

Казахский Национальный Исследовательский Технический Университет имени  
К.И. Сатпаева

УДК 550.3(83)

На правах рукописи

**ЕСИРКЕПОВА ШАРБАНУ БАХЫТОВНА**

**Рациональный комплекс геолого-геофизических методов при поисках  
месторождений углеводородов (на примере юго-восточной части Южно-  
Мангышлак-Устюртской системы прогибов)**

8D07104 – Нефтегазовая и рудная геофизика

Диссертация на соискание степени  
доктора философии (PhD)

Научный консультант:  
Абетов А.Е. д.г-м.н., профессор,  
академик НАН РК

Зарубежный научный консультант:  
Ma J.C. доктор PhD,  
профессор Института Наук  
о Земле Университета Бразилиа

**Алматы 2025**

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ.....</b>	<b>5</b>
<b>ОПРЕДЕЛЕНИЯ .....</b>	<b>6</b>
<b>ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ .....</b>	<b>8</b>
<b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>	<b>9</b>
<b>1. РАЦИОНАЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ - ПОНЯТИЕ, СТРУКТУРА И ЭТАПНОСТЬ ВЫПОЛНЕНИЯ</b>	<b>16</b>
<b>2. МЕТОДОЛОГИЯ ДИССЕРТАЦИОННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ: КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ И РЕГИОНАЛЬНЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИЙ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА И МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ .....</b>	<b>31</b>
2.1 Введение.....	31
2.2. Методологические основы .....	31
2.2.1 Цифровая трансформация геологоразведки: контекст и вызовы.....	33
2.2.2 SOM-моделирование: самоорганизующиеся карты Кохонена .....	33
2.3 Прогнозирование геофизических параметров и вероятностное моделирование.....	35
2.4 Инверсия контрастов и адаптивное моделирование ловушек.....	37
2.5. Анализ пространственной семантики: Surface и Optional Points .....	39
2.6 Совместная инверсия гравитационных и магнитных данных.....	40
2.7 Научная и практическая значимость результатов .....	42
2.8 Примеры реализации и масштабируемость.....	42
2.9. Заключение .....	42
<b>3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ГЕОЛОГИЧЕСКОМ СТРОЕНИИ РЕГИОНА ИССЛЕДОВАНИЙ.....</b>	<b>44</b>
3.1 Геологическая изученность.....	44
3.1.1 Основные черты геологического строения .....	44
3.2 Геофизическая изученность .....	54
3.2.1 Сейсмическая и буровая изученность.....	54
3.2.2 Изученность магниторазведкой.....	55
3.2.3 Гравиметрическая изученность .....	56
3.2.4 Изученность дистанционным зондированием Земли (ИК съемкой) .....	57
3.2.5 Аэрогамmasпектрометрическая изученность .....	57
3.3 Нефтегазоносность.....	58
3.3.1 Месторождение Шахпахты .....	61
3.3.2. Месторождение Джел .....	63
3.3.3. Месторождение Кансу .....	64
<b>4. ПРИМЕНЕНИЕ АЭРОГАММАСПЕКТРОМЕТРИИ В ПРИКЛАДНЫХ ЗАДАЧАХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ .....</b>	<b>66</b>
4.1 Обоснование включения метода в рациональный комплекс геофизических исследований .....	66

4.2 Теоретические и практические аспекты применения аэрогамма-спектрометрической съёмки .....	68
4.3 Прогноз перспективных площадей по данным аэрогаммаспектрометрии ...	69
4.4 Заключение .....	76
<b>5. ТРАНСФОРМАНТЫ ГЕОМАГНИТНОГО ПОЛЯ И ИХ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ПРИ ПОИСКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ .....</b>	<b>78</b>
5.1 Введение (обоснование включения в рациональный комплекс) .....	78
5.2 Теоретические и практические аспекты применения магнитной съёмки.....	79
5.2.1 Аналитический сигнал.....	79
5.2.2 Угол наклона вектора градиента магнитного поля – TDR (Tilt derivative)	80
5.2.3 Распределение аномалий геомагнитного поля, приведенных к полюсу....	80
5.2.4. Вертикальный градиент магнитного поля .....	81
5.2.5 Горизонтальный градиент магнитного поля .....	82
5.2.6 Трансформанта магнитной анизотропии.....	82
5.2.7 Автотрассирование осей аномалий магнитного поля, приведенных к полюсу .....	83
5.2.8 Точки Эйлера .....	84
5.3 Заключение .....	86
<b>6. ТРАНСФОРМАНТЫ ГРАВИТАЦИОННОГО ПОЛЯ ПРИ ПОИСКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ .....</b>	<b>88</b>
6.1 Введение (обоснование включения данных гравиразведки в рациональный комплекс).....	88
6.2 Теоретические и практические аспекты применения гравиразведки.....	88
6.3 Прогноз перспективных площадей по данным гравитационного поля .....	90
6.3.1 Модуль горизонтального градиента гравитационных аномалий Буге.....	90
6.3.2 Модуль вертикального градиента гравитационных аномалий Буге.....	90
6.3.3 Локальные гравитационные аномалии (пересчитанные в верхнее полупространство на высоту 2,5 км).....	91
6.3.4 Распределение точек Эйлера в вертикальном разрезе земной коры .....	92
6.4 Заключение .....	96
<b>7. ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ДИСТАНЦИОННОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ АНОМАЛИЙ ПРИ ПОИСКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ .....</b>	<b>99</b>
7.1 Введение (обоснование включения в рациональный комплекс) .....	99
7.2. Теоретические и практические аспекты применения инфракрасной съёмки .....	99
7.3 Прогноз перспективных площадей по данным теплового потока.....	101
7.4. Структурно-тепловые, гравимагнитные и радиогеохимические модели ..	104
7.5. Заключение .....	109
<b>8. ПРИМЕНЕНИЕ РАЦИОНАЛЬНОГО КОМПЛЕКСА ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПРИ ПОИСКАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ .....</b>	<b>112</b>
8.1 Общие подходы к интерпретации и моделированию.....	112

8.1.1 Классификация данных по аэрогаммаспектрометрии .....	112
8.1.2 Классификация данных по грави- и магнитометрии.....	114
8.1.3 Классификация данных по инфракрасной съемке.....	116
8.1.4 Классификация данных по структурным моделям.....	116
8.2 Результаты интерпретации.....	118
8.2.1 Аэрогаммаспектрометрия .....	118
8.2.2 Тепловое поле .....	119
8.2.3 Гравитационное и магнитное поле.....	121
8.3 Искусственный интеллект и машинное обучение .....	130
8.3.1 Аэрогаммаспектрометрия .....	131
8.3.2 Геотермические съемки.....	132
8.3.3 Грави-и магнитометрия .....	132
8.3.4 Комплексирование геофизических методов .....	134
8.3.5 Моделирование и структурный анализ Южно-Мангышлак–Устюртской системы прогибов в SIGMA DVOP для оценки нефтегазоносности.....	135
8.3.6 Достоверность исследований.....	140
8.3.7 Нефтегазоносные системы Южно-Мангышлак-Устюртской системы прогибов: геологическая модель и генерационный потенциал.....	140
8.4 Рекомендации .....	143
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>144</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>151</b>

## **НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ**

В настоящей диссертации использованы ссылки на следующие документы и стандарты, нормативно-правовые акты:

- 1 Правила присуждения ученых степеней, утвержденных приказом МОН РК от 31 марта 2011 года №127.
- 2 Государственный общеобязательный стандарт образования Республики Казахстан послевузовское образование. Докторантура. ГОСО РК 5.04.034 – 2011.
- 3 Правила присуждения ученых степеней от 31 марта 2011 года №127; межгосударственные стандарты: ГОСТ 7.32-2001 (изменения от 2006 г.). Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления;
- 4 ГОСТ 8.417-81 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы физических величин.
- 5 ГОСТ 7.1-2003. Библиографическая запись. Библиографическое описание. Общие требования и правила составления.
- 6 ГОСТ 7.9-95 (ИСО 214-74) Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу Реферат и аннотация. Общие требования.
- 7 ПОЛОЖЕНИЕ о диссертационном совете НАО «КазНИТУ имени К.И. Сатпаева» П.029-04-01-03.2.02 – 2023.
- 8 Закон о науке и технологической политике. Закон Республики Казахстан от 1 июля 2024 года № 103-VIII ЗРК.
- 9 Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании».
- 10 Методическое руководство по проведению гравиметрических исследований при геологоразведочных работах. Комитет геологии и недропользования МЭМР РК, Астана 2008 г. – 130 с.

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В диссертации в соответствии с ее целевой направленностью используются следующие основные понятия.

**Недра** – в пространственном отношении представляют собой верхнюю часть земной коры, расположенную ниже почвенного слоя, а при его отсутствии – ниже земной поверхности и дна водоемов и водотоков, простирающуюся до глубин доступных для геологического изучения и освоения. Недра состоят из трех основных компонентов геологической среды – твердого, жидкого и газообразного.

**Тектоника** – раздел геологии, наука о строении, движениях, деформациях и развитии земной коры (литосферы) в связи с развитием Земли в целом. Основные задачи, стоящие перед тектоникой, определили её основные подразделения.

**Разлом (разрыв)** – тектоническая деформация, сопровождаемая перемещением частей деформированного геологического тела относительно сместителя (разлома, трещины различной формы и наклона).

**Газонефтеносность (нефтегазоносность)** – совокупность признаков, характеризующая перспективы нефтегазоносности регионов и качественный состав залежей углеводородов.

**Аэрогамма-спектрометрия (АГС)** – изучает усредненные по площади содержания естественных радиоактивных элементов — урана (радия), тория и калия в приповерхностном слое горных пород и почв.

**Магнитное поле** — поле, действующее на движущиеся электрические заряды и на тела, обладающие магнитным моментом, независимо от состояния их движения; магнитная составляющая электромагнитного поля.

**Гравитационное поле** — это силовое поле, которое существует в пространстве вокруг каждой массы или группы масс. Это поле простирается во всех направлениях, но величина гравитационной силы уменьшается по мере увеличения расстояния от объекта.

**Сейсморазведка** — раздел разведочной геофизики, основанный на регистрации искусственно возбуждаемых упругих волн и извлечении из них полезной геолого-геофизической информации.

**Тепловое поле** — это совокупность значений температуры во всех точках данной расчетной области и во времени.

**Инфракрасное излучение** — особый тип энергии, при которой происходит нагревание предметов без нагрева воздуха вокруг него — между источником инфракрасных лучей и самим объектом.

**Искусственный интеллект** (англ. *artificial intelligence*; AI) в самом широком смысле — это интеллект, демонстрируемый машинами, в частности компьютерными системами. Это область исследований в области компьютерных наук, которая разрабатывает и изучает методы и программное обеспечение, позволяющие машинам воспринимать окружающую среду и использовать обучение и интеллект для выполнения

действий, которые максимально увеличивают их шансы на достижение поставленных целей.

**Нейронная сеть** (также искусственная нейронная сеть, ИНС, или просто нейросеть) — математическая модель, а также её программное или аппаратное воплощение, построенная по принципу организации биологических нейронных сетей — сетей нервных клеток живого организма.

**Горизонтальная производная** — это пространственная производная потенциального поля (гравитационного или магнитного) по направлению осей X и Y, применяемая для выделения латеральных границ аномалий и тектонических нарушений.

**Вертикальная производная** — это производная потенциального поля по вертикальной оси (Z), используемая для повышения разрешающей способности и детектирования неглубоких геофизических источников.

**Трансформант аналитического сигнала** — это модуль вектора, составленного из производных потенциального поля по всем трем координатным осям (X, Y, Z). Он применяется для локализации краев тел и их глубинных положений.

**Точки Эйлера** — это расчетные координаты, определяемые методом Эйлеровой деконволюции, которые указывают на возможное положение геофизических источников (например, тел с контрастной магнитной или плотностной характеристикой) и позволяют оценить их глубину и геометрию.

**Угол наклона вектора градиента** — это арктангенс отношения вертикальной производной магнитного поля к горизонтальному градиенту, применяемый для выделения и картирования границ магнитных аномалий.

**Модуль аналитического сигнала** — это величина, рассчитываемая как квадратный корень из суммы квадратов первых производных аномального поля (обычно магнитного) по трем координатным осям. Применяется для выявления границ и центра тел независимо от направления намагниченности.

**Автотрассирование трансформанта** — это автоматический метод выделения линейных геофизических объектов (например, границ тел или разломов) на основе карты преобразованного поля (трансформанта), такого как аналитический сигнал, вертикальная производная, угол наклона и др.

## **ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ**

АГС – аэрогамма спектрометрия  
АГСС – аэрогамма спектрометрическая съемка  
АМП – аномальное магнитное поле  
БД – база данных  
ГИС – геофизические исследования скважин  
ГР – гравиразведка  
ГРР – геологоразведочные работы  
ИИ – (AI) искусственный интеллект  
ИК – инфракрасное (ИК) излучение  
КМПВ – метод корреляционный преломленных волн  
МАП – метод анизотропных преобразований полей  
МОН РК – Министерство Образования и Науки Республики Казахстан  
МР – магниторазведка  
МОВ – метод отраженных волн.  
МОГТ – метод общей глубинной точки  
МО – (ML) машинное обучение  
НАН – Национальная академия наук  
НПЦ – Научно-Производственный Центр  
НГБ – нефтегазоносный бассейн  
НГК – нефтегазоносный комплекс  
НГО – нефтегазоносная область  
НГР – нефтегазоносный район  
НГВП – нефтегазоводопроявление  
НГМС – нефтегазоматеринские свиты  
ОБ – осадочный бассейн  
ОГ – отражающий горизонт  
ПО – программное обеспечение  
ПСЭ – промежуточный структурный этаж  
РК – Республика Казахстан  
РГУ – Республиканское Государственное Учреждение  
РЦГИ – Республиканский Центр Геологической Информации  
РФ – Российская Федерация  
СР – сейсморазведка  
ТП – тепловое поле  
УВ – углеводороды  
УВС – углеводородное сырье  
ЦМ – цифровой модель  
ЦУСД – Центрально-Устюртской системы дислокаций  
ЮМУСП – Южно-Мангышлак–Устюртская система прогибов  
PCA – (Principal Component Analysis) – анализ главных компонент  
SOM – (Self-Organizing Map) – самоорганизующаяся карта

## **ВВЕДЕНИЕ**

**Актуальность** диссертационной работы определяется растущей необходимостью восполнения минерально-сырьевой базы Республики Казахстан за счет ввода в поиск, разведку и разработку новых месторождений углеводородного сырья.

В последние десятилетия в энергетическом секторе экономики Республики Казахстан отчётливо обозначился тренд истощения эксплуатируемых месторождений углеводородов (УВ).

Поэтому, восполнение минерально-сырьевой базы Республики Казахстан по УВ является одной из ключевых задач экономики и отражено в «Государственной программы геологической разведки на 2021-2025 годы» и др. документах, утверждённых на государственном уровне.

В этих программных документах восполнение и расширение базы минерально-сырьевых ресурсов планируется производить по двум направлениям геологоразведочных работ: а) доизучение недостаточно оценённых месторождений углеводородов; б) выявление новых месторождений нефти и газа.

Первое направление сводится к уточнению структурно-формационных и фильтрационно-емкостных характеристик продуктивных коллекторов на известных месторождениях УВ. Сегодня известны множество фактов, когда месторождения, находящиеся на поздней стадии разработки приобретало «новую жизнь» за счет построения детальных моделей разрабатываемого месторождения и выявления новых факторов структурно-формационных и фильтрационно-емкостных характеристик продуктивных коллекторов (Новый Кумколь, Узень).

Использование инновационных подходов и методов при проведении прогнозно-поисковых работ обеспечит последующее наращивание минерально-сырьевой базы Республики Казахстан. Среди первоочередных задач предстоит решить следующие:

1. Разработка и применение цифровых технологий, преобразующих знания и информацию в прогнозную оценку недр;
2. Применение и формирование новых теорий (моделей) нефтегазообразования;
3. Повышение уровня научно-методологического обеспечения геологоразведочных работ, предусматривающего формализацию основных понятий, формирование аксиом и общих закономерностей;
4. Использование инновационных подходов и методов при проведении прогнозно-поисковых работ;
5. Повышение роли методов управления проектами на основе международных стандартов.

Немаловажная роль отводится следующим задачам: а) использование инновационных подходов и методов при проведении прогнозно-поисковых работ; б) получение новой информации о недрах, позволяющей в принципе решать задачи прогноза развития скоплений УВ с определённой надёжностью.

На наш взгляд, целесообразной и обоснованной представляется реализация программных документов по второму направлению геологоразведочных работ

(ГРР), основанному на применении наиболее экономически оправданных по себестоимости и недорогих региональных методов на больших территориях с последующим выделением перспективных площадей и сосредоточением на них более детальных и дорогих геолого-геофизических методов.

На этапе региональных исследований приоритет отдается дистанционным геофизическим методам как экономически эффективным инструментам первичной оценки, создающим основу для последующих сейсморазведочных работ и поисково-разведочного бурения.

Эти методы позволяют охватывать обширные территории с относительно низкой себестоимостью. К ним относятся аэрогамма-спектрометрия (АГС), геотермическая съёмка, гравиметрия, магниторазведка и последующая интеграция данных в едином вычислительном пространстве. В диссертации для комплексной интерпретации геолого-геофизических данных применялось программное обеспечение IP Seismic.

В случае успешной реализации вышеперечисленных задач положение Казахстана в мировом минерально-сырьевом комплексе в дальнейшем будет укрепляться, особенно, с учётом того, что пик добычи нефти (по ряду международных оценок) для Республики Казахстан прогнозируется к 2020-2030 годам. Соответственно, Казахстан может оказаться в числе мировых экспортёров нефти.

**Объекты исследований** – отложения осадочного чехла и промежуточного структурного этажа юго-восточной части Южно-Мангышлак-Устюртской системы прогибов (ЮМУСП).

**Предметы исследований** – аномалии гравитационного, магнитного, радиоактивного и теплового полей, а также данные сейсморазведки МОГТ-2Д.

**Методология** – системный анализ, переобработка и переинтерпретация, моделирование геолого-геофизических данных с применением искусственного интеллекта (ИИ) и машинного обучения на базе результатов комплексирования методов геофизических потенциальных полей и сейсморазведки метод общей глубинной точки (МОГТ) -2Д.

**Цель** – обоснование эффективности рационального комплекса геолого-геофизических методов на региональной стадии геологоразведочных работ по поиску месторождений углеводородов на слабо изученной территории юго-восточной части Южно-Мангышлак-Устюртской системы прогибов.

**Решаемые задачи:**

1. Разработка и обоснование методики интегрированного анализа геолого-геофизических данных с применением цифровых технологий и методов искусственного интеллекта для выявления региональных структурно-тектонических и литолого-формационных особенностей и повышения достоверности прогноза нефтегазоносности, в том числе в регионах с ограниченной геологоразведочной изученностью;

2. Разработка и применение комплексной методики интерпретации и интеграции полимасштабных геофизических данных, включая аэрогамmasпектрометрию (К, U, Th), гравиметрию, магнитометрию, сейсмику и

геотерию, с использованием нормализации, нейросетевой кластеризации, ГИС-анализа, трансформант потенциальных полей, методов инверсии и технологии SIGMA DVOP для уточнения тектонического строения Южно-Мангышлак-Устюртской системы прогибов, выявления флюидной и температурной активности, вертикальной миграции углеводородов и потенциально продуктивных зон, а также повышения точности прогноза нефтегазоносности региона;

3. Разработка научно обоснованных рекомендаций по оптимизации геологоразведочных работ на основе интеграции гравиметрических, магнитных, сейсмических, аэрогамmasпектрометрических и геотермических данных для повышения точности геологической интерпретации и прогноза нефтегазоносности Южно-Мангышлак-Устюртской системы прогибов.

**Инструменты исследований** – программное обеспечение Surfer, Didger (США, Golden Software), ArcGIS&Esri (США, модули 3D Analyst, Spatial Analyst Tools, Spatial Statistics Tools, Cartography Tools, Data Management Tools), Coscad 3D, Sigma, Geosoft Oasis montaj<sup>Т</sup>, IP Seismic (GraviMag Modeling Inversion, IP\_Prediction 2D, SOM\_Clustering) и т.д.

**Научная новизна** – с применением новейших технологий в области искусственного интеллекта и машинному обучению впервые для Южно-Мангышлак-Устюртской системы прогибов разработан комплексный подход к прогнозу нефтегазоносности, основанный на интеграции классических геофизических методов (гравиметрия, магнитометрия, АГС, геотермия, сейморазведка МОГТ-2Д) с современными цифровыми технологиями, включая методы машинного обучения, самоорганизующиеся карты Кохонена и моделирование геодинамических процессов.

Установлен ранее не описанный в регионе феномен сдвоенной земной коры, отражающий глубинные тектонические особенности, влияющие на нефтегазообразование. Обоснована новая модель углеводородной системы, учитывающая герметичность ловушек, тепловой режим и радиационный фон как ключевые факторы аккумуляции УВ.

Выявлены устойчивые пространственные связи между геофизическими аномалиями и зонами потенциального нефтегазонакопления, что позволило сформулировать новые критерии оценки перспективности территорий.

**Практическая значимость** – результаты регионального прогноза нефтегазоносности осадочного чехла и промежуточного структурного этажа ЮМУСП могут быть положены в основу планирования и оптимизации поисково-разведочных работ на ранних этапах освоения слабоизученных территорий.

Разработанная методология обеспечивает повышение эффективности геологоразведки за счёт интеграции многопараметрических геофизических данных, их трансформации в геологически значимые признаки и использования алгоритмов машинного обучения. Выявленные прямые и обратные корреляции между данными методов с различной физической основой (грави-, магниторазведки, аэрогамmasпектрометрии и сейморазведки, геотермических

методов) позволяют более точно локализовать перспективные объекты и снижать геолого-геофизическую неопределенность.

Применение моделирования тектонической, термальной и флюидной истории ЮМУСП повышает достоверность прогноза условий формированияловушек углеводородов и способствует сокращению площадей поисков и оптимизации размещения поисковых скважин.

Методология может быть масштабирована и адаптирована к другим нефтегазоносным регионам Казахстана (Арало-Каспийская плита, Тургайская впадина) и может служить основой для построения интеллектуальных геоинформационных систем в целях стратегического планирования и недропользования.

Результаты исследования представляют практический интерес для геологоразведочных организаций при выявлении новых объектов и рациональном использовании ресурсного потенциала.

#### **Результаты диссертации:**

Разработанная методология обеспечивает повышение эффективности геологоразведки за счет интеграции многопараметрических геофизических данных, их трансформации в геологический значимые признаки и использования алгоритмов машинного обучения. Выявленные прямые и обратные корреляции между данными методов с различной физической основой (грави-, магниторазведки, аэrogамmasпектрометрии и сейсморазведки, геотермических методов) позволяют более точно локализовать перспективные объекты и снижать геолого-геофизическую неопределенность.

#### **Достоверность полученных результатов:**

Достоверность полученных результатов подтверждается фактическими материалами по ЮМУСП и зарубежным аналогам, включая сравнительный анализ методик полевых работ, обработки данных, интерпретации, моделирования и оценки точности измерений.

Интеграция сейсмических, гравимагнитных, геотермических и геохимических данных с использованием самоорганизующейся карты (SOM), анализа главных компонент (PCA), нейросетей и стохастического моделирования доказала эффективность построения геологических моделей и прогнозировании зон насыщения.

#### **Личный вклад автора:**

Соискателем самостоятельно собраны, проанализированы и систематизированы масштабные геолого-геофизические данные по ЮМУСП. На их основе выполнена интерпретация с применением современных методов, включая машинное обучение и пространственно-временное моделирование.

Автором построены геологические модели, карты перспективных объектов и потенциальных зон накопления углеводородов. Особый вклад состоит в разработке метода выявления скрытых корреляций между геофизическими параметрами и коллекторскими структурами, что позволило сформулировать новые критерии прогноза нефтегазоносности.

Рекомендации по поисковым работам основаны на комплексном анализе многопараметрических данных и подтверждены сопоставлением с зарубежными аналогами. Все этапы исследования, включая интерпретацию, обобщения и выводы, выполнены лично соискателем.

**Защищаемые положения:**

1. Применение цифровых технологий и методов ИИ (глубокое обучение, нейросетевые регрессии, РСА, стохастическое моделирование) повысило точность интерпретации полимасштабных геофизических данных и, благодаря интеграции разнородной информации в единую модель, оптимизировало прогноз нефтегазоносности и расширило поисковые возможности в слабоизученных районах, подтвердив эффективность интеллектуальных подходов в геологоразведке.

2. Впервые для Южно-Манышлак-Устюртской системы прогибов обоснована и апробирована комплексная и нетрадиционная система геофизических методов, объединяющая аэрогаммаспектрометрию, гравимагнитометрию и геотермию позволяет уточнить тектоническое строение региона, выявить глубинно-разломную обусловленность геофизических аномалий и их связь с флюидной активностью и вертикальной миграцией углеводородов.

3. Рекомендовано комплексное использование гравимагнитных, сейсмических, аэрогаммаспектрометрических и геотермических данных для обоснования поисково-разведочных работ в пределах Южно-Манышлак-Устюртской системы прогибов.

3.1. В пределах ЮМУСП приоритетными объектами поисково-разведочных работ должны стать локальные структуры Утежан, Кожантай, Северный Кожантай и Отынши, Кызгурлы и Кызгурлы Южная. Среди них приоритетными считаются Отынши и Табын с потенциальной продуктивностью в средней юре.

3.2. Геометрия указанных структур определена по данным сейморазведки ОГТ с межпрофильными расстояниями более 3 км и подлежит уточнению по результатам детализированных геофизических исследований, включая МОГТ-3Д.

3.3. По результатам исследований рекомендовано бурение поисковой скважины на структуре Кызгурлы с применением современных технологий бурения для выявления газовых залежей в юрско-триасовых отложениях.

**Связь диссертации с другими научно-исследовательскими работами:**

Работа основана на материалах научно-исследовательских проектов НПЦ «ГЕОКЕН», в которых автор принимал активное участие, продолжая и развивая полученные результаты. Это обеспечило накопление необходимого научно-практического материала, впоследствии обобщённого и проанализированного в диссертации.

Автор также участвовал в подготовке отчётной документации по следующим проектам.

- «Отчет о результатах работ масштаба 1:100 000 по объекту: «Проведение аэрогеофизических и наземных гравиметрических работ на участке Самтыр», 2019 г (Коврижных П.Н., Ли Л.В, Петровский В.Б. и др.).

