

Казахский научный технический исследовательский университет имени К.И.Сатпаева

УДК 550.837.211:553.98(574)

На правах рукописи

УМИРОВА ГУЛЬЗАДА КУБАШЕВНА

Выделение геоэлектрических неоднородностей в образованиях осадочного чехла в пределах блока Каратон-Саркамыс на основе технологии магнитотеллурических зондирований (МТЗ)

6D070600 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых

Диссертация на соискание ученой степени доктора философии (PhD)

Научные консультанты:

д. г.-м.н., профессор

Истекова С.А.

д. т.н., профессор

Модин И.Н. (МГУ, Россия)

Республика Казахстан

Алматы, 2017 г.

СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ	2
НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ.....	4
ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ.....	5
ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДОЧНЫХ МЕТОДОВ ПРИ ИЗУЧЕНИИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ.....	14
1.1 Возможности методов электроразведки при решении геологических задач	14
1.2 Современное состояние метода магнитотеллурического зондирования (МТЗ)	16
1.2.1 История становления магнитотеллурических зондирований.....	16
1.2.2 Актуальные проблемы магнитотеллурического метода при решении практических задач	19
1.3 Обзор зарубежных представлений о возможности применения МТ-технологий при поисках и разведке месторождений углеводородов	23
1.4 Состояние электроразведочной изученности нефтегазоносных районов в Казахстане	32
1.5 Петрофизическое обоснование электроразведочных методов.....	35
1.5.1 Электромагнитные свойства горных пород	36
1.5.2 Петрофизическое обоснование применения метода МТЗ на блоке Каратон- Саркамыс.....	38
1.5.3 Плотностная характеристика разреза.....	45
1.5.4 Магнитные свойства пород	46
1.5.5 Основные отражающие горизонты	49
2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КАРАТОН- САРКАМЫССКОГО БЛОКА	52
2.1 Геолого-геофизическая изученность района исследований.....	53
2.2 Электроразведочная изученность.....	59
2.3 Изученность блока Каратон-Саркамыс глубоким бурением.....	61
2.4 Краткие сведения о геологическом строении района исследований.....	67
2.4.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	67
2.4.2 Тектоническое строение блока Каратон-Саркамыс	76
2.5 Нефтегазоносность.....	83
3 ОСНОВНЫЕ МЕТОДИЧЕСКИЕ ПРИНЦИПЫ ИССЛЕДОВАНИЙ МЕТОДОМ МАГНИТОТЕЛЛУРИЧЕСКИХ ЗОНДИРОВАНИЙ (МТЗ) ...	89
3.1 Современные технологии полевых наблюдений МТЗ.....	89
3.2 Особенности обработки данных МТЗ.....	92
3.3 Анализ и интерпретация данных МТЗ.....	94
3.3.1 Форма кривых.....	94

3.3.2 Учёт влияния приповерхностных неоднородностей	95
3.3.3 Разрезы параметров тензора импеданса	96
3.3.4 Качественная интерпретация данных	97
3.3.5 Карты амплитудных и фазовых полярных диаграмм.....	99
3.4 Методика количественной интерпретации	101
3.4.1 1D-инверсия	101
3.4.2 Результаты автоматизированной 1D-инверсии.....	103
3.5 Комплексирование данных МТЗ с результатами каротажных исследований	103
3.6 Комплексирование магнитотеллурического зондирования (МТЗ) и метода МОГТ 3D при поисках месторождений нефти и газа	107
4 КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПРИ ИЗУЧЕНИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КАРАТОН-САРКАМЫССКОГО БЛОКА	112
4.1 Выбор и анализ комплекса геофизических методов при изучении Каратон- Саркамысского блока.....	112
4.2 Комплексная интерпретация магнитного и электрического полей	113
4.3 Комплексная интерпретация гравитационного и электрического полей....	114
4.4 Возможности использования дифференциально-нормированного параметра (ДН-параметр) для выделения тектонических нарушений.....	116
4.5 Построение физико-геологической модели целевого разреза блока Каратон- Саркамыс по технологии «GeoVisor»	118
5 ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ.....	122
5.1 Построение структурных карт и карт распределения УЭС по целевым геоэлектрическим горизонтам	122
5.2 Оценка нефтегазоносности целевых интервалов разреза площади Каратон- Саркамыс	126
6.РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРИМЕНЕНИЮ МАГНИТОТЕЛЛУРИЧЕСКОГО МЕТОДА ПРИ ИЗУЧЕНИИ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА И ВЫЯВЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ СТРУКТУР	132
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	143
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	148

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей диссертации использованы ссылки на следующие стандарты:

- 1 Закон Республики Казахстан т 27 июля 2007 года «Об Образовании»;
- 2 Государственный общеобязательный стандарт образования Республики Казахстан послевузовское образование. Докторантура. Основные положения ГОСО РК 5.04.034 – 2011

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей диссертации применяются следующие термины с соответствующими определениями, обозначениями и сокращениями:

ВЭЗ –	вертикальное электрическое зондирование
ЕЭМПЗ	Естественное электромагнитное поле земли
ДЭЗ	дипольное электрическое зондирование
ВП	метод вызванной поляризации
ЗС	зондирование становлением поля
ЗСБ	зондирование становлением поля в ближней зоне
ЕП	естественное поле
ЭП	электрическое профилирование
СГ	методика срединного градиента
ЭТ	электротомография
МТЗ	магнитотеллурическое зондирование
МВЗ	магнитовариационное зондирование
ТТ	метод теллурических токов
МТП	магнитотеллурическое профилирование
МВП	магнитовариационное профилирование
АМТЗ	аудиомагнитотеллурическое зондирование
ЧЗ	частотное зондирование
ЧХ	частотная характеристика
УЭС	удельное электрическое сопротивление
КС	кажущееся сопротивление
1D	одномерная модель
2D	двумерная модель
3D	трехмерная модель

ВВЕДЕНИЕ

Современное состояние процесса освоения нефтяных и газовых месторождений в Казахстане, характеризуется определенными сложностями при выборе оптимальных технологий поисков и разведки месторождений углеводородов. Это связано с изучением месторождений, формирующихся в сложных горно-геологических условиях, увеличением в общем балансе доли трудноизвлекаемых запасов, в том числе связанных с низкопористыми карбонатными коллекторами, приуроченностью ряда месторождений к зонам с особым режимом природопользования, имеющими ограничения на недропользование.

Вместе с тем, появились высокоточные и высокоразрешающие геофизические технологии, позволяющие дать детальное представление об особенностях строения изучаемых объектов. В последние годы, данные технологии стали активно внедряться на стадии поисков и разведки, а зачастую и при разработке месторождений нефти и газа, что позволяет получить достоверную информацию для построения детальных моделей строения продуктивных объектов и корректировать направления эффективного их освоения.

Электроразведка методом магнитотеллурического зондирования является инструментом, который может успешно решать целый круг задач, связанных с поисками залежей углеводородов, выступая как существенное дополнение к сейсморазведке. Метод МТЗ вряд можно отнести к высокоточным и высокоразрешающим технологиям, позволяющим составить детальное представление об особенностях строения изучаемых объектов. Тем не менее, этот метод позволяет выявить специфические аномалии удельного сопротивления, связанные с эпигенетическими изменениями пород над залежью углеводородов, провести литологическое расчленение осадочных комплексов, выделить глубинные разломы, крупные антиклинальные поднятия, структуры фундамента. Кроме того, по данным МТЗ по косвенным признакам можно прогнозировать зоны горизонтов, перспективных на нефть и газ.

В диссертационной работе «Выделение геоэлектрических неоднородностей в образованиях осадочного чехла в пределах блока Каратон-Саркамыс на основе технологии магнитотеллурических зондирований (МТЗ)» представлены результаты применения МТ-зондирований для решения геологических и поисковых задач. На основе расчета комплексного сейсмо-электроразведочного параметра (КП), учитывающего литолого-фациальную изменчивость отложений и отвечающего за изменение характера их флюидонасыщения и параметров вызванной поляризации, реагирующих на наличие залежи УВ в разрезе, показана геологическая эффективность электроразведки МТЗ для оценки перспектив и локального прогноза нефтегазоносности в выявленных сейсморазведкой структурах.

Цель исследований состоит в изучении и оценке возможности эффективного применения электроразведки методом магнитотеллурического зондирования при решении нефтепоисковых задач в условиях Каратон-Саркамысского блока Прикаспийской впадины.

Для достижения поставленной цели предусматривается решение **следующих задач:**

- анализ состояния геофизических исследований методами МТЗ, МОГТ и ГИС при решении нефтепоисковых задач;
- петрофизическое обоснование применения комплексных геофизических исследований в районе работ;
- анализ и интерпретация данных МТЗ с использованием современных специализированных программно-аппаратурных комплексов;
- комплексный анализ электрометрических данных, сопоставление их с результатами выполненных сейсморазведочных, гравиметрических, магнитометрических исследований, материалами бурения;
- оценка эффективности совместного применения методов МТЗ, МОГТ и ГИС при поисках нефтегазовых ловушек;
- разработка методических рекомендаций комплексного анализа результатов геофизических исследований при решении нефтепоисковых задач в условиях Прикаспийской впадины в Казахстане.

Актуальность исследований. Каратон-Саркамысский тектонический блок расположен в восточной части Каспийского моря (приморская часть). Район исследований характеризуется не только сложностью структурно-тектонического строения (выклинивание соли кунгурского яруса, пространственное расположения геологических тел в блоке), но и широко развитой сменой условий седиментации и состава разновозрастных геологических образований.

Геологоразведочные работы на блоке проводятся, начиная с 20-х годов прошлого столетия. Несмотря на то, что регион является во многих отношениях детально изученным, отдельные принципиальные вопросы его геологического строения остаются до настоящего времени дискуссионными. Известно, что при благоприятных условиях и высокой дифференцированности горных пород по электрическим свойствам метод МТЗ показывает хорошие результаты при изучении надсолевых отложений, кровли соли и верхнепалеозойских образований.

Важным аспектом диссертационных исследований является изучение литолого-стратиграфических неоднородностей надсолевого комплекса пород и геологического строения верхнепалеозойских (девон-нижняя пермь) отложений на основе данных МТЗ в комплексе с данными сейсморазведки, ГИС и бурения.

Традиционно ведущим геофизическим методом, применяемым при поисках и разведке месторождений нефти и газа, является сейсморазведка. Она позволяет решать целый ряд задач прогнозирования геологического разреза. Электроразведочные методы достигли определенных успехов в разработке новых технологий полевых исследований, применения современной сейсморегистрирующей

аппаратуры и обрабатывающих геофизических комплексов. Однако, успешность прогноза залежей только по результатам электроразведки остается недостаточно высокой. Особенно в случае сложнопостроенных ловушек, к которым часто относятся и ловушки, сосредоточенные в нефтегазоносном горизонте зоны контакта осадочного чехла и фундамента, юрских и нижнемеловых отложениях и пр. Такие геологические объекты характеризуются, как правило, сравнительно малыми размерами, приуроченностью к различным структурным осложнениям геологического разреза, зонам стратиграфического выклинивания или литологического замещения пластов.

Повышение информативности и геологической содержательности результатов региональных и поисковых исследований достигается на основе применения комплекса геофизических методов, состоящий из «легких» полевых исследований (грави-, электро- и магниторазведки). Эти методы уже давно успешно применяются для изучения геометрии и архитектуры нефтегазоперспективных зон и крупных стратиграфических интервалов. В то время, как для разведки и доразведки углеводородов традиционно используют материалы сейсморазведки и бурения.

Отличительной особенностью диссертационных исследований является попытка качественной и количественной увязки критериев по региональным и поисковым работам с результатами разведки и доразведки нефтегазоперспективных структур, в том числе с целью выделения зон и интервалов сложнопостроенных трещиноватых и низкопоровых коллекторов.

В последнее время наблюдаются случаи включения в комплекс геофизических исследований (сейсморазведка, грави-магнитометрия и ГИС) и высокочастотных модификаций магнитотеллурического зондирования, проводимых с целью детального изучения геологического строения осадочного чехла и выделения нефтегазоперспективных структур на эталонных объектах.

Преимущества электроразведки (оперативность, мобильность, дешевизна, возможность прямого прогноза залежей УВ и др.) диктуют настоятельную необходимость и целесообразность использования её в комплексе с сейсморазведкой при поисках и прогнозировании залежей нефти и газа. Результаты МТЗ, выполненных на нефтеперспективных площадях, могут служить существенным дополнением к данным, получаемым сейсморазведкой. Использование данных одного метода при обработке данных другого позволит повысить качество интерпретируемых материалов и в конечном итоге дать более точный прогноз локализации нефтегазовой залежи. Результатами данных исследований автор диссертации доказал, что для решения этой центральной проблемы МТЗ нужно применять на месторождениях углеводородов.

Исходные материалы исследований. В диссертационной работе использованы результаты электроразведочных работ методом магнитотеллурических зондирования, выполненных на территории Каратон-Саркамысского блока компанией ТОО «НПЦ «Геокен» в 2012 г.

При выполнении геологической интерпретации широко использованы материалы тематических исследований «Сбор и анализ геофизической информации с целью формирования базы данных и создания цифровых моделей месторождений углеводородов Казахстана», включающих результаты магниторазведочных, гравиразведочных, ГИС-исследований и данных бурения.

На основе обработки и интерпретации данных МТ-зондирований создана цифровая геоэлектрическая модель блока Каратон-Саркамыс, расположенного в юго-восточной части Прикаспийской впадины. Построены геоэлектрические разрезы и структурные карты по геоэлектрическим горизонтам. Показана возможность эффективного применения МТ-зондирований в комплексе с данными сейсморазведки и ГИС для получения дополнительной информации о литологических и коллекторских свойствах нефтегазоносных комплексов.

Район исследований. Блок Каратон-Саркамыс расположен в приморской зоне (восточное побережье Каспийского моря) юго-восточной части Прикаспийской впадины. Административно территория блока входит в Жылыойский район Атырауской области Республики Казахстан.

Объектом исследований являются литолого-стратиграфические неоднородности надсолевого и подсолевого структурно-формационных комплексов пород блока Каратон-Саркамыс юго-восточного борта Прикаспийской впадины.

Фактический материал. Работа основана на материалах полевых электроразведочных работ, выполненных в 2012 г. компанией «Геокен» на блоке Каратон-Саркамыс. Автор диссертации была непосредственным участником этих исследований, принимая активное участие при обработке полевых данных, подготовке исходного материала для проведения инверсионных преобразований и получения результативных геоэлектрических разрезов.

Научная новизна исследований, представленных в диссертации, заключается в следующем:

- на основе исследований МТЗ в комплексе с геолого-геофизическими методами, выполненных автором: а) представлено геологическое истолкование строения надсолевого и подсолевого структурно-формационных комплексов; б) определены и классифицированы геологические задачи, показана геологическая эффективность электроразведки МТЗ на поиско-разведочной стадии выявления сложнопостроенных нефтегазоперспективных структур в условиях Каратон-Саркамысского блока юго-восточного борта Прикаспийской впадины;

- для сложнопостроенных разрезов автором разработан методический подход к комплексному анализу результатов полевых геолого-геофизических методов, включая данные грави- магниторазведки, каротажа и результатов бурения;

- выполнен анализ петрофизических свойств района исследований с привлечением большого фонда данных по данным ГИС, бурения;

- выделены особенности геоэлектрических разрезов МТЗ, которые дают возможность наблюдать субвертикальные транскоровые каналы повышенной проницаемости, которые могут быть агентами переноса глубинного термического потока и флюидов.

Основные научные результаты, полученные в процессе исследований, заключаются в следующем:

1. Показано, что современные технологии интерпретации МТ-данных на основе 1 и 2D-инверсии эффективных кривых кажущегося сопротивления и фазы импеданса выявляют основные особенности геоэлектрического строения осадочного чехла Каратон-Саркамысского блока.

2. Установлено, что выделенные по данным МТЗ литологические неоднородности находят хорошее подтверждение с результатами интерпретации данных ГИС и уверенно совпадают с условными сейсмическими горизонтами по данным МОГТ.

3. На основании результатов МТ-исследований разработаны геофизические критерии выделения нефтегазоносных коллекторов и даны рекомендации дальнейших детальных геологических работ.

4. На основе комплексной интерпретации геолого-геофизических данных в мезозойских терригенно-осадочных комплексах Каратон-Саркамысского блока выявлены участки с улучшенными коллекторскими свойствами, выделены перспективные структуры и дана предварительная оценка их продуктивности.

Практическая значимость работы заключается в следующем:

На основе модельных зависимостей геоэлектрического и сейсмического разрезов получены новые данные о глубинном геологическом строении Каратон-Саркамысского блока:

- охарактеризовано строение палеозойских комплексов с выделением предполагаемых разрывных нарушений;
- выделены перспективные участки в мезозойских терригенно-осадочных комплексах горных пород;
- проведена оценка продуктивности выявленных сейсморазведкой структур и подтверждены участки профилей с улучшенными коллекторскими свойствами;
- на основании результатов МТ-зондирований даны рекомендации дальнейших детальных геологоразведочных работ.

Исследования, проведенные в последние годы по заказу частных нефтяных компаний в Казахстане с использованием данной методики, показали возможность повышения эффективности нефтепоисковых работ.

Результаты исследований МТЗ отличаются относительно хорошей коррелируемостью с геологической ситуацией при оценке надсолевых и подсолевых структур и в комплексе с сейсморазведкой и бурением позволяют дать качественную и количественную оценку перспектив нефтегазоности объектов исследований.

Защищаемые положения:

1. Электроразведка методом магнитотеллурических зондирований является инструментом, который успешно решает ряд геологических задач, связанных с поисками залежей углеводородов в пределах юго-восточной части Прикаспийской впадины, выступая как существенное дополнение к сейсморазведке и глубокому бурению.

2. Геоэлектрическая модель Каратон-Саркамысского блока представлена семью геоэлектрическими границами и восемью геоэлектрическими горизонтами, которые совпадают с сейсмическими отражающими горизонтами в изучаемой части разреза верхнепалеозойских-мезозойских отложений.

3. Комплексирование данных МТЗ с результатами сейсмо-грави- и магниторазведки, материалами бурения и каротажа скважин позволяет повысить достоверность геологической модели строения Каратон-Саркамысского блока.

4. Комплексирование дифференциально-нормированного и комплексного сейсмо-электроразведочного параметра Кп, позволяет обосновать ряд косвенных признаков для прогнозирования геологического разреза и оценки нефтегазоносности Каратон-Саркамысского блока.

Личный вклад автора. Основу диссертационной работы составляют результаты исследований автора, выполненных в период с 2012 по 2016 г. г. на основе производственных материалов геофизической компании ТОО «НПЦ «Геокен». При выполнении работы использованы данные 484 пунктов наблюдений МТЗ в составе 11 профилей и проанализировано свыше 300 погонных километров сейсмических профилей. Выполнен анализ ГИС-исследований и обширного петрофизического материала по району исследований.

Автор работы принимала непосредственное участие в планировании, организации и проведении производственных работ по темам: «Результаты магнитотеллурических зондирований на блоке Каратон-Саркамыс в Жылыойском районе Атырауской области, выполненных в 2012 году», «Проведение опытно-методических работ МТЗ на месторождении Каражамбас» (2014 г.) и др.

Используя современную методику и технологию обработки и интерпретации полевых магнитотеллурических исследований, разработанных компаниями «Phoenix Geophysics» (Канада), ООО «Северо-Запад» (Россия), автором разработан методический подход к комплексному анализу полевых геолого-геофизических методов, основой которого является электроразведочный метод магнитотеллурических зондирований МТЗ.

Комплексная интерпретация геолого-геофизических данных позволила оценить структурную обстановку, выявить специфические аномалии удельного сопротивления, связанные с эпигенетическими изменениями пород над залежью углеводородов, провести литологическое расчленение осадочных комплексов, решить задачи выделения глубинных разломов, структур фундамента, крупных антиклинальных поднятий, а также зон улучшенных коллекторских свойств изучаемых продуктивных горизонтов на блоке Каратон-Саркамыс.

Большинство методологических, теоретических и технических идей, представленных в диссертации, базируются на научных работах М.Н. Бердичевского, В.И. Дмитриева, А.В. Куликова, Л.Л. Ваньяна, Б.С. Светова, А.Г. Яковлева, И.М. Варенцова, А.А. Бобачева и др.

Апробация работы. Основные положения и результаты теоретических и экспериментальных исследований, выводы и рекомендации докладывались на ежегодных научных конференциях и симпозиумах: Юбилейная сессия Научного форума «Инжиниринг и инновационные технологии», посвященная 20-летию независимости Казахстана (2012 г.); ежегодная научно-практическая конференция «Актуальные проблемы геологии и минерации Казахстана. Сб. тр. «Сатпаевские чтения» (2012-2015 г.г); Казахстанско-Российская Международная научно-практическая конференция «Математическое моделирование в научно-технологических и экологических проблемах в нефтегазовой отрасли» (2014 г.); Международная научно-практическая конференция «Проблемы и перспективы развития геологического кластера: Образование-наука-производство», посвященной 80-летию Каратая Турысова (2014 г.); ежегодная Международная научно-практическая конференция «Роль и место молодых ученых в реализации новой экономической политики Казахстана» Международные Сатпаевские чтения (2012-2015 г.г); международная геолого-геофизическая конференция и выставка Европейской ассоциации геоучёных и инженеров «Санкт-Петербург 2016».

Представленная работа явилась основой для создания учебного модуля курса лекций «Электроразведка», который автор читает с 2016 г. студентам-геофизикам Института дистанционного обучения при КазНУ имени К.И.Сатпаева.

Публикации. По теме диссертации опубликовано 18 печатных работ, в том числе 1 статья в журнале с ненулевым импакт-фактором, 3 статьи в журналах, рекомендованных МОН РК, 12 статей в сборниках, опубликованных по результатам научных международных и республиканских конференций и тезисы трех докладов.

Автор благодарит за ценные советы и консультации научных руководителей доктора геолого-минералогических наук С.А. Истекову и доктора технических наук И.Н. Модина. Автор глубоко признателен всем сотрудникам электроразведочного отдела ТОО «НПЦ «Геокен», благодаря самоотверженному труду которых были получены геофизические материалы, представленные в работе: М.И. Джукебаеву, Ж. Касымбаеву, М. Пайдину и многим другим. Написание данной работы было бы невозможно без поддержки генерального директора ТОО «НПЦ «Геокен» Б.Б. Шагирова и многих других.

Автор диссертации благодарит доктора геол.-минерал. наук, заведующего кафедрой геофизики А.Е.Абетова за консультации и ценные советы по вопросам нефтегазовой геофизики.

Структура и объем диссертационной работы. Диссертационная работа состоит из введения, шести глав, основных выводов и рекомендаций,

библиографического списка, включающего 90 наименований. Материал диссертации изложен на 153 страницах, включает 8 таблиц и 44 рисунка.

1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДОЧНЫХ МЕТОДОВ ПРИ ИЗУЧЕНИИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ

1.1 Возможности методов электроразведки при решении геологических задач

Электроразведка (электромагнитная разведка) объединяет физические методы исследования геосфер Земли, поисков и разведки полезных ископаемых, основанных на изучении электрических и электромагнитных полей, существующих в Земле либо в силу естественных космических, атмосферных, физико-химических процессов, либо созданных искусственно.

Используемые поля могут быть установившимися (существующими свыше секунды), постоянными и переменными, гармоническими или квазигармоническими, с частотой от миллигерц ($3 \cdot 10^{-8}$ Гц) до $2.5 \cdot 10^9$ Гц, неустановившимися, импульсными, с длительностью импульсов от микросекунд до секунд [1].

С помощью специализированной аппаратуры измеряют амплитудные и фазовые составляющие напряженности электрических (Е) и магнитных (Н) полей. Если напряженность и структура естественных полей определяется их природой, интенсивностью, а также электромагнитными свойствами горных пород, то для искусственных полей она зависит от мощности источника, частоты или длительности, а также способов возбуждения поля.

Непосредственной задачей, решаемой при помощи электроразведки, является определение геоэлектрического разреза исследуемого района. Имея сведения об особенностях геоэлектрического разреза, можно перейти к решению основной задачи – к его построению.

Электроразведочные исследования проводят в тесной связи с другими геофизическими и геологическими исследованиями. Эта связь обусловлена тем, что электроразведочные работы – один из этапов геологоструктурных или геологопоисковых работ. Конкретные задачи, решаемые при помощи электроразведки, вытекают из результатов предшествующих геологических работ, а данные, полученные в результате применения электроразведки, определяют методику и направление последующих геологических исследований [1].

Комплексирование электроразведки с другими геофизическими методами позволяет в значительно повысить степень достоверности геологической интерпретации результатов полевых наблюдений.

Электроразведка, как и вся разведочная геофизика, является наукой сравнительно молодой. Первые работы по применению электричества при поисках полезных ископаемых относятся к 1829 г., когда А. Фокс наблюдал над медноколчеданными месторождениями Корнуэльса (Англия) естественные электрические поля, связанные с окислительно-восстановительными процессами.

В 1903 г. русским инженером Е.И. Рагозиным была опубликована монография "О применении электричества для разведки рудных залежей". В 1910 г. французский учёный К. Шлюмберже разработал метод сопротивлений, нашедший впоследствии широкое применение при геолого-структурных исследованиях. В 1919-1922 гг. шведские учёные Н. Лундберг и К. Зундберг своими работами положили начало электроразведке переменными полями. Несколько позже в Америке был предложен метод индукции (радиор).

Основоположник отечественной электроразведки А.А. Петровский электроразведочные работы методами естественного поля (Риддерское полиметаллическое месторождение на Алтае) впервые провел в 1924 г. В 1925 г. им же впервые были проведены исследования методом эквипотенциальных линий на переменном токе. Эти методы в последующие годы были широко опробованы на сульфидных месторождениях СССР. С 1928 г. А.А. Петровский проводит систематические исследования в области радиоволновых методов разведки.

Таким образом, в двадцатые годы XX века электроразведку использовали, в основном, при поисках и разведке рудных месторождений. Однако, проводившиеся работы носили в значительной мере опытный характер, объём производственных работ был невелик.

В 1930 г. А.С. Семенов проводит первые электроразведочные работы для решения гидрогеологических и инженерно-геологических задач. В 1932 г. были проведены первые электроразведочные работы с целью поисков и разведки месторождений ископаемых углей. В этой области геологических исследований электроразведка получила применение как метод изучения геологической структуры угольных бассейнов и поисков угольных пластов, а также угленосных свит.

Большой вклад в развитие электроразведки постоянным током в разные годы внесли А. И. Заборовский, Л.М. Альпина, В.Н. Дахнова, А.Н. Тихонова, А.П. Краева, Е.Н. Каленова, А.М. Пылаева и др. Другие же методы электроразведки развивали Е.А. Сергеев (метод естественного тока), А.С. Семенов (метод заряда), А.Г. Тархова, И.Г. Михайлова (метод индукции) и др.

Начиная с 1928-1929 гг. электроразведку начинают применять для поисков и разведки нефтеносных и газоносных структур. В последующие годы объём этих работ существенно возрастает в соответствии с общим увеличением объёма геофизических работ при поисках нефти и газа и организацией геофизической службы в нефтяной промышленности.

В Казахстане электроразведка методом профилирования впервые опробована в 1929 г. партией Госгеолкома на солянокупольных структурах Прикаспия. В 1930 г. советскими геофизиками совместно с фирмой Шлюмберже в Эмбинском нефтеносном районе были выполнены работы методом вертикального электрического зондирования (ВЭЗ)." В 1936 г. в Прикаспии впервые был опробован метод магнитотеллурических зондирований [2].

В Казахстане при решении различных задач электроразведка опробовалась самыми различными модификациями и способами: вертикального электрозондирования (ВЭЗ), дипольного электрозондирования (ДЭЗ), вызванных потенциалов (ВП), зондирования становлением поля (ЗСП), естественного поля (ЕП), методом теллурических токов (МТТ), магнитотеллурического профилирования (МТП), магнитотеллурического зондирования (МТЗ) и др [2].

На сегодняшний день в комплексе с аэромагнитной и гравитационной съемкой, сейсморазведкой и промыслово-геофизическими исследованиями электроразведка вносит значительный вклад в решение общих геологических задач, поисков и разведки нефтеносных и газоносных структур.

1.2 Современное состояние метода магнитотеллурического зондирования (МТЗ)

1.2.1 История становления магнитотеллурических зондирований

История магнитотеллурических методов берет начало с 1912 г., когда французский геофизик Конрад Шлюмберже предложил использовать вариации естественного переменного поля Земли для геологических целей. Поскольку геометрия и интенсивность источников этого поля, расположенных в ионосфере и магнитосфере, не могли быть определены достаточно точно, то он предложил использовать синхронные наблюдения в двух достаточно близко расположенных точках. В этом случае интенсивность источников и удаление от них в обеих точках практически одинаковы, и различия в структуре поля объясняются различием геологического строения в этих точках. Этот метод был опробован в 1934 году, но широкого распространения не получил ввиду ограниченных аппаратных возможностей и отсутствия надежной теоретической базы [1,3].

В 20-30-х годах прошлого столетия для поисков неглубоких месторождений нефти использовались вертикальные электрические зондирования (ВЭЗ). Однако, при решении задач наращивания глубинности исследований этот метод оказался проблематичным из-за необходимости увеличения разностей. Другая проблема была связана с низкой информативностью ВЭЗ при построении разреза нижележащих отложений при наличии галогенных пород (гипс, ангидрит, каменная соль), сопротивление которых на несколько порядков превышает сопротивление других осадочных пород. Именно это побудило геофизиков к разработке новых методов электромагнитных зондирований на переменном токе как с искусственным, так и с естественным источником поля. Одним из таких методов стал метод магнитотеллурического зондирования, развитие которого связано с именем советского ученого геофизика, академика Андрея Николаевича Тихонова (1906-1993г.г.) [4].

В 1950 г. в Докладах Академии наук СССР вышла статья А.Н. Тихонова «Об определении электрических характеристик глубоких слоев земной коры», в которой была обоснована возможность использования естественного электромагнитного поля Земли для получения геоэлектрического разреза.

Естественное поле Земли изучалось и раньше, однако использовались или только его электрические компоненты, или только магнитные. Предложенный А.Н. Тихоновым метод заключался в изучении частотной зависимости отношения электрической и магнитной составляющих электромагнитного поля на поверхности Земли (импеданса) для определения электрических свойств ее внутренних слоев. При этом фундаментальное значение имела доказанная А.Н. Тихоновым теорема единственности обратной задачи – было показано, что распределение электропроводности по вертикали однозначно определяется частотной зависимостью импеданса. При использовании широкого спектра частот появляется возможность судить об электрическом строении осадочного чехла, земной коры и мантии. Таким образом, была показана возможность зондирования Земли с помощью магнитотеллурических наблюдений, выполняемых в одной точке земной поверхности. Эта идея привела к созданию нового геофизического метода, в рамках которого произошло слияние разведочного и глубинного направлений геоэлектромагнетизма. Новая ветвь геофизики стала называться магнитотеллурическими зондированиями МТЗ [4].

Магнитотеллурические зондирования сразу же привлекли внимание геофизиков всего мира, так как этот метод открывал новые возможности для изучения строения планеты. Наиболее интересным событием того времени было появление статьи Луи Каньяра “Фундаментальная теория магнитотеллурического метода геофизической разведки”, опубликованная в 1953 г. в журнале *Geophysics*. Луи Каньяр трансформировал частотные характеристики импеданса в кривые кажущегося сопротивления и на примере многослойных моделей показал, что МТЗ может быть прекрасным инструментом для региональной электроразведки. Каньяр верил в быстрый успех магнитотеллурических зондирований и утверждал, что «МТЗ выведет электроразведку из тупика, в котором она оказалась из-за ограничений, связанных с применением постоянного тока» [4].

Параллельно с идеями А.Н. Тихонова и Л. Каньяра, геофизики многих стран разрабатывали теорию, аппаратуру, вычислительную электродинамику, технику интерпретации [1] магнитотеллурических зондирований.

Второе рождение магнитотеллурического метода электроразведки связано с исследованиями М.Н. Бердичевского, Б.Е. Брюнелли, Л.Л. Ваньяна, В.И. Дмитриева, М.С. Жданова, А.А. Ковтун. В конце 50-х гг. начал активно внедряться метод теллурических токов (МТТ). С помощью этого метода в 60-е годы была исследована почти вся западная часть Сибири. Было найдено несколько месторождений углеводородов. Однако, с 1965-го года, метод МТТ был вытеснен более совершенным методом магнитотеллурического профилирования (МТП). Этот метод, с современной точки зрения, также был не идеален по точности и производительности. Принцип его применения заключался в визуальном определении периода и амплитуды квазисинусоидальных колебаний по осциллографическим записям, выполняемым в ограниченном диапазоне периодов. Однако для начала 60-х гг. это был большой шаг вперед, во многих случаях

ускоривший и удешевивший геологоразведочный процесс. Благодаря применению метода МТП было открыто крупнейшее в мире Уренгойское газовое месторождение [1].

Этому методу посвящена книга М.Н. Бердичевского “Электрическая разведка методом магнитотеллурического профилирования” (1968). В ней впервые описана теория обработки и интерпретации МТП и МТЗ с учетом влияния двумерных и трехмерных неоднородностей среды. В ней автор впервые вводит в рассмотрение тензор импеданса, импедансные полярные диаграммы, эффективный импеданс, продольную и поперечную поляризации поля. На сегодняшний день все эти характеристики составляют фундаментальную основу магнитотеллурических зондирований.

Ученый-электроразведчик М. Н. Бердичевский большую часть своих работ посвятил развитию методов электроразведки, связанных с использованием естественного электромагнитного поля Земли. В шестидесятые годы он активно развивал теорию метода магнитотеллурических зондирований и внедрял его в практику. Благодаря усилиям М.Н. Бердичевского, в СССР магнитотеллурическим методом работали десятки полевых геофизических отрядов, было получено множество важных геологических результатов. Например, в Западной Сибири эти работы позволили выявить структуры, в которых были обнаружены крупнейшие месторождения нефти и газа [4].

В 60-х годах В.И. Дмитриевым совместно с М.Н. Бердичевским разработана теория искажений кривых МТЗ в горизонтально-неоднородных средах. Одновременно были разработаны методы интерпретации магнитотеллурических данных. Подходы, предложенные В.И. Дмитриевым и М.Н. Бердичевским, были опробованы при интерпретации магнитотеллурических данных в Байкальской рифтовой зоне, Каскадной зоне субдукции, на Тянь-Шане и в других местах [4].

В.И. Дмитриевым опубликован целый ряд фундаментальных монографий, посвященных магнитотеллурическому методу.

Успешное внедрение метода МТЗ в практику основывалось на повышении точности наблюдений и разработке спектральной обработки получаемых данных. Проблема точности была преодолена созданием магнитного вариометра (фотоманометр профессора Б.Е. Брюнелли) с отрицательной обратной связью, решившей проблему регистрации быстрых вариаций геомагнитного поля с необходимой для практики точностью. В 1966 г. на основе теории математической фильтрации была создана цифровая электроразведочная станция И.А. Безрука (ЦЭС-1, ЦЭС-2) с применением вариометров Б.Е. Брюнелли, позволявшая проводить регистрацию и первичную обработку компонент магнитотеллурического поля [1].

Всеобщая компьютеризация процессов измерения, обработки и интерпретации данных, ускорила развитие метода МТЗ. В России и за рубежом было создано большое число компьютерных программ для математического

моделирования МТЗ в двухмерных и трехмерных средах, а также для обработки, анализа и интерпретации полевых данных этого метода.

Фундаментальные достижения в области разработки теории МТЗ и основные принципы интерпретации данных в одномерных и в горизонтально-неоднородных средах изложены в работах “Интерпретация аномалий переменного электромагнитного поля Земли” [М.Н. Бердичевский, М.С. Жданов, 1981], “Магнитотеллурическое зондирование горизонтально-однородных сред” [М.Н. Бердичевский, В.И. Дмитриев, 1992 г.], «Электроразведка» [Жданов, 1986] [1].

1.2.2 Актуальные проблемы магнитотеллурического метода при решении практических задач

В своем развитии магнитотеллурические зондирования прошли через ряд критических моментов, сталкиваясь с проблемами и теоретического, и практического характера, в преодолении которых важнейшую роль сыграли ученые Московского государственного университета им. М.Ломоносова [4,5,6].

Этот вопрос был освещен в статье «Магнитотеллурический метод и научная школа геофизиков МГУ» (В.И. Дмитриев, А.Г. Яковлев, Н.С. Голубцова, П.Ю. Пушкарев, В.А. Куликов, В.К. Хмелевской, Н.Л. Шустов). Авторы отмечают, что самым спорным был вопрос о физической правомерности модели плоской волны Тихонова-Каньяра. Наиболее резкую позицию в этом вопросе занял Д.Н. Четаев, предложивший заменить одномерную модель Тихонова-Каньяра другой моделью. В защиту модели Тихонова-Каньяра выступили В.И. Дмитриев, М.Н. Бердичевский, Л.Л. Ваньян. Споры были полезными, так как появилась уверенность в том, что модель Тихонова-Каньяра хорошо обосновывает физические основы магнитотеллурических зондирований [4].

Другой проблемой в развитии МТ-технологий было то, что много времени было потрачено на разработку методов, обеспечивающих устойчивое определение импеданса, определявшегося в первых опытах с большим (иногда очень большим) разбросом. М.Н. Бердичевский и Т. Кантуэлл связали этот разброс с влиянием горизонтальных геоэлектрических неоднородностей и от скалярных определений перешли к тензорным. Многолетние наблюдения подтвердили реализм тензорного подхода. Теперь задача свелась к исключению индустриальных и модельных помех. Ее решение лежало в сфере математической фильтрации, робастной статистики, детерминированного и статистического контроля. Сегодня, благодаря работам Т. Гэмбла, Д. Ларсена, И.А. Безрука, А. Джонса, А. Чейва, Г. Эгберта мы имеем ряд методов, позволяющих находить магнитотеллурические передаточные функции с довольно высокой точностью [4].

Тензорный подход резко увеличил объем получаемой информации. Вращая тензор импеданса, можно в каждой точке земной поверхности построить множество кривых кажущегося сопротивления, зависящих от ориентации координатных осей. Эту информацию удалось упорядочить и сконцентрировать на оптимальных направлениях с помощью методов, тяготеющих к классической

задаче о собственных значениях матрицы [4,5]. Весьма удачным подходом оказалось использование фазового тензора, обладающего иммунитетом к приповерхностным гальваническим искажениям [5].

Проблемы существовали и с одномерной интерпретацией. Из-за недоучета искажающего действия горизонтальных неоднородностей Земли, результатам интерпретации были характерны внутренняя противоречивость и геологическая недостоверность. К середине семидесятых годов стало ясно, что магнитотеллурическую интерпретацию надо начинать с диагностики и анализа латеральных эффектов. Таким образом, возникла необходимость в теории, рассматривающей типичные искажения МТ-кривых и методы их нормализации. Эта теория искажений была развита в работах М.Н. Бердичевского, В.И. Дмитриева, Л.Л. Ваньяна и др. [4,6,8]. Используя критерии и методы теории искажений, можно исключить или, по крайней мере, сгладить латеральные эффекты, открывая путь к одномерной интерпретации МТ-кривых. Такая нормализация кривых не всегда надежна и почти всегда сопряжена с потерей части информации. Поэтому главным вопросом современных магнитотеллурических зондирований является переход к двумерным и трехмерным интерпретационным моделям. Данное направление в настоящее время активно развивается российскими и зарубежными учеными [4].

Еще одной проблемой магнитотеллурических зондирований является вопрос об эффективности метода. Известно, что практически для всех методов электрического и электромагнитного зондирования решение обратной задачи неустойчиво и некорректно. Решение такой задачи имеет смысл, если ограничить область поиска, используя априорные представления о разрезе.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что эффективность магнитотеллурической интерпретации находится в прямой связи с объемом априорной геолого-геофизической информации, в частности, с данными сейсмоки, ГИС, магниторазведки и гравиразведки.

Краеугольным камнем магнитотеллурической интерпретации является теория регуляризации некорректных задач, центральные положения которой были сформулированы А.Н. Тихоновым [6] в начале 1960-х годов.

В статье (Дмитриев и др., 2010) рассмотрены этапы развития магнитотеллурической аппаратуры. В советское время наиболее распространенной аппаратурой для метода МТЗ были станции ЦЭС-1 и ЦЭС-2, разработанные на рубеже 60-70-х годов прошлого столетия. Станция ЦЭС-1 была первой в мире электроразведочной цифровой аппаратурой. Измерения компонент электрического поля выполнялись с помощью заземленных неполяризующимися электродами горизонтальных линий. Регистрация вариаций геомагнитного поля проводилась магнитостатическими вариометрами для низких частот. В ЦЭС-2 впервые были применены индукционные датчики для измерения магнитного поля на высоких частотах [4].

С тех пор сменилось несколько поколений магнитотеллурической аппаратуры. В настоящее время и в мире, и в России наиболее широко распространена аппаратура для метода МТЗ серии MTU компании “Phoenix geophysics” (Канада). Эта аппаратура, разработанная в конце 1990-х годов, сегодня широко используется электроразведчиками. В мире работает более 3 тысяч комплектов MTU, в том числе около 200 в России.

В Казахстане основными пользователями данной аппаратуры на сегодняшний день являются ТОО «НПЦ «Геокен» (Алматы), которое владеет 15-ю комплектами МТЗ-аппаратуры, а также АО «Казгеология» (Караганда).

Станции MTU компактны и автономны; отряд из двух человек может оперировать 5-7 станциями, расставляя их по очереди. Кроме того, эти станции просты в эксплуатации, надежны и неприхотливы. Благодаря перечисленным достоинствам станций MTU, их использование позволяет существенно повысить разрешающую способность магнитотеллурических зондирований. Определение координат и точного времени осуществляется в автоматическом режиме с использованием встроенного модуля GPS.

Регистрация проводится синхронно несколькими станциями. Это позволяет, с одной стороны, получать не только передаточные функции между компонентами в одной точке (тензор импеданса, матрица Визе-Паркинсона), но и пространственные передаточные функции – теллурический тензор, горизонтальный магнитный тензор. С другой стороны, синхронные наблюдения позволяют подавить помехи, не укладывающиеся в поле плоской волны от относительно близких источников. В аппаратуре MTU измерения компонент геомагнитного поля осуществляются широкополосными индукционными датчиками.

В разделе диссертации по методике и технике проведения МТЗ аппаратурный комплекс будет детализирован.

При глубинных исследованиях методом МТЗ для измерения вариаций магнитного поля в 70-80-е годы применялись, главным образом, кварцевые вариометры. Позже широкое распространение получили феррозондовые магнитометры. Использование современных феррозондовых магнитометров позволяет регистрировать вариации геомагнитного поля с периодом до суток [4].

В этапах обработки, анализа и интерпретации данных также произошли существенные изменения, которые более глубоко будут рассмотрены в 4 Главе данной диссертационной работы.

В настоящее время принято выделять два вида магнитотеллурических методов – собственно магнитотеллурические зондирования, занимающие низкочастотный диапазон от 200 Гц и до 10^{-5} Гц (суточные вариации), и аудиоманнитотеллурическую разведку, занимающую звуковой диапазон частот от 1 до $2 \cdot 10^4$ Гц. В обоих частотных диапазонах профилирующими являются методы электромагнитного зондирования (МТЗ, АМТЗ), поскольку для них наиболее полно разработана теория интерпретации и методика полевых работ.

Различные модификации МТ и АМТ профилирования являются частными элементами установок зондирования и базируются на общей с ними теории. Методы профилирования наиболее распространены в низкочастотной магнитотеллурике. Это – методы магнитотеллурического профилирования (МТП) и магнитовариационного профилирования (МВП), метод теллурических токов (ТТ) и др.

Классификация методов электроразведки в поле естественных источников приведена ниже в Таблице 1.1.

Разделение методов измерения и обработки данных в магнитотеллурике на МТЗ и АМТЗ носит исторический характер, так как на первых этапах развития электроразведки измерения электрического и магнитного полей в разных частотных диапазонах осуществлялись с применением разных типов регистраторов.

Таблица 1.1 – Классификация методов электроразведки, основанных на использовании вариаций ЕЭМПЗ [1]

Электроразведка с применением естественного электромагнитного поля Земли (ЕЭМПЗ)			
Магнитотеллурическая разведка		Аудиомагнитотеллурическая разведка	
ГМТЗ	10^5 - 10^{-2} Гц	АМТЗ	1 - 10^4 Гц
МТЗ	10^{-3} - 1 Гц		
МТП	10^{-3} - 10^{-1} Гц		
ТТ	10^{-2} - 1 Гц		
МВП	10^{-4} - 10^{-1} Гц		

В методах МТЗ, МТП, МВП применялись относительно «медленные», инерционные магниточувствительные элементы на металлических или кварцевых нитях (кварцевые датчики системы Боброва и др). В современных станциях типа АКФ-4 (разработка НИИЗК СПбГУ), MTU-5 (Phoenix Geophysics), LEMI (разработка Львов), ZONGE (штат Аризона) МТ- и АМТ-измерения выполняются с применением широкодиапазонных индукционных датчиков и высокочастотных (100 кГц и выше) систем аналого-цифрового преобразования (АЦП) в широком динамическом диапазоне (до 24 бит). Это позволяет получать полную кривую МТ/АМТ-зондирования с применением одной измерительной станции в диапазоне частот 10^{-3} - 10^3 Гц и шире [7,8,9].

Область применения магнитотеллурических методов чрезвычайно широка. В рамках диссертационной работы решались вопросы эффективности магнитотеллурических методов по следующим основным направлениям научных и прикладных работ в магнитотеллурических зондированиях.

- Структурные магнитотеллурические зондирования (МТЗ) в комплексе с магнитотеллурическим профилированием (МТП) и магнитовариационным профилированием (МВП) для изучения геологического строения осадочных платформенных чехлов, для поиска и картирования нефтеперспективных структур

на глубинах от сотен метров до первых десятков километров (периоды от 1 до 10^4 с).

- Магнитотеллурические и аудиоманнитотеллурические зондирования (МТЗ-АМТЗ) с целью поиска и разведки месторождений полезных ископаемых на глубинах от первых сотен метров до нескольких километров (периоды от 10^{-4} с до 103 с):

- рудные месторождения; медь, свинец, никель, золото, платина, уран и др.;
- нерудные месторождения: фосфор, соли, алмазы, графит, керамическое сырьё, стройматериалы и др.;
- месторождения горючих полезных ископаемых: угли, нефть, газ и др [1].

1.3 Обзор зарубежных представлений о возможности применения МТ-технологий при поисках и разведке месторождений углеводородов

Исходя из нынешнего состояния нефтегазовой промышленности, ее потенциала и экономической целесообразности, проведение поисково-разведочных работ с целью обнаружения нефтегазоперспективных структур выделены в качестве приоритетного направления развития нефтегазового комплекса республики Казахстан.

Исторически сложилось, что для решения таких задач традиционно проводят сейсмическую разведку. Исходя из эффективности этого метода, объемы сейсморазведочных работ растут из года в год (особенно при исследованиях на море). Однако, условия поисков и разведки месторождений углеводородов усложняются увеличением глубинности исследований, поисками объектов неантиклинального типа (например, рифогенного), поисками нефтегазоперспективных объектов малого размера и т.д. Сложность геологического строения, отсутствие физических свойств и параметрических данных об интервальных скоростях, отсутствие опорного бурения могут привести к неоднозначности результатов исследований. В некоторых случаях из-за низкой эффективности сейсмических работ, аппаратурных и других влияний, в пределах перспективных структур не наблюдается четких отражающих границ. Волновая картина размытая, корреляция волн отсутствует. В таких условиях использование динамических параметров для определения характеристики коллекторских свойств объекта-коллектора и его флюидонасыщенности затруднительно. Поэтому решение этих сложных задач возможно эффективным комплексированием методов геофизической разведки. Грави- и электроразведка (МТЗ) дополняют сейсморазведочные исследования, позволяя получать информацию о литологических свойствах горных пород и изучать перспективы нефтегазоносности района исследований [10].

На сегодняшний день одной из компаний, которая активно проводит магнитотеллурические зондирования для решения нефтегазовых задач является компания ООО «Северо-Запад» (Россия, Москва).

В начале 2004 года ООО «Северо-Запад» были выполнены площадные магнитотеллурические зондирования на участке Добрич на северо-востоке Болгарии, которые носят уникальный характер по объему и качеству наблюдений и являются хорошим примером эффективности применения метода электроразведки (МТЗ) при решении нефтепоисковых задач [11]. Автор диссертации использовал результаты МТЗ, взятых с сайта компании ООО «Северо-Запад» и извиняется за низкое качество рисунков.

Измерения проводились по системе субширотных и субмеридиональных профилей с шагом 500 м. Всего на участке Добрич было выполнено 580 физических наблюдений. Основная задача – изучение нижнекаменноугольных отложений в пределах Враненского горста, которые предположительно находятся в пределах участка исследований на глубинах 2-3 км.

Особенностью разреза данного района являлось наличие “жесткой” сейсмической границы, соответствующей кровле известняков мелового возраста (рисунок 1.1).

Из-за слабой разрешающей способности сейсморазведки, недостатков планирования и других причин, эта граница не позволяла получить достоверную информацию об интересующей части разреза по данным сейсморазведки.



Рисунок 1.1 – Наличие «жесткой» границы на сейсмическом разрезе [12]

На рисунке 1.2 показано, что геоэлектрический разрез, полученный методом МТЗ с хорошей достоверностью дополняет сейсморазведочные данные.

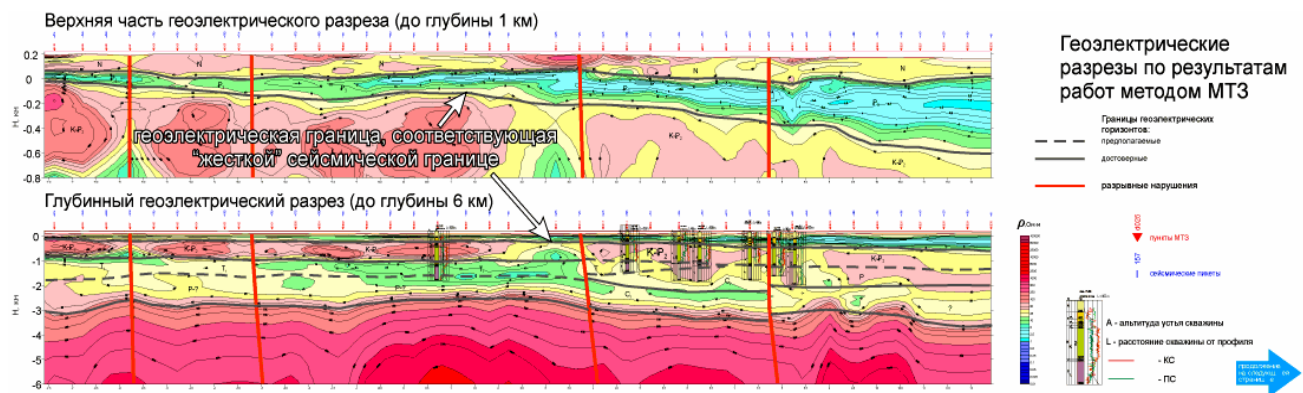


Рисунок 1.2 – Геоэлектрические разрезы верхней части разреза и до глубины 6 км по результатам МТЗ [12]

Количественная интерпретация проводилась по участку на основе результатов инверсии отдельных кривых с имеющейся априорной геолого-геофизической информацией по всей площади.

В результате интерпретации, были построены геоэлектрические разрезы по 15 субширотным и 15 субмеридиональным профилям. Наиболее представительными являются геоэлектрические разрезы по субмеридиональным профилям, которые проложены вкрест основных тектонических структур на участке работ (рисунок 1.3).

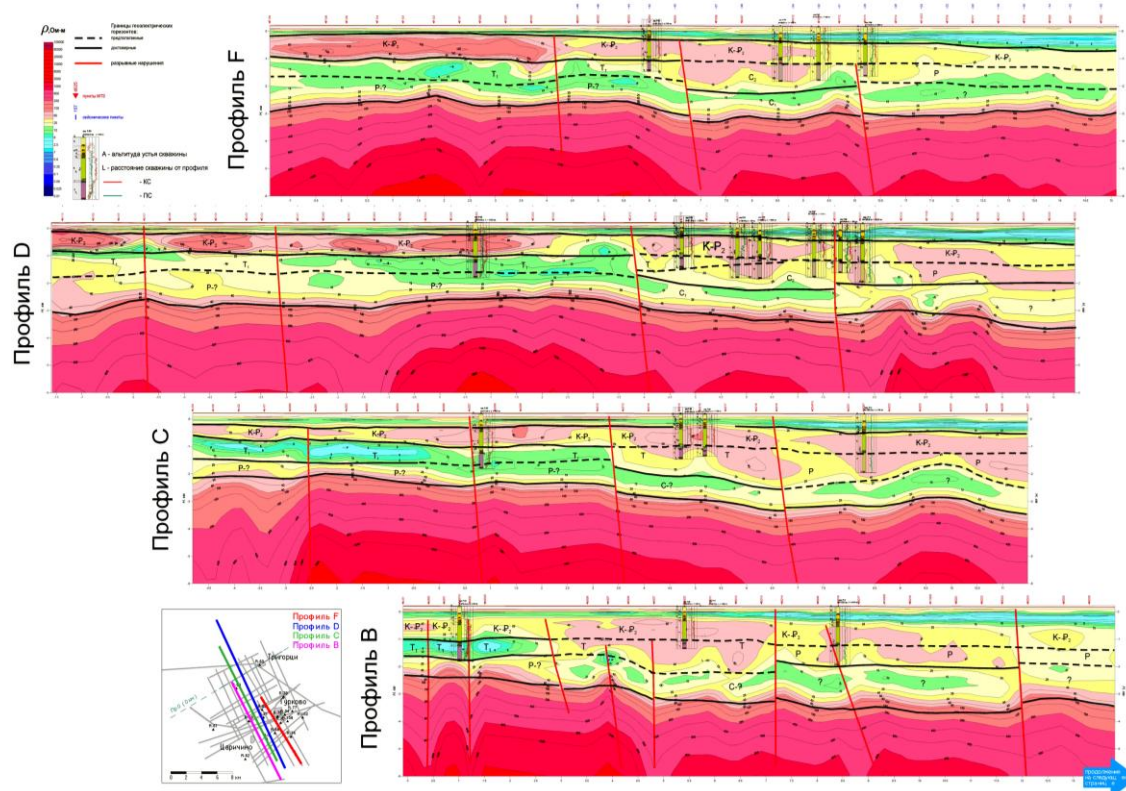


Рисунок 1.3 – Геоэлектрические разрезы по субмеридиональным профилям, проходящим вкрест основных тектонических структур [12]

На рисунке 1.4 мы видим, что карты срезов на глубине по данным МТЗ хорошо согласуются с результатами сейсморазведки 3D. Кроме того, данные МТЗ позволили уточнить геологическое строение участка работ, что было подтверждено результатами бурения.

