенциале надсолевых отложений юга Прикаспийской впадины (Воцалевский Э.С.); Геологическое 3D моделирование (Закревский К.Е.) и т.д.

ГРАФИК
подготовки дипломной работы

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки предоставления научному руководителю	Примечание
Общие сведения о месторождении	28.03.2020	
Геологическое строение района:	28.03.2020	
Построение трехмерной геологической модели:	05.05.2020	
Подсчет начальных геологических запасов	10.05.2020	

ПОДПИСИ

консультантов и нормконтроллера на законченную дипломную работу с указанием относящихся к ним разделов работы

Наименование разделов	Консультанты, И.О.Ф. (ученая степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Общие сведения о месторождении	Узбекгалиев Р. Х., к.г.м.н., сениор-лектор	16.05.2020	
Геологическое строение района	Узбекгалиев Р. Х., к.г.м.н., сениор-лектор	16.05.2020	
Построение трехмерной геологической модели	Узбекгалиев Р. Х., к.г.м.н., сениор-лектор	16.05.2020	
Подсчет начальных геологических запасов	Узбекгалиев Р. Х., к.г.м.н., сениор-лектор	16.05.2020	
Нормоконтроллер	Санатбеков М. Е., м.т.н., ассистент	17.05.2020	

Научный руководитель

 Узбекгалиев Р. Х.

Задание принял к исполнению обучающийся

 Карабаянова Л. М.

Дата

«27» января 2020г.

АННОТАЦИЯ

Дипломная работа посвящена построению трехмерной геологической модели месторождения Табыс и подсчету запасов нефти и растворенного в ней газа. В работе описаны геолого-геофизическая изученность, литолого-стратиграфическая характеристика и тектоника месторождения Табыс, выделены основные нефтегазоносные комплексы и типы ловушек нефти и газа.

В практической части работы для выявления продуктивных пластов была проведена корреляция шести основных отражающих горизонтов и выполнена интерпретация полученных данных с целью определения тектонических и стратиграфических особенностей блока. Для построения геологической модели был произведен расчет кубов пористости, проницаемости и нефтенасыщенности.

АНДАТПА

Дипломдық жұмыс Табыс кен орнының үш өлшемді геологиялық моделін құруға және мұнай және онда ерітілген газ қорларын есептеуге арналған. Өнімді қабаттарды анықтау үшін алты негізгі шағылыстырғыш қабаттарды өзара байланыстылығы жүргізілді және блоктың тектоникалық және стратиграфиялық ерекшеліктерін анықтау мақсатында алынған мәліметтерді түсіндіру жүргізілді. Геологиялық үлгіні құру үшін кеуектілік, өткізгіштігі және мұнайға қанықтығы кубтарының есебі жүргізілді.

Жұмыста Табыс кен орнының геологиялық-геофизикалық зерттелуі, литолого-стратиграфиялық сипаттамасы және тектоникасы сипатталған, Мұнай және газ ұстағыштарының негізгі мұнай-газ кешендері мен типтері көрсетілген. Жұмыстың практикалық бөлігі ретінде уақытша профильдердің жарты жүзінен тұратын тор бойынша алты шағылыстырғыш қабаттарды өзара байланыстылығы жүргізілді және кен орнының бастапқы қорларын есептей отырып, үш өнімді қабаттардың геологиялық үлгілері салынды.

ANNOTATION

The thesis is devoted to the construction of a three-dimensional geological model of the Tabys field and oil and gas volumetric calculations. The graduate work describes state of geological and geophysical exploration, lithological and stratigraphic characteristics and tectonic geology of the Tabys field, identifies the main oil and gas complexes and types of oil and gas traps.

Correlation of six main reflecting horizons was carried out to identify productive formation and obtained data were interpreted in order to determine the geotectonic and stratigraphic features of the block as a practical part of the work. Porosity, permeability, and oil saturation cubes were calculated in order to build a geological model.

СОДЕРЖАНИЕ

	Ведение	8
1	Общие сведения о месторождении	9
2	Геологическое строение района	10
2.1	Геолого-геофизическая изученность.	10
2.2	Литолого-стратиграфическая характеристика.	11
2.3	Тектоника	15
2.4	Нефтегазоносность	18
2.4.1	Размещение залежей нефти и газа	18
2.4.2	Типы ловушек в чехле	20
3	Построение трехмерной геологической модели	21
3.1	Данные по скважинам и отбору керна на месторождении Табыс	22
3.2	Интерпретация ГИС данных	23
3.3	Корреляция и интерпретация временных горизонтов 2Д куба	26
3.4	Выделение продуктивных пластов для построения геологической модели	30
3.5	Построение структурных карт по кровле продуктивных пластов K1br, Upper_PT и PT	31
3.6	Обоснование объемных сеток параметров модели	32
3.7	Построение литологической модели и распределения фильтрационно-емкостных свойств	32
4	Подсчет начальных геологических запасов	37
	Заключение	40
	Перечень сокращений	42
	Список использованной литературы	43
	Приложение А - Геологический разрез Северо–Бузашинской зоны	45
	Приложение Б - Геологический разрез Каратон-Тенгизской зоны	46
	Приложение В - Схематические разрезы Мезозойских отложений прилегающих районов Прикаспийской впадины	47
	Приложение Г - Расположение древних массивов фундамента и линейных зон дислокаций	48
	Приложение Д - Структурная схема венд-раннепалеозойского комплекса (П4)	49
	Приложение Е - Структурная схема эйфельско-раннераннефранского комплекса (П3)	50
	Приложение Ж - Структурная схема франско-башкирского комплекса – (П2)	51
	Приложение З - Сеть временных профилей на месторождении Табыс	52

Приложение И - Корреляция основных отражающих горизонтов и разломов на профиле №32	53
Приложение К - Геологический разрез по профилю №31 с элементами миграции УВ	54
Приложение Л - Структурная карта по кровле продуктивного пласта K1br	55
Приложение М - Структурная карта по кровле продуктивного пласта Upper_PT	56
Приложение Н - Структурная карта по кровле продуктивного пласта PT	57
Приложение О - Области построения модели K1br и PT+Upper_	58
Приложение П - Сейсмические структурные карты по K1br и PT	59
Приложение Р - Куб пористости по геологической модели K1br	60
Приложение С - Куб проницаемости по геологической модели K1br	61
Приложение Т - Куб нефтенасыщенности по геологической модели PT + Upper_PT.	62
Приложение У - Итоговые трехмерные геологические модели по продуктивному пласту PT + Upper_PT	63

ВЕДЕНИЕ

В последние десятилетия научно-технический прогресс оказывает значительное влияние на многие сферы профессиональной деятельности, включая геологоразведочную область. Невозможно представить современный процесс поиска или разведки месторождений полезных ископаемых, включая нефть и газ, без таких операций, как 2Д, 3Д и более того, 4Д сеймика, новейшие геофизические исследования скважин, проводимые даже в труднодоступных районах всего земного шара. Актуальность выбранной темы дипломной работы обусловлена значимостью вклада новейших программ, устройств, технических разработок в развитие нефтегазовой сферы и открытия новых месторождений или поиска более глубоких горизонтов в ранее разведанных и эксплуатируемых месторождениях.

Не вызывает сомнения тот факт, что новейшие разработки в поиске и разведке нефтегазовых месторождений позволяют автоматизировать и значительно упростить многие процессы и стадии поиска и разведки нефтегазоперспективных структур. Более того, детальная геофизическая интерпретация, построение полноразмерных 3Д моделей месторождений и мгновенный подсчет запасов, а также сопоставление различных данных стали обыденным рабочим процессом для специалистов в последнее десятилетие благодаря таким современным программным обеспечениям, как «Petrel», «Geographix» и другие.

Объектом исследования является месторождение Табыс, расположенное на северо-западе Казахстанского сектора Каспийского моря.

Предметом исследования являются геолого-геофизические данные исследуемого участка, по которым выделяются нефтегазоносные горизонты структуры, интерпретируются сейсмические временные профили и проводится построение трехмерной модели с детально проработанной стратиграфией и тектоникой.

Цель данной работы – подробная литолого-стратиграфическая и тектоническая характеристика, описание нефтегазоносности, а также наглядная демонстрация последовательного исследования месторождения Табыс в виде интерпретации геологических и геофизических данных по участку с построением трехмерной модели месторождения.

По моему мнению, данная дипломная работа не только позволяет закрепить теоретические знания, полученные в университете, но и продемонстрировать умение применять их на практике. Теоретической и практической основой для исследования являются геолого-геофизические данные, полученные при морских сейсморазведочных работах МОГТ (метод общей глубинной точки) 2Д ТОО «ГеоЭнерджи Групп». Практическая часть работы была выполнена в программном обеспечении «Petrel», разработанном компанией «Schlumberger». Данная дипломная работа состоит из введения, 3 глав, заключения и списка используемой литературы.

1 Общие сведения о месторождении

Исследуемый участок расположен на северо-западе Казахстанского сектора Каспийского моря (КСКМ). Участок находится приблизительно в 25 км северо-западнее месторождения Каламкас-Море, в 50 км юго-западнее нефтяного месторождения Кашаган и в 125 км юго-восточнее Астраханского газоконденсатного месторождения (Рисунок 1). Расстояние от центра участка до берега - 90 км, до порта Атырау - 160 км на северо-восток. Глубина воды – 3,5-9 метров.

Блок располагается в пределах Карпинско-Бузачинской зоны надвигов по отложениям палеозоя, вблизи северной границы с другим крупным геотектоническим элементом - Прикаспийской впадиной. Перспективы нефтегазоносности связываются со структурами в осадочных мезозойских (в первую очередь юрских) отложениях, располагающихся над надвиговой зоной и подстилающим дислоцированным палеозойским комплексом.

В пределах Карпинско-Бузачинской зоны надвигов нефтяные месторождения в палеозойских отложениях по настоящее время не выявлены. В тоже время хорошо известны нефтяные месторождения в мезозойских (юрских и меловых) отложениях над поднятиями зоны надвига полуострова Бузачи (Каламкас, Каражанбас, Бузачи), геологические запасы каждого из которых достигают 200-500 млн.т. при глубине залегания до 900м. В последнее время промышленные залежи нефти и газа в мезозойских отложениях установлены на участке Каламкас-Море, геологические запасы нефти которой оцениваются в 200млн.т

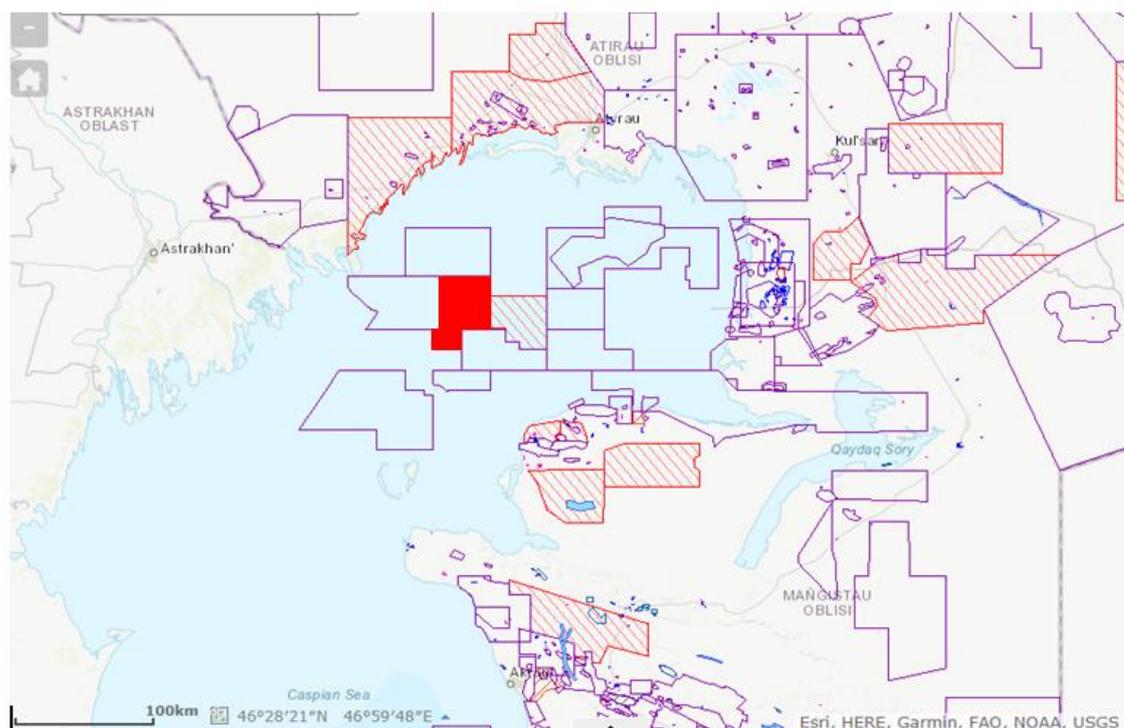


Рисунок 1 - Обзорная карта северной части шельфа Каспийского моря. Исследуемый блок выделен красным цветом

2 Геологическое строение района

2.1 Геолого-геофизическая изученность

До начала 1990-х годов геологоразведочными работами изучена восточная, сухопутная часть Песчаномысско-Ракушечного поднятия, в результате установлена продуктивность отложений юры, триаса, палеозоя и выяснено, что значительная часть названного поднятия простирается в акваторию Каспийского моря.

В 1994-1996 гг. Международным консорциумом «Казахстанкаспий-шельф» были выполнены сейсморазведочные работы МОГТ в казахстанском секторе акватории Каспийского моря, по результатам которых была выявлена структура.

В 2004 году была проведена переобработка и переинтерпретация данных по временным профилям на нефтегазоперспективных участках в Каспийском секторе, где расположены такие пограничные участки, как Махамбет, Жетысу, Жамбыл, Сатпаев с привязкой к разведочной скважине Каламкас-море-1. Данные по всем проведенным сейсморазведкам различных лет не только не расходятся друг с другом, но и доказывают наличие локальных структур.

Участок изучен аэромагнитной съемкой в масштабе 1:100000 в 1986-87 годах. Точность аэромагнитной съемки $\pm 1-2,3$ нТл, точность плановой привязки 17-25 м. По результатам работ составлены карты магнитного поля сечением 5 нТл.

В 2011г. была выполнена морская сейсморазведка 2Д в объеме 1200 пог.км полнократной сеймики из которых 992 пог.км было отработано донной косой и 208 пог. км. плавающей косой.

В нижнем мелу (барремский ярус) и средней юре (келловейский ярус) были отобраны два образца керна с содержанием углеводородов для определения характеристик коллектора. Кроме того, в средней юре (ааленский ярус) была отобрана одна проба стратиграфического керна. Нижнемеловой коллектор имеет эффективную продуктивную толщу в 14 м с пористостью более 30% и проницаемостью, близкой к дарси, откуда были отобраны образцы методом диффузионного извлечения (МДИ). В отличие от данного коллектора, среднеюрский коллектор был очень плотным, и отбор образцов МДИ был безуспешным.

В пермо-триасе были обнаружены песчаниковые и известняковые коллекторы. Песчаниковый коллектор имеет эффективную продуктивную толщу в 6 м, откуда были отобраны пробы нефти методом МДИ, тогда как в известняковых коллекторах не получилось отобрать пробы даже с использованием пробора МДИ с двойным пакером в связи с битумным характером коллектора.

2.2 Литолого-стратиграфическая характеристика

Северная часть прибрежной зоны Каспийского моря в течении длительного геологического времени формировалась в качестве крупной области опускания, что, в свою очередь, повлекло за собой образование мощной толщи осадочного чехла. Морские отложения занимают свыше 90% разреза, среди них карбонатных пород 20 — 25% [1]. На морской части Бузачинского вала пробурены скважины на структурах Каламкас-Море, Хазар, Ауэзов вскрывшие отложения мезозоя, аналогичные разрезам суши, разрез вала продемонстрирован в Приложении А.

Наглядное представление о строении осадочного чехла дает геологический разрез в Приложении Б, протягивающийся вдоль восточного побережья моря с севера на юг. На севере шельфа Каспийского моря фундамент опущен на 7,5-14 км, участок относится к Прикаспийской впадине [2]. Отложения девонского возраста являются наиболее древними, которые были вскрыты при бурении скважин. Тем не менее, в Прикаспийской впадине выделяются отложения ордовика и силура.

Нижнепалеозойские отложения (PZ)

Если в бортовых частях мощность додевонских отложений составляет 100-150 м, то в центральной части она увеличивается до 5-6 км. Карбонатные и терригенные морские отложения ордовикского возраста (O) выявляются в северной и западной прибортовой зоне Прикаспийской впадины. По итогам интерпретации сейсморазведки мощность отложений на юге (в районе Тенгизе) составляет 2-2,5 км и возрастает на юге до 3-3,5 км. На западе ордовикские отложения имеют мощность до 500 м, но ближе к Астраханскому своду возрастает до 3 км. По итогам ГИС ожидается терригенный и карбонатный состав комплекса. Прогнозируется, что эффузивные отложения составляют значительную часть разреза, до 30%. Такие выводы были сделаны на основании анализа магнитного поля [3].

Девонская система (D)

Как уже было сказано ранее, данный комплекс является самым древним среди вскрытых скважинами. В девонский период преобладали морские условия седиментации. Породы терригенных потоков накапливались в области Южно-Эмбенского поднятия в позднедевонском отделе (D₁), вследствие выноса с возвышенностей Северного Устюрта. Среди отложений данного возраста наиболее распространены аргиллиты сероцветной, реже пестроцветной окраски, чередующиеся с гравелит-песчано-алевролитовыми породами грауваккового состава. Общая мощность вскрытых отложений превышает 1500 м [3].

В позднедевонское время началось образование внутривассейновых карбонатных платформ и прилегающих к ним депрессионных зон (Кашаган, Королевская, Тенгиз, Каратон, Астрахань) в северном районе Каспийского шельфа. Мощность карбонатных отложений девонского возраста на Тенгизе по данным сейсморазведки составляет не менее 1,6 км, но уменьшается до 1-1,3 км

в районе Кашагана. Толщина девонского комплекса составляет не менее 2 км на границе Бузачинского поднятия.

На полуострове Бузачи в интервале от 5100 до 5432 м вскрыт комплекс, в котором преобладают темно-серые аргиллиты, алевролиты, пропласты глинистых известняков и органогенно-обломочные известняки (они состоят из обломков криноидей, брахиопод, кораллов).

Каменноугольная система (С)

Морская обстановка осадконакопления на юге Прикаспийской впадины сохранилась и в каменноугольный период, при этом началось деление области на карбонатные платформы и депрессионные зоны. При этом количество органогенных построек значительно сократилось. На территории Южно-Эмбенского поднятия началось формирование поздневизейского (С_{1v}) карбонатного шельфа, переходящего во впадину в депрессионные отложения с резким перепадом толщин. Южно-Эмбенская карбонатная платформа на северо-западе обрывалась, не доходя до поднятия Южное.

По итогам интерпретации сейсморазведки была определена мощность каменноугольных карбонатных отложений, она достигает 1,3-2 км. В районе Астраханского поднятия под кунгурской солью обнаружены известняки башкирского яруса (С_{2b}) мощностью до 300м. Отложения нижнекаменноугольного возраста в основном состоят из шельфовых светло- и темно-серых, органогенно-обломочных известняков, толщина которых достигает до 1300 м.

Для отложений каменноугольного возраста в районе Бузачи свойственно распространение карбонатно-глинистых пород, наличие магматических пород среднего состава, сильная тектоническая деформация пород, из-за чего коллекторы отсутствуют. Начальные условия седиментации были сравнительно глубоководные, они усугублялись процессами магматизма и привноса пирокластического материала.

Также здесь наблюдаются карбонатные мелководные обломочно-органогенные породы, которые были преимущественно установлены в разрезах скважин на северном склоне поднятия Бузачи. Это позволяет выдвинуть предположение, что в каменноугольное время (визейский (С_{1v}) и московский (С_{2m}) ярусы) около Бузачинского поднятия имели место быть крупные карбонатные постройки, которые представляют значимый интерес для нефтепоисковых работ [3].

Пермская система (Р)

Период развития внутрибассейновых карбонатных платформ на стыке каменноугольного и пермского периода прослежен слабо. Отложения ассельского возраста (Р_{1a}) в районе поднятия Бузачи сложены аргиллитомергельной толщей с прослоями органогенных известняков. Известняки серого цвета, брекчиевидные, обломочные, органогенные, с детритом раковин фораминифер, брахиопод, члеников криноидей и остатков сине-зеленых водорослей [3].

Перекрываются отложения нижней перми (Р₁) галогенными породами

кунгурского яруса (P_{1k}), состоящими из филипповского горизонта и иреньской свиты. Филипповский горизонт сложен сульфатно-карбонатно-терригенными породами мощностью от 15 до 30 м, которая увеличивается вдоль бортовой зоны до 100-150 м. Иреньская свита сложена солью с прослоями ангидритов и реже доломитов и вследствие галокинеза формирует мощные соляные купола.

Соленосная толща выступает в качестве регионального флюидоупора. И только в области бессолевых мульд возможна миграция флюидов из подсолевых отложений в надсолевые [4]. В пределах Карпинско-Бузачинского вала соль по данным сейсморазведки прослеживается только в его северной части и в южном направлении выклинивается. На участке Табыс соль прослежена до самой южной его части, где она выклинивается. Это очень важно для оценки перспектив нефтегазоносности подсолевых отложений, поскольку там, где соль отсутствует, как правило, залежей в палеозойских отложениях нет.

Верхнепермские отложения (P_3) в рассматриваемом регионе слагают нижнюю часть надсолевого разреза. Из-за недостаточной изученности данных отложений расчленение единого комплекса, в основном представленного красноцветными песками и глинами, представляется трудной задачей.

Триасовая система (Т)

Разрез триаса южной части Прикаспийской впадины разделяется на три литолого-стратиграфических комплекса, соответствующих нижнему (T_1), среднему (T_2) и верхнему (T_3) отделам. Отложения нижнего триаса в основном состоят из континентальных красноцветных аргиллитов, песчаников и коричневых, зеленовато-серых алевролитов. Мощность комплекса в некоторых скважинах достигает 2-3 км, а по данным сейсморазведочных работ может достигать до 4 км [5].

Мощность среднего отдела составляет 250-300 м, при этом в нем группируются терригенно-карбонатные морские и континентальные пестроцветные терригенные отложения. В разрезе преобладают буроватые, коричневые глины, зеленовато-серые песчаники и мергели с прослоями алевролитов.

Континентальные отложения верхнего триаса представляют собой в основном серые глины, мелко- и среднезернистые песчаники, часто переходящие в гравелиты. Комплекс выполняет наиболее прогнутые мульды в доюрской эрозионной поверхности. Ему свойственны резкие колебания толщин, обычно составляющие 200-300 м, тогда как в отдельных мульдах они увеличиваются до 1300 м.

На Бузачинском поднятии вскрыты лишь раннетриасовые красноцветные отложения (Приложение В), которые сложены уплотненными и сильно дислоцированными аргиллитами с отдельными прослоями алевролитов и песчаников (мощностью до 2000 м). К западу от Бузачинского поднятия по данным морских сейсморазведочных работ развиты сокращенные разрезы нижнего триаса, иногда полностью выдающие из разреза, толщиной от 300 до 1000 м в наиболее прогнутых частях.