- Отчет о «Проведении опережающей аэрогеофизической съемки по листам ГМК-200 (на площади листов L-39-XXXIV, XXXV, K-39-V, K-39-VI, K-40-VII (Мангистауская область), выполненных в 2021-2023 гг.», 2023 г (Коврижных П. Н., Ли Л. В., Есиркепова Ш. Б. и др.).

### **Апробация:**

Основные научные положения диссертационной работы докладывались: на международной научно-практической конференции «Фундаментальные и прикладные аспекты геологии, экологии и химии с использованием современных образовательных технологий» (г. Алматы, февраль 2022г.), на внутренних кафедральных заседаниях и на сессиях группы «Geophysical Research Discussion Group» (2021-2025 гг.).

В период с 6 по 30 апреля 2022 года была пройдена научная стажировка в Erciyes University г. Кайсери, Турция, под руководством профессора, доктора Абдурахман Геймена.

Основные положения диссертационной работы опубликованы в 7 научных трудах, в том числе три статьи опубликованы в журналах, входящих в базу данных Scopus, одна статья в журнале, рекомендованном ККСОН МОН РК, одна публикации – в трудах казахстанских конференций, одна публикации – в казахстанском журнале и одна в IntechOpen, как один параграф в монографии "GIS and Spatial Analysis", изданной в Лондоне (2023 г.).

### **Фактографическая база:**

Фактографическую базу диссертационного исследования составили следующие материалы:

- 7 опубликованных научных работ, выполненных автором исследования;
- 183 опубликованных статей и монографий, посвящённые геологическим и геофизическим особенностям Южно-Мангышлак-Устюртской системы прогибов и прилегающих регионов;
- 9 картографических источников;
- 15 архивных документов, имеющих непосредственное отношение к тематике диссертации.

### **Благодарности:**

Автор диссертации выражает глубокую признательность и благодарности научным консультантам за конструктивные и ценные советы и рекомендации: д.г.-м.н., профессору, академику НАН РК Абетову А.Е., а также доктору PhD, профессору Института Наук о Земле Университета Бразилии Ма Дж.К., генеральному директору «Meridian Central Asia Services» (Меридиан Сентрал Эйжия Сервисез) Есбулатову К.Е.

На протяжении всего периода работы над диссертацией автор чувствовал постоянное внимание и поддержку со стороны ТОО «НПЦ «ГЕОКЕН» в лице Генерального директора Шагирова М.Б, его первых заместителей – Шагирова Б.Б. и Коврижных П.Н., главного геолога к.г.м.н. Ли Л.В., зам. технического директора Петрищевой Е.В., ведущему геофизику Жунусову Д., старшему

геофизику АО "ERG Exploration" Өмірбекұлы Д., а также разработчику ПО IP Seismic Приезжеву И.В.

Отдельную благодарность за ценные консультации и советы по улучшению структуры и содержания диссертации автор выражает директору института геологии и нефтегазового дела доктору PhD Ауелхан Е.С., декану Высшей школы КБТУ к.г.м.н. Ахметжанову А.Ж., профессору, доктору PhD Умировой Г.К., всему профессорско-преподавательскому составу кафедры «Геофизика и Сейсмология» и другим коллегам.

## **1. РАЦИОНАЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ - ПОНЯТИЕ, СТРУКТУРА И ЭТАПНОСТЬ ВЫПОЛНЕНИЯ**

Нефтегазовая отрасль Казахстана традиционно играет ключевую роль в формировании национальной экономики, выступая не только основным источником доходов государственного бюджета, но и важнейшим фактором социально-экономического развития страны. Высокая доля углеводородного сектора в валовом внутреннем продукте и экспорте обуславливает значительную зависимость экономики от конъюнктуры мирового рынка нефти и газа. В этой связи эффективное проведение поисково-разведочных работ (ПРР) и рациональное освоение минерально-сырьевых ресурсов приобретают стратегическое значение.

В процессе поиска и разведки нефтегазовых месторождений применяется широкий спектр геолого-геофизических, геохимических и петрофизических методов, каждый из которых выполняет свою специфическую функцию в общей системе геологоразведочных мероприятий. Условно эти методы можно разделить на три группы:

- **Методы, происходящие из классических геологических дисциплин,** включают геологическую и геохимическую съёмку, бурение, а также лабораторные исследования керна, шлама и пластовых флюидов. Эти методы формируют основу первичной геологической информации, позволяя выявлять литолого-фациальные особенности, стратиграфические разрезы, геохимические аномалии и признаки нефтегазоносности. В современных условиях традиционные подходы существенно трансформировались за счёт внедрения цифровых технологий, автоматизированных систем анализа и геоинформационных платформ.

Особенно перспективным направлением стало использование методов искусственного интеллекта — например, кластеризация и классификация литологических типов по данным керна и шлама с применением машинного обучения. Системы ИИ также применяются для предиктивного моделирования геохимических индикаторов и интерпретации распределений элементов по залежам, что позволяет на ранней стадии повысить эффективность прогноза нефтегазоносности.

- **Методы, разработанные специально для решения задач нефтегазовой геологии,** включают структурно-геологическую съёмку, электроразведку, сейсморазведку различного типа (МОГТ, ВСП, КМПВ), гравиметрическую и магнитную разведку (адаптированные под поиски и разведку скоплений УВ), а также геофизические исследования в скважинах (ГИС). Эти методы дают возможность с высокой степенью достоверности идентифицировать ловушки, стратиграфические несогласия, тектонические блоки и другие элементы продуктивного разреза [82, 83].

В последние годы широкое распространение получило применение искусственного интеллекта и машинного обучения для автоматической

интерпретации геофизических данных. С помощью нейросетей, самоорганизующихся карт, алгоритмов градиентного бустинга и других моделей стало возможным:

- автоматическое выделение отражающих горизонтов и геологических границ;
- классификация типов коллекторов по совокупности сейсмических и ГИС-атрибутов;
- предсказание литологии и насыщения на основе комплексной инверсии сейсмических, электромагнитных и скважинных данных;
- пространственная интерполяция и построение вероятностных моделей распределения коллекторов с учётом неопределённостей.

Такие цифровые решения значительно повышают скорость обработки, достоверность интерпретации и глубину анализа многомерных геофизических данных.

• **Методы, применяемые на стадиях разработки и эксплуатации месторождений**, включают комплексные исследования эксплуатационных скважин, гидродинамические испытания, гидроакустические методы (например, гидропрослушивание), а также технологии мониторинга продуктивных пластов. Современные ИИ-подходы активно внедряются и на этих этапах. В частности, используются:

- цифровые двойники залежей и пластов, обучаемые на основе исторических и текущих данных добычи;
- предиктивные модели поведения залежей, построенные с использованием рекуррентных нейросетей и временных рядов;
- оптимизация режима работы скважин с помощью алгоритмов машинного обучения, обеспечивающих автоматическую настройку параметров эксплуатации;
- интеллектуальный анализ отклонений в поведении скважин, позволяющий оперативно выявлять осложнения (например, прорыв воды или газа).

В результате применение ИИ и МО способствует повышению эффективности разработки, снижению операционных рисков и более точному контролю за состоянием продуктивных объектов.

Учитывая сложное строение недр и разнообразие геодинамических обстановок в пределах нефтегазоносных бассейнов Казахстана, проведение геологоразведочных работ требует системного и интегративного подхода к планированию и реализации программ исследований [73]. Одним из ключевых принципов современной геологоразведки является **комплексирование методов**, то есть научно обоснованное сочетание различных видов геологических, геофизических, геохимических и петрофизических исследований, направленных на всестороннее изучение геологической среды на всех этапах – от регионального прогноза до детальной разведки и подготовки месторождений к разработке [21, 24, 40].

Согласно классификации, предложенной Бакировым А.А. и др. (2012) [19], в геологоразведочной практике различают следующие типы комплексов:

- Стандартный (обязательный) комплекс включает базовый набор методов, применяемых на большинстве объектов в типовых геологических условиях. В его состав, как правило, входят сейсморазведка (МОГТ, ВСП и др.), бурение параметрических и поисково-разведочных скважин, геофизические исследования в скважинах (ГИС), литолого-стратиграфическая интерпретация и структурный анализ. Эти методы обеспечивают формирование первичной геологической модели и позволяют оценить перспективы нефтегазоносности изучаемого участка.
- Дополнительный (специальный) комплекс применяется в условиях, требующих более глубокой и целенаправленной проработки отдельных аспектов, не охваченных стандартным подходом. В него могут входить высокоточные гравиметрические и магнитометрические съёмки, региональные и детальные геохимические исследования, инфракрасное и радиометрическое картирование, а также специализированные виды сейсмических наблюдений (например, трёхкомпонентная, многоволновая, 4D-сейсмика). Цель применения такого комплекса – уточнение геологической модели, выявление скрытых ловушек и оценка параметров насыщенности коллекторов.
- Рациональный комплекс представляет собой оптимизированную комбинацию методов, сформированную на основе анализа результатов предыдущих работ, специфики геологического строения, стадии изученности региона и экономических ограничений. Его формирование направлено на достижение максимального информационного результата при минимальных затратах. При этом учитываются современные научно-технические достижения, в том числе возможности интеграции и совместной интерпретации данных в единой цифровой среде (например, с использованием специализированных платформ, таких как IP Seismic), что обеспечивает сквозной анализ от первичных измерений до прогностического моделирования.

В современных условиях особенно актуальным становится внедрение цифровых решений, основанных на технологиях искусственного интеллекта и машинного обучения. Применение методов инверсии, нейросетевого анализа, самоорганизующихся карт, вероятностного моделирования и предиктивной аналитики позволяет существенно повысить точность прогноза нефтегазоносности, оптимизировать выбор объектов для бурения и снизить геологические и инвестиционные риски. Такие подходы обеспечивают автоматизированную интерпретацию многомерных данных, выявление скрытых корреляций между геофизическими признаками и параметрами коллекторов, а также адаптивную корректировку моделей на основе поступающих данных в реальном времени.

Таким образом, выбор состава геологоразведочного комплекса, а также последовательность применения методов, должны определяться не только

стадией геологического изучения региона, но и конкретной геолого-промышленной задачей. Интеграция классических и современных технологий, объединённых в единую методологию с применением ИИ и цифровых инструментов, становится ключевым условием повышения эффективности и научной обоснованности геологоразведочных работ в Казахстане.

### ***Стратегия выбора методов поисков и разведки углеводородов с учетом геологической специфики и уровня изученности территории***

Выбор рационального комплекса геологоразведочных методов при проведении поисков и разведки месторождений нефти и газа представляет собой важнейший элемент в обеспечении эффективности недропользования и долгосрочного ресурсного планирования [23, 67]. Этот выбор должен основываться на всестороннем учете структурно-фациальных особенностей изучаемых объектов, геодинамической эволюции региона, степени геолого-геофизической изученности территории и конкретных задач, поставленных в рамках лицензионных соглашений или государственных геологоразведочных программ [72].

Систематизация территорий по признаку изученности и типу решаемых задач позволяет выделить три стратегических класса районов, для каждого из которых обоснован специфический подход к выбору методов поисков и разведки.

#### ***Районы с длительной историей промышленной нефтедобычи***

Эти территории характеризуются высокой степенью геологической изученности, наличием плотной сети скважин, хорошо развитой инфраструктурой (включая транспортную и энергетическую) и высоким уровнем кадрового потенциала. В подобных районах основные усилия сосредоточены на интенсификации остаточной нефтедобычи, выявлении оставшихся неразбуренных ловушек и доразведке трудноизвлекаемых запасов, в том числе в неструктурных, экранированных и стратиграфически экранированных ловушках [18].

В современных условиях здесь применяются:

- высокоточная 3D/4D сейсморазведка с азимутальной дискретизацией и многокомпонентной регистрацией;
- переработка архивных геофизических данных с использованием технологий глубинной миграции и инверсии;
- методы цифрового кернового анализа и геомеханического моделирования;
- бурение горизонтальных и разветвленных скважин с управляемым зенитным углом.

Эффективное внедрение цифровых двойников месторождений (Digital Twin) и интегрированных геомоделей позволяет существенно повысить степень извлечения запасов и снизить техногенную нагрузку на недра.

#### ***Перспективные нефтегазоносные районы с возможностью открытия новых залежей УВ***

К этой категории относятся регионы, где уже выявлены отдельные скопления углеводородов, но сохраняется высокий потенциал открытия новых зон нефтегазонакопления, особенно в труднодоступных или глубинных интервалах.

Здесь велика вероятность существования ловушек неантиклинального и стратиграфического типов, обусловленных литофацальными изменениями, дизъюнктивной тектоникой, трансформными нарушениями и зонами флюидодинамической экранизации [60].

На данном этапе применяются:

- атрибутивный анализ сейсмических данных (AVO, геометрические атрибуты, спектральная декомпозиция);
- машинное обучение и нейросетевые алгоритмы для кластеризации сейсмических и геофизических аномалий;
- комплексная петрофизическая интерпретация с учетом микрофациальных условий осадконакопления;
- методики стохастического моделирования и вероятностного прогнозирования залежей.

Дополнительно актуальны технологии мультифизической инверсии (сейсмической, гравитационной и электромагнитной) и интеграция ГИС-платформ для пространственного анализа параметров среды.

### **Новые и слабоизученные регионы, потенциально нефтегазоносные комплексы**

Включают территории с минимальной геолого-геофизической изученностью, где отсутствуют достоверные сведения о продуктивных отложениях. Главной задачей здесь является выявление и ранжирование перспективных участков, формирование предварительной прогностической модели и создание задела для постановки поискового бурения [71, 94].

В подобных условиях особое значение имеют:

- региональная интерпретация гравимагнитных и аэрогамmasпектрометрических данных;
- глубокозондирующая сейсмика (МОВ и МОГТ) с элементами широкозонного картирования;
- геохимические методы, включая спектрально-люминесцентный анализ и радиогеохимию;
- построение структурно-геодинамических и палеогеографических моделей бассейнов;
- применение трансформант и выделение тектономаговых зон в сочетании с данными дистанционного зондирования.

Формирование новой геологоразведочной парадигмы в таких регионах требует комплексного применения мультидисциплинарного подхода и использования передовых ИТ-решений в интерпретации разнородных данных.

Таким образом, повышение эффективности поисков и разведки углеводородных ресурсов требует гибкого адаптивного подхода к методическому обеспечению работ, опирающегося на принципы комплексирования геолого-геофизических методов, цифровизации процессов и пространственного анализа [63]. Рациональное сочетание традиционных и инновационных технологий с учетом геологических реалий конкретных регионов позволяет минимизировать

геологические риски и обеспечить устойчивое развитие ресурсной базы Казахстана.

Изучение недр с целью выявления, оценки и подготовки месторождений углеводородов к промышленной разработке представляет собой сложный и многоэтапный процесс, условно разделяемый на ряд взаимосвязанных стадий и этапов [69]. Эти стадии различаются по масштабам и характеру изучаемого объекта, целям и задачам на каждом этапе, методам исследований, а также по ожидаемым результатам и степени снижения геологической неопределенности [64, 73].

Такое деление позволяет обеспечить научно обоснованную последовательность выполнения ГРР, оптимизировать затраты и минимизировать риски на всех стадиях реализации проекта. Основными целями стадийности являются:

- последовательное решение задач различной сложности и масштаба,
- промежуточная оценка геолого-геофизических данных и эффективности проведённых работ,
- корректировка и оптимизация программы дальнейших исследований [71].

Принцип стадийности базируется на том, что каждая последующая стадия подготовки объектов к освоению опирается на результаты предшествующей. Этот подход позволяет реализовать логически стройную систему, в которой каждый шаг, основанный на накопленном знании, направлен на конкретизацию и уточнение прогнозной модели недр. Многолетняя практика геологоразведочной отрасли подтверждает, что такая методологическая последовательность позволяет выявлять перспективные структуры и ловушки углеводородов с наименьшими затратами, повышая достоверность оценки ресурсов и своевременно подготавливать объекты к промышленной эксплуатации [93].

Идея о необходимости структурирования поисково-разведочных работ была впервые концептуализирована в середине XX века. Ещё в 1935 году В.М. Крейтером была предложена схема последовательного проведения геологоразведочных работ, отражающая практику того времени и ставшая впоследствии базовой моделью при разработке методических рекомендаций для изучения конкретных видов полезных ископаемых [73]. С течением времени данная схема неоднократно уточнялась и адаптировалась под специфику геологических условий и целевых объектов, включая углеводородные системы.

В международной практике, включая опыт РФ, США, Канады, Франции и других стран, также используются подходы к стадийности геологоразведки, в целом аналогичные отечественной системе, хотя они не всегда formalизованы на государственном уровне [172, 173]. Эти подходы акцентируют внимание на необходимости системного перехода от обобщённых региональных моделей к детальной параметризации объектов на месторождениях, пригодных к промышленной разработке.

В СССР официальное принятие схемы стадийности геологоразведочных работ применительно к нефтяным и газовым месторождениям произошло в 1965 году по линии Министерства геологии. Эта схема легла в основу нормативного и

методического обеспечения проведения ГРР в масштабах нефтегазоносных провинций, осадочных бассейнов и отдельных структур (Мингео СССР, 1965).

Современная модель стадийного изучения нефтегазоносных территорий включает три ключевых этапа:

**1. Региональный этап** – направлен на общее геолого-геофизическое районирование и выделение потенциально нефтегазоносных территорий;

2. Поисковый этап – сосредоточен на выявлении ловушек и первичной оценке их ресурсного потенциала;

**3. Разведочный этап** – проводится с целью уточнения параметров залежей, подсчёта запасов и подготовки месторождений к промышленному освоению [44, 63].

Эта трёхзвенная структура (рис. 1), визуализируемая на схематической модели, обеспечивает системную проработку всех уровней геологической информации и служит основой для стратегического планирования недропользования.

Региональные геолого-геофизические исследования представляют собой начальный этап в многоуровневой системе изучения нефтегазоносных территорий. Они проводятся на основе предварительных прогнозных моделей, сформированных с применением метода геологических аналогий и экстраполяции данных из смежных, более изученных регионов [73].

Целью данного этапа является качественная оценка нефтегазоносного потенциала осадочного бассейна, выявление зон возможного нефтегазонакопления и открытие первого месторождения, которое подтвердит перспективность региона.

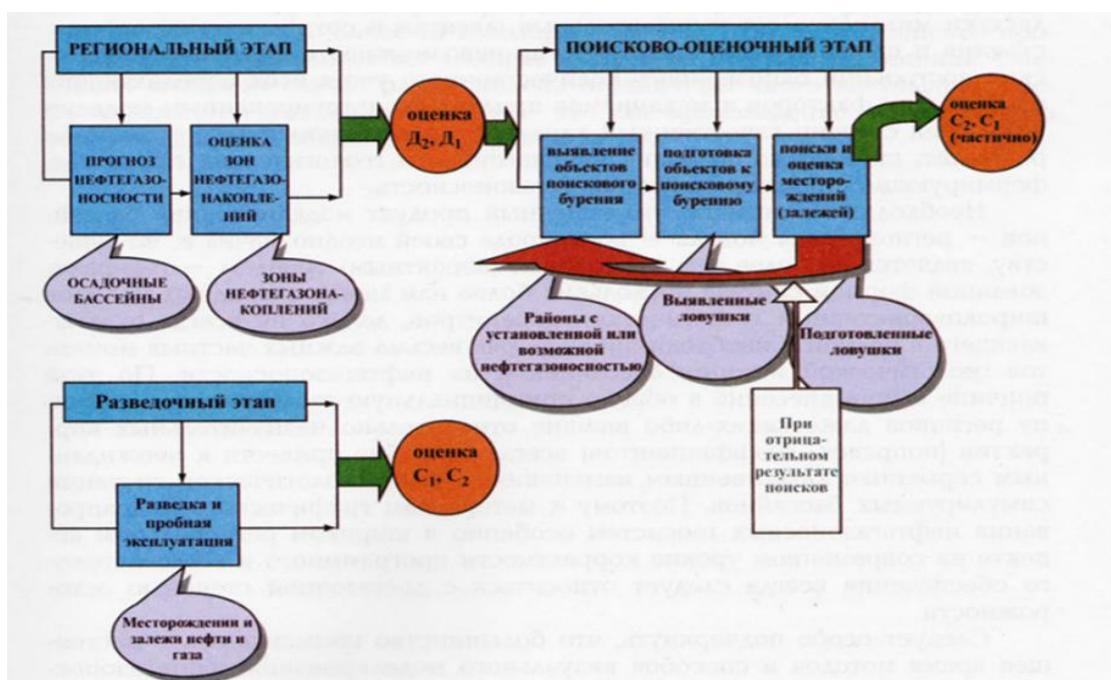


Рис. 1 – Динамическая система или управляемая операционная модель прогноза, поисков и разведки скоплений нефти и газа

На региональном этапе решаются следующие ключевые задачи:

- определение пределов распространения, общей мощности и стратиграфического расчленения осадочного чехла;
- изучение литологического состава, геохимических характеристик и гидрогеологических условий;
- выделение региональных экранов (покрышек) и потенциально продуктивных нефтегазоносных комплексов;
- тектоническое районирование территории и построение прогностических моделей строения осадочного чехла;
- предварительное картирование зон нефтегазонакопления и выделение объектов для последующего целевого изучения [44, 64].

Результатом регионального этапа является формирование обобщённых моделей строения осадочного бассейна, охватывающих как чехол, так и фундамент. Выявляются региональные закономерности изменения физических, литолого-стратиграфических и геохимических параметров, а также условия формирования и локализации углеводородных систем [93, 94].

С началом открытия месторождений в пределах провинции или бассейна акценты в региональных исследованиях смещаются в сторону уточнения строения ключевых структур, и общий объём работ может быть сокращён. Исследования становятся более целенаправленными и фокусируются на детальном изучении наиболее перспективных участков [174].

Геофизические работы в рамках второго этапа регионального поиска выполняются в масштабах 1:500 000 и крупнее. Их задача — детализировать структуру крупных тектонических элементов, намеченных на основе данных первого этапа. При этом особое внимание уделяется:

- структуре и тектонике осадочного чехла;
- зонам стратиграфического выклинивания и замещения фациальных комплексов;
- морфологии и вещественному составу кристаллического фундамента [71].

На данном этапе особую значимость приобретают сейсмические методы по общей глубинной точке и корреляционный метод преломленных волн (соответственно МОГТ, КМПВ) и бурение параметрических (опорных) скважин, обеспечивающих калибровку геофизических моделей и уточнение стратиграфии [48]. Объём и структура комплекса геофизических работ находятся в прямой зависимости от степени тектонической и литофациальной сложности региона.

В состав наземного комплекса региональных геофизических исследований [95, 96, 98, 99] включаются пять основных методов: магнитометрия [30, 55], гравиметрия [31, 116], электроразведка, аэрогаммаспектрометрия [72, 92], сейсморазведка [28, 63, 118], которые в совокупности позволяют реконструировать геологическое строение исследуемой территории на региональном уровне.

Выбор рационального набора методов должен учитывать особенности геолого-геофизической среды и направлен на получение максимальной информации при оптимизации затрат и рисков [60, 172, 173]. Результаты работ

оформляются в виде геологических и геофизических карт, разрезов и моделей, соответствующих требованиям нормативных документов и стандартов, регулирующих проведение геофизических исследований на региональном уровне (Мингео СССР, 1982; Ministry of Natural Resources, 2004).

Региональные геофизические исследования в системе поисково-разведочных работ на нефть и газ должны рассматриваться как составная часть комплексного подхода [108, 119, 124], включающего интеграцию с региональными геологическими [71], геохимическими [110, 127], аэрогеологическими и дистанционными методами [20], а также с параметрическим и опорным бурением [44, 96]. Геофизические профили, в свою очередь, должны быть скоррелированы с разрезами скважин, в которых выполнен полный комплекс промыслового-геофизических исследований, включая электрический каротаж, ВСП, индукционный и акустический каротаж [64].

На первом этапе региональных геофизических исследований ключевыми методами выступают аэромагнитная и гравиметрическая съёмки, как правило, в масштабе 1:200 000, а в отдельных случаях — 1:500 000. Густота наблюдательной сети, точность координат пунктов, методология сбора и обработки данных определяются актуальными нормативно-методическими документами и зависят от геологических задач (Мингео СССР, 1982). На последующих стадиях в пределах приоритетных участков проводятся более детализированные магнитометрические и гравиметрические работы.

### *Магниторазведка*

Метод основан на измерении пространственных вариаций напряженности геомагнитного поля, возникающих в результате различий в магнитной восприимчивости и структуре вмещающих пород. Магнитные аномалии отражают особенности тектонического строения, петрографический состав и рельеф кристаллического фундамента, а также наличие интрузивных тел, особенно из пород основного состава — габбро, амфиболитов, диабазов и др.[30].

В региональном аспекте магниторазведка позволяет:

- выделять выступы и депрессии кристаллического фундамента;
- трассировать региональные разломы и зоны разуплотнения;
- определять глубину залегания осадочного чехла;
- идентифицировать погребённые структуры складчатого обрамления платформ [60].

Магнитные аномалии с характерной полосчатой структурой дают возможность проследить горизонтальные смещения блоков, определить зоны глубинной консолидации и границы крупных структурно-тектонических элементов. Метод широко применяется не только на суше, но и в пределах акваторий, включая Каспийское и Аральское моря, где он используется в составе морских аэрогеофизических съемок [94].

### *Гравиразведка*

Гравиметрический метод базируется на регистрации пространственных изменений силы тяжести, обусловленных неоднородностями плотности в земной

коре. Метод нацелен на выявление гравитационных аномалий, интерпретация которых позволяет решать широкий спектр задач, в частности:

- определение глубины залегания фундамента;
- выделение разломных зон и границ тектонических блоков;
- изучение геотектонической структуры складчатого основания и осадочного чехла;
- поиск рифовых построек и соляных диапиров [71].

Гравитационные минимумы часто соответствуют участкам, сложенным гранитоидами и сильно фрагментированными зонами фундамента, тогда как положительные аномалии обусловлены породами с повышенной плотностью – гнейсами, амфиболитами, габбро-норитами. В условиях складчатых и орогенных областей гравиметрия успешно применяется для локализации межгорных прогибов и краевых структур. В акваториях морей гравиметрические работы выполняются как при помощи судовых гравиметров, так и с использованием донных приборов [96, 172, 173].