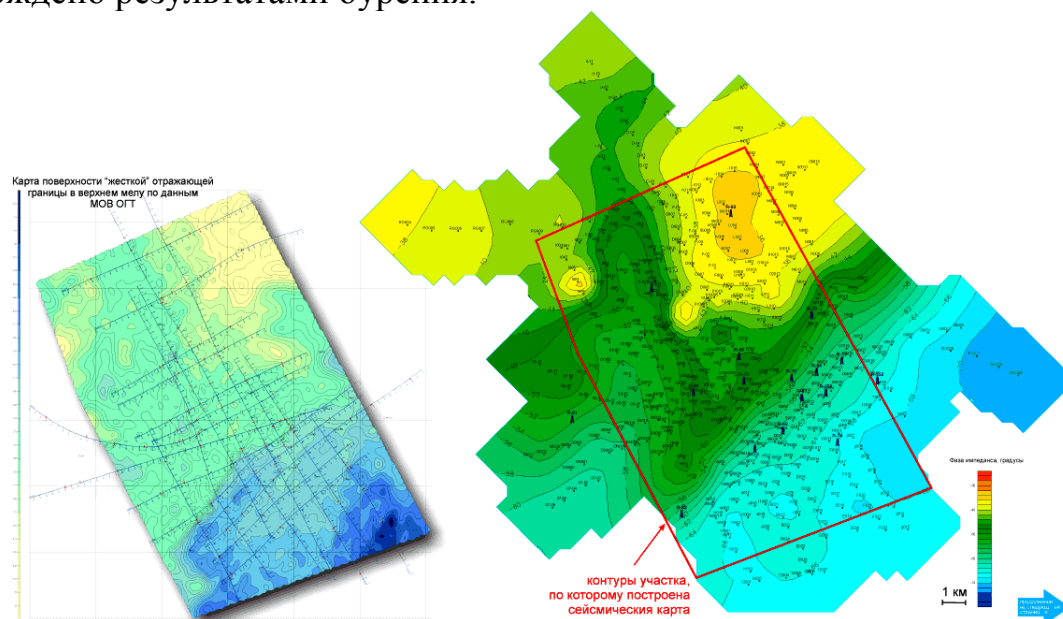


Рисунок 1.4 – Структурная карта по кровле «жесткой» границы по результатам сейсморазведки и карта фаз импеданса по этой же глубине по результатам МТЗ [12]

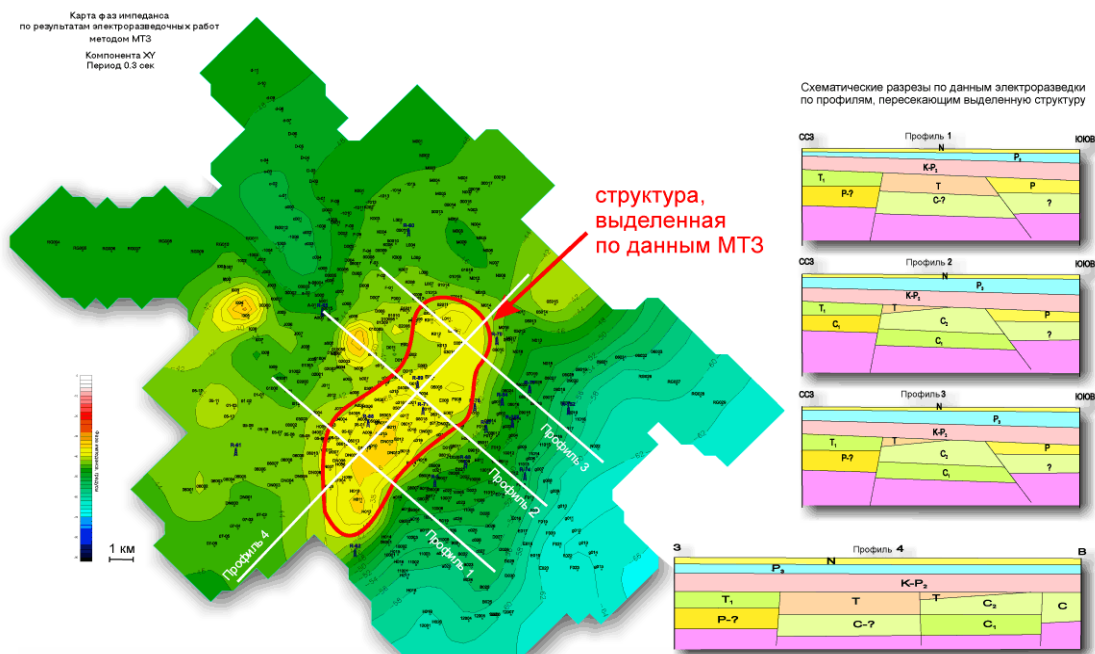


Рисунок 1.5 – Карта фаз импеданса по нижнему проводящему пласту, построенная по результатам МТЗ [12]

По результатам интерпретации МТЗ в осадочном чехле были выделены 5 основных геоэлектрических комплексов: 3 высокоомных и 2 проводящих. Нижний проводящий комплекс был связан с терригенными отложениями нижнего карбона (рисунок 1.5).

В центре исследуемой площади была околонуна структура, которая на глубинах 1-1.5 км картировалась, как высокоомный объект, а на глубинах 2.5-3 км – как проводящая зона. Структура располагается в центральной и юго-восточной частях площади, и в своей восточной части совпадает со структурой, выделенной по данным сейсморазведки. Принципиальные разрезы вкрест и вдоль данной структуры приведены слева (разрезы построены по результатам электроразведочных работ) (рисунок 1.5).

В 2005 году ООО «Северо-Запад» были выполнены электроразведочные работы методом МТЗ в пределах Алтатино-Никольской зоны Саратовской области. Алтатино-Никольская зона находится на северном борту Прикаспийской впадины.

Целью работ было изучение надсолевой и подсолевой осадочной толщи. В некоторых случаях в условиях солянокупольной тектоники сейсморазведка не дает четкого представления о строении разреза под куполами и о литологии подсолевой толщи по причине отсутствия полнократных систем и недоучета вариаций скоростей.

Перед МТЗ в данном районе стояла задача определения формы соляных куполов и выделения карбонатных пород в подсолевой толще, к которым могут быть приурочены месторождения углеводородов в межкупольных зонах. Анализ априорной геолого-геофизической информации и результаты МТЗ позволили сделать вывод о том, что горные породы в данном разрезе контрастны по своим электрическим параметрам:

- соляная толща – представлена отложениями каменной соли с рапповыми прослоями и среди осадочных пород выделяются повышенными сопротивлениями ($\rho > 10 \text{ Ом} \cdot \text{м}$);
- терригенные отложения, насыщенные сильно минерализованными подземными водами, являются хорошими проводниками ($\rho < 10 \text{ Ом} \cdot \text{м}$);
- карбонатные отложения – пористые, поэтому характеризуются промежуточными значениями удельного сопротивления;
- породы архей-протерозойского фундамента обладают высоким сопротивлением ($\rho > 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$).

Для решения поставленных задач такой дифференцированный по электрическим свойствам разрез является благоприятным для проведения МТЗ.

Однако, следует иметь в виду, что в случае слабо дифференцированного геоэлектрического разреза, характерного для надсолевых отложений юго-востока Прикаспия, мы не можем получить левые высокочастотные ветви кривых МТЗ, отражающие строение надсолевой толщи. В этом случае при интерпретации МТЗ приходится ограничиваться определением обобщенных параметров

геоэлектрического разреза, информация о которых содержится в правых низкочастотных ветвях кривых МТЗ.

На рисунке 1.6 приведены характерные разрезы, построенные по результатам данных работ. На разрезах хорошо видно, что соляные образования имеют не просто столбообразную форму, как предполагалось по априорным геологическим данным и данным ранее проведенных сейсморазведочных работ, а достаточно сложную геометрию. Они имеют грибовидную форму, иногда с очень вытянутыми «козырьками». Карманы под этими «козырьками», сложенные терригенными отложениями, могут быть ловушками углеводородов.

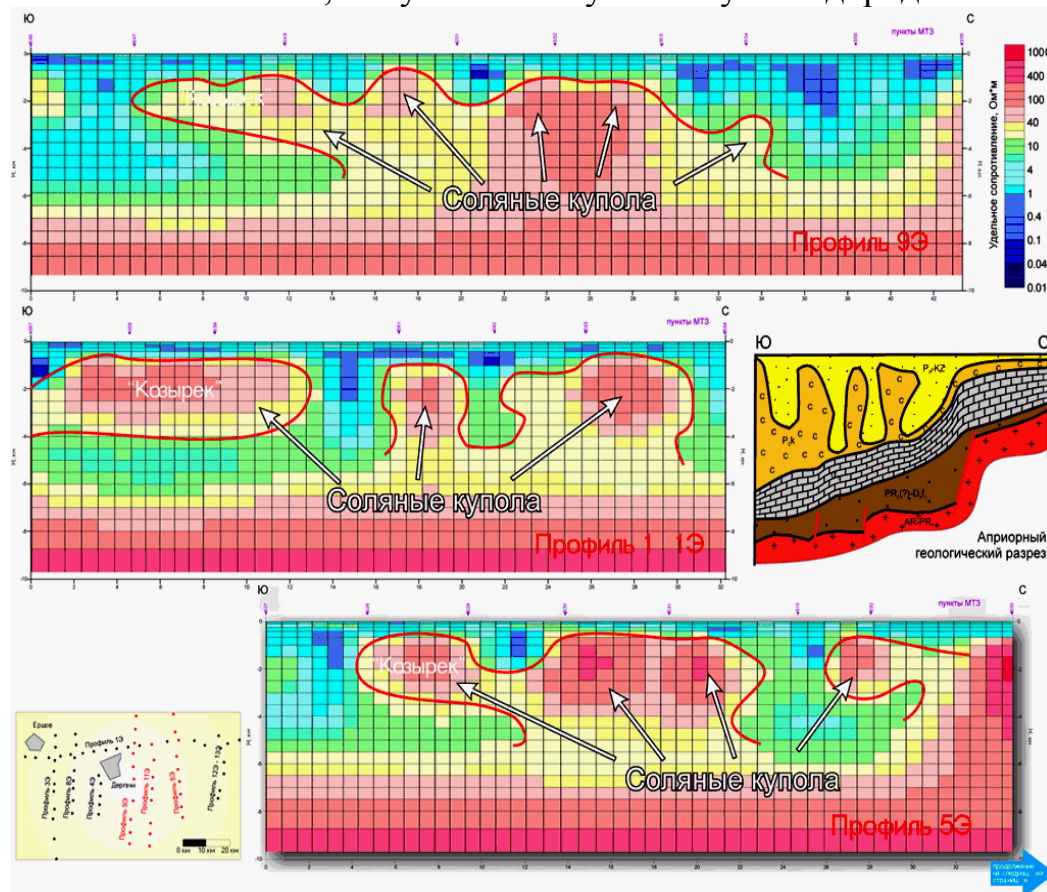


Рисунок 1.6 –Геоэлектрические разрезы по результатам МТЗ [12]

В плане соляные купола кунгурского яруса нижней перми четко прослеживаются на карте суммарной продольной проводимости в диапазоне глубин 0-4 км как зоны пониженной суммарной проводимости (рисунок 1.7). По карте суммарной продольной проводимости в диапазоне 4-6 км получена информация о литологии подсолевой толщи в диапазоне глубин 4-6 км (рисунок 1.7). Совместно с данными бурения и ГИС были сделаны выводы о том, в северной части площади, характеризующейся низкими значениями проводимости, подсолевая толща, по всей видимости, представлена пористыми карбонатными отложениями.

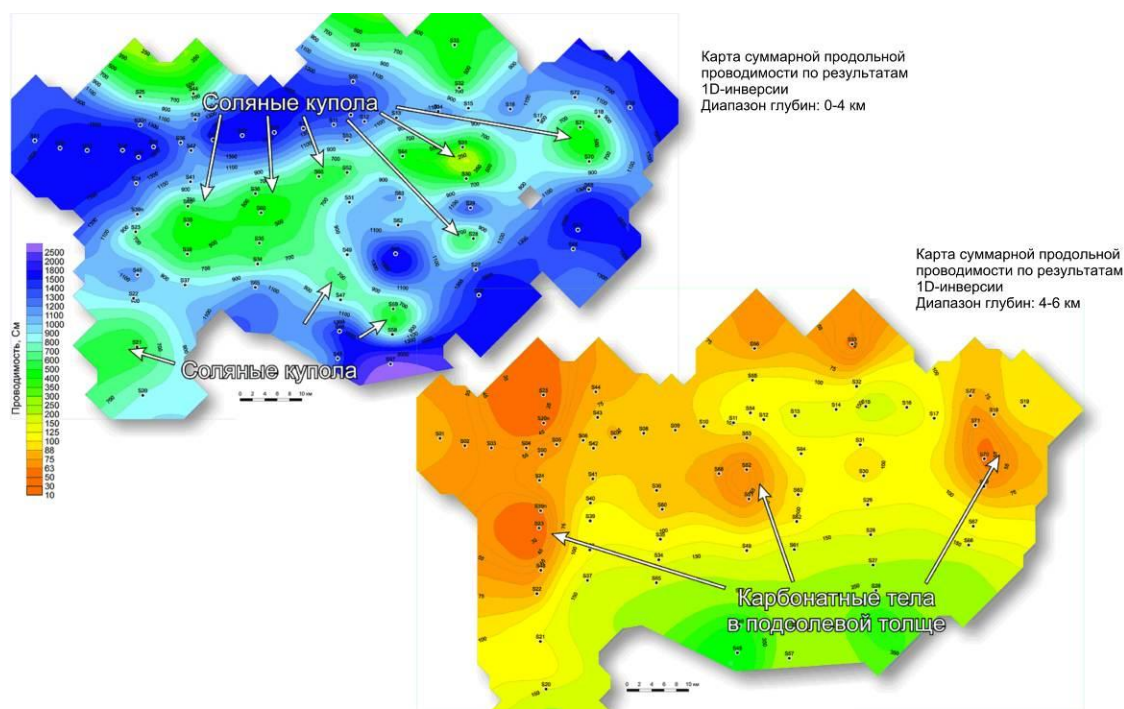
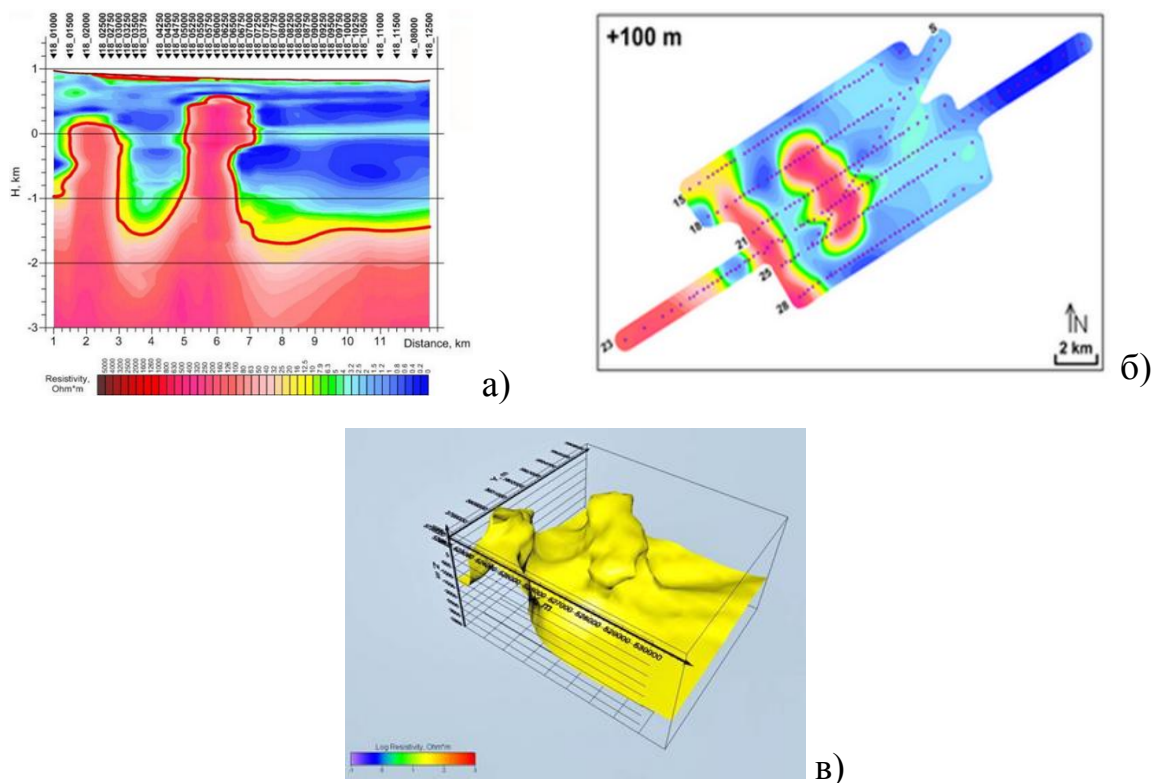


Рисунок 1.7 – Карты суммарной продольной проводимости в диапазоне глубин 0-4 и 4-6 км [12]

В южной части площади более высокая проводимость была связана с терригенными отложениями. На основе выполненных работ была уточнена морфология соляных куполов, откартировано распространение карбонатных пород в подсолевой толще района исследования.

В 2013 году компания «Северо-Запад» совместно со своим иранским партнером ZAP Consulting Engineers проводили площадные электроразведочные и гравиразведочные работы. Работы проводились по заказу Национальной Компании Газовых Хранилищ (NGSC) на одном из соляных куполов в центральном Иране. Требовалось изучить геометрию и свойства соляного тела для проектирования и строительства в нем первого на Ближнем Востоке газового хранилища в соляном куполе.

Было выполнено около 300 точек МТЗ по нескольким профилям с шагом 250 м и около 3000 точек гравиразведки на площади 16x20 км² с шагом 250x250 м над куполом и 500x500 м в остальной части площади. Выбор методов обосновывался преимуществами в оперативности, мобильности, дешевизне и др. По результатам работ оконтурено соляное тело, которое проявлено в результатах МТЗ как высокоомный объект (рисунок 1.8, а), а гравиразведки – пониженными плотностями. Определены пространственные границы соляного купола, его размеры, строение, степень однородности слагающей его соли (рисунок 1.8, б). Построена 3D-модель соляного тела (рисунок 1.8, в).



а) геоэлектрический разрез; б) карта фаз импеданса по поверхности соли;
в) 3D-модель соляного тела

Рисунок 1.8 – Результаты МТЗ в Иране [12]

В рамках исследования осадочных бассейнов Казахстана площадные исследования методом МТЗ проводились на месторождении Кумколь. На геоэлектрическом разрезе (рисунок 1.9) наблюдаются аномальные зоны увеличения электрического сопротивления пород по латерали.

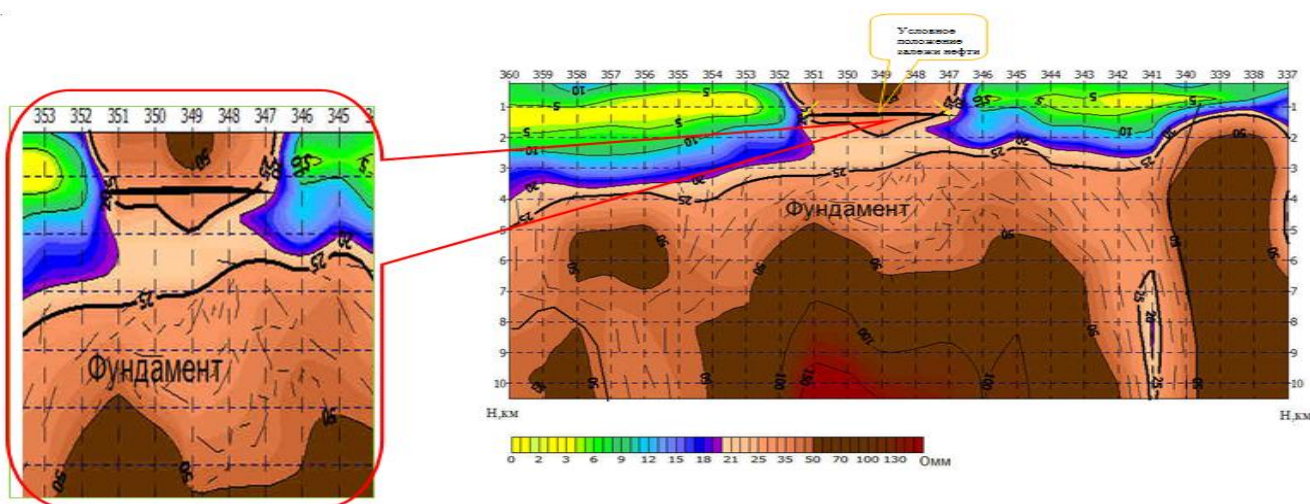


Рисунок 1.9 – Геоэлектрический разрез через месторождение Кумколь по данным МТЗ

На другом месторождении, расположенном западнее Кумколя, по результатам проведения МТЗ также было отмечено аналогичное повышение удельного сопротивления (рисунок 1.10). Конечно, нет серьезных оснований напрямую связывать зоны повышенного сопротивления пород с влиянием залежи УВ на проводящие слои. Однако, на примере электроразведочных работ МТЗ в Тургайский прогибе можно наблюдать существование проводящих (пористых) тел, которые могут служить резервуарами для накопления УВ и субвертикальных проводящих зон (каналов) (Рисунок 1.11).

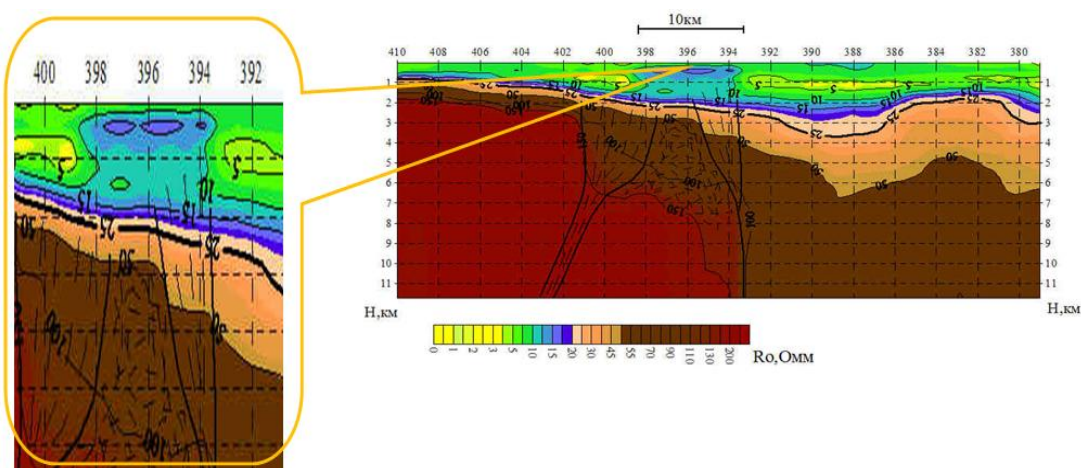


Рисунок 1.10 – Пример аналогичного проявления нефтяной залежи на еще одном месторождении Тургайского прогиба

На Рисунках 1.8-1.11 видно, что проводящие объекты представляют собой тела, пронизывающие земную кору на глубины до 15-20 км.

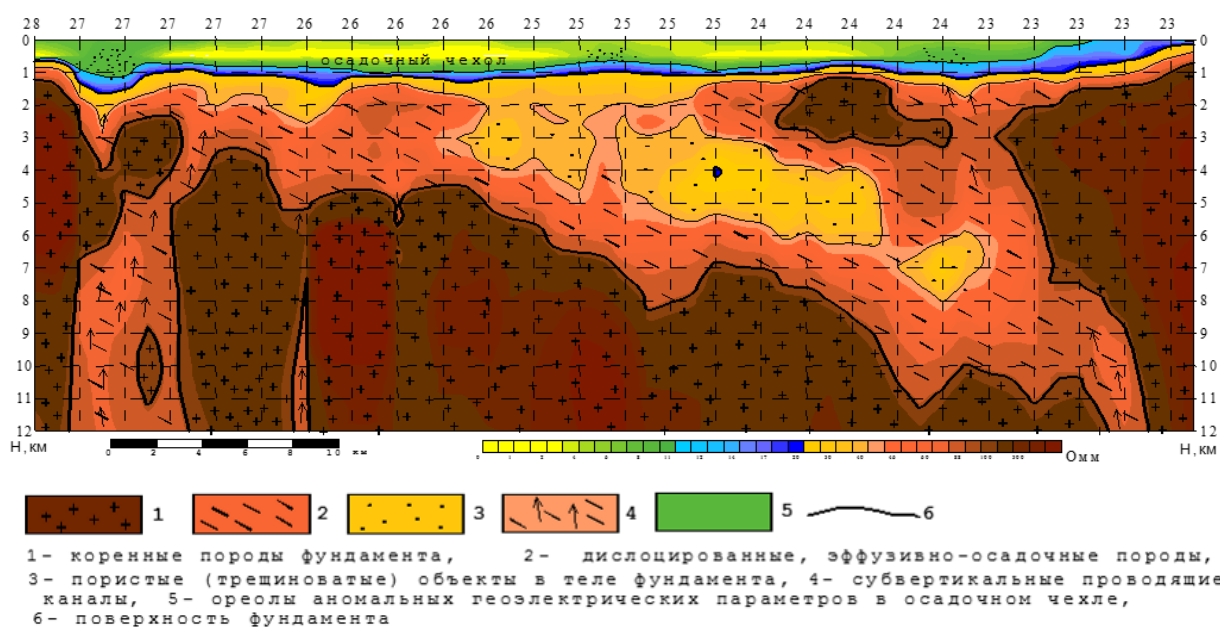


Рисунок 1.11 – Выделение субвертикальных зон и проводящих каналов на геоэлектрическом разрезе

Предположительно, процессы, происходящие в этих зонах, связаны с тепломассопереносом и движениями глубинных флюидов, природу которых предстоит еще изучить. Субвертикальные транскоровые каналы с повышенной проницаемостью могут быть лишь агентами переноса глубинного термического потока и флюидов, но отнюдь не резервуарами для накопления УВ. Возможно, что через эти субвертикальные структуры обеспечивается связь между глубинными и поверхностными условиями формирования нефтяной залежи. Эти возможности МТЗ могут быть рассмотрены в рамках других научных исследований.

Таким образом, на основе представленных примеров мы видим, что электроразведка методом магнитотеллурического зондирования (МТЗ) является инструментом, который может успешно решать целый круг задач, связанных с поисками залежей углеводородов, выступая как существенное дополнение к сейсморазведке. Она позволяет:

- решить задачи выделения глубинных разломов, структур фундамента, крупных антиклинальных поднятий;
- выявить специфические аномалии удельного сопротивления, связанные с эпигенетическими изменениями пород над залежью углеводородов;
- на базе данных бурения и ГИС литологически расчленить осадочные комплексы;
- при наличии благоприятных внешних факторов косвенно выделить зоны улучшенных коллекторских свойств изучаемых продуктивных пластов [3].

1.4 Состояние электроразведочной изученности нефтегазоносных районов в Казахстане

Большой вклад во внедрение электроразведки в практику геофизических исследований Республики Казахстан внесли ведущие научные центры Советского Союза и Казахстанские производственные организации: Гурьевская, Турланская, Аэрогеофизическая экспедиции и др.

В разные годы для поисков нефтегазовых залежей в Казахстане использовались следующие методы:

1. Метод зондирования становлением поля в ближней зоне.
2. Метод вызванной поляризации на постоянном и переменном токе.
3. Метод сопротивлений на постоянном токе в различных модификациях (дипольные зондирования, точечные зондирования, и др.)
4. Частотно-временная электроразведка.
5. Дифференциально-нормированный метод электроразведки.

На территории Казахстана при изучении геологического разреза нефтегазоносных районов основной объем электроразведочных исследований проводился на солянокупольных структурах Прикаспия.

Метод магнитотеллурических зондирования впервые был опробован на территории Казахстана в 1936 г. В дальнейшем магнитотеллурические методы

зондирования выполнялись для решения структурных задач регионального плана. На уровне опытно-методических работ проводились исследования методом естественного поля.

Начиная с 2005 г., электроразведочные исследования на месторождениях углеводородов Казахстана методом магнитотеллурического зондирования (МТЗ) проводятся силами ТОО «НПЦ «Геокен», в основном, по инициативе ННК «КазМунайГаз», а также частных нефтяных компаний «FIOC», «САМЕК», Аташ, Курмангазы Петролеум и др.

В 2012 г. ТОО «НПЦ «Геокен» МТ-технологиями отработал участок работ в пределах блока Каратон-Саркамыс в Жылыойском районе Атырауской области Республики Казахстан, результаты которых положены в основу данной диссертации.

В 2013 г. МТЗ были проведены на одном из нефтяных месторождений Западного Казахстана. Данное месторождение является одним из крупных неглубокозалегающих (250-500 м) месторождений. Характеризуется сложным геологическим строением, высокой тектонической нарушенностью, отсутствием соляной тектоники, стратиграфическими несогласиями, литолого-фациальной изменчивостью среднеюрско-неокомских пород. МТ-исследования на участке работ проводились с целью уточнения геологического строения мезозойского комплекса, выделения участков профилей с улучшенными коллекторскими свойствами, определения наличия углеводородов в выявленных сейсморазведкой структурах. С другой стороны, стояла задача оценки возможностей МТЗ при исследованиях нижнепалеозойской части разреза. МТЗ-работы проводились на двух опытных профилях, пересекающих участок в районах, характеризующихся различным геологическим строением [3].

Геоэлектрические разрезы мезозойско-кайнозойской части отложений (до 1300 м) были получены в результате одномерной инверсии. Для построения геоэлектрических разрезов палеозойской части разреза (до 10 км) была проведена двумерная инверсия.

Мезозойская часть разреза представлена юрско-меловыми отложениями, среди которых распространены глины, алевролиты, пески и песчаники. В составе продуктивных горизонтов разреза карбонатные отложения практически отсутствуют. Для выделения на геоэлектрических разрезах нефтегазоперспективных зон в мезозойской части разреза, в пределах исследуемого участка были проанализированы данные геофизических исследований в скважинах (результаты индукционного каротажа, как самого близкого к методу МТЗ) и определен характер флюидонасыщения по данным опробования.

Совместный анализ распределения сопротивления пород в зависимости от литологии (данные ГИС) позволил сделать вывод о том, что породы площади исследования дифференцированы по электрическим свойствам не только по вертикали, но и по латерали, что является весьма благоприятным фактором для

МТ-зондирований. Это позволило на основе обработки и интерпретации МТ-данных построить геоэлектрическую модель среды, которая несет информацию о физических и геологических свойствах изучаемого разреза (проводимости, литологии и др.) и выделить перспективные на углеводороды интервалы разреза (рисунок 1.12). На рисунке эти участки выделены черными овалами в интервале глубин 400-700 м (юрско-меловые отложения). Основным критерием для выделения перспективных на углеводороды зон было наличие непроницаемой покрышки над проводящей зоной и резкое увеличение сопротивлений внутри этой зоны с учетом практического отсутствия в продуктивной части разреза месторождения карбонатных пород.

В палеозойской части разреза была выделена положительная высокоомная структура в центральной части опытного профиля. Кроме этого, для этой же части разреза по результатам двумерной инверсии были выделены две крутонаклонные зоны пониженных сопротивлений (рисунок 1.12).

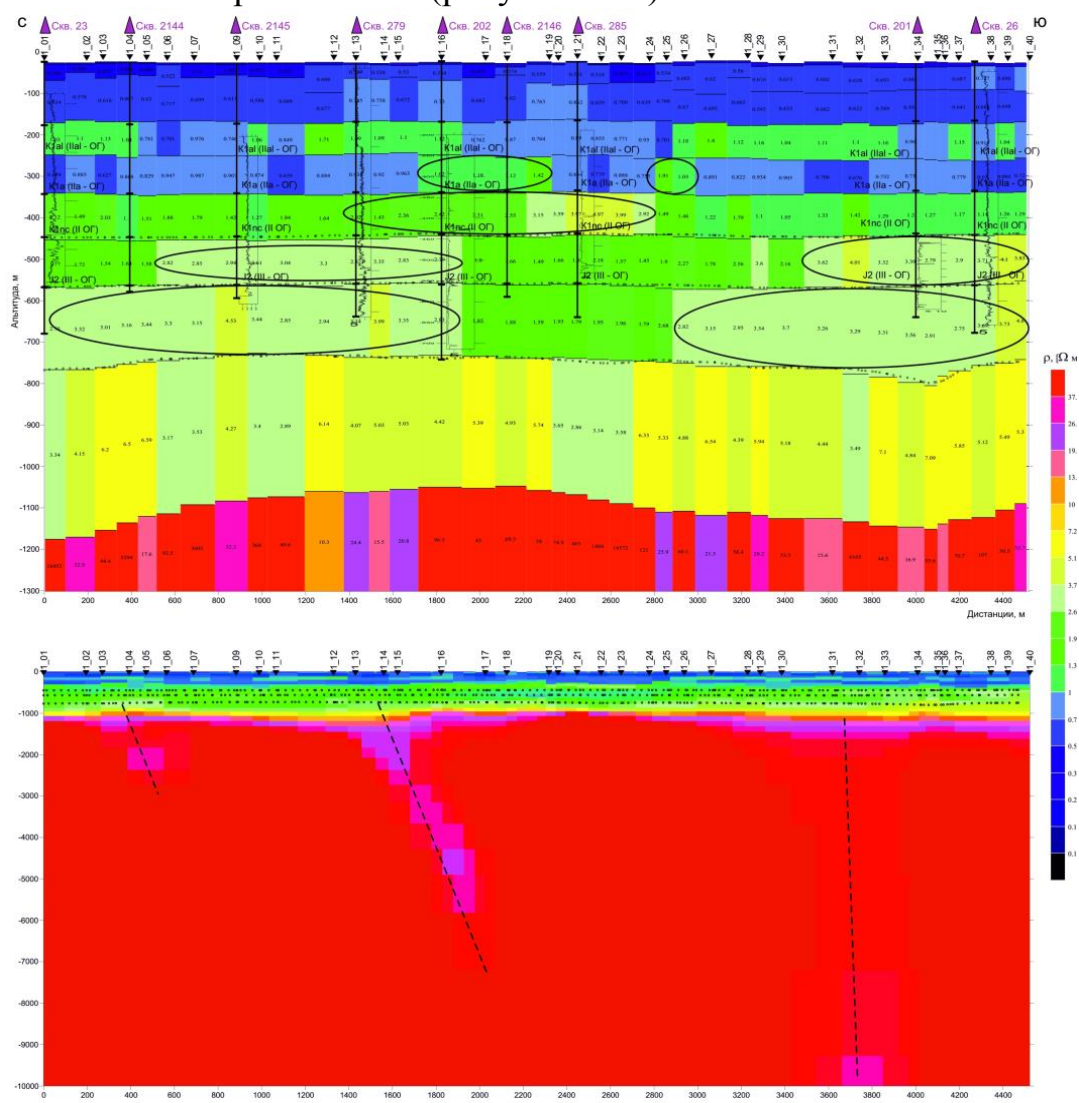


Рисунок 1.12 – Результаты интерпретации данных МТЗ по 1 профилю

Уменьшение сопротивлений по разрезу имеет весьма устойчивый характер. На южном окончании профиля (точки 31, 32) выделена узкая зона пониженных сопротивлений, корнями уходящая глубоко в фундамент. Природа данной структуры не ясна, однако следует отметить, что эти разуплотненные зоны схожи с субвертикальными структурами, отмеченными на Рисунках 1.6, 1.8. Такие узкие каналы повышенной электропроводности по результатам магнитотеллурических зондирований отмечаются регулярно. Результаты детальных МТЗ позволили с высокой степенью надежности увязать их с проводящими (трещинными) каналами, вдоль которых, возможно, происходит тепломассоперенос и миграция углеводородов.

В целом, на исследуемом участке по двум опытным профилям была показана эффективность применения МТЗ-зондирований в комплексе с сейсморазведкой и данными ГИС для решения широкого круга геологических и поисковых задач.

Было уточнено геологическое строение мезозойских отложений, охарактеризовано строение палеозойских отложений с выделением предполагаемых субвертикальных структур пониженного сопротивления, оценены перспективные участки в мезозойских терригенно-осадочных комплексах горных пород, рекомендованы места заложения скважин.

1.5 Петрофизическое обоснование электроразведочных методов

Условиями эффективного применения геофизических методов являются:

- 1) благоприятные геометрические размеры геологических аномалиеобразующих объектов;
- 2) относительно низкий уровень помех геологического и негеологического происхождения;
- 3) заметная дифференциация физических свойств искомых геологических объектов и вмещающей среды.

Вопрос о благоприятных геометрических размерах геологических аномалиеобразующих объектов сводится к анализу зависимости аномалии от размеров объекта (радиуса сферы). Зафиксируем значения глубины залегания сферы $H = \text{const}$. Наибольший градиент напряженности поля в зависимости от радиуса сферы R имеет гравитационное поле, а наименьший (вообще не зависит) электрическое поле проводящей сферы. Далее зафиксируем значения $R = \text{const}$, и будем изменять элементы залегания, а именно глубину до центра сферической залежи. При этом наибольшим градиентом по H характеризуется магнитное поле, а наименьшим – электрическое поле проводящей сферы. Сближение сферических объектов создаёт неразрешенные по профилю аномалии. Например, кривые потенциала над сближенными однородно поляризованными сферами радиусом R на глубине $H = 6R$ не разрешаются, а на глубине $H = 3R$ – разрешаются. При увеличении расстояния между сферами $l = 8R$ сферы снова разрешаются по данным электроразведки.

К вопросу о благоприятных геологических параметрах объекта исследований следует добавить, что плоские горизонтальные границы раздела благоприятны для постановки методов ВЭЗ и сейсморазведки, крутые границы раздела благоприятны для постановки электрического профилирования методами КЭП и СЭП, вытянутые объекты благоприятны для постановки электроразведки на переменном токе.

Понятие о дифференциации (контрастности) физических свойств изменяется в зависимости от метода и решаемых геологических задач. Например, для гравиразведки контрастность свойств оценивают значением избыточной плотности (δ_n), а для электроразведки – соотношением удельных электрических сопротивлений (УЭС) объекта поисков (ρ_0) и вмещающей среды (ρ_{cp}) [13].

Для выяснения предпосылок решения поставленных геологических задач с помощью МТЗ, уточнения методики работ и интерпретации электроразведочных данных автором диссертации изучались электрические, плотностные и магнитные свойства горных пород района исследований.

Уровень помех является одним из наиболее важных условий применимости геофизических методов. Различают помехи геологического и негеологического происхождения. К первым относят влияние перекрывающих и подстилающих пород, рельефа местности, неоднородности свойств вмещающих пород и т. д. [14]. Для электроразведки наибольшее значение имеют рыхлые проводящие отложения в верхней части разреза и слои высокого электрического сопротивления (каменная соль, ангидрит, межпластовые интрузии) на глубине, так называемые экраны. Экраны высокого сопротивления являются препятствием для выделения нижележащих отложений. При проведении магнитотеллурических исследований такими экранами являются толщи каменной соли, широко распространенные в Прикаспийской впадине. В условиях Каратон-Саркамысского блока справиться с перечисленными проблемами помогает использование современных полевых комплексов. В частности МТ-системы компании Феникс Геофизикс (Канада) реализуют помехоподавляющую технологию МТЗ (с удаленной опорной точкой) и ведут обработку сигналов в режиме реального времени.

1.5.1 Электромагнитные свойства горных пород

Основными электромагнитными свойствами горных пород являются удельное электрическое сопротивление (УЭС, или ρ), электрохимическая активность (α), поляризуемость (η), диэлектрическая (ϵ) и магнитная (μ) проницаемости. Электромагнитные свойства геологических сред, вмещающей среды, пластов, объектов, а также геометрические параметры последних служат основой для построения геоэлектрических разрезов. Основным оценочным параметром при проведении электроразведочных исследований принято удельное электрическое сопротивление (УЭС) пород.

Геоэлектрический разрез над однородным по тому или иному электромагнитному свойству полупространством принято называть фоновым, а

над неоднородным – аномальным [5].

Главными геологическими факторами, определяющими электрические свойства, являются: фазовый, минеральный, вещественный состав и структурно-текстурные особенности горных пород и полезных ископаемых [15].

В геологических средах выделяются твердая, жидкая и газовая фазы, которые по удельной электропроводности относятся к проводникам с преимущественно электронной (твердая фаза) или ионной проводимостью (жидкая фаза), полупроводникам (твердая) и диэлектрикам (твердая, газовая и жидкая фазы). Неоднородность состава и строения, широкие пределы изменения электрических свойств твердой и жидкой фаз, различие в ионно-адсорбционной способности обуславливают большой диапазон изменения свойств горных пород и полезных ископаемых.

Электрические свойства пород и полезных ископаемых зависят от частоты используемых электромагнитных полей, от температуры и давления. Эти зависимости носят сложный характер и определяются изменениями свойств и состава жидкой и твердой фаз, ионно-адсорбционной способностью, структурными особенностями и пористостью сред.

При поисках месторождений нефти и газа физической предпосылкой для применения электроразведочных методов является разница в удельном электрическом сопротивлении пород разной литологии. Благодаря этому по удельному электрическому сопротивлению можно дифференцировать различные стратиграфические осадочные комплексы, что создает благоприятные предпосылки для их картирования электроразведочными методами [16].

Задача выделения аномалий сопротивления, связанных с залежами нефти и газа, достаточно сложная, но при благоприятных условиях разрешимая. Проблема состоит в том, что аномалии сопротивлений, помимо изменения характера флюида, могут быть вызваны литолого-фациальной изменчивостью пород внутри целевых интервалов. Так, например, область локального замещения терригенных отложений карбонатными разностями сопровождается увеличением сопротивления и может быть ошибочно проинтерпретирована как влияние перспективного в нефтегазоносном отношении объекта. Идентифицировать такие аномалии без привлечения дополнительной, и в первую очередь сейсмической информации, материалов бурения и каротажа, весьма затруднительно.

Одним из существенных факторов является то, что залежь углеводородов во времени не постоянна. Поток углеводородов и углекислого газа устремляется вверх и в течение длительного геологического периода над залежью образуется шапка эпигенетически измененных пород. Эти процессы создают такие условия, что в терригенных отложениях начинают преобладать процессы уменьшения пористости и проницаемости карбонатных пород (кальцификация). В результате над залежью углеводородов может наблюдаться суммарная высокоомная аномалия повышенного сопротивления и аномалия вызванной поляризации характерной формы.

Эпигенетические изменения пород над залежью происходят в связи с постепенным просачиванием летучих газов через покрывку. Наибольшие изменения претерпевают породы в интервале 600-900 м над залежью, хотя в зависимости от конкретной геологической обстановки эти параметры могут сильно варьироваться. В целом, и сама залежь представляет собой высокоомный пласт, в подошве которого часто залегают низкоомные породы, заполненные высоко минерализованными водами. Этот пласт или комбинация пластов в благоприятных условиях могут быть зафиксированы электроразведочными магнитотеллурическими зондированиями в виде высокоомной аномалии [16].

Отмеченные закономерности распределения удельного электрического сопротивления пород хорошо проявлены для *надсолевого осадочного комплекса* и определяют характер изменения кажущегося сопротивления, измеренного на поверхности земли.

Соляные ядра куполов по результатам электрометрических измерений отмечаются положительными аномалиями кажущегося удельного сопротивления интенсивностью единицы, десятки, а в ряде случаев сотни Ом·м (в зависимости от глубины залегания и особенностей применяемой установки). Интенсивность таких аномалий превышает более чем на порядок эффекты от изменения литологического состава, пористости, плотности, водо- и нефтенасыщенности терригенно-осадочных пород и позволяет практически однозначно установить их природу. Первые электроразведочные работы, проведенные еще в 1930-31 годах, преследовали цель изучения кровли соли. Уже по результатам этих работ была установлена глубина залегания плоской вершины соляного тела (250 м) и составлена карта глубины залегания соли.

Для осадочных пород подсолевого комплекса характерны знакопеременные аномалии кажущегося удельного сопротивления, в целом высокоомные, с проводимостью от единиц до 15-20 См. Кристаллический фундамент впадины характеризуется как очень высокоомный пласт.

1.5.2 Петрофизическое обоснование применения метода МТЗ на блоке Каратон-Саркамыс

Магнитотеллурические методы основаны на применении вариаций естественного электромагнитного поля Земли для изучения глубинного строения земной коры и верхней мантии и поисков полезных ископаемых. Основное преимущество МТЗ, обладающего наибольшей среди всех электроразведочных методов глубинностью, связано с тем, что в качестве источника сигнала используется естественное электромагнитное поле Земли и благодаря этому отпадает необходимость создания генераторных систем, что обуславливает высокую экономическую эффективность метода. Источники МТ-вариаций имеют естественное происхождение. Они связаны с магнитосферно-ионосферными процессами и с грозовой активностью в приземном пространстве.

Физическая основа МТ-АМТ методов электромагнитного частотного зондирования заключается в одновременной регистрации горизонтально-сопряженных (взаимно-ортогональных) электрических (E_x , E_y) и магнитных (H_x , H_y) компонент переменного электромагнитного поля на поверхности Земли. На этапе обработки путем спектрального анализа вычисляются гармонические составляющие компонент поля $E_x(\omega)$, $E_y(\omega)$, $H_x(\omega)$, $H_y(\omega)$ и рассчитывается матрица основных (Z_{xy} , Z_{yx}) и дополнительных (Z_{xx} , Z_{yy}) компонент тензора импеданса.

Кажущееся сопротивление рассчитывают, используя значения основного импеданса $Z_{xy} = \frac{E_x}{H_y}$ и $Z_{yx} = \frac{E_y}{H_x}$

Соответствующие формулы для расчета кажущегося сопротивления по вещественным значениям импеданса имеют вид:

$$\rho_z^{xy} = \frac{T}{2\pi\mu\mu_0} \left[\frac{E_x}{H_y} \right]^2 \text{ и } \rho_z^{yx} = \frac{T}{2\pi\mu\mu_0} \left[\frac{E_y}{H_x} \right]^2. \quad (1.1)$$

где T – период в секундах; $E_{x(y)}$ – напряженность электрического поля в В/м; $H_{x(y)}$ – напряженность магнитного поля в А/м [1].

Дополнительные импедансы $Z_{xx} = \frac{E_x}{H_x}$ и $Z_{yy} = \frac{E_y}{H_y}$, а также вертикальную компоненту магнитного поля H_z применяют для анализа влияния горизонтальной неоднородности среды. В горизонтально-слоистых (горизонтально-однородных), одномерных средах эти компоненты поля равны нулю в том случае, если первичное поле также является однородным.

Характер изменения электромагнитного поля в общем случае определяется комплексом физических свойств горных пород и полезных ископаемых, к которому относятся: удельное электрическое сопротивление ρ (или обратно пропорциональная ему величина – удельная электропроводность σ), диэлектрическая проницаемость ε , магнитная проницаемость μ и вызванная поляризуемость η .

Применение тензорных технологий электроразведки типа МТЗ позволяет установить наличие горизонтальной анизотропии, различной для разновозрастных осадочных комплексов. Это связано с различной геологической историей их формирования, разноразрушенной трещиноватостью, дифференцированной пористостью, проницаемостью и т. п. Эти факторы также могут быть использованы для локализации перспективных на углеводороды площадей, зон, участков.

Разведочный блок Каратон-Саркамыс соленосными отложениями кунгурского яруса нижней перми разделен на подсолевой и надсолевой комплексы

отложений.

В подсолевом комплексе бурением вскрыты отложения девона, представленные преимущественно глинистыми известняками. Выше залегают рифогенные отложения от турнейского яруса нижнего карбона до башкирского яруса среднего карбона. Завершают разрез подсолевого комплекса отложения ассельско-артинского ярусов нижней перми, литологически сложенные карбонатными и терригенно-карбонатными отложениями.

Надсолевой разрез представлен полным комплексом отложений, характерным для всей Прикаспийской впадины. В целом, отложения надсолевого осадочного чехла юго-востока Прикаспийской впадины обладают благоприятными особенностями геоэлектрического строения, позволяющими прогнозировать продуктивность ловушек в надсолевом и подсолевом комплексах электроразведочными методами магнитотеллурического зондирования. Основными из них являются:

1. хорошая дифференциация горных пород надсолевой толщи по удельному электрическому сопротивлению;
2. относительно повышенное электрическое сопротивление продуктивных горизонтов насыщенных углеводородами, превышающее сопротивление вмещающей среды в десятки раз;
3. относительно большие размеры нефтяных залежей в плане, определяющие прослеживаемость и величину аномалии.
4. высокий уровень пластовых вод уменьшает искажения от приповерхностных неоднородностей.

Благодаря высокому уровню пластовых вод в регионе, породы осадочного чехла юга Прикаспийской впадины находятся в состоянии практически полного водонасыщения. В этих условиях электрическое сопротивление пород в первую очередь определяется минерализацией насыщающей ее воды. Химический состав растворенных в воде солей не играет существенной роли.

Высокая минерализация подземных вод приводит к выравниванию удельного электрического сопротивления терригенно-осадочной толщи, при этом сопротивление водонасыщенных песков чаще всего становятся несколько ниже сопротивления глин. В целом, сопротивление пород осадочного чехла с глубиной уменьшается, поскольку влияния минерализации и температуры пластовых вод превалируют над влиянием других параметров.

Сведения об электрических свойствах *надсолевого комплекса района* в основном базируются на данных электрического каротажа скважин. Анализ этих материалов позволяет принять в качестве наиболее вероятной величины удельного сопротивления терригенно-осадочных пород мезозоя насыщенных пластовыми водами значение УЭС равное 0.50-1.2 Ом·м. Минимальными сопротивлениями (0.2-0.4 Ом·м) обладают высокопористые, хорошо проницаемые водонасыщенные пески с высокими фильтрационно-емкостными свойствами, несколько повышенным сопротивлением характеризуются глины (0.5-0.7 Ом·м),

повышенными значениями (до 1 Ом·м) отмечаются уплотненные разновидности алевритисто-глинистых образований со слабыми коллекторскими свойствами. При наличии кремнистого и карбонатного цемента сопротивление пород повышается до 1.5-2 Ом·м. Мергели также имеют повышенное удельное сопротивление 1-2 Ом·м и более в зависимости от их известковистости и доломитизации.

Электрические свойства коллекторов находятся в прямой зависимости от их нефтенасыщенности. Удельное электрическое сопротивление нефти и газа в чистом виде значительно превосходит УЭС пластовых вод. Коллектора, насыщенные нефтью или газом, обладают значительно более высоким УЭС, чем те же породы, насыщенные минерализованными водами. По данным геофизических исследований скважин месторождений, нефтеносные горизонты отмечаются повышением сопротивления от 2-3 до 10^{15} Ом·м, то есть УЭС нефтяных залежей в 3-4 раза больше, а газовых – в 10-15 раз больше величины сопротивления вмещающих пород. Таким образом, залежь углеводородов можно рассматривать как локальный, высокоомный аномальный объект по сопротивлению, расположенный внутри хорошо проводящего, горизонтально-слоистого разреза. Это свойство нефтегазонасыщенных пород является чрезвычайно важным диагностическим признаком, положенным в основу применения электроразведки для решения нефтегазопроисловых задач. Но при этом необходимо иметь в виду значение поперечного сопротивления залежи, поскольку индукционные методы "плохо работают" с высокоомными объектами. Чаще всего устойчиво определяется мощность высокоомного слоя, а не его сопротивление.

Максимальные по разрезу значения удельного сопротивления имеют образования соленосной толщи (галит, сильвин, сульфаты). По данным геофизических исследований в скважинах удельное сопротивление соли и пород кепрока достигает десятки, сотни, тысячи Ом·м на фоне 0.3-1.2 Ом·м, характерных для пород надсолевой части разреза. Естественно, что в отдельных случаях могут наблюдаться и отклонения УЭС от осредненных значений в зависимости от литологии и параметров трещиноватости, пористости, степени уплотнения, состава цемента и солености пластовых вод.

В целом, на основе статистического анализа результатов ГИС юго-восточного Прикаспия могут быть приняты следующие осреднения в пределах возрастных комплексов:

Палеоген-неоген	1.2-0.5 Ом·м
Верхний мел	2-1 Ом·м
Нижний мел	0.8-0.5 Ом·м
Верхняя юра	2-1 Ом·м
Средняя юра	0.8-0.4 Ом·м
Нижняя юра	1-0.5 Ом·м
Пермо-триас	1-2 Ом·м
Нижняя пермь (кепрок и соль)	50-1000 Ом·м

В рамках работы по интерпретации данных МТЗ была проведена большая работа по обобщению результатов каротажа в скважинах, пробуренных на площади исследований по надсолевым комплексам пород. По каждой скважине использовался не весь глубинный диапазон, а только те интервалы глубин, которые охарактеризованы наиболее полно: т.е. в данном интервале глубин отбирался керн и имеются данные каротажа. Всего была использована информация по 12 скважинам. Основные выводы, которые можно сделать из распределения сопротивления пород в зависимости от литологии для юрско-меловых пород наблюдается следующая тенденция в распределении геоэлектрических свойств:

- наименьшим сопротивлением обладают глинистые породы (в среднем около 0.1-1 Ом·м);
- алевритовые породы имеют большее сопротивление, чем глины (в среднем около 1-2 Ом·м);
- песчаные породы обладают самым большим сопротивлением (в среднем 3-10 Ом·м);
- горные породы хорошо разделяются по сопротивлению: глины обладают наименьшим сопротивлением, алевролиты средним, пески и песчаники – высоким. Известковистые алевролиты распространены незначительно. Они имеют такое же сопротивление, как и песчаные породы. В целом, преобладают алевролиты и песчаники.