Юрская система (J)

Юрские, как и меловые, отложения имеют повсеместное распространение и содержат основные запасы УВ (углеводородов) мезозойского комплекса. Нижняя юра (J_1) представлена мощной (80-120м) толщей грубозернистых песчаников с прослоями глин, которая с угловым несогласием перекрывает подстилающие отложения. На своде Бузачинского поднятия нижняя юра не установлена.

Выше залегают среднеюрские породы (J_2) в составе ааленского (J_{2a}), байосского (J_{2b}), батского (J_{2bt}) и келловейского (J_{2k}) ярусов сложенные песчано-глинистыми отложениями с пропластками бурых углей. Они развиты повсеместно, увеличиваясь в толщине с севера на юг к преднадвиговому прогибу от 500 до 1200м (Прорва) и затем сокращаясь на Бузачинском своде до 600м, образуя при этом мощную толщу коллекторов.

Отложения перекрываются келловейскими глинами, глинисто-карбонатными породами оксфордского, киммериджского и титонского возрастов. Тем не менее, данные комплексы в районе Бузачинского поднятия отсутствуют [5]. Толщина верхней карбонатной части юры увеличивается с севера на юг от 100м на севере района до 200 и даже 300м южнее в районе Прорвы. Верхнеюрская толща совместно с келловейскими глинами формируют надежную покрывку для возможных структурных ловушек.

Меловая система (K)

Отложения нижнего мела (K_1) мощностью 450-550м с небольшим стратиграфическим перерывом залегают на породах юрского возраста. Так же как и разрез юры, разрез мела состоит из нижней терригенной и верхней карбонатной толщ, соответствующих нижнему и верхнему отделам системы. Неоком (K_{1b} - K_{1br}) мощностью до 200м сложен пластами песчаников, чередующимися с глинами иногда с прослоями известняков. Он перекрывается аптским ярусом (K_{1a}), преимущественно сложенным черными пластичными глинами, выступающими в качестве региональной покрывки.

Альб-сеноманские отложения (K_{2a} - K_{2s}), 350-400м, представлены песчаниками, песками и глинами с большей долей коллекторов, чем в неокоме. Толщина отложений карбонатного состава составляет от 250 до 600 метров, именно этот комплекс является мощной региональной покрывкой. На своде Бузачинского поднятия отложения верхнего мела полностью смыты. Тем не менее, исходя из данных сейсморазведки, они могут быть развиты в районе морской части Бузачинского вала.

Палеогеновая система (P)

Палеогенные отложения преимущественно состоят изморских глин, чаще всего карбонатных, с прослоями мергелей и глинистых известняков и развиты на всей рассматриваемой территории за исключением сводовой части Бузачинского поднятия. В южной части Прикаспийской впадины палеогеновые отложения сохранились от предакчагыльского размыва только в межкупольных мульдах. Толщина их превышает 600м (Прорва). В нефтегазоносном отношении палеоген интереса не представляет.

Неоген-четвертичные отложения (N-Q)

Верхняя часть осадочного чехла в основном представлена морскими неогеновыми и четвертичными комплексами мощностью до 700 м. Отложения неогенового возраста не прослеживаются в районе Бузачинского поднятия.

Мощность плиоценовых отложений составляет до 600 м, именно они имеют максимальное распространение на юге Прикаспийской впадины. Ими перекрываются разнообразные древние комплексы от кунгура до палеогена в районе междуречья Урала-Волги. Разрез сложен глинами с прослоями мергелей, известняков-ракушечников и в основании песчаников [5].

2.3 Тектоника

Территория участка включает в себя такие различные геотектонические элементы, как самую южную часть Прикаспийской синеклизы и Карпинско-Бузачинскую систему дислокаций. Первая входит в состав Восточно-Европейского кратона, а вторая – в состав Туранской плиты. Считается что граница между Скифской плитой на западе и Туранской - на востоке проходит по поперечному тектоническому нарушению трансформного типа, которое трассировалось западнее участка в районе площади Ю.Жамбай.

Исходя из позиции тектоники плит в конце палеозоя в результате горизонтальных перемещений произошло столкновение микроконтинентов юга, в итоге чего они примкнули к Восточно-Европейскому континенту. Карпинско-Бузачинская система дислокаций имеет характерное клиноформное строение за счет подъема поверхности подсолевых отложений на юг и погружения в этом же направлении подошвы карбонатных отложений девона, очень похожее на аккреционную призму [6].

Рассматриваемая система дислокаций образовалась в процессе закрытия южного фланга раннепалеозойского палеоокеана, фрагмент которого сохранился в виде Прикаспийской впадины. В силу особенностей данного сектора закрытие его происходило при субдукции океанической плиты под океаническую плиту со слабым проявлением среднего и основного магматизма. Такой же характер носило закрытие Уральского палеоокеана на восточном фланге Прикаспийской впадины, в то время как севернее закрытие этого океана происходило по типу субдукции океанической коры под континент с более активным проявлением тектонических процессов, вплоть до кислого магматизма [7].

Так же, как на востоке Прикаспийской впадины, на юге, благодаря подъему морского дна вследствие сжимающих усилий со стороны надвигающейся плиты, создаются благоприятные условия для формирования мелководно-морских карбонатных платформ. В обоих случаях масштабы развития карбонатных отложений во внешнем направлении не известны, поскольку здесь эти отложения оказались погребенными в толще сгуживающихся морских бассейновых образований.

В призме сгуживающихся отложений развиты самые разнообразные деформации пород, в первую очередь сильное смятие и разнообразные разрывные нарушения, преимущественно надвигового, взбросового и сдвигового типов. Это следствие мощных деформаций сжатия и релаксации возникающих напряжений. Характер северного склона призмы очень похож на различных пересечениях, в тоже время можно предположить, что на его морфологии могли сказаться высокоамплитудные карбонатные постройки, которые могли быть развиты в южной части впадины, как, например, структура Южная. Выступая в качестве барьеров сложенных прочными непластичными карбонатными образованиями, такие постройки при их наличии, могли внести определенные изменения в общий фон строения фронта надвига.

Вдоль Карпинско-Бузачинской зоны дислокаций характер строения отложений на фронте надвига меняется в соответствии с рисунком 2. Их интерпретация сложная, и, в большинстве случаев, сводится к выделению надвиговых нарушений, крутопадающих на фронте и затем выполаживающихся в толще срыва. Характер надвиговых движений здесь, по всей видимости, заключается в том, что в ходе столкновения, отдельные блоки на фронте столкновения срываются и выдавливаются по описанным выше нарушениям вверх.

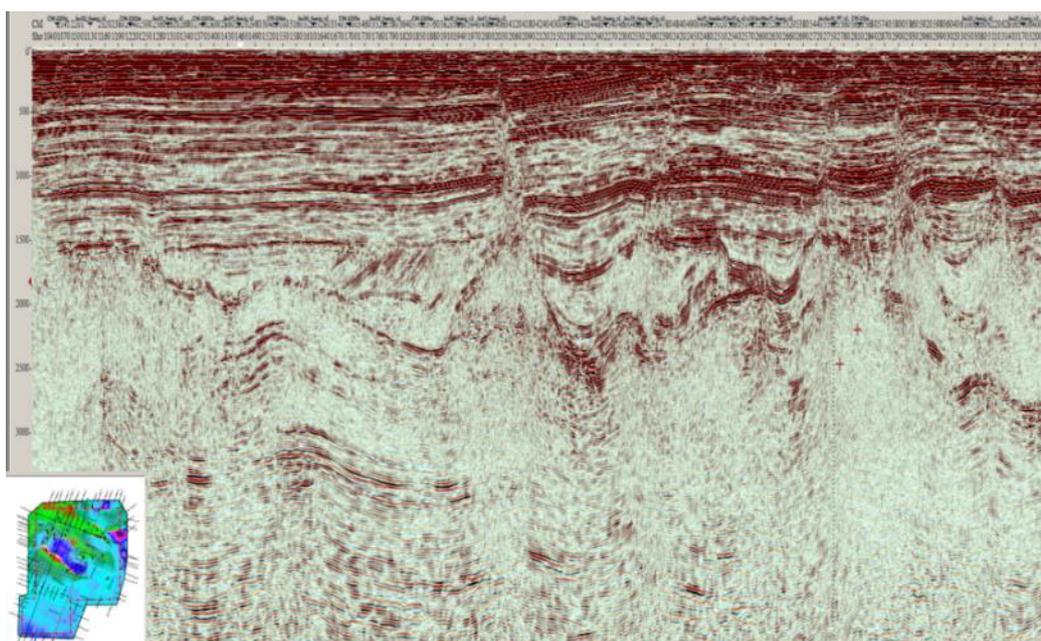


Рисунок 2 – Характер надвига в пределах исследуемого участка

Структура поверхности фундамента приведена в Приложении Г. Выдержанная в фиксистских традициях эта схема очень красноречиво говорит в пользу мобилизма. Именно на этой схеме четко прослеживаются микроконтиненты, которые были в результате колизии припаяны к кратону. В данном районе фиксируют такие значительные структурные элементы как Прикаспийская впадина и Южно-Мангышлакско-Устюртская система прогибов и поднятий. По кровле фундамента Прикаспийской впадины прослеживают

Северо-Каспийское поднятие и Тугаракчанско-Заволжскую систему прогибов. К Заволжской системе на юге прилегает Бузачинское поднятие, относящееся к Заволжско-Предуральской складчатой зоне.

Палеозойский комплекс входит в состав чехла в Прикаспийской впадине и частично - в зоне Карпинско-Бузачинских дислокаций. Отражающий горизонт П4 соответствует поверхности, как принято считать, додевонских венд-раннепалеозойских отложений (Приложение Д). Региональную структуру в пределах блока обуславливают три крупные структуры: Северо-Каспийский вал, Заволжско-Тугаракчанский прогиб и Карпинско-Бузачинская зона дислокаций.

Отражающий горизонт П3 описывает структурные особенности эйфельско-раннефранского комплекса (Приложение Е). Естественно, главными структурными элементами здесь также обозначаются Северо-Каспийское валообразное поднятие и Заволжско-Тугаракчанский прогиб. Тенгиз-Кашаганская карбонатная платформа на данном горизонте не выделяется, но для нее могут быть предположены определенные условия на юге Северо-Каспийского поднятия. По данным локального анализа в позднем фране и фамене Тенгиз-Кашаганская платформа имела более значительную площадь, чем в каменноугольном комплексе.

Отражающий горизонт П2 соответствует поверхности кровли среднекаменноугольных отложений, (Приложение Ж) и отражает этап наиболее мощного карбонатакопления. На данной схеме отсутствует или значительно редуцирован Заволжско-Тугаракчанский прогиб, что наиболее сильно выражено для юго-восточной части региона – Южно-Эмбенского поднятия. Очевидно, что структурные схемы отражают структуру, которая сформировалась к настоящему времени и в ее строении отразились тектонические движения за всю предшествующую историю.

Тем не менее, из рассматриваемой схемы следует, что для данного этапа характерным было такое проявление тектонических, скорее всего, тангенциальных, сжимающих движений, которое привело к возникновению Южно-Эмбенской области мелководного карбонатакопления. При этом его основанием послужили, не унаследовано развивавшиеся тектонические поднятия, как Северо-Каспийский вал, а инверсионные структуры, возникшие на фронте надвига. Тоже относится и к структуре Южная, которой в подстилающих отложениях соответствует прогиб. Аналогичные условия, могли возникнуть на более слабо изученной западной ветви Карпинско-Бузачинской дислоцированной зоны.

В результате инверсии северо-восточной части Заволжско-Тугаракчанского прогиба образовалось Южно-Эмбенское поднятие, а также замыкание и локализация северо-западной ветви прогиба с образованием крупного Северо-Каспийского прогиба.

2.4 Нефтегазоносность

2.4.1 Размещение залежей нефти и газа

«На побережье северной части Каспия выявлено около 30 нефтяных месторождений. Продуктивные горизонты распределяются по разрезу неравномерно. По аналогии с сушей в КСКМ могут быть выделены следующие нефтегазоносные комплексы:

- девонско-каменноугольный карбонатный;
- верхнекаменноугольно-нижнепермский терригенный;
- триасовый терригенный;
- юрский терригенный;
- неокомский терригенный;
- альбский терригенный.

При этом первые два комплекса выделяются только в пределах Прикаспийской впадины, а остальные распространены на всей рассматриваемой территории» [1].

Девонско-каменноугольный карбонатный комплекс (D-C)

Продуктивность комплекса связана с внутрибассейновыми органогенными постройками (платформами). Покрышкой являются соленосные отложения кунгура. Крупный мелководный морской девонский цоколь карбонатного состава (мощность 800-100 м) является фундаментом, на котором располагаются локальные карбонатные массивы каменноугольного возраста высотой до 2 км. Обнаруженные залежи находятся в верхней области построек и отличаются аномально высокими пластовыми давлениями и повышенным содержанием в растворенном газе сероводорода. В верхней части резервуара Астраханского свода обнаружена массивная газоконденсатная залежь башкирского возраста мощностью 200 м. Ниже (на 500 м) выделяется еще один этаж нефтегазоносности в нижнем карбоне и верхнем девоне, в котором обнаружены 3 пластовые залежи нефти. В растворенном газе девонской нефти наличие сероводорода не найдено.

Верхнекаменноугольно-нижнепермский (D₃-C₁) терригенный комплекс

Комплекс заполняет депрессии между карбонатными телами, резко сокращаясь с востока (500-600м) на запад (200-300м). Региональной покрышкой для палеозойского комплекса являются соленосные отложения кунгура. Вследствие литологической невыдержанности разреза данный комплекс можно рассматривать в качестве ложной покрышки. Он не является истинным резервуаром из-за бедности и хаотичного распределения песчаных пластов-коллекторов, и в тоже время не является истинной покрышкой.

Триасовый терригенный комплекс (T)

Этот комплекс объединяет доюрскую часть мезозойского чехла, распространенного повсеместно. Из-за мощного предъюрского размыва в пределах Карпинско-Бузачинской зоны комплекс может быть продуктивным

только в Прикаспийской впадине. В этом районе он имеет наиболее полный стратиграфический объем и включает отложения всех трех отделов триаса, толщиной в среднем 3500м. Сложен комплекс в основном песчано-глинистыми иногда красноцветными породами. В нижнем и среднем отделах установлены пласты известняков.

Нефтегазоносность комплекса, в основном, связана с верхним и средним триасом. Несколько залежей установлено в отложениях нижнего триаса. Количество продуктивных горизонтов достигает 6. Толщина продуктивных пластов колеблется от единиц метров до 30 и даже 50м.

Юрский терригенный комплекс (J)

Комплекс выходит на первую позицию по величине разведанных запасов нефти и газа. Общая толщина резервуара составляет 500-700м. Примерно половину разреза составляют коллекторы, включающие в себя разнозернистые пески, песчаники и алевролиты.

На Бузачинском поднятии юрский нефтегазоносный комплекс (средняя юра), несогласно перекрывает размытую поверхность триасовых отложений. Толщина комплекса достигает 300м. На месторождениях установлено от 2 до 15 продуктивных нефтяных и газовых горизонтов, толщины по 5-20м. Залежи преимущественно пластовые сводовые, тектонически экранированные, зачастую с литологическим ограничением. Коэффициент заполнения ловушек равен 0,9-1,0.

Только в северной части Бузачинского поднятия практически все структуры являются продуктивными. В остальных случаях залежи не установлены. Считается, что основной причиной этого является непосредственная близость ловушек к источникам генерации УВ (Прикаспийская впадина).

Неокомский терригенный комплекс (K_{1b}-K_{1br})

Неокомский терригенный комплекс нижнемелового возраста прослеживается в морских комплексах валанжина и готерива, а также в основном континентальных породах баррема. Флюидоупор – аптские морские отложения, которые с несогласием залегают на неокомских отложениях.

Толщина комплекса составляет 450-550м толщина продуктивных горизонтов до 20-25м. В сторону Бузачинского поднятия толщина комплекса заметно сокращается (до 180м). Коллекторами являются песчаники, пески и алевролиты с высокими фильтрационно-емкостными свойствами (Кп= 28-32%).

«На Бузачинском поднятии все месторождения в нижнемеловом комплексе являются многопластовыми и содержат тяжелые окисленные нефти с плотностью более 0,92 т/м³. По величине разведанных запасов здесь выявлены самые крупные месторождения нижнемелового комплекса. Геологические запасы нефти месторождения Каражанбас составляют 170 млн.т; С. Бузачи – 60 млн.т.» [1].

Альбский терригенный комплекс (К_{2а})

На поднятии Бузачи данный комплекс обнажается на дневной поверхности, из-за этого, а также вследствие хорошего флюидоупора в лице аптских глин, залежей нефти и газа в альб-сеномане не обнаружено. Коллекторами являются пески и песчаники, имеющие пористость до 30% и проницаемость 1,61-2,39 мкм².

2.4.2 Типы ловушек в чехле

На участке исследуемого блока выделяется огромное количество разных по генезису, размерам, морфологии локальных структурных элементов, которые представляют собой отличные ловушки для нефти и газа.

Юг Прикаспийской впадины характеризуется широким развитием ловушек нефти и газа, связанных с солянокупольной тектоникой. Характерной чертой тектоники является интенсивное развитие тектонических нарушений. Ловушки, как правило, приурочены к сводовым и присводовым частям куполов, с интенсивно развитой блоковой структурой, где они развиты в основном на висящих крыльях сбросов.

В районе Карпинско-Бузачинской дислоцированной зоны (Скифско-Туранская плита) палеозойско-триасовые отложения сильно дислоцированы и перекрываются мезозойским комплексом, в котором формируются крупные и довольно перспективные пластово-сводовые и тектонически экранированные ловушки.

3 Построение трехмерной геологической модели

«Трехмерное моделирование – это эффективный метод управления разведкой и разработкой месторождения, благодаря которому у нас есть возможность изучить геологическую однородность нефтегазоперспективного пласта и даже предсказать его поведение в процессе разработки. В данной дипломной работе построение трехмерной геологической модели блока месторождения проводилось непосредственно для подсчета запасов начальных запасов нефти и газа объемным методом. За последние десятилетия моделирование стало неотъемлемым производственным процессом во всех нефтегазовых компаниях» [8].

На данный момент основными программными обеспечениями для трехмерного геологического моделирования месторождений нефти и газа являются DecisionSpace (Landmark), IRAPRMS (Roxar), Petrel (Schlumberger), Gocad (Paradigm) и так далее. В данной работе для корреляции временных профилей и разломов 2Д куба, создания трехмерной геологической модели и последующего подсчета запасов я использовала программное обеспечение Petrel.

Основополагающим этапом построения трехмерной геологической модели является создание структурного каркаса, так как от корректности описания геометрии ловушки УВ зависит корректность подсчета запасов, а также экономическая эффективность последующей стратегии разработки месторождения.

«Традиционно технология трехмерного геологического моделирования представляет собой следующие основные этапы. В зависимости от поставленной цели для каждого исследуемого объекта представляется возможным исключить или, наоборот, повторить, некоторые этапы:

1. Сбор, анализ и подготовка необходимой информации, загрузка данных;
2. Структурное моделирование (создание каркаса);
3. Создание сетки (3Дгрида), осреднение (перенос) скважинных данных на сетку;
4. Фациальное (литологическое) моделирование;
5. Петрофизическое моделирование;
6. Подсчет запасов углеводородов» [9].

Данную специальную главу можно разделить на две основные части, которые представляют собой корреляцию с последующей интерпретацией отражающих горизонтов, а также построение кубов пористости, проницаемости и нефтенасыщенности для создания трехмерной геологической модели и последующего подсчета начальных запасов нефти и растворенного в ней газа.

Хотелось бы отметить, что для построения геологической модели использовались поверхности (смоделированные отражающие горизонты) и разломы, предоставленные компанией, в которой мною была пройдена преддипломная практика, для получения более точных моделей. Корреляция

отражающих горизонтов была выполнена для интерпретации стратиграфических и тектонических особенностей, характерных для участка месторождения Табыс.

Для выполнения практической части дипломной работы компанией были предоставлены следующий пакет данных:

- 53 временных профиля 2Д куба;
- Отбивки скважины ТВ-1 и интерпретация данных ГИС;
- CheckSho по скважине ТВ-1 для связи временных данных с глубинными;
- Три горизонта (грида) кровли и подошвы по продуктивным пластам нижнемелового и пермо-триасового возраста.

3.1 Данные по скважинам и отбору керна на месторождении Табыс

На территории участка месторождения Табыс находятся две разведочные скважины ТВ-1 и ТВ-2.

Обязательная разведочная скважина ТВ-1 была пробурена на участке с целью исследования в первую очередь палеозойских отложений, а затем терригенных отложений мезозойского комплекса. Данная скважина является второй разведочной скважиной и, на данный момент, первой, которая вскрыла подсолевые отложения. Проектная глубина скважины, 3500 м, была заложена в 2016 году, в итоге она была пробурена вертикально до глубины 3505 м, вскрыв при этом надсолевые отложения, эвапоритовую толщу и подсолевые отложения. Скважина пробурена на сейсмическом профиле №18.

Два образца керна были отобраны в нижнем мелу (барремский ярус) и средней юре (келловейский ярус) с содержанием углеводородов с целью определения характеристик коллектора. Более того, в средней юре (ааленский ярус) отобрали одну пробу стратиграфического керна. Коллектор нижнемелового возраста имеет продуктивную мощность в 14 м, пористость составляет более 30%, проницаемость близка к дарси, именно с этого коллектора были отобраны образцы МДИ. К сожалению, идентичный отбор был невозможен в коллекторе юрского возраста из-за того, что коллектор был слишком плотным. Также были обнаружены песчанистые и известковые коллекторы пермо-триасового возраста, толщина песчанистого коллектора составляет 6 метров. Отбор проб нефти МДИ был успешным в песчанистых коллекторах, и в свою очередь, абсолютно безуспешным в известняковых коллекторах. Все образцы МДИ и пробы нефти, выделенные из бокового керна скважины, оказались биodeградированными. Плотность биodeградированной нефти в градусах API (единица измерения плотности нефти, разработанная Американским институтом нефти) из песчаного коллектора нижнего мела (1015.2 м) и пермо- триаса (2049 м) составляет 23.5 0 и 22 0 соответственно, с одинаковой плотностью 0.91 г/см³ при стандартных условиях. В нижнепермских подсолевых отложениях были обнаружены четыре тонких известняковых пластов с пропластками глин. Мощность каждого из этих

пластов варьируется от 2 до 4 метров, что в совокупности составляет 14 м. Во время бурения наблюдались признаки газа в зоне данных тонких пластов и проведен флюоресцентный анализ. Из четырех перспективных плотных известняковых коллекторов смогли отобрать одну пробу МДИ на глубине 2682.6 м с использованием прибора «Saturn», разработанный специально для пластов с низкой проницаемостью. Нефть по характеру также биодegradированная и вязкая с плотностью 0.94 г/см³.