#### *Аэrogамmasпектрометрия*

Аэrogамmasпектрометрия дополняет магнито- и гравиразведку в комплексе региональных исследований. Метод основан на регистрации гамма-излучения естественных радионуклидов ( $K^{40}$ ,  $U^{238}$ ,  $Th^{232}$ ), что позволяет оценить минералогический и литологический состав верхней части разреза, выявить зоны изменения геохимического фона, выделить участки, приуроченные к разломам и контактам различных литолого-фациальных комплексов [63].

АГСС позволяет:

- выявлять радиогеохимические аномалии, приуроченные к флюидопроницаемым структурам;
- дифференцировать осадочные, вулканогенные и кристаллические образования по спектральным признакам;
- проводить картирование зон потенциальной нефте- и газогенерации при сопряжении с геохимическими и геотермальными данными [72].

Использование аэrogамmasпектрометрии особенно эффективно в сочетании с геохимическими методами и сейсморазведкой при построении прогностических моделей нефтегазоносности территорий.

#### *Термометрия (геотермия)*

Геотермические исследования – важная составная часть регионального геофизического комплекса. Методика основана на измерении естественного теплового потока Земли, а также градиентов температуры в параметрических скважинах. Геотермия применяется для:

- определения зон повышенного теплового потока, которые коррелируют с тектонически активными структурами, глубинными разломами и зонами разгрузки флюидов;
- прогноза зон нефте- и газогенерации на основе температурных моделей;
- построения термоградиентных и тепловых моделей бассейнов [106, 157].

В совокупности с геохимическими и аэrogамmasпектрометрическими данными термометрия позволяет выделять термально зрелые участки осадочного чехла, благоприятные для генерации углеводородов. Геотермические карты и разрезы активно применяются на стадии прогноза перспективных объектов и уточнения параметров нефтегазоносных комплексов [93, 94].

#### *Интегративный подход к интерпретации региональных геофизических данных*

Высокая эффективность региональных геофизических исследований при поисках углеводородов достигается только при комплексной интеграции различных геофизических и геологических методов. Наиболее обоснованные геолого-геофизические модели строения осадочного чехла и фундамента формируются при совместной интерпретации результатов магниторазведки, гравиразведки, аэрогамmasпектрометрии, термометрии, а также данных опорного и параметрического бурения, сейморазведки и геохимического анализа [44, 60, 94].

Совокупное применение различных методов позволяет решить целый спектр задач, направленных на достоверную оценку нефтегазоносного потенциала региона. Ключевые преимущества интегративного подхода включают:

- Построение многопараметрических моделей геологического строения осадочных бассейнов, учитывающих структурно-тектонические, литолого-фациальные, геохимические и термальные характеристики;
- Дифференциацию тектоно-фациальных зон и выделение перспективных участков, благоприятных для генерации, миграции и аккумуляции углеводородов;
- Уточнение рельефа кристаллического фундамента и пространственного распределения зон литофацального замещения и стратиграфического выклинивания;
- Локализацию зон нефтегазонакопления на основе сопоставления плотностных, магнитных, радиогеохимических и термоградиентных аномалий с результатами бурения и сейсмики [64].

Картографическая продукция, получаемая в ходе аэрогеофизических исследований, служит первичной основой для регионального тектонического районирования. В частности:

- Аэромагнитные карты позволяют выявлять глубинные разломы, интрузивные тела, блоки кристаллического фундамента и уточнять структуру платформенного чехла;
- Гравиметрические карты отражают плотностное строение недр и позволяют оценивать глубину залегания фундамента, амплитуду прогибов и границы структурных поднятий;
- Аэрогамmasпектрометрические карты фиксируют пространственные изменения радиогеохимического фона, указывая на участки флюидоподводящих систем, зон тектонопроницаемости и накопления органического вещества;

- Геотермические (термоградиентные) карты используются для выявления термально зрелых участков, благоприятных для генерации нефти и газа, а также для анализа регионального теплового режима [157].

Таким образом, интегративный подход к интерпретации региональных геофизических данных представляет собой современный и методически обоснованный путь повышения эффективности поисково-разведочных работ. Он обеспечивает не только более точное построение геолого-геофизических моделей, но и оптимизацию дальнейшей стратегии изучения нефтегазоносных территорий, включая ранжирование перспективных участков и снижение геологических рисков.

### **Этап поисковых работ (детальный поиск): цели, структура и методологические основы**

Этап поисковых геологоразведочных работ наступает после открытия первого месторождения на изучаемой территории и служит ключевым звеном в системе промышленного освоения нефтегазоносных бассейнов [94]. Основная цель данной стадии — локализация и оценка новых залежей углеводородов в пределах структурно-осадочного обрамления открытого объекта, а также подсчёт извлекаемых запасов по категориям С<sub>2</sub> и С<sub>1</sub> [60, 96].

Поисковые работы организуются по двухступенчатой схеме:

1. Подготовка площадей к глубокому бурению, включающая детальное структурно-тектоническое картирование, построение прогнозных моделей, ранжирование локальных объектов;
2. Глубокое поисковое бурение, направленное на вскрытие и апробацию залежей, уточнение продуктивных интервалов и их флюидонасыщенности [93, 94].

Поисковая деятельность опирается на детализированный прогноз, сформированный в результате анализа региональных, субрегиональных и локальных закономерностей распределения флюидонакоплений. Ключевыми задачами на этом этапе являются:

- сравнительная оценка выявленных ловушек (антиклинальных, стратиграфических, литологических, неантиклинальных типов);
- прогноз миграционно-экраных условий для возможного накопления и сохранности углеводородов;
- определение приоритетных объектов для бурения с учётом ресурсного потенциала, геологических рисков и инфраструктурной доступности.
- оптимизация сетки поисковых скважин, с расчётом количества и схемой их размещения [44, 172, 173].

#### **Геофизическое обеспечение поисковых работ**

На стадии подготовки осуществляется высокодетализированная сейсмическая разведка (3D или плотная 2D МОГТ), призванная уточнить:

- положение куполовидных поднятий, их амплитуду и площадь распространения;
- внутреннюю архитектуру коллекторов, конфигурацию покрышек, зоны выклинивания и замещения;

- характеристики флюидоупоров и потенциальные экранирующие зоны [64].

Качество подготовки буровых объектов на данном этапе является критическим фактором успеха поисковых операций. Детализирующая сейсморазведка, выполненная после открытия первой скважины, существенно сокращает сроки и стоимость последующей разведки.

После получения промышленных притоков нефти или газа в первой поисковой скважине (скважина-первооткрывательница), бурится вторая поисковая скважина, как правило, на крыле структуры вблизи предполагаемого контура водонефтяного или водогазового контакта (ВНК/ВГК). Её функции:

- уточнение геометрии и объёма залежи;
- подтверждение горизонтальной и вертикальной контурности флюидонасыщенной зоны;
- уточнённый подсчёт запасов по категориям  $C_2$  (прогнозные) и  $C_1$  (подтверждённые) в рамках действующих классификаций.

В современных условиях эффективность поискового этапа существенно возрастает за счёт использования цифровых геолого-геофизических моделей, инверсии сейсмических данных, машинного обучения (ML) для классификации ловушек, а также управляемого риска (risk-based G&G planning) при выборе приоритетных площадей [93, 94]. Использование таких подходов позволяет не только повысить геологическую обоснованность буровых решений, но и снизить вероятность получения «сухих» скважин.

### **Этап разведочных работ: цели, задачи и современные приоритеты**

Этап разведки представляет собой решающую фазу геологоразведочного процесса, в рамках которой осуществляется конкретизация геологических моделей и обеспечивается геолого-экономическое обоснование промышленного освоения месторождений углеводородов. Если в результате поисковых мероприятий суммарные запасы нефти и газа по категориям  $C_2$  и  $C_1$  достигают промышленно значимых объемов, объект переводится в стадию разведки [93, 94, 96].

Главной задачей разведочных работ выступает всестороннее изучение параметров залежей, включая их пространственную конфигурацию, емкостно-фильтрационные характеристики, геофлюидодинамику и термобарические условия, с целью подсчета запасов по категориям  $C_1$ , В, А, а также обеспечения проектной проработки этапа промышленной разработки месторождения [60].

Разведка реализуется в виде двух последовательных стадий:

- Предварительная разведка — обеспечивает подтверждение наличия продуктивных залежей, очерчивание их контуров, уточнение ВНК/ГНК/ГВК, анализ флюидонасыщения, построение петрофизических и литологических моделей;
- Детальная (промышленная) разведка — направлена на формирование интегральной модели месторождения, уточнение объёмов и категорий запасов, планирование эффективной системы разработки [111].

На стадии предварительной разведки выполняется комплекс задач:

- построение структурных и фильтрационно-емкостных моделей по каждому продуктивному интервалу;
- замеры давления, температуры, насыщенности, отбор керна и пластовых флюидов;
- интерпретация геофизических исследований скважин (каротаж, ВСП, ГДС);
- построение карт эффективной нефтегазонасыщенности, карт распределения пористости и проницаемости;
- подсчёт и повторный пересчёт запасов по категории  $C_1$  с учетом уточнённой стратиграфии и рельефа флюидоупоров [44, 64].

*Современные вызовы и переосмысление стратегии разведки.*

В условиях роста стоимости бурения, усложнения геологических условий, исчерпания легкоизвлекаемых ресурсов и необходимости устойчивого недропользования, возникает острая необходимость в трансформации методологии разведочных работ. Согласно выводам И.С. Соболева (1999) [111], адаптация к современной экономико-геологической реальности требует отказа от затратного универсализма в пользу селективной стратегии, базирующейся на интеграции прогностических методов высокого диагностического потенциала [111].

Такой подход получил развитие в зарубежной практике — в частности, в США, Канаде, Франции, Китае, где доказана эффективность многоступенчатой схемы геологоразведочных работ. Её суть — начальное использование низкозатратных экспресс-методов (например, аэрогамmasпектрометрия, радиогеохимия, дешифрирование спутниковых снимков, данные программы NURE), с последующим фокусом на приоритетные площадки, где применяются детальные и дорогостоящие геофизические и буровые методы [171, 175, 182].

*Роль геохимии и радиогеохимии в разведке: современный взгляд*

Геохимические методы, особенно на этапе разведки, рассматриваются не как вторичные, а как интегративные и направляющие технологии, позволяющие индицировать геодинамически обусловленные зоны флюидонакопления. В современных условиях особую значимость приобретают радиогеохимические методы, обладающие рядом уникальных преимуществ:

- всеобъемлющее присутствие радиоактивных элементов (K, Th, U) в компонентах природной среды;
- контрастная геохимическая сигнатура радиоэлементов, отражающая глубинные тектоно-геохимические процессы;
- возможность регистрации эпигенетических изменений, связанных с дегазацией и миграцией углеводородов [176, 177].

• Опыт 1950–1970-х годов (США, Канада, СССР, Франция) подтвердил наличие радиометрических аномалий над рядом продуктивных структур, однако их широкое внедрение было сдержано низкой чувствительностью оборудования и неоднозначностью интерпретации. Современные технологические достижения, включая цифровые радиометры, GIS-интеграцию и пространственный анализ [64], позволяют не только фиксировать тонкие вариации радиоактивности, но и

связывать их с конкретными типами ловушек, а также проводить кластеризацию по спектральным признакам радиоэлементов [93, 94].

Радиогеохимия сегодня эффективно работает в составе мультидисциплинарного комплекса, включающего:

- данные сейсморазведки (МОГТ, ВСП);
- аэрогамmasпектрометрию;
- магнитометрические и гравиметрические данные;
- результаты геохимии летучих компонентов, литогеохимии, термобарогеохимии;
- результаты опорного и параметрического бурения [60].

Такой интегративный подход позволяет создать многопараметрические модели нефтегазоносности, дифференцировать перспективные зоны, минимизировать геологические риски и повысить достоверность прогноза (Земцов Ю.В. и др., 2021).

## **2. МЕТОДОЛОГИЯ ДИССЕРТАЦИОННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ: КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ И РЕГИОНАЛЬНЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИЙ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА И МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ**

### **2.1 Введение**

На современном этапе развития нефтегазовой геологии одним из ключевых условий повышения эффективности геологоразведочных работ становится интеграция разномасштабной геолого-геофизической информации с её последующей интерпретацией на основе технологий искусственного интеллекта (AI) и машинного обучения (ML). Такой подход обеспечивает более точную оценку строения недр, выявление скрытых закономерностей и снижение уровня неопределённостей при поиске и разведке углеводородов.

Особенно актуальна данная трансформация в условиях слабоизученных, тектонически сложных и геодинамически напряженных регионов, где традиционные методы интерпретации теряют предсказательную мощность, а уровень геологических рисков остаётся высоким. Именно в таких регионах цифровизация и интеллектуализация обработки геолого-геофизических данных становятся необходимым условием рационального недропользования, устойчивого планирования разведки и оптимизации затрат.

Внедрение AI/ML позволяет повысить точность прогнозирования перспективных объектов, минимизировать риски ошибок, связанных с интерпретацией сложных разнородных данных, и одновременно улучшить качество проектных решений. Это открывает возможности для формирования новой парадигмы управления геологоразведочными процессами, обеспечивая устойчивую и экономически обоснованную трансформацию всей отрасли в условиях возрастающей сложности природных и технологических вызовов [93].

### **2.2. Методологические основы**

В рамках диссертации реализован многоуровневый, междисциплинарный подход к интерпретации геолого-геофизических данных и прогнозированию нефтегазоносности, опирающийся на использование специализированного инверсионно-прогнозного программного комплекса **IP Seismic**, разработанного ООО «Лаборатория Приезжева» (<https://ivanplab.ru>).

Комплекс **IP Seismic** [166, 167] представляет собой современную цифровую платформу нового поколения, обеспечивающую интеграцию, обработку, анализ и визуализацию широкого спектра геолого-геофизической информации, включая данные сейморазведки (2D/3D), гравиметрии, магнитометрии, аэрогаммаспектрометрии, теплового потока, а также результатов бурения, каротажа, кернового анализа и промысловой геофизики (рис.2).



Рис.2 - Блок-схема работы IP Seismic (mathematica)

Примечание:

- Каждый блок может использовать разные модули IP Seismic (например, IP\_Geo, IP\_Inv, IP\_AI, IP\_Model, IP\_Map).
- Инструменты машинного обучения встроены на этапе инверсии и прогнозирования.
- Поддерживаются модули интеграции с ГИС и базами данных по скважинам.
- Возможно построение вероятностных карт залежей и интерпретация трансформант гравимагнитных полей

В архитектуре программного обеспечения интегрированы алгоритмы глубокого обучения, кластеризации, регрессионного анализа, адаптивной инверсии, а также вероятностные и визуальные методы пространственного анализа (рис.2). Это позволяет создавать высокоточные многопараметрические модели строения недр и выполнять количественный прогноз нефтегазоносности на основе комплексной интерпретации разнородных данных.

Таким образом, применяемая методология обеспечивает не только целостный анализ геофизической информации, но и формирует основу для интеллектуальной автоматизации процессов геологоразведки, особенно в сложных и слабоизученных регионах.

## **2.2.1 Цифровая трансформация геологоразведки: контекст и вызовы**

Геологоразведочные работы всё чаще реализуются в парадигме цифрового недропользования, в рамках которой автоматизация обработки данных и интеллектуальная интерпретация становятся неотъемлемой частью исследований. В последние годы ИИ всё шире используется в геонауках: от распознавания лиофаций по данным керна и ГИС до прогноза ловушек по сейсмике и спутниковой информации (Waldner F. и др., 2019).

Однако внедрение ИИ требует специализированных программных платформ, способных обрабатывать высокоразмерные и неоднородные данные, адаптироваться к условиям дефицита априорной информации и эффективно работать в условиях высокой геологической неопределенности. IP Seismic отвечает этим требованиям, предлагая гибкую и расширяемую среду для интегративной интерпретации [167].

## **2.2.2 SOM-моделирование: самоорганизующиеся карты Кохонена**

Одним из ключевых инструментов в реализованной методологии прогнозирования нефтегазоносности стало использование самоорганизующихся карт Кохонена, внедрённых в модуле SOM\_Clustering Seis Plug-in программного комплекса IP Seismic. Данный метод относится к алгоритмам обучения без учителя и позволяет проецировать многомерные геофизические данные в двумерное топологически организованное пространство [167].

SOM обеспечивает автоматическую классификацию и кластеризацию геофизических признаков на основе их евклидового сходства, что даёт возможность:

- выявлять скрытые закономерности и ассоциации, недоступные при линейной корреляции;
- определять геофизически однородные зоны, потенциально связанные с залежами углеводородов;
- распознавать структуры, связанные с литолого-фациальными комплексами, стратиграфическими и замещающими ловушками, тектоническими экранами и магматическими телами.

Особую эффективность метод показывает при анализе обширных наборов признаков, включая:

- плотность пород ( $\rho$ ),
- магнитную восприимчивость ( $\kappa$ ),
- аномальное гамма-излучение (GR),
- акустическую жесткость (AI),
- параметры затухания и фазового сдвига,
- геотермический градиент и тепловой поток.

В процессе обучения нейросеть динамически адаптирует радиус соседства и скорость обучения, что обеспечивает высокую сходимость результатов, устойчивость к шуму и надёжность интерпретации. Итогом является кластерная карта, где каждый узел соответствует определённому типу геофизической среды. Такие карты позволяют:

- проводить сравнительный профильный анализ;
- выделять «аномальные» зоны;
- оценивать вероятностную принадлежность участков к потенциально нефтегазоносным резервуарам.



Рис. 3 – Пример самоорганизующейся карты Кохонена

**Примечание:**

- Обучение SOM ведет к топологическому упорядочиванию: близкие по структуре данные располагаются близко на карте.
- Карта Кохонена визуализирует сложные многомерные данные в 2D-пространстве, сохраняя их внутренние отношения.
- SOM активно используется для кластеризации, понижения размерности, распознавания образов, анализа геофизических данных и сейсмофасциального районирования.

В совокупности с другими модулями IP Seismic — такими как IP\_Prediction 2D/3D (регрессионный прогноз флюидонакоплений), GraviMag Modeling Inversion (совместная инверсия грави- и магнитных данных), Neural Inversion Engine (нейросетевая инверсия физических параметров) и Geosemantic Tools (модули пространственной семантики), SOM-анализ обеспечивает создание целостной, когерентной модели геологического строения, существенно расширяя возможности интерпретации и количественного прогноза нефтегазоносности

**Результат обучения SOM (на примере данных по ЮМУСП)**

После обучения самоорганизующейся карты Кохонена многомерные геофизические данные ЮМУСП (грави- магнитометрические, сейсмические, геотермические и аэрогамmasпектрометрические) преобразуются в двумерное пространство, где топологическая близость отражает геологическую и петрофизическую схожесть объектов (рис.2).

Сходные по геофизическим признакам участки группируются пространственно близко, что позволяет выявить латеральные и вертикальные связи между различными структурами осадочного чехла, соленосных комплексов и фундамента (рис.3).

В одной части карты фокусируются участки с высокой плотностью и магнитной восприимчивостью, а также повышенной геотермической

аномальностью. Как правило, это зоны, приуроченные к глубинным трансформным и разломным структурам, интрузивным телам и зонам глубинного флюидоподъема. Они коррелируют с линейными грави-магнитными аномалиями (ГМА), нередко совпадающими с Центрально-Устюртской системой дислокаций и сопряженных с ней участками Шахпахтинской ступени (рис.3).

В другой части SOM группируются участки с пониженными плотностями, слабовыраженными магнитными аномалиями и сниженным радиационным фоном. Такие параметры характерны для мощных осадочных комплексов Ассакеуданского прогиба и Шахпахтинской ступени (рис.3). Здесь велика вероятность наличия углеводородных ловушек, локализованных в тектонически экранированных зонах или стратиграфических ловушках на границах фаций.

Центральная зона карты может представлять переходные типы – комбинированные участки с признаками как платформенных, так и условий понижения, отражающих сложную геодинамическую историю сочленения блоков.

Таким образом использование SOM позволяет:

- классифицировать геофизические сигнатуры и выделить структурно-фациальные типы, неявные при традиционной интерпретации;
- выявить скрытые ловушки и зоны накопления флюидов, соответствующие сочетанию геотермических, плотностных и радиогеохимических признаков;
- уточнить модель строения переходных зон между сводами, прогибами и глубинными разломами, которые играют ключевую роль в нефтегазонакоплении региона.

Следовательно, можно говорить, что самоорганизующаяся карта Кохонена выступает как интеллектуальный инструмент интегративной интерпретации, связывающий разнородные геофизические параметры в единую системную модель ЮМУСП и существенно повышающий точность прогноза нефтегазоносности

### **2.3 Прогнозирование геофизических параметров и вероятностное моделирование**

Важным компонентом методологической архитектуры IP Seismic является модуль **IP\_Prediction 2D/3D**, предназначенный для прогнозирования геофизических параметров и оценки вероятностного распределения признаков, отражающих нефтегазоносность. Он реализует двухэтапную модель, включающую элементы глубокого обучения и обратного распространения ошибки [166].

Этапы работы прогностической модели: на этапе обучения нейросеть тренируется на базе известных реперных пар, включающих геофизические атрибуты (амплитуда, плотность, AI и др.) и координаты стратиграфических или структурных поверхностей. Обучение проводится по принципу скользящих окон, что позволяет учитывать локальные вариации признаков и их взаимосвязи [181].

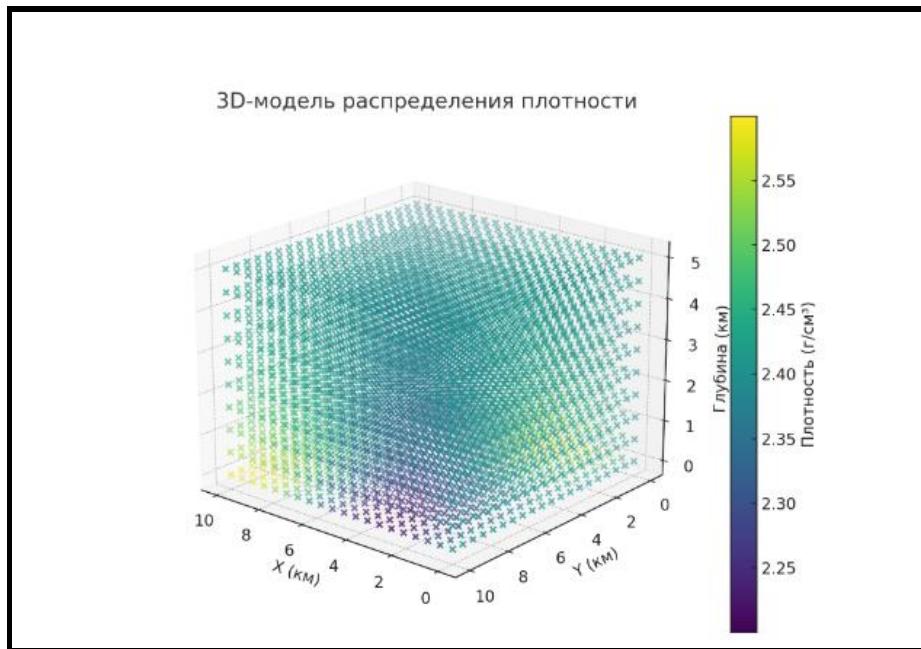


Рис.4- Синтетическая 3D-модель распределения плотности в IP Seismic по результатам инверсии и стохастического моделирования

**Примечание:**

- Цветовая шкала отражает значения плотности (в  $\text{г}/\text{см}^3$ );
- Точки в пространстве — узлы расчётной сетки;
- Использован псевдообъёмный метод визуализации, позволяющий оценить вариации плотности в объёме.

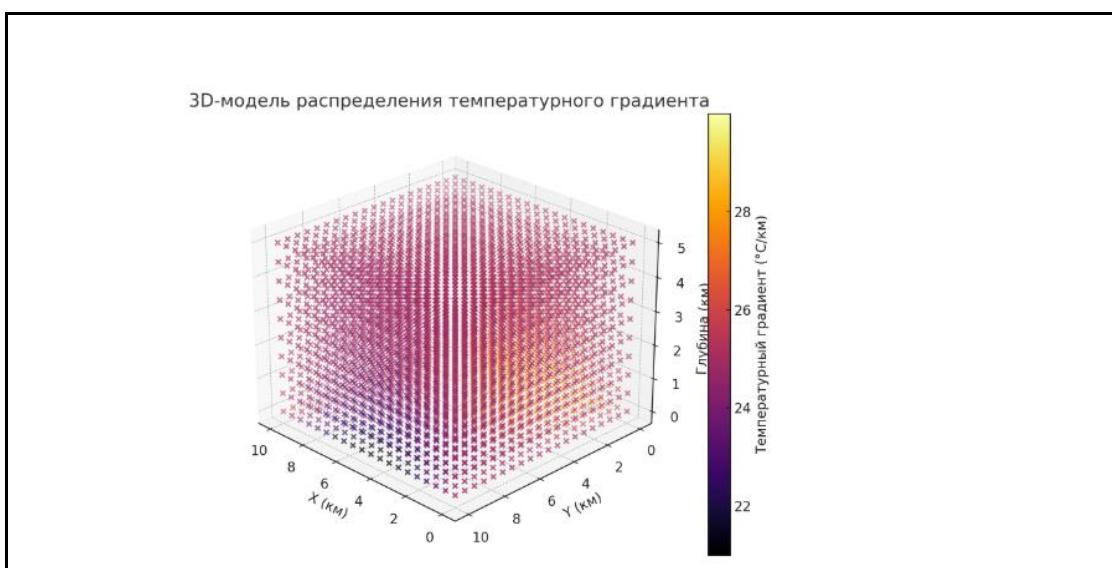


Рис.5- Синтетическая 3D-модель распределения температурного градиента

**Примечание:**

- Цветовая шкала отображает вариации температурного градиента (в  $^{\circ}\text{C}/\text{км}$ );
- Использована синтетическая модель, имитирующая реалистичное поведение с глубиной и по простиранию;

- Такая визуализация может быть получена в IP Seismic на основе геотермических данных, термобарометрии и термомоделирования.

На этапе прогнозирования обученная сеть классифицирует новые точки, определяя их принадлежность к одному из ранее выявленных кластеров, и выполняет пространственное экстраполирование параметров с учётом топологических и геологических ограничений.

Вероятностное моделирование: Ключевым новшеством является формирование сценариев вероятностного прогноза, соответствующих различным уровням геологической уверенности:

- **P10** — оптимистичный сценарий (максимальная вероятность и площадь насыщения);
- **P50** — базовый, наиболее вероятный сценарий, используемый при планировании;
- **P90** — пессимистичный сценарий с минимальным охватом.