Используя полученный по МТЗ набор охарактеризованных интервалов, были построены графики зависимости сопротивлений юрско-меловых пород от глубины. Такие графики были построены в обобщенном виде для всех меловых и юрских пород (рисунок 1.13-1.14).

По данным графикам можно сделать следующие выводы:

- с глубиной не происходит существенного изменения сопротивления глинистых и алевритовых пород. Лишь для песчаников можно говорить о повышении сопротивления, что связано, по всей видимости, с уменьшением минерализации пластовых вод с глубиной;
- во всем диапазоне глубин, соблюдается следующая закономерность: самым низким сопротивлением обладают глинистые породы, алевролиты – средними значениями, песчаники – наибольшим.

Залежи углеводородов связаны с минерализацией пластовых вод. Этот параметр неразрывно связан с геоэлектрической характеристикой разреза, т.к. проводимость пород, в основном, определяется количеством содержащейся в них воды и ее минерализацией. С увеличением минерализации грунтовых вод сопротивление пород уменьшается. У песков и песчаников с высокой пористостью сопротивление падает значительно. У глин изменение гораздо слабей, а с учетом того, что фильтрационный потенциал глин небольшой и в них содержится большое количество «связанной» воды (с низкой минерализацией).

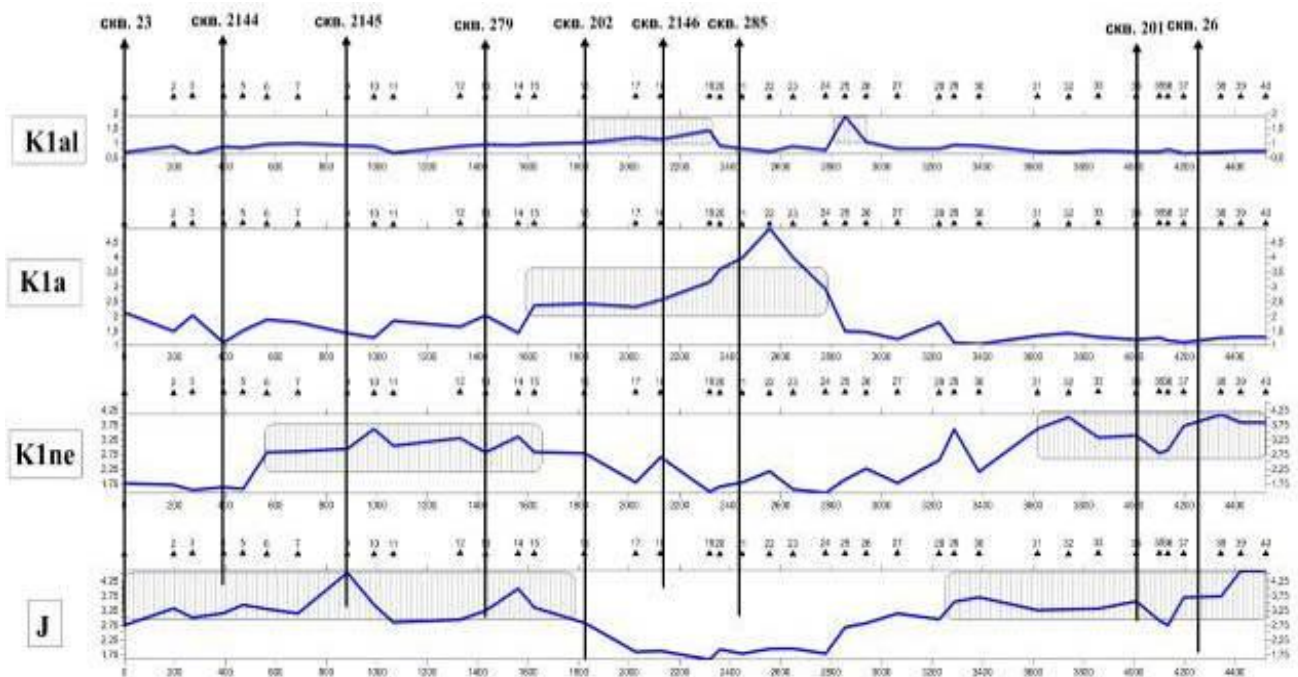


Рисунок 1.13 – Графики распределения сопротивления вдоль профиля А

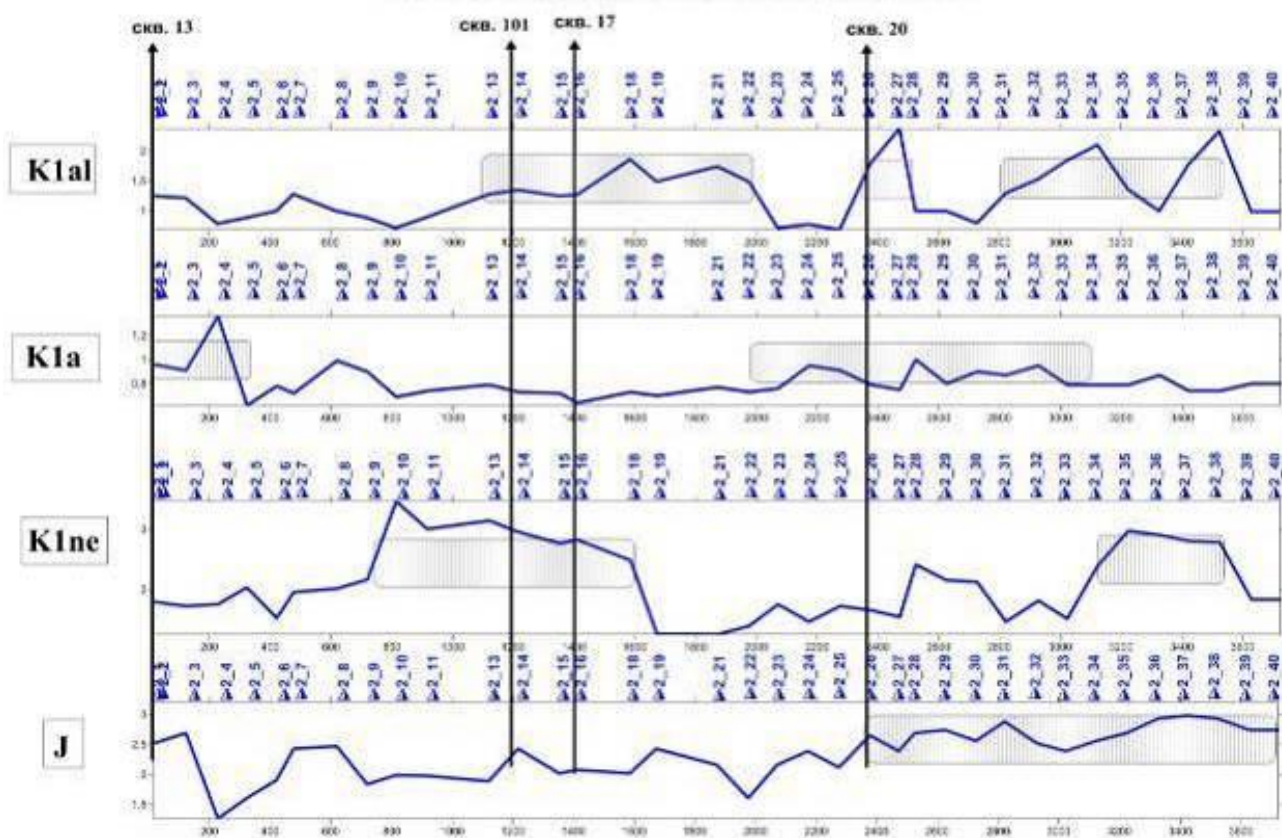


Рисунок 1.14 – Графики распределения сопротивления вдоль профиля В

При больших минерализациях (больше 50 г/л) в песчано-глинистых отложениях наблюдается «инверсия сопротивлений» – водонасыщенные пески и песчаники становятся гораздо более проводящими, чем глины.

При построении прогнозных литологических разрезов песчано-глинистых юрско-меловых отложений, мы руководствовались классическими петрофизическими зависимостями, которые в общем виде представлены на палетках А.А. Рыжова (рисунок 1.15).

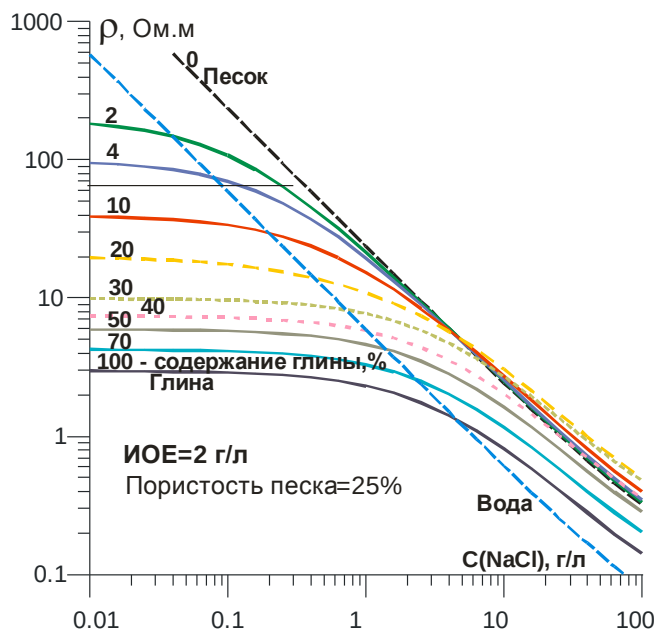


Рисунок 1.15 – Палетка Рыжова А.А.

Линия песка – черный пунктир. На ней стоит индекс 0, глины в этой породе не содержится. На других линиях стоит содержание глины от 2% до 100%. По терминологии грунтоведов глиной называется рыхлая горная порода, содержащая от 25 до 100 % глины. По другой версии от 30 до 100%. При малой минерализации воды, например 0.3-0.4 г/л, глина имеет сопротивление много меньше песка и меньше сопротивления воды, которая наполняет поры в этой глине.

Это влияние двух факторов – двойного электрического слоя (размеры пор) и ионообменной емкости (зависит от типа глинистых минералов). Когда соленость становится выше 5 г/л, то влияние двойного слоя убывает, и сопротивление породы определяется ее пористостью. Все линии параллельны линии воды и выше линии воды. При этом, на рисунке ясно видно, что при минерализации выше 10 г/л линии суглинка (20%), легкой глины (30 и 40%) идут выше линии песка. А вот хорошая 50% и чистая 100% глина остается по сопротивлению ниже песка в силу ее более высокой пористости. Это объясняется тем, что смеси песка и глины имеют пористости ниже, чем у песка и глины в отдельности. Таким образом, при равных условиях сопротивление «хороших» глин (с содержанием глинистых

частиц от 50 до 100%) ниже, чем сопротивление песков, песчаников и песчано-глинистых смесей.

Тут необходимо сделать оговорку, что глина имеет высокую общую пористость за счет закрытой пористости, а у песка вся пористость открытая. Поэтому глина хранит в своих порах воду еще со времен диагенеза. А вот песок легко меняет воду в порах, попав в соответствующее окружение. Если глина была пресноводная, а теперь находится в среде высокой минерализации, то она не будет впитывать новую воду, она останется со старой. Тогда за счет этого фактора сопротивление глины может быть выше, чем у песка.

Судя по рассмотренным выше графикам, на всей площади исследований диапазоне глубин юрско-меловых пород, песчаники имеют более высокие сопротивления, чем глины. Соответственно можно предположить, что минерализация грунтовых вод в районе работ – средняя. И действительно, судя по имеющимся результатам отбора проб в скважинах, минерализация в районе работ в основном колеблется от 20 до 30 г/л. Есть несколько проб со значениями 80 г/л, но они лишь исключение, подтверждающее общее правило.

Что касается отложений, подстилающих юрско-меловые породы, то они изучены гораздо слабее. Терригенные пермотриасовые отложения имеют сопротивления весьма высокие (десятки Ом·м), зоны пониженных сопротивлений связаны, в основном, с тектоническими особенностями блока Каратон-Саркамыс.

Таким образом, перечисленные петрофизические особенности делают принципиально возможным применение методов магнитотеллурического зондирования по выявлению нефтегазовых залежей. Повышение сопротивления в области залежей проявляется положительными аномалиями кажущегося удельного сопротивления на кривых электромагнитных зондирований.

1.5.3 Плотностная характеристика разреза

Надежность прогнозных оценок нефтегазоносности по данным электроразведки существенно повышается за счет проведения геологической интерпретации с привлечением материалов других геофизических методов и ГИС.

При разработке плотностной модели были использованы обобщения результатов изучения физических свойств керна по глубоким скважинам, пробуренным в Прикаспийской впадине. Кроме фондовых материалов использованы литературные источники (Курскеев, 1977). Анализ этих материалов позволил выделить шесть основных геолого-плотностных комплексов:

- палеоген-неогеновый;
- юрско-меловой;
- пермотриасовый;
- пермский соленосный;
- палеозойский;
- фундамент.

Наибольшее внимание уделялось изучению плотности надсолевых отложений. Использовались два подхода к статистической обработке данных: среднеарифметическое осреднение в пределах возрастных комплексов с учетом и без учета литологии, изучение закономерностей изменения плотностей с глубиной. При осреднении плотностей пород в пределах возрастных комплексов имеются противоречивые данные, что связано, по-видимому, с отбором керна с разных глубин. Увеличение плотности терригенных отложений с глубиной общеизвестно. Закономерности изменения плотности с глубиной в разных частях впадины заметно различаются. Надсолевые отложения в районе исследований уплотняются с градиентом близким к 0.1 г/см^3 на один км. Плотность палеоген-неогенового комплекса у поверхности составляет 2.0 г/см^3 , а на глубине 2.0 км эти отложения уплотняются до 2.25 г/см^3 . Плотность отложений юрско-мелового комплекса увеличивается от 2.2 г/см^3 у дневной поверхности до $2.40\text{--}2.55 \text{ г/см}^3$ на глубинах более 2-х км . Породы пермтриасового комплекса уплотняются от 2.35 г/см^3 у поверхности до 2.6 г/см^3 вблизи подошвы глубоких мульд в Прикаспийской впадине. Характерно, что выше 2.7 г/см^3 плотность надсолевых отложений не поднимается. Соленосная толща не испытывает уплотнения с глубиной. Плотность соли колеблется в пределах $2.12\text{--}2.3 \text{ г/см}^3$ при средней 2.25 г/см^3 . Влияние на среднюю плотность соленосной толщи оказывают пропластки ангидритов и терригенных пород.

Плотность подсолевых отложений в прибортовых частях впадины меняется в пределах $2.62\text{--}2.70 \text{ г/см}^3$. При удалении от границы впадины, когда глубина подсолевого горизонта достигает 3 км и более, плотность пород этого комплекса понижается до 2.55 г/см^3 . По данным плотностного каротажа в южной части впадины плотность подсолевых пород $2.60 \text{ г/см}^3\text{--}2.75 \text{ г/см}^3$. В качестве наиболее вероятной величины плотности подсолевых пород принято считать $2.50\text{--}2.60 \text{ г/см}^3$.

Плотность пород подсолевого комплекса зависит от состава, карбонатным разностям присущи повышенные плотности ($2.65\text{--}2.8 \text{ г/см}^3$), плотность терригенных отложений ниже ($2.55\text{--}2.6 \text{ г/см}^3$). Имеются сведения, что пористые нефтенасыщенные карбонаты имеют плотность 2.48 г/см^3 , водонасыщенные – 2.52 г/см^3 .

Средняя плотность фундамента принята 2.75 г/см^3 . Существует зависимость плотности от состава пород фундамента, которая увеличивается от кислых к основным породам.

Повышение плотности палеозойских отложений с глубиной и глубокое залегание этого комплекса дает основание считать, что плотность нижнепалеозойских отложений (отражающий горизонт ПЗ) близка к 2.7 г/см^3 , т.е. практически совпадает с плотностью фундамента.

1.5.4 Магнитные свойства пород

Сведения о магнитной восприимчивости пород региона разрознены и слабо систематизированы. В связи со спецификой бурения нефтяных скважин (не

сплошной отбор керна и опробование в основном продуктивных толщ) петромагнитный разрез специальными измерениями изучен крайне слабо и неравномерно. В большей степени исследованы меловые, юрские и пермтриасовые осадочные образования, что связано с большей изученностью их бурением. Практически не изучены магнитные свойства пород фундамента и лишь фрагментарно исследованы образования нижнего структурного этажа (верхний протерозой-нижний палеозой). Так как фактических данных о составе и внутреннем строении кристаллического фундамента практически нет, для этой части разреза зачастую магнитные характеристики получены расчетным путем в процессе интерпретации магнитных аномалий, либо их принимают аналогичными значениям, измеренным по образцам из естественных обнажений пород докембрия Западного Урала, примыкающего к Восточному борту Прикаспийской впадины. Аномалии магнитного поля высокой интенсивности исследователи Прикаспийской впадины связывают с магмометаморфическими образованиями кристаллического фундамента. В строении фундамента участвуют ультраосновные, основные, кислые интрузии и кристаллические сланцы различного состава. Наиболее высокими магнитными свойствами обладают интрузивные породы ультраосновного и основного состава до $(4700-5000) \cdot 10^{-5}$ ед.СИ. Для пород среднего состава – от $(2000 \text{ до } 6000) \cdot 10^{-5}$ ед.СИ и кислого состава от $(1000 \text{ до } 4000) \cdot 10^{-5}$ ед.СИ.

При интерпретации магнитного поля автор диссертации учитывал сведения о магнитной восприимчивости осадочных пород, приведенных в фондовых материалах (Боронаев В.А., 1989г.). Однако эти данные зачастую не привязаны к конкретным локальным структурам и могут служить лишь для общих выводов о распределении магнитных свойств геологических образований в региональном плане. В обобщенном виде может быть принята следующая характеристика магнитных свойств осадочных пород региона:

- карбонатные породы отличаются практически нулевой магнитной восприимчивостью;

- верхнепермские терригенные образования (аргиллиты, алевролиты, песчаники) характеризуются магнитной восприимчивостью $\approx (10-150) \cdot 10^{-5}$ ед.СИ. При этом в образованиях верхней перми, пермтриаса встречаются довольно толстые (до 500 м) пачки песчано-глинистых пород с $\approx (80-190) \cdot 10^{-5}$ ед.СИ;

- галогенные и сульфатные образования практически немагнитны.

- триасовые песчано-глинистые образования в пределах Прикаспийской впадины в основной массе характеризуются низкой магнитной восприимчивостью $\approx (5-30) \cdot 10^{-5}$ ед. СИ. На этом фоне выделяются пласты (до 500 м) песчаников с магнитной восприимчивостью $\approx (7-120) \cdot 10^{-5}$ ед.СИ.

- Юрские песчано-глинистые образования с редкими прослоями мергелей и известняков в среднем имеют $\approx (6-30) \cdot 10^{-5}$ ед. СИ.

На основании анализа и обобщения опубликованных и фондовых материалов можно сделать следующие выводы относительно магнитной восприимчивости пород осадочного чехла региона:

1) Большинство пород отличается низкой магнитной восприимчивостью, измеряемой единицами, первыми десятками $\times 10^{-5}$ ед.СИ.

2) Породы повышенной магнитной восприимчивости в юрских, меловых и кайнозойских образованиях распространены гораздо меньше, слагают маломощные горизонты.

3) Карбонатные породы, галогенные и сульфатные образования практически не магнитные.

Таким образом, наибольшее влияние на уровень магнитного поля оказывают породы фундамента и аномалии магнитного поля высокой интенсивности. Исследователи Прикаспийской впадины, как правило, связывают их с магмометаморфическими образованиями кристаллического фундамента.

При изучении осадочного чехла, включая надсолевой комплекс, в последние годы используется так называемая «локальная составляющая» аномального магнитного поля, отражающая приповерхностные неоднородности геологического строения осадочного чехла.

В целом, на основе статистического анализа результатов ГИС юго-восточного Прикаспия по удельному электрическому сопротивлению, плотности и магнитной восприимчивости могут быть приняты следующие осреднения в пределах возрастных комплексов (Таблица 1.2):

Таблица 1.2 – Физические свойства горных пород района исследований

Возраст пород	УЭС ρ , Ом·м	Плотность σ , г/см ³ *	Магнитная восприимчивость κ , ед.СИ
Палеоген-неоген	1.2-0.5	2.16 -2.08	
Верхний мел	2-1	2.29-2.32	Терригенные разности (8-20)·10 ⁻⁵ , иногда (30-50)·10 ⁻⁵
Нижний мел	0.8-0.5		
Верхняя юра	2-1	2.32-2.55	
Средняя юра	0.8-0.4		
Нижняя юра	1-0.5		
Пермотриас	1-2	2.48-2.60	мощные пачки песчано-глинистых пород (толщиной до 500 м) (80-190)·10 ⁻⁵
Нижняя пермь (кепрок и соль)	50-1000 Ом·м		(0-2)·10 ⁻⁵
Средний карбон			Конгломераты (300-500)·10 ⁻⁵
Средний девон			Песчаники 260·10 ⁻⁵

*Примечание: Характеристика плотности выполнена на основе данных Н.В.Неволина, Д.В.Цветкова и А.М.Тюрина

1.5.5 Основные отражающие горизонты

Анализу скоростных характеристик горных пород Прикаспийской впадины уделялось достаточно внимания, однако, до настоящего времени многие аспекты стратификации подсолевого разреза впадины остаются дискуссионными. При анализе приняты сведения, использованные при построении комплекта структурных карт по всему разрезу всей Прикаспийской впадины, которые уточнялись и дополнялись в процессе последующих работ.

Геологический разрез участка представлен надсолевыми, соленосными и подсолевыми отложениями платформенного чехла, залегающими на магмометаморфических образованиях кристаллического фундамента.

За Пф принята поверхность кристаллического фундамента с граничной скоростью 5,6-7,0 км/с. Эта поверхность в различных частях впадины определяется с различной степенью достоверности, что объясняется неоднородностью состава кристаллического фундамента. Граничная скорость поверхности фундамента, определенная по профилю I КМПВ 32-35/70 ТГЭ, пересекающему часть площади в меридиональном направлении, составляет 6,4 км/с. с увеличением до 6,8 км/с у северной границы. Глубина залегания -11,2 км.

В составе подсолевого палеозойского комплекса выделяются отражающие горизонты П₃, П₂, П₁. Приуроченность горизонтов П₂, П₃ к стратиграфическим горизонтам является ориентировочной и определена исходя из данных бурения на соседних площадях, известных условий осадконакопления в районе и особенностей волновой картины.

Отражающий горизонт П₃ условно картирует кровлю терригенного девона, оконтуривается по прослеживанию ее цоколя между региональными отражающими горизонтами П₃ и П₄. Предполагаемый возраст карбонатов, заключенных между этими горизонтами, средний-нижний девон. Граничная скорость принята 6,0-6,2 км/с.

Отражающий горизонт П₂ в стратиграфическом отношении привязан предположительно к кровле верхневизейско-нижнепермского комплекса. Карбонатные образования характеризуются пластовой скоростью 5,8-5,9 км/с.

Завершает подсолевой разрез впадины толща П₂-П₁, охватывающая стратиграфический интервал от среднего карбона до отложений нижней перми.

Опорный горизонт П₁ соответствует кровле подсолевых отложений. Приуроченность горизонта П₁ различна в пределах разведочного блока, что подтверждают данные бурения и ВСП. В районе отсутствия соляной толщи (южная часть площади исследования) отражающий горизонт характеризует кровлю артинско-ассельских отложений, а в районе с развитой соляной тектоникой (северо-восточная и восточная части) горизонт П₁ характеризует подошву соли. Имеет граничную скорость 5,1-5,4 км/с., терригенные разности пород обладают скоростью 3,8 км/с.

Соленосные образования кунгурско-триасового комплекса заключены между горизонтами VI и П₁, образующие соляные купола и пермотриасовые

терригенные отложения, которые благодаря соляной тектонике дисгармоничны как вышележащим, так и нижележащим отложениям. Соленосные отложения кунгура выклиниваются южнее соляного купола Нуржанов. Согласно сейсмическим данным в юго-восточном и юго-западном направлении предполагается выклинивание и замещение соли сульфатно-терригенными отложениями кунгура. Галогенная толща имеет скорость, равную 4,5-4,6 км/с. Несколько более высокими скоростями обладают сульфатно-карбонатные разности, а сульфатно-терригенные отложения отличаются пониженными скоростями 3,0-3,5 км/с. Кровле соленосных отложений отвечает опорный отражающий горизонт VI.

Мезозой-кайнозойский комплекс отложений (надсолевых) характеризуется относительно однородным строением. В общем плане, наблюдается погружение отложений в южном и юго-восточном направлениях. В пределах исследуемой территории выделены основные отражающие горизонты со скоростями от 2,2 до 3,7 км/с. (по кровле отложений триаса):

III – подошва меловых отложений;

V – подошва юрских отложений;

V-1 – горизонт, выделяемый в толще пермотриасовых отложений. Стратиграфическая приуроченность горизонтов III, V, VI подтверждена данными бурения.

Выводы по первому разделу

1. Обзор состояния электроразведочных методов показал, что электроразведка в комплексе с сейсморазведкой и промыслово-геофизическими исследованиями помогает при решении общих геологических задач, поисков и разведки нефтегазоносных структур;

2. Электроразведка методом магнитотеллурических зондирований (МТЗ) является инструментом, который может успешно решать целый круг задач, связанных с поисками залежей углеводородов, выступая как существенное дополнение к сейсморазведке. Она позволяет:

- изучать особенности геологического строения, выделять глубинные разломы, структуры фундамента, крупные антиклинальные поднятия;
- выявить специфические аномалии удельного сопротивления, связанные с эпигенетическими изменениями пород над залежью углеводородов;
- в комплексе с данными бурения и ГИС литологически расчленить осадочные комплексы;
- в изучаемых продуктивных пластах выделить зоны, потенциально перспективные на нефть и газ.

3. Петрофизический анализ района исследований показал, что геоэлектрическое строение осадочного чехла Прикаспийской впадины характеризуется благоприятными условиями для применения метода

магнитотеллурических зондирований для решения геологических и прогнозных задач.

- Основной особенностью является наличие трех геоэлектрических комплексов: надсолевого с проводимостью от единиц до первых десятков сименс, карбонатно-галогенного с поперечным сопротивлением около 10^7 Ом·м² и продольной проводимостью в единицы См и подсолевого с проводимостью от единиц до 15-20 См. Кристаллический фундамент впадины характеризуется высокими сопротивлениями.

- Высокое электрическое сопротивление плотных вмещающих пород осадочного чехла значительно отличается от сопротивления пластов-коллекторов.

- Насыщение коллекторов высокоминерализованными флюидами обуславливает четкую корреляцию электрических свойств горизонтов и их емкостных параметров.

4. Для использования этих преимуществ на настоящий момент усовершенствована и успешно апробирована методика электроразведки МТЗ, учитывающая особенности геоэлектрического строения района исследований.

5. Наличие жесткого непроводящего экрана в виде соленосного комплекса усложняет изучение подсолевых отложений.

2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КАРАТОН-САРКАМЫССКОГО БЛОКА

Блок Каратон-Саркамыс расположен в приморской зоне (восточное побережье Каспийского моря) юго-восточной части Прикаспийской впадины. Административно территория блока входит в Жылыойский район Атырауской области Республики Казахстан. Ближайшими населенными пунктами являются рабочие поселки Саркамыс, Каратон, Косшагыл (рисунк 2.1).



Рисунок 2.1 – Обзорная карта блока Каратон-Саркамыс

Исследуемая территория является наиболее изученной частью юго-востока Прикаспийской впадины, где геологоразведочные работы проводятся, начиная с 20-х годов прошлого столетия. В результате поисково-разведочных работ выявлена промышленная нефтегазоносность как надсолевых, так и

подсолевых отложений изучаемого блока. По надсолевому комплексу на блоке установлено 15 месторождений с геологическими запасами нефти от менее 1 млн. тонн (Карасор Западный) до 70 млн. тонн (С. Нуржанов), в подсолевом комплексе открыты крупнейшее по запасам месторождение нефти Тенгиз, месторождение Королевское.

В пределах блока Каратон Саркамыс проводит геологоразведочные работы на подсолевые отложения и разрабатывает подсолевые месторождения компания СП «Тенгизшевройл». АО «РД «Казмунайгаз» представлено право на проведение разведки и добычи в надсолевом комплексе блока Каратон-Саркамыс. Абсолютные отметки надсолевых отложений района исследования изменяются от -500 м до -3200 м.

Месторождения северной части блока практически выработаны, месторождения южной части находятся в стадии падающей добычи. В связи с этим возможность наращивания сырьевой базы АО «РД «КМГ» и поддержания уровня добычи на данной территории, за счет дальнейшего геологического изучения надсолевого комплекса определяет актуальность настоящей работы. Проведенные в последние годы сейсмические работы 2D и 3D-МОГТ позволяют уточнить геологическое строение разрабатываемых надсолевых месторождений и провести прогнозную оценку на наличие новых нефтегазоносных объектов.

2.1 Геолого-геофизическая изученность района исследований

Современное состояние процесса освоения нефтяных и газовых месторождений района исследований, характеризуется определенными сложностями при выборе оптимальных технологий освоения запасов углеводородов. Это связано с увеличением в общем балансе доли трудноизвлекаемых запасов, в том числе связанных с низкопористыми карбонатными коллекторами, приуроченностью ряда месторождений к зонам с особым режимом природопользования, имеющими ограничения на недропользование [17,18].

Традиционно ведущим геофизическим методом, применяемым при поисках и разведке месторождений нефти и газа, является сейсморазведка. Она позволяет решать целый ряд задач прогнозирования геологического разреза. Несмотря на достигнутые успехи в разработке новых технологий полевых исследований, применения современной сейсморегистрирующей аппаратуры и обрабатывающих геофизических комплексов, успешность прогноза залежей только по материалам этого метода остается недостаточно высокой, особенно в случае сложнопостроенных ловушек, к которым часто относятся и ловушки, сосредоточенные в нефтегазоносном горизонте зоны контакта осадочного чехла и фундамента, юрских и нижнемеловых отложениях и пр. Такие геологические объекты характеризуются, как правило, сравнительно малыми размерами, приуроченностью к различным структурным

осложнениям геологического разреза, зонам стратиграфического выклинивания или литологического замещения пластов [19].

В последнее время для повышения информативности и геологической содержательности процессов разведки и доразведки месторождений УВ широко используются результаты применения комплекса геофизических методов. В первую очередь, в данном комплексе наиболее полно используются возможности «легких» полевых геолого-геофизических методов. Например, грави-и магниторазведка успешно применяются для изучения геометрии и строения месторождений и структур, а для выделения трещинных коллекторов в низкопористых частях карбонатных разрезов применяются геофизические исследования скважин (ГИС). В последние годы в комплексе геофизических исследований, проводимых с целью детального изучения геологического строения осадочного чехла и выделения нефтегазоперспективных структур, наряду с сейсморазведкой, гравимагнитометрией и ГИС делаются попытки использования результатов и метода магнитотеллурических зондирований.

Самые первые нефтепоисковые работы в исследуемом районе начаты в приморской зоне Южно-Эмбинского нефтеносного района в начале XX века на площади Каратон, где внимание промышленников привлекали естественные выходы нефти. С 1929 года на этой структуре трест «Эмбанефть» начал проводить целенаправленные геологоразведочные работы. На начальном этапе изучения локальных структур в пределах данного разведочного блока проводились гравиметрическая съемка, сейсмические работы МОВ, картировочное, структурно-поисковое и глубокое бурение. В результате этих работ до 1960-х годов здесь были открыты месторождения нефти Каратон (1947 г.), Теренозек Западный (1953 г.) и Тажигали (1956 г.) [16].

В 1954 году территория блока Каратон-Саркамыс была изучена гравиметрической съемкой, по результатам которой были выделены локальные соляные купола, выраженные на картах изоаномал в редукции Буге минимальными значениями силы тяжести.

В 1957 г. сейсмопартией 12/57 треста «Казахстаннефтегеофизика» были проведены сейсморазведочные работы методом отраженных волн (Ю.К. Писаревская).

Широкий разворот нефтепоисковых работ в надсолевом комплексе отложений на данной территории начался в начале 1960-х годов. В эти годы основным методом геологического изучения солянокупольных структур были сейсморазведка, структурно-поисковое и глубокое бурение. Подавляющее большинство надсолевых нефтяных месторождений приморской зоны были открыты и разведаны в 1960-1980 годы [20].

С начала 1970-х годов, как и на всей территории Прикаспийской впадины, на исследуемом разведочном блоке Каратон-Саркамыс начали проводить геологоразведочные работы на палеозойские отложения. Подсолевой комплекс

бурением изучался на площадях Пустынный, Тажигали, Каратон, Королевская, Тенгиз и Южная.

В 1973 г. с целью изучения строения подсолевых отложений Прорвинская 14/73 и Каратонская 15/73 сейсмические партии треста «Саратовнефтегеофизика» провели сейсморазведочные работы на площадях Пустынный, Тажигали, Каратон и Прорва. В результате выполненных работ были построены структурные карты по III, V отражающим горизонтам и структурные схемы по условно-отражающим горизонтам VI, П₁ и П₂ в масштабе 1:50000. Материалы этих работ подтвердили ранее выполненные структурные построения по надсолевым отложениям.

В подсолевых отложениях на Каратонском участке была выявлена Приморская брахиантиклинальная структура широтного простирания. По результатам работ было определено, сводовая часть выявленной структуры состоит из трех вершин, располагающихся над солянокупольными структурами Пустынный, Тажигали и Каратон.

Результаты этих же работ показали, что на Каратонском своде подсолевой сейсмический горизонт по кровле башкирских отложений залегает на отметке -4200 м. Свод Тажигали вырисовывается изогипсой -4200 м. в виде поднятия меридионального направления. Свод Пустынный выделяется не замкнутой изогипсой -4300м. Структурные планы описанных структур по горизонтам П₁ и П₂ совпадают (рисунок 2.2)

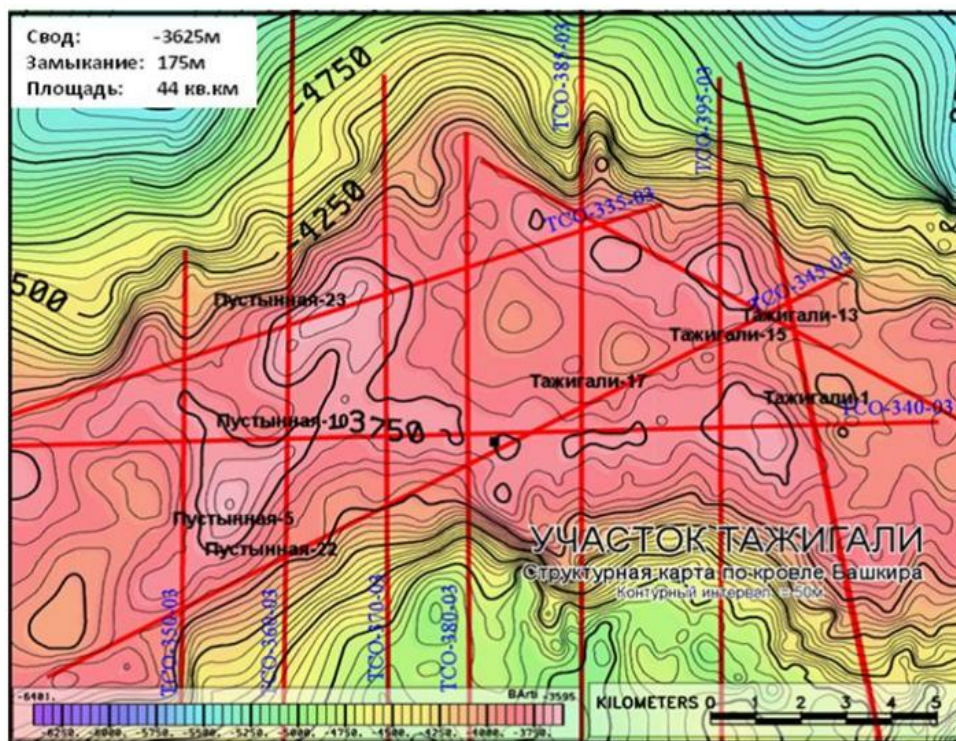


Рисунок 2.2 – Тажигали-Пустынная. Структурная карта по кровле башкирских отложений

В 1975 году Каратонская 09/75 сейсмическая партия треста «Саратовнефтегеофизика» с целью поисков перспективных подсолевых структур проводила рекогносцировочные работы методом ОГТ в районе куполов Кокарна, Морское, Атанак, Караарна, Карасор, Лебяжье. По проведенным работам были построены структурные карты в масштабе 1:50000 по отражающему горизонту III, условно-отражающим горизонтам V, VI и П₁.

В 1976 году сейсмические партии Саркамысская 06/76, Эмбинская 09/76, Карасорская гравиметрическая партия 2376 и геохимическая партия 2876 треста «Саратовнефтегеофизика» проводили поисковые работы в районе соляных куполов Прорва, Каратон, Кызылкудук, Карашунгыл и др.

Сейсморазведочными работами изучено строение мезозойских и палеозойских отложений. Гравиметрические исследования проводились с целью детального изучения гравитационного поля на участке работ с целью выявления аномалий силы тяжести и выяснения их природы. А геохимические исследования были проведены для оценки перспектив нефтегазоносности участка работ, выявления аномальных зон с целью постановки поисково-разведочных работ [21].

По полученным материалам построены структурные карты по горизонту III, условно-отражающим сейсмическим горизонтам V, VI, П₁, П₂ в масштабе 1:50000, а также карты мощности отложений между горизонтами V-III, VI-V.

По результатам дальнейших детализационных работ в пределах данного участка подготовлены под глубокое бурение локальные поднятия Восточный Кокарна, Белес и Восточный Мунайбай.

В 1978 году на солянокупольных структурах Асанкеткен, Пустынный, Аккудук, Корпеш, Морской, Морская Прорва, Кокарна Тенгизская сейсмическая партия 07/78 и Каратонская гравиметрическая партия 2378 треста «Саратовнефтегеофизика» провели комплексные геофизические исследования [18]. В комплекс входили сейсмические и гравиметрические работы.

Сейсмическими работами Тенгизской партии изучено строение надсолевых и подсолевых отложений с целью подготовки локальных структур под разведочное бурение. Детальная гравиметрическая съемка выполнена с целью выявления аномалий силы тяжести и выяснения их природы.

На основе проведенных сейсморазведочных и гравиметрических работ построены: структурные карты по отражающим горизонтам III, V, VI, П₁, П₂, карта толщин пермотриасовых отложений, карта dT₀ между горизонтами П₂-П₁ в масштабе 1:50 000. В 1980 г. на основе проведенных сейсмических исследований трестом «Саратовнефтегеофизика» в пределах геофизических исследований были выданы рекомендации к бурению выделенных нефтегазоперспективных зон.

Данными работами изучено геологическое строение территории площадью 7000 кв. км, подготовлено под поисковое бурение подсолевое поднятие Западный Тенгиз и семь структур по надсолевым пермотриасовым отложениям: Кокарна, Восточный Карасор, Западный Карасор, Морская, Морская Прорва, Аккудук и Восточный Корпеш.

В 1990-91 г. г. сейсмической партией 7 треста «Эмбанефтегеофизика» были проведены исследования МОГТ в южной части разведочного блока Каратон-Саркамыс. В результате этих работ было выявлено и подготовлено к бурению структуры по подсолевым палеозойским отложениям на участке Ансаган-Мунайбай, построены структурные карты в масштабах 1:25000 и 1:50000 по отражающим горизонтам III, V, T₃, VI, П₁, С, П₂, П_с, П_з.

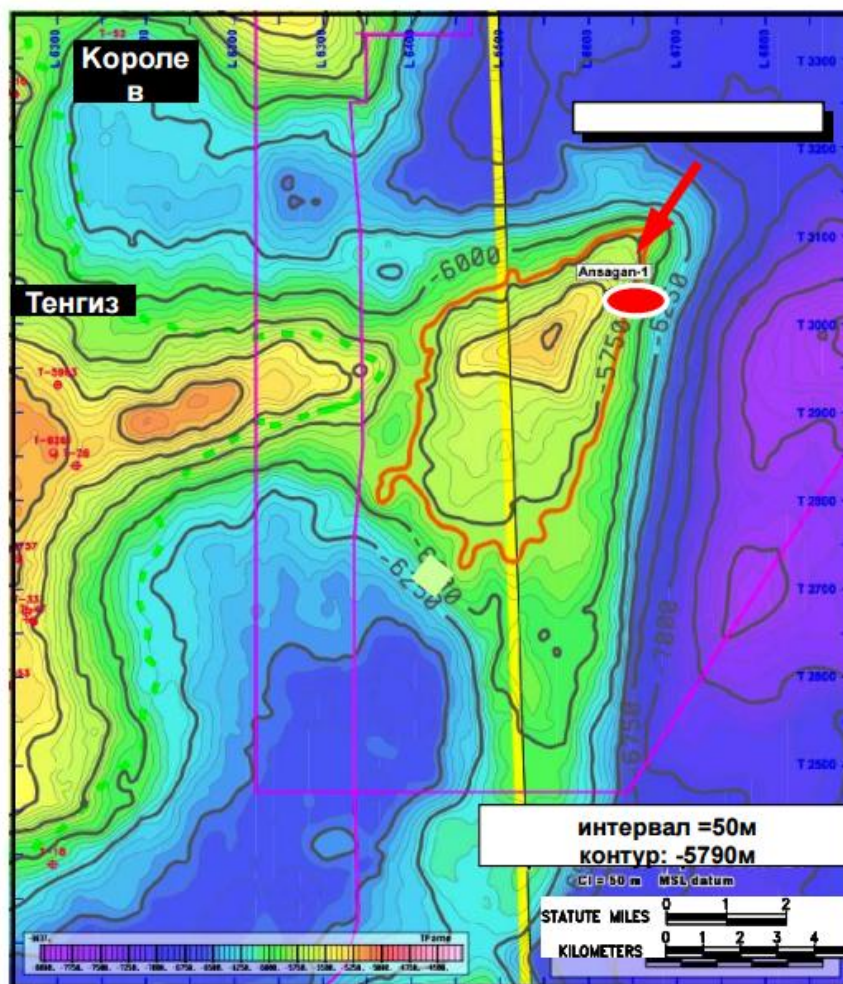


Рисунок 2.2 – Ансаган. Структурная карта по кровле фаменских отложений D₃fm₂

По отражающим горизонтам III, V надсолевого комплекса уточнено расположение тектонических нарушений (сбросов).

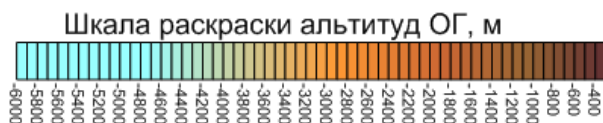
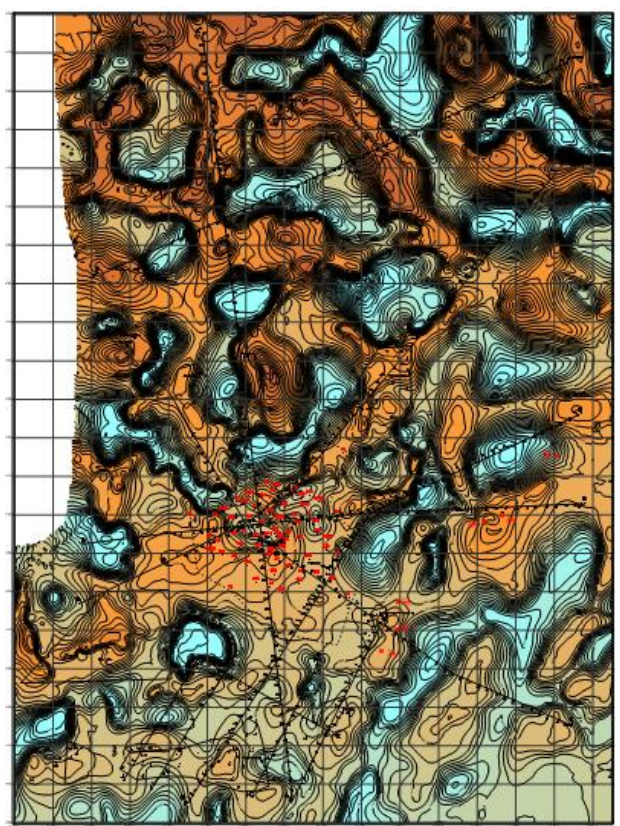
По результатам данных исследований по кровле верхнетриасовых отложений (отражающий горизонт T₃) на фоне общего погружения с севера на юг выделена приподнятая зона Мунайбай Южная. В пределах этой зоны выделяется 4 локальных поднятия, представляющих нефтегазопромысловый интерес. Поднятие Мунайбай по замыкающей изогипсе -4000 м имеет размеры 6х2 км, амплитуду 50 м. Свод этого поднятия остался в стороне от пробуренной скважины П-10.

В связи с этим перспективы нефтегазонасыщенности этой структуры остались неизученными. Были выделены еще три поднятия по оконтуривающим изогипсам

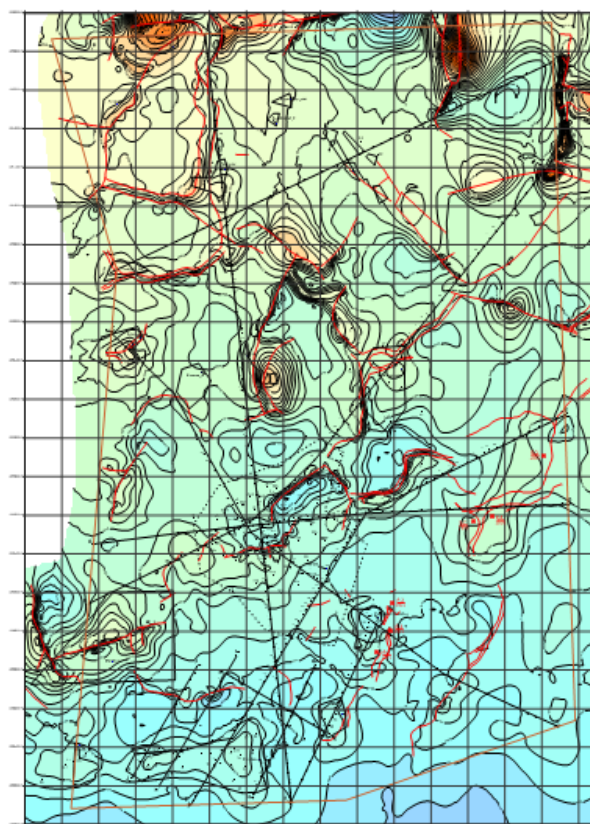
-4100 м. Они характеризуются более малыми размерами 2х0,6 км; 3,5х2 км и 1,5х0,7 км соответственно, с амплитудами 30 м [22].

В период 1998-2005 г.г. на контрактной территории ТШО силами СП «Тенгизшевройл» были проведены сейсмические исследования 3Д МОГТ. В 2012-2013 г.г. по заказу АО «РД «КазМунайГаз» сейсморазведочные работы, выполненные СП «Тенгизшевройл», были переобработаны и переинтерпретированы компанией ТОО «PGS», в основном, по надсолевой части разреза.

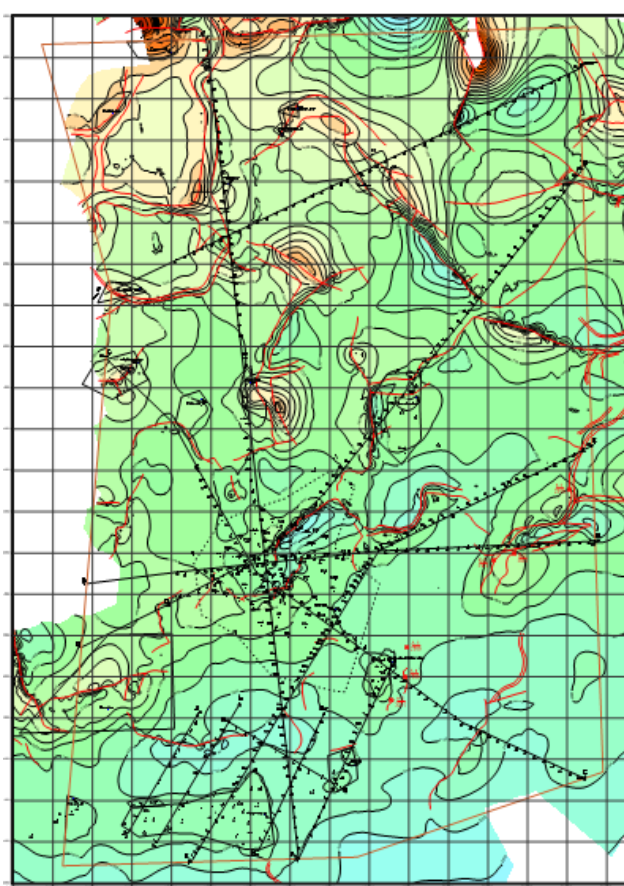
В результате переобработки и переинтерпретации сейсмических данных были построены карты по отражающим горизонтам по кровле фундамента (рисунок 2.3, г), VI (кровля кунгурского яруса) (рисунок 2.3, а), V (кровля триаса) (рисунок 2.3, б), IV (подошва средней юры), J2k (кровля келловая средней юры), III (подошва валанжина нижнего мела) (рисунок 2.3, в) [23].



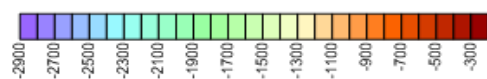
а) Структурная карта по отражающему горизонту VI



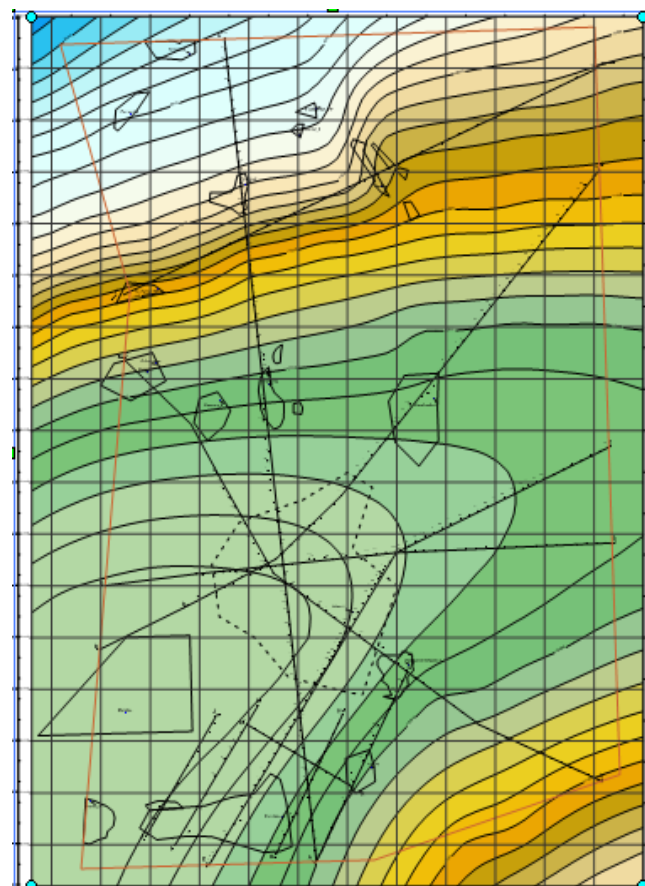
б) Структурная карта по отражающему горизонту V



Шкала раскраски альтитуд ОГ, м



в) Структурная карта по отражающему горизонту III



г) Структурная карта по кровле фундамента

Рисунок 2.3 – Результаты переобработки и переинтерпретации сейсмических данных Каратон-Саркамысского блока

2.2 Электроразведочная изученность

Электроразведка в отличие от сейсморазведки, проводилась в регионе в значительно меньшем объеме. Большой вклад во внедрение электроразведки в практику геофизических исследований внесли ведущие научные центры Советского Союза и Казахстанские производственные организации: Гурьевская, Турланская, Аэрогеофизическая экспедиции и др. (таблица 2.1) [24]. В разные годы для поисков нефтегазовых залежей в Казахстане использовались следующие методы:

1. Метод зондирования становлением поля в ближней зоне.
2. Метод вызванной поляризации на постоянном и переменном токе.
3. Метод сопротивлений на постоянном токе в различных модификациях (дипольные зондирования, точечные зондирования, и др.)

4. Частотно-временная электроразведка.

5. Дифференциально-нормированный метод электроразведки.

Таблица 2.1 – Таблица электроразведочной изученности

№ п/п	год	Организация и исполнитель	Вид электроразведочного метода
1	1977-1978	НПО «Союзгеофизика» Компл. геоф. партия	Поиски месторождений нефти и газа на территории Гурьевской области
2	1981	Электр. партия 48-79-80. Салихов С.Р.	Опытно-методические электроразведочные исследования методами ЗСБ, ВЭЗ-ВП и МТЗ в юго-восточной части Прикаспийской впадины.
3	1983	ГГФЭ, Гурьев, Халелов А.К, Волкова Л.И.	Комплексные геофизические исследования ЗСТ, МТЗ и ВЭЗ-ВП в пределах Южно-Эмбинского поднятия.
4	1983-1985	ИГФЭ и др.	Комплексные геофизические исследования на п-ве Бузачи. Объекты: Каламкас, Каратурун, Приморская и др.
5	1987	ГГФЭ, Гурьев Халелов А.К, Вольнова Л.И.	Комплексные геофизические исследования ЗСТ, МТЗ и ВЭЗ-ВП в пределах Южно-Эмбинского поднятия. Структуры Караой, Тыныбай и др.
6	1989	ГГФЭ, Гурьев, Вольнова Л.И.	Электроразведочные работы методом ЗСБ в пределах Южно-Эмбинского поднятия
7	2002	АЭС, Раимбеков Н.	Результаты электроразведочных работ методом ДОЗ на объекте Сазанкурак.
8	2005	ТОО «НПЦ «Геокен», Раимбеков Н.	Электроразведка методом дипольного осевого зондирования (ДОЗ) на участках Акатколь, Ескене Северо-Восточный и Байчунас Северо-Западный в южной части Прикаспийской впадины, общим объемом 77 пог. км. Электроразведочные измерения выполнены с электроразведочными измерителями ЭИН-209, генераторным устройством ГЭР-5/2000
9	2005	ТОО «НПЦ «Геокен», Раимбеков Н.	Электроразведочная съёмка на Восточном и Западном борту соляного купола Казачья грань, участка Балыкши. Электроразведочные работы методом сопротивления были выполнены в модификации дипольного осевого зондирования (ДОЗ). В качестве измерителя были использованы ЭИН-209, а в качестве источника тока служили генераторы ГЭР-5/2000

Для решения структурных задач регионального плана ставились магнитотеллурические методы зондирования. На уровне опытно-методических работ проводились исследования методом естественного поля.