Скважина ТВ-2 была заложена в 2012 году на профиле №45. Проектная глубина скважины составляла 3100 м. Главным назначением скважины было исследование турбидитных русловых песков мелового, юрского и перм-триасового возраста. В итоге было проведено бурение до 2891 м. Скважиной были вскрыты отложения песчаников нижнего мела, средней юры и перм-триаса. Завершилось бурение вскрытием кунгурских солей пермского возраста до 50 м. При эксплуатации скважины возникли некоторые проблемы: при проведении ГИС наблюдалась частичная потеря бурового раствора, обсадная колонна была спущена до глубины 1436 м из-за неустойчивого состояния ствола скважины и т.д. Стандартный отбор керна был выполнен в количестве пяти рейсов в отложениях юры в интервале 1168-1975 м с незначительными показаниями углеводородов. Во время бурения незначительные показания углеводородов были обнаружены в виде свечения с незначительными показаниями газа в интервале 1138-1542 м. При визуальном осмотре образцов бокового отбора керна и стандартного керна было обнаружено слабое и желтое свечение на глубинах 1435, 1471.5 и 1478 м (келловейский ярус юры). Значительных показаний углеводородов не было обнаружено в других основных песках-коллекторах (байосский ярус юрской системы). В итоге, скважина была признана «сухой» из-за отсутствия признаков УВ. Скважина была ликвидирована в 2015 году. В связи с этим, а также из-за отсутствия данных для работы, скважина ТВ-2 далее не рассматривается в данной дипломной работе.

3.2 Интерпретация ГИС данных

Компанией была проведена полная интерпретация данных, полученных из ГИС. В связи с этим, данная глава представлена для общего ознакомления с информацией, полученной в результате проведения интерпретации ГИС.

Касательство качества ГИС можно сказать следующее: в акустическом каротаже кривая DT(акустического каротажа) обрывается на глубине 3283 м, поэтому было предусмотрено компенсирование нижней части кривой из метода (плотностной каротаж). Кривые акустического и плотностного каротажа после сшивки были признаны каротажными хорошего качества.

Кривая гамма-каротажа была предоставлена как с позиции общей гамма-активности, так и с позиции деления на Торий, Калий и Уран (спектральный гамма-каротаж), что позволило выделить высокорadioактивные зоны,

связанные непосредственно с влиянием урана. Уран, в свою очередь, может транспортироваться как в растворенном, так и во взвешенном состоянии, (тяжелые ураносодержащие минералы). Накопление урана часто связано с органическими материалами, останками. Уран легко мигрирует в процессе выщелачивания и растворении карбонатов. Высокое содержание урана вероятно связано с содержанием битума. В частности интервал 2071,8-2126 м представлен битуминозными породами, что также отразилось и на значениях общей гамма-активности (завышенные значения) (Рис. 3).

Итоговые результаты (выявленные нефтенасыщенные пласты) представлены в таблице 1.

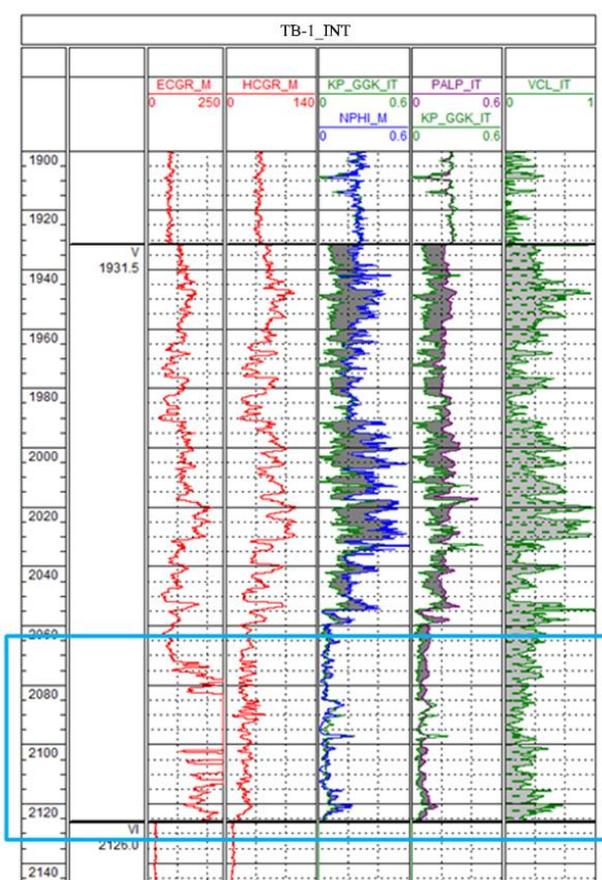


Рисунок 3 – Пример влияния урана в интервале 2071,8-2126 м

Таблица 1 - Результаты интерпретации скважины ТВ-1

Кровля	Подошва	Пористость	Проницаемость	Характер насыщения
1	2	3	5	6
999.2	1016.8	0.2985	1685.4317	Нефтенасыщенный
1941.6	1942.1	0.176	47.6372	Нефтенасыщенный
1960.2	1960.4	0.1325	15.312	Нефтенасыщенный
2016.5	2018	0.2006	102.9585	Нефтенасыщенный
2047.3	2051.9	0.1757	50.6565	Нефтенасыщенный
2070.9	2071.7	0.0627	2.8672	Нефтенасыщенный

Продолжение таблицы 1

2084.7	2089.1	0.0846	5.5226	Нефтенасыщенный
2089.7	2090.8	0.1085	12.9916	Нефтенасыщенный
2092.5	2093.9	0.0601	2.8416	Нефтенасыщенный
2096.3	2097.8	0.1412	49.4587	Нефтенасыщенный
2100.5	2100.9	0.0428	1.7237	Нефтенасыщенный
2114	2115.3	0.0504	2.0168	Нефтенасыщенный
2117.1	2118.5	0.0534	2.1377	Нефтенасыщенный
2120.6	2120.9	0.0847	4.8353	Нефтенасыщенный
2121.2	2122.1	0.0577	2.5122	Нефтенасыщенный
2123.5	2124.5	0.0445	1.7982	Нефтенасыщенный
2661.8	2662	0.178	45.977	Нефтенасыщенный
2678.1	2678.3	0.1335	15.681	Нефтенасыщенный
2678.4	2678.6	0.1325	15.264	Нефтенасыщенный
2681	2681.2	0.1595	30.5655	Нефтенасыщенный
2681.8	2684.5	0.1753	51.915	Нефтенасыщенный
2694	2695.5	0.1725	41.2366	Нефтенасыщенный
2695.9	2698.1	0.1512	24.99	Нефтенасыщенный
2699.2	2699.7	0.17	38.1324	Нефтенасыщенный
2702.2	2702.7	0.1658	35.675	Нефтенасыщенный
2703.6	2704.2	0.145	21.4767	Нефтенасыщенный
2704.6	2705	0.1508	24.5975	Нефтенасыщенный
2705.4	2706.3	0.1533	26.0226	Нефтенасыщенный
2724.2	2726.8	0.1821	51.5969	Нефтенасыщенный
2727	2727.8	0.1595	30.5817	Нефтенасыщенный
2728.4	2728.7	0.1527	26.372	Нефтенасыщенный
2730	2731.1	0.172	40.644	Нефтенасыщенный
2732.3	2734.3	0.1596	31.3227	Нефтенасыщенный
2736.1	2738.9	0.176	46.4263	Нефтенасыщенный
2096.3	2097.8	0.1412	49.4587	Нефтенасыщенный
2100.5	2100.9	0.0428	1.7237	Нефтенасыщенный
2114	2115.3	0.0504	2.0168	Нефтенасыщенный
2117.1	2118.5	0.0534	2.1377	Нефтенасыщенный
2120.6	2120.9	0.0847	4.8353	Нефтенасыщенный
2121.2	2122.1	0.0577	2.5122	Нефтенасыщенный
2123.5	2124.5	0.0445	1.7982	Нефтенасыщенный
2661.8	2662	0.178	45.977	Нефтенасыщенный
2678.1	2678.3	0.1335	15.681	Нефтенасыщенный
2678.4	2678.6	0.1325	15.264	Нефтенасыщенный
2681	2681.2	0.1595	30.5655	Нефтенасыщенный
2681.8	2684.5	0.1753	51.915	Нефтенасыщенный
2694	2695.5	0.1725	41.2366	Нефтенасыщенный

Продолжение таблицы 1

2695.9	2698.1	0.1512	24.99	Нефтенасыщенный
2699.2	2699.7	0.17	38.1324	Нефтенасыщенный
2702.2	2702.7	0.1658	35.675	Нефтенасыщенный
2703.6	2704.2	0.145	21.4767	Нефтенасыщенный
2704.6	2705	0.1508	24.5975	Нефтенасыщенный
2705.4	2706.3	0.1533	26.0226	Нефтенасыщенный
2724.2	2726.8	0.1821	51.5969	Нефтенасыщенный
2727	2727.8	0.1595	30.5817	Нефтенасыщенный
2728.4	2728.7	0.1527	26.372	Нефтенасыщенный
2730	2731.1	0.172	40.644	Нефтенасыщенный
2732.3	2734.3	0.1596	31.3227	Нефтенасыщенный
2736.1	2738.9	0.176	46.4263	Нефтенасыщенный
2742.6	2742.9	0.163	32.315	Нефтенасыщенный
2759.6	2760	0.1605	30.295	Нефтенасыщенный
2761	2761.4	0.1565	27.6428	Нефтенасыщенный
2823.5	2823.9	0.1365	16.9035	Нефтенасыщенный
2965.9	2966	0.134	15.867	Нефтенасыщенный
2980.3	2980.5	0.1435	20.0835	Нефтенасыщенный
2989.4	2989.5	0.133	15.574	Нефтенасыщенный
3229.3	3230.8	0.1506	25.0615	Нефтенасыщенный
3266.7	3268	0.1405	18.9485	Нефтенасыщенный
3349.1	3350	0.1759	49.0281	Нефтенасыщенный
3386.2	3386.4	0.147	22.2135	Нефтенасыщенный

3.3 Корреляция и интерпретация временных горизонтов 2Д куба

Главной целью корреляции отражающих горизонтов являлось построение итоговых поверхностей (гридов), по которым можно составить структурные карты кровли продуктивных пластов, а также интерпретация полученных данных для выделения основных тектонических (разломов, взбросов, надвигов и т.д.) и стратиграфических (размывов, несогласий) особенностей.

«Модуль сейсмической интерпретации в программном обеспечении Petrel обладает всеми необходимыми инструментами для корреляции разломов и горизонтов по сейсмическим данным в 2Д/3Д окнах. Интерпретация разломов предусматривает варианты ручной интерпретации и автоматического прослеживания. Процесс корреляции горизонтов в зависимости от качества данных осуществляется в ручном, полуавтоматическом или автоматическом режимах» [10].

«Корреляция временных горизонтов представляет собой последовательное прослеживание от трассы к трассе положительных или отрицательных фаз волны, соответствующей одной и той же отражающей

границе» [11].

Производственные работы начались 8 июля 2011 г. с установки приёмной расстановки сейсмоприёмников для опытных работ на профиле №28, секущем площадь работ с юго-запада на северо-восток. После проведения опытных работ и подборе параметров возбуждения и приёма были отработаны проектные профили в объёме 1200 полнократных км сейсмических профилей.

Сейсмические исследования МОГТ проводились с использованием донного кабеля и плавающей косы (стримера).

Стримером были обработаны профили №2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11, 12, 36 и 37, все остальные профили были обработаны донной косой. Для корреляции и последующей интерпретации была доступна сеть, состоящая из 53 перекрестных профилей, представленная в Приложении 3.

Задача корреляции осложнялась тем фактом, что в наличии из отбивок были данные только одной скважины, которая расположена на пересечении двух профилей - №18 и №32. Более того, скважина в профиле №32 в районе нижнего мела проходит по линии разлома горста, что также усложняло корреляцию горизонтов. Корреляция проводилась по пересекающимся профилям для наиболее точного попадания в отбивку скважины [12]. Сначала была полностью проведена корреляция отражающих горизонтов, а затем последовательная корреляция основных тектонических нарушений (взбросов, сбросов, горстов, грабенов и т.д.) для этого блока. Так как имеющиеся данные по отбивкам скважин не ложились на временные разрезы, был загружен CheckShot по скважине №1 для связи глубинных и временных данных.

Для первых двух профилей, содержащих отбивки скважин, корреляция горизонтов была выполнена вручную, для остальных – методом автоматической 2Дкорреляции с ручной коррекцией в районах тектонических нарушений, несогласий, а также в областях неустойчивости отражений или сложной интерференционной картины [13].

Пример корреляции отражающих горизонтов и основных разломов на профиле можно увидеть в Приложении И.

В итоге была выполнена корреляция шести основных горизонтов для последующей их интерпретации:

- I (подошва палеогена),
- II (кровля апта);
- III (подошва неокома);
- IV (внутриюрский);
- V (подошва юры);
- VI (поверхность соли).

Стратиграфические разбивки, использованные для корреляции отражающих горизонтов указаны в таблице 2 для примерного понимания залегания основных слоев кайнозойского и мезозойского комплекса.

Таблица 2 - Стратиграфические разбивки по скважине №1, использованные при интерпретации

Отражающий горизонт		MD (Measured depth)
I	подошва палеогена	284.6 м
II	кровля апта	822.6 м
III	подошва неокома	1211 м
IV	внутриюрский	1587.1 м
V	подошва юры	1931.5 м
VI	поверхность соли	2126 м

В первую очередь была произведена корреляция первых трех горизонтов, которые имели наиболее надежную геологическую привязку и явно прослеживались на всех временных профилях. Наиболее трудная задача заключалась в прослеживании горизонта соляных куполов на всех профилях.

В результате вышеперечисленной корреляции о месторождении Табыс можно выделить следующие основные факты:

Данный участок по стратиграфическим и тектоническим особенностям можно разделить на две части: Северо-Восточный и Юго-Западный.

Юго-Западная часть характеризуется горизонтальной слоистостью, отсутствием крупных тектонических разломови смещений. Из-за глубокой погруженности соляных куполов надсолевой комплекс дислоцирован довольно слабо. Крупных разрывных нарушений не замечено даже на уровнях III-V горизонтов, которые, в свою очередь, сильно дислоцированы в северной части. Кроме того, данный участок охватывает всего 6 профилей, что не позволяет провести детальную проработку горизонтов. Корреляция данного участка была проведена автоматическим методом.

В отличие от Юго-западной, Северо-Восточная часть месторождения сильно дислоцирована, включает в себя огромное количество разрывных нарушений: надвиги, взбросы, сбросы и т.д. Мезозойские структуры формировались исключительно под влиянием солянокупольной тектоники, преимущественно прорванного типа. Крупнейшей тектонической особенностью можно считать горст, который непрерывно прослеживается на севере от 22-ого до 35-ого профиля. Благодаря солянокупольной тектонике надсолевая структура на уровнях II, III и V отражающих горизонтов (подошва верхнего и нижнего мела и подошва юры) имеет ячеистый характер. Корреляция уровней нижних горизонтов часто проводилась вручную, так как на многих профилях они было довольно сильно дислоцированы. В связи с тем, что мощность соляных куполов довольно сильно уменьшается к югу, и более того, они являются более глубоко погруженными, нефтегазоносность данного блока связывается с северо-восточной частью (что подтверждается данными отбора керна в скважинах ТВ-1 и ТВ-2). Вследствие этого все три выделенных продуктивных пласта были выделены в северо-западной части блока.

Схематичный геологический разрез с элементами миграции УВ по профилю №31 представлен в Приложении К. Примеры корреляции и последующего перевода прокоррелированного горизонта представлены на рисунках 4 и 5[14]. Стоит отметить, что поверхность была построена не по всему участку, а по блоку Северо-Восточной части, так как именно она представляет интерес для выявления продуктивных горизонтов.

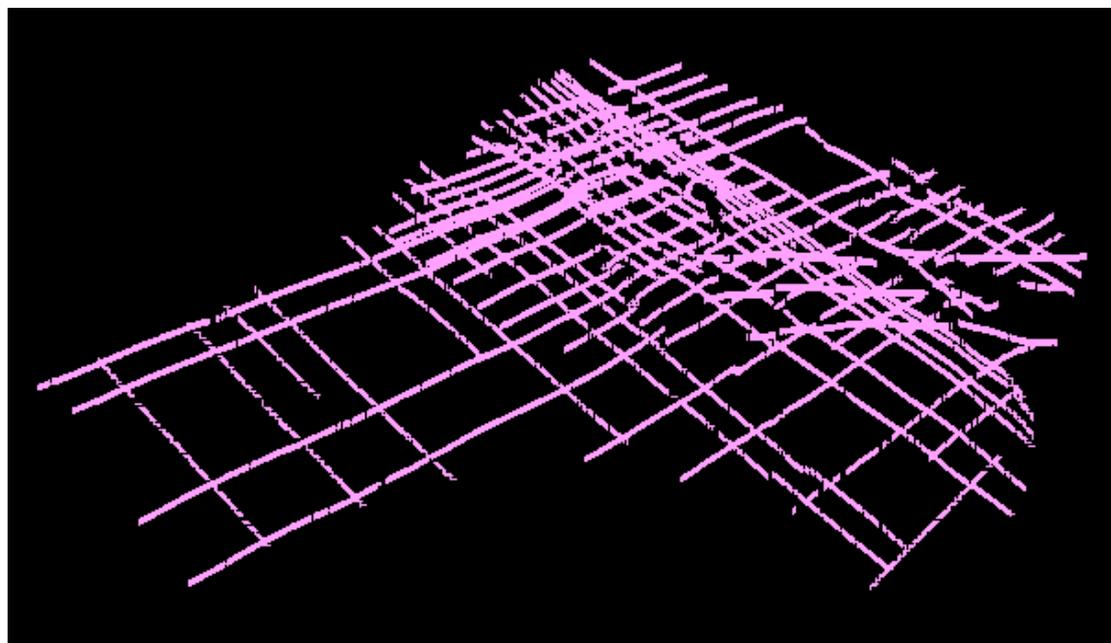


Рисунок 4 – Прокоррелированный горизонт Шв 3Докне

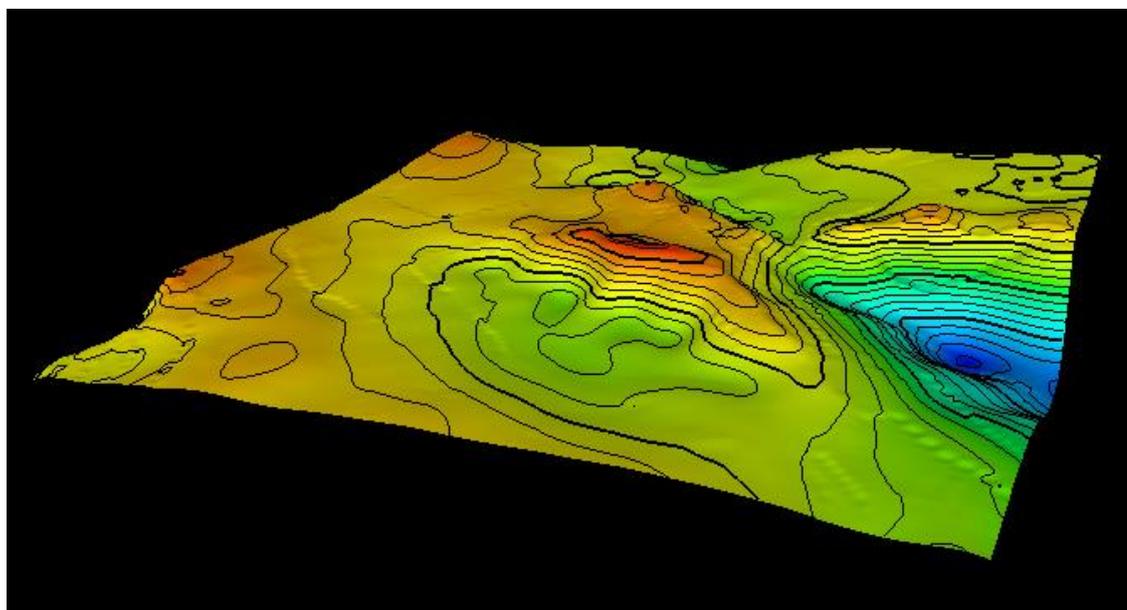


Рисунок 5 – Поверхность, построенная на основе части ранее прокоррелированного горизонта

3.4 Выделение продуктивных пластов для построения геологической модели

Для построения геологических моделей использовалась база данных, включающая следующую информацию:

- 1) Координаты и альтитуды по пробуренной скважине ТВ-1.
- 2) Сейсмические данные, полученные по результатам интерпретации материалов сеймики.
- 3) Каротажные кривые в формате (Las).
- 4) Геолого-геофизические параметры пластов по интервалам коллекторов, полученные на основании интерпретации геофизических исследований скважин.
- 5) Результаты всех проведенных исследований кернавого материала.

Отбивка кровли и подошвы выполнялась в рамках выделяемых продуктивных пластов K1br и PT в скважине 1 по результатам интерпретации ГИС и по результатам опробования (Рисунок 6). Необходимо отметить, что были дополнительно выделены объекты (по результатам интерпретации ГИС выделяются как нефтенасыщенные) выше продуктивного пласта PT (Upper_PT).

Данный этап выполнялся для последующего построения структурного каркаса, определяющего геометрию каждого продуктивного пласта. Конечным результатом этого этапа являлся набор отметок геологических границ продуктивных пластов и пропластков попадающих в область построения.

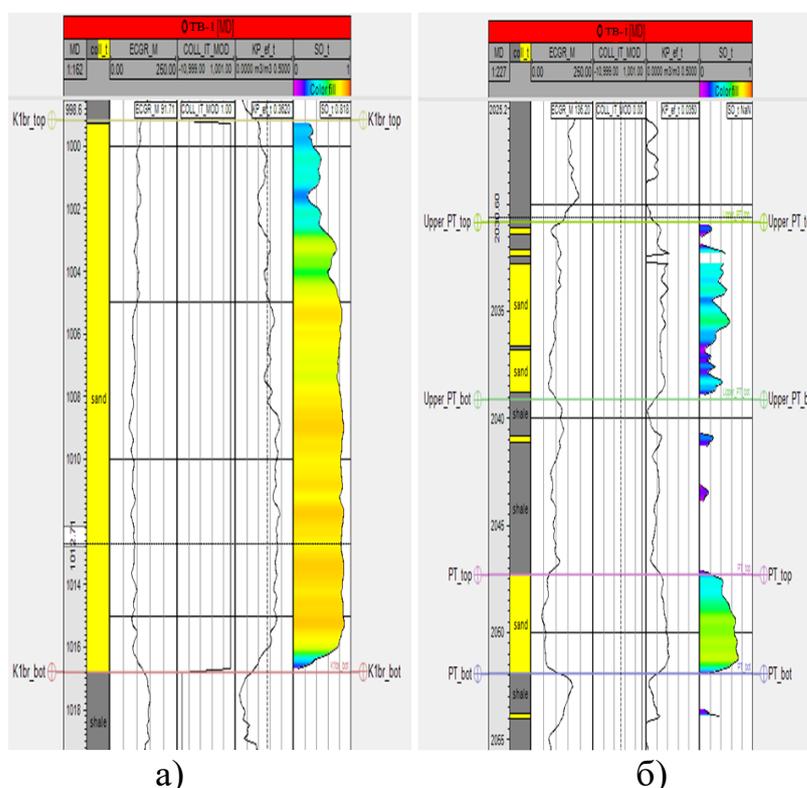


Рисунок 6 – Отбивки кровли и подошвы выделяемых продуктивных пластов и дополнительно выделяемых объектов: а – K1br, б – PT+Upper_PT

3.5 Построение структурных карт по кровле продуктивных пластов K1br, Upper_PT и PT

Безусловно, построение структурной карты является обязательным элементом, который составляется на этапе поисково-разведочных работ. Суть структурной карты заключается в изображении плана рельефа кровли или подошвы определенных горизонтов, представляющих интерес для геологоразведочных работ. Кроме того, построение структурных карт часто является необходимым условием для изучения рельефа различных поверхностей сложного геологического строения: стратиграфических несогласий, размывов, водонефтяного контакта и т.д.