Такая сценарная модель позволяет учитывать неопределённости, управлять рисками и принимать обоснованные решения при планировании поисково-разведочных работ.

Интеграция и применение: Модуль **IP\_Prediction 2D/3D** тесно интегрируется с другими компонентами **IP Seismic** – в частности, с результатами кластеризации по методу SOM, структурными и стратиграфическими картами, а также геомоделями. Это позволяет сформировать согласованную, масштабируемую и адаптивную систему прогноза, ориентированную как на оценку вероятностной насыщенности, так и на оптимизацию проектных решений в условиях высокого геологического риска [166].

## 2.4 Инверсия контрастов и адаптивное моделирование ловушек

Для повышения точности локализации и геометрического описания потенциальных ловушек углеводородов в рамках IP Seismic применяется модуль **Neural Inversion Engine**, основанный на методах нейросетевой инверсии контрастов геофизических параметров. Используемая архитектура построена на глубоких прямораспространяющихся нейронных сетях (deep feedforward networks), которые обеспечивают адаптивное моделирование сложных и нелинейных зависимостей в геологических разрезах (рис.6).

*Преимущества нейросетевой инверсии. В отличие от традиционных инверсий, реализованный подход:*

- моделирует скрытые и нелинейные связи между измеряемыми физическими параметрами и геологически интерпретируемыми характеристиками (пористость, литология, насыщенность);
- автоматически адаптирует структуру сети и выбирает оптимальные функции активации;
- устойчив к переобучению, что особенно важно при ограниченном объёме исходных данных;

- позволяет учитывать анизотропию и вертикальные градиенты свойств (например, плотности или упругости).

#### *Геологическая интерпретация и применение:*

Метод нейросетевой инверсии эффективно применяется для реконструкции **структурных и стратиграфических ловушек**, таких как:

- зоны выклинивания, пинч-ауты, сбросы и тектонические экранирования;
- литофациальные переходы и границы между коллекторами и покрышками;
- зоны фрагментированных разрезов и сложно построенные ловушки, включая рифовые постройки и турбидитовые тела.

Особенно высокой точности удается добиться в сложных геологических условиях, например, в карбонатных толщах, в зонах фациальных переходов; в тектонически нарушенных регионах с экранирующими структурами (рис.6).



Рис.6- Блок-схема: инверсия контрастов и адаптивное моделирование (обратное моделирование с учетом геологических ограничений и ML/AI-подходов) сложных и нелинейных зависимостей в геологических разрезах.

Таким образом, Инверсии контрастов с использованием deep learning обеспечивают высокодетализированную реконструкцию геологических границ и

физико-петрофизических параметров, что существенно улучшает интерпретацию ловушечных систем (рис.6). Это критически важно при оценке флюидонасыщенности, расчёте геологических рисков и выборе оптимальных объектов для бурения в условиях высокой структурной и стратиграфической сложности [169, 181].

## 2.5. Анализ пространственной семантики: Surface и Optional Points

Инструменты **Surface** и **Optional Points**, реализованные в составе интеллектуальных модулей, обеспечивают пространственно-семантический анализ геологических данных на основе принципов аналогии и поиска сходства, заимствованных из современных систем искусственного интеллекта (например, embedding-пространств в компьютерном зрении и NLP).

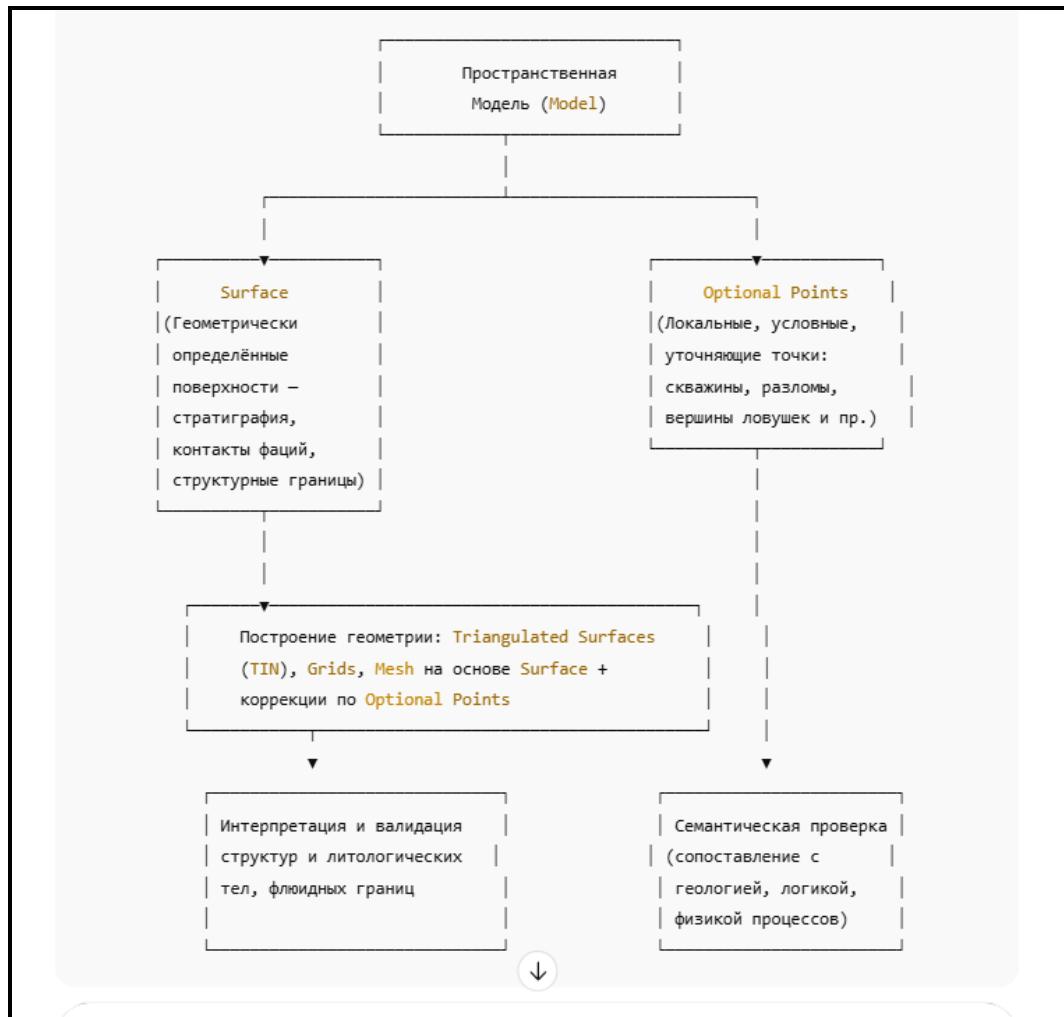


Рис.7- Блок-схема: пространственная семантика — Surface и Optional Points

*Примечание:*

- *Surface* — основные структурные поверхности: кровля/подошва горизонтов, несогласия, флюидные границы и пр.
- *Optional Points* — дополнительные, уточняющие точки, которые не формируют поверхность напрямую, но:
  - могут «подтягивать» геометрию;

- указывать на особенности фациального замещения, трещиноватости, тектонической деформации и др.

*Основные функции модулей:*

- **Surface** — используется для определения ключевых геологических поверхностей (например, подошвы продуктивного горизонта), вдоль которых выполняется кластеризация признаков. Это позволяет выявлять зоны с общими геометрическими и физико-геологическими характеристиками (рис.7).

- **Optional Points** — представляет собой систему работы с контрольными точками (скважины с промышленными притоками, участки с подтверждённой флюидонасыщенностью, ЛУМ и др.), по которым производится анализ признаков и поиск геоаналогов в многомерном пространстве (рис.7).

Принцип работы модулей основан на построении семантических карт геологических признаков, аналогичных embedding-пространствам, используемым в анализе изображений и текстов. Если в контрольной точке известно наличие определённых свойств (например, насыщенность углеводородами), система находит участки, обладающие максимально схожими признаками, и прогнозирует вероятность аналогичных геологических условий в других точках профиля или площади (рис.7).

Применение пространственно-семантического анализа позволяет [64] выполнять прогноз неразбуренных структур и зон повышенного углеводородонасыщения; идентифицировать сублитологические замещения и тонкие изменения в составе пород; оптимизировать размещение поисково-разведочных скважин, повышая эффективность проектных решений.

Таким образом, инструменты Surface и Optional Points представляют собой мощный аналитический механизм для выявления геоаналогов и построения обоснованных моделей пространственного прогноза, особенно в условиях высокой геологической неопределенности.

## 2.6 Совместная инверсия гравитационных и магнитных данных

Модуль **GraviMag Modeling Inversion** [166] реализует интегрированный подход к совместной инверсии грави-магнитометрических данных с учётом геофизических и геологических ограничений. Методология основана на подходах (Li, Y. и Oldenburg, D.W., 1996), что обеспечивает высокую разрешающую способность и снижает неопределенность интерпретации (рис.8).

Ключевой особенностью модуля является адаптация к конкретным геологическим условиям региона. Инверсия учитывает вариации плотности и магнитной восприимчивости с глубиной, структурную сложность, контраст между фундаментом и осадочным чехлом, а также тектонические особенности, включая глубинные разломы и магматические тела.



Рис.8- Схема: совместная инверсия гравитационных и магнитных данных в ПО IP\_Seismic

#### Примечания:

- Совместная инверсия минимизирует разницу между наблюдаемыми и синтетическими полями одновременно по двум типам данных, обеспечивая физически согласованную модель.*
- Используется регуляризация, геологические априорные модели, веса по глубине и корреляционные ограничения между свойствами.*

Совместное использование данных грави-магнитометрии дополняется дополнительной информацией по бурению и сейсмическим исследованиям. Это позволяет:

- уточнять положение границ осадочного чехла;
- выявлять субвулканические и интрузивные тела;
- реконструировать глубинные зоны расслоения и разломные структуры;
- определять базальные и трансфлюидные контакты.

Полученные инверсионные модели проходят обязательную калибровку и корреляцию с результатами геологической интерпретации: данными скважин, литотипами, сейсмическими профилями и региональными структурами (рис.8). Такой подход обеспечивает надёжную и геологически обоснованную реконструкцию плотностно-магнитных свойств недр, повышая точность прогноза нефтегазоносных зон и структур.

## **2.7 Научная и практическая значимость результатов**

Разработанная методология отличается высокой степенью универсальности и применимости к различным нефтегазоносным регионам. Основные научные и практические результаты включают:

- создание интегральной модели, объединяющей методы ИИ, геофизики и геологии;
- апробацию нейросетевых методов на разномасштабных данных, включая бурение, сейсморазведку, грави- и магнитометрию;
- выявление новых перспективных объектов флюидонакопления;
- построение вероятностных сценариев прогноза;
- разработку методики геоинтеллектуальной оценки при дефиците буровых данных.

## **2.8 Примеры реализации и масштабируемость**

Разработанный подход уже протестирован в условиях различных геологических регионов Казахстана:

- Южно-Мангышлак–Устюртская система прогибов – комплексная интерпретация гравимагнитных и сейсмических данных, уточнение положения рифогенных построек (представленная диссертация);
- Прикаспийская впадина – уточнение положения соленосных куполов и глубинных трансфлюидных зон;
- Мугоджарская зона – оценка нефтегазоносности каменноугольных и девонских отложений на основе нейросетевого прогнозирования.

Благодаря модульной архитектуре IP Seismic может быть адаптирован под любой масштаб – от локальных структур до регионального моделирования.

## **2.9. Заключение**

Интеграция инструментов искусственного интеллекта и технологий машинного обучения в геологоразведочную практику с использованием программного комплекса IP Seismic открывает новые горизонты в области интерпретации геолого-геофизических данных.

Реализуемый в данном подходе принцип интеллектуальной интерпретации позволяет перейти от субъективного описательного анализа к количественной, статистически обоснованной модели прогнозирования, основанной на нейросетевых инверсиях, самоорганизующихся картах, вероятностной оценке и пространственной семантике.

Предложенная методология особенно эффективна в условиях ограниченной изученности недр, стратиграфической и структурной сложности, дефицита скважинной информации, а также при необходимости ускоренного принятия решений по бурению и управлению рисками. Её применение позволяет:

- повысить точность выделения перспективных зон;
- сократить долю неуспешных скважин;
- оптимизировать бюджеты геологоразведочных программ;
- повысить эффективность и рентабельность проектных решений.

Полученные результаты подтверждают как научную обоснованность, так и практическую результативность интегрированного подхода. Комплекс IP Seismic [166, 167] может быть уверенно рекомендован как инструмент нового поколения для оценки нефтегазоносного потенциала, особенно в сложных и малоизученных регионах. Его использование формирует основу для цифровой трансформации геологоразведки и внедрения интеллектуальных систем в Казахстане и за его пределами.

### **3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ГЕОЛОГИЧЕСКОМ СТРОЕНИИ РЕГИОНА ИССЛЕДОВАНИЙ**

#### **3.1 Геологическая изученность**

Планомерное изучение региона исследований было начато в 50-х годах XX века комплексом геологических и геофизических работ, которые выполнялись организациями МГ СССР и КазССР. В начале 1970-х годов завершены геологические съемки масштаба 1:200 000, сопровождавшиеся бурением структурно-картировочных скважин глубиной до 500 м, аэромагнитными и гравиметрическими съемками масштаба 1:200 000.

До начала 1990-х гг. здесь периодически выполнялось обобщение результатов геологоразведочных работ научно-исследовательскими организациями (ИГН АН СССР, ВНИГРИ, КазНИГРИ, ИГИРНИГМ) и тематическими подразделениями производственных организаций.

На Южном Устюрте и Центрально-Устюртской системе дислокаций глубокое поисковое и параметрическое бурение проводилось на 15 площадях. К 1970г. здесь были разбурены структуры Коскудук, Утежан, Самтыр, Кожантай. Однако, признаки газонефтеносности не были обнаружены.

##### **3.1.1 Основные черты геологического строения**

Регион исследований выделяется на юго-восточной периферии Южно-Мангышлакского осадочного бассейна и является восточной окраиной Северо-Кавказско-Мангышлакской нефтегазоносной провинции (НГП). Обособляется он в составе Южно-Мангышлакской нефтегазоносной области (НГО), расположенной в пределах Туранской эпигерцинской платформы [13, 50, 186].

В тектоническом отношении Южно-Мангышлакская НГО расположена в пределах крупной области мезозойского внутриплатформенного прогибания земной коры, носящей название Южно-Мангышлак-Ассакеауданской (по другим данным Южно-Мангышлак-Устюртской) системы прогибов. На севере она ограничена Мангышлак-Центрально-Устюртской системой поднятий, а на юге – северными склонами Карабогазского свода и Туаркырской зоной поднятий, а на западе открывается в сторону Каспийского моря [13, 29].

Южно-Мангышлак-Устюртская система прогибов имеет в плане форму треугольника, обращенного вершиной к западу и основанием к востоку (рис. 9) [88]. Осевая часть этой зоны осложнена линейно вытянутой цепочкой ваннообразных впадин и мульд, разделенных структурными седловинами. Эти впадины и мульды, являющиеся по отношению ко всей системе прогибов структурами второго порядка, характеризуются различными площадными размерами и неправильной, чаще всего изометричной формой в плане [13].

Вдоль оси зоны с запада на восток обособляются крупные прогибы второго порядка (рис.9), такие как Жазгулинский и Ассакеауданский прогибы, Учкудукская мульда, внутри которых выделяются осложняющие их мульды подчиненного значения [13].

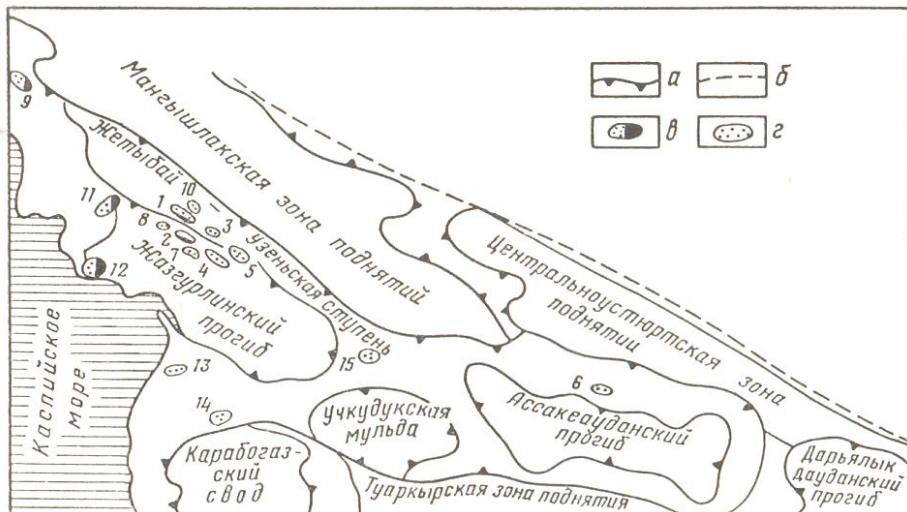


Рис. 9 – Обзорная карта Южно-Мангышлакской нефтегазоносной области (по данным Безносова Н.В. и др. 1987 г.):

а – границы тектонических элементов; б – региональные разрывные нарушения; месторождения: в – газонефтяные, г – газовые.

Месторождения: 1 – Жетыбайское, 2 – Тасбулатское, 3 – Карамандыбасское, 4 – Тенгипское, 5 – Узеньское, 6 – Шахпахтинское, 7 – Западно-Тенгинское, 8 – Бектурлы, 9 – Дунга-Жозаскан-Спемесай, 10 – Асарское, 11 – Актаское, 12 – Северо-Ракушечное, 13 – Аксу-Кендерлинское, 14 – Южный Аламурын, 15 – Кансуйское

По особенностям геологического строения Южно-Мангышлак-Ассакеауданская система прогибов является типично мезо-кайнозойским бассейном с платформенной, слабо дислоцированной юрско-неогеновой частью чехла и более деформированной доюрской секцией разреза. Поверхность региона бронирована миоценовыми отложениями сарматского яруса.

В его геологическом строении региона выделить три структурных этажа:

- платформенный чехол юрско-кайнозойского возраста [75];  
 -переходный комплекс (промежуточный структурный этаж), характеризующийся более интенсивной, в основном, блоковой дислоцированностью и включающий два подкомплекса - пермо-триасовый (терригенно-карбонатный) и доверхнепермский с суммарной мощностью 3500-6000 м [79, 149].

- складчатый фундамент, образованный жёсткими массивами и палеозойскими складчатыми системами [35].

Прямых данных о глубинах залегания и вещественном составе фундамента в этой части Южно-Мангышлакской НГО нет. В связи с этим, структурная карта поверхности фундамента основана на комплексной интерпретации геолого-геофизических данных, в первую очередь сейсморазведки [14, 16, 27].

Характерной особенностью тектонического строения Южно-Мангышлак-Ассакеауданской системы прогибов, является ступенеобразное погружение пород от бортов зоны к ее осевой части. На северном борту ступени расположены параллельно или кулисообразно друг к другу и

подчиненным в общем плане простиранию Мангышлакско-Центрально-Устюртской системы дислокаций [15, 100, 102].

К ступеням приурочены цепочки локальных поднятий антиклинального типа, служащих ловушками нефти и газа. Опоискованные локальные антиклинальные складки здесь характеризуются асимметричным строением с крутым южным и более пологим северным крыльями и слабой нарушенностью дизъюнктивными дислокациями [74].

Наиболее древние отложения, представленные мощными толщами пород верхней перми и триаса, обнажаются в районах Горного Мангышлака [5, 6, 11] и на западном чинке Устюрта. Эти породы резко дислоцированы и частично метаморфизованы (рис.10).

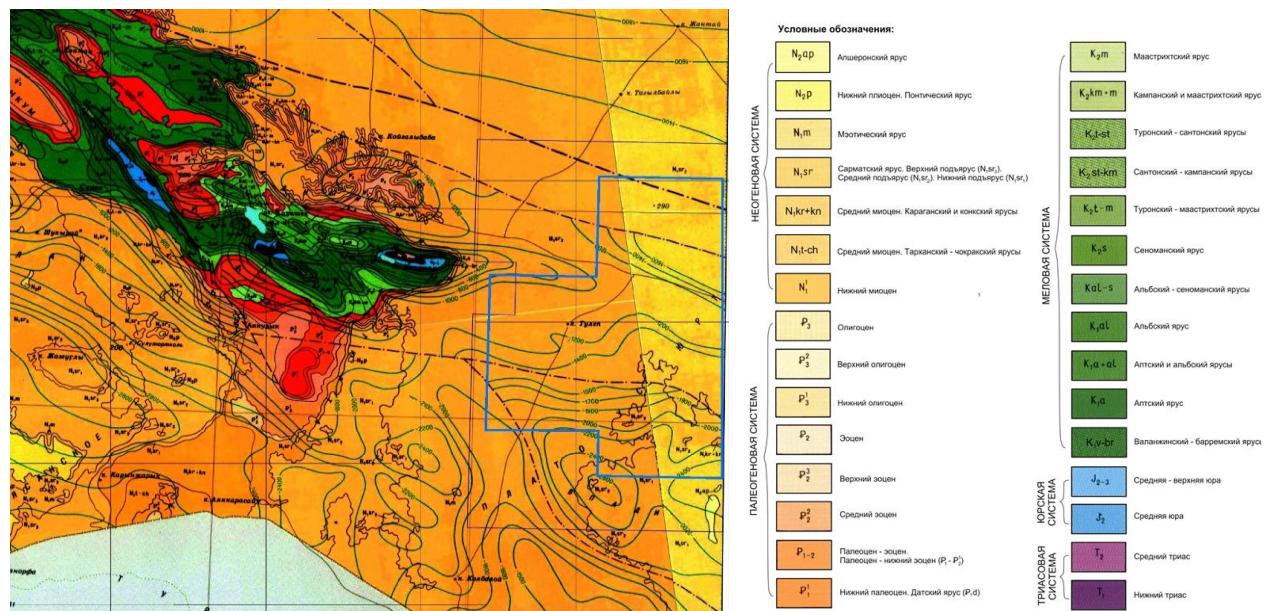


Рис. 10 – Фрагмент геологической карты Казахстана  
(Бекжанов Г.Р. и др. 1996 г)

В центральной, наиболее погруженной части Южно-Мангышлакской НГО эти отложения залегают на глубинах свыше 4 км, слабо деформированы и обладают субгоризонтальным залеганием [74, 126].

Выше, с резким угловым несогласием они перекрываются мощными отложениями юры, представленной всеми тремя отделами (рис.11).

На породах юрского комплекса с размывом и угловым несогласием залегают отложения меловой системы, размытая поверхность которых перекрывается палеогеновыми осадками (рис.11). Непосредственно на палеогеновые, а в некоторых случаях и на геологически более древние отложения также с размывом и угловым несогласием ложатся породы неогена, венчающие разрез осадочного чехла.

В целом, мезозой-кайнозойские отложения представлены терригенными разностями, за исключением верхнетуровско-датской карбонатной толщи и прослоев известняков-ракушечников в песчано - глинистом разрезе неогена (рис.11).

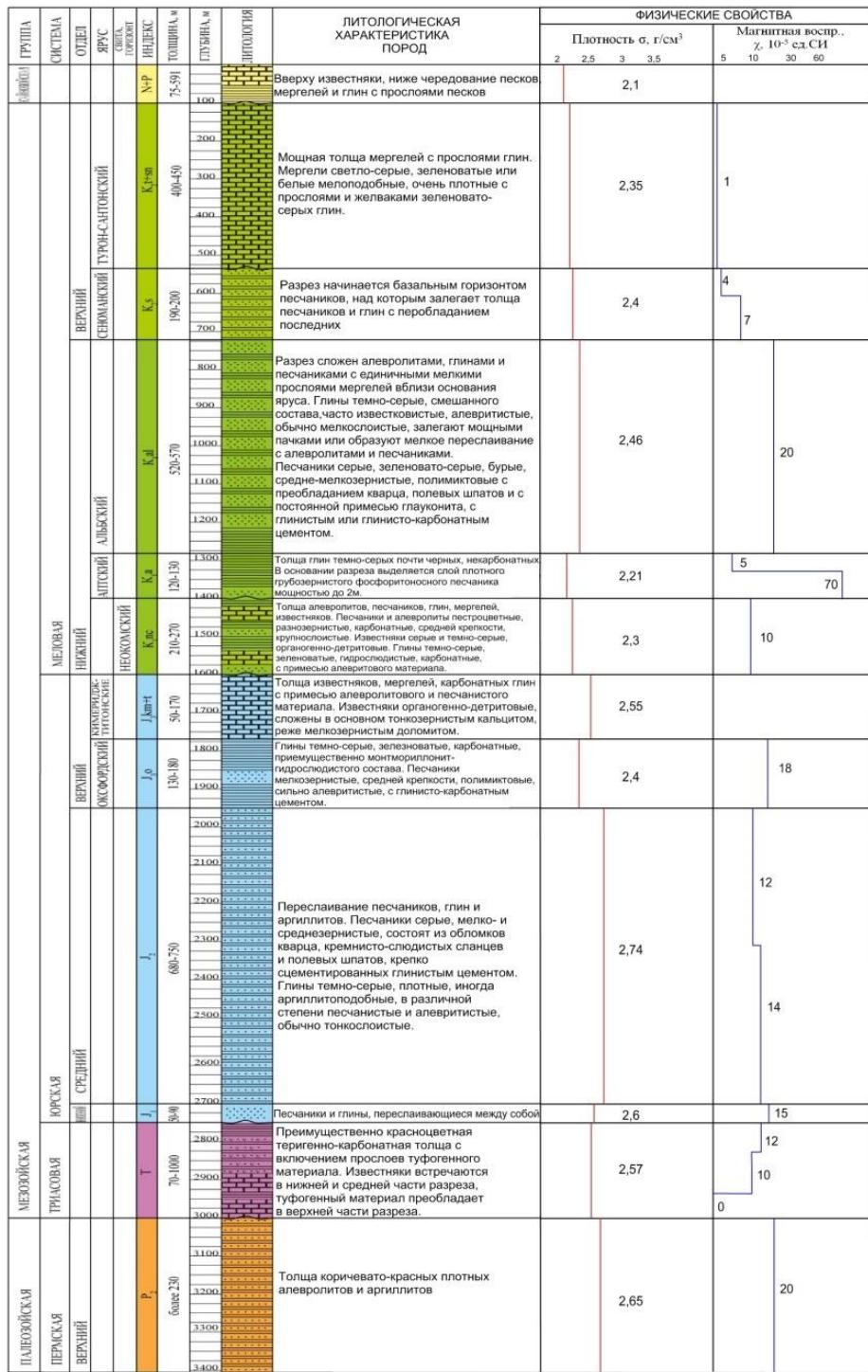


Рис 11 – Сводный литолого-стратиграфический разрез ЮМУСП  
(Жакашев Е.Н. и др. 2019 г.)