В последние годы электроразведочные работы на нефть и газ на территории Казахстана проводились по инициативе ННК «КазМунайГаз», а также частных нефтяных компаний «FIOC», «САМЕК», Аташ, Курмангазы Петролеум и др.

Возможность эффективного применения электроразведки, связывается с тем, что в отличие от других нефтегазоносных регионов, геоэлектрические условия Прикаспийской впадины и прилегающих районов имеют весьма благоприятное строение геоэлектрического разреза. Для использования этих

преимуществ на настоящий момент усовершенствована и успешно апробирована методика электроразведки МТЗ, учитывающая особенности геоэлектрического строения этих регионов. Работы, проведенные с использованием данной методики в последние годы по заказу частных нефтяных компаний, показали возможность значительного повышения эффективности нефтепоисковых работ. Результаты этих работ, отличаются большой достоверностью и при оценке надсолевых и подсолевых структур (в комплексе с сейсморазведкой) позволяют давать практически однозначную оценку исследуемым объектам.

Таким образом, анализ изученности блока Каратон-Саркамыс показывает, что если площадь исследования хорошо исследована сейсмическими работами, то уровень изученности электроразведочными работами достаточно низкий.

Усложняющиеся задачи исследований и растущие требования к увеличению информативности геолого-геофизических работ, повышения качества и точности сейсмических изображений и результатов других геолого-геофизических методов, неизбежно влекут за собой усложнение методик полевых работ, обработки и анализа данных, а также увеличение затрат и времени [25, 26].

Одним из путей решения этих проблемных вопросов, с одной стороны, является комплексирование различных геолого-геофизических методов. С другой стороны, в комплекс важно выбирать те методы исследований, которые показали свою эффективность и которые лучшим образом адаптированы к конкретным поверхностным и глубинным геологическим условиям, что наглядно показывает предоставленный в главе обзор и анализ результатов геолого-геофизических работ прошлых лет.

2.3 Изученность блока Каратон-Саркамыс глубоким бурением

В 1971 году на своде Пустынный Приморской брахиантиклинальной структуры была заложена параметрическая скважина 10П с проектной глубиной 5000 м, проектным горизонтом – карбон. На январь 1977 г. забой этой скважины находился на глубине 3770 м (отложения нижней перми). В низах кунгурской соли при бурении интервала 3639-3658 м были отмечены газонефтепроявления в виде периодических выбросов, что доказало высокие перспективы Приморской подсолевой структуры.

В 1975-1976 годы на подсолевой структуре Пустынный были пробурены поисковые скважины №№ 5, 22, 23. Кровля отложений подсолевой нижней перми были вскрыты на этих скважинах соответственно на глубинах 3609 м, 3910 м и 3650 м. На скважине 22 на глубине 3945 м началось сильное газопроявление. По лабораторному анализу отложения интервалов нефтегазопроявлений показали насыщение нефтью от 14 до 35%.

На подсолевой структуре Тенгиз разведочное бурение было начато в 1980 г. и в том же году открыто подсолевое нефтяное месторождение.

На подсолевой структуре Королевское поисково-разведочное бурение было начато в 1982 г, ставшим годом открытия месторождения.

На рисунке 2.4 представлена карта расположения месторождений и перспективных структур на блоке Каратон-Саркамыс.

Ниже приводится краткая изученность некоторых надсолевых локальных структур, опоискованных в период с середины 1960-х до начала 1990-х годов на территории [27].

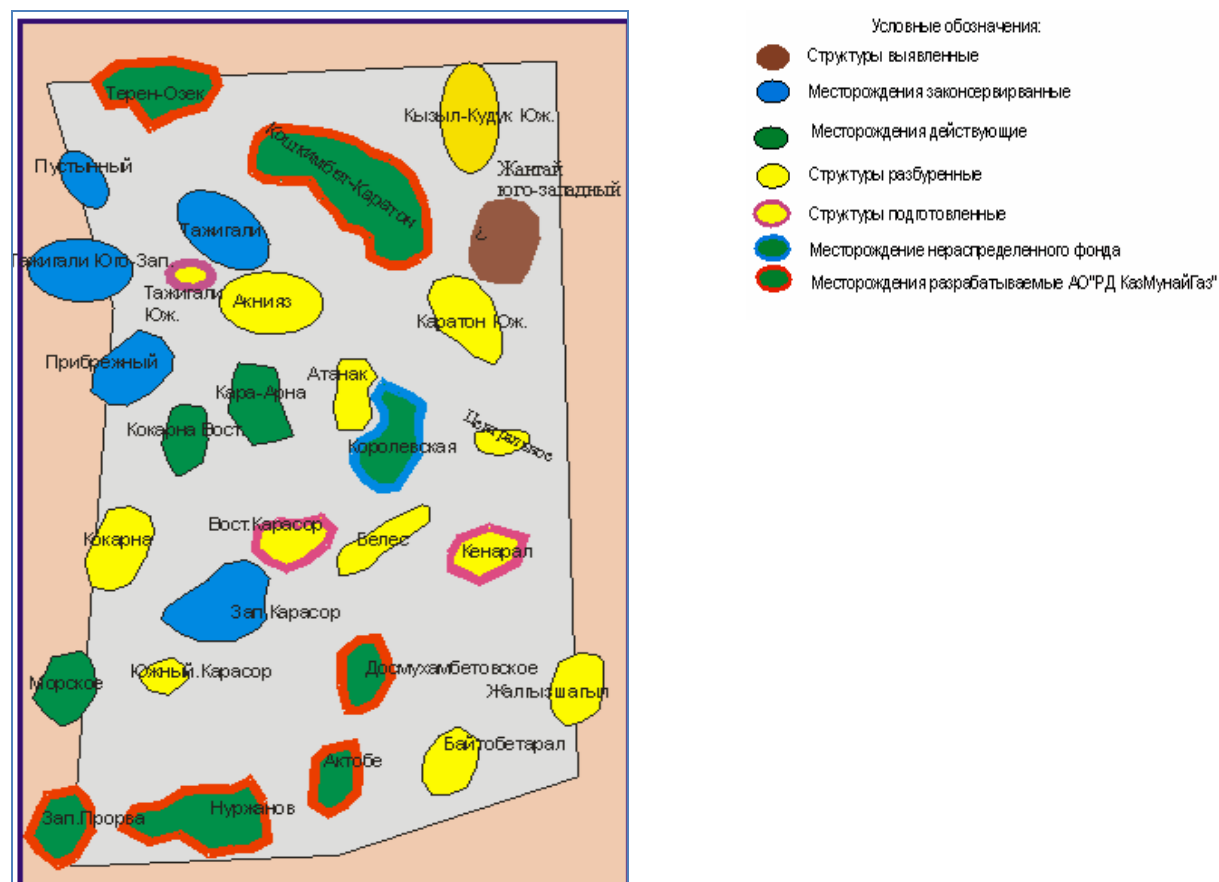


Рисунок 2.4 – Карта расположения месторождений и перспективных структур на блоке Каратон-Саркамыс

Морская. Надсолевой структуре Морская в подсолевом комплексе соответствует поднятие Огайское. Для выяснения перспектив нефтегазоносности нижнемеловых отложений южного крыла структуры Морской в 1965-66 г. г. объединением «Казнефтегазгеология» было пробурено 5 разведочных скважин, вскрывших залежи нефти в апт-неокомском горизонте. В скважине № 6 при 7 мм штуцере в интервале 1255-1265 м был получен фонтан нефти дебитом 36,2 м³/сут. В 1980 г. Балыкшинским управлением разведочного бурения объединения «Эмбанефть» была пробурена поисковая скважина 1 на подсолевом поднятии Огайское с целью поисков залежей нефти и газа в отложениях карбона. В разрезе скважины 1 в интервале 1176-1181 м по заключению ГИС выделен нефтегазоносный горизонт, приуроченный к подошве аптских отложений. Подсолевые отложения не изучались. Скважина законсервирована.

Кокарна. Солянокупольная структура Кокарна подготовлена под поисковое бурение в 1980 году трестом "Саратовнефтегеофизика". На структурных планах по III и V отражающим горизонтам представляет собой однокрылую структуру, экранированную с запада субмеридиональным нарушением. Поисковая скважина 1 заложена с целью поисков залежей нефти и газа в надсолевых отложениях. Проектная глубина 2900 м, проектный горизонт – отложения кунгурского яруса, вскрыт на глубине 2780 м. По данным ГИС были выделены 2 пласта в интервалах: 1186-1190 м, 1128-1121 м (аптский и апт-неокомский горизонты). С 1984 г. площадь находится в консервации из-за затопления территории нагонными морскими водами [28,29].

Тажигали Юго-Западный. Структура подготовлена к глубокому бурению сейсморазведочными работами в 1965 г. В 1975 г. была пробурена скважина 1. По каротажу в этой скважине (проектный горизонт – кунгур) в интервале 396-417 м был выделен нефтеносный сеноманский горизонт эффективной нефтенасыщенной мощностью 21 м. При опробовании интервала 396-418 м в 1 скважине получена нефть дебитом 2,1 м³/с и вода – 0,2 м³/с.

С целью оконтуривания сеноманского продуктивного горизонта в сводовой части южного крыла была пробурена скважина 3, а на восточном поле северного крыла – скважины 4, 5.

Сеноманский нефтяной горизонт вскрыт этими скважинами на глубине 500 м. Таким образом, проведенными поисково-разведочными скважинами открыто нефтяное месторождение Тажигали Юго-Западное, находящееся в данное время в консервации.

Пустынный. На структуре Пустынный в 1966 г. с целью детального изучения геологического строения структуры и подготовки ее под глубокое бурение было проведено структурно-поисковое бурение. По данным этих работ была построена структурная карта по подошве турона и даны выводы о перспективности структуры для проведения дальнейших геологоразведочных работ. В 1967 году площадь была детально изучена сейсмическими работами МОВ. Надсолевые отложения солянокупольной структуры Пустынный, сбросом меридионального направления разделены на два крыла: западное и восточное. В 1968 году начато глубокое поисковое бурение, приведшее в этом же году к открытию месторождения. С 1968 по 1975 г.г. было пробурено 8 скважин (№№ 1, 2, 3, 4, 6, 8, 11, 12) проектными глубинами от 1200м до 2500м, проектными горизонтами верхняя юра и кунгур [30].

По результатам выполненных работ на западном крыле структуры установлены нефтяные горизонты в отложениях апта и сеномана. Надсолевое месторождение находится в консервации.

Западный Карасор. Структура выявлена в 1959 году сейсмическими работами треста «Казахстаннефтегеофизика». В 1961-1964 годы Западно-Казахстанским геологическим управлением проводились геологическое картирование, структурное бурение.

В 1963 году на южном крыле структуры пробурено 4 глубокие скважины Г-1, Г-2, Г-3, Г-4. В скважине Г-2 в результате испытания интервала 1189-1192 м в отложениях апт-неокома была получена нефть дебитом 35,2 м³/сут и газ 1800 м³/сут при 5 мм штуцере. 1964-1965 годы с целью уточнения геологического строения и определения перспектив нефтегазоносности структуры пробурено 20 структурно-поисковых скважин и глубокие скважины Г-8, Г-9, Г-14, Г-18. Скважина Г-9, пробуренная на южном крыле структуры, вскрыла нефтяной горизонт в отложениях апта. При опробовании интервала 1132-1140 м этой скважины получен приток нефти дебитом 45,5 м³/сут. и газа 1450 м³/сут при 5 мм штуцере. В 1974-1978 г. г. в пределах данного разведочного блока, которыми была охвачена и структура Западный Карасор, трестом «Саратовнефтегеофизика» проводились детальные сейсмические работы методом ОГТ. Построены карты по сейсмическим горизонтам III, V, VI, П₁ [31].

По надсолевым отложениям Западный Карасор представляет собой двухкрылую солянокупольную структуру субширотного простирания.

В 1981 г. Балыкшинским УРБ объединения «Эмбанефть» на северо-западном крыле купола были пробурены скважины №№ 1, 10, 11, 12, 13 до вскрытия соленосных отложений кунгурского яруса. Только в скважине № 1 был выявлен нижнеальбский нефтяной пласт. Остальные скважины, с забоями в отложениях юры и пермотриаса, залежи нефти и газа не вскрыли и ликвидированы по геологическим причинам.

В скважине № 1 из интервала 1135-1137м, стратиграфически приуроченного к отложениям нижнего альба, получен приток нефти дебитом 38,4 т/сут и газа 1413 м³/сут при 5мм штуцере.

В скважине № 12 в результате испытания интервала 703-707 м получен слабый приток нефти с водой из отложений верхнего альба.

Всего на площади пробурено тринадцать глубоких поисково-разведочных скважин: Г-1, Г-2, Г-3, Г-4, Г-8, Г-9, Г-14, Г-18, 1, 10, 11, 12, 13. Проведенными поисково-разведочными скважинами выявлено нефтяное месторождение с ограниченными запасами, находящееся в консервации.

Кенарал. На площади Гурьевская геофизическая экспедиция в 1980 году проводила сейсмические исследования, в результате которых выявлена надсолевая структура, названная Маткен юго-западное крыло. На ней пробурена скважина №4 глубиной 3010 м с забоем в пермотриасовых отложениях и ликвидированная по геологическим причинам. В дальнейшем изучение территории продолжила АО «Эмбаунайтеофизика» в 1992 г, в результате которых выявлена структура Кенарал [27].

По III и V отражающим горизонтам Кенарал представляет собой антиклинальную ловушку, экранированную тектоническим нарушением широтного простирания. Структура поперечными сбросами разбита на три блока.

Кызылкудук Южный. Структура приурочена к соляному перешейку, связывающему купола Кызылкудук и Каратон. По мезозойским отложениям

структура Кызылкудук Южный сбросом меридионального простирания делится на западное и восточное крылья. Структура разбурена поисково-разведочными скважинами и выведена из бурения как бесперспективная. Несмотря на выполнение определенного комплекса геологоразведочных работ, геологическое строение структуры все же слабо изучено, в связи с чем необходимо проведение геологоразведочных работ для детализации геологического строения и выяснения перспектив нефтегазоносности структуры [32].

Каратон Южный. На южном склоне соляного купола Каратон Южный выявлена тектонически экранированная структура широтного простирания, выделяемая по III и V отражающим горизонтам.

На структуре Каратон Южный сейсмические исследования в малом объеме проводились в разные годы, различными полевыми партиями. В связи с этим целесообразно на данной структуре проводить детальные работы с целью уточнения ее геологического строения и перспектив нефтегазоносности. Структура разбурена поисково-разведочными скважинами и выведена из бурения как бесперспективная.

Прибрежное. В тектоническом отношении месторождение Прибрежное представляет собой двухкрылую солянокупольную структуру северо-восточного простирания. В период с 1965 по 1973 г.г. на этой структуре было пробурено 6 крелинусных скважин (К-3, К-12, К-15, К-18, К-19 и К-25) глубиной 500 метров 8 поисковых скважин. В скважине К-12 впервые была установлена нефтеносность сеноманских отложений на северо-западном крыле структуры. На основе имеющегося геолого-геофизического материала была проведена переинтерпретация сейсморазведочных данных и произведена геологическая оценка перспективности рассматриваемого участка.

По результатам проведенной работы выделен локальный подъем по отражающим горизонтам П2 и П2_1, относящихся к кровле башкирских отложений и визе-турнейскому комплексу соответственно, перспективы которых доказаны на соседних месторождениях Тенгиз и Королевское (Рисунок 2.5-2.6).

По отражающему горизонту П2 контуры локальной структуры в северо-восточном направлении выходят за пределы территории исследования.

В северо-восточном, западном и южном направлении от данной локальной структуры в пределах района работ наблюдается прогиб по горизонтам П2 и П2_1, что свидетельствует об отсутствии нахождения структурных ловушек УВС и, следовательно, бесперспективности участков. В данной связи основной потенциал территории, прилегающей к месторождению Прибрежное, по подсолевым отложениям следует связывать непосредственно с локальным участком по проекции совпадающим с участком выделенного геологического отвода Прибрежное, со смещенным на северо-восток сводом структуры, попадающим на контрактную территорию ТШО [33].

Таким образом, по результатам бурения и опробования скважин в подошвенной части сеноманских отложений верхнего мела установлен природный нефтегазонасыщенный резервуар в терригенных отложениях.

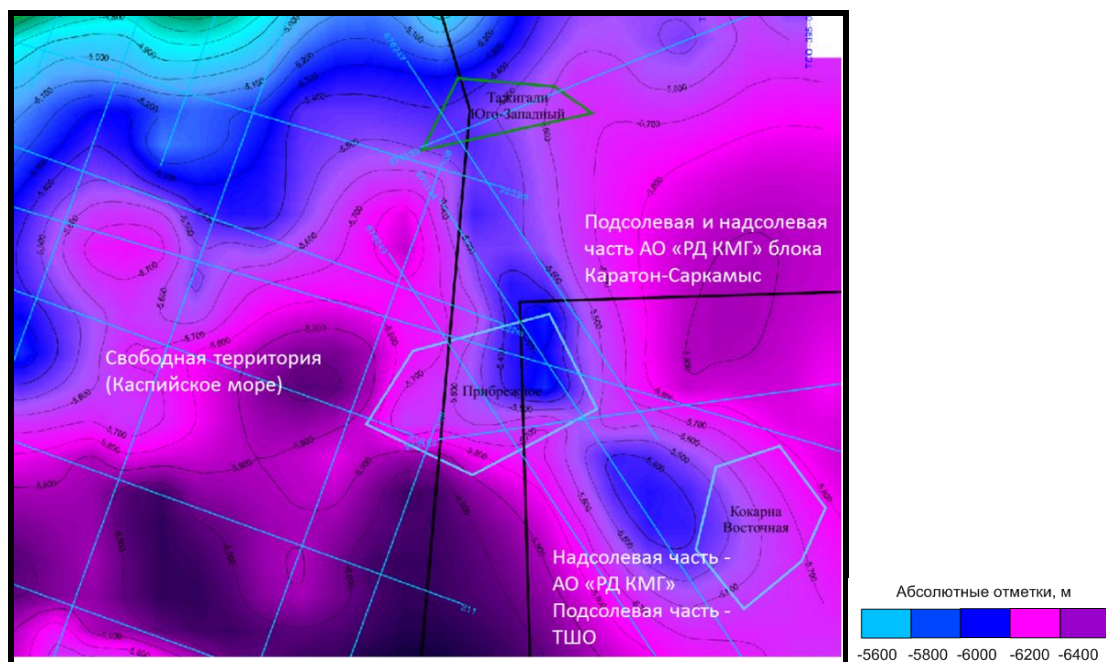


Рисунок 2.5 – Структурная карта по П2 (кровля башкирских отложений)

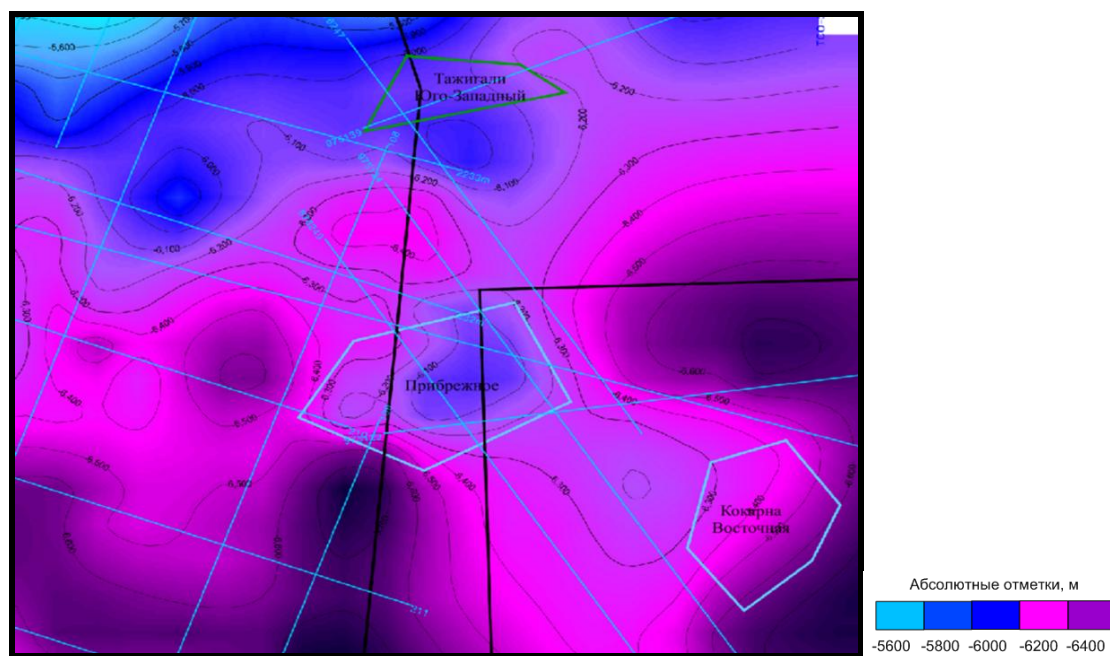


Рисунок 2.6 – Структурная карта по П2_1 (кровля турне-визейских отложений)

. По состоянию на 01.01.2013 года на Государственном балансе числятся балансовые запасы нефти в количестве 5,027 млн.т категории С1 [34].

В целом, анализ имеющихся геолого-геофизических данных показал, что почти все месторождения углеводородов разведанные в Каратон-Прибрежной нефтегазоносной зоне (Кара-Арна Каратон-Кошкимбет, Кокарна Восточная, Морское, Пустынное, Тажигали, Теренозек Западный, Юго-Западный Тажигали) имеют этаж нефтегазоносности от палеогена до триаса включительно.

Таким образом, анализ нефтегазоносности района исследований основывался на изучении надсолевых и подсолевых локальных структур, типов и морфологии складок, дебитов продуктивных горизонтов, характера нефтегазоводопроявлений, разбуренности блока, степени нарушенности дизъюнктивами.

Вместе с тем, необходимо учитывать, что газонефтепроявления в виде периодических выбросов это еще не доказательство высоких перспектив продуктивных горизонтов.

В целом, перспективы нефтегазоносности верхне-палеозойских и мезозойских отложений на месторождениях Каратон-Саркамысского блока оцениваются положительно, но требуют более глубокого изучения с использованием данных 3D-МОГТ, МТЗ и увязки результатов этих съемок с материалами ГИС для возможного последующего моделирования залежи и выбора оптимальной схемы разработки с привлечением современных технологий разработки тяжелых нефтей [35,36,37].

2.4 Краткие сведения о геологическом строении района исследований

2.4.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Осадочный чехол разведочного блока Каратон-Саркамыс соленосными отложениями кунгурского яруса нижней перми разделен на подсолевой и надсолевой комплексы отложений [38,39,40]. Комплекс подсолевых палеозойских отложений включает породы девонской, каменноугольной и пермской систем.

Девонская система(D)

Средний отдел D2

Отложения среднего девона не были вскрыты ни одной из скважин, пробуренных в пределах Каратон-Саркамысского блока.

Верхний отдел D3

Фаменский ярус D3 fm

Фаменские отложения, вскрытые в Каратон-Саркамысском блоке скважинами Каратон 1, 3, 5, 7, Тенгиз-10, Королевское 12, 13, 15, Ансаган-1 и Ансаган-2, представляют единый генетический тип образований слабо изолированных лагун с малоактивным гидродинамическим режимом. В скважинах Каратон 3, 5 они представлены известняками. Также встречаются прослои вторичных доломитов серых, мелко-среднезернистых, известковистых, участками перекристаллизованных, с прослоями сгустково-комковатых с вертикальными трещинами. Вскрытая толщина девона составляет 411 м в скважине №5 Каратон. В скважине Тенгиз 10 отложения представлены сгустково- и фораминиферо-комковатыми известняками с водорослевыми прослоями.

Породы неравномерно доломитизированные, перекристаллизованные, трещиноватые, участками кавернозные.

В скважинах Тенгиз 17, интервал 5095-5100 м, и Тенгиз 41, интервал 4933-4938 м, встречен комплекс фораминифер, позволяющий сопоставить отложения с заволжскими отложениями, вскрытыми скважиной Каратон 5.

Эти отложения представлены микро-сгустковыми, комковатыми, водорослевыми известняками, неравномерно перекристаллизованными.

Отложения фаменского яруса, вскрытые скважиной Ансаган 1, обнаружены в интервале 5474 - 6200 м. Отложения верхней части разреза представлены преимущественно пелоидно-водорослевыми известняками. Нижняя часть разреза характеризуется преобладанием доломитов.

Толщина фаменских отложений составляет 726 метров.

Каменноугольная система

Каменноугольные карбонатные отложения представлены различными типами пород, среди которых основную роль играют органогенно-детритовые, биоморфно-органогенные, сгустково-комковатые и микрозернистые известняки.

Нижний отдел (C1)

Турнейский ярус (C1t)

На Приморском своде толщина отложений турнейского яруса, установленного в разрезах скважин Каратон 1, 3, 5, 7 изменяется от 179 до 209 м. Разрез сложен, в основном, известняками серыми со слабым буроватым оттенком.

В его нижней части встречены известняки биоморфно-детритовые, цементированные неравномерно зернистым кальцитом (спаритом).

На площади Пустынная отложения нижнего отдела являются самыми древними. Литологически нижнекаменноугольный разрез складывается известняками органогенно-обломочными, органогенно-оолитовыми, мелкозернистыми, тонкослоистыми, от светло-серого до темного цвета.

На площади Тенгиз турнейский комплекс имеет более разнообразный литологический состав. Так, в скважинах Тенгиз 22, 24, 17 турнейские отложения представлены разномзернистыми известняками с редкими прослоями аргиллитов, в скважинах Тенгиз 463, 52 – известняками литокластовыми. Полная вскрытая толщина турнейских отложений в скважине Тенгиз 52 составляет 219 м.

Турнейский комплекс в Южной зоне вскрыт в скважине Южная 2 в интервале 5434-5531 м. Сложен он известняками серыми, участками глинистыми. Вскрытая толщина отложений нижнего карбона достигает 483 м.

Визейский ярус (C1v)

В Тенгиз-Каратонской зоне визейские отложения имеют повсеместное распространение. Их вскрытая толщина меняется от 82 м (скважина Тенгиз 17) до 637 м (скважина Каратон 3) и 736 м (скважина Тенгиз 24). На основе биостратиграфических данных и каротажных диаграмм визейские отложения подразделяются на три части (снизу вверх): нижневизейская (радаевско-

косьвинский горизонт), средневизейская (бобриковский и тульский горизонты), верхневизейская (алексинско-веневский горизонт).

Радаевско-косвинские отложения, вскрытые скважиной Тенгиз 24, толщиной 341 м, представлены грейнстоунами, участками доломитизированными, с редкими прослоями пакстоунов и аргиллитов.

Бобриковско-тульский комплекс вскрыт скважинами Тенгиз 6, 22, 24, 41, 44 (толщина комплекса в скважине Тенгиз 24 составляет 142 м). В нижней части залегают тонкозернистые известняки, которые выше по разрезу переходят в биоморфные, водорослево-фораминиферовые разности.

Алексинско-веневские отложения в полном объеме вскрыты скважинами Тенгиз 6, 8, 24, 44 (их толщина в скважине Тенгиз 24 составляет 250 м). Алексинские отложения представлены известняками микросгустковыми, криноидными.

На площади Королевская визейские отложения имеют выдержанные толщины в пределах 85-97м. На площади Каратон визейские отложения имеют толщины в пределах 567-673 м и наиболее изучены в разрезе скважины Каратон 1.

Визейские отложения в составе нерасчлененных косьвинского и радаевского горизонтов в подошве представлены известняками (пакстоунами) черными, полидетритовыми, перекристаллизованными, тонкотрещиноватыми; выше залегают известняки серые, органогенно-обломочные, псевдооолитовые, детритовые, тонкоплитчатые.

Бобриковский горизонт сложен известняками серыми органогенно-обломочными, пористыми, трещиноватыми, тонкоплитчатыми.

Тульский горизонт в нижней части сложен известняками темно-серыми, органогенно-обломочными, тонкоплитчатыми, прослоями спиккуловыми и биоморфными. В средней части горизонт представлен аргиллитами с прослоями мергелей и известняков. Аргиллиты обычно алевритистые, неравномерно известковисто-сидеритовые, плотные, тяжелые, местами тонкослоистые. Прослоями они переходят в мергели алевритистые, глинистые, сидеритизированные и слабопиритизированные с обуглившимся растительным детритом. Известняки темно-серые, слабоглинистые, перекристаллизованные, участками и прослоями окремненные, спиккуловые.

Алексинский горизонт сложен в основном пакстоунами и грейнстоунами детритовыми, биоморфными, органогенно-обломочными, трещиноватыми и тонкоплитчатыми.

Михайловский горизонт представлен известняками серыми, темно-серыми детритовыми, полидетритовыми, биоморфными, участками органогенно-обломочными, оолитовыми, тонкоплитчатыми, местами доломитизированными.

Веневский горизонт состоит, в основном, из известняков (пакстоунов) темно-серых, органогенно-обломочных, трещиноватых, пористых, тонкоплитчатых, в различной степени доломитизированных.

На площади Южная визейские отложения имеют толщину 676-744 м.

Радаевский и бобриковский горизонты сложены биоморфно-детритовыми известняками темно-серыми, тонкоплитчатыми. Отложения тульского и алексинско-веневского горизонтов представлены однообразной толщиной карбонатных пород, судя по керну преимущественно известняками, среди которых отмечаются редкие прослои доломитов, иногда мергелей, песчаников и аргиллитов.

Серпуховский ярус (C1s)

В Тенгиз-Каратонской зоне серпуховский ярус характеризуется толщиной от 21-35м до 153м. В сводовых частях он установлен в объеме *тарусско-стешевского и протвинского горизонтов*. На сводовых частях серпуховские отложения представлены в основном пакстоунами, основу которых составляют обломки криноидей и брахиопод, цементированных микритом. Реже встречаются прослои грейнстоунов, обильно присутствуют обломки водорослей, фораминифер, криноидей и брахиопод, цементом служит спарит.

На Каратоне (скважины 1, 3) для серпуховской толщи характерно чередование оолитовых, литокластово-оолитовых, органично-обломочных известняков, в редких случаях доломитизированных.

Аналогичные оолитовые известняки вскрыты скважинами Пустынная 10, Тажигали 17, Кошкимбет 16.

На площади Тажигали керном охарактеризованы разрезы скважин 15 и 17, вскрывших каменноугольные отложения, стратиграфически относящиеся к серпуховскому ярусу нижнего карбона.

Отложения представлены разными литогенетическими типами карбонатных пород: известняками биогермными, сгустково-шламово-детритовыми, с незначительными по толщине прослоями аргиллитов.

Все карбонатные породы в различной степени преобразованы вторичными процессами выщелачивания и перекристаллизации, которые привели к образованию пустот (каверн и пор). Многие пустоты и трещины заполнены твердым битумом.

Подсолевой разрез площади Кошкимбет, которая является периклинальным окончанием поднятия Тажигали, по литолого-петрографической характеристике близок к разрезам скважин 15 и 17 Тажигали.

Нижнекаменноугольная (серпуховская) часть разреза вскрыта в интервале 3960-4015 м и литологически характеризуется известняками биоморфными, детритовыми, в основном, плотными, но участками сильно разуплотненными. Известняки, как правило, сильно трещиноваты, часто разуплотнены. Трещины часто заполнены твердым битумом.

В скважине Тенгиз 17 серпуховские отложения представлены доломитами темно-серыми, среднезернистыми, с единичными реликтами криноидей.

В периферийных частях карбонатных платформ (скважины Тенгиз 10, 35, 52, 53) серпуховские отложения представлены чередованием прослоев пакстоунов, в разной степени окремненных и битуминизированных, состоящих из

обломков члеников криноидей, брахиопод, реже мшанок, водорослей и вакстоунов, опору которых составляет микрит с члениками криноидей, спикулами губок.

В Южной зоне серпуховские отложения имеют толщины 81-94 м, представлены детритовыми известняками с илистым цементом, участками окремненными.

Каменноугольные отложения на площади Пионерская вскрыты скважинами 1, 2 и 3 в интервалах 4710-5000, 4997-5000, 4796-5000 м. Характерная особенность вскрытого на площади Пионерской разреза – изменение литологического состава пород сверху вниз: от более глубоководных с преобладанием тонкозернистых терригенных осадков –аргиллитов, алевролитов, наличием прослоев карбонатных пород, до более мелководных – песчаников, гравелитов и к концу разреза, мелкогалечниковых конгломератов, состоящих из хорошо окатанных галек и гравийных зерен различных вулканических пород с базальным цементом.

Вещественный состав пород, комплекс органических остатков и характерные особенности разреза, позволяют сопоставить данные отложения с аналогичными образованиями Тенгизского месторождения (Результаты геологоразведочных работ, 1990).

Каменноугольные отложения на площади Ансаган представляют собой породы-неколлекторы, то есть служат крышкой для фаменского карбонатного коллектора. Литология каменноугольных отложений для структуры Ансаган выявлена по результатам газового каротажа. Газовый каротаж использовался для тех интервалов, где отбор керна не производился.

Туфогенные сланцы, зарегистрированные на глубине 5375 м, указывают на ранний каменноугольный возраст этих отложений. Базальные каменноугольные отложения, вскрытые в интервале 5420-5470 м, составлены еще одним мощным пластом туфа, что возможно коррелируется с туфовым пластом, обнаруженным в таких скважинах Тенгиза, как 52 и 35.

Средний отдел (C₂)

Башкирский ярус (C_{2b})

В пределах рассматриваемой территории отложения среднего карбона характеризуются неоднородным составом, большой дифференциацией толщин и разной полнотой стратиграфического объема отложений.

Отложения среднего карбона установлены на структурах Тенгиз (палеонтологически подтверждены отложения нижнебашкирского подъяруса) и Южная (выделяются породы нижнебашкирского подъяруса и московского яруса).

Нижнебашкирский подъярус представлен краснополянским, северо-кельтменским и прикамским горизонтами.

В низах *краснополянского горизонта* повсеместно отмечаются известняковые песчаники и гравелиты, основную массу которых составляют обломки карбонатных пород серпуховского возраста, в небольшом количестве присутствуют обломки криноидей, брахиопод и раковинки фораминифер.

В отложениях *северо-кельтменского и прикамского горизонтов* часто встречаются прослои биоморфных фораминиферово-водорослевых известняков и ракушняковые песчаники.

На структуре Южная отложения нижнего башкира охарактеризованы керном в скважинах 2 и 3. Отложения краснополянского-северо-кельтменского и прикамского горизонтов сложены мелководными известняками, среди которых преобладают оолитовые и водорослевые разности, широким распространением пользуются известняковые песчаники.

Мощность отложений составляет 180-200 м.

В скважине Кошкимбет-16 вскрыто 52 м среднекаменноугольных отложений, относящихся к *нижнебашкирскому подъярусу*. Эти отложения представлены цикличным переслаиванием известняковых песчаников, водорослевых микросгустковых и оолитовых известняков и цикличным переслаиванием известняковых песчаников, детритовых известняков.

Изучение показало, что эти породы интенсивно перекристаллизованы и сильно выщелочены. Отмечены открытые трещины, заполненные битумоидом. Интенсивное выщелачивание привело к образованию пустот размером 0.2-0.8 мм.

Московский ярус (C_{2m})

Отложения московского яруса практически в полном объеме (верейский, каширский, подольский и мячковский горизонты) присутствуют на структуре Южная, где их общая толщина составляет 550-620 м.

По данным Г.П. Исаевой отложения верейского горизонта сложены, в основном, шламово-сгустковыми известняками, а в скважине 1, которая расположена на склоне карбонатной постройки, установлено присутствие глинистых известняков со спикулами кремневых губок. В низах разреза выделяется пачка спонголитов, толщиной 48 м.

На Тенгизском поднятии отложения московского яруса не выделяются, однако, широкое развитие их на сопредельной территории заставляет предположить возможность их присутствия в центральной части.

Верхний отдел (C₂)

В Маткенской зоне по имеющимся каротажным данным верхнекаменноугольные отложения распространены повсеместно. Также широкое развитие верхнекаменноугольных отложений доказано результатами изучения комплексов конодонтов и фузулинид, по керновому материалу более 20 скважин (Карашунгул П-1, Маткен 17, Аиршагыл 2, 4). В этой зоне они сложены глинисто-карбонатными породами толщиной 25-100 м. В Тенгиз-Каратонской зоне эти отложения отсутствуют.

Пермская система

Кунгурский ярус-P_{1к}. В разрезе кунгурского яруса выделяются три толщи: нижняя – сульфатно-терригенная, средняя – галогенная, верхняя – также сульфатно-терригенная. В пределах исследуемого разведочного блока, в основном, вскрыты средняя и верхняя толщи кунгурских отложений.

Средняя галогенная толща сложена однородным по составу комплексом пород – каменной солью. Соль белая бледно-голубая или полупрозрачного цвета. Иногда в толще каменной соли встречаются тонкие прослои сульфатных, песчано-глинистых и карбонатных пород.

Верхняя сульфатно-терригенная толща литологически представлена гипсом, ангидритом, с прослоями известняков, доломитов, песчаников и глин.

На территории блока Каратон-Саркамыс отложения соли вскрыты скважинами: Досмухамбетовская -1 (2863 м), С.Нуржанов 78р (3500 м), 81 (3450 м), 82р (3500 м), 302 (3440 м), 311 (3280 м), 359 (3300 м), 365 (3300 м), 370 (3300 м), 371 (3300 м), 373 (3310 м), 416 (3350 м), 428 (3350 м).

Вскрытая толщина соленосных отложений составляет 120-1910 м.

Мезозойская группа Mz

Мезозойская группа представлена отложениями пермотриаса, юры и мела.

Пермотриас – РТ

Отложения пермотриаса литологически представлены глинами с прослоями песков и песчаников. Глины светло-серые, темно-серые, темно-бурые, песчанистые, слабо известковистые, слюдистые, местами углистые. Пески серые, средне и крупнозернистые. Песчаники известковисто-глинистые, мелко и среднезернистые. Встречаются прослои конгломератов и включения фосфоритовой гальки. Толщина пермотриасовых отложений колеблется от 280 м (С.Нуржанов скв. № 311) до 580 м (С.Нуржанов, скв. № 64) [41].

Юрская система J

Отложения юрской системы представлены тремя отделами: нижним, средним и верхним.

Нижний отдел J₁

Отложения нижней юры литологически сложены, в основном, песчаниками и песками мелко и среднезернистыми, часто водоносными с прослоями глин. Прослои глин имеют различную толщину. Глина серая, светло-серая и серовато-бурая с растительными остатками. По плоскостям наложения налеты алевроитового песка. Среди глин иногда встречаются кремневые и кварцевые гальки. Вскрытая толщина нижнеюрских отложений от 16 м (С.Нуржанов скв. № 311) до 130 м (Досмухамбетовское скв. № 11).

Средний отдел J₂

Литологически отложения средней юры представлены частым чередованием глин, песков и песчаников. Глины серые, бурые и серовато-бурые, песчанистые и сильно песчанистые, неизвестковистые, слоистые с обилием обуглившихся растительных остатков и корневищ. Пески серые, светло-серые и зеленовато-серые, мелко и среднезернистые, часто глинистые. Песчаники среднезернистые, зеленовато-серые. Встречаются прослои бурых рыхлых углей. Вскрытая толщина среднеюрских отложений достигает от 411 м (скв. № 524, С.Нуржанов) до 624 м (скв. № 79, С.Нуржанов).

Верхний отдел J₃

В верхнеюрском разрезе выделяются оксфордский и волжский ярусы.

Оксфордский ярус

Литологически представлен глинисто-песчанистыми отложениями, алевролитами. В верхней части яруса залегают глинисто-карбонатные породы. Глины серые, зеленовато-серые с отпечатками флоры. Толщина отложений в пределах 18 (скв. № 17, С.Нуржанов) – 42 м (скв. № 520, С.Нуржанов).

Волжский ярус. Представлен переслаиванием песчаников, алевролитов, глин, известняков доломитов и мергелей. Мергель серый и серовато-зеленый, крепкий с прожилками кальцита. Глина темно-серая с буроватым оттенком. Песчаник крупнозернистый. Толщина волжских отложений варьирует от 146 м (скв. № 82, С.Нуржанов) до 316 м (скв. № 315, С.Нуржанов).

Меловая система К

Меловые отложения представлены мощной толщей песчано-глинистых и карбонатных осадков и представлены нижним и верхним отделами.

Нижний отдел К₁

Отложения нижнего мела представлены валанжинским ярусом, неокомским надъярусом, аптским и альбским ярусами.

Валанжинский ярус К_{1v}

Разрез валанжинского яруса по литологии разделяется на две части. Нижняя часть сложена крепкими песчаниками с прослоями мергелей, известняков и доломитов. В верхней части залегают глины серые с зеленоватым оттенком, плотные, местами карбонатные. Толщина этих отложений изменяется от 64 м (скв. № 412, С.Нуржанов) до 94 м (скв. № 311, С.Нуржанов) [42].

Неокомский надъярус К_{1nc}. В пределах Каратон-Саркамышского разведочного блока в составе неокомского надъяруса выделяются глинисто-карбонатно-песчанистые отложения готерива и преимущественно глинистые породы баррема. Толщина неокомских отложений составляет 414 (скв. № 51, С.Нуржанов) – 512 м (скв. № 78p, С.Нуржанов).

Аптский ярус К_{1a}. Отложения аптского яруса залегают на размытой поверхности барремского яруса. Литологически аптские отложения представлены глинами темно-серыми, черными, плотными, жирными на ощупь, неизвестковистыми, слюдистыми, слабопесчанистыми с тонкими прослойками тонкозернистого слюдистого песка. В толще глин встречаются прослои песчаников, песков и мергелей. Толщина отложений аптского яруса составляет 62 (скв. № 242, С.Нуржанов) – 120 м (скв. № 436, С.Нуржанов).

Альбский ярус К_{1al}. Отложения альбского яруса расчленяются на нижний, средний и верхний подъярусы.

Нижнеальбский подъярус К_{1al1}. В подошвенной части подъяруса залегает базальный горизонт песков. Выше в разрезе преобладают глины темно-серые, плотные, жирные на ощупь, иногда слабопесчанистые с линзообразными включениями мелкозернистого глауконитового песка. Пески светло-зеленовато-

серые, мелкозернистые, слабоуплотненные с включениями растительных остатков.

Средний альбский подъярус K_1al_2 . Среднеальбские отложения отличаются от нижнеальбских более светлой окраской и большей песчанистостью. Литологически осадки представлены глинами темно-серыми, слабопесчанистыми, переходящими в серые, иногда зеленовато-серые, сильно песчанистые глины с прослоями мелкозернистого, слюдистого песка и алеврита. С глинами переслаиваются пески серые светло-зеленовато-серые, крепкие, мелкозернистые, слюдистые.

Верхний альб K_1al_3 . Литологически отложения представлены песками с прослоями глин и песчаников. Песчаники зеленовато-серые, мелко и среднезернистые, плотно сцементированные, слюдистые. Пески зеленовато-серого цвета слюдистые, рыхлые с мельчайшими растительными остатками. Глины темно-серые и серые, тонкослоистые, алевритистые, плотные. Толщина альбского яруса в пределах 493 (скв. № 436, С.Нуржанов) – 542 м (скв. №78, С.Нуржанов).

Верхний мел K_2

Верхнемеловые отложения представлены сеноманским, турон+коньякским, сантонским, кампанским, маастрихтским и датским ярусами.

Толщина отложений верхнего мела варьирует от 461 м (скв. № 420, С.Нуржанов) до 509 м (скв. № 311, С.Нуржанов).

Сеноманский ярус $K_2с$. Литологически толща представлена глинами, в верхней части песками. Глины темно-серые, слабо песчанистые, плотные с тонкими прослойками алевритового песка и алевролита. Песок серый со слабым зеленоватым оттенком, разномзернистый, глинистый с обуглившимися растительными остатками, изредка с прослоями песчаника и мергеля.

Турон-коньякский ярус $K_2t+сн$. Литологически отложения представлены мергелями и глинами. Мергели серовато и беловато-зеленые, слабопесчанистые, местами глинистые, слюдистые, плотные с прослоями плотного мела. Глины темно-серовато-зеленые, песчанистые, очень плотные с прослоями алевролитов. По всему разрезу встречаются обломки фауны и обуглившиеся растительные остатки.

Сантонский ярус K_2s . Нижняя часть сантонского яруса представлена светло-зелеными мергелями и мергелистыми глинами с подчиненными прослоями беловато-зеленого мела. Мергели зеленовато-серые, песчанистые с многочисленными мелкими включениями мела разнообразной формы и различных размеров. Выше разрез почти полностью сложен мелом белым, беловато-серым со слабым зеленоватым оттенком, рыхлым.

Кампанский ярус $K_2ср$. Литологически осадки кампанского яруса представлены мергелисто-меловой толщей. Нижняя часть разреза представлена преимущественно мергелями серовато-зелеными с прослоями глинистого мела. Мел белый, глинистый с зеленоватым оттенком, плотный. Глины серовато-зеленые, песчанистые, плотные.

Маастрихтский ярус K_2m . Литологически отложения маастрихта представлены более или менее однообразной толщей белого писчего мела, содержащего тонкие пропластки и линзы серовато-зеленого и темно-зеленого, плотного, крепкого глинистого мергеля. Имеются прослои глин светло-зеленовато-серых.

Датский ярус K_2d . Литологически сложен белым, хрупким мелом с прослоями зеленовато-белых глин. В верхней части разреза залегает мергель темно-серый, глинистый, очень плотный, крепкий.

Палеогеновая система Р

Отложения палеогеновой системы трансгрессивно залегают на отложениях датского яруса.

Нижняя часть разреза сложена мергелем серовато-зеленым, кирпично-красным, плотным, глинистым, тонкоплитчатым, с прослойками желтовато-серого и голубовато-белого известняка, местами с рыбными остатками и отпечатками фауны с редкими прослойками черной углистой глины. Верхняя часть представлена глинами серовато-зелеными, темно-зелеными известковистыми, плотными с редкими включениями обуглившихся растительных остатков и обломков фауны. Толщина палеогеновых отложений изменяется от 278 м (скв. № 304, С.Нуржанов) до 360 м (скв. №523, С.Нуржанов).

Четвертичная система Q

Литологически отложения представлены глинами зелеными, серовато-зелеными, буровато-зелеными, коричневыми, вязкими, песчанистыми. В разрезе встречаются гнезда песка светло-серого, желтого, мелкозернистого, слюдистого. Встречаются обломки фауны хорошей сохранности.

Толщина четвертичных отложений изменяется в пределах 10 (скв. № 652, С.Нуржанов) – 65 м (скв. № 56, С.Нуржанов).

Литолого-стратиграфическая характеристика блока Каратон-Саркамыс представлена на рисунке 2.7.

2.4.2 Тектоническое строение блока Каратон-Саркамыс

Геологическое строение разведочного блока Каратон-Саркамыс характеризуется отражающими горизонтами:

«Ф» – (поверхность фундамента);

Π_3 – поверхность, предположительно связанная с кровлей доверхнедевонских (досреднедевонских?) терригенных отложений;

Π_1 – кровля подсолевых отложений;

Π_2^1 – подошва башкирских отложений;

$\Pi_{2д}$ – кровля девонских отложений;

R – кровля девонского карбонатного резервуара;

VI – поверхность соленосного кунгура;

V – подошва юрского комплекса;

III (подошва нижнего мела) [38].

ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ПОСРЕДСТВО									
СИСТЕМА									
ОТДЕЛ									
Я Р У С									
СВИТА									
ГОРИЗОНТ									
ИНДЕКС									
ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ КОЛОНКА (расширенная палео-географическая)									
МОЩНОСТЬ, м									
ПАЛЕО-ГЕОГРАФИЧЕСКИЕ ОБСТАНОВКИ									
ОПОРНЫЕ ОТРАЖАЮЩИЕ ГОРИЗОНТЫ									
ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА									
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ									
▲ нефть ▲ газ ▲ нефть и газоконденсат									
Морские мелководные и прибрежно-морские отложения верхнего олигоцена и неогена денудированы на территории в позднелигоцен-четвертичное время Репель Олигоцен Бартон Лотет И п р Танет Монтс Дат Р₁ Р₂ Р₃ Р₄ Р₅ Р₆ Р₇ Р₈ Р₉ Р₁₀ Р₁₁ Р₁₂ Р₁₃ Р₁₄ Р₁₅ Р₁₆ Р₁₇ Р₁₈ Р₁₉ Р₂₀ Р₂₁ Р₂₂ Р₂₃ Р₂₄ Р₂₅ Р₂₆ Р₂₇ Р₂₈ Р₂₉ Р₃₀ Р₃₁ Р₃₂ Р₃₃ Р₃₄ Р₃₅ Р₃₆ Р₃₇ Р₃₈ Р₃₉ Р₄₀ Р₄₁ Р₄₂ Р₄₃ Р₄₄ Р₄₅ Р₄₆ Р₄₇ Р₄₈ Р₄₉ Р₅₀ Р₅₁ Р₅₂ Р₅₃ Р₅₄ Р₅₅ Р₅₆ Р₅₇ Р₅₈ Р₅₉ Р₆₀ Р₆₁ Р₆₂ Р₆₃ Р₆₄ Р₆₅ Р₆₆ Р₆₇ Р₆₈ Р₆₉ Р₇₀ Р₇₁ Р₇₂ Р₇₃ Р₇₄ Р₇₅ Р₇₆ Р₇₇ Р₇₈ Р₇₉ Р₈₀ Р₈₁ Р₈₂ Р₈₃ Р₈₄ Р₈₅ Р₈₆ Р₈₇ Р₈₈ Р₈₉ Р₉₀ Р₉₁ Р₉₂ Р₉₃ Р₉₄ Р₉₅ Р₉₆ Р₉₇ Р₉₈ Р₉₉ Р₁₀₀									
Морские относительно глубоководные внешнего шельфа Относительно глубоководные шельфовые Образования прибрежного морского мелководья (литораля) в условиях умеренно влажного климата Прибрежно-морские низменные равнины периодически заливаемые морем Образования прибрежного мелководья Образования внутреннего мелководного шельфа, лагун, прибрежных засоленных озер Прибрежное мелководье (внутренний шельф) Образования аллювиальных аккумулятивных равнин, в бате на западе - прибрежно-морских равнин (русловые, озерно-аллювиальные, озерно-болотные) Образования возвышенных денудационных и аккумулятивных равнин (аллювиальные, аллювиально-озерные, местами озерно-болотные) Морское мелководье и прибрежно-морские низменные равнины В основном низменные прибрежные равнины, на западе - образования морского мелководья (озерно-аллювиальные, озерные - пресноводные и слабо засоленные, дельтовые и т.д.) в условиях жаркого аридного климата									
Глины светло-серые, алевроиты Известняки и мергели белые с прослоями темно-коричневых глинистых мергелей; на куполе Каратон - прослои черных битуминозных сланцев Мергели белые мелоподобные с прослоями писчего мела, известняков и серых известковых глин Писчий мел, мелоподобные известняки, мергели, прослои глин и ракушечников Мергели, известняки, глины известковые зеленовато-серые, прослои писчего мела; в основании - песчаник известковый с галькой кварца, фосфоритов, битой ракушкой В основании - песчаник с галькой кварца и фосфоритов, выше - глины, алевроиты, пески с глауконитом и желваками фосфоритов В нижней и средней частях разреза - пески с прослоями глин, алевроитов, горизонтами "караваев" железистых песчаников. Вверху - пески и алевроиты серые, темно-серые, глины черные тонкослоистые В основании - пласт песчаника с галькой кварца и фосфоритов. Выше - глины темно-серые и черные листоватые песчаные с гипсом и септариями песчаных мергелей Глины зеленовато-серые, пески белые, светло-желтые, рыхлые. Кугусемская свита - толща пестроокрашенных глин, алевроитов карбонатных с прослоями песчаников, мергелей, глинистых известняков Известняки, мергели серые с песчаником на карбонатном цементе с галькой фосфоритов в основании Известняки, мергели, аргиллиты с прослоями и гнездами ангидритов и доломитов Известняки, мергели с прослоями серых глин, алевроитов и песчаников Глины и алевролиты серые, переслоенные песчаниками разнозернистыми На западе - переслаивание серых глин, алевролитов с линзами и прослоями известняков; на востоке - преимущественно серые пески и песчанники разнозернистые Пески, песчанники с галькой в основании, серые, темно-серые, обогащенные УРО, с прослоями глин, алевроитов, бурых углей Глины, алевроиты серые, темно-серые с прослоями песчанника, линзами бурых углей, с обильными УРО и пиритом Переслаивание аргиллитов темно-серых, красновато-серых, песчаников серых, светло-зеленых, мелко-среднезернистых полимиктовых с прожилками железистого карбоната; отмечаются прослои и линзы бурых углей В восточной части - неравномерное переслаивание глин, песчаников на карбонатно-глинистом цементе; в западной - переслаивание зеленовато-серых известняков детритовых, органогенно-обломочных, мергелей, темно-коричневых, серых аргиллитов, алевроитов карбонатных Песчанники, алевролиты, аргиллиты с прослоями мергелей красноватые, коричневые, розовато-коричневые; песчанники полимиктовые с кальцитовым цементом, мергели серые доломитовые с тонкорассеянным ОБ									
Каратон (н) Кошкимбет Каратон (н) Тереньозек (н) Тереньозек (н) Королевское (н) Пустынное (н) Тажигали (н) Прибрежное (н) Каратон (н) Тажигали (н) Каратон (н) Тереньозек (н) Морское (н) Пустынное (н) Каратон (н, г) Тереньозек (н) Каратон (н) Тажигали (нг) Тереньозек (н) Актюбе (н) Прорва 3. (г, н, г) Прорва Ц. и В. (нг) Досмухамбет (н) Каратон (н) Тажигали (н) Прорва 3. (г, г) Прорва Ц. и В. (н) Кокарна В. (н) Актюбе (н) Досмухамбет (н) Кокарна В. (н) Прорва 3. (нг) Прорва Ц. и В. (н) Кокарна В. (н)									

КАРБОНАТНЫЕ ПЛАТФОРМЫ ПЕРИФЕРИИ ОКРАИННОГО МОЯ										ЛАГУНА ВУТРИ КОНТИНЕНТА		ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ПОСРЕДСТВО		СИСТЕМА		ОТДЕЛ		Я Р У С		СВЯТА		ГОРИЗОНТ		ИНДЕКС		ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ КОЛОНКА (раскраска палео-географическая)		МОЩНОСТЬ, м		ПАЛЕО-ГЕОГРАФИЧЕСКИЕ ОБСТАНОВКИ		ОПОРНЫЕ ОТРАЖАЮЩИЕ ГОРИЗОНТЫ		ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ		ХАРАКТЕРИСТИКА		НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
ДЕВОНСКАЯ	НИЖНИЙ	СРЕДНИЙ	ВЕРХНИЙ	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Турнейский	Т

В пределах исследуемой территории поверхность фундамента сложенного кристаллическими породами архей-протерозойского возраста залегает на глубине 13 км, образуя прогиб, борта которого воздымаются в северном, южном и восточном направлениях.