Хотелось бы отметить, что построение структурных карт выполнялось в программном обеспечении «Petrel», так как именно в нем ранее прокоррелированные горизонты были переведены в поверхности (гриды). Обычно для построения структурных карт используют метод треугольников, профилей и т.д., но так как в наличии уже были полностью построенные горизонты, работа значительно упростилась.

В первую очередь, у поверхностей трех продуктивных пластов были отключены заливки цвета, затем создается пересечение с плоскостью на уровне ВНК (водонефтяной контакт) каждого пласта для его отображения на структурной карте. Внутренним ВНК будет являться пересечение подошвы пласта с поверхностью ВНК, а внешним ВНК – с кровлей пласта. Затем на карту выносятся основные разломы, имеющаяся скважина, а также внутренний и внешний ВНК.

Также важно уточнить следующий момент: в связи с тем, что разница глубины кровли и подошвы у трех продуктивных пластов довольно сильно различается (у пласта K1br более пологое залегание, в отличие от Upper_PT и PT), шаг изогипсы для карт был выбран разный. Аналогичная ситуация наблюдается и с масштабом карты. Исходные данные для построения трех структурных карт представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Исходные данные для построения структурных карт

Продуктивный пласт	Кровля пласта (м)	Подошва пласта (м)	ВНК (м)	Масштаб	Шаг изогипсы (м)
K1br	-975	-1470	-1006.5	1:25000	25
Upper_PT	-1750	-2700	-2028.8	1:50000	50
PT	-1800	-2700	2041.59	1:50000	50

Структурные карты по кровле трех продуктивных пластов отображены в Приложениях Л, М и Н.

3.6 Обоснование объемных сеток параметров модели

При построении модели был принят шаг по площади 100x100 метров для всех моделируемых продуктивных пластов и объектов. Размеры ячеек по вертикальной составляющей были определены по расчлененности разреза и по минимальным мощностям пропластов, которые необходимо сохранить в детальном геологическом гриде (Таблица 4). Разрывные нарушения моделировались на основании результатов интерпретации сейсмике 2Д (Приложение О).

Таблица 4 – Параметры геологических моделей

Объект моделирования	Продуктивные пласты и объекты	Размер ячеек, м		Количество ячеек		Примечание
		по X·Y	по Z	X·Y·Z	итого	
K1br	K1br	100x100	0,25	224x235x70	36 848 000	
PT	Upper_PT	100x100	0,1	66x200x132	1 742 400	выделен дополнительно
	PT	100x100	0,1			

Структурное моделирование выполнялось на основании отбивки продуктивных пластов и дополнительно выделенных объектов в скважине 1. Для построения структурных поверхностей использовался алгоритм конвергентной интерполяции. В качестве трендов использовались сейсмические структурные карты по отражающим продуктивным пластам K1br, PT (Приложение П). Построенные структурные поверхности были приняты в качестве трендов для построения структурного каркаса.

3.7 Построение литологической модели и распределения фильтрационно-емкостных свойств.

Исходными данными для построения кубов петрофизических параметров являлись результаты интерпретации ГИС с непрерывным изменением их по стволу скважины.

Для всех продуктивных пластов и дополнительно выделенных объектов был подготовлен набор массивов значений со следующими петрофизическими параметрами:

- параметр литологии;
- коэффициент пористости;
- коэффициент проницаемости.

Моделирование параметра литологии проводилось в упрощенном варианте - толща пород рассматривалась с разделением на коллекторы и не коллекторы, соответственно с кодом 1 и 0. В результате получили дискретный параметр литологии «Facies», который был пересчитан на трехмерную сетку процедурой upscaling, после чего для продуктивных пластов приравнивалась 1, а для дополнительно выделенных объектов было проведено 100 итераций (вариантов распространения) распределения в трехмерном кубе модели методом SIS (Sequential indicator simulation) в результате осреднения получен финальный куб.

Гистограммы распространения по дополнительно выделенным объектам представлены на рисунке 7.

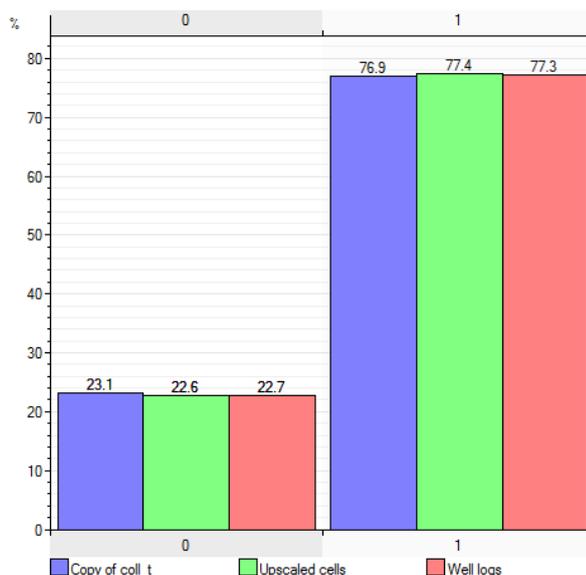


Рисунок 7 – Гистограммы распределения фаций в дополнительно выделенных объектах Upper_PT;

Куб пористости был высчитан с помощью интерполяции коэффициента пористости, который был выявлен по итогам интерпретации ГИС в скважине, в пределах проницаемого прослоя, местонахождение которого в пространстве определялось кубом фации [9].

В фации глины приравнивалась к нулевому значению, а в песчанике распространение проводилось методом SGS (Sequential Gaussian Simulation) от граничного значения и выше. На рисунках 8 и 9 представлены гистограммы и сравнение распределения пористости с результатами обработки ГИС по моделируемым продуктивным пластам и объектам. Готовый куб пористости по модели K1b представлен в Приложении Р.

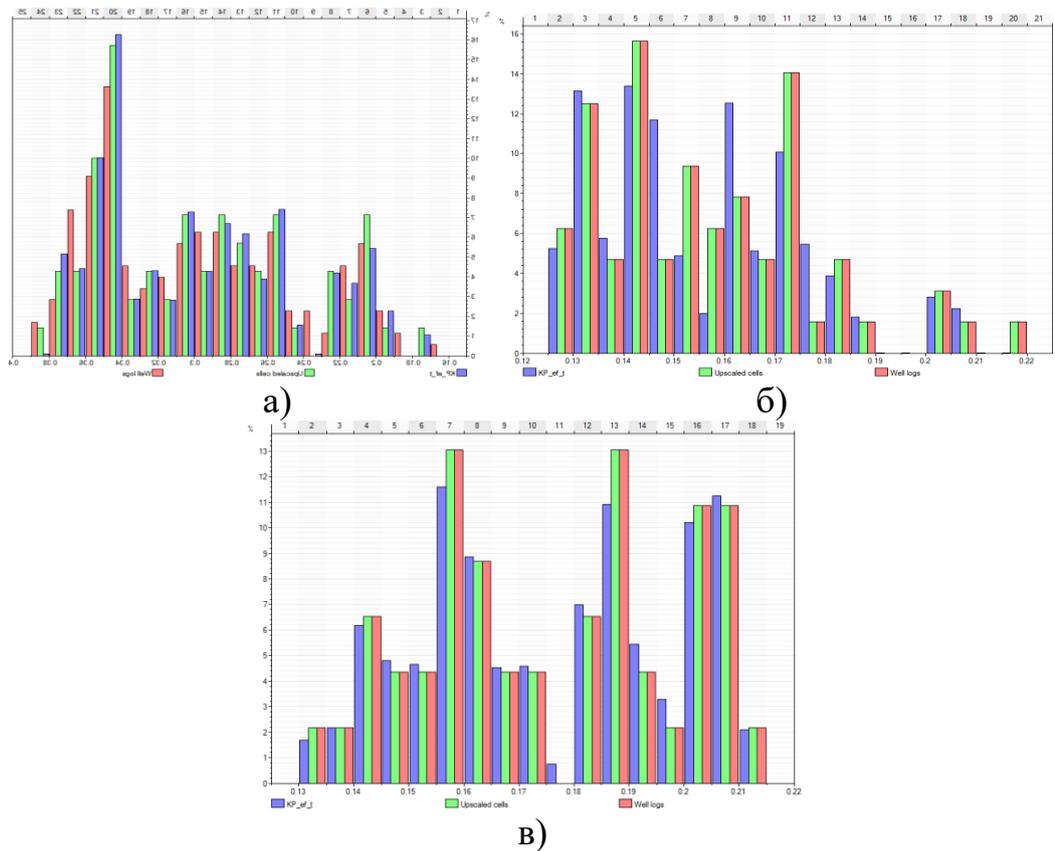


Рисунок 8 - Гистограммы распределения пористости по продуктивным пластам и объектам: а – K1br; б – Upper_PT; в – PT;

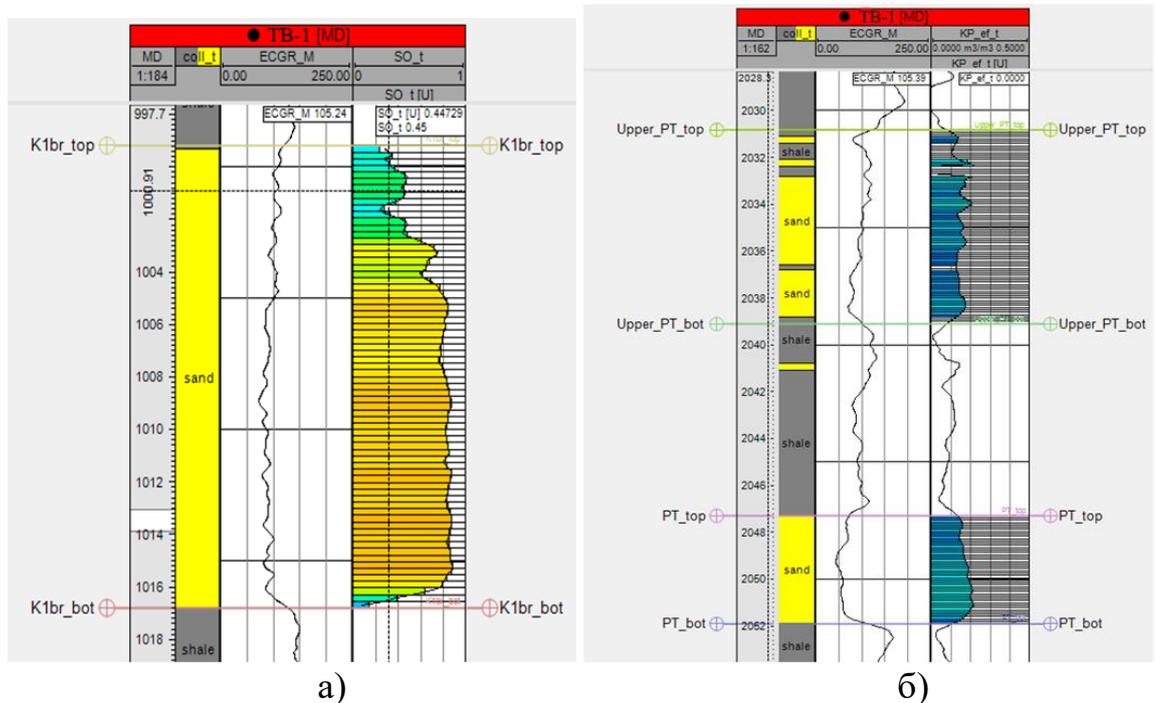


Рисунок 9 – Сравнение распределения пористости с результатами по ГИС: а – K1br; б – PT+Upper_PT;

Несмотря на то, что коэффициент проницаемости не является подсчетным параметром, для построения геологической модели потребуется

предоставить оценку проницаемости коллекторов по ГИС, показать сопоставимость этого свойства с керном, ГДИ (Гидродинамические исследования скважин) [9]. Для получения трехмерного распределения проницаемости использована зависимость $Perm=f(Pore)$ по результатам керновых исследований (рисунок 10). Пример куба проницаемости для геологической модели K1br приведен в Приложении С.

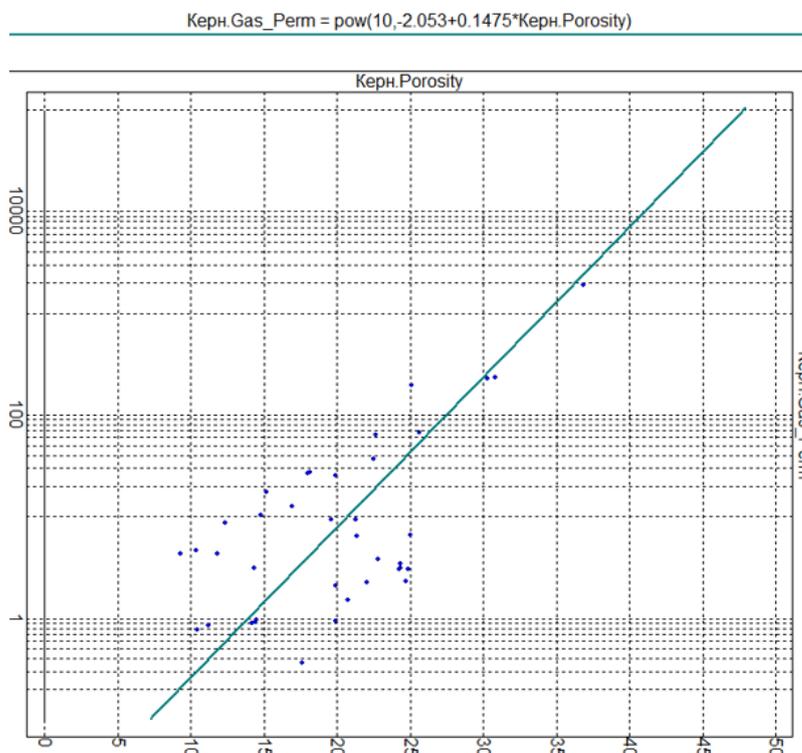


Рисунок 10 - Зависимость проницаемости Кпр от пористости Кп по керну

Для построения куба нефтенасыщенности нужно использовать зависимость нефтенасыщенности от коэффициента пористости и высоты интервала относительно ВНК или уровня зеркала воды.

Куб начальной нефтенасыщенности путем интерполяции коэффициента нефтенасыщенности, определенного по результатам интерпретации ГИС в скважине, в пределах проницаемого прослоя, расположение которых в пространстве определялся кубом фации.

В фации глины приравнивалась к нулевому значению, а в песчанике распространение проводилось методом «SGS» с учетом распределения пористости и уровня выше водонефтяного контакта. На рисунках 11 и 12 представлены гистограммы и сравнение распределения нефтенасыщенности с результатами обработки ГИС по моделируемым продуктивным пластам и объектам. Куб нефтенасыщенности по модели PT + Upper_PT представлен в Приложении Т.

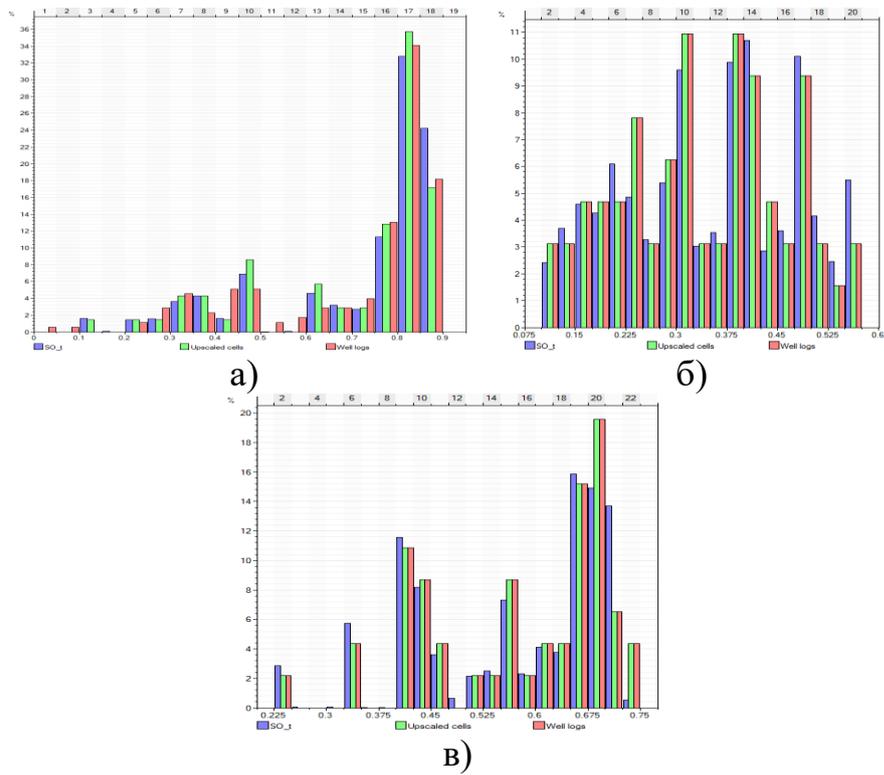


Рисунок 11 - Гистограммы распределения нефтенасыщенности по продуктивным пластам и объектам: а – K1br; б – Upper_PT; в – PT

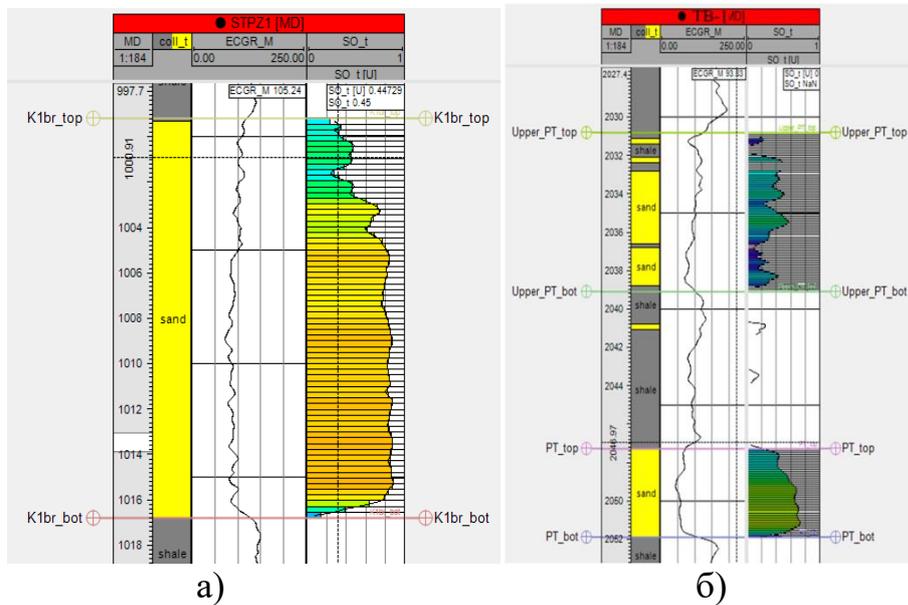


Рисунок 12 – Сравнение распределения нефтенасыщенности с результатами по ГИС: а – K1br; б – PT+Upper_PT;

Итоговые трехмерные геологические модели с кровлей, подошвой, каркасом, основными разломами и условным ВНК представлены в приложении У.

4 Подсчет начальных геологических запасов

Начальные запасы нефти и газа были рассчитаны на основе трех построенных геологических моделей, объемным методом. Запасы оценивались отдельно по продуктивным пластам и дополнительно выделенным объектам.

«Объемный метод подсчета запасов углеводородов является одним из основных и основывается на определении массы нефти, приведенной к стандартным условиям, в пустотных пространствах пород-коллекторов, которые слагают залежи нефти или их части. Данный метод может применяться для любого режима работы залежи и для любой категории запасов» [15].

«Суть метода состоит в оценке объемов по каждой ячейке и последующего суммирования по определенным признакам (например, принадлежности к слою). Первоначально рассчитывается геометрический объем ячейки, при этом, если ячейка рассекается межфлюидным контактом, то геометрический объем считается только выше (или ниже) контакта. Если ячейку пересекает граница подсчета запасов, например, внутренний контур, то объем ячейки считается в пределах заданной границы» [16].

В каждой ячейке трехмерных геологических моделях определены параметры песчаности, пористости и нефтенасыщенности. Умножая геометрический объем ячейки на песчаность ячейки (NTG_i) мы получаем эффективный объем ячейки – V_{ni} . Далее умножая эффективный объем ячейки на пористость ячейки (Por_i) получаем эффективный поровый объем ячейки – V_{pi} , а умножая эффективный поровый объем ячейки на нефтенасыщенность ($Soil_i$) получаем объем нефти в пластовых условиях – V_{ni} . Для подсчета запасов уровень водонефтяного контакта был принят по подошве продуктивных пластов и объектов

Также следует сделать пояснение, что для комплекса РТ была введена категория Upper_РТ, так как по данным ГИС в отложениях РТ (выше опробованного интервала 2047,2-2052 м) с кровлей на глубине 2031,2 м (MD) выделяется нефтегазоперспективный участок. Ввиду этого было сделано моделирование как верхнего не опробованного интервала (при условном ВНК на глубине -2028,8 м (абсолютные глубины), также был сделан и посчитан вариант при условном ВНК на глубине -2041,59 м), так и опробованного интервала (при условном ВНК на глубине -2041,59 м). Данные для расчета начальных геологических запасов представлены в таблице 5.

Полученные начальные геологические запасы нефти по продуктивным пластам и объектам были высчитаны по следующей формуле (1):

$$Q_{\text{нач.геол.нефть}} = S \cdot H \cdot \rho \cdot K_{\text{пор}} \cdot K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{нас}} \quad (1)$$

где $Q_{\text{нач.геол.нефть}}$ – начальные геологические запасы нефти, тыс. т.;

S – площадь нефтеносности, тыс. м².;

H – средняя эффективная нефтенасыщенная толщина (суммарная толщина нефтенасыщенных слоев-коллекторов), м;

$K_{\text{пор}}$ – пористость, д. ед.;

$K_{\text{нас}}$ – коэффициент газонасыщенности, д. ед.;

$K_{\text{пер}}$ – пересчетный коэффициент нефти (учитывает различия плотности нефти в пластовых и стандартных условиях);

ρ – плотность нефти, т/м³.