Промышленно нефтегазоносны в Южно-Мангышлакской НГО отложения триаса, юры и мела. Основной продуктивной толщой этой области являются среднеюрские терригенные отложения, содержащие основную долю разведанных запасов нефти и газа. В этих отложениях открыто восемь газонефтяных, нефтяных и газовых месторождений [41, 42, 184].

Нефтегазоносные горизонты с незначительными по запасам залежами углеводородов выявлены также в отложениях верхней и нижней юры.

Промышленная нефтегазоносность триаса доказана на таких месторождениях, как Северо-Ракушечное и Южно-Жетыбайское [105, 198]. Газовые залежи в меловых отложениях установлены на месторождениях Узенском и Кансуйском, а нефтяные – на месторождениях Дунга, Жозаскан, Спемесай и др. [185].

Продуктивные коллектора разведанных месторождений Южно-Мангышлакской НГО связаны главным образом с терригенными породами (песчаники, глинистые песчаники, алевролиты). Меловые нефтегазоносные горизонты характеризуются эффективными мощностями от единиц до 25 м. Дебиты скважин невысоки – до 25 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Эффективные мощности юрских продуктивных горизонтов достигают 65 м, а дебиты газовых скважин из них 800 тыс. м<sup>3</sup>/сут [74].

ЮМУСП потенциально газоносный район расположен между Кансуйским (на западе) и Шахпахтинским (на востоке) газоносными районами [189, 192, 193, 195]. Структурно-тектонический, литофациальный, геохимические факторы, прямые признаки углеводородного насыщения в смежных газоносных районах позволяет предполагать высокую вероятность открытия в ЮМУСП залежей газа и газоконденсата.

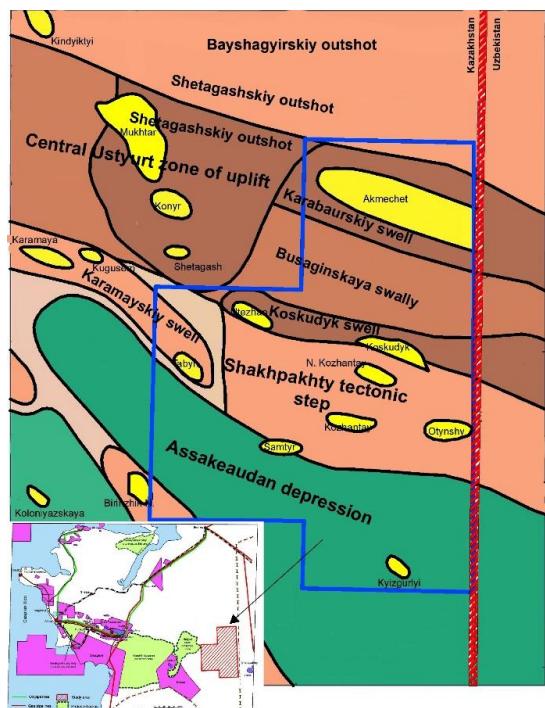


Рис. 12 – Схема тектонических элементов региона исследований (Жакашев Е.Н. и др. 2019 г.)

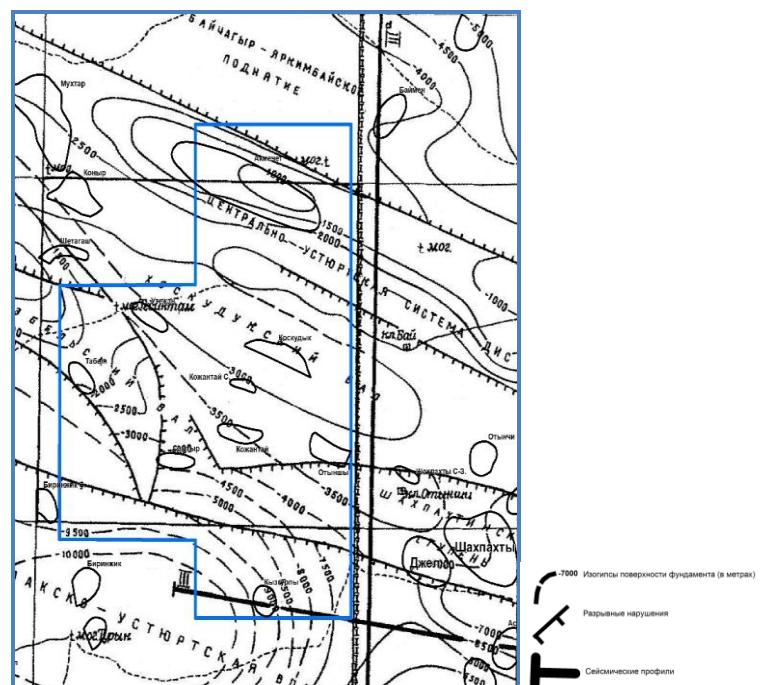


Рис. 13 – Структурная карта поверхности фундамента (масштаб 1:1 000 000, Годин Ю.Н., Таль-Вирский Б.Б. 1969 г.)

Анализ данных бурения скважин, достигших кристаллического фундамента, интерпретация материалов сейсморазведки корреляционным методом преломленных волн (КМПВ), отражающих его поверхность, а также изучение

гравиметрических и магнитометрических материалов, характеризующих глубинное строение фундамента, с учетом особенностей платформенного чехла, позволили построить структурную схему поверхности фундамента, залегающего под осадочным чехлом Туранской плиты (Гарецкий Р.Г., 1972)

ЮМУСП по поверхности фундамента [104] отделен от других геоструктур системами региональных разломов (рис.13).

Вместе с тем, значительную роль в формировании структуры поверхности фундамента играют субмеридиональные разломы, по которым фиксируются горизонтальные сдвиговые деформации, создающие сложную систему блоков [50, 57]. Блоковая структура фундамента является важной его геологической особенностью.

Максимальные глубины погружения поверхности фундамента зафиксированы в юго-западной части ЮМУСП, где достигают 8,5-9,5 км и более. В целом, поверхность гетерогенного фундамента достаточно дифференцирована для выделения региональных структурных элементов.

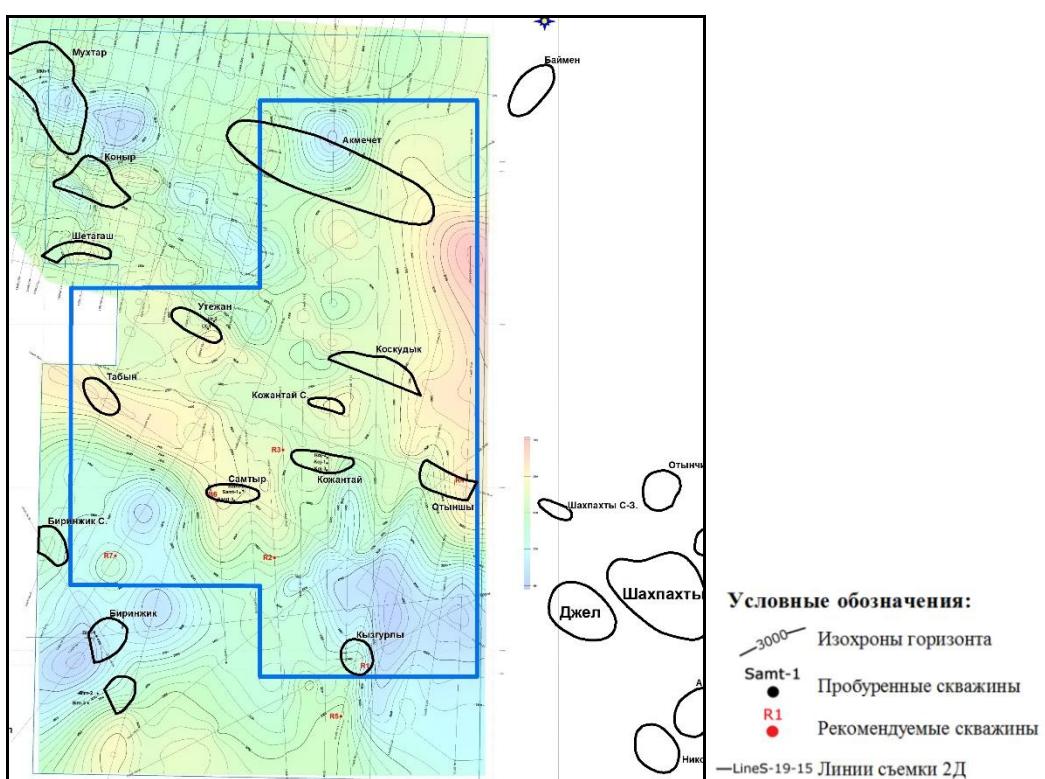


Рис. 14 – Схема изохрон по отражающему горизонту «Б» (подошва верхней перми и кровля верхнепалеозойских карбонатно-терригенных отложений), по данным Ибрагимова А. А. и др. 2020 г.

В качестве таковых обособляются Центрально-Манышлак-Устюртская система дислокаций и Южно-Манышлакско-Ассакеауданская (Устюртская) система прогибов – региональные структуры 2-го порядка.

Над блоками фундамента обособляются образования промежуточного структурного этажа (ПСЭ), поверхность которых индицирует отражающий

горизонт «б» (подошва верхней перми и кровля верхнепалеозойских карбонатно-терригенных отложений) на рисунке 14.

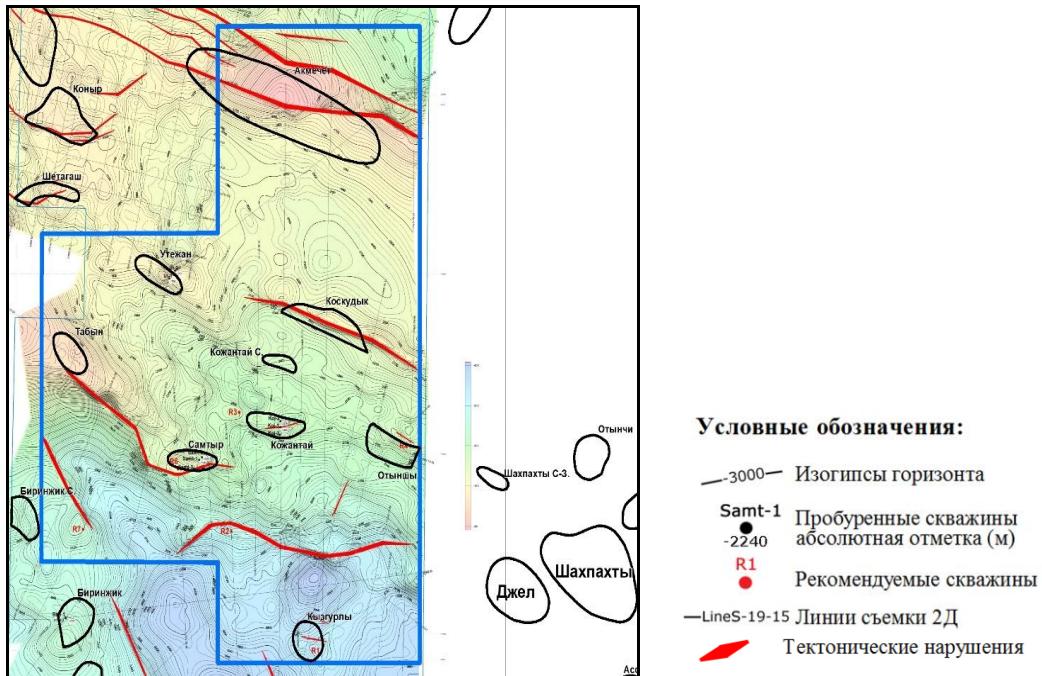


Рис. 15 – Структурная карта по отражающему горизонту V (подошва юры - кровля перми или триаса), по данным Ибрагимова А. А. и др. 2020 г.

В свою очередь эти образования перекрываются отложениями пермо-триаса, к поверхности которых приурочен отражающий горизонт V (граф. прил. 15). Эти отложения характеризуются большей дислоцированностью по сравнению с перекрывающими их юрскими отложениями. На площади Утежан образования перми выявлены глубоким бурением в интервале глубин 3022-3250 м [190, 197].

Региональная структура доюрских комплексов пород отличается преимущественно линейной конфигурацией тектонических элементов с доминирующей северо-западной ориентировкой, выраженным блоково-мозаичным строением, а также удовлетворительной вертикальной и латеральной корреляцией структурных планов [190].

Такая тектоническая организация отражает длительное и многоэтапное развитие геодинамических процессов, обусловленных воздействием глубинных дислокаций и различной активности тектонических фаз, что привело к формированию сложной многоуровневой структуры с относительно согласованным распределением деформаций по глубине.

Разломы различного масштаба и возраста играют ключевую роль в тектонике ЮМУСП. С учетом возраста и характера проникновения в геологический разрез [48], выделяются три основные группы разломов: (1) палеозойско-допозднепермские, не затрагивающие пермо-триасовые отложения; (2) разломы, распространяющиеся на палеозойские и пермо-триасовые комплексы, но не проникающие в толщу платформенного чехла; (3) разломы, фиксируемые по

сейсморазведочным данным в пределах нижней и средней юры, которые, как правило, не распространяются в вышележащие отложения [190].

Такое ранжирование разломов отражает многоэтапную тектоническую эволюцию региона, сопровождавшуюся повторной активизацией разломных зон в палеозое и мезозое, а также различиями в механизмах и глубинных источниках деформаций.

Подоша мезо-кайнозойского осадочного чехол в ЮМУСП регистрируется на глубинах 3,0-3,2 км, местами заглубляясь до 3,8 км и более в Ассакеауданском прогибе.

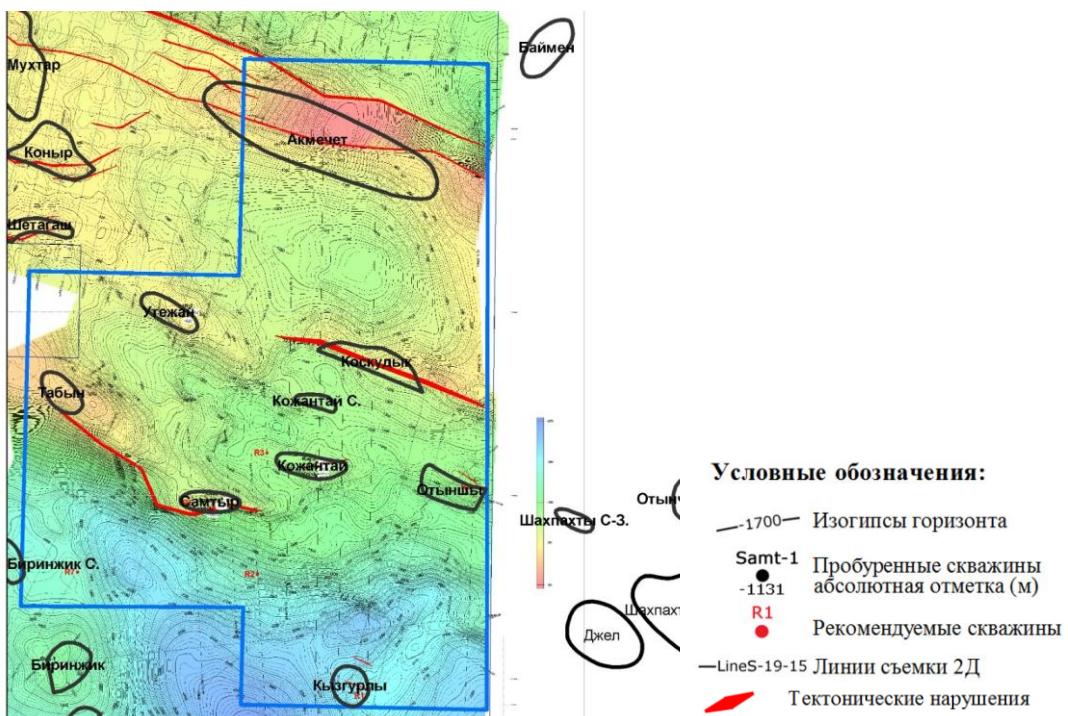


Рис. 16 – Структурная карта по отражающему горизонту III (реперный горизонт на границе нижнего мела и кровле верхней юры), по данным Ибрагимова А. А. и др. 2020 г.

Юрские отложения ортоплатформенного чехла в кровле и подошве картируются по III (реперный горизонт на границе нижнего мела и кровле верхней юры) и V (подошва юры - кровля перми или триаса) отражающих горизонтов (рис. 15 и рис. 16), которые залегают плащеобразно на подстилающих породах и характеризуются незначительной степенью дислоцированности [190].

Мощность юрских отложений в прибрежных частях прогиба составляет 1,1-1,2 км, увеличиваясь в юго-западной части Ассакеауданской депрессии до 1,3 км.

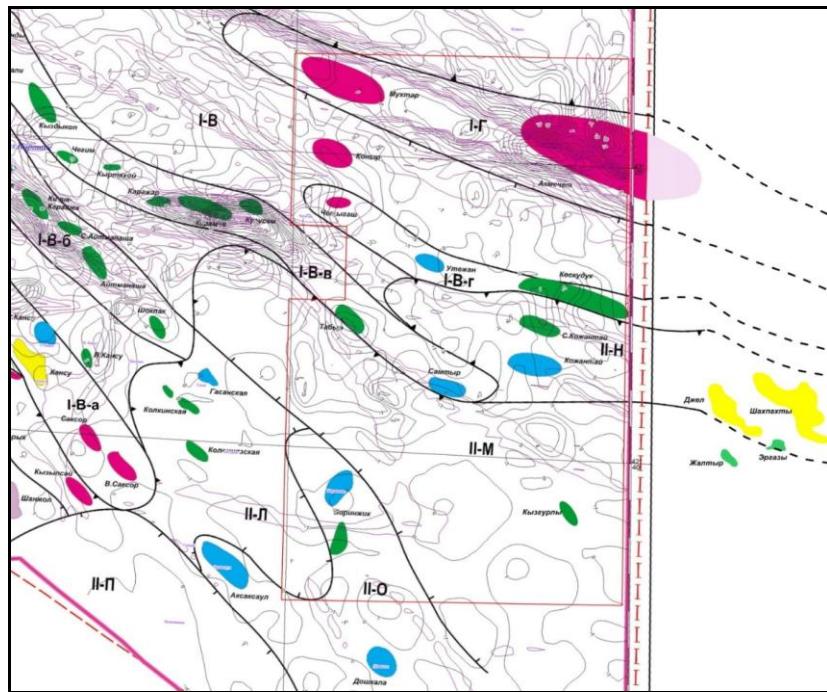
Распространение юрских отложений на севере Южного Устюрта ограничено Беке-Башкудукской мегантиклиналью, где глубина их подошвы достигает 2,4 км; с запада – Консуйским выступом, с юго-запада – восточной частью Жазгурулинского прогиба (глубина до 3,4 км). На юге, в Ассакеауданском прогибе, подошва юрских отложений заглубляется до 4 км [50, 39].

Региональные особенности строения нижнемеловых отложений определяются структурными планами II и III отражающих горизонтов, стратиграфически соответствующих кровле и подошве этих отложений.

Структура мел-палеогеновой толщи во многом повторяет архитектуру подстилающих юрских отложений, но отличается большей степенью выпаденности [8, 77]. Отложения мелового возраста распространены повсеместно в пределах региона исследований.

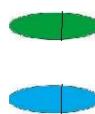
Структуры второго порядка мел-палеогенового возраста представлены:

- в северной части участка – Центрально-Устюртской системой ступеней,
- в центральной полосе – Шахпахтинской ступенью,
- на юге и юго-востоке – Ассаке-Ауданским прогибом, на крайнем юго-западе – Биринжикским выступом [197].



#### Условные обозначения:

I	Центрально-Мангышлакско-Устюртская зона поднятий	II-М	Ассаке-Ауданский прогиб
I-В	Восто-Мангышлакские дислокации	II-Н	Шахпахтинская тектоническая ступень
I-В-а	Тумгачинская антиклинальная зона	II-О	Биринжикский выступ
I-В-б	Караашекская антиклинальная зона	II-П	Уикудуцкая депрессия
I-В-в	Карамаинская антиклинальная зона	a)	Границы тектонических элементов: а) I порядка; б) II порядка
I-В-г	Коскудуцкая антиклинальная зона	б)	
I-Г	Карабаурский вал		Месторождения газовые
II	Южно-Мангышлакско-Устюртская система прогибов		Перспективные площади, рекомендуемые к проведению глубокого бурения



Поднятия, выявленные сейсморазведкой

Площади, выведенные из бурения с отрицательными результатами

Рис. 17 – Структурно-тектоническая схема ЮМУСП (по Г.Ж.Жолтаеву и др., 2018 г.)

В тектоническом развитии региона на собственно платформенном этапе было две эпохи интенсивного роста структур: ранне-среднеюрская, выраженная в изменении мощностей, и преднеогеновая, выраженная размывом с уничтожением на поднятиях палеогеновых и верхнемеловых отложений.

Современный структурный план территории окончательно сформировался в преднеогеновое время, когда восходящими тектоническими движениями район был выведен выше уровня осадконакопления, и территория подверглась интенсивному размыву. Объем перерыва косвенно можно оценить сокращением толщин палеогеновых образований на 600 м в районе Шахпахтинской ступени (восточнее площади Самтыр – территория Узбекистана).

Местоположение локальных структур ЮМУСП и прилегающих территорий, их приуроченность к выявленным структурным элементам более низкого порядка приведены на рисунке 17 [58, 59].

Шахпахтинская ступень – это структура 2-го порядка имеет субширотное простижение, размеры 80x40 км – на территории Узбекистана и 60x26 км – на территории Казахстана, и граничит: на севере с входящим в Центрально-Устюртскую систему поднятий Карабаурским валом, на юге - с Ассакеауданским прогибом (рис.12).

Северная и южная границы ступени проводятся по региональным разломам. Амплитуда вертикального смещения по разлому, разделяющему Шахпахтинскую ступень и Карабаурский вал составляет около 400 м.

Глубина залегания подошвы юрских отложений в пределах ступени колеблется от 2,3-2,6 км на севере и центральной части ступени, увеличиваясь к югу до 2,7-2,8 км, а на юго-западном участке доходит до 3,0 км и более. Мощность отложений юры составляет 750-950 м на северо-востоке, увеличиваясь в юго-западном направлении до 1200 м.

В структуре юрских отложений на Шахпахтинской ступени выделяются несколько локальных поднятий, наиболее крупные из них расположены на территории Узбекистана (Шахпахты и Джел). На территории Казахстана – это структуры Самтыр, Кожантай, Северный Кожантай, Отынши, Утежан и Табын.

В южном направлении по крупному разлому, как уже отмечалось ранее, Шахпахтинская ступень сочленяется с Ассакеауданским прогибом. Амплитуда вертикального смещения по подошве юрских отложений вдоль разлома составляет от 200 до 300 м.

Ассакеауданский прогиб представляет собой типичный мезо-кайнозойский осадочный бассейн с платформенным типом строения. Его чехол в пределах юрско-неогеновой толщи преимущественно слабо дислоцирован, тогда как

нижележащие комплексы характеризуются более выраженной тектонической нарушенностью.

Прогиб имеет субширотное простирание при размерах около  $127 \times 35$  км и отличается асимметричным поперечным профилем: южный борт пологий, тогда как северный осложнён высокоамплитудными широтными разломами, захватывающими палеозойские, пермо-триасовые и верхнеюрские отложения. В вышележащих слоях разломы сопровождаются флексурными перегибами

На приграничных площадях участка, месторождения углеводородов приурочены к Кансуйскому выступу – западнее участка – месторождение Кансу и структуры Северный и Восточный Кансу, Саксор, Восточный Саксор, Кызылсай и к Шахпахтинской ступени – восточнее участка – месторождения газа Шахпахты, Джел (Западный Шахпахты) и структуры Эргазы, Северный Ассакеаудан, Карааудан и др. (рис.17).

## 3.2 Геофизическая изученность

### 3.2.1 Сейсмическая и буровая изученность

Основными методами при изучении геологического строения и газонефтесности ЮМУСП стали были сейсморазведка и глубокое бурение, выполненные ПГО «Гурьевнефтегаз геология», КЭ Манышлакнефтегазразведка, ПГО «Актюбенефтегазгеология».

В 2019 г. компания ТОО «Тат-Арка» провела полевые сейсморазведочные работы МОГТ- 2Д в ЮМУСП, с охватом Центрально-Устюртской системы дислокаций (ЦУСД), Шахпахтинскую ступень и северный борт Ассакеауданского грабена с целью детального изучения геологического строения и выделения перспективных на нефть и газ объектов в юрско-меловых, триасовых и палеозойских отложениях.

Обработка полевых сейсмических материалов МОГТ - 2Д, структурная и динамическая интерпретация этих данных проводилась в ТОО «Professional Geo Solutions (PGS) Kazakhstan» с использованием программного обеспечения «Spark (PGS)», «HoloSeis», «GeoGraphix Discovery», «DUG Insight» и «Petrel». В результате обработки данных МОГТ-2Д получены финальные мигрированные разрезы по профилям во временном домене в объеме 1200 полнократных пог.км.

Структурная и динамическая интерпретация этих профилей проводилась совместно с оцифрованными старыми материалами МОГТ (1984-1991гг.) в объеме 2000 пог.км, с привлечением данных ГИС по пробуренным в ЮМУСП 12 скважинам.

В результате выполненных работ были составлены карты изохрон и структурные карты по 10 отражающим горизонтам: I, II, III, IV, IV<sub>bt</sub>, V, TV1, TV2, TV3 и “b”, положенные в основу выявления и подтверждения семи газонефтеперспективных локальных структур: Кызгурлы, Самтыр Южная, Самтыр Западная, Табын Южная, Кожантай Западная, Отынши, и Кызгурлы Южная. На трех площадях ЮМУСП – Кызгурлы, Кожантай Западный и

Кызгурлы Южная выявлены аномалии АВО, возможно, связанные с наличием газа на этих локальных структурах.