При этом на севере кровля фундамента поднимается до глубин 7,0-8,0 км, переходя в систему Актюбинско-Астраханских поднятий по фундаменту (рисунок 2.8).

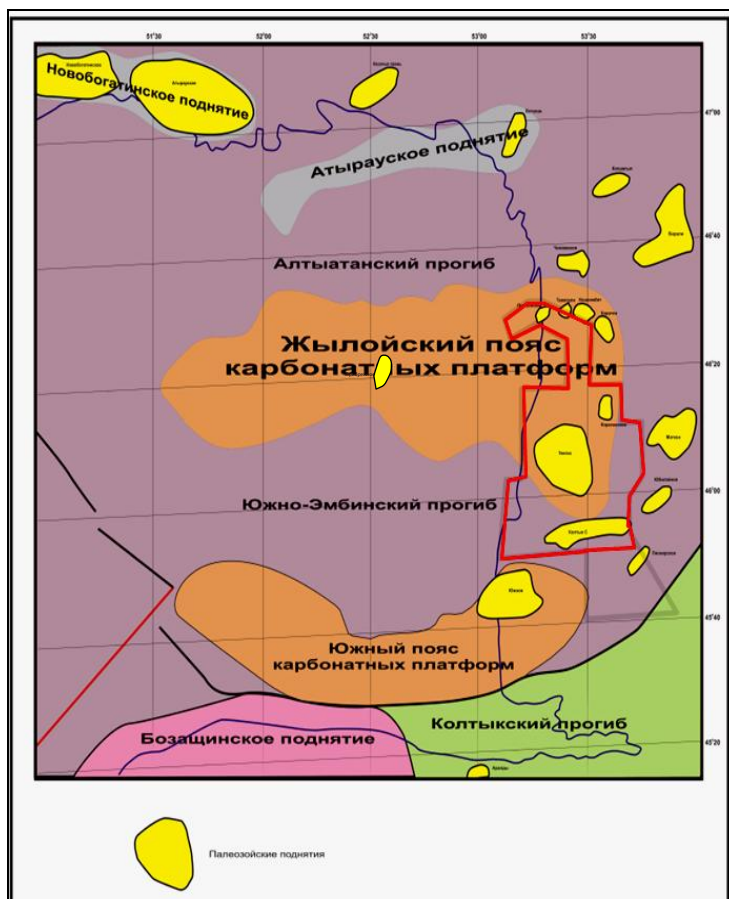


Рисунок 2.8 – Схема структурно-тектонического районирования палеозойского комплекса [44]

На юге глубина залегания фундамента достигает 10 км и далее продолжается в пределы Северо-Устьюртской впадины. В восточном направлении фундамент Южно-Эмбинского прогиба испытывает относительно «плавное» воздымание.

В подсолевом палеозойском комплексе на рассматриваемом разведочном блоке выделяется крупное Жылойское девон-нижнепермское поднятие, в пределах которого установлены, отдельные друг от друга крупные карбонатные постройки Тенгиз, Королевское, Кашаган и другие. Эти постройки являются хорошими ловушками для нефти и газа; картируются по вышеупомянутым

структурным поверхностям [43]. Структурный план по подсолевым отражающим горизонтам рассмотрим по результатам интерпретации сейсмических материалов МОГТ 3Д на участках Пустынная и Тажигали.

Структурный план по отражающему горизонту Π_1 представляет собой высокоамплитудную структуру, раскрывающуюся на запад и восток. Конфигурация структуры отображает положение девонско-каменноугольной карбонатной платформы, имеющей непрерывное распространение от участка Каратон на востоке до участка Кайран на западе, где установлена, как известно, локализованная пермская карбонатная надстройка. Поверхность горизонта в пределах кровельной части платформы колеблется в пределах глубин -3600-3850м, круто погружаясь на участках склонов до отметок -5600м на севере и 4850м – на юге. Наиболее приподнятые участки поверхности Π_1 приурочены к краевым частям платформы. Южная зона приподнятого залегания, куда входит и локальная вершина поднятия Пустынная, более протяжена, чем северная, куда входит вершина Тажигали.

Структурный план по отражающему горизонту R (кровля карбонатного резервуара) совпадает со структурным планом горизонта Π_2 , на участках крутого погружения фиксирует склоны платформы и ограничивается предполагаемой зоной прекращения ее развития. В западной части северного склона хорошо выделяется часть древней карбонатной платформы, закончившей свое развитие в дофаменское время.

Рассматриваемый карбонатный резервуар представлен двумя самостоятельными объектами: участок Пустынная контролируется изогипсой -3820 м и имеет размеры 24х4, а Тажигали по изогипсе -3820 имеет размеры 12х2.

Структурный план по отражающему горизонту $\Pi_{2д}$ (кровля девонского (девонско-турнейского?) комплекса отложений) в пределах карбонатной постройки выделяется неуверенно. Можно только предполагать, на основании изучения волнового поля, что поверхность его менее рельефна, чем поверхность каменноугольных отложений Π_2 , а лагунные участки, если и существовали, были более мелководны. Действительно, ниже горизонта $\Pi_{2д}$ на участках лагун подсолевые отражения значительно ослаблены.

Выполненные представления, тем не менее, дают определенное впечатление о масштабности девонской карбонатной постройки, которая, по своему северному склону, имела сложно построенные склоновые фации, которые формировались на платформенном основании карбонатной постройки, видимо, более древнего возраста, выдвинутой на север.

Структурный план отражающего горизонта Π_3 , имеющий на участке работ региональное пологое моноклинальное залегание с наклоном на юго-восток. По замкнутой изогипсе – 6550 м имеет размеры 20х10,5, амплитуда структуры составляет порядка 150 м. Вершина поднятия вытянута в меридиональном направлении и приурочена к участку Пустынная. Наличие подобных пологих положительных структур по горизонту Π_3 на участках развития карбонатных

платформ хорошо увязывается с основами седиментационной модели, согласно которой на исследуемой территории в течение длительного времени существовал режим погружения фундамента с образованием сбросовых нарушений. В покрывающих фундамент терригенных осадках, по мере их накопления и уплотнения, происходило облекание образовавшихся тектонических ступеней, вследствие этого образовывались уступы, уменьшающие свою амплитуду вверх по разрезу.

Возможно, такое структурное положение горизонта P_3 отображает положение подобного уступа.

По VI отражающему горизонту на центральном участке блока, между линиями куполов Прибрежный-Караарна-Королевское на севере и Карасор Западный-Карасор Восточный-Белес на юге распространены купола с глубинами залегания соли от 2000 до 3000 м. Высота соляных штоков колеблется от 1400 м (Белес) до 2600 м (Кара-арна). В межкупольных мульдах поверхность соли погружаются до отметки -4800 м. Система куполов Карасор Восточный, Карасор Западный, Королевская (Атанак Южный) и Белес в тектоническом отношении связаны с подсолевой карбонатной структурой Тенгиз-Королевская. В морфологическом отношении эти купола образуют линейно вытянутые тела сложной конфигурации.

Начиная от линии куполов Карасор Западный-Карасор Восточный-Белес на юг интенсивность солянокупольной тектоники постепенно ослабевает. На этом участке наиболее контрастно выражен купол Морское, расположенный к северу от купола Прорва Западный. На востоке купол Морское сопряжен с обширной мульдой с максимальной глубиной залегания соли -5100 м. К югу от этой мульды выделяется соляная гряда, простирающаяся в широтном направлении параллельно куполам Прорвинской группы.

Данная соляная гряда представлена западной и восточной структурами, каждая из которых оконтурена изогипсой -3600 м. и условно именуются соответственно Прорва Северо-Западная и Прорва Северо-Восточная. Эти структуры характеризуются плоскими сводами с глубинами залегания -3400 м. Размеры поднятия Прорва Северо-Западная по соли составляют 8 кмх1,0-2,5 км, амплитуда порядка 200-250 м. Прорва Северо-Восточная имеет в плане дугообразную конфигурацию. Размеры ее по дуге составляют 11 кмх0,5-2,5 км, амплитуда 50 м.

В Прорвинской группе соляных куполов кровля соли залегает на относительно больших глубинах -3200 м (Прорва Морская), -3400 м (С. Нуржанов). Данная группа структур простирается также в широтном направлении от купола Прорва Морская на западе до купола С. Нуржанов на востоке. Здесь соляные купола оконтурены изогипсой -3600 м. На востоке Прорвинская группа куполов мульдой глубиной -4200 м отделяется от соляных куполов Актобе и Досмухамбетовское, имеющих северо-восточное простираение. К востоку от системы куполов Актобе-Досмухамбетовская выделяется купол Байтобетарал,

отделяющийся от них системой прогибов с максимальной глубиной соли -4700-4800 м. Поднятие Байтобеарал по кровле соли представляет из себя купол с относительно плоской поверхностью свода, оконтуренного изогипсой -3800 м, размеры составляют 15x8 км. Восточнее от купола Байтобеарал располагается купол Жалгызшагыл, который с куполами выделяемыми к северу от него составляет самостоятельную соляную гряду.

Геологическое строение юрско-меловых отложений характеризуется структурными картами по V и III отражающим горизонтам. Эта толща испытывает региональное погружение и увеличение мощности с севера на юг. На севере блока мощность юрско-мелового комплекса составляет 1500 м (Теренозек), а на юге она достигает 2500 м и более.

На формирование структурного плана надсолевого комплекса блока Каратон-Саркамыс, как и всей Прикаспийской впадины, сильное влияние оказал соляной тектогенез, благодаря чему эти осадки сильно дислоцированы, смяты в различного рода складки и разбиты сбросами, разделяющими солянокупольные структуры на отдельные крылья и блоки. Характерной особенностью надсолевых структур данного разведочного блока является отсутствие на некоторых из них грабена, распространение однокрылых структур. Также выделяются двух и трехкрылые структуры. Распространены мульды симметричного и асимметричного строения. Каждое крыло солянокупольных структур представляет собой полусводовое поднятие, экранированное сбросом и их можно рассматривать как структурную ловушку.

Только Прорвинская группа структур на сейсмических структурных картах представлена в виде платформенных поднятий, не нарушенных сбросами, хотя по данным бурения на них также выделяются тектонические нарушения, в том числе и погребенные в триасовых отложениях. Особенности структуроформирующих процессов, обусловленных солянокупольной тектоникой предопределяет характер, тип и морфологию локальных структур, благоприятных для накопления и сохранения залежей углеводородов.

В зависимости от степени проявления солянокупольной тектоники в надсолевом комплексе Прикаспийской впадины выделяются надсводовые структуры, периферийные структуры, структуры, экранированные крутыми склонами соляных ядер, подкарнизные структуры, межкупольные структуры. В пределах блока Каратон-Саргамыс выявлены и разведаны надсводовые структуры [39].

На структурной карте по V отражающему горизонту в северной части блока выделяются двух и трехкрылые структуры с центральным грабеном (Западный Теренозек, Тажигали, Тажигали Ю-З., Прибрежный, Королевское). Южнее часто встречаются безграбеновые структуры типа Кокарна, Восточный Карасор, Кенарал и Морское.

Начиная со структур Западный Теренозек и Восточный Теренозек на северном участке до линии площадей Морское-Белес на юге надсолевые

структуры разделены между собой четко выраженными межкупольными мульдами глубинами от 2050 м (мульда Пустынный-Тажигали) до 3000 м (мульда Кара-арна-Восточный Карасор). В целом, на этом участке блока структурный план по V отражающему горизонту представлен морфологически выраженными солянокупольными структурами, разделенными между собой межкупольными мульдами.

Южнее структур Морское-Белес интенсивность солянокупольной тектоники постепенно ослабевает и на самом юге блока структуры Прорва Западная, С. Нуржанов, Актобе, Досмухамбетовская представлены в виде платформенных локальных поднятий не подверженных дизъюнктивной тектонике (структура Северный и северо-западное и северо-восточное крылья месторождения С.Нуржанов).

Структурная поверхность по подошве мела (III ОГ) также погружается с севера на юг от 850 м на структуре Западный Теренозек до 1950 м на структуре С. Нуржанов. Здесь сохраняются все структурные особенности, описанные по горизонту V, выделяются двух и трехкрылые структуры, разделенные центральным грабеном, безграбеновые структуры с блоковым строением и разделяющие их межкупольные мульды [45].

2.5 Нефтегазоносность

В результате проведенных геологоразведочных работ, на территории разведочного блока Каратон-Саркамыс установлена промышленная продуктивность как подсолевого (нижнепермско-каменноугольно-девонские отложения), так и надсолевого (юрско-меловые и триасовые отложения) комплекса пород [46].

Закономерности нефтеносности надсолевого комплекса.

Согласно анализу геолого-геофизических материалов по надсолевому комплексу пород отмечается четко выраженная закономерность в пространственном размещении и стратиграфическом распределении нефтяных и газовых залежей.

Вся территория блока по особенностям нефтеносности надсолевого комплекса разделяется на три зоны: южную, западную и восточную (рисунок 2.10).

Южная связана с Прорвинской группой куполов и содержит порядка 54% (103,4 млн. тонн) геологических запасов нефти надсолевого комплекса блока. Нефтеносность этой зоны связана с триасовыми, юрскими и нижнемеловыми отложениями.

На месторождениях Прорвинской группы продуктивными являются отложения валанжина нижнего мела, келловей средней юры, и триаса. Месторождения Прорвинской группы расположены на северном склоне поднятия Южное. Продуктивность Прорвинских месторождений связана с поступлением

углеводородов из подсолевого карбонатного комплекса со стороны палеозойской структуры Южная (рисунок 2.9).

Флюидалные потоки углеводородов, поступающие в триасовые отложения на поднятии Южная по восстанию, доходили до Прорвинской группы. Далее, вверх по тектоническим нарушениям в триасовых и юрских отложениях происходило дифференциальное перераспределение углеводородов в юрские и нижнемеловые комплексы. Изучение триасового комплекса на месторождении Прорва Центральное и Прорва Восточное показывает, что продуктивность триасовых горизонтов продолжается за пределы территории блока Каратон-Саркамыс. Это позволяет рассчитывать на существенное увеличение разведанных запасов данного месторождения. Западная и восточная зоны разделяются по линии Актобе-Досмухамбетовская-Королевская-Каратон [47,48,49].



Рисунок 2.9 – Схема нефтегеологического районирования блока Каратон-Саркамыс [44]

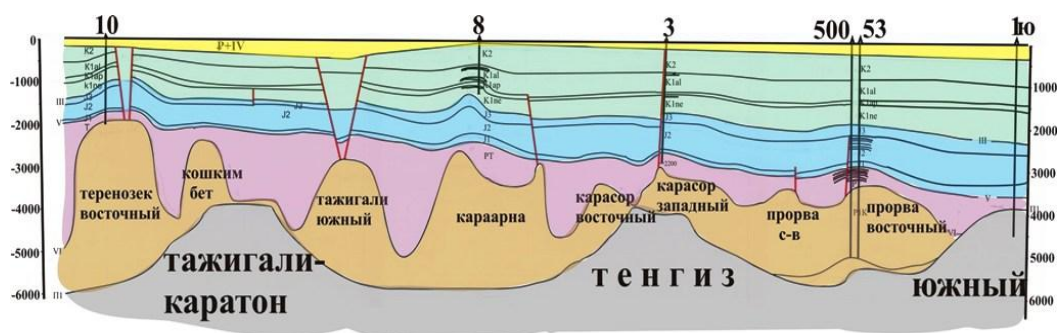


Рисунок 2.10 – Геолого-геофизический разрез по линии структур Теренозек Восточный-Южная [44]

В пределах западной зоны, которая содержит порядка 86,0 млн. тонн геологических запасов нефти в надсолевом комплексе, практически на всех структурах за исключением Атанак и Белес, установлены залежи нефти и газа в нижнемеловых отложениях. Кроме того здесь, как отмечено выше, на месторождении Тажигали и Каратон-Кошкимбет наряду с нижнемеловыми установлены нефтеносные горизонты в юре. На Кокарна Восточный установлена продуктивность юры и триаса. Это позволяет предполагать, что в пределах западной зоны стратиграфический диапазон нефтегазоносности может охватывать все три комплекса – триас, юру и мел.

Нефтеносность месторождений Актобе и Досмухамбетовское, расположенных севернее, связана с средне-верхнеюрскими горизонтами. Источником УВ для этих месторождений также в силу их тектонической позиции является район поднятия Южное.

Отсутствие залежей нефти в триасовом комплексе можно связать со слабой изученностью структурных особенностей и литологии триаса. В связи с этим, изучение строения и перспектив нефтеносности триасового комплекса на месторождениях Актобе и Досмухамбетовская, является одной из важнейших задач исследований закономерности нефтеносности исследуемого разведочного блока [50].

Наличие триасовых и юрских продуктивных горизонтов устанавливается на месторождении Кокарна Восточная. Рассмотрение структурно-тектонической позиции настоящего месторождения позволяет прийти к выводу о том, что оно связано со сводом глубокопогруженного соляного купола, залегающего на глубине порядка -3000-3400м. Глубина залегания соли на куполе Кокарна Восточный сопоставима с глубиной залегания триасовых продуктивных горизонтов на Прорве.

На месторождениях Тажигали и Кошкимбет наряду с нижнемеловыми продуктивными горизонтами также, установлено по одному горизонту в средней юре. На остальных месторождениях, расположенных на севере блока, продуктивными являются нижнемеловые горизонты. Проведенный анализ позволяет установить закономерную связь - месторождения мелового возраста

обычно связаны с куполами, свод которых залегает на глубинах -2400-1600м. Следует также отметить, что месторождения, содержащие залежи в нижнем мелу, расположены над карбонатными постройками Тенгиз, Королевская, Каратон и Тажигали.

На структурах, расположенных в северо-восточном и восточном секторах территории, которые структурно не связаны с подсолевыми карбонатными постройками: Кызылкудук Южный, Каратон Южное, Центральное, Жантай, Корпеш, Маткен и другие, нефтеносные залежи не установлены [43,44].

Наличие меловых залежей на куполах с относительно высоким положением соли можно связать с процессами интенсивного роста куполов, в результате которого происходили процессы разрушения триасовых и юрских залежей, и осуществлялось последовательное перемещение углеводородных флюидов на более высокий стратиграфический и гипсометрический уровни.

Установленные особенности нефтеносности территории позволяют предполагать наличие триас-юрских продуктивных залежей не только на юге территории, но и в северной части на участках относительно погруженного залегания соли – соляных перешейках и отрогах, а также вдоль крутых склонов соляных куполов.

В подсолевых отложениях открыты нефтяные месторождения Тенгиз и Королевское.

В 1981-1988 г. г. по Прикаспийской впадине был достигнут наибольший прирост запасов углеводородов за всю историю поисков нефти и газа в Казахстане. Практически весь прирост был получен за счет месторождений Карачаганак, Тенгиз, Королевское, Жанажол, запасы углеводородов, которых связаны с девонско-нижнепермскими, преимущественно карбонатными подсолевыми отложениями, сформировавшиеся на больших глубинах (до 7,0 км).

Месторождение Тенгиз приурочено к карбонатной платформе, состоящей из карбонатных массивов ранне-среднекаменноугольного возраста (Каратон, Тенгиз, Кайран, Кашаган), расположенных на общем девонском карбонатном основании.

Подсолевая структура Тенгиз, выявлена методом ОГТ в 1975 г. трестом «Саратовнефтегеофизика». Поднятие представляет собой брахиантиклинальную складку с размерами по замкнутой изогипсе минус 5000 м 26х17 км, амплитуда поднятия составляет порядка 1000 м.

Глубокое поисковое бурение на Тенгизской площади начато в 1976 г, месторождение открыто в 1981 г. Продуктивными являются породы среднего карбона, нижнего карбона (турнейский, визейский, серпуховский ярусы) и верхнего девона. Первоначальные дебиты нефти составляли 15,2-584 тыс.м³/сут, газа – 6,5-252 тыс.м³/сут. Девонские отложения находятся в стадии разведки.

Тенгизское месторождение приурочено к карбонатным отложениям верхнедевонско-каменноугольного возраста. Продуктивен весь вскрытый подсолевой разрез (до глубины 5450 м), сложенный карбонатными фациями в стратиграфическом диапазоне от верхнего девона до башкирского яруса среднего

карбона. Девонско-каменноугольные отложения образованы известняками с примесью доломитов. Тип коллектора трещинный (пустотность – менее 3,0%), порово-каверново-трещинный (пустотность 3,0-7,0%) трещинно-каверново-поровые (пустотность – более 7,0%). Пористость варьирует в широких пределах от 0,1 до 24%, проницаемость от 1,0-30 мкм². Породами-коллекторами являются грейнстоуны, пакстоуны и вакстоуны (аллохтонные известняки, первичные компоненты которых не были скреплены органическим веществом во время отложения), расположенные во внутренней части карбонатной платформы и баундстоуны (карбонатные образования первичного биогенного происхождения) – на склонах и подножье склонов обрамления платформы и в смеси обломков вышеуказанных литологических единиц в удаленных от склоновых частей платформы [39,45]. Залежь массивного типа. Покрышкой служат карбонатно-глинистые отложения артинского возраста и гидрохимические отложения кунгура.

Таким образом, нефтеносность надсолевого комплекса можно объяснить процессами миграции углеводородных флюидов из подсолевого в надсолевой комплекс. Для осуществления подобного перемещения необходимо наличие участков, где непосредственно может осуществляться контакт подсолевого резервуара с отложениями надсолевого комплекса. На наличие подобных зон контакта указывают карты, составленные по данным сейсморазведки 3D, где на значительной территории соленосные отложения залегают на глубинах порядка 4000-4500 м. С учетом того, что кровля подсолевого комплекса на месторождении Тенгиз, Королевская, Тажигали залегают на глубинах 4000 м можно констатировать, что по надсолевому комплексу здесь существует возможность наличия «окон» в соли и перетока углеводородных флюидов из подсолевого в надсолевой комплекс (рисунок 2.10). При этом достаточно четко по меридиану отделяются западная и восточная зоны. Западная зона характеризуется более значительными участками разрыва сплошности соленосной толщи по сравнению с восточной зоной. В связи с этим вероятность наличия месторождений выше в пределах западной зоны.

Этим обстоятельством можно объяснить отмеченную выше приуроченность продуктивных горизонтов по надсолевым структурам к зоне развития карбонатных построек. Подсолевые отложения залегают на отметках порядка 5500 м и можно ожидать высокую вероятность наличия «бессолевых мульд» (окна), которые благоприятны для миграции углеводородов (Прорва Западный, Морское, Досмухамбетовское и Каратон Южный) [39,45] (Назаралы Ж.К. и др. «Отчет о результатах геологоразведочных работ, проведенных на контрактной территории в пределах блока Каратон-Саркамыс в период разведки с 2010-2015гг, с целью возврата части контрактной территории на участке Прибрежное»).

Выводы по второму разделу

1. Обзор результатов геолого-геофизической изученности блока Каратон-Саркамыс показал высокую эффективность применения геофизических методов

при изучении осадочных отложений и оценке нефтегазоперспективности района. Метод 3D сейсморазведки показал себя мощным средством при детальном изучении геологического строения залежей, оценке запасов углеводородов, оптимизации разработки и сокращения числа скважин и совместно с гравимагниторазведкой в комплексе с параметрическим бурением позволил уточнить геологическое строение терригенных и карбонатных отложений, наметить границы распространения основных нефтегазоносных комплексов и перспективных объектов;

2. Анализ изученности блока Каратон-Саркамыс показывает, что если площадь исследования хорошо исследована сейсмическими работами, то уровень изученности электроразведочными работами достаточно низкий;

3. Геологическое строение разведочного блока Каратон-Саркамыс характеризуется отражающими горизонтами «Ф» – (поверхность фундамента); ПЗ – поверхность, предположительно связанная с кровлей доверхнедевонских (досреднедевонских?) терригенных отложений; П₁ – кровля подсолевых отложений; П₂¹ – подошва башкирских отложений; П_{2д} – кровля девонских отложений; R – кровля девонского карбонатного резервуара; VI – поверхность соленосного кунгура; V – подошва юрского комплекса; III (подошва нижнего мела). Осадочный чехол представлен разнородными терригенными и карбонатными породами, разделенными соленосными отложениями кунгурского яруса нижней перми на подсолевой и надсолевой комплексы;

4. Территория блока по особенностям нефтеносности надсолевого комплекса разделяется на три зоны: южную, западную и восточную. Согласно анализу геолого-геофизических материалов отмечается четко выраженная закономерность в пространственном размещении и стратиграфическом распределении нефтяных и газовых залежей;

5. Перспективы нефтегазоносности осадочных отложений на месторождениях Каратон-Саркамысского блока оцениваются положительно, но требуют более глубокого изучения с использованием данных 3D-МОГТ, МТЗ и увязки результатов этих съемок с материалами ГИС для возможного последующего моделирования залежи и выбора оптимальной схемы разработки с привлечением современных технологий разработки тяжелых нефтей.

3 ОСНОВНЫЕ МЕТОДИЧЕСКИЕ ПРИНЦИПЫ ИССЛЕДОВАНИЙ МЕТОДОМ МАГНИТОТЕЛЛУРИЧЕСКИХ ЗОНДИРОВАНИЙ (МТЗ)

3.1 Современные технологии полевых наблюдений МТЗ

В настоящее время совершенствование аппаратурной базы и программного обеспечения магнитотеллурических работ привело к тому, что результаты МТЗ, выполненные на нефтегазоперспективных площадях, могут служить существенным дополнением к данным, получаемым сейсморазведкой. Использование данных одного метода при обработке данных другого может повысить качество интерпретируемых материалов и в конечном итоге дать более точный прогноз локализации нефтегазовой залежи [51].

Многие компании, занимающиеся магнитотеллурическими исследованиями, отдают предпочтение специализированной цифровой аппаратуре MTU и программному обеспечению фирмы «Phoenix Geophysics» (Канада). «Phoenix Geophysics» является признанным авторитетом в развитии электроразведочных технологий, в частности МТЗ. В 1996 году «Phoenix Geophysics» разработал многофункциональную аппаратуру 5-го поколения (SSMT V5-2000), которая произвела настоящую революцию в магнитотеллурических исследованиях, благодаря своей точности, производительности, мобильности, помехозащищенности, уровню автоматизации [52]. На сегодняшний день в апробации находится аппаратура восьмого поколения.

В комплект аппаратуры «Phoenix Geophysics» входят:

- пятиканальные измерительные станции MTU-5, позволяющие регистрировать электрические (E_x , E_y) и магнитные (H_x , H_y , H_z) компоненты магнитотеллурического поля;
- электрические диполи со слабополяризующимися электродами PE-4;
- индукционные датчики МТС-50.

Вариации электрического поля измеряются с помощью электрических диполей длиной около 100 м со слабополяризующимися электродами PE-2, а вариации магнитного поля – с помощью индукционных датчиков МТС-50. Как правило, во время проведения полевых работ на одном участке используется несколько измерительных модулей. На рисунке 3.1 представлен комплект аппаратуры MTU фирмы «Phoenix Geophysics» (Канада).

Регистрация в полевых точках проводится синхронно с регистрацией на базовой точке, что позволяет повысить точность получаемых при обработке магнитотеллурических передаточных функций – при синхронной обработке подавляются шумы, некоррелируемые между рядовой и базовой точками [52].

В каждой точке производится регистрация пяти компонент (E_x , E_y , H_x , H_y , H_z) магнитотеллурического поля. Компоненты электрического поля измеряются с помощью пятиэлектродной крестообразной установки, состоящей из электрических диполей длиной 30-40 м. Центральный электрод используется для подавления аппаратурных шумов.



а) multifunctional generators; б) multifunctional receivers;
в) sensors

Рисунок 3.1 – Комплект аппаратуры «Phoenix Geophysics» (Канада) [12]

В качестве заземлений можно использовать специальные неполяризующиеся электроды [53,54,55].

Компоненты магнитного поля измеряются с помощью индукционных датчиков. Датчики электрического и магнитного полей, в отсутствие ярких двумерных структур, ориентируются по магнитному меридиану и перпендикулярно ему (азимутам 0° и 90° , соответственно). В случае, когда по априорным данным известно, что исследуемый участок характеризуется явным двумерным строением, датчики поля ориентируются вдоль и поперек направлений простираения геологических структур. Ветровые помехи устраняются путем прикапывания электрических диполей и размещения индукционных датчиков в канавах [56]. На рисунке 3.2 представлена схема крестовой расстановки оборудования МТЗ.

Реальное время регистрации на пунктах МТЗ определяется необходимостью получения уверенных импедансов в диапазоне $400-0.002$ Гц и составляет в среднем 15-20 часов непрерывной синхронной записи. Увеличение времени регистрации из-за низкого уровня МТ-сигналов на частотах $1-0.1$ Гц с целью получения устойчивых результатов в разведочном диапазоне частот автоматически обеспечивает глубину исследования до 50 км.

При производстве электроразведочных работ МТЗ бригада геофизиков приезжает на пункт съемки, координаты которого определены топографической съемкой в режиме RTK, а сам пункт отмечен колышком с указанием номера пункта и профиля. Неполяризующиеся электроды расставляются при помощи буссоли БГ-4 на азимутах $0, 90, 180, 270^\circ$ и подготавливается место для установки станции.

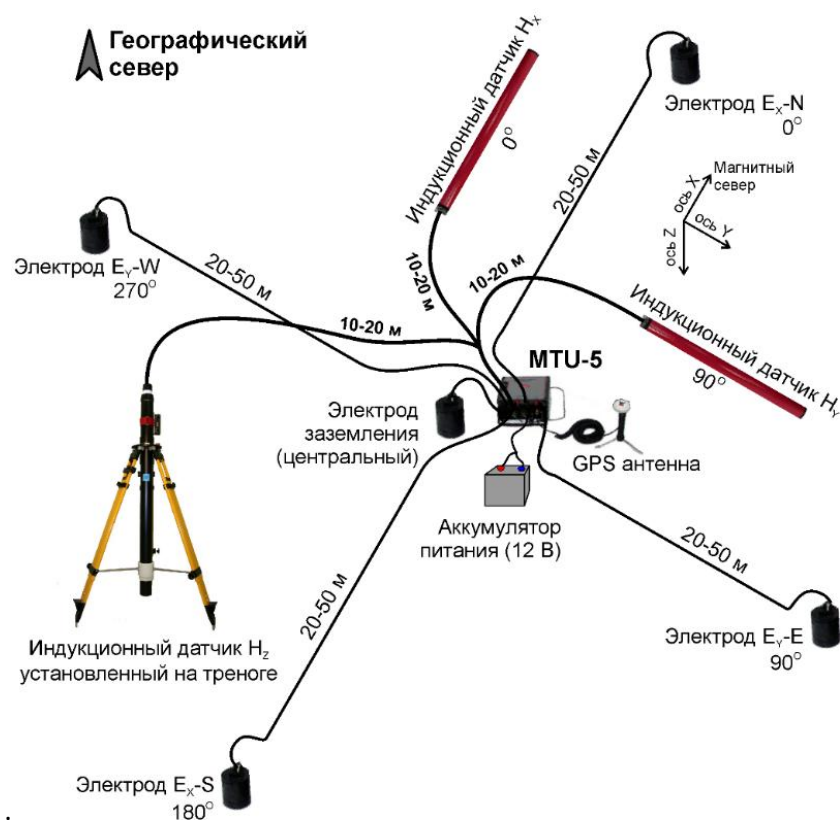


Рисунок 3.2 – Схема расстановки MT3 [12]

Основные четыре электрода закапываются на расстоянии 50 м от станции и один возле станции (центральный) на глубину 0.5-0.7 м в специально подготовленную увлажненную смесь (рисунок 3.3). Для предотвращения испарения воды электроды присыпаются сверху грунтом [57,58].



Рисунок 3.3 – Неполяризующийся электрический электрод РЕ-4

Станция MTU-5 одновременно ведет запись на трех частотах дискретизации: 15, 150 и 2400 Гц в режиме МТЗ. Регистрация с наименьшей из частот дискретизации ведется непрерывно, в то время как более высокие частоты дискретизации используются для оцифровки отдельных фрагментов регистрируемого сигнала. Для каждой записи поля определяется дата измерения и время, а также координаты точки наблюдения. Точное время и координаты определяются станцией с помощью встроенной GPS-системы. Наблюдения выполняются синхронно всеми имеющимися комплектами аппаратуры с использованием одной (удаленной) станции в качестве базисной. При обработке материалов данные по базовому пункту используются совместно с полевыми измерениями, что существенно повышает точность регистрации за счет подавления некоррелируемых шумов [57,58].

Основными источниками шумовых помех в ходе полевых измерений могут быть линии электропередач, железная и автомобильные дороги, трубопроводы, работающие скважины и техническая аппаратура, используемая на нефтепромыслах. Во избежание влияния различных шумов точки измерений перемещаются от шумящих объектов в различных направлениях на расстояния более 400 м [59].

Для уменьшения влияния шумящих объектов при работах используют установку с закапыванием магнитных датчиков H_x и H_y и установку вертикального датчика H_z на топографическую треногу с закапыванием части датчика в землю.

На каждом пункте выполняются контрольные замеры переходных сопротивлений (R_{Σ}) и величины поляризации электродов (E_{Σ}). Средние значения R_{Σ} – 298 Ом, E_{Σ} 2,5 мВ. При превышении этих величин принимаются меры по улучшению условий заземлений [60].

3.2 Особенности обработки данных МТЗ

В настоящее время наряду с аппаратурной частью не менее важной составляющей процесса получения МТ-данных является программное обеспечение. В мире существует много программ обработки данных МТЗ, разработанных и применяемых, в основном, в академических и научно-исследовательских целях. Они основаны на различных подходах, имеют различные способы борьбы с помехами и обладают разной производительностью, скоростью работы. Современный программно-аппаратный комплекс, наиболее часто применяемый при МТ-исследованиях, состоит из 3 блоков:

- первый блок используется при полевых измерениях. Он состоит из 2-х программ производства компании Phoenix Geophysics (Канада) WinHost – используется при запуске станции на точке измерений и SSMT2000 предназначен для просмотра измеренных значений и предварительной обработки МТ-данных.

- второй, состоящий из программ MT Corrector (производства ООО «Северо-Запад», Россия) и MTEditor (Phoenix Geophysics, Канада), предназначен для

просмотра, редактирования и построения гладких сплайн-аппроксимаций частотных зависимостей компонент тензора импеданса, матрицы Визе-Паркинсона, горизонтального магнитного и теллурического тензоров;

- третий блок применяется при расчете контрольных наблюдений (программа Control, «Емгео», Россия).

Кроме того, в процессе обработки полевых данных используется набор сервисных программных средств для интерактивного просмотра и вывода промежуточных результатов. Особенностью магнитотеллурического метода по отношению к другим методам зондирования на постоянном и переменном токах является трудоемкий процесс обработки записей поля [61]. Процесс обработки записей МТ-поля можно разделить на три этапа. Первый этап обработки заключается в просмотре и отбраковке самих записей МТ-поля (или их фрагментов). На этом этапе из дальнейшего процесса обработки исключаются участки записи с сильными помехами, выходами за пределы динамического диапазона («зашкалами»). На первом этапе контролируются и параметры работы регистрирующей аппаратуры. Работы на этом этапе проводятся как в интерактивном, так и в автоматическом режиме.

Целью второго этапа обработки является разделение МТ-поля на гармонические составляющие, по которым, затем, находятся компоненты различных передаточных функций (тензора импеданса, матрицы Визе, ГМТ и т.д.) для набора частот [62]. Существует несколько подходов к обработке МТ-данных. Вне зависимости от применяемого подхода, на вход обрабатывающей подаются записи компонент электромагнитного поля в одной или нескольких точках – временные ряды (зависимости компонент ЭМ-поля от времени), а также частотные характеристики измерительной аппаратуры. В результате этого этапа обработки определяются оценки компонент передаточных функций в зависимости от частоты (рисунок 3.4).

Третий этап заключается в интерактивной отбраковке данных и получении гладких кривых МТЗ, используемых затем в процедурах анализа и инверсии. Он позволяет максимально подавить влияние помех на результирующие кривые МТЗ, по которым будет проводиться интерпретация. На третьем этапе, вначале проводится отбраковка значений, вызванных различного рода помехами, а затем строится гладкая сплайн-аппроксимация кривых МТЗ [63]. Проведение сплайнов по программе Corrector заключается в получении гладких частотных зависимостей различных компонент. Произвольной частоте отвечает несколько значений некоторой компоненты тензора импеданса (каждое значение отвечает одному временному участку записи). Вначале проводится автоматическая и ручная отбраковка значений, искаженных различного рода помехами. Удалив искаженные значения, проводят сглаживающую сплайн-аппроксимацию рассматриваемой частотной зависимости. Параметр сглаживания подбирается так, чтобы, с одной стороны, удовлетворить условию максимальной гладкости кривой, а с другой – условию минимальной невязки сплайна.

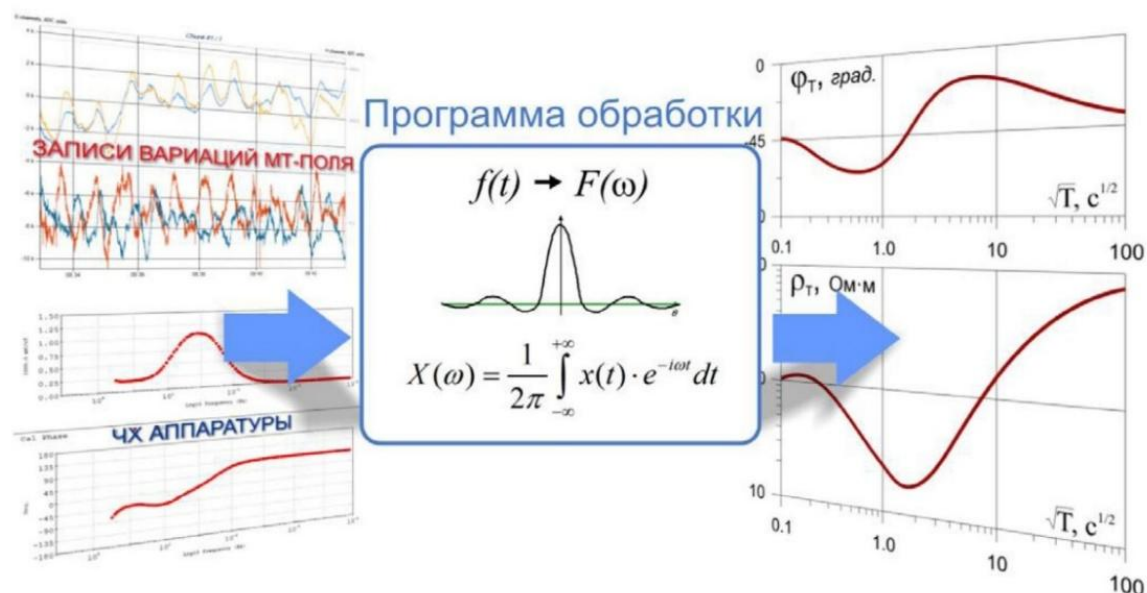


Рисунок 3.4 – Принципиальная схема второго этапа обработки

Сегодня в распоряжении геофизиков, ведущих МТ-исследования, имеется ряд методов обеспечивающих качественный анализ МТ-данных. Сравнительный анализ этих методов, их усовершенствование и построение на этой основе эффективной системы качественной интерпретации магнитотеллурических данных является актуальной задачей современных магнитотеллурических зондирований [64,65].

3.3 Анализ и интерпретация данных МТЗ

На этапе анализа МТ-данных исследуются различные пространственно-частотные характеристики тензора импеданса. Анализ МТ-данных включает:

- изучение амплитудных и фазовых кривых МТЗ;
- построение и анализ частотных разрезов параметров тензора импеданса, показывающих соответствие среды 1D, 2D или 3D модели;
- построение и анализ карт амплитудных и фазовых полярных диаграмм тензора импеданса на характерных периодах;
- выявление и подавление влияния локальных приповерхностных неоднородностей.
- 2D моделирование для выяснения степени влияния глубины до кровли соляного купола на кривые МТЗ.

3.3.1 Форма кривых

Как указывалось выше, данная работа основана на исследованиях, проведенных НПЦ «Геокен» в 2012 г. на территории блока Каратон-Саркамыс. Полученные полевые кривые МТЗ показаны на рисунке 3.5.

На большей части площади кривые не сильно зависят от места положения на профиле и азимута измерения.

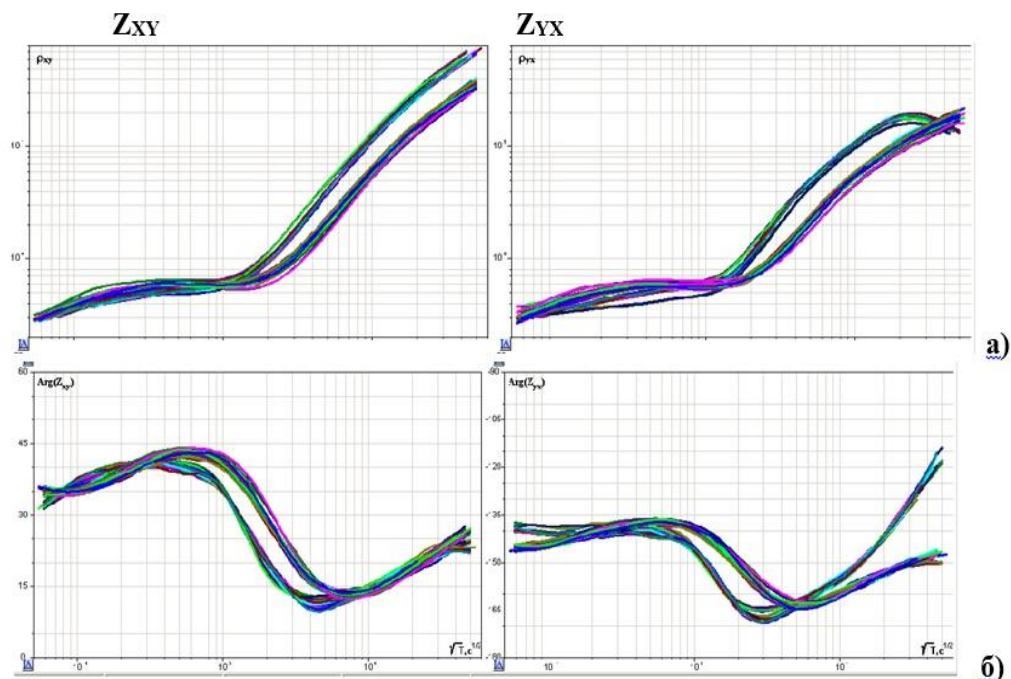


Рисунок 3.5 – Амплитудно-фазовые кривые главных импедансов. Профиль А

В такой ситуации наибольшие расхождения среди кривых наблюдаются до $\sqrt{T}$ около $0.1 \text{ с}^{1/2}$. Кажущееся сопротивление (ρ) в начале различных кривых лежит в диапазоне от 0.7 до 3 Ом·м, что соответствует относительно низкоомным приповерхностным отложениям.

Далее на кривых наблюдается нисходящая ветвь с перегибом, соответствующим проявлению высокоомных карбонатных пород верхнего мела. Минимум при $\sqrt{T}$ около $2 \text{ с}^{1/2}$ отвечает проводящим отложениям надсолевого комплекса. ρ в минимуме составляет 0.8-1 Ом·м. Далее на кривых начинают проявляться высокоомные отложения – кривые имеют восходящую ветвь.

Наличие одного широкого минимума на кривых говорит о присутствии в разрезе низкоомных отложений надсолевого комплекса. Породы нижних комплексов имеют довольно высокое сопротивление вплоть до фундамента.

Компоненты тензора импеданса XY и YX практически совпадают, за исключением самого начала кривой (это расхождение может быть связано как с приповерхностными неоднородностями, так с и сопротивлением заземления и аппаратными погрешностями) и области широкого минимума, где в низкоомных отложениях надсолевого комплекса на некоторых участках площади прослеживается вытянутость структур [67].

3.3.2 Учёт влияния приповерхностных неоднородностей

На следующем этапе обработки МТ-данных проводится нормализация кривых. Нормализация кривых МТЗ – это процесс, подавляющий влияние объектов, которые не могут быть учтены в рамках данной интерпретационной

модели. В задачу нормализации, прежде всего, входит исключение влияния локальных приповерхностных неоднородностей.

Данные МТЗ искажены действием гальванических эффектов обусловленных электрическими зарядами, возникающими на геоэлектрических неоднородностях разреза. Эти заряды сдвигают кривую кажущегося сопротивления по оси ординат в широком частотном диапазоне (S-эффект). Он легко распознается на графиках модуля импеданса в функции частоты. Если пренебречь процедурой нормализации и не убрать влияние S-эффекта, то из-за систематического сдвига всей кривой вверх или вниз все слои при одномерной интерпретации получают искаженные удельные сопротивления, что может привести к неправильным геологическим выводам. Такие неоднородности не могут быть включены в модель в силу их малости по отношению к шагу наблюдений и к минимальной глубине исследований. Кроме того, при одномерной интерпретации нужно исключать (или хотя бы уменьшать) влияние горизонтальной изменчивости разреза, а при двумерной интерпретации исключать влияние трёхмерных эффектов.

Как правило, МТ-исследователи нормализацию кривых проводят с использованием программного пакета MTS Prof для всех кривых одновременно. Нормализация выполняется по выбранному периоду, с приведением соответствующей части разреза к однородной или слабо меняющейся по горизонтали. Программа работает с графиком амплитуды тензора импеданса по профилю на заданном периоде. Используя фильтр типа «колокол» с задаваемым оператором радиусом строится сглаженное распределение значений импеданса для выбранного периода по всему профилю. Путем умножения на соответствующий коэффициент все кривые МТЗ приводятся к виду данного сглаженного распределения значений импеданса [67].

Процедура нормализации была проведена непосредственно автором диссертации вручную, поскольку по площади искажения кривых из-за гальванического эффекта не имели широкого распространения. Отдельные точки, подвергшиеся влиянию приповерхностных неоднородностей, были приведены к нужному уровню, не прибегая к автоматизированной нормализации (рисунок 3.6).

Процедура нормализации позволяет эффективно бороться с приповерхностными неоднородностями, но не устраняет влияния локальных трехмерных объектов, находящихся на глубине и, соответственно, искажающих кривую на более низких частотах.

3.3.3 Разрезы параметров тензора импеданса

Еще одним важным этапом первичной интерпретации является процедура анализа разрезов параметров тензора импеданса. В анализе рассматриваются значения параметра неоднородности N на различных периодах и параметры асимметрии Свифта $Skew_S$ (амплитудный параметр) и фазовый параметр $Skew_V$ (рисунок 3.7). Для их расчета используются формулы 3.1, 3.2.

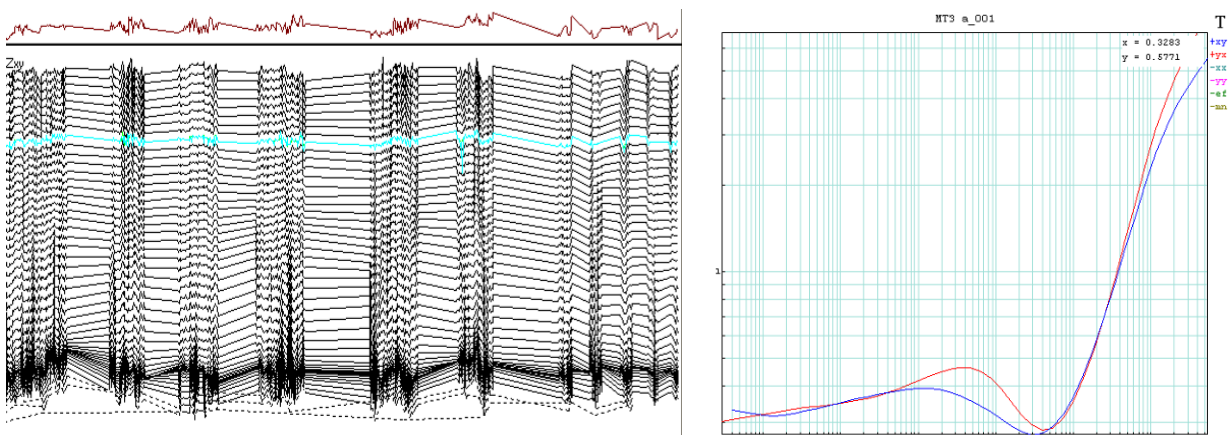


Рисунок 3.6 – Результат ручной нормализации данных MT3 в программе MTS PROV

$$N = (Z_{xy} - Z_{yx}) / (Z_{xy} + Z_{yx}), \quad (3.1)$$

$$Skew = |(Z_{xx} + Z_{yy}) / (Z_{xy} - Z_{yx})|, \quad (3.2)$$

где: Z_{xy} , Z_{yx} – основные импедансы, Z_{xx} , Z_{yy} – дополнительные импедансы.

Параметр неоднородности N позволяет оценить степень горизонтальной геоэлектрической неоднородности, а параметр асимметрии $Skew$ – степень отклонения среды от двумерно-однородной или осесимметричной. В случае горизонтально-однородной среды параметры N и $Skew$ равны нулю. [68].

Для нашего разреза (рисунок 3.7) амплитудный параметр N указывает на отличие геоэлектрического разреза от одномерного (N более 0.1-0.2), а амплитудный $Skew_s$ и фазовый $Skew_b$ параметры указывают на отличие геоэлектрического разреза от двумерного ($Skew_s$ и $Skew_b$ более 0.1-0.2). На разрезах параметра N видно, что разрез практически везде можно считать горизонтально-слоистым. Небольшое увеличение отмечается на $\sqrt{T}$ более 10 $s^{1/2}$, что, по-видимому, отвечает влиянию региональных неоднородностей.

Разрезы $Skew_b$ и $Skew_s$ показывают, что эти параметры немного превышают 0.2 только в области этих региональных неоднородностей. Поэтому, в целом, было принято считать разрез одномерным.

3.3.4 Качественная интерпретация данных

Функции комплекса интерпретационных программ позволяют после каждого шага обработки строить в виде карт и разрезов распределение рассчитанных параметров, что позволяет в комплексе качественно анализировать проведенные процедуры и после соответствующей корректировки приступить к следующему шагу. Целью проведения качественной интерпретации является определение размерности и сложности геологических объектов района исследования, определение их простираия и размеров [69].

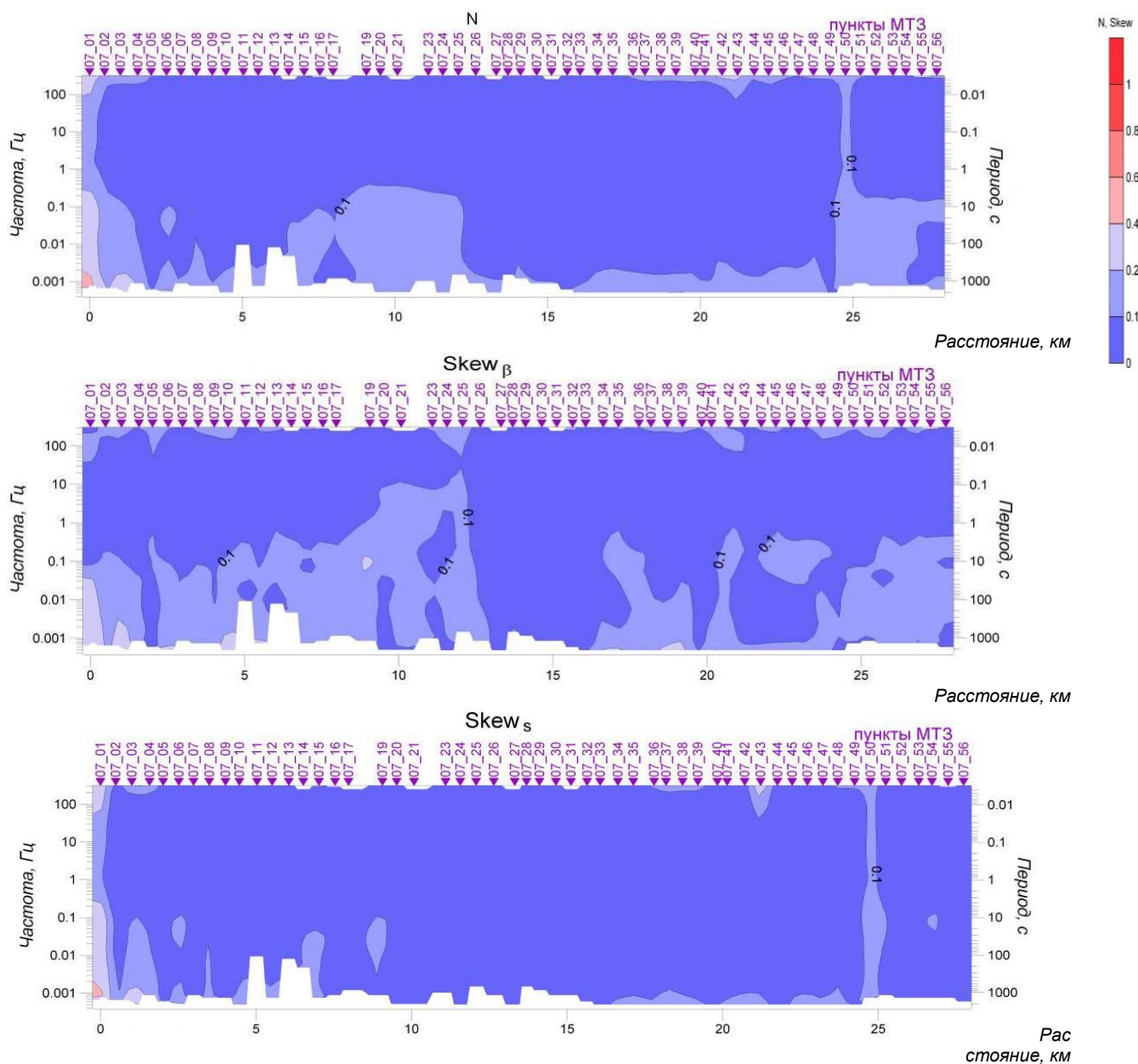


Рисунок 3.7 – Разрезы параметров тензора импеданса

На рисунке 3.8 представлен разрез кажущегося сопротивления по профилю А (местоположение профиля показано на рисунке 3.10).