Геологические запасы растворенного газа по продуктивным пластам и объектам были высчитаны по следующей формуле (2):

$$Q_{\text{нач.геол.газ}} = Q_{\text{нач.геол.нефть}} \cdot \Gamma_0 \quad (2)$$

где $Q_{\text{нач.геол.газ}}$ – геологические запасы растворенного газа, млн.м³.;

$Q_{\text{нач.геол.нефть}}$ – начальные геологические запасы нефти, тыс. т.;

Γ_0 - содержание газа в нефти при начальном пластовом давлении, м³.

Таблица 5 – Физические характеристики геологических моделей

Продуктивный пласт / объект	Геологическая модель			
	K1br	Upper_PT		PT
Уровень водонефтянного контакта (принят по подошве рассматриваемого пласта)	-1006.5	-2028.8	-2041.59	-2041.59
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	3 780	8 893	9 321	8 619
Объем нефтенасыщенных пород, тыс.м ³	41 699	43 601	47 444	30 616
Поровый объем нефтенасыщенных пород, тыс.м ³	12 557	6 763	7 361	5 396
Эффективный поровый нефтенасыщенный объем, тыс. м ³	8 867	2 315	2 568	2 997
Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	11.0	4.9	5.1	3.6
Коэфф. пористости, д. ед.	0.301	0.155	0.155	0.176
Коэфф. нефтенасыщенности, д. ед.	0.706	0.342	0.349	0.555
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0.913	0.919	0.919	0.919
Пересчетный коэффициент, д. ед.	0.920	0.922	0.922	0.922
Газосодержание, м ³ /т (содержание газа в нефти при начальном пластовом давлении)	38.76	37.35	37.35	37.35

Высчитаем начальные запасы нефти и растворенного в ней газа для трех геологических моделей.

K1br:

Qнач.геол.нефть = $3780 \cdot 11 \cdot 0.301 \cdot 0.706 \cdot 0.920 \cdot 0.913 = 7421.886$ тыс. тонн

Qнач.геол.газ = $7421.886 \cdot 38.76 = 287.682$ млн.м³

Upper_PT1:

Qнач.геол.нефть = $8893 \cdot 4.9 \cdot 0.155 \cdot 0.342 \cdot 0.922 \cdot 0.919 = 1957.260$ тыс. тонн

Qнач.геол.газ = $1957.260 \cdot 37.35 = 73.103$ млн.м³

Upper_PT2:

Qнач.геол.нефть = $9321 \cdot 5.1 \cdot 0.155 \cdot 0.349 \cdot 0.922 \cdot 0.919 = 2178.894$ тыс. тонн

Qнач.геол.газ = $2178.894 \cdot 37.35 = 81.381$ млн.м³

PT:

Qнач.геол.нефть = $8619 \cdot 3.6 \cdot 0.176 \cdot 0.555 \cdot 0.922 \cdot 0.919 = 2568.09$ тыс. тонн

Qнач.геол.газ = $2568.09 \cdot 37.35 = 95.918$ млн.м³

Результаты, полученные для трех геологических моделей для наглядности, представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Начальные запасы нефти и растворенного в ней газа

	Геологическая модель			
	K1br	Upper_PT		PT
Начальные геологические запасы нефти, тыс.т	7421.886	1957.260	2178.894	2568.09
Геологические запасы растворенного газа, млн.м ³	287.682	73.103	81.381	95.918

Запасы надсолевых отложений месторождения Табыс по классификации запасов относится к средним, однако разработка его не рентабельна по следующим причинам:

В географическом отношении месторождение находится в сложных условиях: шельфовая зона, неблагоприятное сочетание мелководных условий и ледообразования (около 5 месяцев в году), экокочувствительная зона.

Обустройство месторождения требует строительство искусственных островов с ледовой защитой.

Однако проведенные сейсмические исследования 2Д подтвердили сложность геологического строения подсолевых отложений и из отражающий свойств соли не позволили считать выявленные подсолевые объекты, подготовленными к глубокому поисковому бурению.

В этой связи, с целью детального изучения выявленных по 2Д сейсмическим работам подсолевых ловушек предлагается провести детальные сейсмические исследования 3 Д.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Последовательное построение трехмерных геологических моделей для подсчета запасов и оценки рентабельности проекта месторождения всегда является главной целью геолого-геофизических изысканий, проводимых при разведке участка. Тысячи погонных километров, пройденных специальным геофизическим оборудованием в итоге складываются в общую модель месторождения, по которой мы можем судить о тектонических и стратиграфических особенностях участка, выделять основные разломы, несогласия и т.д., а также судить о наличии нефтегазоперспективных пластов и о типах ловушек нефти и газа.

Данная дипломная работа представляет собой построение трех геологических моделей на участке месторождения Табыс, которые по результатам ГИС-интерпретации были выделены как нефтегазопродуктивные пласты нижнемелового и пермо-триасового возраста. Работа состоит из трех основных глав, каждая из которых дает нам новую информацию о месторождении Табыс.

В первой главе дается общая характеристика месторождения: описывается его географическое положение с приложением обзорной карты шельфа Каспийского моря, перечисляются соседние месторождения, а также дана общая информация о перспективах нефтегазоносности данного участка.

Во второй главе описывается геолого-геофизическая изученность месторождения с подробным описанием всех геофизических разведок, проводимых на территории КСКМ. Дана подробная литолого-стратиграфическая характеристика участка от нижнего палеозоя до неоген-антропогенных отложений для дальнейшего понимания при корреляции основных отражающих горизонтов и моделировании продуктивных пластов. Представлена информация о строении фундамента и осадочного чехла и описана подробная структурная характеристика палеозойских отложений по отражающим горизонтам П4, П3 и П2, по которым в итоге был сделан вывод о тектонических движениях, приведших к образованию структурных элементов, относящихся к месторождению Табыс. Также дается детальное описание нефтегазоносности шести выделяемых комплексов, которые были выделены в пределах КСКМ и отмечаются основные типы ловушек, встречающиеся в мезозойском комплексе.

Третья глава представляет собой практическую часть, наглядно демонстрирующую корреляцию и интерпретацию отражающих горизонтов 53 профилей, входящих в сетку морской сейсморазведки, а также построение трех геологической моделей для дальнейшего подсчета запасов. Хотелось бы отметить, что была проведена корреляция не только 6 основных отражающих горизонтов, но и главных разломов, которые затем использовались для моделирования пластов. Процесс был осложнен тем фактом, что в наличии имелись только 2Д временные разрезы, из-за чего на них не ложилась отбивка скважины, ввиду чего пришлось связывать временные данные с глубинными, а

также тем, что в наличии имелась отбивка только одной скважины, которая находилась на пересечении двух профилей. Тем не менее, была дана краткая интерпретация по отражающим горизонтам и общим стратиграфическим и тектоническим особенностям блока с наглядной демонстрацией результата интерпретации. Для трех горизонтов были построены три структурные карты по кровле продуктивных пластов с обозначением ВНК.

При построении геологической модели изначально было выделено два продуктивных пласта, в итоге из второго (РТ) был выделен дополнительный пласт, отличающийся по строению и физико-химическим свойствам. Для каждого пласта были рассчитаны физико-емкостные свойства (куб пористости, куб проницаемости, куб нефтенасыщенности), приведены гистограммы физико-емкостного распределения и выделены границы и размеры будущих геологических моделей. В итоге были построены две основные геологические модели (Upper_РТ+РТ и K1br) с наличием поверхности кровли, подошвы, условного ВНК и самого продуктивного пласта. Хотелось бы отметить, что модель является упрощенной, поэтому подсчет запасов можно считать примерным.

В итоге по геологическим моделям был произведен подсчет начальных запасов нефти и растворенного газа объемным методом. Был сделан вывод о том, что начальные запасы нефти и газа не являются рентабельными для добычи на морском месторождении, так как сумма запасов по трем продуктивным пластам составляет 14,1 миллионов тонн нефти и 538 миллионов кубических метров газа.

К сожалению, 2Д-сейсморазведка не позволяет полностью оценить перспективы нефтегазоносности региона, поэтому в заключении я бы рекомендовала провести детальную 3Д-сейсморазведку методом МОГТ, что в теории могло бы дать новые данные для оценки нефтегазоперспективности региона.

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

- 1 МОГТ - метод общей глубинной точки
- 2 ТОО - Товарищество с ограниченной ответственностью
- 3 КСКМ – Казахстанский сектор Каспийского моря
- 4 МДИ – метод диффузного извлечения
- 5 ГИС – геофизические исследования скважин
- 6 API - единица измерения плотности нефти, разработанная Американским институтом нефти
- 7 УВ – углеводороды
- 8 DT – акустический каротаж
- 9 MD–measured depth
- 10 ВНК – водонефтяной контакт
- 11 SIS –Sequential indicator simulation
- 12 SGS – Sequential Gaussian Simulation
- 13 ГДИ – гидродинамические исследования скважин

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Каламкарров Л.В. Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран. - 2 изд. - М.: Издательство Нефть и газ, 2005. - 570 с.
- 2 Особенности формирования и размещения залежей нефти и газа в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины / Т. Н. Джумагалиев, А. А. Головой, Л. Г. Кирюхин, Под ред. Л.Г.Кирюхина, Д.Л.Федорова. - М.: Недра, 1984. - 144 с.
- 3 Абилхасимов Х.Б. Особенности формирования природных резервуаров палеозойских отложений Прикаспийской впадины и оценка перспектив их нефтегазоносности. - М.: Издательский дом Академии Естествознания, 2016. - 244 с.
- 4 Воцалевский Э.С., Шлыгин Д.А. Особенности нефтегазоносности палеозойских отложений Прикаспийской впадины // Геология Казахстана. - 2000. - №5-6. - С. 64-87.
- 5 Воцалевский Э.С. О нефтегазовом потенциале надсолевых отложений юга Прикаспийской впадины // Известия Национальной Академии Наук Республики Казахстан. - 2006. - №3. - С. 35-42.
- 6 Зоненшайн Л.П., Кузьмин М.И., Натапов Л.М. Тектоника литосферных плит территории СССР. Том I. - М.: Недра, 1990. - 328 с.
- 7 Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана / Воцалевский Э.С., Даукеев С.Ж., Коломиец В.П., Комаров В.П., Парагульгов Х.Х., Пилифосов В.М., Шлыгин Д.А., Под ред. Даукеева С.Ж. - 3 изд. - Алматы: Национальная АН Республики Казахстан, 2002. - 248 с.
- 8 Забоева А.А. Методика построения трехмерной геологической модели: Методические указания для лабораторных работ / сост. А.А.Забоева, В.А.Белкина – Тюмень: ТюмГНГУ 2013.– 40 с.
- 9 Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. – М.: ООО «ИПЦ Маска», 2009 – 376 с.
- 10 Папич Е. А Программная платформа PETREL // X Международная студенческая научная конференция "Студенческий научный форум - 2017". - Ухта: УГТУ, 2018.
- 11 Seismic Interpretation // ScienceDirect URL: <https://www.sciencedirect.com/topics/earth-and-planetary-sciences/seismic-interpretation> (датаобращения: 02.05.2020).
- 12 Корреляция сейсмических отражающих горизонтов - что это? // PetroPortal URL: <http://petroportal.ru/post/postroenie-grida-gorizonta-po-seysmicheskoy-interpretacii.html> (дата обращения: 14.04.2020).
- 13 Бердов, В. А., Власов, А. А., Лапковский, В. В. Метод автоматической корреляции разрезов скважин по геофизическим данным в программном комплексе Petrel // Интерэкспо Гео-Сибирь. - 2013. - №2. - С. 179-184.
- 14 Методические указания к лабораторным работам по дисциплине «Геологическое моделирование месторождений нефти и газа» // <https://portal.tpu.ru/URL>:

[https://portal.tpu.ru/SHARED/p/PTG/study/model/Tab1/Lab_5%20\(2\).pdf](https://portal.tpu.ru/SHARED/p/PTG/study/model/Tab1/Lab_5%20(2).pdf) (дата обращения: 16.04.2020).

15 Грунис Е.Г., Хасанов Д.И. Подсчет запасов объемным и вероятностным методами с помощью программного комплекса Petrel-2013 // Геология нефти и газа. - 2017. - №5. - С. 113-118.

16 Д. В. Кузнецов, В. Е. Кулешов, А. С. Могутов Подсчёт запасов нефти и растворённого газа: учеб. пособие. - Ухта: УГТУ, 2013. - 112 с.

17 ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА // <https://www.gubkin.ru/> URL: https://www.gubkin.ru/faculty/geology_and_geophysics/chairs_and_departments/geology_craft/files/Lect3-geolog.pdf (дата обращения: 28.04.2020).

18 Построение грида (горизонта) по сейсмической интерпретации // PetroPortal URL: <http://petroportal.ru/post/postroenie-grida-gorizonta-po-seismicheskoy-interpretacii.html> (дата обращения: 16.04.2020).

19 Азнабаев Э.К. Условия формирования месторождений нефти и газа Прикаспийской впадины. - Алма-Ата: Наука, 1978. - 189 с.

20 Месторождения нефти и газа Казахстана. Справочник / Булекбаев З.Е., Воцалевский Э.С., Искужиев Б.А., Камалов С.М., Коростышевский М.Н., Куандыков Б.М., Куантаев Н.Е., Марченко О.Н., Матлошинский Н.Г., Нажметдинов А.Ш., Филиппьев Г.П., Шабатин И.В., Шахабаев Р.С., Шудабаев К.С., Под ред. Кажегельдина А.М. - Алматы: Коллектив авторов, 1996. - 325 с.

21 Воронин Н.И., Фёдоров Д.Л. Геология и нефтегазоносность юго-западной части Прикаспийской впадины.. - Саратов: Издательство СГУ, 1976. - 185 с.

22 Пилифосов В.М., Воцалевский Э.С. Васильев В.А. Тектоника области сочленения Прикаспийской впадины и Северного Устюрта // Геология Казахстана. - 1996. - №1. - С. 66-78.

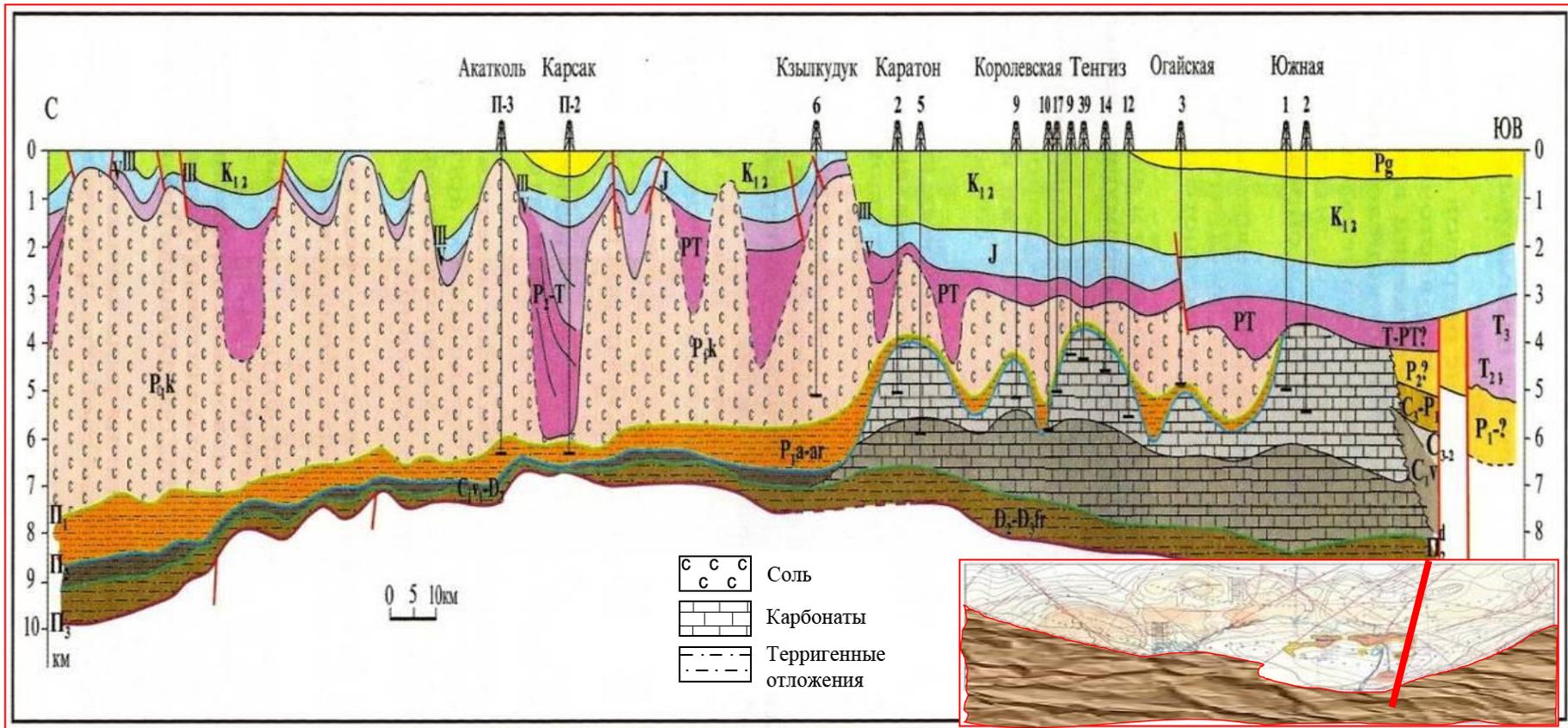
Приложение А

Геологический разрез Северо-Бузашинской зоны

	Возраст	Толщина, м	Литология	Нефтегазоносные и перспективно-нефтегазоносные комплексы.
	K₁	До 200	•••••	Зональный аптский флюидоупор (покрышка) Нижнемеловой (неоком-аптский) терригенный нефтегазоносный Верхне-среднеюрский терригенный нефтегазоносный
	J₂₋₃	До 200	•••••	
	T₂	До 600	••••• v v v	
	T₁	До 2000	•••••	Средне-верхне (?) триасовый перспективно-нефтегазоносный ← Зональный флюидоупор
	P₂	До 900	•••••	
	C₃-P₁	80-2400	•••••	Нижнепермско-каменноугольный терригенно-карбонатный перспективно-нефтегазоносный
	C₂	До 500	•••••	
	C₁	До 1800	•••••	
	D₃-C₁	До 800	•••••	
	D₃	>500	•••••	

Приложение Б

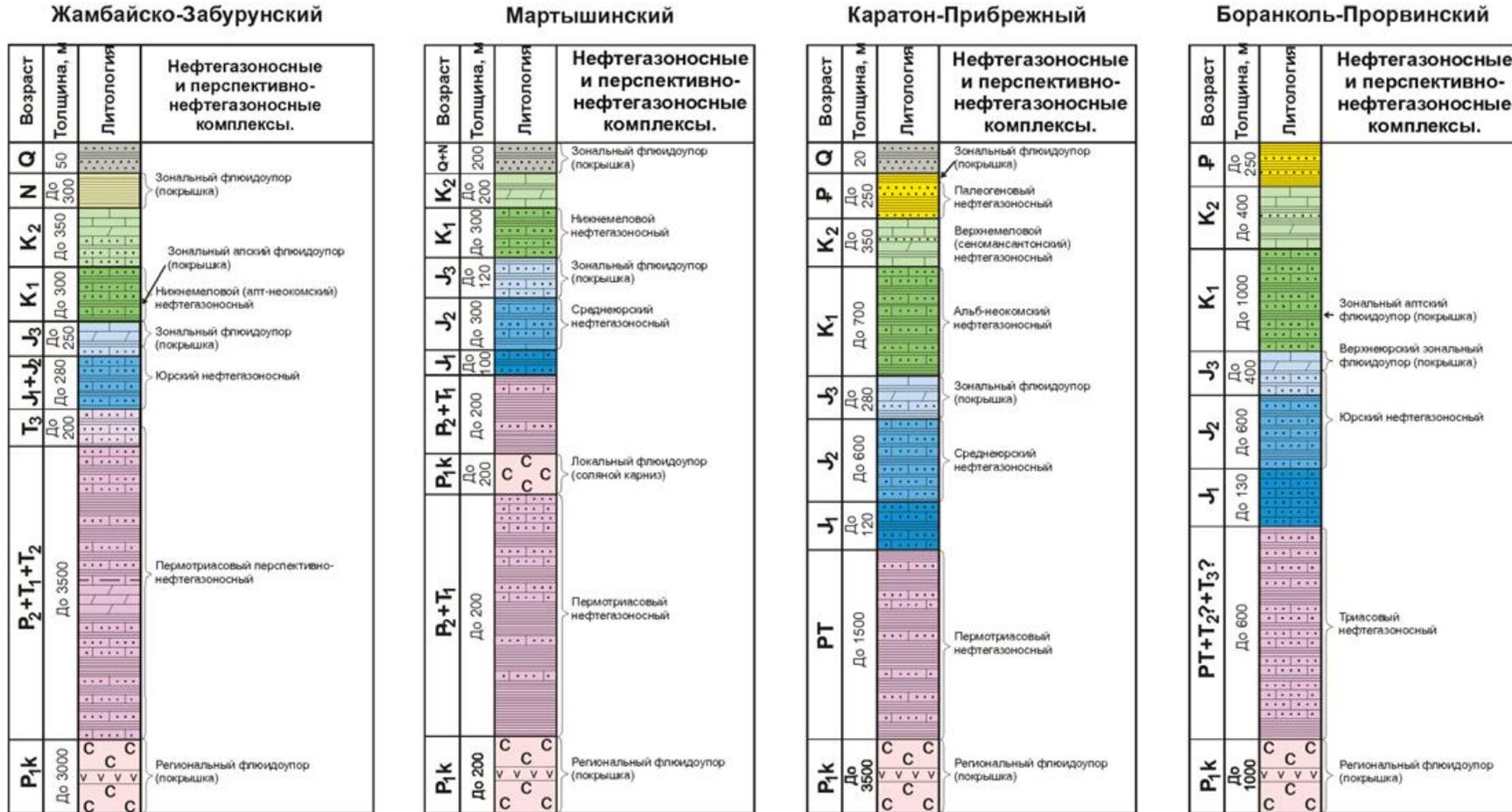
Геологический разрез Каратон-Тенгизской зоны