Поисковое бурение в ЮМУСП проведено на 7-ми структурах (Биринжик, Биринжик Южный, Кожантай, Утежан, Самтыр, Мухтар и Коскудык), на которых породы мела, юры и доюрского возраста были вскрыты 15 скважинами на своде и в периклиналях. Структуры Биринжик Южный и Биринжик выявлены в Ассакеуданской впадине. Структуры Кожантай, Утежан, Самтыр- на Шахпахтиской ступени. Структуры Мухтар и Коскудык в пределах ЦУСД.

Во всех пробуренных скважинах был проведен стандартный комплекс каротажа (тех лет), который кроме прочих методов, позволяющих оценить нефтегазоносность разреза, также включал в себя и нейтронный гамма-каротаж (некомпенсированный), чутко реагирующий на газонасыщенность разреза в виде аномально высоких показаний. Вместе с тем, аномально высокие всплески показаний нейтронного гамма-каротажа ни в одной скважине не были отмечены.

По-видимому, причина заключается в кальмантации пластов тяжелым буровым раствором, где отмечено проникновение в пласт от 2 диаметров ствола до 16 диаметров ствола скважины, а также заложение скважин в неоптимальных условиях и недоучет строения нефтегазоносной системы. В связи с этим, прогноз бесперспективности пробуренных структур ставится под сомнение.

### 3.2.2 Изученность магниторазведкой

Магниторазведка в Устюртском регионе проводится с конца 50-х годов с целью получение сведений о региональном строении фундамента и данных в помощь геолого-съемочным работам и поискам различных полезных ископаемых. Масштаб исследований изменялся от 1:25 000 до 1:1 000 000.

По результатам выполненной в 1954 году аэромагнитной съемки построены карты  $\Delta T_a$  в масштабе 1:200 000. Показана возможность магниторазведки по картированию поверхности кристаллического фундамента, с последующим решением задач структурно-тектонического районирования.

В результате были получены новые сведения о геологическом строении Устюртского региона, проведено районирование магнитного поля, даны рекомендации по поискам площадей, намечены перспективные участки для выявления локальных структурных поднятий, перспективных нефть и газ, проведено геологическое истолкование аномалий геомагнитного поля, изучены магнитные свойства разреза.

В 1970-х годах вся площадь обеспечена аэромагнитными съемками масштаба 1:50 000 с квантовыми магнитометрами, значительная площадь обеспечена геологическими и гравиметрическими съемками масштаба 1:50 000.

Площадная аэромагнитная съемка на Устюрте выполнена силами КазАГГЭ в 1974-76 г. г. В результате построены карты аномального поля  $\Delta T_a$  масштаба 1:50 000. По мнению отдельных авторов [195] аномалии поля отождествляются с магнитовозмущающими массами пород фундамента. Однако, при этом систематически занижались глубины его залегания, особенно, в зонах глубокого

погружения. Четкой связи магнитного поля со структурами в осадочном чехле не установлено, что объясняется слабой магнитной восприимчивостью и дифференциацией пород осадочного чехла.

В ЮМУСП проводились и наземные магниторазведочные съемки для составления региональных схем тектонического районирования района и определения его структурных соотношений с прилегающими территориями. По результатам проведенных исследований было установлено отсутствие четкой связи магнитного поля со структурами в осадочном чехле.

Поэтому в дальнейшем результаты магниторазведки использовались при структурно-тектоническом районировании региона по поверхности кристаллического фундамента. В связи с этим, при формировании сводных цифровых массивов аномального магнитного поля авторами статьи были использованы результаты аэромагнитных съемок масштабы 1:200 000 (Спирина Е.А., Макарова З.А., 1952; Пургалин А.И. и др., 1958; Дзабаев А.А. и др., 1963).

### 3.2.3 Гравиметрическая изученность

Гравиметрические исследования на территории Устюртского региона начались в 1950-х годах и проводились силами ВНИГРИ и треста КНГЭ в рамках региональной гравиметрической съемки масштаба 1:200 000. Целью работ было получение обобщённых сведений о геологическом строении региона, в первую очередь — о доюрском комплексе пород. В результате интерпретации данных были получены первые представления о глубинной структуре складчатого фундамента, а также составлены карты положения кровли пермо-триасового и доверхнепермского комплексов пород [109]. Последний комплекс, согласно мнению ряда исследователей (например, В.А. Лапшов, 1963), интерпретировался как кровля кристаллического фундамента, что имело важное значение для построения тектонических и стратиграфических схем [194].

С 1954 года гравиметрические работы получили дальнейшее развитие, особенно в пределах ЮМУСП, где задачей исследований стало не только общее тектоническое районирование, но и выявление локальных аномалий, ассоциированных со структурами в пермо-триасовых и более древних отложениях. Эти работы проводились с различной степенью детальности, с использованием съемок масштабов 1:200 000, 1:100 000 и 1:50 000. Повышение плотности наблюдений позволило уточнить морфологию и амплитуду гравитационных аномалий, что, в свою очередь, способствовало более достоверному выявлению потенциально нефтегазоносных структур [196].

Особое внимание уделялось построению карт изогипс по кровле плотностных границ (например, фундамента и пермо-триасового комплекса), а также анализу резидуальных и региональных составляющих гравитационного поля. Современные методы интерпретации, включая модельные и спектральные подходы, позволили реконструировать глубинное строение осадочного чехла и уточнить тектонику ЮМУСП [56, 115]. Гравиметрические данные также активно используются в комплексе с магнитной и сейсмической информацией для

построения геолого-геофизических моделей и оценки нефтегазоносного потенциала региона.

Таким образом, гравиметрическая изученность Устюртского региона, включая его южную часть, находится на достаточно высоком уровне и обеспечивает надёжную основу для дальнейших поисково-оценочных работ [188], особенно в труднодоступных и малоизученных районах, где сейсмические методы ограничены условиями рельефа или плотностью наблюдательной сети.

### **3.2.4 Изученность дистанционным зондированием Земли (ИК съемкой)**

Тепловая инфракрасная (ИК) съёмка широко применяется в геологических исследованиях благодаря способности регистрировать собственное тепловое излучение объектов земной поверхности. В ЮМУСП тепловая ИК-съёмка использовалась в 2009 году для прогноза нефтегазоперспективных объектов. Съёмка проводилась в дальнем инфракрасном диапазоне длин волн (8-14 мкм), который оптимален для фиксации теплового излучения геологических структур, не зависящего от отражённого солнечного света.

Исследования выполнялись в летний период, в предутренние часы и при безоблачных погодных условиях — именно в это время минимизируется влияние солнечно-тепловой инерции, а также температурной неоднородности, связанной с наличием влаги, растительности и суточного нагрева [161]. Благодаря этим условиям, в термальном поле более отчётливо проявляются собственные аномальные тепловые выбросы, обусловленные разгрузкой внутреннего тепла земных недр через зоны тектонической нарушенности, трещиноватости и разломов [12]. Такие зоны часто служат путями миграции флюидов и могут быть индикаторами нефтегазоперспективных структур.

Для анализа теплового поля использовались данные по 7 спектральным каналам в диапазоне от 9.58 до 14.385 мкм. Это позволило повысить надёжность идентификации локальных тепловых аномалий и классификации различных типов поверхности. Обработка данных проводилась с применением алгоритмов температурной фильтрации, выделения аномальных зон и сравнения с другими геофизическими материалами (сейсмика, грави- и магниторазведка).

Результаты тепловой ИК-съёмки были успешно сопоставлены с геологической и геофизической информацией, что позволило подтвердить перспективность ряда локальных структур, ранее выделенных по сейсмическим и структурным данным. Таким образом, тепловая ИК-съёмка продемонстрировала высокую эффективность как вспомогательный инструмент при прогнозировании нефтегазоносности, особенно в труднодоступных или слабоизученных районах.

### **3.2.5 Аэрогамmasпектрометрическая изученность**

Аэрогамmasпектрометрическая съёмка в пределах ЮМУСП была проведена впервые, что обуславливает значимость полученных данных для оценки радиоактивных свойств поверхностных и приповерхностных пород, а также для выявления геохимических и тектонических аномалий, потенциально связанных с нефтегазоносными структурами.

Несмотря на отсутствие предшествующих работ непосредственно в пределах ЮМУСП, к западу от него — в районе Северо-Бозаинского поднятия — аэрогамmasпектрометрическая съёмка масштаба 1:200 000 была выполнена в 1981–1983 гг. организацией НПО «Нефтегеофизика» в рамках опытно-методических работ (Гаур З.Е., Цытович Б.Л.). В результате были построены карты радиационного фона, выполнено районирование регионального гамма- поля и выделены зоны, перспективные для проведения более детализированных геофизических исследований, включая поиски нефтегазоносных объектов.

В 1982–1984 гг. в пределах западной части Южно-Мангышлакского прогиба, на площади около 4000 кв. км, была проведена комплексная аэрогамmasпектрометрическая съёмка в более детальном масштабе 1:25 000. Целью исследований являлось выявление потенциальных залежей углеводородов по радиогеохимическим критериям. Однако, по результатам анализа радиационных аномалий и сопоставления с другими геологическими данными, положительных результатов, свидетельствующих о наличии залежей УВ, получено не было. Это, однако, не умаляет значимости АГСС как метода выявления геохимических зон разгрузки глубинных флюидов, трещиноватых зон, тектонических нарушений, и других геологических неоднородностей, которые могут быть косвенными индикаторами нефтегазоперспективных объектов.

Таким образом, хотя масштабное применение АГСС в ЮМУСП находится на начальной стадии, уже полученные данные демонстрируют потенциал метода в комплексе с другими геофизическими и геохимическими подходами, особенно при многоуровневом анализе геолого-геофизических параметров в контексте прогноза флюидонасыщенных зон.

### **3.3 Нефтегазоносность**

ЮМУСП, приуроченный к Южно-Мангышлакско-Устюртской НГО нефтегазоносной области (рис.18), расположен между Кансуйским (на западе) и Шахпахтинским (на востоке) газоносными районами [3, 43, 189], Первый заключен между Беке-Башкудакской НГЗ и Жазгурулинским НГР [38], второй, определенный, как газоносный район, расположен в пределах Узбекской части Шахпахтинской тектонической ступени.

Положение ЮМУСП в региональном плане (рис. 18), идентичность геологического и структурно-тектонического строения с соседними газоперспективными районами, позволяет предполагать высокую вероятность открытия в этом регионе залежей углеводородов, в первую очередь, газового и газоконденсатного содержания [43, 54, 66].

Поверхностных признаков нефти или газа в ЮМУСП не отмечалось. Проведенным в предыдущий период на ряде площадей глубоким бурением залежей нефти и газа во вскрываемом разрезе от палеозоя до неогена пока не обнаружено.

Дальнейшие перспективы открытия месторождений газа и газоконденсата связываются здесь с доизучением основного продуктивного комплекса региона –

мезозойскими (в основном юрскими) терригенными отложениями. Именно в этом комплексе разведаны газовые месторождения в соседних районах [34, 49, 53, 189].

Особенности нефтегазоносности осадочного чехла ЮМУСП и прилегающих территорий заключаются в следующем:

- Нефтегазоносными являются преимущественно юрские и триасовые отложения.

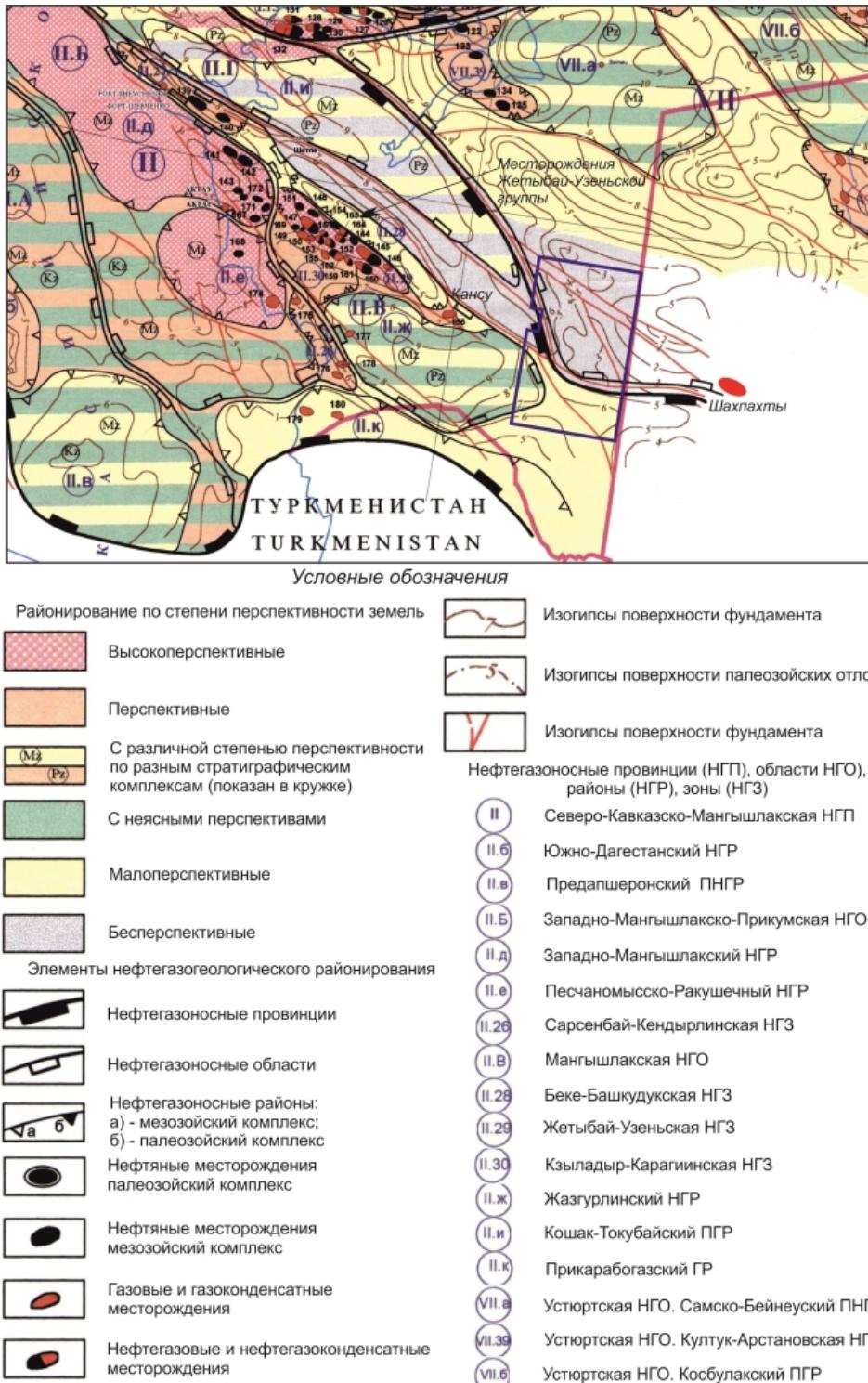


Рис. 18 – Фрагмент карты прогноза нефтегазоносности Казахстана (1:2500000, Э.С.Воцалевский, 2000г.)

- Региональная нефтегазоносность контролируется двумя региональными экранирующими флюидоупорами: келловей-оксфордской глинисто-мергельной покрышкой и среднетриасовой вулканогенно-аргиллитовой покрышкой в триасе. Существенное значение также имеют зональные и локальные флюидоупоры, сформированные в триасовых, юрских и нижнемеловых отложениях.

- Известные месторождения демонстрируют выраженную структурную приуроченность, что свидетельствует о структурном контроле нефтегазоносности на региональном, зональном и локальном уровнях. Зоны нефтегазонакопления приурочены к мегантиклиналям, сводам, поднятиям, ступеням и седловинам [36, 37].

- Особенности распределения нефтегазоносности по площади и разрезу, в сочетании с морфологией структур и потенциальными источниками генерации углеводородов, указывают на наличие дифференцированных генерационных очагов и двух этапов миграции: юрско-мелового (нефтяного) и палеоген-неогенового (газового).

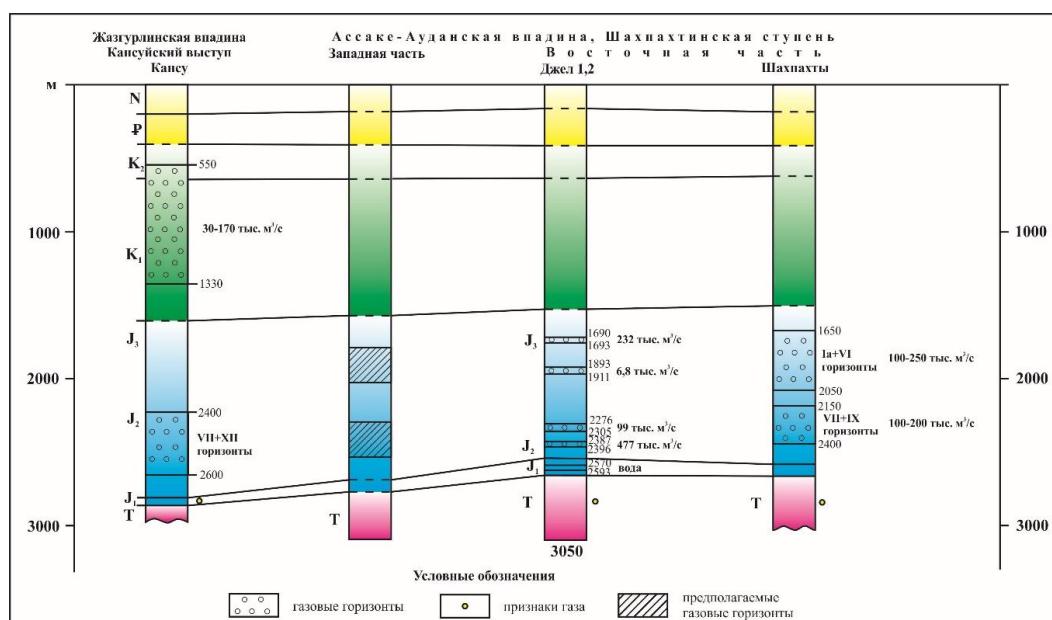


Рис.19– Сопоставление газоносности Жазгурулинской и Ассаке-Ауданской впадин (Жакашев Е.Н. и др. 2019 г.)

На сводном литолого-стратиграфическом разрезе Манышлакского осадочного бассейна, в восточной части которого расположена значительная доля территории ЮМУСП, отражены потенциальные нефтегазоматеринские породы, региональные покрышки, коллекторы и уровни нефтегазоносности в привязке к стратиграфическим подразделениям [4, 7, 9].

Как отмечалось ранее, в пределах ЮМУСП было выполнено разведочное бурение на четырёх поднятиях – Кожантай, Утежан, Самтыр и Козкудык – с вскрытием триасовых пород. Залежи нефти или газа не обнаружены. Однако при разбуривании юрских отложений на площадях Кожантай и Самтыр зафиксировано повышенное содержание метана в буровом растворе.

Анализ геологического строения и газоносности соседних месторождений позволяет выделить ряд факторов, частично объясняющих низкую результативность поисковых работ в пределах ЮМУСП [89, 189]:

Во-первых, большинство месторождений Южно-Мангышлакской НГО были открыты более полувека назад, в условиях ограниченного технического оснащения полевых и промысловых геофизических исследований, а также бурения.

Во-вторых, в связи с этим структуры готовились к бурению по кровле продуктивных комплексов, без возможности детально интерпретировать внутреннее строение разреза, смещение структурных планов по различным горизонтам и литологическую невыдержанность продуктивных пластов (например, на газовых месторождениях Шахпахты, Джел).

В-третьих, использование устаревшего оборудования в промысловых исследованиях нередко приводило к неоднозначной интерпретации продуктивности разреза и пропуску перспективных горизонтов, как это произошло, например, на месторождении Джел.

Следует также учитывать, что перечисленные выше факторы могли повлиять на эффективность бурения и в пределах ЮМУСП.

Интерес представляет открытие газовых залежей в меловых отложениях на месторождении Кансу. Несмотря на наличие между юрским и меловым резервуаром региональной верхнеюрской глинисто-карбонатной покрышки, на Кансу она не выполняет функции экрана.

По данным по составу углеводородов и пластовых вод, зафиксированы признаки перетоков газа из юры в меловые горизонты. Установлено, что разрушение юрских залежей происходило и, вероятно, продолжает происходить вдоль сбросов, выявленных по результатам сейморазведки и бурения. На объектах Шахпахтинской ступени аналогичные сбросы пока не зафиксированы, как и отсутствуют данные о наличии меловых залежей.

Учитывая полученные сведения о геологическом строении и нефтегазоносности смежных участков, можно заключить, что основные перспективы нефтегазопоисковых работ в пределах участка Самтыр следует связывать с доизучением юрского терригенного комплекса (рис. 19, [189]) в пределах Шахпахтинской тектонической ступени и Карамайского вала.

### **3.3.1 Месторождение Шахпахты**

Месторождение Шахпахты (рис. 20, 21) расположено на северном борту Ассакеуданского прогиба и приурочено к Шахпахтинской тектонической ступени на территории Узбекистана. Это первое газовое месторождение, открытое на плато Устюрт (1963 г.). Оно приурочено к куполовидной складке, размеры которой по верхнеюрским отложениям составляют 15x 6км.

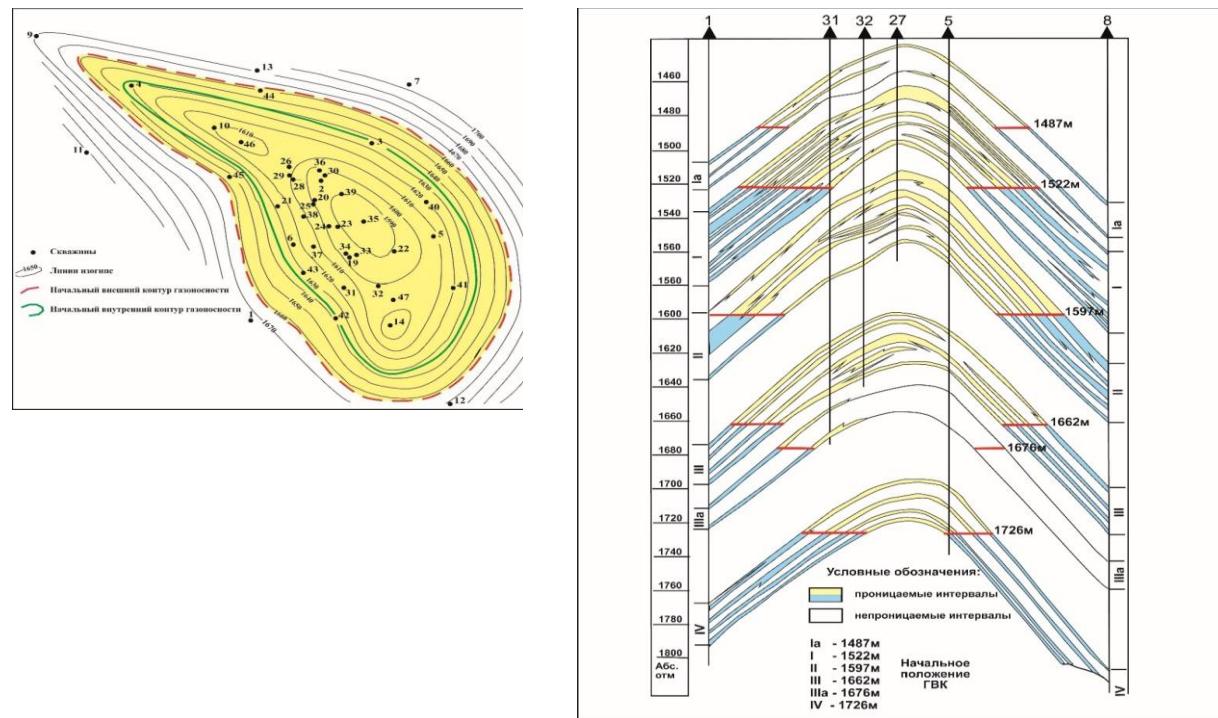
Месторождение Шахпахты промышленно газоносно в глинисто-алевролитовых отложениях средней и верхней юры. В интервале глубин 1650–2200 м выделено 11 продуктивных горизонтов, разделённых глинистыми прослоями. Основные запасы (около 67%) приурочены к верхним горизонтам I и

II мощностью 15–20 м. Коллекторами служат песчаники и алевролиты со средней пористостью до 20,4% (для II горизонта). При общей толщине до 77 м эффективная газонасыщенная толщина может достигать 9,5 м. Газ месторождения в основном метановый с повышенным содержанием азота и незначительным количеством конденсата. Дебиты скважин составляют 100–250 тыс. м<sup>3</sup>/сутки.

Месторождение введено в эксплуатацию в 1971 г. К февралю 2002 г., на момент остановки добычи из-за ограничений по мощности дожимной компрессорной станции, было извлечено 36,52 млрд м<sup>3</sup> газа, что составило 78,6% от утвержденных начальных запасов. Впоследствии, после начала работ российской компании «Газпром», эксплуатация была возобновлена. По текущим оценкам, остаточные запасы составляют 8,0 млрд м<sup>3</sup>. При средней годовой добыче на уровне 500 млн м<sup>3</sup>, срок экономически эффективной разработки оценивается в 15 лет.

Месторождение приурочено к субмеридиональной брахиантеклиниали, непосредственно примыкающей к региональному Шахпахтинскому разлому. Размеры ловушки по юрским отложениям достигают 16×8 км при амплитуде до 100 м. Залежи пластовые, сводовые, местами с элементами литологического экранирования. Характерна литологическая невыдержанность разреза и замещение коллекторов малопористыми породами в присводовой части. Глубина залегания залежей — 1650–2400 м. Начальное пластовое давление возрастает с глубиной от 165 до 227 кгс/см<sup>2</sup>, приближаясь к гидростатическому

По своему составу газы являются метановыми с повышенным содержанием азота.