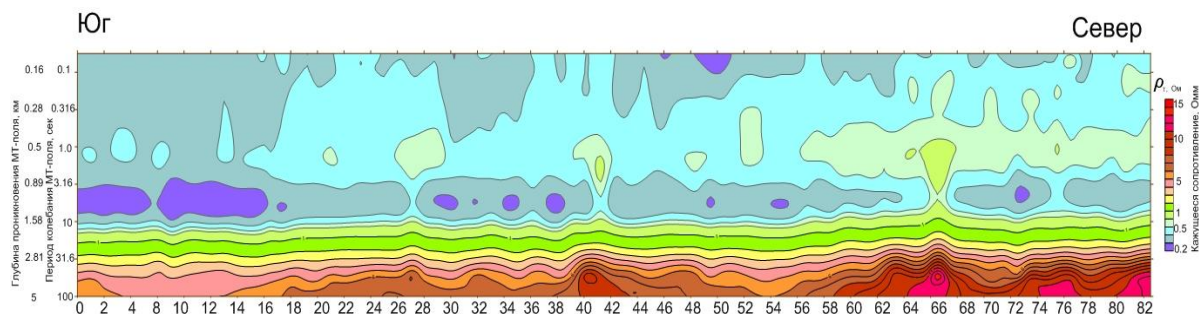


Рисунок 3.8 – Геоэлектрический разрез кажущегося сопротивления

На разрезах кажущегося сопротивления можно выделить три слоя: неоднородный слой верхней части разреза с кажущимся сопротивлением от 0,5 до 1 Ом·м, низкоомный слой с кажущимся сопротивлением меньше одного Ом·м и нижний слой, выраженный областью градиентного повышения кажущегося сопротивления до 20 Ом·м. Эти слои можно увидеть и на самих кривых МТЗ на рисунке 3.1. По предварительному геоэлектрическому разрезу можно наблюдать, что он осложнен локальными линейными неоднородностями.

3.3.5 Карты амплитудных и фазовых полярных диаграмм

В 70-х годах качественный анализ магнитотеллурических данных выполнялся по амплитудным полярным диаграммам импеданса индукционных векторов [69,70]. Такой анализ был эффективным в районах с вытянутыми квазидвумерными структурами. В присутствии трехмерных неоднородностей информативность квазидвумерного анализа понижалась, а результаты теряли свою определенность.

Разработка общих подходов к анализу МТ-данных, охватывающих трехмерную ситуацию, является актуальной проблемой современных магнитотеллурических исследований.

Первые шаги в этом направлении были сделаны Бостиком и Симсом. Они предложили способ параметризации тензора импеданса, получивший название способа вращения. Новые подходы были предложены в 80-х годах. Речь идет о работах Эггерса, Ла Торрака и Маддена, Йи и Паулсона. В этих работах были развиты методы анализа тензора импеданса, тяготеющие к классической задаче о собственных значениях матрицы (метод ортогонализации, метод диагонализации). Кроме того, надо отметить работу Возоффа, в которой был намечен путь для усовершенствования методики индукционных векторов.

Среди недавних результатов наиболее интересен способ Бара, позволяющий разделить влияние двумерных и трехмерных неоднородностей.

Успех интерпретации магнитотеллурических зондирований МТЗ во многом зависит от той предварительной работы, которая ведётся на этапе качественного анализа, направленного на построение интерпретационной модели [4]. Используя априорную геолого-геофизическую информацию об исследуемой области и анализируя измеренные значения тензора импеданса, мы проводим геоэлектрическое районирование, локализуем и идентифицируем структуры, определяем их размерность и простирание. На этом этапе важную роль могут играть полярные диаграммы, представляющие зависимость магнитотеллурических функций отклика от их ориентации. Полярные диаграммы свободны от частотных и структурных ограничений, которые характерны для стандартных методов разделения локальных и региональных эффектов, и их совместное применение существенно расширяет возможности раздельной идентификации приповерхностных и глубинных геоэлектрических структур [71].

Хотя, в целом, ситуацию на исследуемой площади можно считать одномерной, на некоторых периодах компоненты ХУ и УХ имеют отличия. Об этом уже говорилось в разделе описания формы кривых.

Карты полярных диаграмм приведены на рисунке 3.9 (а, б).

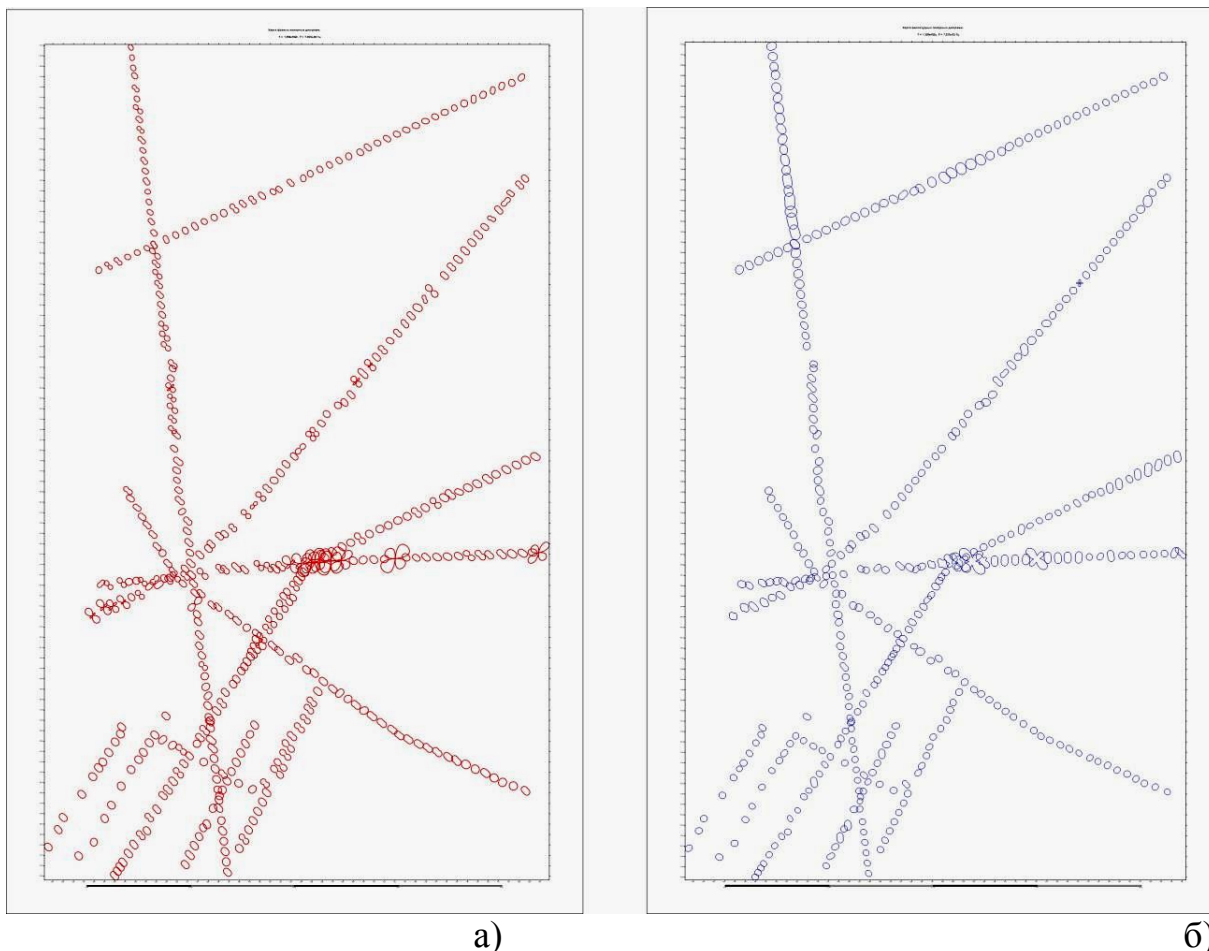


Рисунок 3.9 – Амплитудные (а) и фазовые (б) полярные диаграммы на периоде 10 сек

В случае одномерной геологической ситуации амплитудные и фазовые полярные диаграммы имеют форму окружностей [74].

Амплитудные полярные диаграммы на периоде 10 секунд (рисунок 3.9) показывают структуру проводящих осадков надсолевого комплекса. Практически на всех профилях площади полярные диаграммы приобретают форму овалов, что указывает на преобладание двумерной ситуации. Азимут осей овалов составляет около 45° , он указывает на падение или простираение геоэлектрических структур. В центральной части площади полярные диаграммы вытянуты по направлению 45° - 55° , многие имеют “талию”. Возможно такое сильное отклонение вызвано помехами от проходящей рядом линии электропередач.

Полярные диаграммы, построенные на периоде 100 секунд, характеризуют ситуацию в высокоомном основании.

3.4 Методика количественной интерпретации

Граф количественной интерпретации выбирается на основе проведенного анализа МТ-данных. Если в широком диапазоне частот кривые МТЗ близки к одномерным, то для построения выбирается одномерная интерпретационная модель [73].

В современной методике интерпретации МТ-данных для получения первого приближения, выявления основных особенностей геоэлектрического строения осадочного чехла проводят 1D-инверсию эффективных кривых кажущегося сопротивления и фазы импеданса. Чаще всего процедура эта выполняется в программе MTS Prof Inv (ООО «Северо-Запад», Москва).

На следующем этапе интерпретации проводится одномерный ручной подбор на основе использования программы МТ1D. На этом этапе использовалась информация о геометрии основных сейсмических горизонтов и результат автоматической 1D-инверсии.

3.4.1 1D-инверсия

Для построения первоначального приближения для последующих этапов интерпретации, а также для выявления основных особенностей геоэлектрического строения осадочного чехла проводится одномерная инверсия среднеквадратичных кривых кажущегося сопротивления и фазы импеданса.

Среднеквадратичные кривые рассчитываются по следующей формуле:

$$Z_{mn} = \sqrt{Z_{xy} \cdot Z_{yx}} \quad (3.3)$$

Важным свойством среднеквадратичных кривых является их инвариантность, то есть независимость от выбора системы координат, ориентации осей, установки.

Для реализации данной процедуры для участка исследований была использована программа автоматизированной инверсии MTS Prof Inv, разработанная в ООО «Северо-Запад», при которой каждая кривая МТЗ переводилась в многослойный геоэлектрический разрез в рамках одномерной модели с последующей увязкой результатов по профилю. При этом из всех эквивалентных разрезов выбирается наименее контрастный.

Решение проходило в 2 этапа.

На *первом этапе* алгоритм профильной инверсии производит построение «нормальной» модели следующим образом: а) проводится поточечная инверсия с помощью метода тихоновской регуляризации решения некорректно поставленных обратных задач; и б) строится модель, учитывающая региональные особенности разреза, так называемая «нормальная» модель.

В качестве регуляризатора на шаге (а) выступает функционал, отвечающий за гладкость решения по глубине. То есть решается задача минимизации нулевых, первых и вторых производных по глубине. Решением здесь является зависимость сопротивления слоя от глубины его залегания на данном пикете МТЗ. Для учета

влияния двумерных и трёхмерных искажений, в алгоритме программы предусмотрена операция коррекции среднеквадратических отклонений данных. В результате получается разрез (на каждом пикете свой), максимально отвечающий измеренным данным и хорошо «стабилизированный по вертикали» в том смысле, что в нём отсутствуют фиктивные чередующиеся тонкие контрастные слои. Отсутствие регуляризации привело бы к тому, что решение стало бы слишком дифференцированным. Излишняя стабилизация привела бы к разрезу, хотя всё ещё и отвечающему данным, но индивидуальные особенности которого были бы стёрты. Правильно стабилизированное решение имеет примерно столько же участков монотонности (т.е. возрастания или убывания), сколько их имеют входные кривые зависимости кажущегося удельного сопротивления от периода [52].

Далее производится процедура укрупнения слоёв на каждом пикете и последующая инверсия в рамках моделей, содержащих как мощные, так и тонкие слои. В итоге получается вертикально-устойчивая крупнослоистая модель, хорошо согласующаяся с данными на каждом пикете МТЗ.

На шаге (б) из полученных по отдельным точкам одномерных моделей с помощью сглаживания по площади получается разрез, называемый «нормальным».

На *втором этапе* производится горизонтальная стабилизация модели, имеющая целью убрать резкие горизонтальные флуктуации разреза, не диктуемые данными. Эта процедура принципиально отличается от сглаживания тем, что сглаживание истребляет все резкие горизонтальные флуктуации модели, даже те из них, которые являются жёстко связанными с измеренными данными, поэтому при сглаживании невязка между моделью и данными всегда резко возрастает. Применяемая же горизонтальная стабилизация основана на использовании полученного ранее «нормального» разреза в качестве дополнительного стабилизатора на этом этапе инверсии. В результате применения такой горизонтальной стабилизации получается разрез, достаточно гладкий по горизонтали и в то же время хорошо согласующийся с данными.

В результате применения двух этапов инверсии мы получаем 1) «нормальную» модель, отражающую региональные особенности геоэлектрического разреза и 2) собственно результат инверсии, показывающий, какие локальные особенности развиваются на фоне «нормального» разреза вследствие требования от разреза соответствовать данным в большей степени, чем это делает «нормальная» модель [52].

Основное преимущество 1D-инверсии – возможность оперативно получить геоэлектрическую модель при минимуме априорной информации. Результат дает хорошее начальное приближения для последующих этапов интерпретации. Однако полученная модель не отличается высокой детальностью и не позволяет решить поставленную задачу: прогноз литолого-фациальной характеристики и коллекторских свойств разреза, оценка перспектив его нефтегазоносности. Для

решения этой задачи необходимо привлечение априорной информации и лучшим решением для детального изучения осадочного чехла в нашем случае будет одномерный ручной подбор с опорой на сейсмические разрезы и каротажные кривые.

3.4.2 Результаты автоматизированной 1D-инверсии

В результате 1D-инверсии по исследуемой площади была построена цифровая геоэлектрическая модель, по которой были построены карты удельного сопротивления на различных глубинах.

На рисунке 3.10, а представлен геоэлектрический разрез по профилю А, полученный на основе инверсии, до глубины 13 км. Для полной визуализации геоэлектрического разреза на Рисунке 3.10, б показан схематический геолого-геофизический разрез, построенный по сейсмическим данным. Геоэлектрические границы привязывались к сейсмическим отражающим горизонтам.

На представленном геоэлектрическом разрезе достаточно четко можно выделить надсолевую, соленосную и подсолевую толщи.

Надсолевые отложения устойчиво дифференцируются по значениям удельного электрического сопротивления: четко разделяются на низкоомные и высокоомные пласты и хорошо коррелируются между собой.

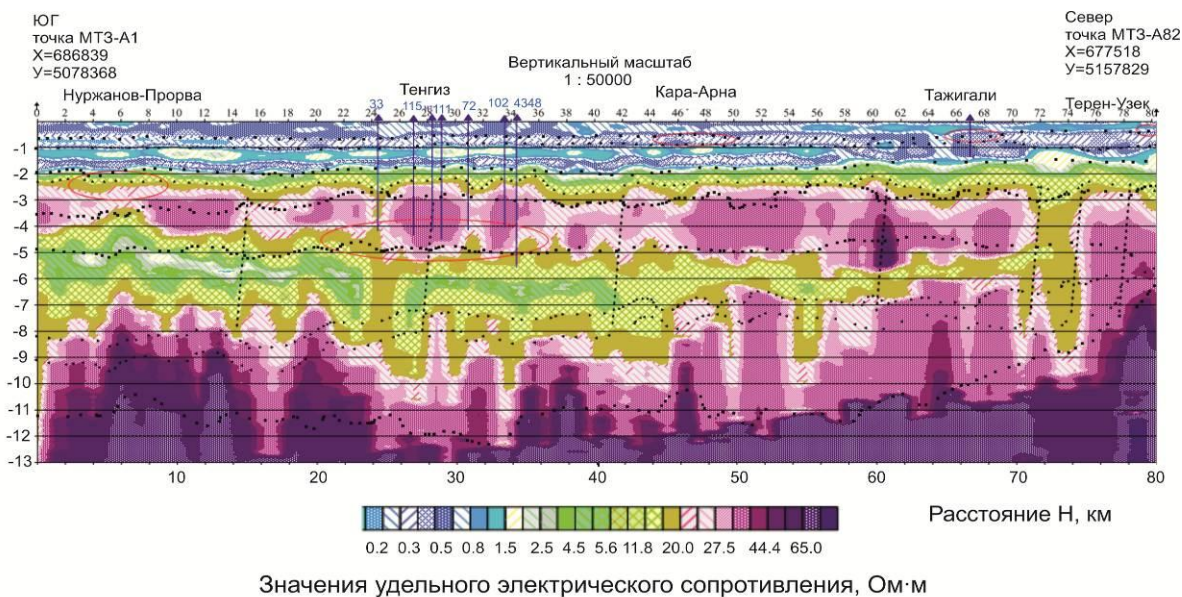
Более сложная электрическая картина наблюдается в отложениях соли. Вообще говоря, кровля соли является высокоомным горизонтом, УЭС которого значительно больше, чем у вышележащих пород. Его выделение является наиболее простой задачей для магнитотеллурических зондирований. На геоэлектрическом разрезе наблюдается неплохая коррелируемость с отражающим горизонтом, характеризующим кровлю соли по сейсмическим данным. Некоторые несоответствия, возможно, объясняются тем, что в данной геологической ситуации кривые МТЗ обладают слабой чувствительностью к высокоомным объектам под очень проводящей толщей осадков.

Кровля фундамента по результатам МТЗ отмечается уверенно высокими УЭС.

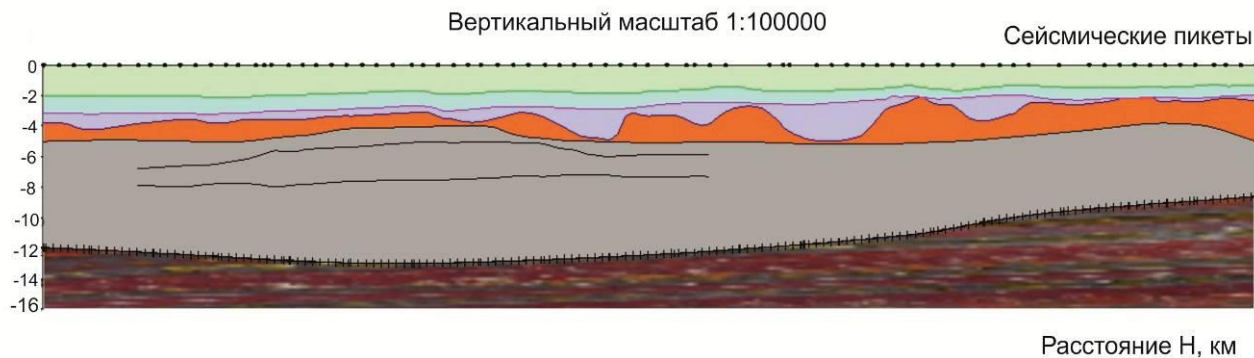
3.5 Комплексование данных МТЗ с результатами каротажных исследований

Стратиграфическая привязка геоэлектрических границ, выделенных на основе данных МТЗ, к геологическим реперам – важный и сложный этап интерпретации. Стратиграфическая привязка выполняется путем определения геоэлектрических неоднородностей разреза, соответствующих опорным и целевым стратиграфическим границам. Для решения этой задачи на блоке Каратон-Саркамыс были широко использованы материалы ранее проведенных геофизических съемок, в частности, данные ГИС [74].

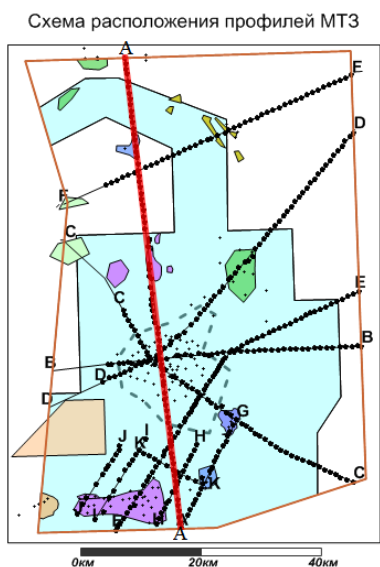
Для того, чтобы надёжно увязать данные каротажных исследований с электромагнитным полем, на кривых электрического каротажа выделялся хотя бы один репер, который хорошо прослеживался на разрезах МТЗ.



а)



б)



Условные обозначения в геолого-геофизическому разрезу:

- подошва меловых отложений по материалам МТЗ, III отражающий горизонт
- подошва юрских отложений по материалам МТЗ, V отражающий горизонт
- кровля соли Р1kg по материалам МТЗ, VI отражающий горизонт
- поверхность П2, кровля подсолёных отложений по материалам МТЗ
- поверхность П2, кровля верхневизейско-нижнепермского комплекса по материалам МТЗ
- + + + + + поверхность фундамента по материалам МТЗ

а) распределение УЭС в осадочном чехле; в) схематический геолого-геофизический разрез

Рисунок 3.10 – Геоэлектрический разрез по профилю А (а), представленный совместно с сейсмическим разрезом (б)

Для выделения таких реперов по построенному в рамках 2Д-инверсии геоэлектрическому разрезу, через точки МТЗ №№2, 12, 27, 56 и 68 профиля А были построены вертикальные срезы. Они условно были названы псевдокаротажными кривыми. Совокупность таких вертикальных срезов представлена на рисунке 3.11. Для большей наглядности псевдокаротажные кривые надсолевой части разреза (а) и осадочного чехла (б) показаны раздельно.

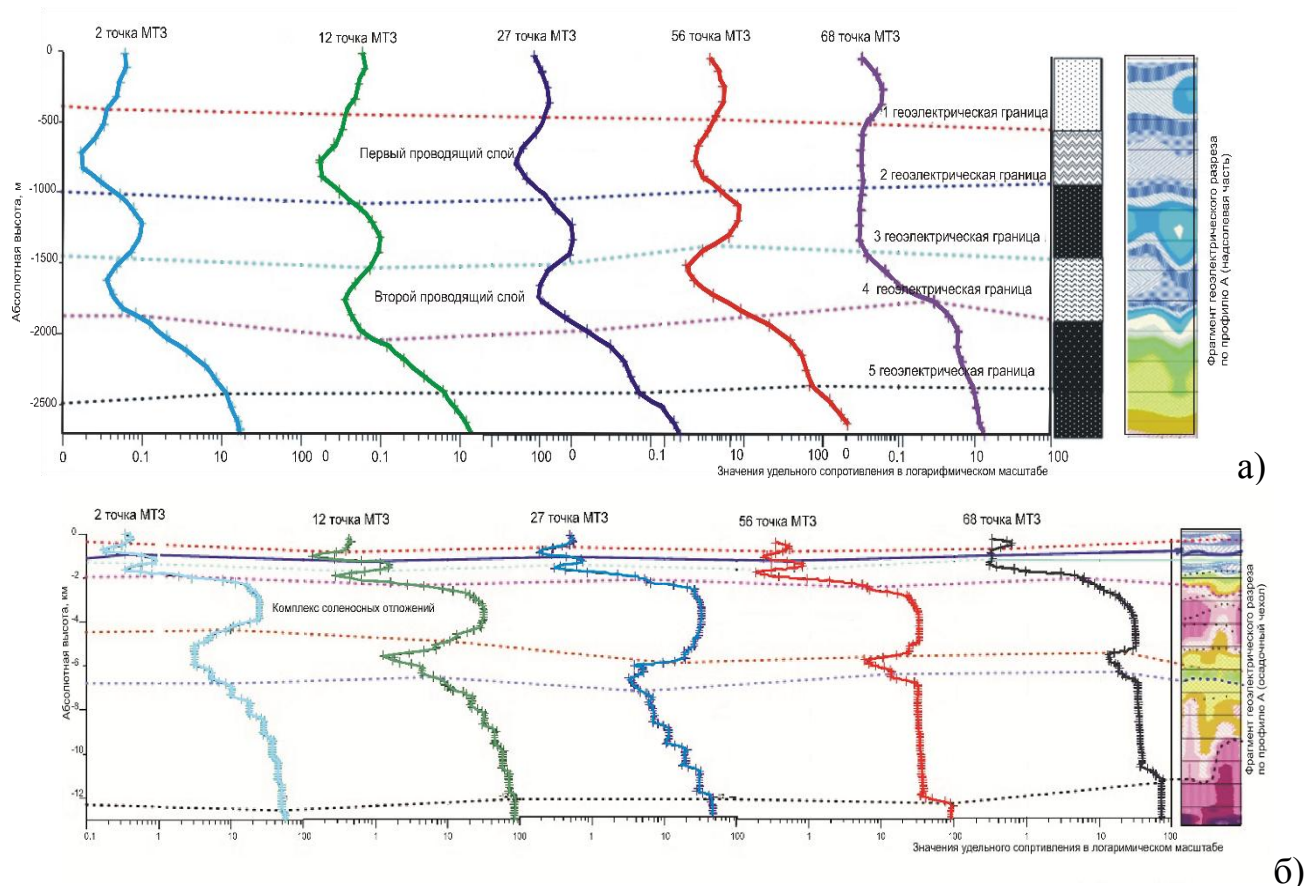


Рисунок 3.11 – Совокупность вертикальных срезов надсолевой толщи (а) и осадочного чехла (б) по профилю А

Для комплексной геологической интерпретации полученных срезов составлялись таблицы соответствия выделенных геоэлектрических горизонтов с данными стандартного каротажа скважин. Для этого использовалась информация о глубине и результаты каротажа методом КС по скважинам из базы данных ТОО «НПЦ «Геокен», строились карты корреляции результатов каротажа скважин и геоэлектрических разрезов МТЗ.

Анализ псевдокаротажных кривых надсолевой толщи Каратон-Саркамысского блока показывает, что по данным МТЗ в этих отложениях вполне уверенно выделяются пять границ – стратиграфические маркеры, являющиеся кровлями пластов с некоторыми средними значениями УЭС и наличием хорошо проводящих слоёв.

Самая верхняя граница раздела была привязана к опорному реперу, выделяемому по каротажным данным и отождествляющимся с отражающим горизонтом III, соответствующему подошве неокома. В МТ-поле указанный горизонт прослеживается по минимуму МТ-кривой.

На псевдокаротажных кривых достаточно уверенно выделяются два проводящих слоя, которые незначительно отличаются друг от друга по УЭС. Между ними выделяются отложения, сопротивления которых изменяются в пределах от 1 до 4.5 Ом·м. Переход к соленосному комплексу отмечается резким увеличением УЭС до 40-50 Ом·м.

На вертикальных срезах надсолевой части разреза установлено четкое проявление горизонтальной слоистости отложений, чего нельзя однозначно сказать о подсолевых отложениях. В этой части разреза на южном окончании профиля А выделяется комплекс проводящих отложений, для которого характерно выклинивание на северной части профиля.

Выделение фундамента на вертикальных срезах проводится на основе резкого увеличения УЭС. Можно отметить подъем кровли фундамента на северном окончании профиля А.

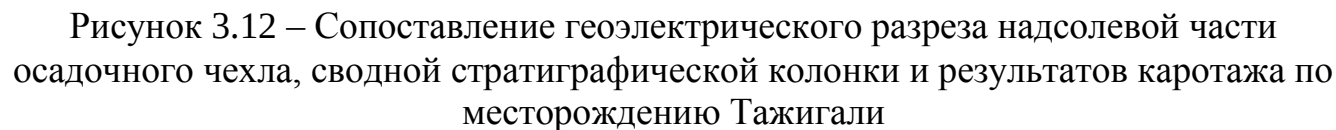
В целом, все вертикальные срезы характеризуются хорошей коррелируемостью от точки к точке, что позволило выделить основные геоэлектрические границы. На площади исследований было выделено семь геоэлектрических горизонтов, каждый из которых характеризуется изменчивостью удельного электрического сопротивления (УЭС) по латерали и повышением УЭС с глубиной.

После предварительной корреляции по маркирующим геоэлектрическим горизонтам была проведена послойная корреляция. Сопоставление и увязка выделенных геоэлектрических реперов производилась от верхнего репера к нижнему.

Основной задачей сравнения и корреляции являлось выделение тех же слоев, пачек, пластов и горизонтов, что и на профиле А, причем слои, пласты и горизонты прослеживались по сходству конфигураций каротажных диаграмм. Границы пластов и пачек проводили в соответствие с каротажными диаграммами.

В процессе такого сопоставления возникали случаи, когда корреляция нарушалась или в результате изменения мощности отдельного пласта, либо в результате выпадения из разреза какой-то скважины части пачек и слоев. В таком случае каротажные диаграммы совмещались по кровле или подошве вышележащего геоэлектрического репера и от него прослеживались пласты сверху вниз до того места, где установлено нарушение корреляции. Тогда же выявлялись и причины таких нарушений. Расчет распределения удельного электрического сопротивления (УЭС) в пределах выделенных опорных геоэлектрических горизонтов проводился с использованием определения среднего значения УЭС по горизонту (рисунок 3.12).

Наиболее достоверным инструментом при оценке структурного строения нефтегазоносных площадей являются сейсморазведочные данные [75,76].



Оценка сходимости сейсмического и геоэлектрического разрезов показывает хорошие возможности электроразведочных данных при решении структурных задач [75,76].

На основе обработки и интерпретации данных МТЗ были построены геоэлектрические разрезы по 11 профилям: А, В, С, D, Е, Н, F, G, I, J, К. Схема расположения профилей показана на рисунке 3.10.

Далее, после проведения интерпретации, в базе данных была создана цифровая геоэлектрическая модель участка работ и построены геоэлектрические разрезы по каждому профилю. По построенным разрезам проведена процедура трассирования, пикетирования, корреляционного прослеживания наиболее характерных горизонтов, где каждый горизонт выделяется сменой градиента УЭС (на рисунках показано сменой цветовой палитры), где было выделено девять геоэлектрических горизонтов (таблица 3.1), где каждый из горизонтов характеризуется плавной изменчивостью УЭС по латерали. Расчет распределения УЭС в пределах выделенного VI опорного сейсмического горизонта проведен с использованием среднего значения УЭС по горизонту VI.

Таблица 3.1 – Таблица соответствия структурных и геоэлектрических горизонтов, рассчитанных по данным МТЗ

Номера п/п	Структурный горизонт по данным сейсморазведки	Структурный горизонт, выделенный по данным интерпретации МТЗ
1	-	1-2
2	-	
3	-	3
4	III	4
5	V	5
6	VI	6
7	П1	7
8	П2	8
9	П3	
10	-	9
11	Ф	10

На рисунке 3.13 представлен геоэлектрический разрез по профилю А, совмещенный с сейсмическим разрезом.

Выделенные геоэлектрические горизонты вполне неплохо совпадают с отражающими горизонтами надсолевой части разреза, выделенными по результатам интерпретации данных сейсморазведки. Подошва соли, подсолевые отложения коррелируются с данными МТЗ достаточно условно.

Причина в том, что сейсмические границы формируются дифференциальными свойствами скоростной характеристики среды, которые в свою очередь, определяются достаточно маломощным интервалом разреза, тогда как геоэлектрические границы формируются интегральными свойствами

интервалов значительно большей мощности. Поэтому отражающие горизонты и геоэлектрические границы могут не совпадать.

В общем случае мы наблюдаем комплекс отложений с повышающимися с глубиной сопротивлениями.

На всех разрезах достаточно четко можно выделить надсолевую, солевую и подсолевую толщи (рисунок 3.13). Надсолевые отложения дифференцированы по сопротивлениям, надежно коррелируются, хорошо разделяются на низкоомные и высокоомные пласты. Более сложная электрическая картина наблюдается в солевых отложениях.

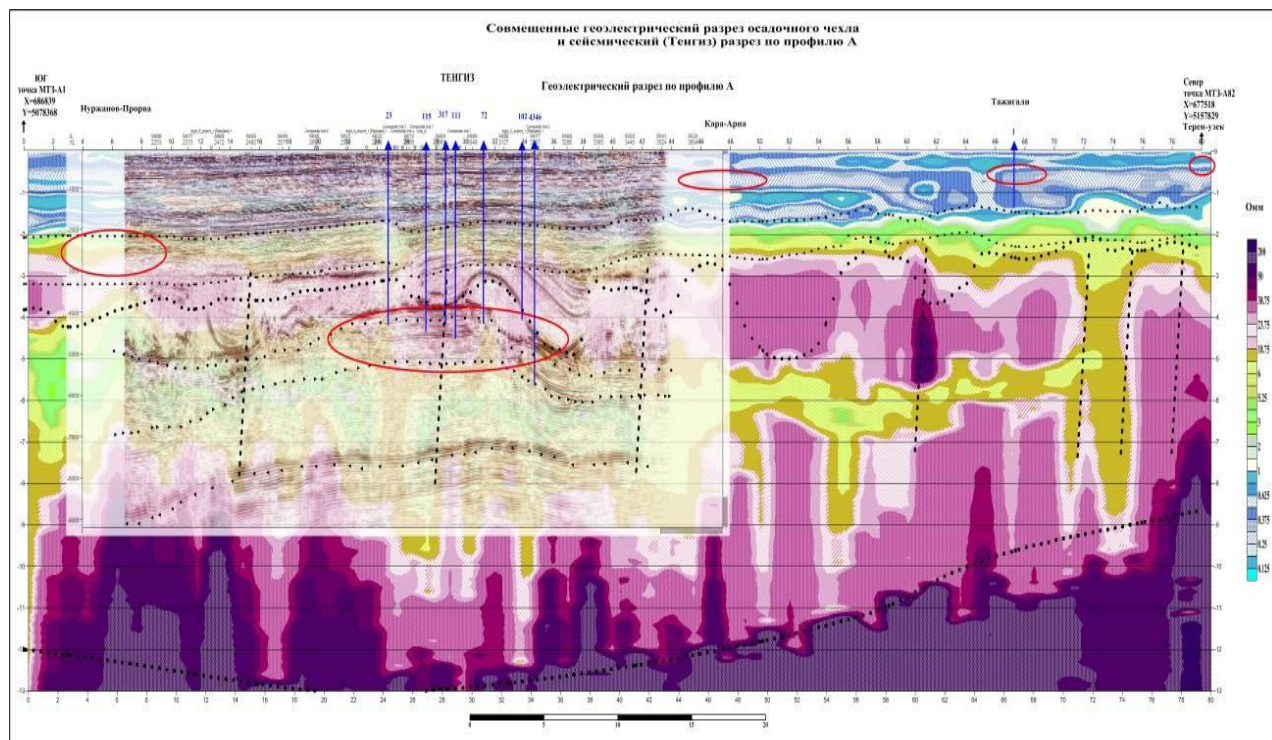


Рисунок 3.13 – Сопоставление электроразведочных данных МТЗ и сейсмического разреза. Профиль А

Объясняется это тем, что соль, обладающая высокими сопротивлениями является мощным экраном, из-за чего выделение четкой подошвы соли является затруднительным.

По результатам МТЗ вполне уверенно отмечается кровля фундамента.

По аналогии с псевдокаротажными кривыми, которые были получены на основе вертикальных срезов геоэлектрических разрезов, были построены графики изменения удельного сопротивления по латерали (рисунок 3.15).

Распределение УЭС по горизонтали показывает изменение физических свойств пород в пределах выделенных горизонтов. Повышение УЭС указывает не только на изменение литологического состава осадочной толщи (от терригенных к карбонатным), но и изменение трещиноватости, плотности, водонасыщения и др.

Помимо этого распределение УЭС по горизонтали показывают хорошую корреляцию (высокие значения УЭС) с известными месторождениями в пределах участка (рисунок 3.14).

В целом, сравнение сейсмического и геоэлектрического разрезов показывает хорошие возможности электроразведочных данных при решении структурных задач.

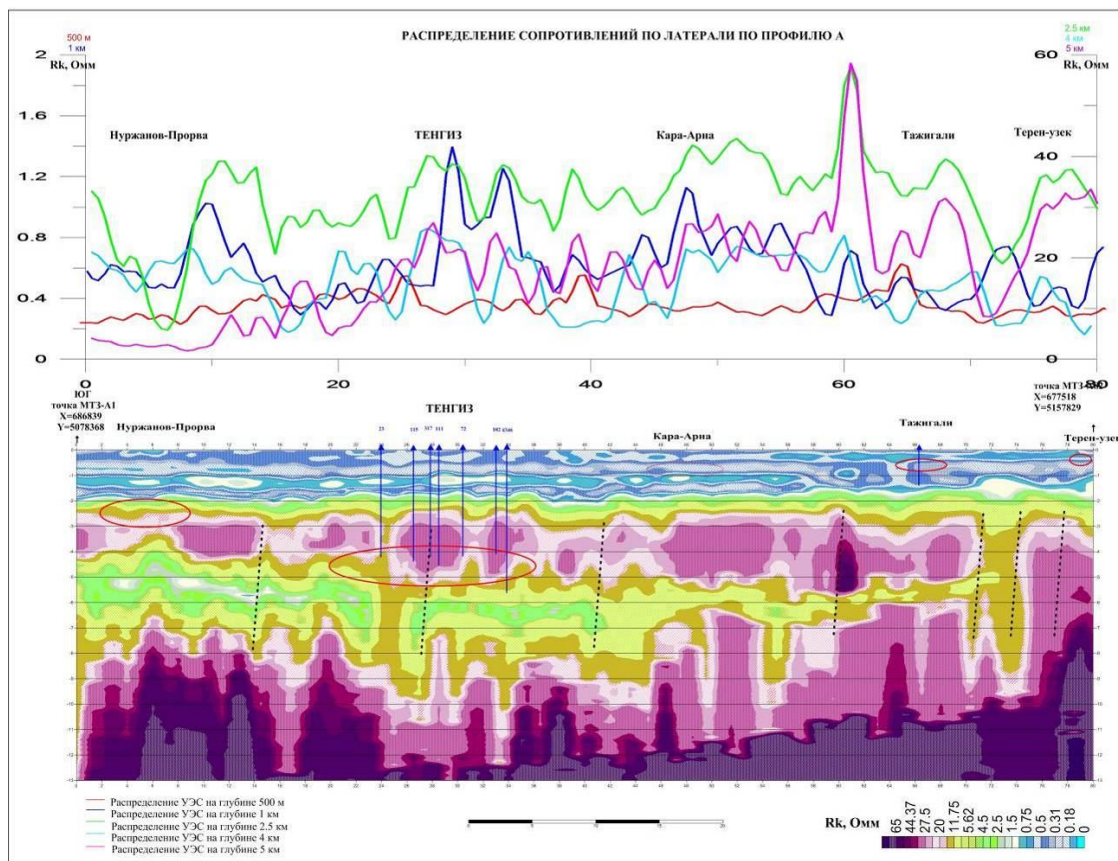


Рисунок 3.14 – Распределение УЭС по горизонтали в пределах профиля А по основным выделенным горизонтам

Выделенные геоэлектрические горизонты совпадают с условными сейсмическими горизонтами [32,77].

Выводы по третьему разделу

1. Современные аппаратно-методические электроразведочные технологии МТЗ, позволяют получить результаты полевых измерений повышенной достоверности, благодаря своей точности, производительности, мобильности, помехозащищенности, уровню автоматизации;

2. Усовершенствованные технологии обработки и интерпретации магнитотеллурических исследований на основе современного программного обеспечения привели к тому, что результаты МТЗ, выполненные на

нефтегазоперспективных площадях, могут служить существенным дополнением к данным, получаемым сейсморазведкой и результатами бурения;

3. В современной методике интерпретации МТ-данных для выявления основных особенностей геоэлектрического строения осадочного чехла Каратон-Саркамысского блока можно проводить 1D-инверсию эффективных кривых кажущегося сопротивления и фазы импеданса;

4. Комплексирование методов магнитотеллурического зондирования (МТЗ), метода МОГТ 3D и геофизических исследований скважин при поисках месторождений нефти и газа показывает хорошие результаты при решении региональных и, при благоприятных факторах, поисковых задач. Выделенные по данным МТЗ геоэлектрические горизонты совпадают с условными сейсмическими горизонтами и уверенно увязываются с геологическими реперами, установленными по данным ГИС.

5. Подошва соли, подсолевые отложения коррелируются с данными МТЗ достаточно условно. Причина несовпадения отражающих горизонтов и геоэлектрических границы видится в том, что сейсмические границы формируются на границах смены акустического импеданса, причем, частота его смены по вертикали на порядок меньше, чем частота смены геоэлектрических границ, формирующихся интегральными свойствами интервалов большой мощности. Другими словами говоря, разрешающая способность МТЗ и МОГТ 3D разная и, это необходимо учитывать при проведении аналогичных исследований.

6. Аналогичное замечание необходимо сделать и в отношении сопоставлений данных электроразведки и каротажа.

4 КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПРИ ИЗУЧЕНИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КАРАТОН-САРКАМЫССКОГО БЛОКА

4.1 Выбор и анализ комплекса геофизических методов при изучении Каратон-Саркамысского блока

Комплексирование методов разведочной геофизики является одним из ведущих направлений по повышению эффективности геофизических исследований для решения задач поиска и разведки месторождений нефти и газа [74,76].

Развитие методов геологической интерпретации комплекса геофизических данных стимулировалось ростом сложности решаемых задач, как на региональном этапе работ, при изучении глубоких этажей геологического разреза, так и при поиске залежей углеводородов в сложнопостроенных ловушках. Решение современных геологических задач фактически невозможно, если использовать только один геофизический метод, включая и сейсморазведку. Для эффективного их решения необходимо привлечение достижений геологической интерпретации данных других, несейсмических методов, каждый из которых имеет свои преимущества в выделении аномальных зон, перспективных в нефтегазовом отношении. Особенно это важно для районов, где геологическая интерпретация данных сейсморазведки затруднена влиянием жестких акустических границ сложной формы, которые в сочетании со сложным рельефом становятся причиной образования латеральных скоростных неоднородностей, затрудняющих выделение полезных сигналов. Одним из приемов комплексирования является сочетание сейсморазведочных, магнитометрических, гравиразведочных и ГИС-исследований, что позволяет повысить эффективность геологической интерпретации при выявлении перспективных нефтегазовых объектов и зон.

Для проведения комплексной интерпретации полученных данных автор исследований использовал следующие геолого-геофизические материалы:

1. геоэлектрические разрезы по профилям МТЗ;
2. карты УЭС на различных целевых геоэлектрических уровнях/глубинах (геоэлектрических границах, выделенных по данным МТЗ);
3. сводные структурные карты отражающих горизонтов III, V, VI, построенных по результатам сейсморазведки;
4. модель гравитационного поля блока Каратон-Саркамыс;
5. модель магнитного поля Южной части Прикаспийской впадины;
6. сейсмические разрезы Тенгизского месторождения;
7. результаты каротажа скважин по известным месторождениям участка;
8. структурную карту кристаллического фундамента, построенную по данным МОГТ 3D;
9. структурную карту высокоомного горизонта (по поверхности докембрийского фундамента), построенную по данным МТЗ и др.

4.2 Комплексная интерпретация магнитного и электрического полей

Для изучения магнитного поля блока Каратон-Сарамыс был собран большой банк результатов наземных магнитометрических работ прошлых лет и аэромагнитной съемки 2012 г. С использованием логических операторов для объединения перекрывающихся сеток (программа Oasis montaj, Geosoft) старые и новые материалы «сшивались» между собой для полного покрытия района исследования. При необходимости старые карты оцифровывались, приводились к единому уровню. Используя дополнительные программные модули Montaj plus™ было выполнено трехмерное моделирование магнитного поля. С помощью стандартных программных средств (Geosoft, Sigma-3D, Coscad-3D) модель была преобразована в профильный вариант (разрез) по координатам точек профилей МТЗ и использовалась в процессе комплексной интерпретации. В целом, известным нефтегазовым месторождениям блока Каратон-Саркамыс соответствует отрицательное аномальное магнитное поле (Рисунок 4.1). Данный момент был использован, как один из факторов нефтегазоносности.

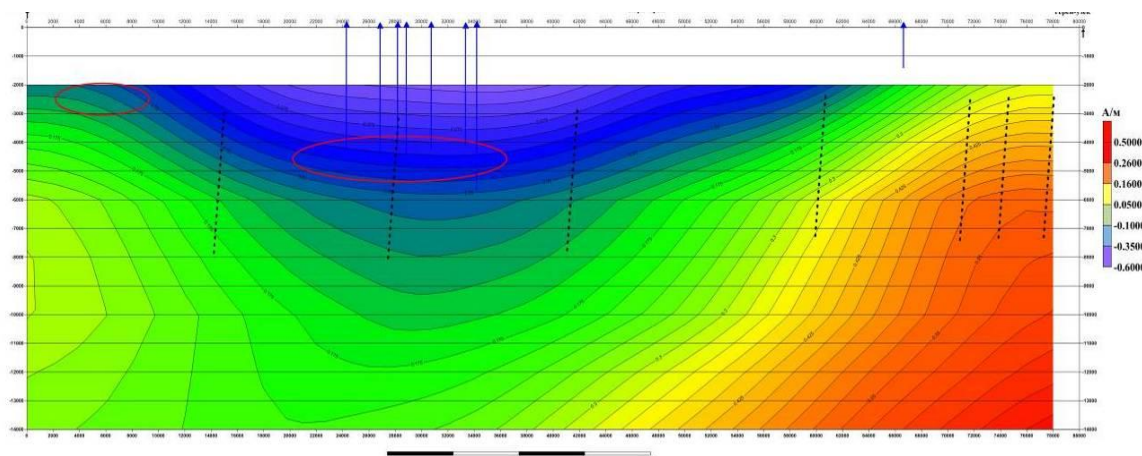


Рисунок 4.1 – Модель магнитного поля по линии профиля А

На основе результатов обработки и интерпретации данных магнитотеллурических зондирований была построена структурная карта по поверхности высокоомного горизонта (ВГ), которая по данным исследований была идентифицирована с поверхностью кристаллического фундамента. На рисунке 4.2 представлены структурная карта по поверхности ВГ (МТЗ), структурная карта по кровле кристаллического фундамента (3D МОГТ) и карта аномального магнитного поля участка работ.

Поверхность ВГ, выделенная на основе данных МТЗ, проходит на глубинах от 10 до 12 км. Максимальные глубины наблюдаются на юго-западе площади исследования с повышением альтиуды на северо-восток. В плане имеет форму чаши. По физическим характеристикам (УЭС) породы кристаллического фундамента (R) и среднего-нижнего палеозоя (PZ₂₋₃) имея приближенные интервальные геоэлектрические характеристики, суммарно описывают высокоомный горизонт, слагающий нижний этаж участка работ.

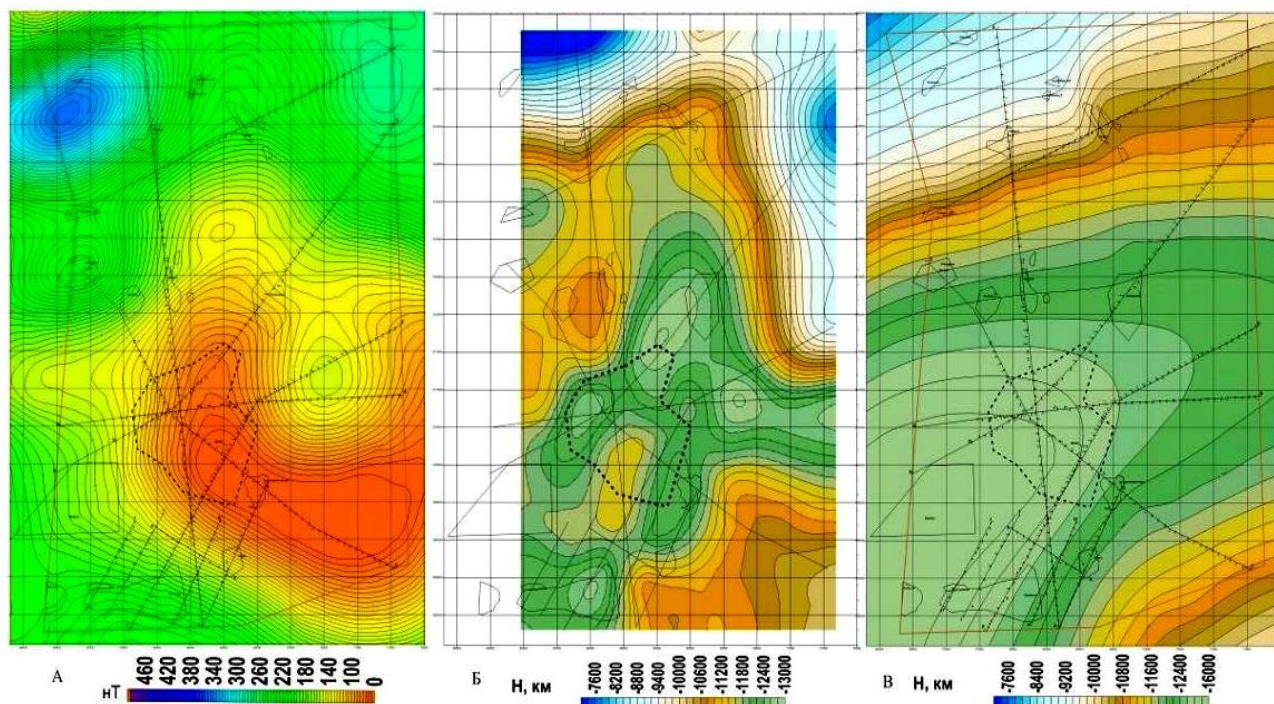


Рисунок 4.2 – Карта аномального магнитного поля (а), структурная карта поверхности высокоомного горизонта, построенного по данным МТЗ (б), структурная карта кровли кристаллического фундамента по данным сейсморазведки (в)

4.3 Комплексная интерпретация гравитационного и электрического полей

Установлено, что над нефтегазовой залежью на фоне повышенных значений гравитационного поля наблюдаются локальные минимумы малой амплитуды, которые могут быть обусловлены разуплотнением пород, повышением пористости и рядом других факторов. Это свойство характерно для терригенных и карбонатных коллекторов всех комплексов пород осадочного чехла. С другой стороны, нефтегазонасыщенные коллекторы выделяются повышенными сопротивлениями [78,79]. Отсюда можно обосновать выбор комплексной интерпретации гравитационного и электрического полей следующими факторами:

- 1) прямая зависимость между плотностью и сопротивлениями в непродуктивной части пласта: чем выше плотность горной породы, тем выше сопротивление горных пород;
- 2) различная чувствительность данных параметров к изменению пористости и флюидонасыщения.

На основе этих принципов комплексная интерпретация сводилась к выделению местоположения аномалиеобразующих объектов, объяснению их природы, выявлению аномалий, созданных одними и теми же источниками.

Сначала была получена геоплотностная модель района исследования, для чего была применена программа «Gravy» (технология «GeoVisor»), предназначенная для решения прямой и обратной задачи гравиразведки [80]. В качестве стартовой модели для моделирования гравитационного поля использовалась та же глубинная сейсмическая модель, которая применялась при моделировании электроразведочных данных.

Основным преимуществом программы «Gravy» по сравнению с существующими на сегодняшний день пакетами решения прямой задачи гравиразведки (и магниторазведки) является использование алгоритмов, позволяющих:

- задавать плотности σ слоёв не постоянными, а градиентно-меняющимися (кусочно-линейными) по латерали;
- учитывать изменения плотности с глубиной (по мере погружения слоя);
- рассчитывать поле Δg для отдельно взятого слоя и учитывать его вклад в общее суммарное поле;
- увязывать значения плотностей в точках пересечения профилей [80].

Значения плотностей, выбранные для изучаемых комплексов модели, представлены в Таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Геоплотностная модель района исследований на примере профиля А

Стратиграфические комплексы	Значение плотности, г/см ³
Комплекс Pg-K	2.16-2.29
Комплекс III	2.29-2.32
Комплекс V	2.32-2.48
Комплекс VI	2.25
Комплекс P1-P2	2.48-2.60
Комплекс Dt	2.50-2.65
Комплекс Pd	2.7
Комплекс F	2.7-2.75

На Рисунке 4.3 показана геоплотностная модель по профилю А, полученная при удовлетворительной сходимости наблюдаемой (синяя) и расчетной (красная) кривых гравитационного поля Δg_a на основе использования пакета «Gravy».

На основе анализа полученной модели отмечается латеральная изменчивость значений плотности как в надсолевой, так и в подсолевой частях разреза. В свде объекта рифового типа на месторождении Тенгиз заметно уменьшение плотности, возможно, связанное с улучшением фильтрационно-емкостных свойств карбонатного коллектора, а также увеличение плотности (уплотнение) в районе склонов. Такая закономерность отмечается во всех 3-х потенциально продуктивных комплексах P2, P2-1, Dt, что характерно для рифогенных объектов. Однако отметим, что такое утверждение справедливо для внешней стороны рифа (обращенной к морю), сложенной грэйнстоунами и известковыми аргиллитами и вряд ли применимо для тыловой части рифа, представленной милиолидами предрифовой фации.