30

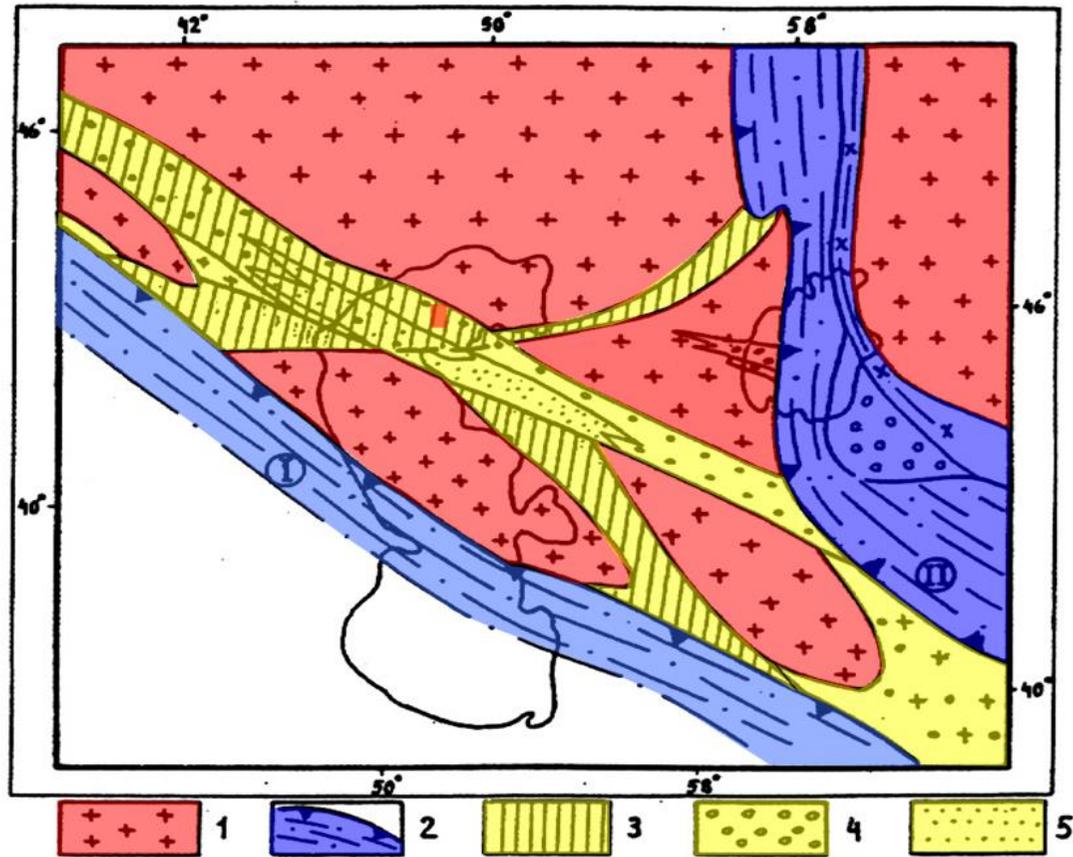
Приложение В

Схематические разрезы Мезозойских отложений прилегающих районов Прикаспийской впадины



Приложение Г

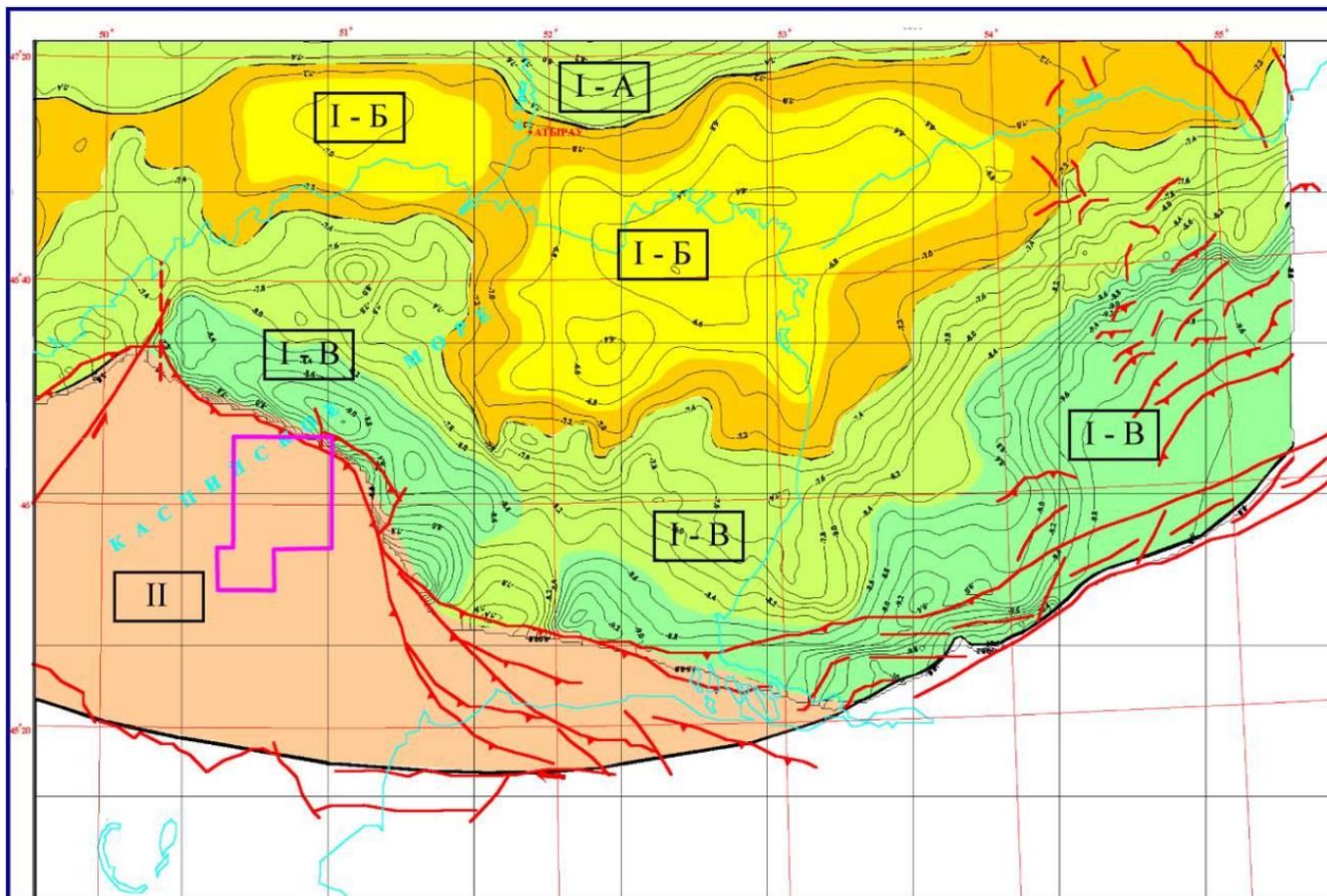
Расположение древних массивов фундамента и линейных зон дислокаций



Примечания: 1 – древние массивы; 2 – складчатые системы: I – Альпийская и II – Урало-Тянь-Шаньская; внутриконтинентальные рифты, претерпевшие инверсию: 3 – в раннем и среднем палеозое; 4 – в карбоне и 5 – в пермотриасе.

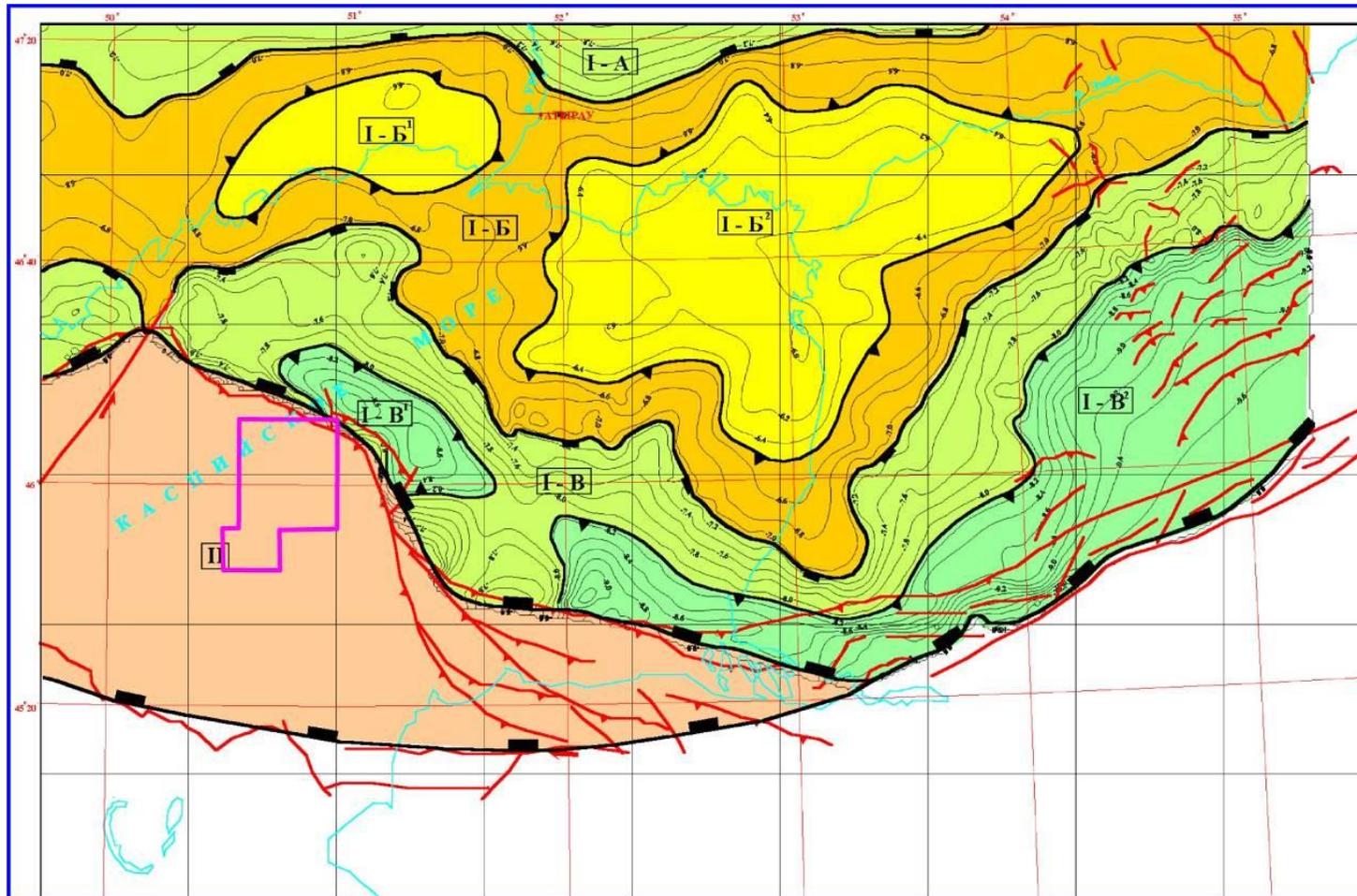
Приложение Д

Структурная схема венд-раннепалеозойского комплекса (П4)



Примечания: I – Прикаспийская впадина, А-Северо-Атырауская моноклираль, Б-Северо-Каспийский вал, В-Заволжско-Тугаракчанский прогиб; II-Карпинско-Бузащинская система дислокаций (по Э.С.Воцалевскому, В. М. Пилифосову и др.)

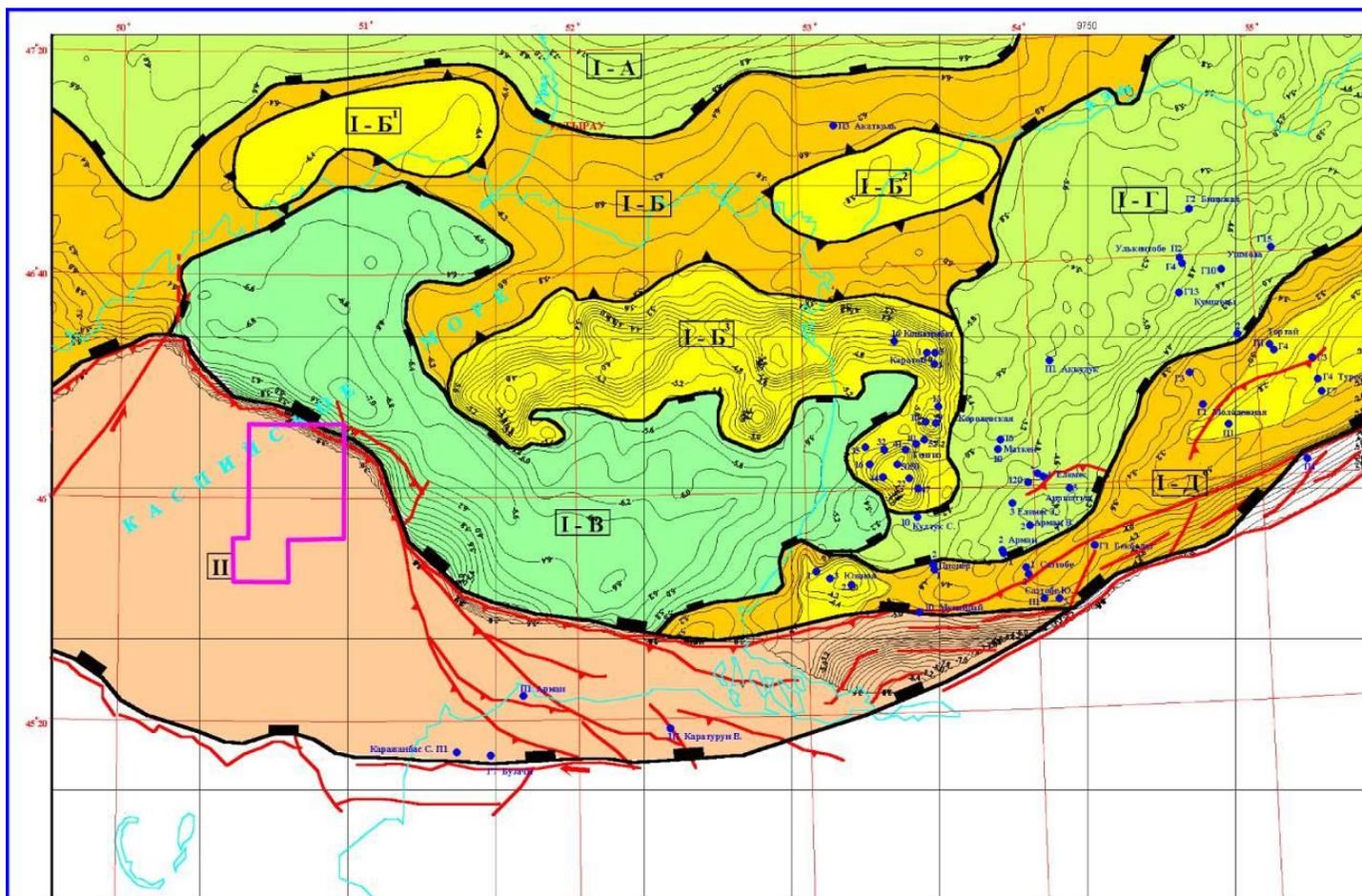
Приложение Е
Структурная схема эйфельско-раннераннефранского комплекса (ПЗ)



Примечание - условные обозначения в Приложении Г

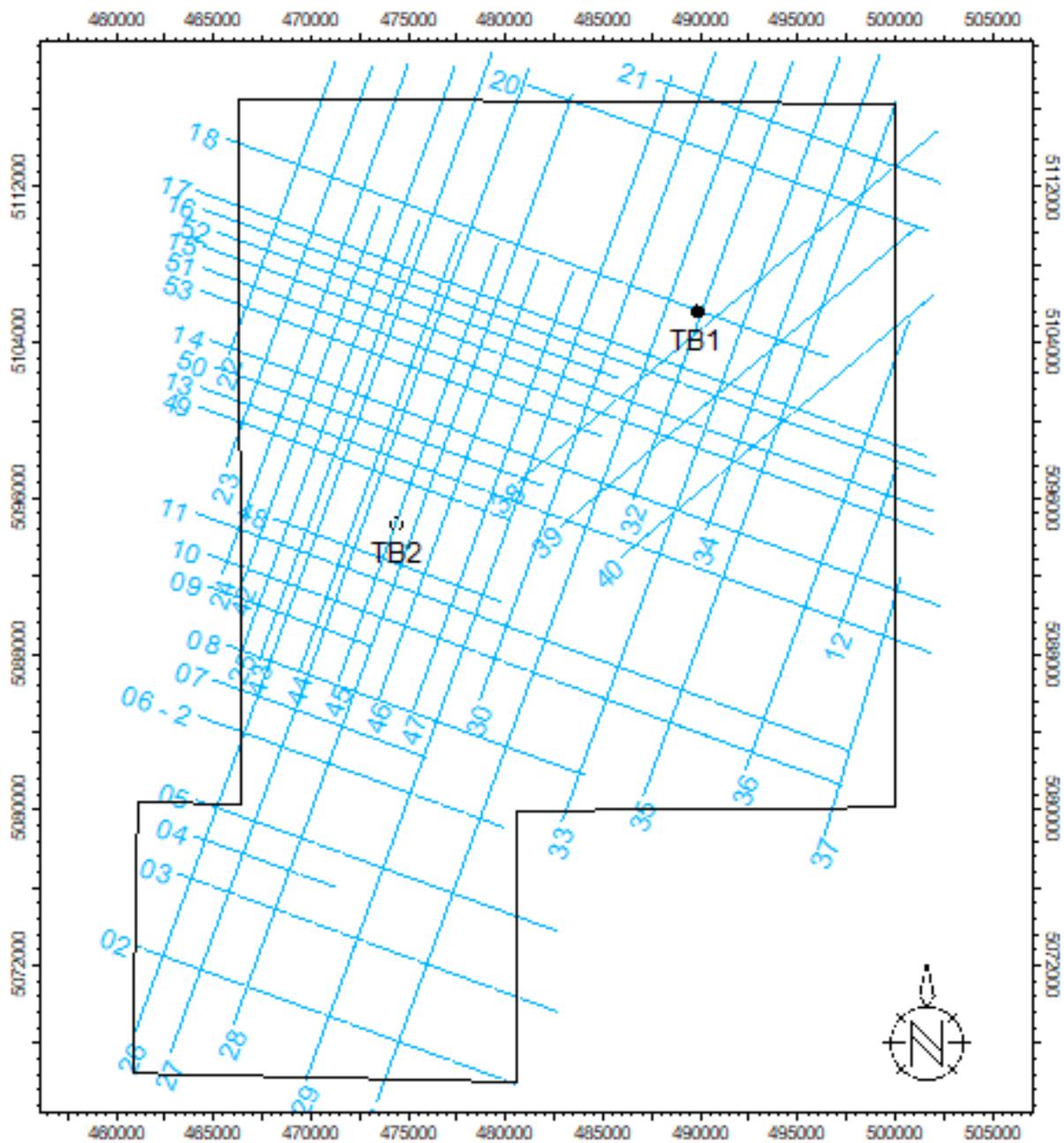
Приложение Ж

Структурная схема франско-башкирского комплекса – (П2)



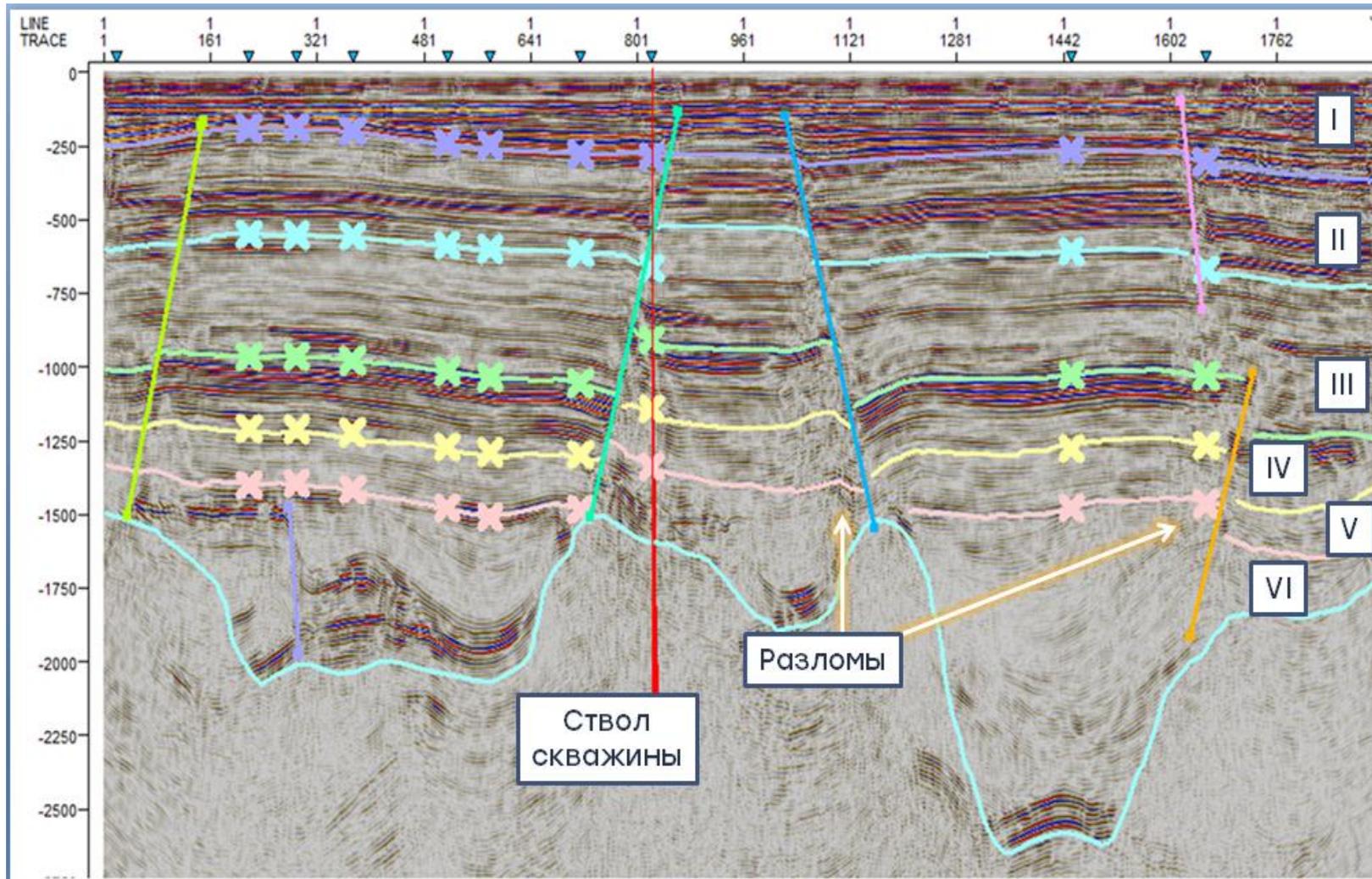
Примечания: I-Г- Маткен-Коздысайская моноκлираль, I-Д –Южно-Эмбенское поднятие, другие условные обозначения в Приложении Г