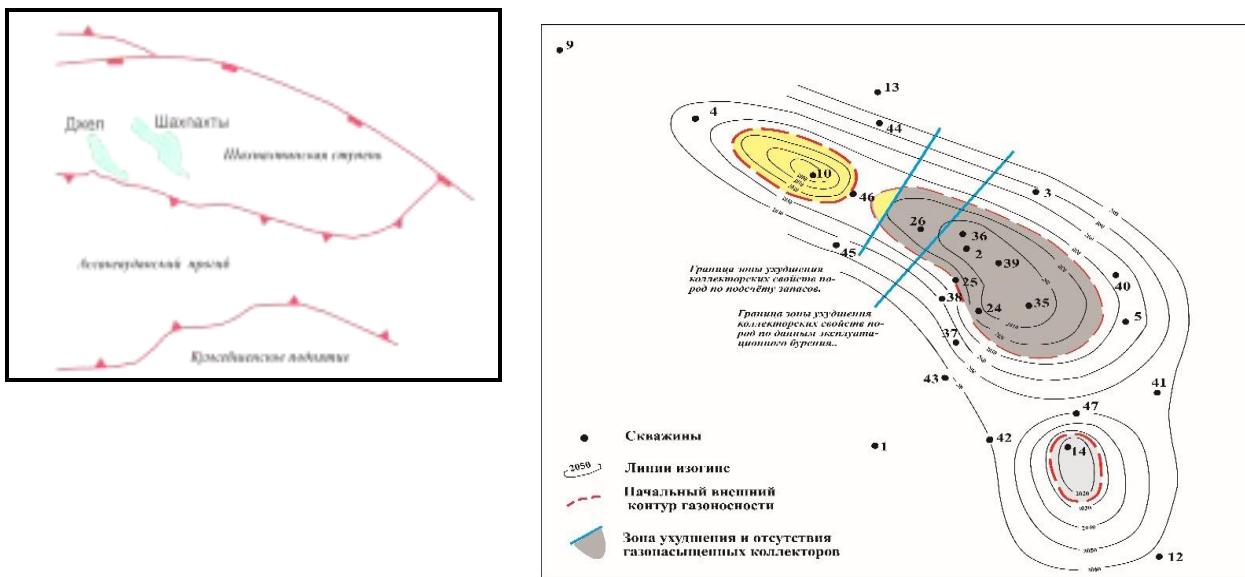


Рис. 21 – Месторождение Шахпахты. Карта литологического замещения коллекtorов (Жакашев Е.Н. и др. 2019 г.)

### 3.3.2. Месторождение Джел

Месторождение Джел (Западный Шахпахты, рис. 22) расположено в пределах южной части Шахпахтинской ступени, примерно в 15 км к западу от месторождения Шахпахты и в 20 км от государственной границы с Казахстаном и восточной границы региона исследований.

Локальная структура Западный Шахпахты было впервые выявлено в 1950-1960-х годах в ходе детальных геологоразведочных работ.

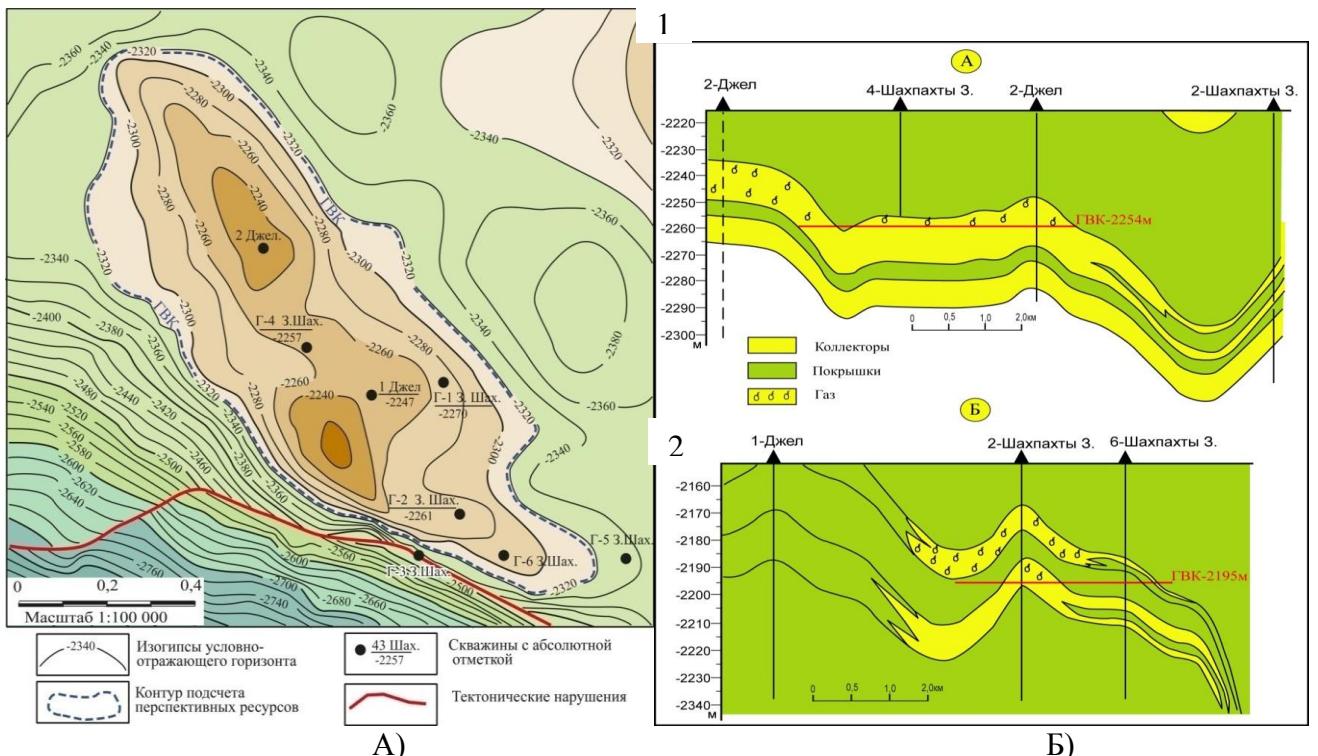


Рис. 22 – Месторождение Джел (А – Структурная карта по отражающему горизонту J1; Б – Геологические разрезы X (1) и VIII (2) газовых горизонтов), по данным Жакашева Е.Н. и др. 2019 г.

В 1962 году, по данным сейсмических исследований методом отраженных волн (МОВ) и структурного бурения, она была подготовлено к глубокому бурению по юрским отложениям. По изогипсе -2330 м размеры ловушки составляют  $16 \times 5$  км, амплитуда достигает 110 м.

В 1960-х годах на структуре пробурено шесть скважин, но только скважина Г-2 в краевой части вскрыла газоносные горизонты с относительно низкими дебитами (6,8-99 тыс. м<sup>3</sup>/сут). В связи с неясностью строения и невысокими притоками, бурение было приостановлено.

После подписания контракта с компанией «Газпром» в 2007-2008 гг. были проведены новые 2D-сейсморазведочные работы. По результатам их интерпретации структура была смешена к северо-западу. Новая скважина Г-1, пробурённая в сводовой части, вскрыла несколько газоносных горизонтов, что позволило объявить об открытии нового месторождения Джел. Непромышленные притоки газа также получены из триасовых отложений.

Месторождение приурочено к брахиантиклинальной складке субмеридионального простирания, осложнённой серией куполов. Залежи залегают на глубинах 1690-2390 м. Дебиты газа составляют 232-477 тыс. м<sup>3</sup>/сут, конденсата – до 2 т/сут. Газ по составу аналогичен шахпахтинскому. Извлекаемые запасы оцениваются: газ – 14 млрд м<sup>3</sup>, конденсат – 40 тыс. т.

### 3.3.3. Месторождение Кансу

Газовое месторождение Кансу расположено в восточной части Жазгурулинского прогиба, в зоне его сочленения с Восточно-Мангышлакской системой дислокаций, на Кансуйском структурном выступе (рис. 23). Площадь была подготовлена к глубокому бурению в результате сейсмических работ методом общей глубинной точки (МОВ). Глубокое бурение началось в 1969 году, месторождение было открыто в 1970 году поисковой скважиной №1.

Структура месторождения представляет собой брахиантиклиналь северо-западного простирания. По отражающему горизонту III (кровля юрских отложений) её размеры составляют  $15 \times 4$  км при амплитуде 40 м. Структурные планы хорошо коррелируются по реперным поверхностям от неогена до средней юры. В пределах кровли нижнеюрских отложений наблюдается смещение антиклинального свода в северо-западном направлении. Северо-восточное крыло и северо-западная периклиналь осложнены разломами с амплитудой до 30 м.

Газоносность установлена в отложениях средней юры, нижнего мела (апт-альб) и верхнего мела (сеноман) [117]. Залежи в среднеюрских пластах маломощные, с ограниченными запасами, и изучены недостаточно. Перспективным также считается нижнеюрский комплекс: в скважине №3 зафиксирован газовый приток с дебитом 27,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Меловые залежи локализованы в пределах Центрального и Восточного тектонических блоков и относятся к пластовым сводовым залежам, экранированным как тектонически, так и литологически.

Коллекторы представлены терригенными породами с пористостью 23–25%. Эффективная газонасыщенная толщина варьирует от 1,3 до 6,4 м.

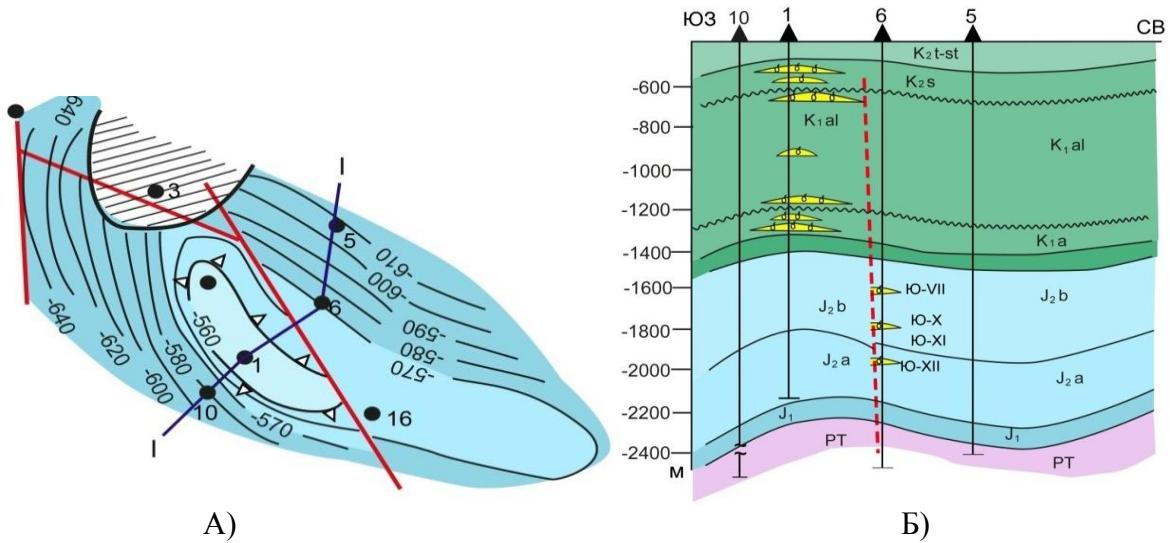


Рис. 23 – Месторождение Кансу (А – Структурная карта по кровле коллектиора сеноманского яруса; Б – Геологический разрез по линии I-I'), по данным Жакашева Е.Н. и др. 2019 г.

Начальные пластовые давления – от 1,3 до 5,7 МПа, температурный режим – 33-63 °С. Дебиты газа из меловых пластов составляют от 29 до 173 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Природный газ Кансу метановый (74-89%), с содержанием тяжёлых углеводородов 5,5-8,3%; зафиксировано также наличие гелия (0,065%) и углекислого газа (0,4%). По оценке, забалансовые запасы газа составляют около 4,3 млрд м<sup>3</sup>. В настоящее время месторождение находится в консервации.

## **4. ПРИМЕНЕНИЕ АЭРОГАММАСПЕКТРОМЕТРИИ В ПРИКЛАДНЫХ ЗАДАЧАХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ**

### **4.1 Обоснование включения метода в рациональный комплекс геофизических исследований**

В последние десятилетия в энергетическом секторе экономики Республики Казахстан отчётливо обозначился тренд истощения большого числа эксплуатируемых месторождений углеводородов (УВ).

Поэтому, восполнение минерально-сырьевой базы Республики Казахстан по УВ является одной из ключевых задач экономики и отражено в «Программе развития геологоразведочных работ на период 2021-2025г.г.» и др. документах, утверждённых на государственном уровне.

В этих программных документах восполнение и расширение базы минерально-сырьевых ресурсов планируется производить по двум направлениям геологоразведочных работ: а) доизучение недостаточно оценённых месторождений углеводородов; б) выявление новых месторождений нефти и газа.

Первое направление, несмотря на большое разнообразие информационно-геологических ситуаций, сводится к уточнению структурно-формационных и фильтрационно-емкостных характеристик продуктивных коллекторов на известных месторождениях УВ. Оценивая это направление, как безусловно перспективное, все же следует признать, что практически исчерпаны возможности восполнения, развития и поддержания конкурентоспособности за счёт резервных месторождений УВ.

Основная роль в стабилизации и последующем наращивание минерально-сырьевой базы Республики Казахстан принадлежит второму направлению геологоразведочных работ – поискам и разведке новых месторождений нефти и газа. Среди первоочередных задач предстоит решить следующие:

- Разработка и применение цифровых технологий, преобразующих знания и информацию в прогнозную оценку недр;
- Применение и формирование новых теорий (моделей) нефтегазообразования;
- Повышение уровня научно-методологического обеспечения геологоразведочных работ, предусматривающего формализацию основных понятий, формирование аксиом и общих закономерностей;
- Использование инновационных подходов и методов при проведении прогнозно-поисковых работ;
- Повышение роли методов управления проектами на основе международных стандартов.

В случае успешной реализации вышеперечисленных задач положение Казахстана в мировом минерально-сырьевом комплексе в дальнейшем будет укрепляться, особенно, с учётом того, что пик добычи нефти (по ряду международных оценок) для Республики Казахстан прогнозируется к 2020-2030 годам. Соответственно, Казахстан может оказаться в числе мировых экспортёров нефти.

Немаловажная роль отводится следующим задачам: а) использование инновационных подходов и методов при проведении прогнозно-поисковых работ; б) получение новой информации о недрах, позволяющей в принципе решать задачи прогноза развития скоплений УВ с определённой надёжностью.

В контексте вышесказанному не стало исключение развитие дистанционных геофизических методов, создающих плацдарм (выявление нефтегазоперспективных зон) для проведения «тяжелых» и дорогостоящих сейморазведочных работ и поисково-разведочного бурения с целью локализации месторождений углеводородов.

Особенность дистанционных геофизических методов – это относительная «дешевизна» и охват крупных территорий, с последующим выделением перспективных площадей и сосредоточением на них более детальных и дорогостоящих методов.

На рис. 24 показана стратегия интегрированного подхода к геологоразведке: от использования относительно дешевых методов при региональных исследованиях, до применения более дорогих (сейморазведка, бурение) для выделения локальных объектов, вплоть до определения места заложения скважин.

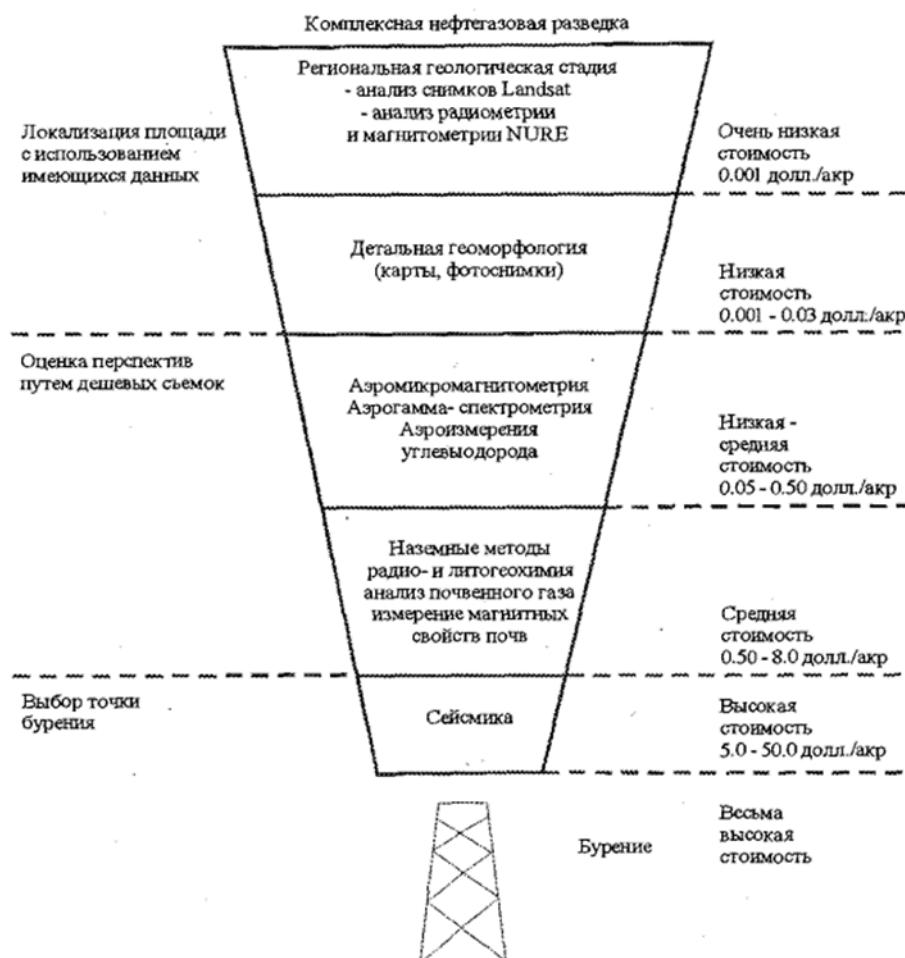


Рис. 24 – Концентрирование средств с помощью комплексной разведки, снижающие общие затраты на поиски углеводородного сырья  
(D.F. Sanders, C.K. Thompson, 1987)

Среди этих методов повышенного внимания заслуживает аэрогамма-спектрометрическая съёмка, открывающая новые возможности при поисках и разведке месторождений нефти и газа. При этом установлено, что благоприятными перспективами нефтегазоносности обладают площади и участки с относительно пониженным фоном общей радиоактивности, низкими концентрациями калия и повышенным содержанием урана в перспективных участках [17, 18, 19].

#### **4.2 Теоретические и практические аспекты применения аэрогамма-спектрометрической съёмки**

За последние 20 лет за рубежом (США, Китай, Франция, Мексика) наблюдается повышенный интерес к радиогеохимическим методам, как к одному из перспективных дистанционных методов поиска скоплений углеводородов [170].

Предложено несколько моделей, объясняющих аномальный характер распределения, гамма-активности над залежами углеводородов (Armstrong F.E., Heemstra R.J., Saunders D.F., Klusman R.W. и др.)

Современные подходы к интерпретации радиогеохимической информации опираются на всесторонний анализ поведения радиоактивных элементов с учётом их потенциальной миграции под влиянием изменений физико-химических параметров среды. Такой комплексный анализ позволяет с высокой степенью достоверности выявлять трансформации радиогеохимического поля, обусловленные воздействием мигрирующих углеводородов и продуктов их распада, поступающих из нефтегазоносных горизонтов.

Подобное явление получило название микропросачивание углеводородов и рассматривается в качестве эффективного метода для выявления площадей и участков, перспективных на обнаружения скоплений УВ [171, 160].

В частности, перспективы поисков залежей углеводородов на геохимической основе Klusman объяснил окислительно-восстановительными реакциями и изменениями значений pH в результате микропросачиваний и микробного окисления лёгких углеводородов в приповерхностном слое [158].

Все это приводит к перераспределению радиоактивных элементов и формированию аномальных значений гамма-излучения в приповерхностном слое. С течением времени, углеводороды с низким молекулярным весом (метан, бутан, этан, пропан) мигрируют вверх от нефтяных резервуаров через регматические сети разломов и трещин, вызывая процессы химического восстановления в перекрывающих области осадочных породах.

Поэтому, проявление в приповерхностных слоях микропросачивания углеводородов обычно интерпретируется как признак нефтегазоносности площадей и участков [10, 142, 182].

Таким образом, в локальном пространстве происходят изменения химической обстановки от окисленного (нейтрального) до восстановленного состояния. Когда растворимый и очень подвижный уран ( $U_{VI}$ ) в 6-валентной окисленной форме попадает в химически восстановленные зоны, то он

превращается в восстановленный до 4-валентного состояния нерастворимый и малоподвижный уран ( $U_{IV}$ ) [140].

Движение  $U_{IV}$  вверх приостанавливается, и его концентрация, особенно под дневной поверхностью, снижается. Таким же образом, перемещение урана в химически восстановительную среду вызывает его осаждение на границах зоны, образуя ореолы, о которых сообщал Pirson [141]. Ожидается, что над нефтегазонасыщенными структурами фоновый случайный характер гамма-излучения меняется на упорядоченное низкое излучение, оконтуренное ореолом несколько повышенного гамма-излучения, создавая различимый признак потенциально продуктивной структуры.

Исходя из вышеизложенного, американским исследователем Дональдом Сандерсом и его командой [141] был разработан новый метод поиска и разведки нефти в стратиграфических и структурных ловушках с использованием рельефа местности и спектральных измерений гамма-излучения.

Прежде, осложнившие интерпретацию переменные факторы геологической среды, теперь подавляются вычислением значений радиоактивного калия и урана с использованием нового метода обработки нормализации тория.

Установлено, что над залежами нефти и газа нормализованные значения калия имеют характерное низкое содержание, при некотором увеличении нормализованного урана по отношению к нормализованному калию. Два этих параметра оценки микропросачивания объединены в единый параметр DRAD.

Результаты исследования NURE (National Uranium Resource Evaluation) данных аэрогамма-спектрометрических исследований по 706 месторождениям нефти и газа, охватившие 6 штатов США, продемонстрировали факт присутствия аномалий нормализованного калия и тория в 72,7% случаев [140, 141, 155].

Аэрогамма-спектрометрические данные, доступные для двух нефтегазоносных бассейнов Австралии, демонстрируют присутствие аномалий DRAD в форме низкого содержания нормализованных калия и тория на выявленных месторождениях УВ [140].

Метод Дональда Сандерса был испытан и подтверждён также и в других регионах мира. Группой исследователей из Бразилии были проведены работы по обнаружению микропросачивания углеводородов в районе месторождения УВ Ремансо дель Фого. Исследователи получили положительные результаты, несмотря на толстые аллювиальные отложения и густую речную сеть в районе работ [156].

Известные и возможные проявления микропросачивания были подтверждены данными геохимии газа почвы на площадях и участках с закартированными низкими остаточными значениями калия и повышенными значениями урана.

#### **4.3 Прогноз перспективных площадей по данным аэрогамаспектрометрии**

В Казахстанской части Устюртского региона аэрогамма-спектрометрические исследования по выявлению нефтегазоперспективных площадей и участков до

недавнего времени не проводились. И, только, в 2019 г. компания ГЕОКЕН выполнила эти исследования в южной части Северо-Устюртской впадины, ЦУСД и в юго-восточной части Южно-Мангышлак-Устюртской системы прогибов по методу нормализации тория (Коврижных П.Н., Ли Л.В. и др. 2019 г.) [191].

В основу настоящей работы положены анализ результатов проведённых здесь аэrogамма-спектрометрических исследований с привлечением зарубежного опыта по выявлению и картированию зон микропросачивания УВ.

Целевым назначением исследований стало изучение закономерностей площадного распределения естественных радионуклидов калия, урана и тория для получения дополнительных критериев при выявлении перспективных структур для поисков и разведки скоплений УВ в юго-восточной части Южно-Мангышлак Устюртской системы прогибов методами сейсморазведки МОГТ и глубокого бурения.

Важно подчеркнуть, что аэrogамма-спектрометрическая съёмка АГСС характеризуются высокой производительностью, большой информативностью, мобильностью, экономичностью при низкой экологической нагрузке на окружающую среду [191].

Для проведения АГСС использовался цифровой 1024 канальный спектрометр RSX-5 (Radiation Solution Inc.) с двумя блоками полисцинновых детекторов NaJ (Tl) RSX-5 [191].

Оценка концентрации атмосферного радона производилась встроенным в блоки детектирования RSX-5 отдельным детектором, экранированным от излучения нижнего полупространства. Суммарное энергетическое разрешение спектрометра по линии 0,662 МэВ (Cs137) – не ниже 7,7%. Диапазон регистрации спектра гамма-излучения 0,38-3,0 МэВ. Шаг регистрации спектра по энергетической шкале около 3 кэВ. Частота регистрации – 1 сек.

Контроль регистрации, задача рабочих параметров и формат выходных данных осуществлён под управлением программы RadAssist [191].

Для количественной оценки содержания радиоактивных элементов в породах приповерхностных слоёв/слоя использована мощность экспозиционной дозы (интенсивность  $\gamma$ -излучения), под которой понимается энергию, которую передаёт ионизирующее излучение горным породам в единицу времени,

Чем больше мощность дозы, тем быстрее растёт доза излучения.

При этом экспозиционная доза гамма-излучения излучения измеряется в кулон/килограмм (Кл/кг) в системе СИ или во внесистемной единице – Рентген (Р). Однако чаще всего используется меньшая величина последней - микрорентген/час (мкР/ч).  $1 \text{ Р/ч} = 1 \times 10^6 \text{ мкР/ч}$  [170, 175].

Спектрометрические данные были обработаны по методу нормализации тория [140, 156], что позволило подавить влияние региональной составляющей и усилить локальные составляющие концентрации калия и тория.

Этапы нормализации тория по Сандерсу [140]:

1. Классификация (районирование) базы данных спектрометрии изучаемой территории на разные группы по литологии;

2. Построение линейной регрессии между калием и торием по литологическим типам;

3. Применение уравнения регрессии для получения значения идеального калия  $K_i$  по формуле:

$$K_i = a + b * Th_s \quad (1)$$

где

$K_i$  – идеальные значения калия в процентах;

$Th_s$  – исходные значения тория в концентрациях ppm;

$a$  – пересечения;

$b$  - угол наклона линии.

4. Вычисление остаточного калия, получаемого при разности между исходным и идеальным значениям калия:

$$K_{res} = K_s - K_i \quad (2)$$

где

$K_{res}$  – остаточный калий;

$K_s$  – исходный калий;

$K_i$  – идеальные значения калия в процентах.

Низкие значения остаточного калия рассматриваются как аномалии.

5. Остаточный уран вычисляется аналогично. При этом, уровень снижения концентрации урана в зонах микропросачивания не такое выраженное, как уменьшение концентрации калия.

6. Параметр DRAD рассчитан по формуле:

$$DRAD = U_{res} - K_{res} \quad (3)$$

где

$K_{res}$  – остаточный калий;

$U_{res}$  – остаточный уран.

Высокие значения DRAD приняты как аномалии.