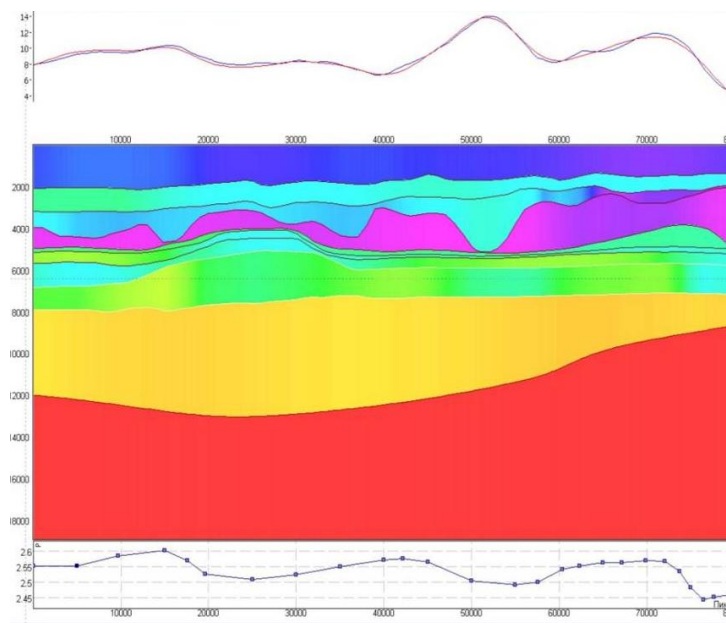


Рисунок 4.3 – Геоплотностная модель по профилю А, построенная на основе моделирования гравитационного поля

4.4 Возможности использования дифференциально-нормированного параметра (ДН-параметр) для выделения тектонических нарушений

Построение комплексной (обобщенной, согласованной) модели по результатам пометодной интерпретации данных сейсморазведки (МОГТ 3D, гравиразведки, магниторазведки и электроразведки (МТЗ)) выполнялось в следующем предположении. В осадочном чехле границы достаточно крупных по размеру и контрастных по физическим свойствам неоднородностей должны быть совместимы в моделях разных методов с учетом возможной погрешности определения их геометрии [81].

В соответствии с этим была принята следующая этапность проведения этой процедуры:

- сначала производилась геометризация моделей разных методов, отображающая структурные особенности строения осадочного чехла с выделением возможных зон нарушения сплошности среды;
- полученные геометризованные методные модели согласовывались друг с другом для установления возможных границ раздела в осадочном чехле;
- далее оценивались физические свойства (характеристики среднего и дисперсии) согласованной модели.

Исходными для геометризации разреза осадочного чехла были разрезы прогнозных значений эффективной плотности, проводимости (сопротивления) и данные сейсмического метода. Сейсмические данные в виде временных (глубинных) разрезов, описывают с высокой детальностью относительные изменения упругих свойств среды. Сопоставление результатов обработки данных разных методов на фоне сейсмического разреза обеспечивает наилучшие условия для совместной локализации областей резкого изменения свойств среды. Для

этого данные сейсмических методов были преобразованы к относительной характеристике, очень похожей на коэффициенты отражения сейсмической волны, которые определяются следующим соотношением [81]:

$$K_{\text{отр}} = \frac{v_1 \cdot \rho_1 - v_2 \cdot \rho_2}{v_1 \cdot \rho_1 + v_2 \cdot \rho_2} \quad (4.1)$$

Дифференциально-нормированный параметр (ДН-параметр) представляет собой приращение по глубине логарифма жёсткости (плотности, намагниченности, сопротивления) [82]:

$$K_{\text{отр}} = \frac{1}{2} \frac{d}{dz} \lg P dz, \quad (4.2)$$

где P равен: для сейсморазведки $V \cdot \sigma$, (V – скорость распространения сейсмической волны, σ – плотность), для электроразведки ρ , (ρ – удельное электрическое сопротивление), для гравиразведки σ (σ – плотность).

Экстремумы этих параметров приурочены к границам резкой смены, соответственно, сейсмической жёсткости, сопротивления, плотности. При вычислении ДН-параметра, в общем случае, берется полный градиент, а при существенно субгоризонтальной неоднородности среды достаточно брать дифференциал по Z . По значениям экстремумов ДН-параметра определяется его величина. Таким образом, в плоскости разреза получают характеристики различных «отражающих» границ: субгоризонтальных, наклонных и субвертикальных. Имея характеристику неопределенности оценки положения глубины и углов наклона границ на плоскости разреза, производится прослеживание модулей экстремумов ДН-параметров и их последующее сопоставление с характером распределения сейсмической энергии [81].

Поскольку полученные величины безразмерные, то они могут сопоставляться между собой и с сейсмическим разрезом прямым наложением с применением визуальных способов анализа, также совместной обработкой с получением количественных корреляционных оценок связи этих параметров [81].

Учитывая, что ДН-параметр отображает степень относительной неоднородности среды, прослеживание в разрезе его экстремальных значений будет определять геометрию разделов в земной коре, которая формируется в двух вариантах – объединение экстремумов одного знака (положительных и отрицательных) либо объединение абсолютных значений экстремумов. Часть этих границ (возможно большую) можно связывать с разломами. Но как быть с субгоризонтальными и наклонными границами, которые могут быть поверхностями раздела сред с контрастными физическими свойствами (лито-фаціальное замещение, выклинивание и т.д.), не обязательно связанные с тектоническими контактами. Этот вопрос остается предметом дальнейших исследований. Разрез ДН-параметра по профилю А, вычисленного по данным МТЗ, приведен на рисунке 4.4.

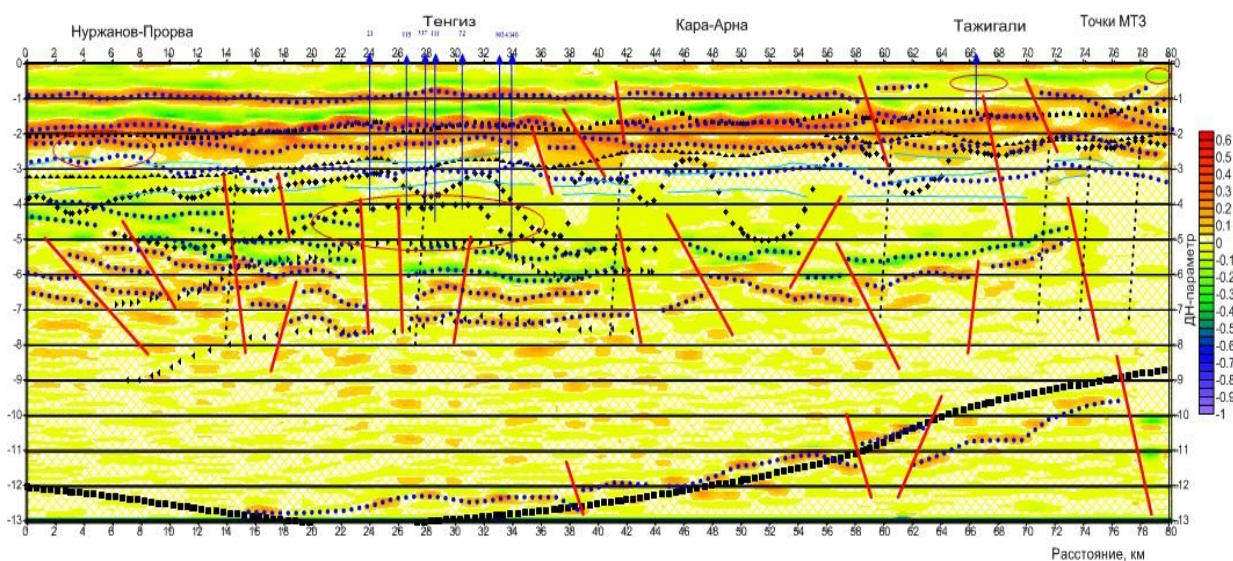


Рисунок 4.4 – Результаты расчета ДН-параметра на основе данных МТЗ

4.5 Построение физико-геологической модели целевого разреза блока Каратон-Саркамыс по технологии «GeoVisor»

Основной целью комплексной интерпретации геолого-геофизических данных на площади Каратон-Саркамыс является построение согласованной физико-геологической модели (ФГМ) палеозойского разреза и прогноз нефтегазоносности девон-турнейского комплекса отложений. Решение данной задачи выполнялось по технологии «GeoVisor», реализующей комплексный анализ разнородной геолого-геофизической информации (данные ГИС, сейсморазведки, электроразведки, грави- и магниторазведки) в единой информационной среде (плоскости x, h или x, t_0).

В результате совмещения с глубинным или временным сейсмическим разрезом основных характеристик несейсмических методов (электроразведки, гравиразведки, магниторазведки и ГИС), на экране компьютера создается единое информационное пространство, внутри которого происходит накопление сведений об одних и тех же аномалиеобразующих объектах. Комплексная корректировка их формы, размеров, конфигурации с учетом динамики сейсмического поля позволяет из множества выбрать вариант модели, не противоречащий всему объему геолого-геофизической информации. После того, как с максимальной степенью достоверности определены структурная основа модели и изменчивость литолого-фациального состава слагающих ее отложений, можно переходить к прогнозу нефтегазоносности ее целевых интервалов [80].

Ведущее место в данном комплексе занимает *сейсморазведка*, обеспечивающая с высокой степенью достоверности решение структурных задач, без которых невозможно правильное истолкование природы наблюдаемых геофизических аномалий. Электроразведка в силу своей высокой чувствительности к изменчивости литолого-фациальной характеристики отложений и, самое главное, к характеру флюидонасыщения их порового

пространства, при наложении на временной сейсмический разрез обеспечивает возможность: дифференциации изучаемого разреза на проводящие и непроводящие комплексы и построения геоэлектрической модели среды; увязки и взаимной корректировки единых сейсмогеоэлектрических комплексов на основе скважинных данных; оценки нефтегазоносности перспективных интервалов разреза с целью «разбраковки» выявленных перспективных объектов на «пустые» и «продуктивные». Гравиразведка дополнит сейсмогеоэлектрическую модель информацией о местоположении мульд, соляных структур, антиклинальных поднятий, рельефе гравиактивных границ и плотностных неоднородностях. Магниторазведка даст информацию о магнитоактивных комплексах пород и магнитных неоднородностях в отложениях осадочного чехла и кристаллического фундамента.

Построение глубинной геоэлектрической модели МТЗ по технологии «GeoVisor» осуществлялось следующим образом. Первоначально кривые сопротивления $R(H_k)$ были преобразованы в знакопеременный вид, близкий по форме к сейсмической трассе. Для этого из кривой сопротивления вычитался региональный фон, что позволило снять влияние вертикального изменения литологии пород и изучать локальную изменчивость сопротивления вдоль пласта, связанную не только с литолого-фациальным фактором, но и с флюидонасыщением пород. Такое представление кривых R_k позволяет получить более детальные геоэлектрические модели и, кроме того, наиболее удобно при корректировке геоэлектрических границ, так как переход через нулевую отметку знакопеременной кривой R_k соответствует горизонтам, на которых происходит скачок сопротивления (и, как правило, скорости) (рисунок 4.5, а).

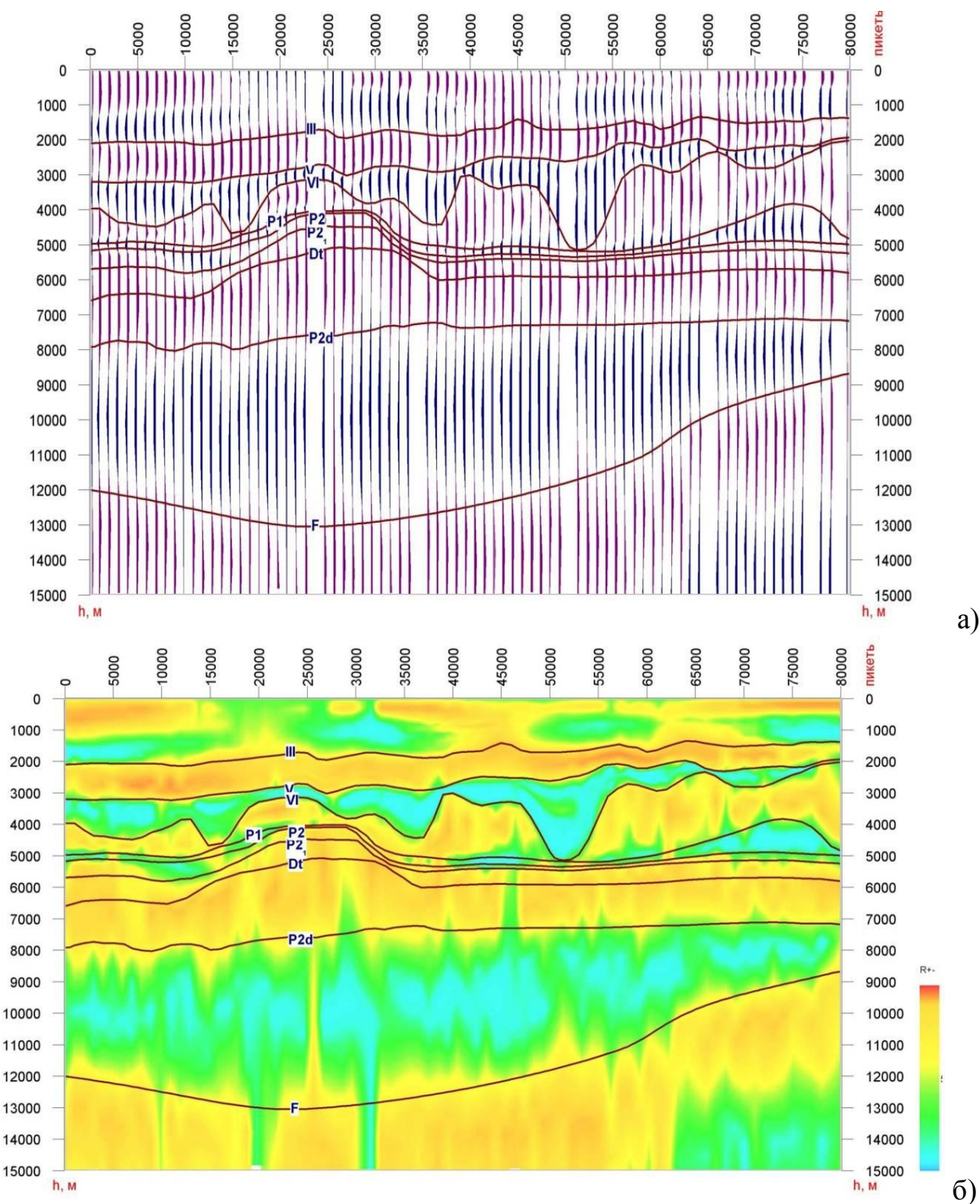
Корректировка геометрии геоэлектрических границ осуществлялась с ориентацией на горизонты глубинной сейсмической модели. На Рисунке 4.5, б показано представление знакопеременной, локальной составляющей интервального сопротивления в цвете (без фильтрации), где достаточно хорошо видны ее изменения по латерали, связанные не только с литологическим фактором, но и, возможно, с наличием залежи УВ в разрезе.

Выводы по четвертому разделу

На электроразведочной модели МТЗ по профилю А по электрическим признакам (с учетом разрешающей способности электроразведки МТЗ) в изучаемой части разреза выделяются следующие геоэлектрические комплексы:

Комплекс Pg-K, объединяющий в себе отложения палеогена, неогена и мела. Подробная характеристика этого комплекса приведена в Главе 2.

Комплекс между сейсмическими границами III и V, включающий в себя отложения верхней, средней и нижней юры, характеризуется меняющимися по латерали геоэлектрическими свойствами.



а) Схема изменения локальной составляющей сопротивления в бинарном режиме;
 б) Схема изменения локальной составляющей сопротивления без фильтрации (в цвете)

Рисунок 4.5 – Геоэлектрическая модель, построенная по профилю А, по локальной составляющей сопротивления после вычета из нее регионального фона

Комплекс между сейсмическими границами V и VI (P_{1kg}). Самый мощный пермотриасовый комплекс отложений, объединяющий в себе породы различного литологического состава и широкого стратиграфического спектра. Данный комплекс характеризуется переменчивыми геоэлектрическими свойствами и толщинами, на величину которых оказывает влияние солянокупольная тектоника.

Нижнепермский галогенный комплекс (кровлей которого является отражающий горизонт VI (P_{1kg})), объединяющий в себе соленосные отложения кунгура. На формирование его современной структуры большое влияние оказал соляной тектогенез, в процессе которого образовались соляные тела сложной изометрической формы, разделенные преимущественно бессолевыми мульдами. В электромагнитном поле проявляется как высокоомный комплекс, служащий хорошим репером для выделения первой жесткой отражающей границы (P_{1kg}) – кровли соли.

Нижнепермский подсолевой комплекс между сейсмическими границами P_1 и P_2 , сложен плотными, аргиллитами сакмаро-артинского возраста с низкоомными геоэлектрическими свойствами. Данный комплекс достаточно уверенно выделяется на кривых сопротивления и является региональным низкоомным репером, разделяющим высокоомные соленосные отложения нижней перми и высокоомные отложения башкирского яруса.

Подсолевой комплекс между сейсмическими отражающими границами P_2 и P_2^1 – связан с верхневизейско-башкирским карбонатным нефтегазоносным комплексом, представленным преимущественно пористыми, пористо-кавернозными, трещинными органогенными известняками. На изменчивость геоэлектрических свойств данного и других комплексов оказывают влияние, как литолого-фациальная изменчивость отложений, так и наличие залежей УВ в разрезе.

Позднетурнейско-ранневизейский комплекс отложений (кровлей является сейсмический горизонт P_2^1) также перспективен в нефтегазоносном отношении, что определяет изменчивость его геоэлектрических свойств по латерали.

Подсолевой комплекс верхнефранско-нижнетурнейский (третий нефтегеологический объект) (кровлей является сейсмический горизонт Dt) с меняющимися геоэлектрическими характеристиками по латерали.

Подсолевой комплекс эйфельско-нижнефранского карбонатно-глинистого комплекса (кровлей является сейсмический горизонт P_{2d}) сложен более низкоомными отложениями;

Фундамент F – представлен преимущественно высокоомными образованиями [80].

5 ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

5.1 Построение структурных карт и карт распределения УЭС по целевым геоэлектрическим горизонтам

На основе рассмотренной выше физико-геологической модели была выполнена интерпретации данных МТЗ. На Рисунке 5.1 на основе изучения профиля А были выделены 9 геоэлектрических границ и восемь геоэлектрических горизонтов. Описание начнем с вышележащих отложений.

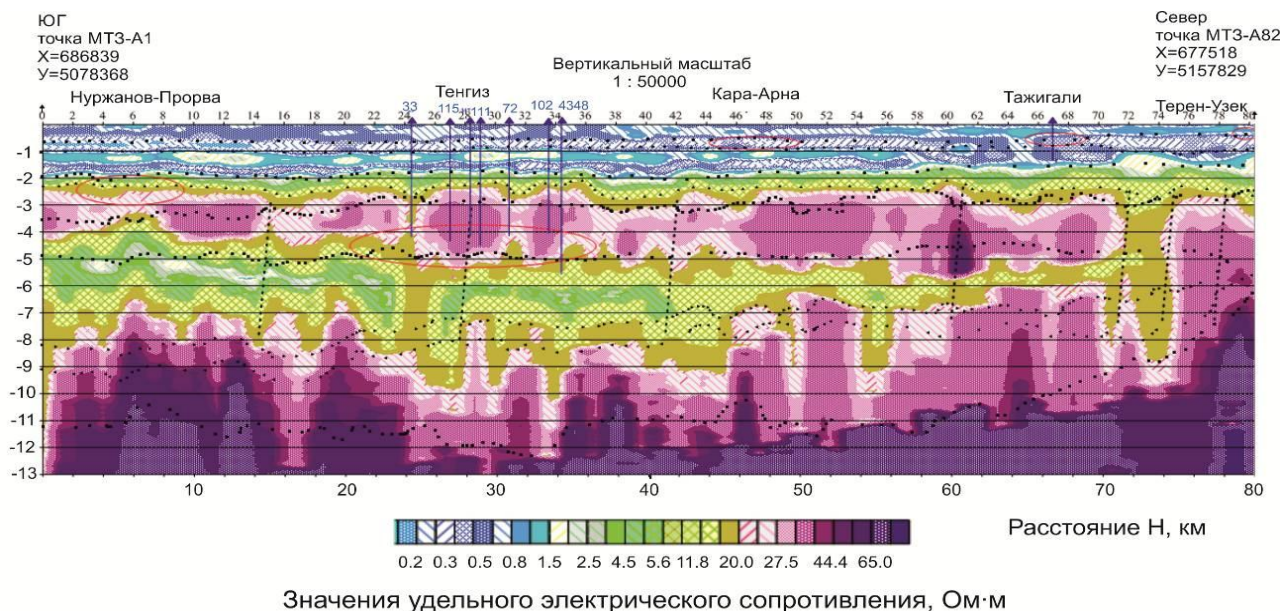


Рисунок 5.1 – Геоэлектрические границы УЭС надсолевого и подсолевого комплексов по профилю А, построенных по данным МТЗ

Геоэлектрическая модель надсолевой толщи, представляет собой совокупность достаточно мощных слоев с переменной электропроводностью. 1 геоэлектрическая граница уверенно выделяется повсеместно на глубине 300-400 м. Её можно рассматривать как подошву пласта с сопротивлениями от 0.4-1.29 Ом·м. По данным каротажа, проведенного в районе исследования, относительно высокие сопротивления данного горизонта связаны с переслаиванием зеленовато-серых глин, с прослоями известняка и мергелей. Стратиграфически этот пласт приурочивается к горным породам палеогенового и частично верхнемелового возраста.

Вторая геоэлектрическая граница наблюдается на глубине 800 м. По результатам МТЗ между границами 1 и 2 проводится геоэлектрический проводящий горизонт 1-2. Это низкоомный пласт, с сопротивлениями 0.1-0.4 Ом·м, низкие сопротивления которого связаны с глинисто-песчанистыми отложениями. Стратиграфически этот геоэлектрический горизонт привязывается к меловым отложениям. 2 геоэлектрическая граница совпадает с III опорным горизонтом, построенным по результатам 3Д сейсморазведки, который стратифицируется, как подошва неокотских отложений.

На глубине 800 м проводящий слой сменяется пластом с относительно повышенными сопротивлениями, УЭС которого варьирует от 4 до 5 Ом·м. Этот пласт прослеживается между геоэлектрическими границами 2 и 4 и условно был назван 3 геоэлектрическим горизонтом. Стратиграфически этот геоэлектрический слой повышенных сопротивлений может быть привязан к отложениям верхней юры, сложенными отложениями крепких песчаников с прослоями глин, мергелей, известняков и доломитов.

Пятая геоэлектрическая граница, выделенная на основе данных МТЗ, прослеживается на глубинах 1500 м. Стратиграфически она была привязана к подошве юрских отложений. Между этими границами выделяется геоэлектрический горизонт 4-5, представленный отложениями песчаников, песков мелко- и среднезернистых, с прослоями глин. Эти отложения характеризуются невысокими сопротивлениями 0.5-1 Ом м.

Пермотриасовые породы выделяются на разрезах МТЗ повышенными значениями сопротивлений (до 14 Ом м), что связано с отложениями слабо известковистых, песчаных глин, крупно- и мелкозернистых песков и песчаников. Кровля этих горных пород была условно названа 5 геоэлектрической границей.

Кровля соли отмечается на разрезе МТЗ резким повышением сопротивлений (от 50 до 100 Ом·м) на глубинах 3200-4200 м. Кровля соли по данным электроразведки (6 геоэлектрическая граница) совпадает с результатами сейсморазведки достаточно уверенно.

Следующая 7 геоэлектрическая граница, которая коррелируется на геоэлектрическом разрезе сопротивлениями до 28 Ом·м, отмечается на глубинах 4500-5500 м. Соответствует кровле подсолевых отложений. В районе отсутствия соляной тектоники стратифицируется, как кровля артинско-ассельских отложений, а в районе с развитой соляной тектоникой характеризует подошву соли.

В пределах глубин 8000-7000 м сопротивлениями до 40 Ом·м отмечается 8 геоэлектрическая граница. Стратиграфически привязывается предположительно к кровле верхневизейско-нижнепермского комплекса пород. Может быть привязана к сейсмическому горизонту P_2 . По результатам каротажа 8 геоэлектрическая граница была привязана к карбонатным отложениям.

Повышение сопротивлений до 70 Ом·м дает возможность выделения 9 геоэлектрического горизонта на глубинах 9-10 км. 10 геоэлектрический горизонт принят за поверхность фундамента. Это хорошо коррелируемые отложения, с сопротивлениями от 80 до 100 Ом·м.

Важной особенностью электроразведочных данных является тот факт, что внутри выделенных горизонтов литологический состав может существенно изменяться, поэтому выделенные горизонты могут не соответствовать стратиграфическим границам и достаточно неоднозначно коррелируются с сейсмическими границами в нижней подсолевой части разреза. Таким образом,

сопоставление горных пород в диапазоне осадочного чехла зависит не от возраста горной породы, а напрямую связано с литологией.

Если говорить о новой информации, то данные магнитотеллурических зондирований в большей мере демонстрируют уточнение строения подсолевых отложений. В интервале глубин 4-6 км внутри высокоомного пласта наблюдается проводящий пласт с сопротивлениями 2-3 Ом·м. Мощность этого пласта на юге профиля составляет 1.5-2 км. В северном направлении этот пласт уменьшается в мощности и выклинивается на северном окончании профиля.

Новыми элементами в сравнении с сейсмическим разрезом являются достаточно мощные, уходящие на глубину вертикальные зоны, отличающиеся от соседних областей разреза формой аномалий и значением УЭС. Такую зону мы наблюдаем в районе месторождения Тенгиз (точки МТЗ 24, 26) и на северном окончании профиля А (точки МТЗ 72-76). Можно предполагать, что именно они в значительной мере обеспечивают вертикальные перетоки и перераспределение флюидов в различных слоях осадочного чехла.

Отметим некоторую некорректность проводимого сравнения, которая связана с тем, что сопоставляются данные с различной пространственной дискретностью, где горизонтальный шаг сеточной аппроксимации сейсмического разреза – первые десятки метров, а для МТ-разреза – 0.5-1 км. Несмотря на это, сравнительный анализ геоэлектрических и сейсмических построений показал, что метод магнитотеллурического зондирования и метод отраженных волн в модификации общей глубинной точки существенно дополняют друг друга [31]. МТЗ представляет разрез в виде горизонтально-слоистой среды. На разрезе ОГТ в большей мере отчетливо проявляются крутонаклонные структуры, которые хорошо коррелируют со сложной приповерхностной тектоникой. В отдельных зонах отмечена корреляция физических свойств среды с ее электрическими характеристиками, где областям с пониженной плотностью горных пород отвечают проводящие области в геоэлектрической модели.

Рассмотрим структурные карты по отражающим горизонтам и карты УЭС, построенные по площади работ (Рисунок 5.2-5.3).

В структурном плане по данным сейсморазведки по всем геоэлектрическим горизонтам наблюдается погружение с севера на юг. Наиболее приподнятая зона профиля А прослеживается по всем геоэлектрическим горизонтам, наиболее контрастно проявляясь по электрическим горизонтам 6 (кровля соли), 7 (подсолевое ложе), 8. На уровне 6 геоэлектрического горизонта в этом районе начинает проявляться прогиб, который имеет наиболее низкие значения на уровне фундамента (10 геоэлектрический горизонт).

Он простирается с запада на северо-восток, как бы разделяя северную и южную части площади работ.

Поднятие в районе Тенгиза наиболее проявляется на уровне 6, 7 геоэлектрических горизонтов.

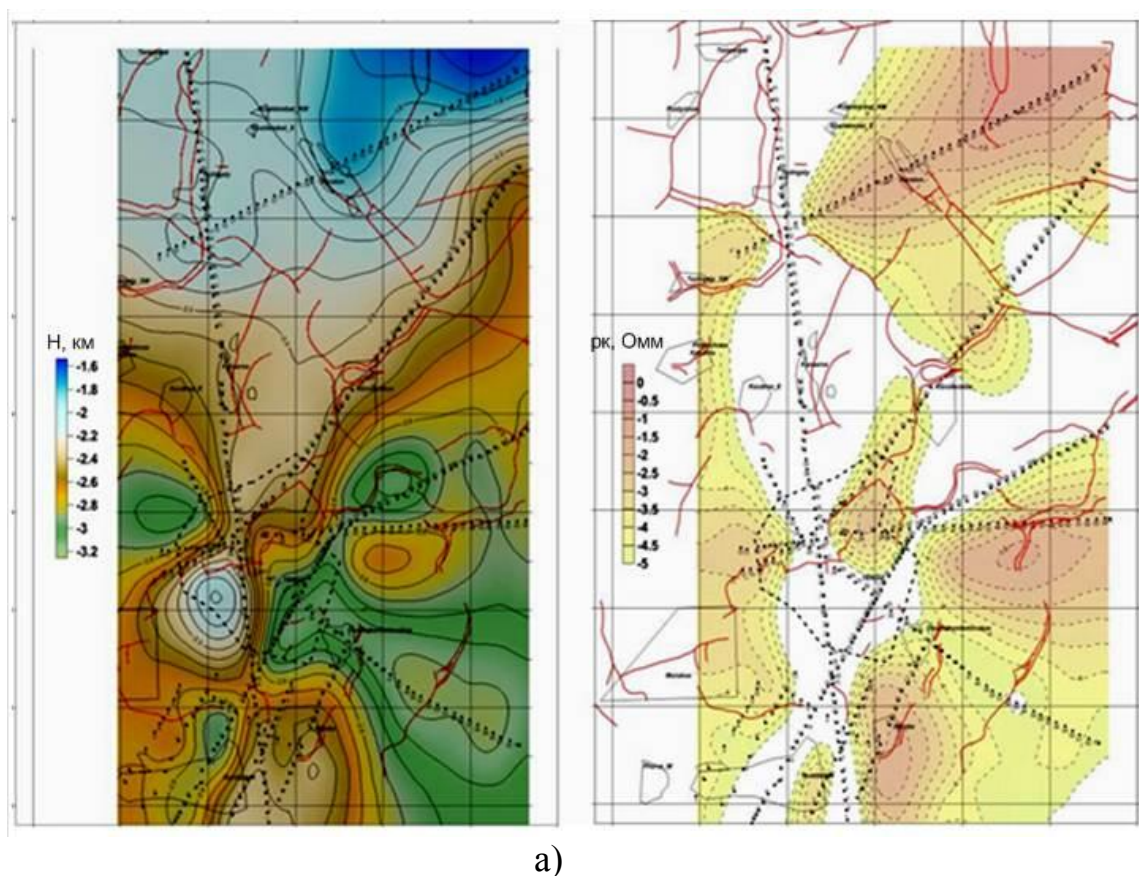


Рисунок 5.2 – Структурная карта по V отражающему горизонту (а) и карта распределения УЭС по 5 горизонту

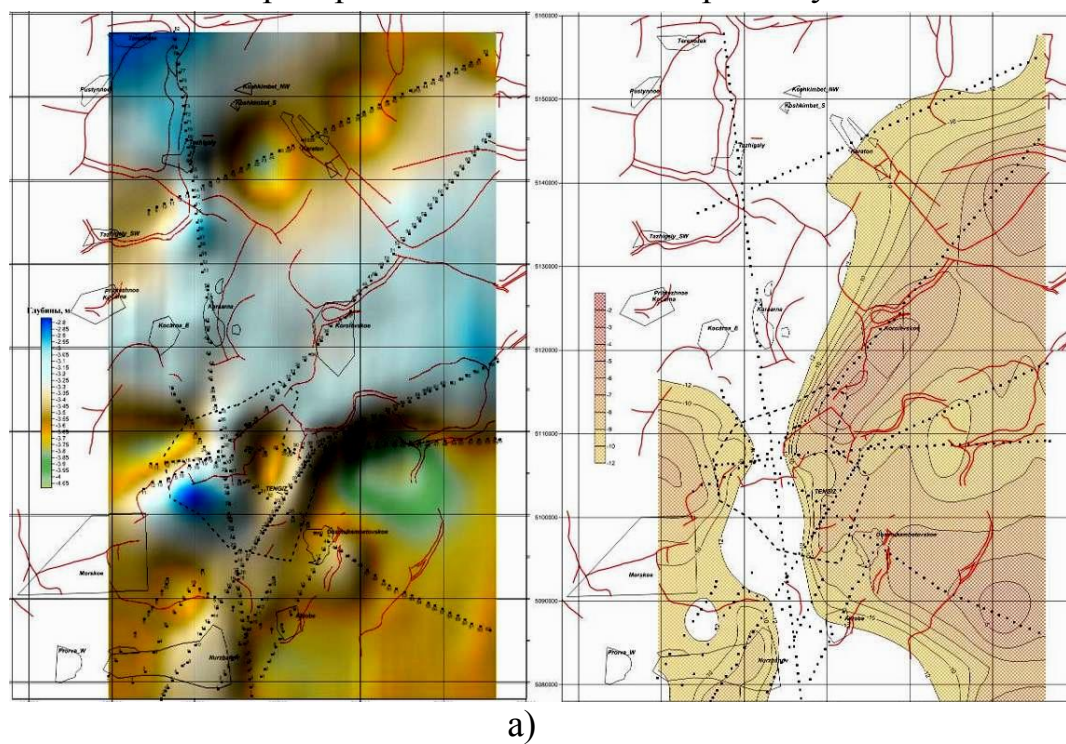


Рисунок 5.3 – Структурная карта по VI отражающему горизонту (кровля соли) (а) и карта распределения УЭС по 6 геоэлектрическому горизонту (б)

В юго-западной части площади исследований, в районе месторождения Нуржанов-Прорва наблюдается поднятие, которое проявляется на всех структурных картах до 6 геоэлектрического горизонта включительно и перестает прослеживаться с 7 геоэлектрического горизонта. Оценка перспектив обнаружения залежи определяется структурным и геоэлектрическими факторами одновременно. Структурный фактор связан с выделением зон поднятий на площади исследований. Литологический фактор связан с выделением низкоомных зон, которые соответствуют покрывкам, и зон повышенного сопротивления, вызванного полезным флюидонасыщением. Рассмотрим карты сопротивлений, построенных на основе интерпретации данных МТЗ.

Начнем с карты сопротивлений геоэлектрического горизонта 1-2. Сопротивление этого пласта достаточно низкое ($\rho=0,14-0,62 \text{ Ом}\cdot\text{м}$), что указывает на его преимущественно глинистый состав. Этот горизонт следует относить к покрывке с относительно низкой проницаемостью. Однако на карте сопротивлений на фоне достаточно стабильных электрических свойств горных пород в северной части площади мы наблюдаем небольшую зону повышенных сопротивлений. Следует обратить внимание, что по этому геоэлектрическому горизонту зоне поднятий в структурном плане соответствуют зоны пониженных сопротивлений.

На уровне геоэлектрического горизонта 4-5 на участке работ наблюдается почти повсеместное увеличение сопротивлений до $12 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, что связано, по-видимому, сменой глинистых образований на песчанистые, с карбонатными включениями.

Вдоль профиля А мы наблюдаем зону повышенных значений сопротивлений (в районе месторождения Тенгиз). Эта же зона прослеживается и на карте сопротивлений по кровле соли (6 геоэлектрический горизонт). На этом уровне наблюдается также увеличение сопротивлений и в районе месторождения Нуржанов-Прорва. Таким образом, основной интерес с точки зрения оценки нефтегазоносности представляют собой 6 и 7 геоэлектрические горизонты. Вместе с этим, было отмечено, что в структурном плане имеется тенденция поднятия геоэлектрических горизонтов с юга на север. При этом на уровнях 7, 8, 9, 10 геоэлектрических горизонтов на площади исследований проявляются зоны прогибов. Интересно, что на картах сопротивлений вдоль этих прогибов наблюдается повышение сопротивлений до $80 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Построенные структурные карты и выделенные по результатам интерпретации геоэлектрические горизонты были использованы при комплексной интерпретации.

5.2 Оценка нефтегазоносности целевых интервалов разреза площади Каратон-Саркамыс

При оценке нефтегазоносности целевых интервалов разреза площади исследований была использована методика прогноза нефтегазоносности по

комплексу данных сейсмо- и электроразведки технологии «GeoVisor», автором которой является доктор технических наук Смилевцев Наталия Павловна («СК ГеоВизор», г. Москва). В основе методики лежит оригинальный подход к комплексной интерпретации геолого-геофизической информации на основе адекватного представления наблюдаемых данных в единой информационной среде – плоскости временного сейсмического разреза. Преобразование в единую с сейсморазведкой систему координат (x , t_0) данных электроразведки и ГИС с последующим наложением их на временной сейсмический разрез снижает неоднозначность истолкования сейсмических аномалий и позволяет на основе принципов сейсмоэлектростратиграфии выполнить более достоверную корреляцию одноименных сейсмогеоэлектрических границ и построить согласованную модель разреза [80].

В основе методики прогноза нефтегазоносности по комплексу данных сейсмо- и электроразведки лежит рассмотрение 2-х факторов:

- близкая к прямой зависимость между интервальной скоростью ($V_{\text{инт}}$) и удельным электрическим сопротивлением (R) для непродуктивных интервалов разреза;

- различная чувствительность данных параметров к изменениям коллекторских свойств отложений и к характеру их флюидонасыщения.

Скорость продольных волн содержит в себе информацию преимущественно о петрофизике, коллекторских свойствах отложений. Как показывают литературные источники доля влияния флюида мала (не более 2% для нефти и 5% – для газа). Удельное электрическое сопротивление, помимо петрофизических свойств пород, в значительной степени (от 50% и более) зависит от характера флюида, заполняющего их поровое пространство [80]. Именно различная чувствительность скорости и сопротивления к петрофизическим свойствам отложений и к характеру заполняющего их поровое пространство флюида определяет различное соотношение вышеперечисленных характеристик волнового и электромагнитного полей в продуктивных и непродуктивных интервалах разреза [80].

Анализ комплексных сейсмо-электроразведочных исследований, выполненных на различных эталонах нефтегазоносных регионов России, СНГ и Дальнего Зарубежья показывает, что при отсутствии в разрезе залежи углеводородов графики сопротивлений R и интервальной скорости $V_{\text{инт}}$, рассчитанные для единых стратиграфически увязанных в рамках согласованной ФГМ сейсмогеоэлектрических комплексов, ведут себя синхронно, реагируя только на литофациальную изменчивость отложений.

Над продуктивными интервалами разреза отмечается инверсия графиков R и $V_{\text{инт}}$, а именно: уменьшение значений интервальных скоростей, обусловленное разуплотнением пород (улучшением их коллекторских свойств) и увеличение значений сопротивлений, связанного с присутствием в разрезе флюида с аномально высоким сопротивлением (нефти или газа) [80].

Это обстоятельство положено в основу способа, позволяющего учесть и в дальнейшем вычесть из наблюдаемых значений сопротивлений R его "литологическую" составляющую, связанную со скоростью прямо пропорционально и изучать ту его часть, которая определяет характер флюидонасыщения. Прогнозирование «литологической» составляющей R в пределах одновозрастного пласта осуществляется с помощью коэффициентов полинома, рассчитанного на участках синхронного поведения графиков продольного сопротивления и прогнозной скорости [80].

Прогноз нефтегазоносности перспективных интервалов модели основывается на расчете комплексного сейсмо-электроразведочного параметра (КП), учитывающего литолого-фациальную изменчивость отложений и отвечающего за изменение характера их флюидонасыщения и параметров вызванной поляризации, реагирующих на наличие залежи УВ в разрезе. Положительные аномалии комплексного параметра (Кп) соответствуют продуктивным интервалам разреза, отрицательные или близкие к нулю аномалии КП свидетельствуют о том, что вероятность обнаружения залежи УВ мала (Рисунок 5.4).

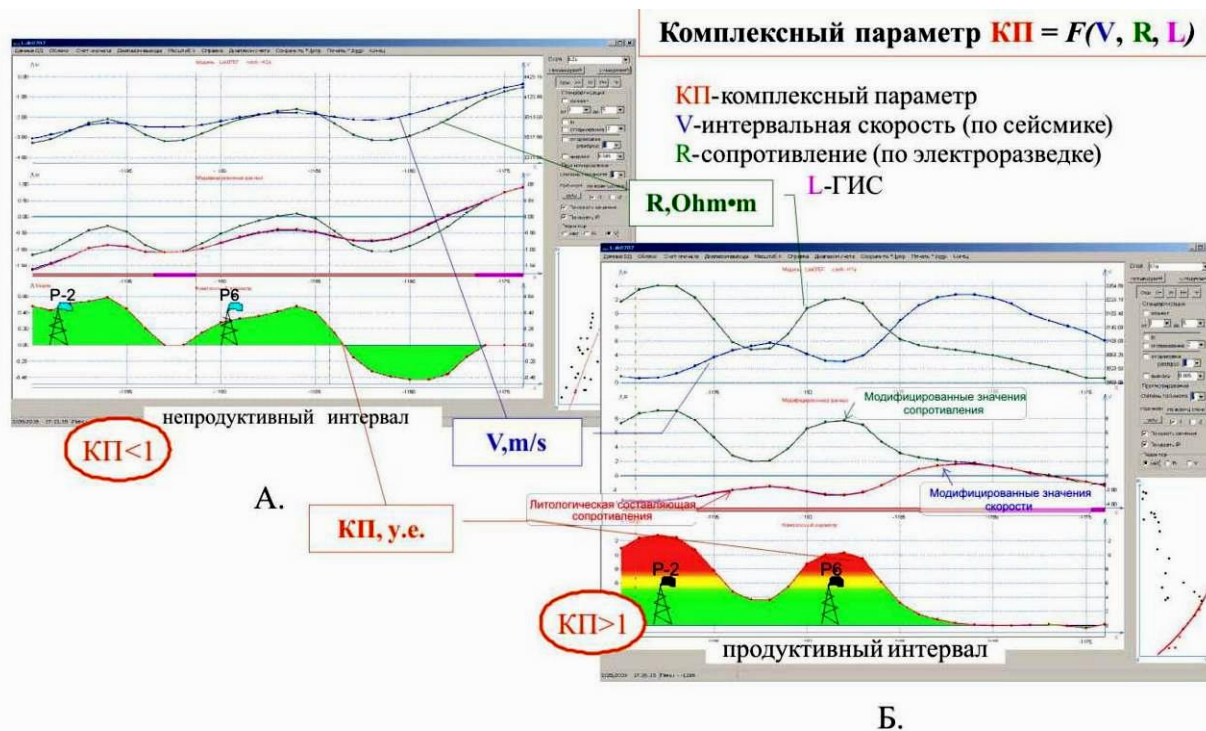
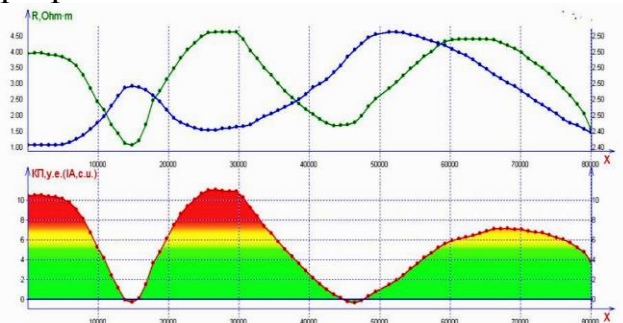


Рисунок 5.4 – Схема нефтегазоносности на основе расчета комплексного сейсмо-геоэлектрического параметра (КП) [80]

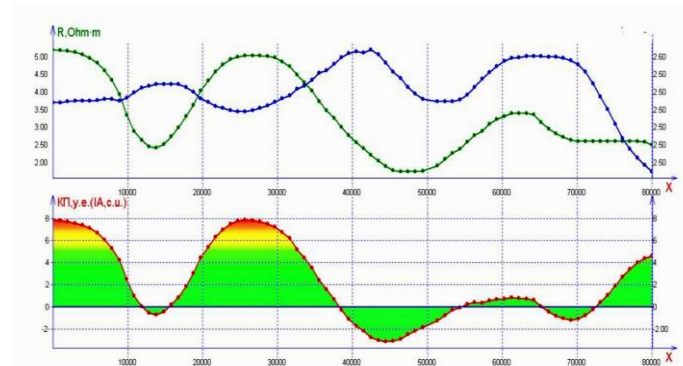
Поскольку для построения геоплотностной и геоэлектрической моделей использовалась одна и та же структурная основа, то и значения сопротивлений, и плотностей рассчитывались для одних и тех стратиграфических интервалов разреза, что позволило использовать их для определения комплексного параметра.

Опробование данного варианта расчета КП было проведено на профиле А, пересекающего Тенгизское месторождение, поскольку важно было использовать хороший эталон для оценки возможностей расчета комплексного параметра. Нефтегазоносный интервал в районе профиля А составляет 3867-5415 м, что охватывает отложения от нижней перми (P_1), включая отложения верхнего карбонатного девона (Dt).

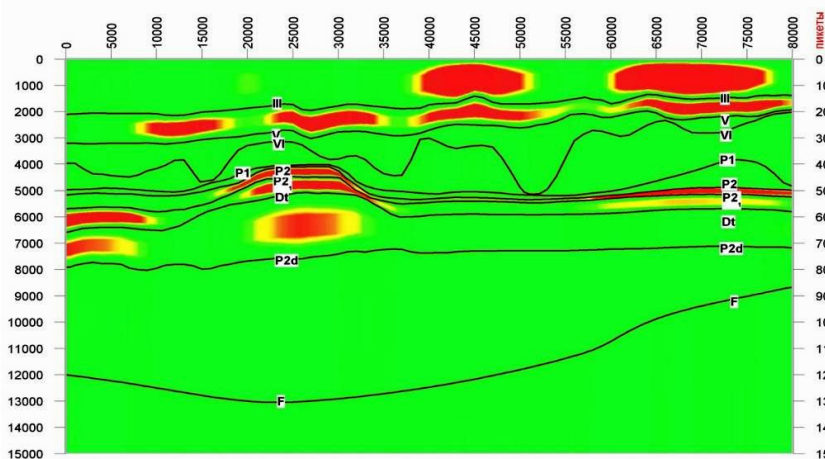
На Рисунках 5.5, а-в приведены графики сопротивления, плотности и комплексного параметра, построенные по профилю А для целевых интервалов разреза.



А) Графики изменения сопротивления, плотности и КП для отложений комплекса



Б) Графики изменения сопротивления, плотности и КП для отложений комплекса Dt



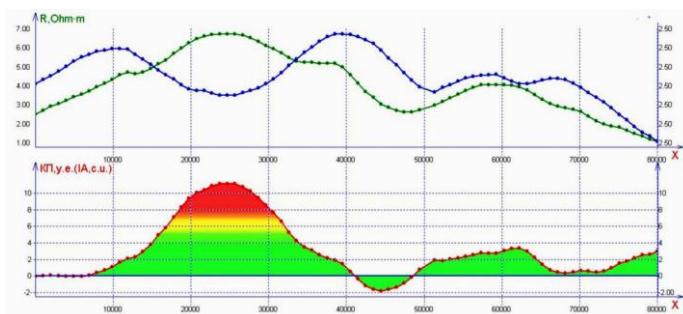
В) Распределение положительных аномалий КП в целевых интервалах разреза, предположительно связанных с наличием залежей углеводородов

Рисунок 5.5 – Опробование варианта расчета КП на основе значений сопротивления и плотности для надсолевых отложений. Профиль А [80]

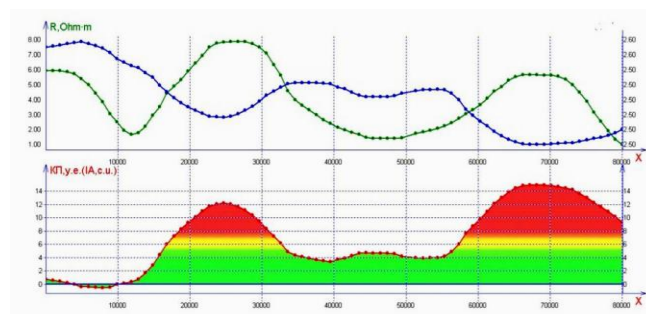
Анализ рисунка показывает, что в районе месторождения Тенгиз в подсолевых отложениях P_1 , P_2 , P_2^1 и Dt отмечается понижение значений интервальных плотностей, повышение значений интервального сопротивления и комплексного параметра (КП). Этот фактор использовался нами, как главный

поисковый критерий при прогнозе нефтегазоносности надсолевых и подсолевых отложений вдоль профиля.

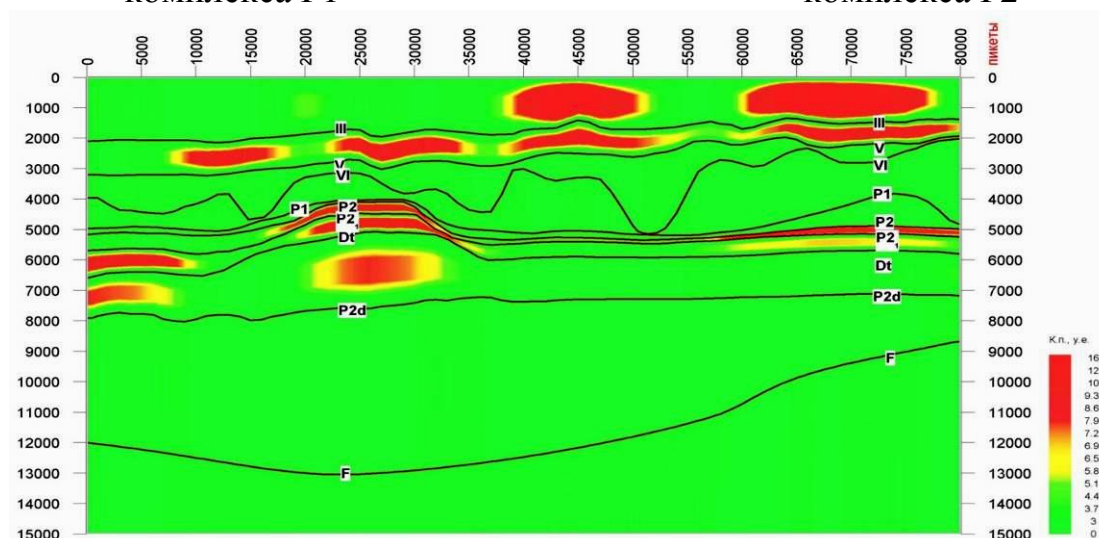
На Рисунке 5.6 показаны графики изменения всех 3-х параметров, рассчитанных для надсолевого интервала разреза, вместе с распределением полученных аномалий КП по глубине. Поскольку на момент расчета КП мы не имели детального расчленения верхней части разреза, то выполненный нами прогноз нефтегазоносности надсолевых отложений Pg-K, III и V носит региональный характер.



А) Графики изменения сопротивления, плотности и КП для отложений комплекса P1



А) Графики изменения сопротивления, плотности и КП для отложений комплекса P2



В) Распределение положительных аномалий КП в целевых интервалах разреза, предположительно связанных с наличием залежей углеводородов

Рисунок 5.6 – Опробование варианта расчета КП на основе значений сопротивления и плотности подсолевых комплексов отложений (P_1) и (P_2).

Профиль А [80]

В надсолевых отложениях положительные аномалии комплексного параметра на профиле А выделены (Рисунок 5.7):

- в комплексе Pg-K в районе ПК60000-780000 и 37500-52000 и могут отражать залежи УВ, связанные с месторождениями Теренозок и Тажигали.

▪ в комплексе III в районе ПК7500-16000 (вблизи месторождения Нуржанов), ПК20000-350000 (район месторождения Тенгиз), ПК350000-53000 (район месторождения Караарна), ПК60000-80000 (район месторождений Тажигали и Теренозек).

В подсолевых отложениях положительные аномалии КП выделены (рисунки 5.8-5.9):

- в нижнепермском комплексе (P_1) в районе структуры Тенгиз (ПК 20000-36000)
- в отложениях карбонатного карбона (P_2) в районе структуры Тенгиз (ПК 20000-36000) и на севере профиля в пределах ПК60000-80000;
- в комплексе P_2^1 в районе ПК0-75000, структуры Тенгиз (ПК 20000-36000) и в пределах ПК60000-80000 (слабая аномалия).
- в комплексе Dt в районе ПК0-75000, структуры Тенгиз (ПК 20000-36000) и на севере профиля (в пределах ПК60000-80000);

Выводы по пятому разделу

1. Следует отметить, что на юге и севере профиля А выделение границ P_2 , P_2 -1, Dt по данным сейсморазведки проблематично и неоднозначно, поэтому аномалии КП здесь носят сугубо вероятностный характер.

2. Большое количество аномалий КП вдоль одного профиля не позволяет с большой уверенностью говорить об их достоверности. Необходимо провести аналогичные исследования на пересекающихся профилях с целью разбраковки «ложных» аномалий;

3. Также необходимо выполнить комплексную интерпретацию данных электро- и сейсморазведки в масштабе (x , t_0) с использованием скоростных параметров для расчета КП и более достоверного прогноза нефтегазоносности. Это позволит выполнить ранжирование аномалий КП, рассчитанных различными способами.

4. Тем не менее, на примере месторождения Тенгиз в подсолевых отложениях P_1 , P_2 , P_2^1 и Dt отмечается понижение значений интервальных плотностей, повышение значений интервального сопротивления и комплексного параметра (КП). Этот фактор является главным поисковым критерием при прогнозе нефтегазоносности надсолевых и подсолевых отложений на основе комплексной интерпретации данных МТЗ и сейсморазведки 3D;

5. Для оценки продуктивности надсолевых отложений по технологии «GeoVisor» необходима более детальная модель верхней части разреза, поэтому выполненный нами прогноз нефтегазоносности надсолевых отложений P_g -K, III и V носит региональный характер.