Приложение 3 Сеть временных профилей на месторождении Табыс



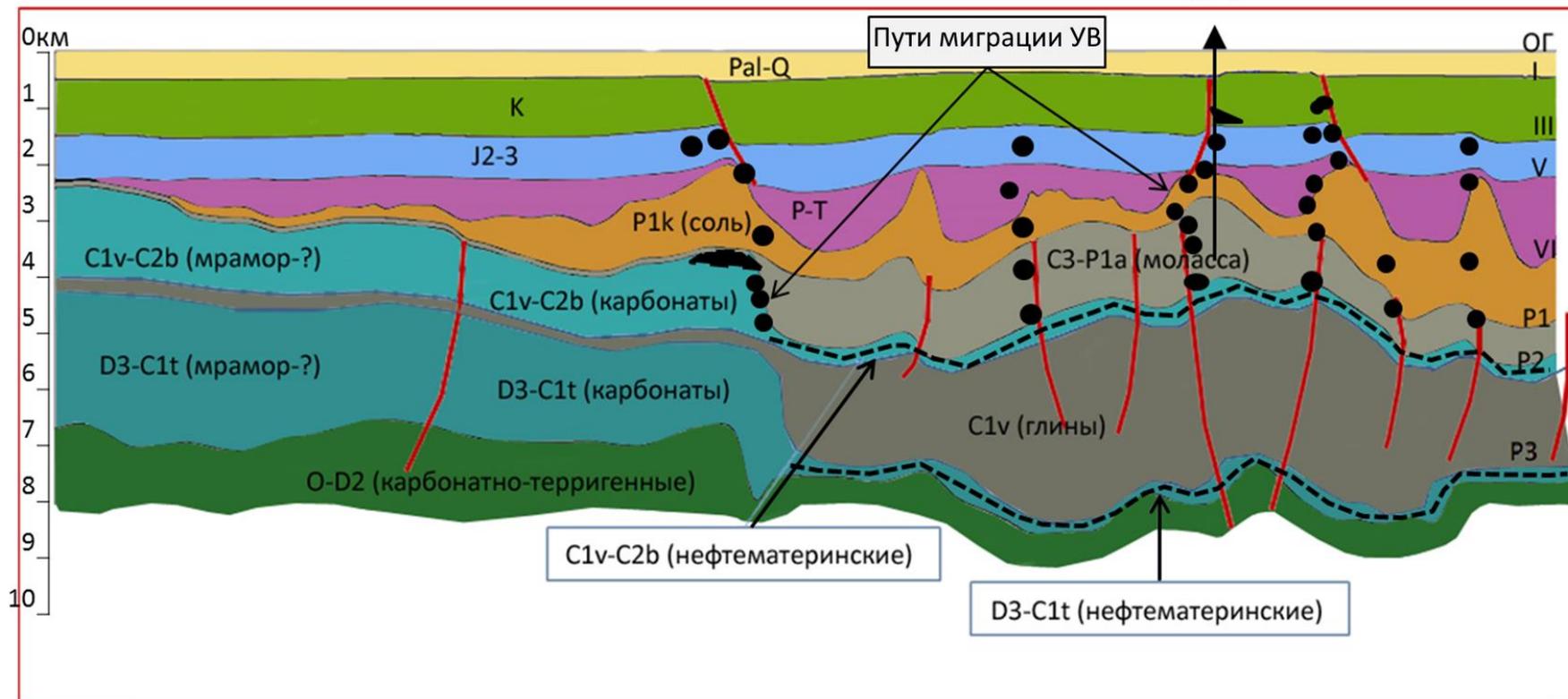
Приложение И

Корреляция основных отражающих горизонтов и разломов на профиле №32



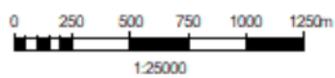
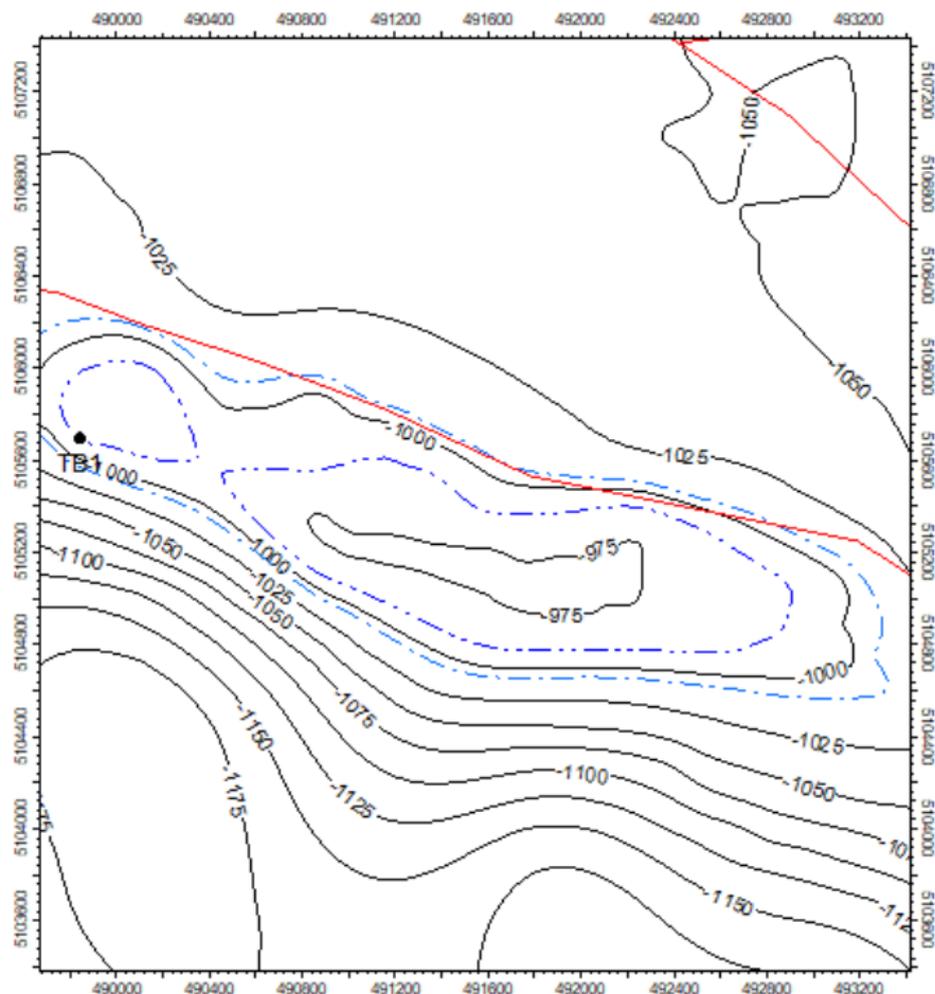
Приложение К

Геологический разрез по профилю №31 с элементами миграции УВ



Приложение Л

Структурная карта по кровле продуктивного пласта K1br

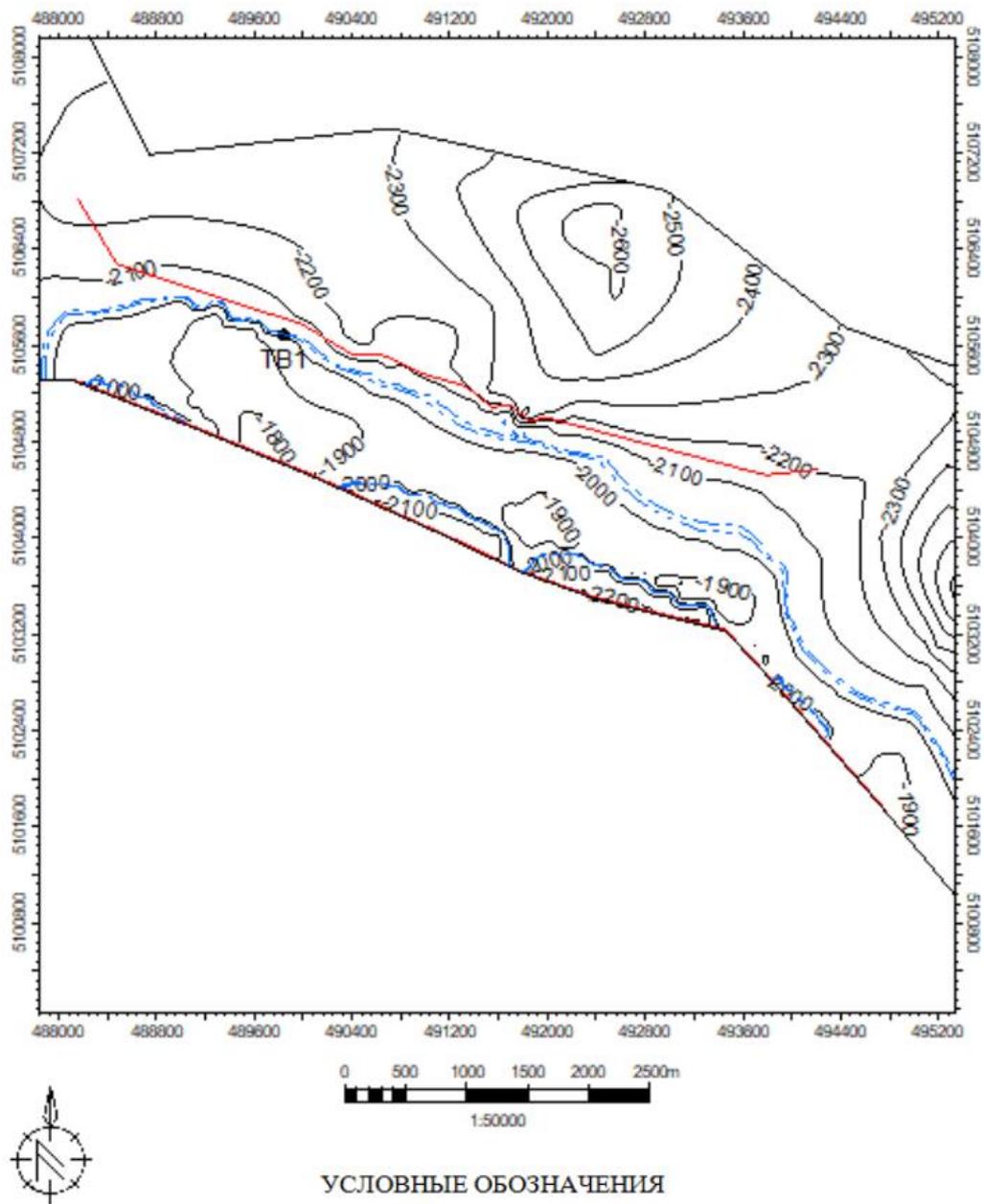


УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

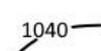
- 1040 — - изогипсы;
-  - границы внутреннего водонефтяного контакта;
-  - границы внешнего водонефтяного контакта;
-  - разломы.

Приложение М

Структурная карта по кровле продуктивного пласта Urreg_PT

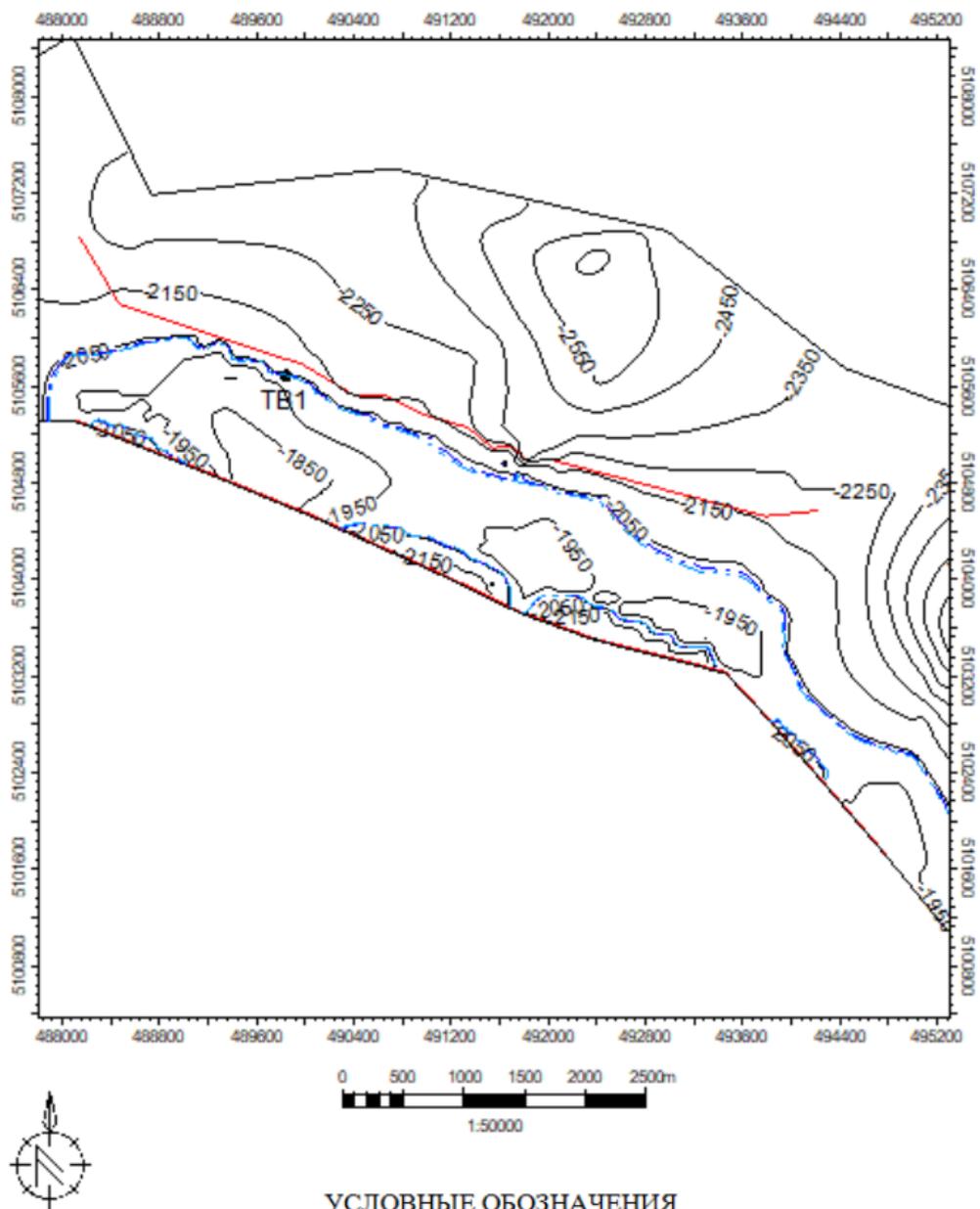


УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

-  - изогипсы;
-  - границы внутреннего водонефтяного контакта;
-  - границы внешнего водонефтяного контакта;
-  - разломы.

Приложение Н

Структурная карта по кровле продуктивного пласта РТ

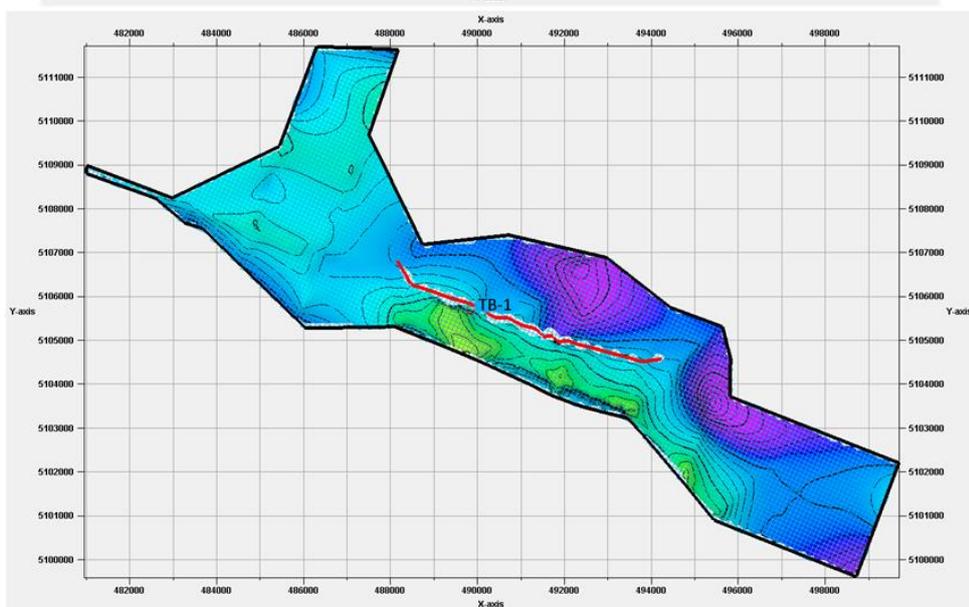
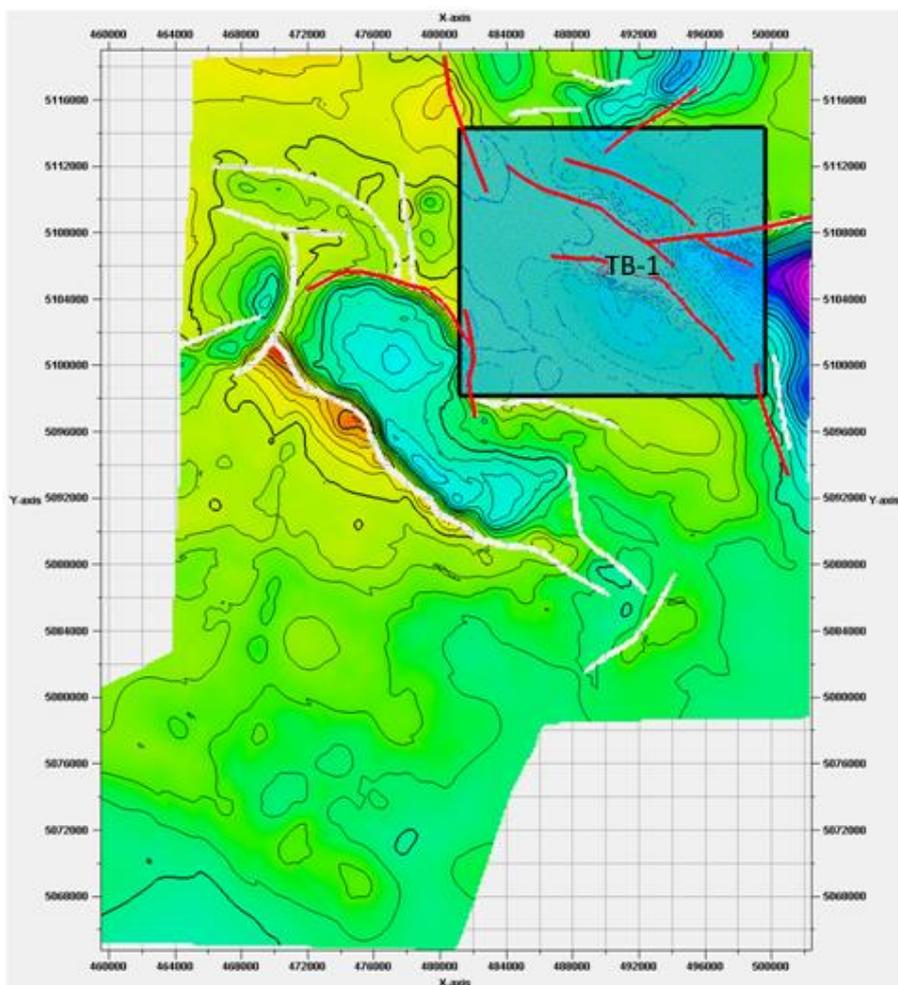


УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- 1040 — - изогипсы;
-  - границы внутреннего водонефтяного контакта;
-  - границы внешнего водонефтяного контакта;
-  - разломы.

Приложение О

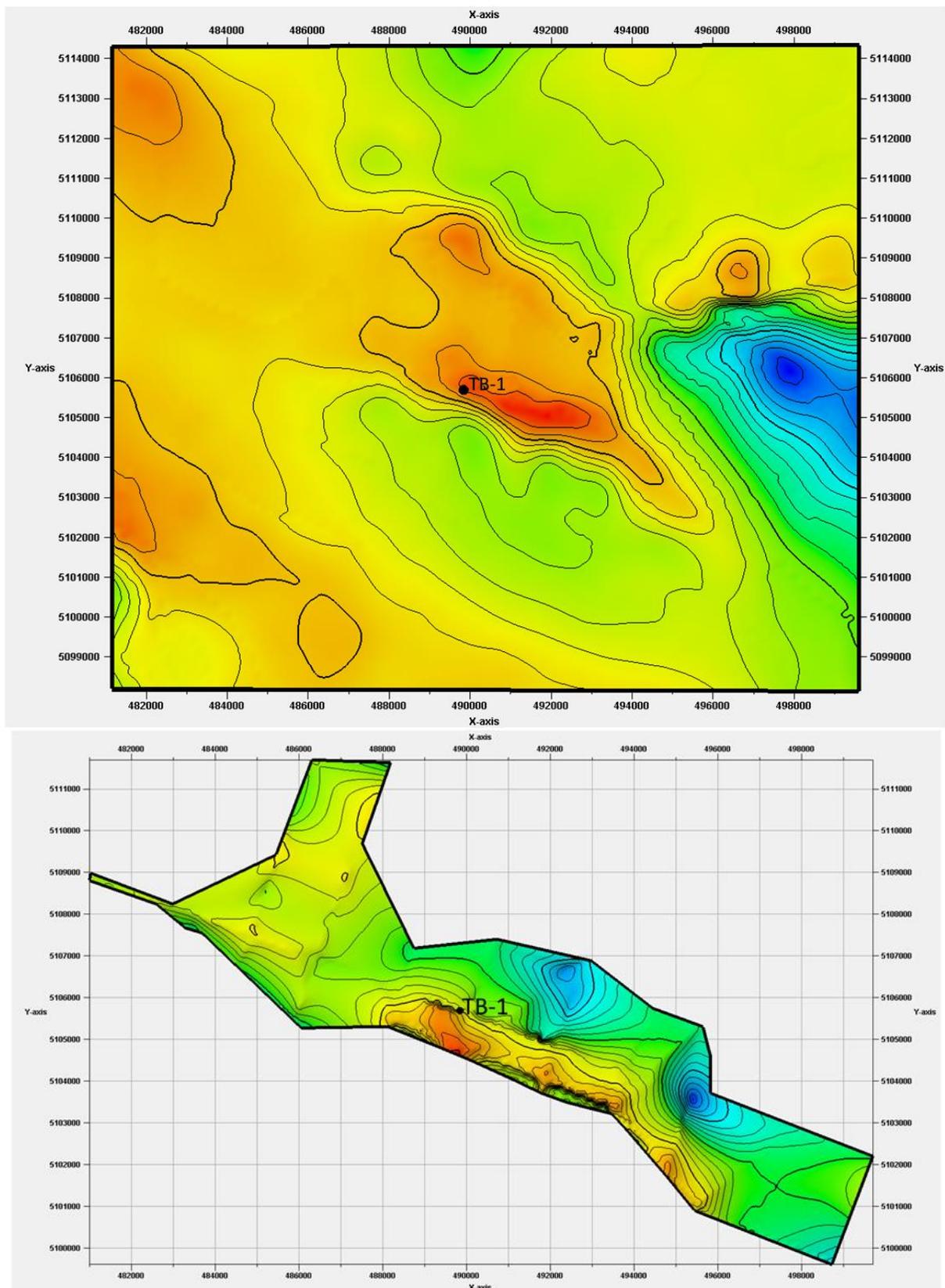
Области построения модели K1br и PT+Upper_PT



Примечание - Черная линия – граница (полигон) модели; Красная линия – разломы, использованные в модели

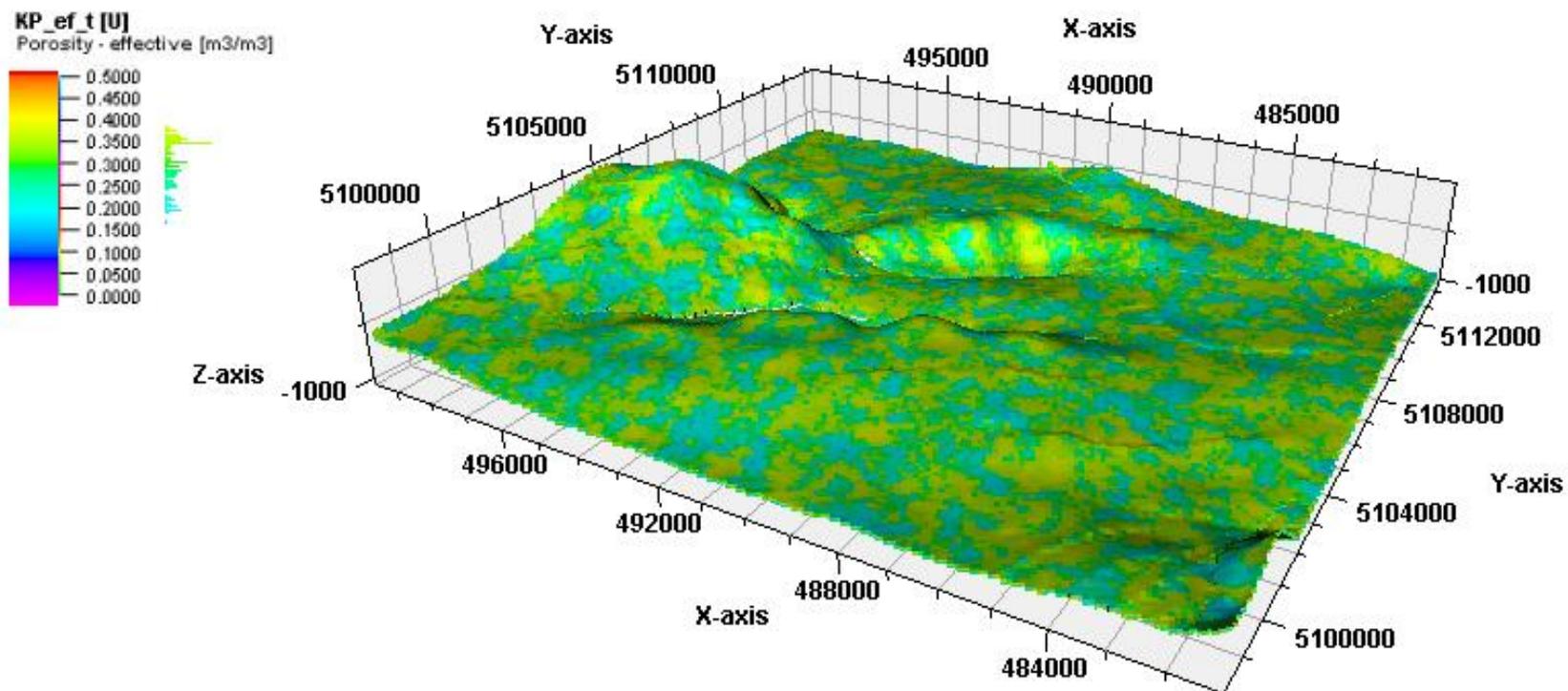
Приложение П

Сейсмические структурные карты по K1br и РТ



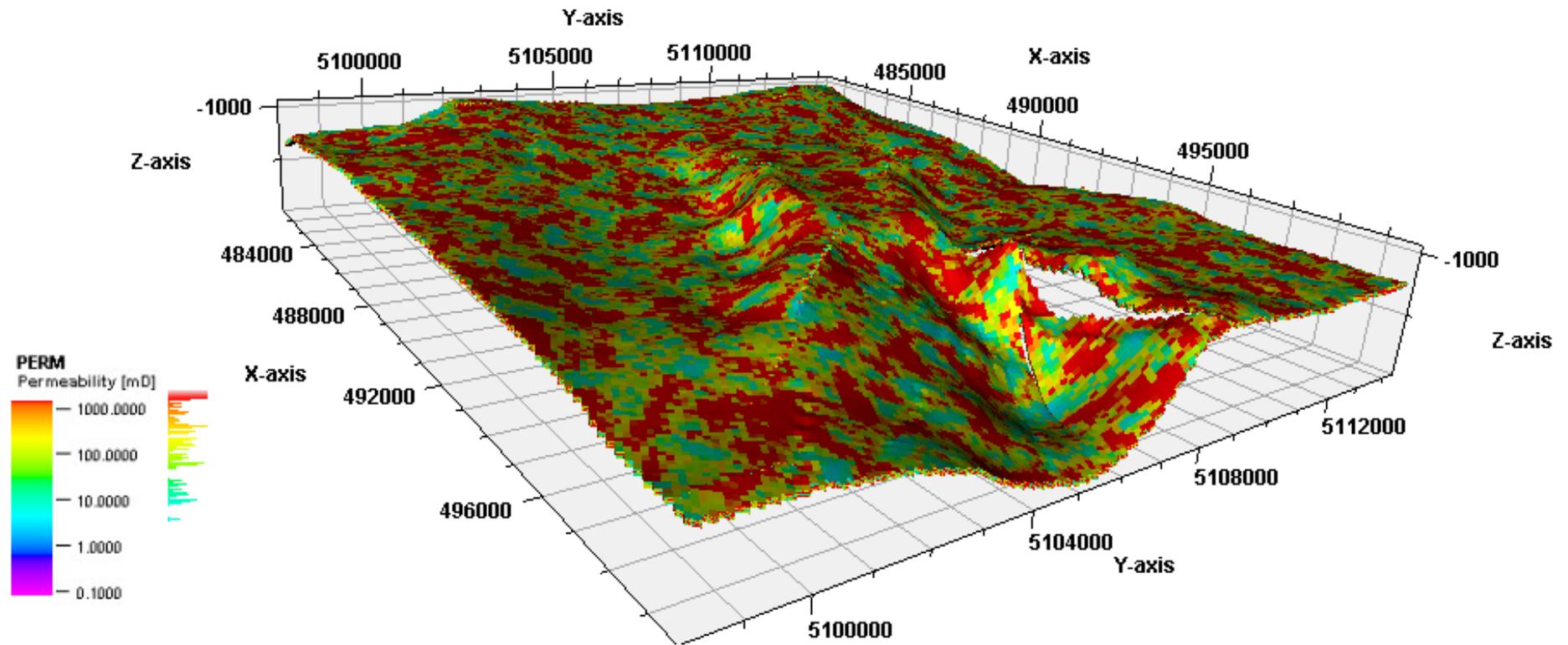
Приложение Р

Куб пористости по геологической модели K1br



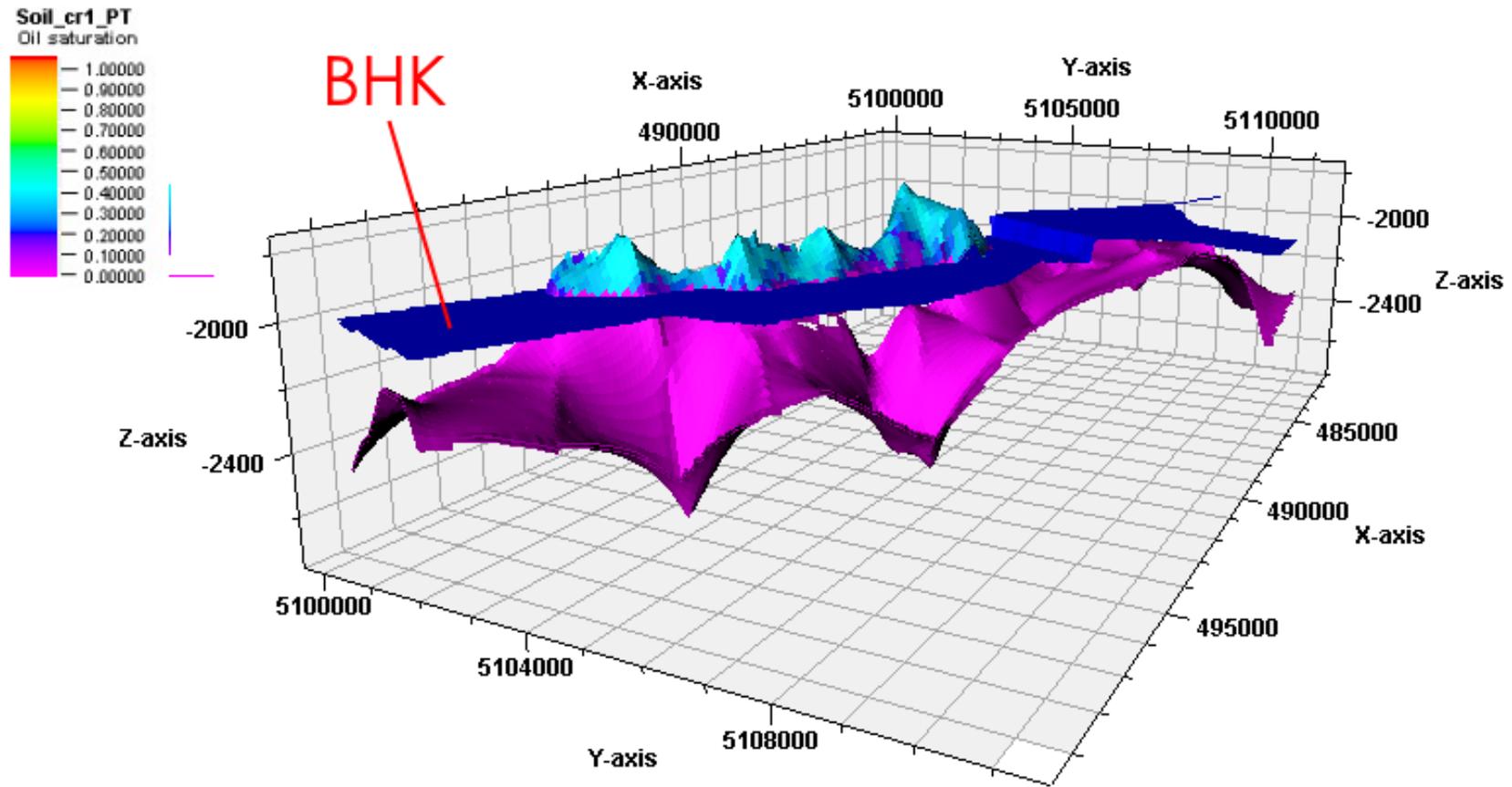
Приложение С

Куб проницаемости по геологической модели K1br



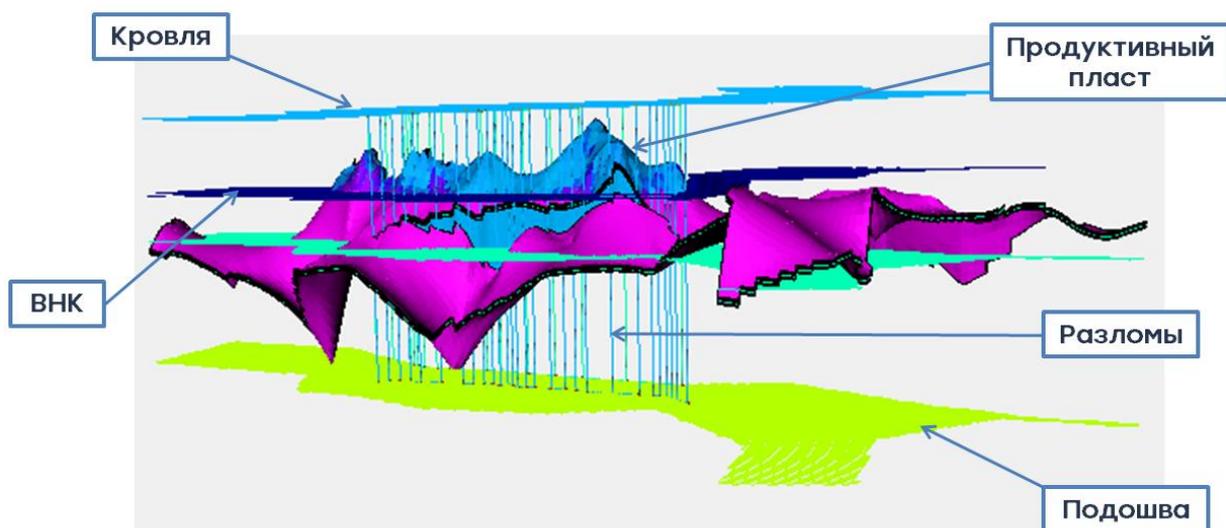
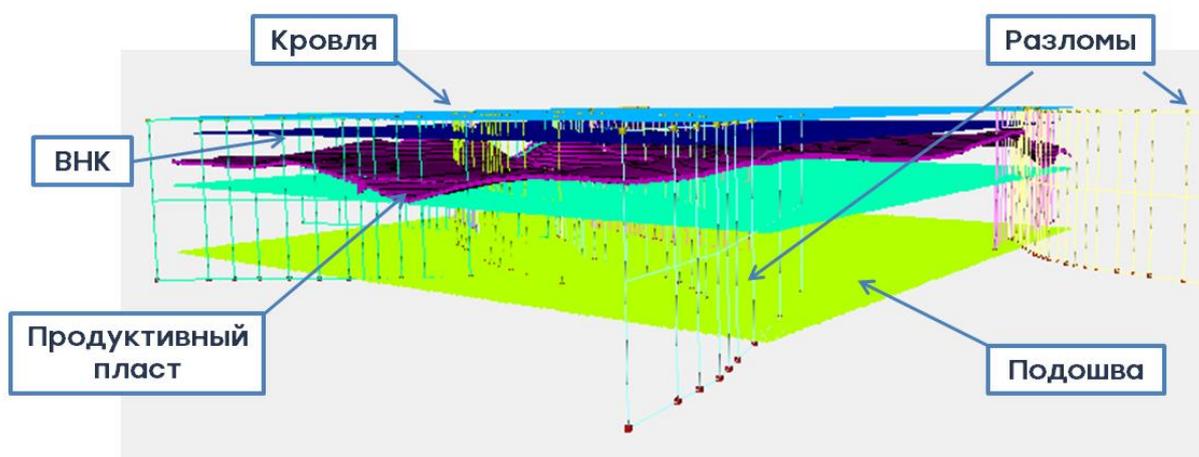
Приложение Т

Куб нефтенасыщенности по геологической модели PT + Upper_PT



Приложение У

Итоговые трехмерные геологические модели по продуктивному пласту K1br и PT + Upper_PT



РЕЦЕНЗИЯ

на дипломную работу студентки 4 курса Казахского Национального Исследовательского Технического Университета им. К. И. Сатпаева специальности 5В070600 «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых»

Қарабаяновой Лейлы Маратқызы

на тему: *«Интерпретация геолого-геофизических данных и построение трехмерной геологической модели на месторождении Табыс юга Прикаспийской впадины»*

Рецензируемая дипломная работа *Қарабаяновой Лейлы Маратқызы* посвящена вопросам интерпретации геолого-геофизических данных на основе корреляции отражающих горизонтов по временным разрезам и трехмерному геологическому моделированию трех нефтегазоносных продуктивных пластов на месторождении Табыс для последующего подсчета начальных запасов нефти и растворенного в ней газа объемным методом.

В целом, в теоретической части дипломной работы дается общее представление о литолого-стратиграфической характеристике района исследований и сопредельных площадей, приводится подробное описание характера нефтегазоносности шести выделяемых продуктивных комплексов и описывается генерализованная модель формирования основных структурных элементов, связанных с месторождением.

В практической части осуществляется поэтапное построение трех геологических моделей по продуктивным пластам K1br (нижний мел), Upprgr_PT (верхняя часть пермо-триас) и PT (пермо-триас) - от корреляции 6 основных отражающих горизонтов до построения кубов пористости, проницаемости и нефтенасыщенности, с конечной целью оценки перспективных ресурсов нефти и газа на месторождении Табыс. Практическая часть работы полностью выполнялась в программном обеспечении (ПО) «Petrel», что свидетельствует о высоком уровне владения ПО. Особого внимания заслуживает проведенная корреляция и интерпретация по 53 временным разрезам, позволяющая выделить основные литолого-стратиграфические и тектонические особенности региона.

1. Актуальность темы

Объектом исследования является нефтегазоперспективный участок, находящийся в северной части шельфа Каспийского моря. Уже этим определяется актуальность выбранной темы. Безусловно, обработка геолого-геофизических данных и подсчет запасов в специальных программных обеспечениях значительно упрощают рабочие этапы в процессе поиска и разведки месторождений полезных ископаемых, в частности на нефть и газ, что позволяет получать более точные прогнозы на рентабельность месторождения. Это является дополнительным подтверждением актуальности выбранной темы.

2. Степень новизны исследований, проведенных в дипломной работе и её практическая значимость.

- Впервые проведена детальная корреляция шести отражающих горизонтов по более чем 50 временным разрезам и выполнена подробная интерпретация геолого-геофизических данных;
- Несмотря на построение упрощенных моделей продуктивных пластов (где учитываются только коллекторы и флюидоупоры), в итоге были рассчитаны кубы пористости, проницаемости и нефтенасыщенности, кроме того, на временных разрезах были выделены и включены в модель основные разломы по трем интерпретированным пластам;
- Была выполнена оценка геологических перспективных ресурсов по мезозойскому комплексу отложений и сделан вывод об экономической целесообразности проекта.

Все это определяет практическую значимость дипломной работы.

Несмотря на то, что автором был рассмотрен и исследован только мезозойский комплекс отложений, не вызывает сомнений тот факт, что Карабаяновой Л. М. был проанализирован и обобщен большой объем опубликованной литературы, а также выполнена обширная практическая работа для построения трехмерной модели месторождения.

3. Структура и объем работы.

Дипломная работа состоит из введения, четырех разделов, заключения, перечня сокращений, списка используемой литературы из 22 наименований; всего 63 страницы текста, включая 12 рисунков и 21 графическое приложение. Больше половины иллюстраций в работе являются авторскими (структурные карты, прокоррелированные временные разрезы, диаграммы, кубы ФЕС и т.д.), что позволяет судить о высоком уровне дипломной работы и самостоятельности ее выполнения.

4. Замечания по дипломной работе.

Замечания, касающиеся оформления графических материалов и текстовой составляющей были высказаны дипломанту в устной форме. Все они были впоследствии устранены.

Автор привел подсчет начальных запасов нефти и растворенного газа, но, по-существу, это является оценкой перспективных ресурсов, а не запасов, т.к. на проектируемой площади по результатам проведенных геологоразведочных работ еще не выявлены запасы нефти и газа, а получены только прямые признаки нефтегазоносности. Там не менее, объемы ресурсов

оценены достаточно верно.

В связи с этим, следует внести соответствующие исправления в текст, а в результирующую таблицу добавить общий объем перспективных ресурсов по всем 3-м горизонтам, т.е., в целом по площади Табыс.

Несмотря на высказанные замечания, выполненная автором работа имеет несомненную практическую значимость. Всё это характеризует Карабаянову Л.М.исключительно с положительной стороны, работа выполнена на достаточно высоком уровне, рекомендуется к защите с оценкой «**отлично - 95%**», а сам автор – присвоения ей степени бакалавра по специальности «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых».

Рецензент

**Кандидат геолого-минералогических наук, доцент,
советник генерального директора ТОО «RAMCO Holding»**



Т.Х. Парагульгов

ОТЗЫВ НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ

на дипломную работу Қарабаяновой Лейлы Маратқызы
Специальность 5В070600 - Геология и разведка месторождений
полезных ископаемых

Тема: «Интерпретация геолого-геофизических данных
и построение трехмерной геологической модели на
месторождении Табыс юга Прикаспийской впадины»

Дипломная работа состоит из введения, четырех разделов, заключения, перечня сокращений, списка используемой литературы из 22 наименований; всего 63 страницы текста, а также 21 графическое приложение и 12 рисунков (в самом тексте).

Суть работы заключается в корреляции основных отражающих горизонтов по временным профилям и в трехмерном моделировании продуктивных пластов мезозойского комплекса (пермо-триасового и нижнемелового возраста) месторождения Табыс для последующего подсчета начальных запасов нефти и газа. Подсчет запасов проводился объемным методом по результатам построения кубов ФЕС и геологической модели месторождения. Интерпретация геолого-геофизических данных проводилась по результатам корреляции шести отражающих горизонтов по сети из полусотни профилей, а также опробования скважин и результатов данных ГИС. Практическая часть дипломной работы полностью была выполнена в ПО «Petrel».

Автором был обработан и проанализирован внушительный объем опубликованных источников, а также проведена последовательная работа по построению модели месторождения от корреляции временных профилей до моделирования пластов и разломов. В процессе подготовки дипломной работы Қарабаянова Лейла продемонстрировала успешное применение теоретических знаний, полученных в стенах университета, на практике.

По моему мнению, тема дипломной работы раскрыта полностью и составлена в соответствии со всеми требованиями на высоком уровне.

Дипломный проект Қарабаяновой Лейлы может быть рекомендован к защите с присвоением ей академической степени бакалавра техники и технологии по специальности 5В070600 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых.

Научный руководитель:
Кандидат геолого-минералогических наук, сеньор-лектор



Узбекгалиев Р. Х.
«19» мая 2020 г.

Протокол анализа Отчета подобия Научным руководителем

Заявляю, что я ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

Автор: Қарабаянова Лейла Маратқызы

Название: Интерпретация геолого-геофизических данных и построение трехмерной геологической модели на месторождении Табыс юга Прикаспийской впадины

Координатор: Ризахан Узбекғалиев

Коэффициент подобия 1: 6,3

Коэффициент подобия 2: 1,7

Замена букв: 20

Интервалы: 0

Микропробелы: 0

Белые знаки: 0

После анализа Отчета подобия констатирую следующее:

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите;
- обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, не допускаю работу к защите.

Обоснование:

Работа выполнена самостоятельно и не несет элементов плагиата. Обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными. В связи с этим, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите перед государственной комиссией.

18.05.2020

Дата



Узбекғалиев Р. Х.

**Протокол анализа Отчета подобия
заведующего кафедрой / начальника структурного
подразделения**

Заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения заявляет, что ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

Автор: Қарабаянова Лейла Маратқызы

Название: Интерпретация геолого-геофизических данных и построение трехмерной геологической модели на месторождении Табыс юга Прикаспийской впадины

Координатор: Ризахан Узбекғалиев

Коэффициент подобия 1:6,3

Коэффициент подобия 2:1,7

Замена букв:20

Интервалы:0

Микропробелы:0

Белые знаки:0

После анализа отчета подобия заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения констатирует следующее:

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, работа признается самостоятельной и допускается к защите;
- обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, работа не допускается к защите.

Обоснование:

Работа выполнена самостоятельно и не несет элементов плагиата. В связи с этим, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите перед государственной комиссией.

23.05.2020

Дата

Подписано цифровой
подписью: Енсепаев Т.А.
Дата: 2020.05.23 23:27:20 +06'00'

.....
Подпись заведующего кафедрой
Енсепаев Т. А.

Окончательное решение в отношении допуска к защите, включая обоснование:

Диплом допускается к защите перед государственной комиссией.

.....

23.05.2020

Дата

Подписано цифровой
подписью: Енсепаев Т.А.
Дата: 2020.05.23 23:27:42
+06'00'

.....
Подпись заведующего кафедрой
Енсепаев Т. А.