6.РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРИМЕНЕНИЮ МАГНИТОТЕЛЛУРИЧЕСКОГО МЕТОДА ПРИ ИЗУЧЕНИИ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА И ВЫЯВЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ СТРУКТУР

6.1 Выделение зон нефтегазоносности блока Каратон-Саркамыс

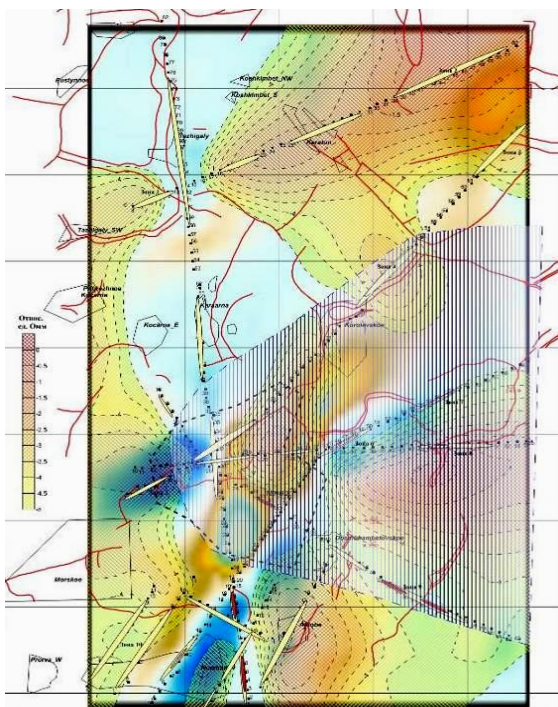
Прогноз нефтегазоносности осуществляется по комплексу косвенных признаков в разных геофизических полях, увязанных между собой некоторой генетической связью. Эта связь выявляется и обосновывается сопоставлением геофизических данных с данными бурения. Учет априорных данных, прежде всего, необходим для сужения границ действия принципа эквивалентности. Для обоснования параметров нефтегазоносности необходим анализ всех имеющихся данных, включая их оптимизированные трансформации, совместно с имеющимися сведениями о нефтегазоносности.

Прогноз по данным электроразведки основан на прямой связи между сопротивлением и литолого-фациальным составом отложений. Для целевых горизонтов на фоне, в целом, низкоомных глинистых образований выделяются высокоомные объекты, которые могут быть потенциальными отложениями с улучшенными коллекторскими свойствами (коллекторами), в которых могут аккумулироваться углеводороды. В процессе образования нефтегазовой залежи может наблюдаться повышение сопротивления, как внутри контура залежи, так и в непосредственной близости к ней [83,84].

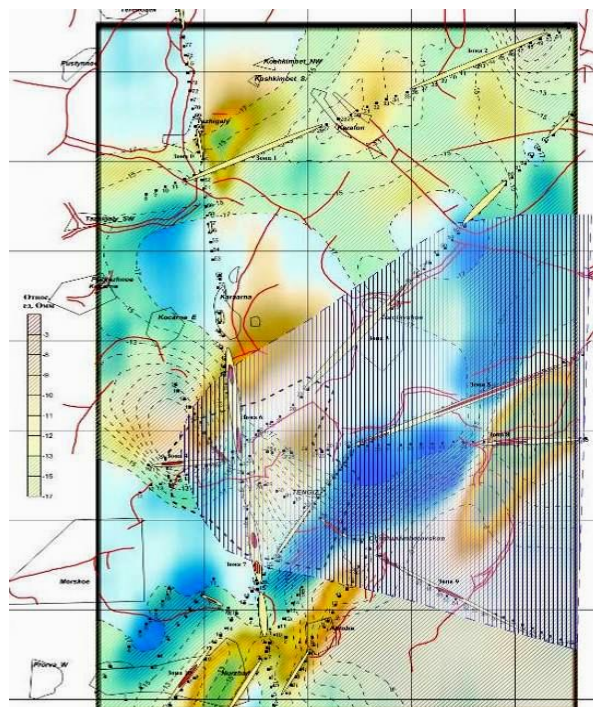
По результатам обработки и интерпретации данных МТЗ была построена результативная схема наложения комплекса параметров геофизических полей и сопутствующих расчетных факторов для оценки перспективных участков (Рисунок 6.1). Схема построена для трех горизонтов: 5 горизонт (надсолевой) – юрские отложения, 7 и 8 горизонты (подсолевой) верхнепалеозойские отложения.

На основе проверенной методики, разработанной в ООО «ЕМГЕО» И. С. Фельдманом, а также анализа известных месторождений блока Каратон-Саркамыс был разработан ряд косвенных признаков (факторов), по которым выделялись продуктивные области:

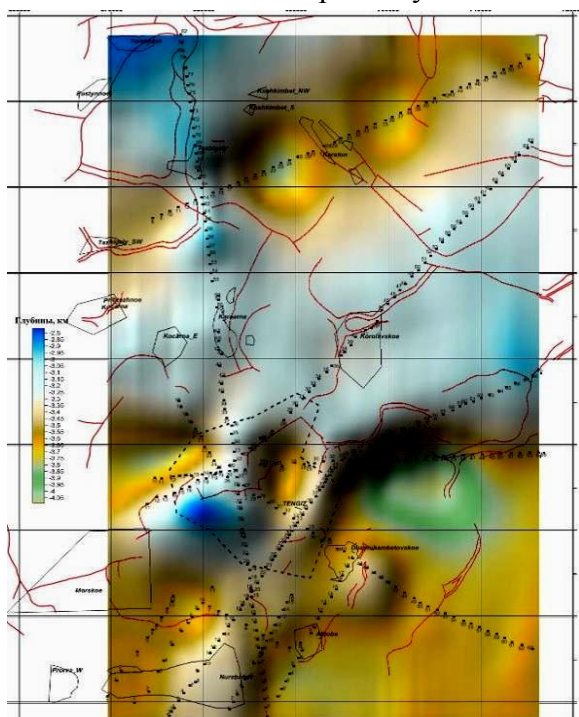
1. Структурный фактор по соответствию планового положения электроразведочных и сейсмических структур (ловушек);
2. Фактор по наличию тектонических ограничений структур;
3. Фактор наличия ловушек в интервале продуктивных зон, прогнозируемых по данным сейсморазведки;
4. По наличию структур (поднятий) фундамента по данным электроразведки;
5. Фактор соответствия структур аномалиям (повышению УЭС) электроразведки;
6. Фактор соответствия повышения УЭС аномалиям гравитационного поля;
7. Фактор соответствия повышения УЭС понижению значений магнитного поля.



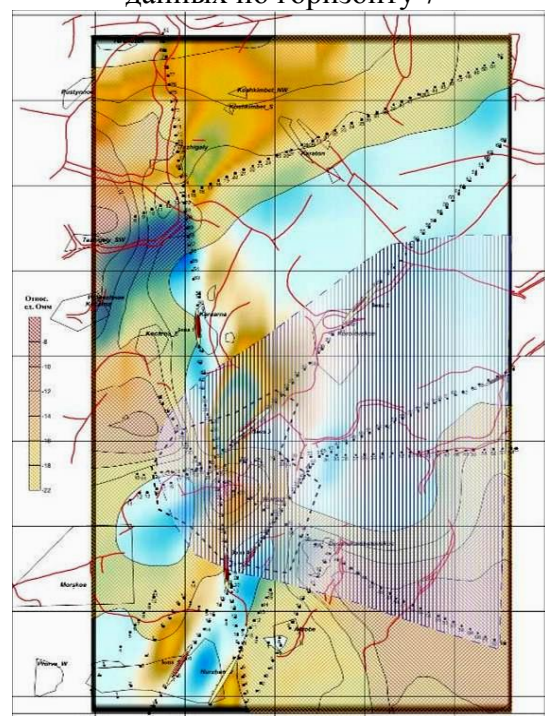
Структурная карта и карта распределения
УЭС по данным МТЗ и результаты
сопоставления грави-магниторазведочных
данных по горизонту 5



Структурная карта и карта распределения
УЭС по данным МТЗ и результаты
сопоставления грави-магниторазведочных
данных по горизонту 7



Структурная карта по данным МТЗ по
горизонту 6



Структурная карта и карта распределения УЭС
по данным МТЗ и результаты сопоставления
грави-магниторазведочных данных по горизонту 8

Рисунок 6.1 – Карта результатов наложения комплекса геофизических параметров и расчетных факторов для оценки перспективных участков

Все эти факторы, формально взаимодействуя друг с другом, дают возможность разработать комплексный параметр нефтегазоносности. Баллы, которые присваиваются тому или иному фактору – это вес каждого из факторов в комплексном параметре. Веса присваивались на качественном уровне. Выполнялся анализ по известным крупным месторождениям углеводородов, например, по Тенгизу и Королевское. Поскольку на данных месторождениях основным фактором нефтегазоносности является структурный фактор по соответствию планового положения электроразведочных и сейсмических структур (ловушек), то ему присваивалось 5 баллов (максимум). Тектоническому фактору присваивалось 4 балла и т. д. Далее рассчитывались баллы, показывающих перспективность на нефтегазоносность, на основе соответствия контуров структур (ловушек) и аномалий различных геофизических параметров (геоэлектрических данных, поля Δg , данных магниторазведки и сейсморазведки (Таблица 6.1). Если суммарная оценка набранных баллов превышает 21, то область оценки считается перспективной на наличие залежи углеводородов [85,86,87].

Анализ имеющегося комплекса геофизических данных сводился к заполнению эмпирически составленной таблицы, которая была опробована на большинстве месторождений России, ближнего и дальнего зарубежья, в том числе и на месторождениях Прикаспийской впадины [88,89,90].

На первом этапе комплексного анализа выяснялся уровень достоверности выбранных факторов нефтегазоносности. Для этого был произведен подсчет баллов в соответствии с Таблицей 6.2 для всех известных месторождений блока Каратон-Саркамыс. В соответствии с вычислениями баллы известных месторождений находились в пределах 22-31 баллов.

На втором этапе такие же расчеты были произведены для всех аномальных зон, выделенных по результатам проведения МТЗ. Это зоны: 5_1-5_10, 7_0-7_10 и 8_1-8_5. Первая цифра означает номер геоэлектрического горизонта, вторая – номер зоны. Вычисленная по данной методике оценка прогноза нефтегазоносности по различным геофизическим параметрам представлена в Таблице 6.2.

Подсчитанная сумма баллов по 5, 7 и 8 геоэлектрическим горизонтам изменяется в пределах от 13 до 19 (Таблица 6.3). На основе вышеописанных критериев были выбраны:

- на 5 горизонте – 10 зон;
- на 7 горизонте – 11 зон;
- на 8 горизонте – 5 зон (Таблица 6.3).

Особо выделяется зона 5-8 (21 балл), расположенная в 16 км восточнее месторождения Тенгиз (по профилю В) и зона 7-4 (20 баллов) находящаяся в западной части резервуара Тенгиз.

Таблица 6.1 – Расчет баллов для факторов нефтегазоносности структур по соответствию контуров структур (ловушек), выделенных на основе сейсморазведочных данных, и аномалий различных электроразведочных параметров, поля Δg и данных магниторазведки

№ п/п	Описание фактора нефтегазоносности и правила начисления баллов	Кол-во баллов
1	2	3
1	Структурный фактор по соответствию планового положения электроразведочных и сейсмических структур (ловушек).	
1.1	Контуров структур перекрываются. Площадь перекрытия более половины от площади наименьшей структуры. Границы структур по одному из профилей совпадают с точностью до 10%.	5
1.2	Контуров структур перекрываются более 1/3 от площади наименьшей структуры. Границы структур по профилю совпадают в пределах 30%	4
1.3	Контуров структур перекрываются менее 1/3 от площади наименьшей структуры. Границы структур по профилю совпадают в пределах 50% от ширины наименьшей структуры	3
1.4	Контуров структуры по одному методу соответствует в плане структурному мысу по данным другого метода	3
1.5	На данном участке структура выделена только по одному методу и не подтверждается другим методом	1
1.6	С/р структура находится за пределами области эл/р работ	2
2	Структурный фактор по объему сейсмических и электроразведочных структур и наличию тектонических ограничений структур по разломам со смещением (потенциальная возможность увеличения объемов ловушки)	
2.1	Объем меньше 0.1 км ³	1
2.2	Объем от 0.1 до 0.4 км ³	2
2.3	Объем от 0.5 до 1.0 км ³	3
2.4	Объем от 1.0 до 2.4 км ³	4
2.5	Объем больше 2.4 км ³	5
2.6	Наличие тектонических ограничений структур по разломам со смещением	2
3	Фактор наличия ловушек в интервале продуктивных горизонтов, прогнозируемый по данным сейсморазведки	
3.1	Наличие ловушки продуктивных горизонтов	3
3.2	Отсутствие ловушки продуктивных горизонтов	0
3.3	Наличие ловушки по одному из продуктивных горизонтов	1
3.4	Наличие ловушек по двум и более продуктивным горизонтам	2
3.5	Наличие ловушек по всем продуктивным горизонтам	3
3.6	Отсутствие ловушек по всем продуктивным горизонтам	0
4	Структурный фактор по положению структур относительно структур фундамента по данным электроразведки:	

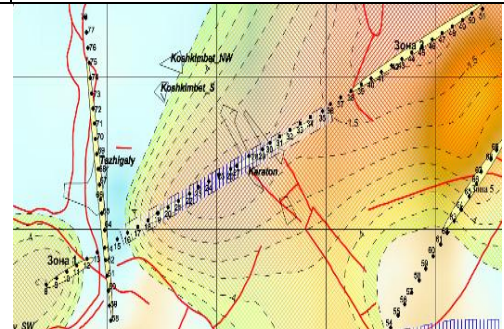
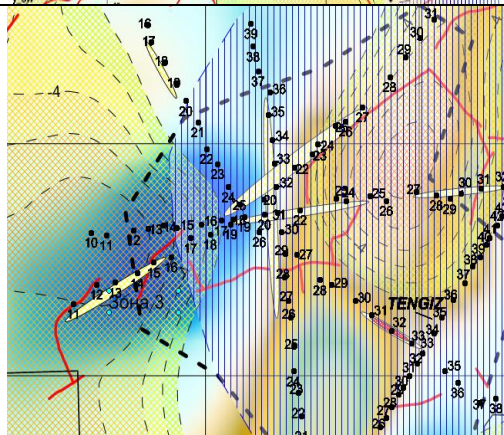
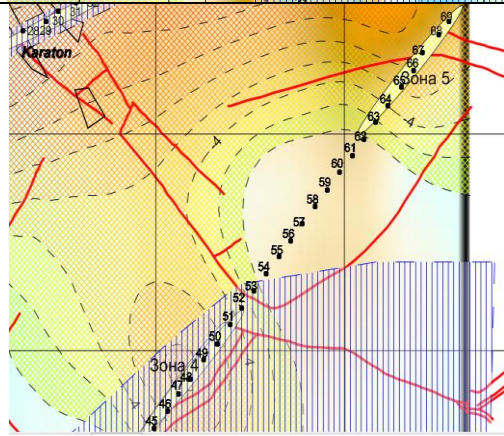
4.1	Структура (ловушка) находится в пределах свода структур по фундаменту	4
4.2	Структура (ловушка) находится вблизи локального поднятия по фундаменту	3
4.3	Структура (ловушка) находится в пределах свода и совпадает или находится рядом с поднятием по фундаменту	5
4.4	Структура (ловушка) находится в области погружения фундамента	-2
4.5	Вблизи структуры (ловушки) отсутствуют локальные области погружения или поднятия фундамента	1
5	Фактор соответствия структур аномалиям удельного сопротивления	
5.1	Структура находится в области повышенных сопротивлений	8
5.2	Структура находится в области высокоомных аномалий	10
5.3	Структура находится в области высокоомных аномалий на фоне региональной зоны пониженных сопротивлений	6
5.4	Структура находится за пределами зоны повышенных и высоких сопротивлений	-6
5.5	Структура находится в безаномальном поле средних значений, а также в области высокоомных аномалий, связанных с разломами и погружением горизонтов	2
6	Фактор соответствия аномалиям гравитационного поля Δg .	
6.1	Структура находится в пределах изометрической области с минимальными значениями Δg	3
6.2	Структура находится в пределах изометрической области с максимальными значениями Δg	-2
6.3	Структура совпадает с локальной отрицательной аномалией Δg	2
6.4	Структура совпадает с локальной положительной аномалией Δg	-2
6.5	Структура находится вне пределов аномалий Δg	1
7	Фактор соответствия аномалиям магниторазведочного поля.	
7.1	Структура находится в пределах с минимальными значениями поля	3
7.2	Структура находится в пределах с максимальными значениями поля	-2
7.3	Структура находится в градиента поля	1

Таблица 6.2 – Список и месторасположение аномальных зон

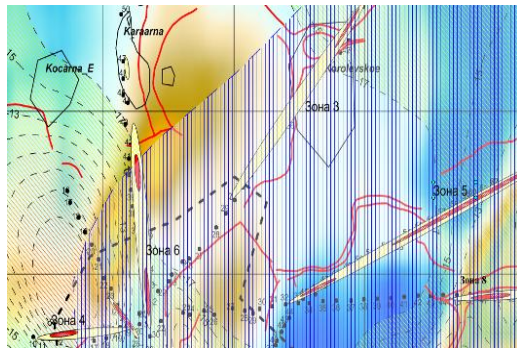
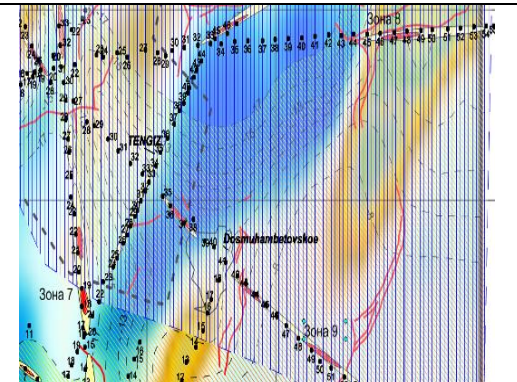
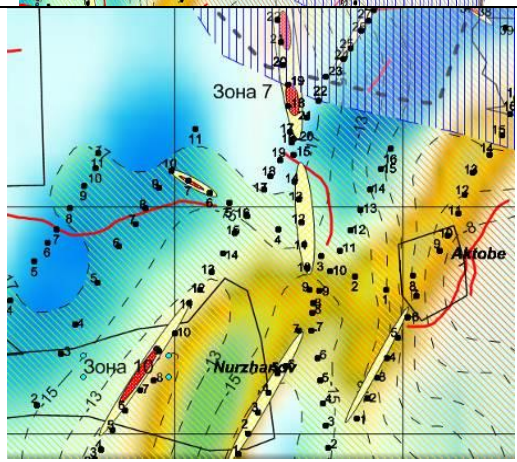
Аномальная зона	Геоэ.ий горизонт	Месторасположение		
		профиль	пикеты	расположение
5-1	5	F	8-12	между месторождениями Тажигали и Тажигали ЮЗ
5-2	5	F	38-51	10 км, СВ-е м/р Каратон
5-3	5	D	11-15	м/у м/р Морским и м/р Тенгизом
5-4	5	D	44-52	5 км, СВ-е м/р Королевское
5-5	5	D	62-69	25 км, СВ-е м/р Королевское
5-6	5	C	44-50	5 км восточнее м/р Тенгиза
5-7	5	C	56-61	15 км СВ м/р м/р Тенгиза
5-8	5	B	43-50	16 км восточнее м/р Тенгиза
5-9	5	E	47-57	8 км ЮВ м/р Досмухамбетовского
5-10	5	I,J	1-9(I),1-8(J)	4 км СЗ м/р Нуржанов
7-0	7	A	64-67	м/р Тажигали
7-1	7	F	17-25	10 км, западнее м/р Каратон
7-2	7	F	36-49	8 км, СВ-е м/р Каратон
7-3	7	D	30-45	м/р Королевское
7-4	7	B	10-18	Западная часть резервуара м/р Тенгиз
7-5	7	E	54-65	17 км СВ м/р Тенгиза
7-6	7	A	32-40	Северная часть резервуара Тенгиз
7-7	7	A	16-24	Южная часть резервуара Тенгиз
7-8	7	B	46-49	17 км восточнее м/р Тенгиза
7-9	7	C	49-52	16 км ЮВ м/р Досмухамбетовского
7-10	7	E	5-9	м/р Нуржанов
8-1	8	A	45-49	м/р Кара-Арна
8-2	8	D	42-46	2 км СВ м/р Королевского
8-3	8	D	24-28	СВ угол резервуара м/р Тенгиз
8-4	8	A,E	17-21(A),22-25(E)	Южная часть резервуара Тенгиз
8-5	8	E	7-10	м/р Нуржанов

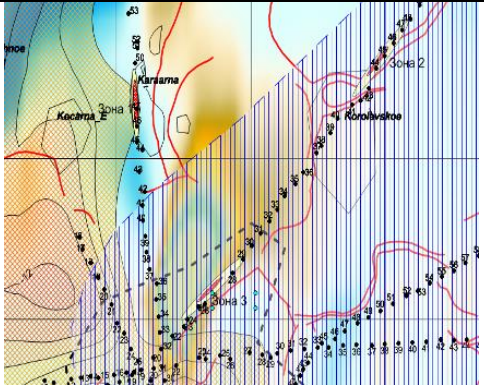
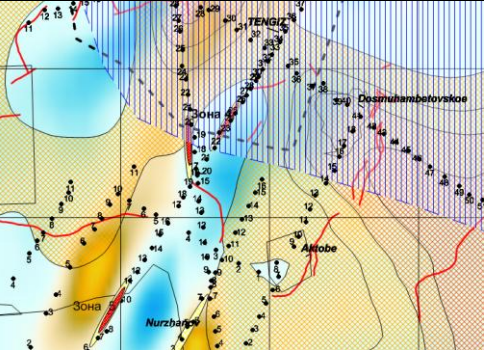
Таблица 6.3 – Оценки прогноза нефтегазоносности по различным геофизическим параметрам в соответствии с таблицей расчета баллов

№№ п/п	Название месторождения или аномальной зоны	Структурный фактор по соответствию планового положения электроразведочных и сейсмических структур (ловушек).	Структурный фактор по объему сейсмических и электроразведочных структур и наличие тектонических ограничений структур по разломам со смещением (потенциальная возможность увеличения объемов ловушки)	Фактор наличия ловушек в интервале продуктивных зона, прогнозируемый по данным сейсморазведки	Структурный фактор по положению структур относительно структур фундамента по данным электроразведки:	Фактор соответствия структур аномалиям удельного сопротивления	Фактор соответствия аномалиям гравитационного поля □ g.	Фактор соответствия аномалиям магниторазведочного поля.	Сумма (3+4+5+6+7+8+9)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Каратон	5	2	3	5	10	3	3	31	
2	Тажигали	1	1	3	5	8	3	1	22	
3	Кара-Арна	1	2	3	4	8	3	1	22	
4	Тенгиз	5	2	3	5	10	3	3	31	
5	Королевское	4	2	3	4	6	3	3	25	
6	Досмухам бетовское	5	2	3	5	6	3	3	27	
7	Актобе	5	2	3	4	10	3	1	28	
8	Нуржанов	5	1	3	4	6	3	1	23	

Аномальные зоны по 5 горизонту										Фрагменты интерпретационных карт
9	Зона 5-1	1	1	0	1	8	3	2	15	
10	Зона 5-2	1	1	0	1	8	3	2	15	
11	Зона 5-3	3	1	1	1	8	3	1	18	
12	Зона 5-4	3	1	0	1	8	3	3	19	
13	Зона 5-5	3	2	1	1	8	3	1	19	

14	Зона 5-6	2	2	1	2	6	3	3	19	
15	Зона 5-7	2	2	0	2	6	3	3	18	
16	Зона 5-8	2	2	1	2	8	3	3	21	
17	Зона 5-9	1	1	1	1	6	3	2	14	
18	Зона 5-10	3	2	1	1	6	3	1	17	
Аномальные зоны по 7 горизонту										
19	Зона 7-0	1	1	0	1	6	3	1	13	
20	Зона 7-1	1	1	0	1	6	3	3	15	
21	Зона 7-2	1	1	0	1	6	3	1	13	

22	Зона 7-3	1	1	0	1	6	3	3	15	
23	Зона 7-4	2	2	0	2	8	3	3	20	
24	Зона 7-5	2	2	0	2	6	3	3	18	
25	Зона 7-6	2	2	0	2	6	3	3	18	
26	Зона 7-7	2	2	0	2	6	3	1	16	
27	Зона 7-8	1	2	0	3	6	3	3	18	
28	Зона 7-9	2	2	0	2	8	3	1	18	
29	Зона 7-10	3	2	0	1	6	3	1	16	

Аномальные зоны по 8 горизонту										
30	Зона 8-1	3	2	0	3	2	3	1	14	
31	Зона 8-2	2	2	0	2	2	3	3	14	
32	Зона 8-3	2	2	0	2	2	3	3	14	
33	Зона 8-4	2	2	0	2	2	3	3	14	
34	Зона 8-5	3	2	0	3	2	3	1	14	

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Комплексные геолого-геофизические исследования по теме диссертации в пределах Каратон-Саркамысского блока Прикаспийской впадины в Казахстане, позволяют сделать ряд принципиальных выводов и рекомендаций по методике интерпретации геолого-геофизических данных, геологическим результатам и прогнозной оценке региона.

1. Каратон-Саркамысский тектонический блок характеризуется не только сложностью структурно-тектонического строения (выклинивание соли кунгурского яруса, пространственное расположения геологических тел в блоке), но и имеет широко развитую смену условий седиментации и изменение состава разновозрастных геологических образований.

Геологоразведочные работы на блоке проводятся начиная с 20-х годов прошлого столетия. Но, несмотря на то, что регион является во многих отношениях детально изученным, отдельные принципиальные вопросы его геологического строения остаются дискуссионными вплоть до настоящего времени. При этом важнейшими являются вопросы стратификации нижней (верхний палеозой) части осадочного чехла и формирование так называемых «аномальных» структур в девонско-каменноугольных отложениях, а также детальное изучения литолого-стратиграфической неоднородности надсолевого комплекса.

Осадочный чехол разведанного блока Каратон-Саркамыс сложный. Подсолевой комплекс разделяется на два структурных этажа: доэйфельский и эйфельско-артинский. Бурением вскрыты отложения девона, представленные преимущественно глинистыми известняками. Выше залегают рифогенные отложения от турнейского яруса нижнего карбона до башкирского яруса среднего карбона. Завершают разрез подсолевого комплекса отложения ассельско-артинского ярусов нижней перми, литологически представленные карбонатными и терригенно-карбонатными отложениями. Выше залегает соленосный комплекс кунгурского яруса, средняя мощность которого составляет 4.0 км. Надсолевой разрез представлен полным комплексом геологических отложений, характерным для всей Прикаспийской впадины. Здесь установлены нефтяные горизонты в широком стратиграфическом диапазоне от палеогена до триаса включительно, представляющие собой 3 региональных нефтегазоносных комплекса: средне-верхнетриасовый, средне-верхнеюрский и ниже-верхнемеловой.

2. Петрофизической особенностью осадочного чехла Прикаспийской впадины является наличие трех геоэлектрических комплексов: надсолевого с проводимостью от единиц до первых десятков сименс, карбонатно-галогенного с поперечным сопротивлением около 10^7 Ом·м² и продольной проводимостью в единицы См, и подсолевого с проводимостью от единиц до 15-20 См. Кристаллический фундамент впадины характеризуется высокими значениями УЭС. Высокое электрическое сопротивление плотных вмещающих пород осадочного чехла значительно отличается от сопротивления пластов-

коллекторов. Насыщение коллекторов высокоминерализованными флюидами обуславливает четкую корреляцию электрических свойств горизонтов и их емкостных параметров. Для использования этих преимуществ в настоящий момент в районе исследования успешно апробирована методика электроразведки МТЗ.

3. Для получения дополнительной геологической информации на участке исследований была проведена электроразведка методом магнитотеллурического зондирования (МТЗ). Результаты электромагнитных исследований (после обработки и интерпретации) представлены в виде геоэлектрических моделей среды, несущих информацию о физических и геологических свойствах изучаемого разреза (проводимости, литологии, флюидонасыщенности и др.)

МТ-исследованиями решались следующие задачи:

- изучение и уточнение геологического строения надсолевого (триас и юрско-меловые отложения) и подсолевого комплексов блока Каратон-Саркамыс;

- выделение геоэлектрических неоднородностей в образованиях осадочного чехла и верхней части консолидированной земной коры с целью оценки их перспективности на нефтегазоносность;

- выделение аномальных зон проводимости осадочного чехла, благоприятных для аккумуляции углеводородов;

- подготовка рекомендаций по постановке последующих геологоразведочных работ.

4. Обработка электроразведочных данных проводилась комплексами программ, разработанных компанией «Phoenix Geophysics Ltd» и ООО «Северо-Запад» и состояла из следующих этапов:

- анализ частотных зависимостей в пунктах измерений МТ-параметров (импедансов). На этом этапе изучались амплитудные и фазовые кривые МТЗ; строились и анализировались частотные разрезы параметров тензора импеданса, карты амплитудных и фазовых полярных диаграмм тензора импеданса на характерных периодах, показывающих соответствие среды 1D, 2D или 3D модели.

- трансформации МТ-параметров, позволяющие устранить или ослабить действие неоднородностей, расположенных в верхней части разреза (ВЧР);

Во время обработки данных вводилась поправка за магнитное склонение с целью ориентировки данных на географический север и восток.

В процессе обработки были проанализированы разрезы параметров тензора импеданса:

- значения параметра неоднородности N на различных периодах;

- параметры асимметрии Свифта $SkewS$ (амплитудный параметр) и $SkewB$ (фазовый параметр).

5. Процедура интерпретации электроразведочных данных состояла из двух этапов: количественной интерпретации кривых МТЗ с получением геоэлектрических разрезов, и последующей геологической интерпретации геоэлектрических разрезов с построением геолого-геофизических разрезов и

конт. Для построения геоэлектрической модели разреза и определения характерного сопротивления различных комплексов осадочного чехла широко привлекались данные каротажа и результаты бурения скважин.

6. На полученных геоэлектрических разрезах достаточно четко выделяются надсолевая, соленосная и подсолевая толщи.

Надсолевые отложения устойчиво дифференцируются по значениям удельного электрического сопротивления: четко разделяются на низкоомные и высокоомные пласты и хорошо коррелируются между собой.

Кровля соли является высокоомным горизонтом, УЭС которого значительно больше вышележащих пород, поэтому ее выделение является наиболее простой задачей для магнитотеллурических зондирований. На геоэлектрическом разрезе по профилю А наблюдается уверенная коррелируемость с отражающим горизонтом, характеризующий кровлю соли по сейсмическим данным. Кровля фундамента по результатам МТЗ отмечается уверенно.

7. Стратиграфическая привязка геоэлектрических границ в процессе интерпретации выполнялась путем определения геоэлектрических неоднородностей разреза, соответствующих отражающим сейсмическим горизонтам. На этапе комплексной интерпретации, на участке Каратон-Саркамыс были широко использованы материалы ранее проведенных геофизических съемок.

8. Особенно эффективна геологическая интерпретация результатов МТЗ в комплексе с другими геофизическими методами, которая позволила выделить на площади Каратон-Саркамысского блока семь геоэлектрических горизонтов, хорошо коррелируемых на всех вертикальных срезах. Установлено четкое проявление горизонтальной слоистости надсолевых и подсолевых отложений. Анализ псевдокаротажных кривых надсолевой толщи Каратон-Саркамысского блока показывает, что в этих отложениях вполне уверенно выделяются четыре границы – стратиграфические маркеры, являющиеся кровлями пластов с некоторыми средними значениями УЭС и наличием хорошо проводящих слоёв. После предварительной корреляции по *маркирующим геоэлектрическим горизонтам* была проведена послойная корреляция. Сопоставление и увязка выделенных геоэлектрических реперов производилась от верхнего репера к нижнему.

9. Комплексный анализ МТЗ-данных, сопоставление их с результатами ранее выполненных сейсморазведочных, магнитометрических исследований, материалами бурения и каротажа скважин, позволили уточнить геологическое строение и оценить перспективы нефтегазоносности верхнепалеозойского комплекса региона исследований.

10. По результатам комплексной геологической интерпретации построены карты корреляции результатов каротажа скважин и геоэлектрических разрезов, построенных по результатам интерпретации МТЗ, составлены таблицы соответствия выделенных геоэлектрических горизонтов с данными стандартного каротажа скважин. С помощью каротажных кривых по основным литологическим горизонтам месторождений региона проведена

литолого-стратиграфическая привязка по глубине построенных геоэлектрических горизонтов. Для стратиграфической привязки опорных геоэлектрических горизонтов использована информация о глубине и результаты каротажа методом КС по скважинам из базы данных ТОО «НПЦ «Геокен».

11. На площади исследований по результатам интерпретации данных МТЗ создана цифровая геоэлектрическая модель Каратон-Саркамысского блока и построены геоэлектрические разрезы по 6 профилям. По разрезам проведены процедуры трассирования, пикетирования, корреляционного прослеживания наиболее характерных горизонтов, где каждый горизонт выделяется сменой градиента УЭС. По каждому из полученных геоэлектрических горизонтов были построены карты УЭС.

12. Сравнение сейсмического и геоэлектрического разрезов показывает хорошие возможности электроразведочных данных при решении структурных задач. На геоэлектрическом разрезе по профилю А, совмещенный с сейсмическим разрезом, выделенные геоэлектрические горизонты совпадают с условными горизонтами, выделенными по результатам интерпретации данных сейсморазведки. Так 2-я геоэлектрическая граница (ГЭГ) надежно увязывается с III опорным сейсмическим горизонтом. Пятая ГЭГ по глубине и морфологии совпадает с V опорным сейсмическим горизонтом. Седьмая ГЭГ совпадает с опорным сейсмическим горизонтом Рз.

13. Автором работы предложена методика геометризации разреза осадочного чехла на основе расчета ДН-параметра, представляющего собой приращение по глубине логарифма жёсткости (плотности, намагниченности, сопротивления). Учитывая, что ДН-параметр отображает степень относительной неоднородности среды, прослеживание в разрезе его экстремальных значений будет определять геометрию разделов в земной коре. Часть этих границ была связана с проявлением разломной тектоники.

14. Прогноз нефтегазоносности перспективных интервалов района исследований был выполнен на основе расчета комплексного сейсмо-электрогравиразведочного параметра (КП), учитывающего литолого-фациальную изменчивость отложений и отвечающего за изменение характера их флюидонасыщения и параметров вызванной поляризации, реагирующих на наличие залежи УВ в разрезе. Положительные аномалии комплексного параметра (Кп) соответствуют продуктивным интервалам разреза, отрицательные или близкие к нулю аномалии КП свидетельствуют о том, что вероятность обнаружения залежи УВ мала. Опробование данного варианта расчета КП на профиле А, пересекающего Тенгизское месторождение (эталон) показало, что в продуктивных интервалах разреза наблюдается понижение значений интервальных плотностей, повышение значений интервального сопротивления и комплексного параметра (КП). Этот фактор был определен, как главный поисковый критерий при прогнозе нефтегазоносности надсолевых и подсолевых отложений района исследований. Таким образом, в диссертационной работе получен количественный параметр, позволяющий

комплексно изучать элементы гравитационного, электрического, магнитного и сейсмического полей.

15. Комплексное использование результатов гравиразведки, магниторазведки, сейсморазведки 3D и электроразведки МТЗ и анализ комплексного параметра КП позволило построить интерпретационные схемы и выделить перспективные зоны нефтегазоносности в надсолевой и подсолевой частях разреза блока Каратон-Саркамыс.

15. Проведение электроразведки МТЗ позволило создать современную цифровую геоэлектрическую модель блока Каратон-Саркамыс высокой точности.

Таким образом, исследования автора диссертации показали, что включение в комплекс поисковых и (при благоприятных условиях) разведочных работ метода магнитотеллурических зондирований на нефтегазовых месторождениях Казахстана, могут повысить эффективность нефтегазопоисковых работ региона. Результаты МТ-исследований, отличаются сравнительно хорошей достоверностью при изучении геологического строения надсолевых и (в меньшей степени) подсолевых структур, а в комплексе с сейсморазведкой позволяют оценить исследуемые объекты в отношении нефтегазоносности.

В результате:

- Охарактеризовано строение палеозойских комплексов с выделением предполагаемых разрывных нарушений;
- Выделены перспективные участки в мезозойских терригенно-осадочных комплексах горных пород;
- Проведена оценка продуктивности выявленных сейсморазведкой структур и подтверждены участки профилей с улучшенными коллекторскими свойствами;
- На основании результатов МТ-исследований даны рекомендации дальнейших детальных геологоразведочных работ.

При поисках углеводородов МТЗ эффективно дополняют сейсморазведочные и буровые исследования, позволяя получить дополнительную информацию при решении поисково-разведочных задач, при выявлении литологических неоднородностей и зон, перспективных в отношении нефтегазоносности. Большая глубинность зондирования обуславливает возможность применения метода для изучения глубоких горизонтов осадочного чехла.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Жамалетдинов А.А. Электроразведка с применением естественного переменного электромагнитного поля Земли. – Апатиты: Издание КФ Петрозаводского ГУ, 2010. - 60 с.
2. Куандыков Б.М., Матлошинский Н.Г., Сентгиорги К. и др. Нефтегазоносность палеозойской шельфовой окраины севера Прикаспийской впадины. – Алматы, 2011. -280 с.
3. Г.К.Умирова, С.А. Истекова, Г.Т. Байгазиева. Геофизические исследования геологического строения и оценки нефтегазоносности юга Прикаспийской впадины в Казахстане. Алматы, Весник КазНИТУ, 3-13 с.
4. Дмитриев В.И., Яковлев А.Г., Голубцова Н.С., Пушкарев П.Ю., Куликов В.А., Хмелевской В.К., Шустов Н.Л. – Москва, «Весник» Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова, 2010. - 18 с.
5. Бердичевский М.Н., Дмитриев В.И. Модели и методы магнитотеллурики. М.: Научный мир, 2009. - 680 с.
6. А.Н. Тихонов “Об определении электрических характеристик глубоких слоев земной коры” Об определении электрических характеристик глубоких слоев земной коры [Текст] // Доклады АН СССР. Нов. Сер. – 1950. Т. 73, № 2. - 295-297 с.
7. Swift C.M. A magnetotelluric investigation of an electrical conductivity anomaly in the South-Western United States: MIT. Cambridge, 1967. - 125 с.
8. Caldwell T.G., Bibby H.M., Brown C. The magnetotelluric phase tensor // Geophys. J. Inter. 2004. V. 158. - 457-469 p.
9. Дмитриев В.И. Электромагнитные поля в неоднородных средах. М.: МГУ, 1969. - 131 с.
10. Тихонов А.Н., Арсенин В.Я. Методы решения некорректных задач. М.: Наука, 1986. 288 с.
11. Ваньян Л.Л., Дебабов А.С., Юдин М.Н. Интерпретация данных магнитотеллурических зондирований неоднородных сред. М.: Недра, 1984. 197 с.
12. Сайт компании «Северо-Запад», Москва, РФ. <http://nw-geo.ru/>
13. <http://helpiks.org/4-99981.html>
14. Киселев Е. С., Ларионов Е. И., Сафонов А. С., 2007, Электрические свойства нефтегазоносных разрезов. Поисковые признаки залежей углеводородов в методах высокоразрешающей электроразведки: М., Научный мир.
15. Инструкция по электроразведке, Ленинград «Недра» Ленинградское отделение 1984
16. 5. Ингеро О. «Применение электроразведочных методов при поисках залежей углеводородов. Феникс Джеофизикс Лтд», Торонто, Онтарио, Канада. 2014 г.

17. Хмелевской В.К., Модин И.Н., Яковлев. А.Г. Электроразведка. Учебное пособие по электроразведочной практике для студентов геофизических специальностей / Ред. – Москва : МГУ, 2005. - 65 с.
18. Нефтегазоносные провинции СССР. Справочник / Под ред. Дикенштейна Г.Х., Максимова С.П., Сименовича. В.В. – М.: Недра. 1983. -270 с.
19. Нефтяная энциклопедия Казахстана. - Алматы: Общественный фонд «Мунайшы», 2005. - 578 с.
20. Умирова Г.К. Истекова С.А. Байгазиева Г.Т. Геофизические исследования и оценки нефтегазоносности юга Прикаспийской впадины в Казахстане. РК, Алматы. Вестник КазНТУ, №4. 2015. -3-12 с.
21. Умирова Г.К. Истекова С.А. Перспективы развития геофизических исследований на территории Казахстана. Тезисы доклада на VIII Казахстанско-Российской Международной научно-практической конференции «Математическое моделирование в научно-технологических и экологических проблемах в нефтегазовой отрасли». – Атырау. 2014. - 15 с.
22. Киинов Л.К., Исказиев К.О., Каримов С.Г. Коврижных П.Н., Шагиров Б.Б. Высокоточная инновационная аэромагнитная съемка Прикаспийской впадины. Алматы. 2014. -6 с.
23. Коврижных П.Н., Шагиров Б.Б. Опыт применения высокоточной гравиметрии на стадии разведки надсолевых месторождений нефти и газа в Прикаспийской впадине. //В кн. Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационного, магнитного и электрических полей. Материалы 33-ей сессии Международного семинара им Д.Г. Успенского. Екатеринбург, 2006 г. -13 с.
24. Пилюфосов В.М. Прикаспийская впадина. Сейсмостратиграфическая характеристика. В кн. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана. Нефть и газ. Том III, Алматы, 2002.
25. Исенов С.М., Каримов С.Г. Состояние геолого-геофизической изученности и перспективы развития нефтеразведочных работ на казахстанском секторе Каспийского моря. Тезисы. Межд. конф КазГео. Алматы 2010 г.
26. Карабалин У.С., Ажгалиев Д.К., Акчулаков У.А. и др. «Комплексное изучение осадочных бассейнов Республики Казахстан» за 2009-2011 г. г. Прикаспийский бассейн. – Астана, 2012. -294 с.
27. Справочник месторождений нефти и газа Казахстана. - Алматы, 2007. -326с.
28. Воцалевский Э.С., Куандыков Б.М., Булекбаев З.Е и др., Месторождения нефти и газа Казахстана: Справочник /, - М.: Недра, 1993. -235 с.
29. Куандыков Б.М., Ескожа Б.А. О перспективах расширения потенциала нефтегазовой отрасли страны// Нефть и газ.- Алматы, 2012.- №6 (72).- 41-52 с.
30. Шеин В.С., Певзнер Л.А., Горбачев В.И., Гончаренко Б.Д., Астафьев Д.А. Новый подход к изучению глубоководных горизонтов

нефтегазоносных бассейнов. Геодинамика и нефтегазоносность осадочных бассейнов СССР. М.: ВНИГНИ. 1991. -52-74 с.

31. Даукеев С. Ж., Воцалевский Э. С., Пилифосов В. М и др. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана. Том 2 Нефть и газ. – Алматы, 2002, - 248 с.

32. Абилхасимов Х.Б. Перспективы поисков крупных месторождений углеводородов на больших глубинах палеозойского шельфа севера Прикаспийской впадины. // Геология и охрана недр//. Казахстанское геологическое общество «КазГЕО»: №4(57) 2015.- 10-20 с.

33. Жолтаев Г.Ж., Абилхасимов Х.Б. Седиментационные модели и перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений Прикаспийской синеклизы и Устюрта.//Геология регионов Каспийского и Аральского морей: - Алматы: Казахстанское геологическое общество «КазГЕО», 2004.-472. -296-306 с.

34. Хасанов Д.Х., Мырзагалиев Д.М., Амиржанов А. «Казахстан мунай геофизикасы». 2002. -15 с.

35. Сейсморазведочным работ в Казахстане-60 лет». Алматы 2009г.С.

36. Умирова Г.К., Истекова С.А. Геофизические исследования при изучении геологического строения и оценки нефтегазоносности юга Прикаспийской впадины в Казахстане. Алматы: - Весник КазНТУ. 2015. - 10 с.

37. Даукеев С.Ж., Ужкенов Б.С., Любецкий В.Н., Мирошниченко Л.А., Воцалевский Э.С. и др. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана. - Алматы, 2002. - Т.1 -216 с.

38. Даукеев С.Ж., Ужкенов Б.С., Любецкий В.Н., Мирошниченко Л.А., Воцалевский Э.С. и др. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана. -Алматы, 2002.- Т.2- 248 с.

39. Нефтяная энциклопедия Казахстана, Алматы – 2004.

40. Месторождения нефти и газа Казахстана, Справочник. – Алматы, 2004, - 326 с.

41. Б.Б.Шагиров, П.Н.Коврижных, Воскобойников Д.М. и др., «Комплексное изучение осадочных бассейнов Казахстана», – Алматы, 2009-2012 г.г. -265 с.

42. Волож Ю.А. и др. «Обобщение геолого-геофизических данных, геологическое моделирование и составление геоинформационного проекта по Прикаспийскому, Предкавказско-Мангышлакскому и Южно-Каспийскому нефтегазоносным бассейнам», - Москва, 2007 г., -217 с.

43. Абилхасимов Х.Б., Акчулаков У.А., Коврижных. П.Н. Тектоническое строение фундамента Прикаспийской впадины. Геология и охрана недр. Казахстанское геологическое общество «КазГЕО» № 4 2012. - 30-39 с.

44. Жолтаев Г.Ж., Парагульгов Т.Х. Геология нефтегазоносных областей Казахстана. – Алматы. 1998. -256 с.

45. Абилхасимов Х. Б. «Особенности формирования природных резервуаров палеозойских отложений прикаспийской впадины и оценка перспектив их нефтегазоносности». Москва. Издательский дом Академии Естествознания. 2016. - 243 с.

46. Куандыков Б.М., Ескожа Б.А. О перспективах расширения потенциала нефтегазовой отрасли страны// Нефть и газ. - Алматы, 2012. - №6 (72). - 41-52 с.
47. Ужкенов Б.С., Воцалевский Э.С., Куандыков Б.М. Проблемные вопросы геологии и нефтегазоносности осадочных бассейнов Западного Казахстана. // Нефть и газ. - Алматы, 2011. - №6 (66).- 97-102 с.
48. Акчулаков У.А. Особенности строения и закономерности размещения залежей нефти и газа южной части Прикаспийской впадины. Автореферат диссертации на соискание ученой степени канд. геол-минер. наук. 1975. - 35 с.
49. Мильничук В.С., Тарханов М.И., Гибшман Н.В. и др. Геология и нефтегазоносность юго-востока Прикаспийской синеклизы (Западный Казахстан). Алма-Ата: Наука. 1988. - 184 с.
50. Ужкенов Б.С., Воцалевский Э.С., Куандыков Б.М. Проблемные вопросы геологии и нефтегазоносности осадочных бассейнов Западного Казахстана. // Нефть и газ. - Алматы, 2011.- №6 (66).- 97-102 с.
51. Варенцов И.М. Разрешающая способность современных ЭМ геофизических методов с естественным возбуждением поля/ // Разведка и охрана недр. - 2006. - № 8. - 66-71 с.
52. Куликов В.А. Электроразведочные технологии на этапах поиска и оценки рудных месторождений: диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. - Москва, 2015. -296 с.
53. Безрук И. А., Куликов А. В., Чернявский Г. А. и др., Электроразведка в комплексе глубинных и поисковых геофизических работ: Геофизика 1994. -23 – 30 с.
54. Электроразведка. Справочник геофизика. Под ред. Хмелевского В. К., Бондаренко В. – М.: Недра. 1989. -489 с.
55. Алексеев А. М. Аппаратура для электроразведки методом теллурических токов. Гостоптехиздат, 1959. -55-68 с.
56. Киселев Е. С., Куликов А. В., Безрук И. А. и др. Пространственные методы исследований при использовании электроразведки для поиска нефтегазовых месторождений: Новые разработки в области детальных геофизических исследований на нефть и газ: Сборник научных трудов: – М., Нефтегеофизика, 1985. -80 - 88 с.
57. Кукуруза В.Д. Смольников Б.М. Геоэлектрические исследования при поисках залежей нефти и газа. Киев: Наукова Думка. 1984. -140 с.
58. Матвеев Б.К. Электроразведка: Учебник. Для вузов-2 изд., переработанное и доп. – М.: Недра, 1990. – 368 с.
59. Шуман В.Н. Современное электромагнитные зондирующие системы: состояние, тенденции развития, новые идеи, задачи. Материалы второй международной конференции «Актуальные проблемы электромагнитных зондирующих систем. Институт геофизики им.С.И. Субботина. Киев. 2012. - 106-108 с.
60. Бердичевский М.Н., Дмитриев В.И. Магнитотеллурическое зондирование горизонтально-однородных сред. М.: Недра. 1991. - 250 с.
61. Фельдман И.С., Ефимов А.С., Тригубович Г.М. Роль геоэлектрических параметров и атрибутов в комплексе нефтегазописковых

работ. Доклад на 11-ой международной научно-практической конференции «Геомодель – 2009 г». Геленджик, 2009. - 78 с.

62. Ингеров О.И. Применение электроразведочных методов при поисках залежей углеводородов. «Феникс Джеофизикс Лтд», Торонто, Онтарио, Канада. 2014 г. – 16 с.

63. Dodds D.J., Ingerov O.I. New trends in multifunctional EM equipment development // 15th Workshop on electromagnetic induction in the Earth, Brazil, August 19-26, 2000.

64. Hoversten G. M., Morrison H. F., and Constable S. C., 1998-Marine MT for petroleum exploration, Part II: Numerical analysis of subsalt resolution. Geophysics, Vol. 63, NO. 3, P. 826-840

65. Тихонов А.Н. Об определении электрических характеристик глубоких слоев земной коры // Докл. АН СССР. 1950. Т. 73, № 2. -295 - 297 с.

66. Ваньян Л.Л., Дебабов А.С., Юдин М.Н. Интерпретация данных магнитотеллурических зондирований неоднородных сред. М.: Недра, 1984. -197 с.

67. Тихонов А.Н., Арсенин В.Я. Методы решения некорректных задач. М.: Наука, 1986. - 288 с.

68. Результаты применения новых технологий электромагнитных зондирований на юге Сибирской платформы. В. А. Кондратьев, А.В. Поспеев, Ю.А. Агафонов, А.М. Пашевин, Е.А. Ольховик (ФГУГП 'Иркутскгеофизика').

69. Нгуен Тхань Ван. Методика качественного анализа данных магнитотеллурического зондирования. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата физико-математических наук, Москва. -1991. -35 с.

70. Умирова Г.К., Истекова С.А., Байгазиева Г.Т. Методика интерпретации и результаты МТ-зондирования в пределах Каратон-Саракамысского блока Прикаспийской впадины в Казахстане. Ежемесячный научный журнал Международного научного института «EDUCATIO» №3(10). 2015. Ч.9. -117-124 с.

71. Умирова Г.К., Истекова С.А., Модин И.Н. Магнитотеллурические зондирования при оценке нефтегазоносности мезозойского комплекса Западного Казахстана. Вестник Московского Университета. Серия 4. Геология. 2016. №4. -52-58 с.

72. М.Н.Бердичевский, Р.Ф.Логунович. Магнитотеллурические полярные диаграммы. Московский государственный университет им.М.В.Ломоносова. Институт геоэлектромагнитных исследований РАН, 1-25 с.

73. Бердичевский М.Н., Дмитриев В.И., Новиков Д.Б., Пастуцан В.В. Анализ и интерпретация магнитотеллурических данных. Москва, Диалог-МГУ, 1997. - 161 с.

74. Якутский государственный университет им. М.К. Аммосова А.Г. Берзин Комплексирование геофизических методов (примеры решения геологических и нефтегазопроисловых задач) Учебное пособие Якутск 2003. УДК 553.98 (075)

75. Магнитотеллурические и сейсмические исследования по трансекту MANAS (Центральный Тянь-Шань). А. К. Рыбин. Учреждение Российской

академии наук. Научная станция Российской академии наук в г. Бишкеке, Бишкек, Киргизстан, ВГУ, 2010. - 218 - 228 с.

76. Мавричев В. Г., Озерков Э. Л. Сейсмо-, электро- магниторазведка - новая технология геофизических исследований на нефть и газ. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, №11, 1994, -26-30 с.

77. Кондратьев В. А., А.В. Поспеев, Ю.А. Агафонов, А.М. Пашевин, Е.А. Ольховик. Результаты применения новых технологий электромагнитных зондирований на юге Сибирской платформы. Разведка и охрана недр. М: Недра. – 2004. – №8-9. - 26 - 28 с.

78. Тулузакова А.В. Геологическая интерпретация гравитационных данных центральной части Прикаспийской впадины //Геология нефти и газа. 1977. № 3. - 69 - 73 с.

79. Матусевич А.В. Гравиразведка Прикаспийской впадины. – Ливны: Издатель Мухаметов Г.В., 2013. - 176 с.

80. Смилевцев Н.П., Чернышов С.А. Компьютерная технология прогноза нефтегазоносности на основе комплексирования геофизических данных в едином координатном пространстве (x, t0) при региональных и поисково-разведочных работах. ООО «СК Геовизор», Москва.

81. Черемисина Е.Н., Галуев В.И., Малинина С.С. Функциональное обеспечение унифицированной системы обработки и интерпретации геолого-геофизических данных на региональных профилях. Геоинформатика. 2001. №1. -19-24 с.

82. Киселев Е.С., Горюнов А.С., Волкова Н.Б. Моделирование поля пространственной частотно-временной электроразведки над залежью УВ // Геофизика. 2012. № 3. -48-54 с.

83. Сафонов А.С., Мушин И.А., Киселев Е.С., Горюнов А.С. Структурно-формационные модели – физико-геологическая основа высокоразрешающей электроразведки // Геофизика. 1996. № 2. -12-23 с.

84. Eshelby J. D., 1957, The determination of the elastic field of an ellipsoidal inclusion and related problems / Proc. Roy. Soc., London, ser. A., 241, 376 – 396 p.

85. Афанасьев Ю. В., Цивинская Л. В., Залежь углеводородов как самоорганизующаяся система: Геология нефти и газа. 1999. - 5 - 6 с.

86. Горюнов А. С., Киселев Е. С., Овчаренко А. В., , Прогноз нефтеносности электроразведочными методами: Геофизика, 5. 2010. -24 - 28 с.

87. Овчаренко А. В., Сафонов А. С.и др. Новые геофизические технологии прогнозирования нефтегазоносности: М., Научный мир. 2001. - 12 с.

88. Мавричев В. Г., Озерков Э. Л. Сейсмо-, электро- магниторазведка – новая технология геофизических исследований на нефть и газ. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. С. Петербург, №11, 1994, - 26-30 с.

89. Яковлев А.П., Корольков Ю.С. Эффективность электроразведочных методов при поисках нефти и газа. Разведочная геофизика. М., 1988. -42 с.

90. Якубовский Ю.В., Ренард И.В. Электроразведка. М.: Недра, 1991. -359 с.