Распределение радиоактивных элементов в юго-восточной части Южно-Мангышлак-Устюртской системы прогибов подчинено элементам геоморфологического и геологического строения.

Принципы геологической интерпретации базируются на анализе изменения физических свойств горных пород региона исследований в зависимости от закономерностей распределения в них мощностей/интенсивности экспозиционной дозы и содержаний естественных радионуклидов.

Ниже представлена таблица по результатам обработки радиохимических данных, показаны цветовые модели по содержанию радиоактивных элементов и их соотношении.

Таблица 1 – Радиогеохимическая статистика по Южно-Мангышлак-Устюртской системе прогибов

Параметр (канал)	Единица измерений	Содержание			
		среднее	максимальное	минимальное	Стандарт.отк лон.
Содержание калия (K)	%	0,93	1,31	0,45	0,10
Содержание урана (U)	$\cdot 10^{-4}\%$	2,15	3,49	0,98	0,19
Содержание тория (Th)	$\cdot 10^{-4}\%$	2,73	4,23	1,36	0,35
Мощность экспозиционной дозы гамма-радиоактивности (ОК)	нГр/ч	25,96	37,51	12,57	2,51
DRAD=U <sub>ост</sub> - K <sub>ост</sub>	Усл.ед.		1,24	-0,901	
U/K		2,36	4,36	1,30	0,27
K/Th		0,34	0,47	0,29	0,013
U/Th		0,82	2,19	0,37	0,131

Содержание таблицы 1 показывает, что среднее фоновое содержание калия 0,93%, минимальное – 0,45%, максимальное 1,31%. Пониженные значения калия (до 0,8%) наблюдаются на Карабаурском валу, Шахпахтинской ступени и Ассаке-Ауданской впадине. Аномалии, с содержанием калия ниже 0,8%, вытянуты в цепочку и контролируются разрывными нарушениями.

Среднефоновое содержание урана  $2,15 \cdot 10^{-4}\%$ , минимальное –  $0,98 \cdot 10^{-4}\%$ , максимальное –  $3,49 \cdot 10^{-4}\%$ . Площади с пониженным содержанием урана (менее  $2 \cdot 10^{-4}\%$ ) приурочены к восточной части Карабаурского вала (структура Акмечет), южной границе Центрально-Устюртской системы дислокаций, Коскудукскому валу (структура Утежан), Шахпахтинской ступени (южнее и севернее структуры Отынши, южнее структур Табын и Самтыр). В пределах Ассаке-Ауданской впадины значения изоконцентраций урана несколько выше –  $(2,2-2,4) \cdot 10^{-4}\%$  (табл.1).

Среднее фоновое содержание тория  $2,73 \cdot 10^{-4}\%$ , минимальное –  $1,36 \cdot 10^{-4}\%$ , максимальное –  $4,23 \cdot 10^{-4}\%$ . По результатам съёмки 2019 г. Шахпахтинская ступень и Ассакеауданский прогиб характеризуются около фоновыми значениями содержания тория.

С одной стороны, гамма-активное поле обладает сложными площадными формами распределения аномалий калия, урана и тория, которые хорошо согласуются с поверхностным ландшафтом: обводненными участками, такырами, саксаульником, овражными сетями и др.

С другой – изогипсы пониженных значений радионуклидов калия, урана и тория на исследуемой территории совпадают с повышенными формами рельефа по III и V отражающим горизонтам и с системой разломов, выделенных в гравитационном, магнитном и тепловом полях,

По мнению Saunders D.F. и Klusman R.W. и др. 1993 г. участки местности с относительно пониженным фоном общей радиоактивности; низкими

изоконцентрациями калия; пониженными содержаниями урана характеризуют площади, подверженные неотектоническим дислокациям положительного знака, что, в свою очередь, является признаком нефтегазоносности в нефтегазоперспективных районах.

Аналогично по данным гамма-спектрометрии были построены карты отношений U/K, Th/K, Th/U; карта цветового синтеза содержаний калия, урана, тория и др. (рис. 25, 26, 27), которые являются важными геохимическими показателями.

При выделении нефтегазоперспективных зон фокус внимания был поставлен на минимальные значения радионуклидов U/K, Th/K, Th/U.

Исходя из этого критерия, всего в пределах Коскудукского вала, Шахпахтинской ступени и Ассакеауданского прогиба было выделено 15 площадей, часть из которых пространственно совпадает и перекрывает локальные структуры, выделенные по данным сейсморазведки МОГТ-2Д (Самтыр, Табын Коскудык, Кожантай, Отынши, Утежан). Другая – показывает объекты, не выделенных по данным сейсморазведки МОГТ-2Д, но тем не менее нуждающаяся в дальнейших исследованиях.

В целом, можно говорить о приуроченности аномальных зон (полигональной формы) к локальным структурам по юрским отложениям и контроле их геопространственного размещения со стороны тектонических нарушений, что подтверждает рассмотренный выше тезис о миграции лёгких УВ вверх через регматические сети разломов.

Кроме того, несомненное внимание заслуживает факт обособления наиболее крупных аномалий отношений U/K, Th/K, Th/U и увеличенное количество этих аномалий в пределах Шахпахтинской ступени. Относительно реже они встречаются в Ассакеауданском прогибе и в единичных случаях на Коскудукском валу.

На рисунке 27 показаны характер распределения поля гамма-радиоактивности по спектральному составу (рис.27а, слева), а также карта-имидж цветового синтеза содержаний калия, урана и тория (рис.27б, справа).

Среднее фоновое значение мощности экспозиционной дозы в регионе исследований составляет 25,96 нГр/час. При этом значение этого параметра изменяется от 12,57 до 37,51 нГр/ч.

Максимальными значениями мощности экспозиционной дозы излучения – 30-35 нГр/ч и выше характеризуется Карабаурский вал, обособляющийся на севере региона исследований. В обособляющейся здесь локальной структуре Акмечет наблюдается снижение значений этого параметра до 28 нГр/ч (рис. 27а).

Пониженными значениями мощности дозы гамма-излучения (до 26-28 нГр/час) отмечается северный борт Ассаке-Ауданской впадины, в пределах которой распространение линейно-вытянутые, узкие и относительно небольшие по размерам аномалии сложной геометрической формы. Распределение этих аномалий контролируется разрывными нарушениями.

Ниже фоновых значений гамма-поля характеризуется поверхность Шахпахтинской тектонической ступени, где интенсивность аномалий радионуклидов калия, урана и тория составляет 22-24 нГр/ч и ниже (рис. 27а).

Характер распределения поля гамма-радиоактивности, включая его спектральный состав наглядно иллюстрирует карта-имидж цветового синтеза содержаний калия, урана и тория (рис.27, справа).

Темные цвета, до чёрного соответствуют участкам низкой радиоактивности с аномально низкими содержаниями всех трех естественных радиоактивных элементов калия, урана и тория (за исключением участков водной поверхности).

Участки максимальной гамма-радиоактивности на карте окрашены светлым (до белого) цветом, участки, обогащённые торием, имеют зелёную окраску, ураном - синюю и калием – красную.

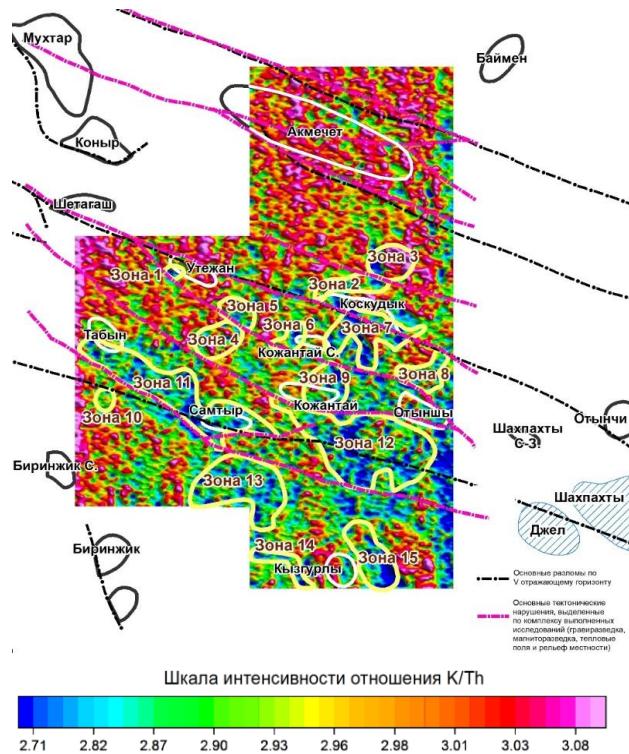


Рис. 25 – Карта отношения Th/K

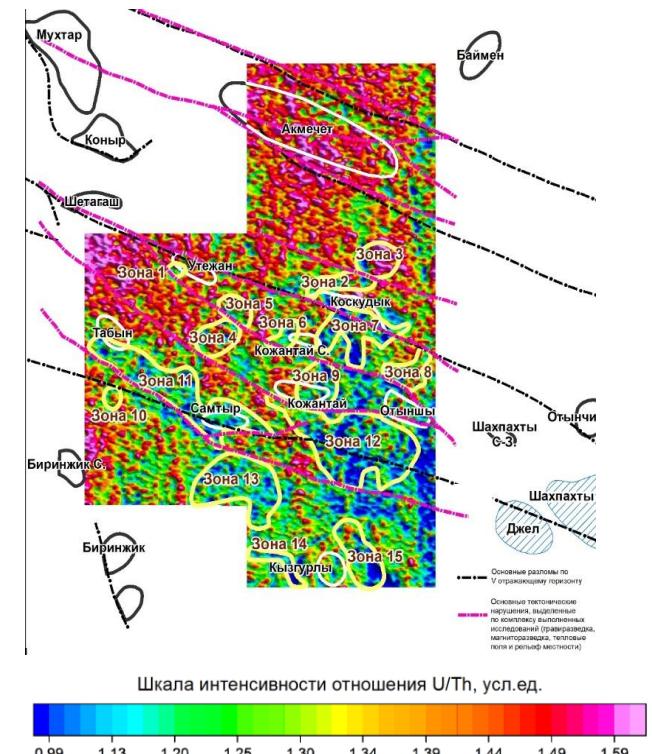


Рис. 26 – Карта отношения U/Th

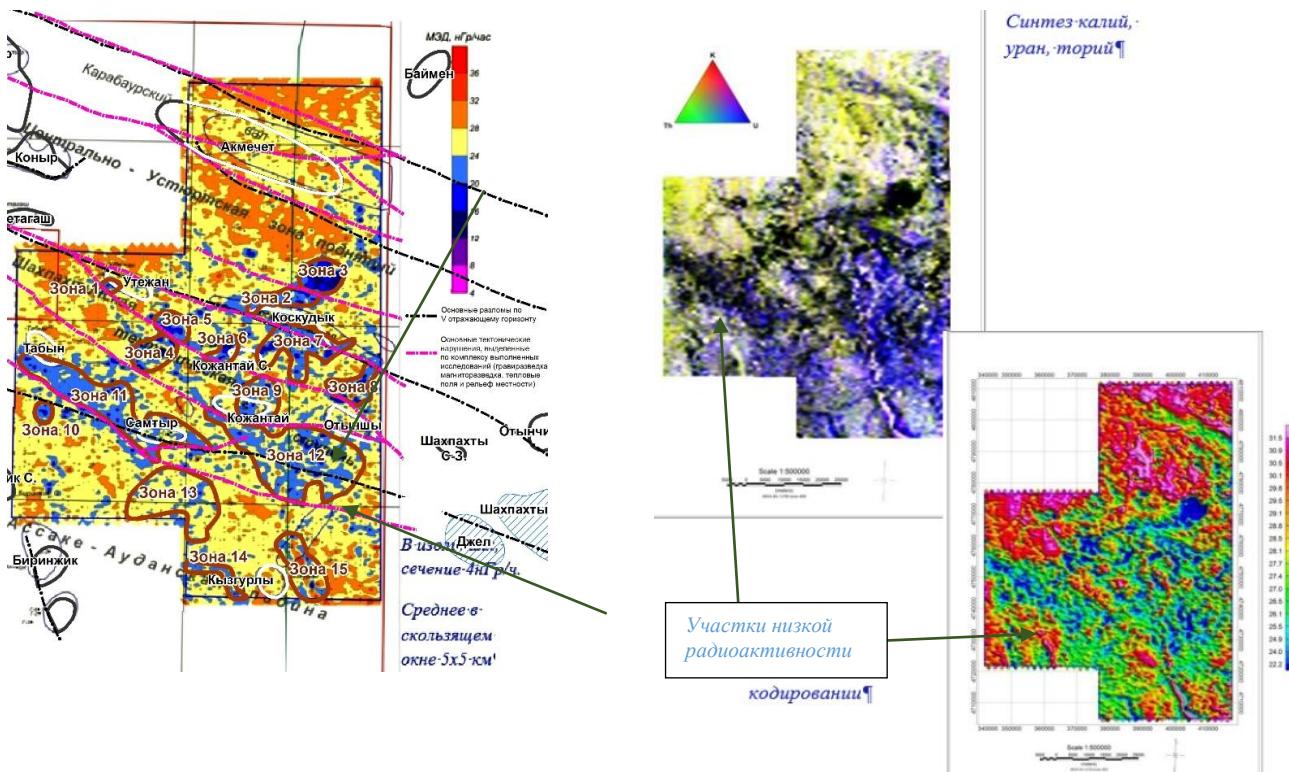


Рис. 27 – Карта мощности экспозиционной дозы (а); карта-имидж цветового синтеза содержаний калия, урана и тория (б). Масштаб 1:500 000. Площадь 6200 кв.км.

По параметрам содержаний калия, урана и тория выполнено районирование Карабаурского вала, Шахпахтинской ступени и Ассаке-ауданского прогиба в программном обеспечении COSCAD (рис. 28) [107]. Выделено 10 районов (классов) по комплексу содержаний РАЭ (радиоактивных элементов).

Статистика классов приведена в таблице 2. Наиболее перспективными в отношении поисков нефти и газа выступают классы 1, 2 и 3, частично – 4.

Таблица 2 – Классификация геофизических аномалий по содержанию K, U, Th

класс	цве т	Калий			Уран			Торий		
		средне е	дисперс ия	стандар т	средне е	дисперс ия	стандар т	средне е	дисперс ия	стандар т
1	Red	0.78	0.0527	0.0680	1.84	0.15039	0.0816	2.26	0.152	0.0673
2	Orange	0.82	0.0290	0.0354	2.08	0.0711	0.0342	2.35	0.0963	0.0410
3	Pink	0.84	0.0299	0.0357	2.30	0.0603	0.0262	2.35	0.0968	0.0411
4	Yellow	0.88	0.0235	0.0266	2.08	0.0813	0.0391	2.60	0.0732	0.0282
5	Light Yellow	0.90	0.0242	0.0267	2.30	0.0634	0.0276	2.61	0.0739	0.0284
6	Light Green	0.96	0.0493	0.0516	2.61	0.0973	0.0373	2.71	0.1983	0.0733
7	Dark Green	0.96	0.0258	0.0270	2.12	0.0664	0.0313	2.86	0.0830	0.0291
8	Light Blue	0.98	0.0275	0.0281	2.32	0.0790	0.0340	2.87	0.0807	0.0281
9	Dark Blue	1.03	0.0199	0.0193	2.28	0.0552	0.0242	3.09	0.0668	0.0216
10	Very Dark Blue	1.04	0.0283	0.0273	2.14	0.0778	0.0363	3.12	0.0934	0.0299

Очевидно, что эти классы соответствует участкам минимальных концентраций тория, урана и калия, возможно, являющихся индикатором

процессов микропросачивания, и требуют дополнительного изучения и проверки на наличие углеводородов.

Опираясь на тот факт, что содержания калия и урана над залежами нефти и газа имеет характерные низкие значения по отношению к фоновым значениям, причем концентрации калия снижаются в большей степени, чем урана, выделено 15 площадей, с относительно пониженным фоном общей радиоактивности; низкими изоконцентрациями радиоактивного калия; пониженными содержаниями урана, которые рекомендуется к дальнейшему детальному изучению методом сейсморазведки МОГТ и глубоким бурением.

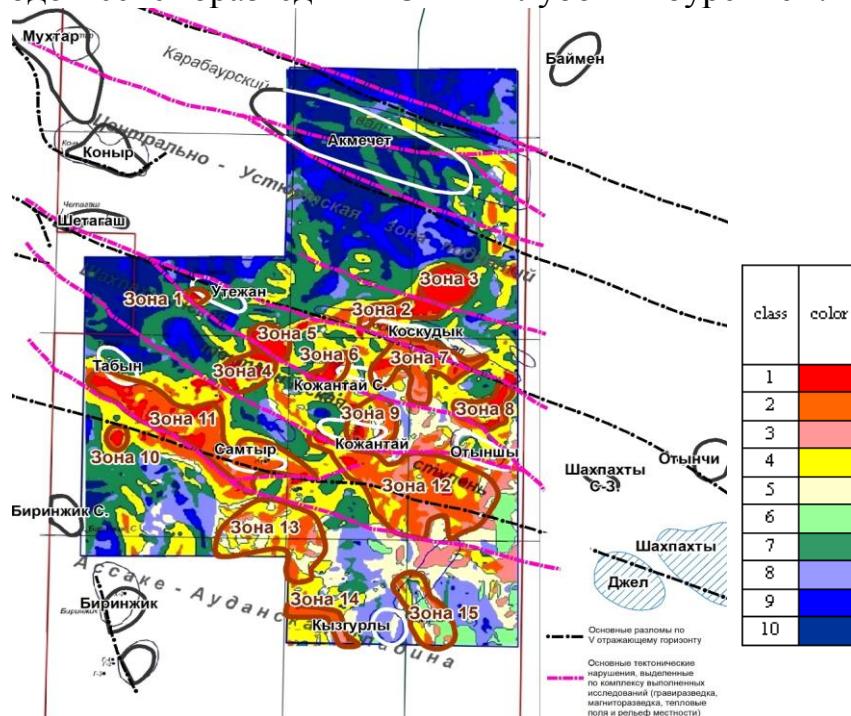


Рис. 28 – Районирование участка по параметрам РАЭ (по алгоритму Петрова А.В.). Масштаб 1:500 000. Площадь 6200 кв.км.

#### 4.4 Заключение

На основании вышеизложенного, представляется возможным сформулировать следующие выводы:

- Распределение гамма-излучения горных пород показывает возможность применения АГСС при прямых поисках нефти и газа.

- Метод нормализации тория, применённый к данным АГСС, подавляет региональные фоновые уровни и показывает пространственное распределение низких уровней остаточных концентраций радиоактивного калия и некоторое увеличение уровней урана, связанных с литологическим фактором.

- Заслуживают внимания зоны с относительно пониженным фоном общей радиоактивности; низкими изоконцентрациями калия; пониженными содержаниями урана для целей прямых поисков месторождений нефти и газа.

- Установлена связь разломов и локальных структур с радиогеохимическими аномалиями (пониженное содержание радиоактивных элементов (K, U, Th).

- Полученные результаты создают качественную геофизическую основу, необходимую для эффективного проведения сейсморазведочных работ, поисков и дальнейшей разведки углеводородов глубоким бурением.

Таким образом, можно говорить, что геологическое истолкование полученных результатов радиогеохимической съёмки расширяет имеющиеся представления о геологическом строении участка Шахпахтинской ступени и Ассакеауданского прогиба, помогает уточнить поисковые критерии и наметить площади и участки, потенциально благоприятные для формирования нефтегазовых залежей.

## **5. ТРАНСФОРМАНТЫ ГЕОМАГНИТНОГО ПОЛЯ И ИХ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ПРИ ПОИСКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ**

### **5.1 Введение (обоснование включения в рациональный комплекс)**

Актуальность применения эффективных инновационных методов при поисках и разведке месторождений углеводородов (УВ) в настоящее время растет в связи с наметившимся трендом истощения большого числа эксплуатируемых месторождений нефти и газа. Остро стоит задача по поиску алгоритмов решения геологических задач по восполнению минерально-сырьевой базы за счет опоискования и ввода в разработку новых месторождений УВ.

В целях решения этих задач в 2019 г. компания ТОО «НПЦ «ГЕОКЕН» выполнила комплексные геофизические исследования по выявлению нефтегазоперспективных районов и площадей в ЦУСД и в юго-восточной части Южно-Мангышлак-Устюртской системы прогибов [191].

Самостоятельная роль в этих исследованиях отводилась аэромагниторазведке с решением специфических геологических задач.

Аэромагнитная съемка была проведена с использованием аэрогеофизического комплекса GT-MAG-2. Учет суточных вариаций магнитного поля производился комплексом PBM Pico на базе цезиевого магнитометра CS-3.

Двухчастотный GPS приемник L1/L2 TrimbleR7 GNSS применялся в качестве наземной базовой станции для геодезической привязки. Точность привязки съемочного маршрута в плане составила  $\pm 1$  м.

Полевая обработка данных аэромагниторазведки выполнена в два этапа. На первом - была проведена полевая обработка, при которой вводились поправки за девиацию приборов и суточные вариации магнитного поля, осуществлялась увязка маршрутов съемок методом статистического уравнивания [191].

На втором, камеральном этапе, выполнялись следующие процедуры:

- вычисление и ввод поправок за показания радиовысотомера и гипсометрию рельефа дневной поверхности;
- фильтрация и коррекция данных аэромагнитометрии;
- построение карт и профилей магнитного поля;
- формирование базы магнитовариационных данных;
- вычисление нормального и аномального магнитного поля и его наиболее информативных трансформант.

Матрицы построены с использованием алгоритма «Bidirectional Line Gridding» в программном обеспечении Geosoft Oasis Montaj, где размер ячеек составил  $250 \times 250$  м [131].

При вычислении аномального магнитного поля в качестве нормального магнитного поля Земли принята международная аналитическая модель IGRF. Расчет нормального поля выполнен в программном обеспечении Oasis Montaj [163].

## 5.2 Теоретические и практические аспекты применения магнитной съёмки

В целях извлечения максимальной геологической информации были рассчитаны следующие трансформанты наблюденного геомагнитного поля: аналитический сигнал, вертикальная производная магнитного поля, модуль горизонтального градиента аномального магнитного поля и угол наклона вектора градиента этого поля, высокочастотные и низкочастотные составляющие магнитного поля, положение особых точек Эйлера, автотрассирование осей аномалий магнитного поля (таблица 3) [91, 165, 180].

Таблица 3 – Статистика по значениям трансформант аномального магнитного поля по Южно-Мангышлак-Устюртской системе прогибов

Трансформанты	Региональные участки		
	Ассаке-Ауданский прогиб	Шахпахтинская ступень	Центрально-Устюртская система дислокаций
Аномальное магнитное поле, приведенное к полюсу, нТл	от 100 до 300	от -50 до 100	от 100 до 400
Аналитический сигнал, нТл/м	от 0 до 0.005	от 0.005 до 0.008	от 0.002 до 0.02
Угол наклона вектора градиента TDR, радиан	от 0 до 1.560	от -1.567 до 0	от -1.200 до 1.560
Вертикальный градиент аномального магнитного поля, нТл/м	от -0.002 до 0.006	от 0 до -0.006	от -0.01 до 0.01
Модуль горизонтального градиента магнитного поля, нТл/м	от 0 до 0.006	от 0 до 0.002	от 0.002 до 0.010
Анизотропная трансформанта, акцент максимумов градиента аномального магнитного поля, усл.ед	от 0 до 0.002	от 0 до 0.0005	от 0 до 0.002
Автотрассирование осей аномалий магнитного поля, усл.ед	от -0.5 до 1	от -3 до 0.5	от -5 до 5

### 5.2.1 Аналитический сигнал

По характеру распределения данной трансформанты ЮМУСП условно разделен на несколько районов.

В первую очередь обращает на себя внимание район локальных структур Утежан, Коскудык, Кожантай, Кожантай Северный и Отынши, характеризующийся пониженными значениями аналитического сигнала и обособляющегося в северной части Шахпахтинской тектонической ступени и в полосе её сочленения с Центрально-Устюртской системой дислокаций [131].

В расположенному южнее Ассакеауданском прогибе, значения аналитического сигнала принимают минимальные значения (структуры Кызгурлы, Биринжик и Биринжик северный).

Увеличенные значения данной трансформанты наблюдаются в ЦУСД (структуре Акмечеть).

Выявленная зональность в распределении аналитического сигнала подтверждается значениями градиента магнитной индукции, значения которого на Шахпахтинской ступени изменяются в интервале 0.005-0.008 нТл/м, в Ассакеуданском прогибе – в диапазоне 0-0.005 нТл/м, в ЦУСД составляют 0.002-0.02 нТл/м (таблица 3).

По-видимому, подобный характер распределения данной трансформанты связан с блочным строением фундамента, в котором различное по масштабам развитие получили магнитоактивные породы – с одной стороны. С другой – общим погружением в южном направлении верхних кромок магнитовозмущающих масс.

### **5.2.2 Угол наклона вектора градиента магнитного поля – TDR (Tilt derivative)**

Данная трансформанта (измеряемая в радианах) отображает максимумы исходного геомагнитного поля независимо от их интенсивности и дает возможность картирования положения магнитовозмущающих объектов, их контуров, трассирования структурных элементов [146, 168, 178].

По интенсивности максимумов TDR может быть дана оценка глубины залегания объектов. Экстремумы трансформанты TDR соответствуют осевым линиям магнитоактивных объектов, нулевые значения – их внешним границам.

Полученные результаты свидетельствуют, что северная часть Шахпахтинской тектонической ступени обособляется минимальными значениями отрицательных углов наклона вектора градиента магнитного поля (от -1.567 до 0 рад.), приведенного к полюсу (структуры Утежан, Коскудык, Кожантай, Кожантай Северный и Отыншы) (таблица 3).

В Ассакеуданском прогибе и в южной части Шахпахтинской ступени (структуры Самтыр, Табын, Кызгурлы, Биринжик и Биринжик Северный) наблюдаются близкие значения данной трансформанты (0-1.560 рад.).

В ЦУСД зафиксированы максимальные отрицательные значения (-1.200 - 1.560 рад.) углов наклона трансформанты TDR (структуре Акмечеть) [131].

### **5.2.3 Распределение аномалий геомагнитного поля, приведенных к полюсу**

Магнитное поле ЮМУСП представлено линейно-вытянутыми аномалиями  $\Delta T$  обоих знаков. Для выделения контактов аномальных зон и более точной оценки величины намагниченности пород, аномальное магнитное поле было приведено к полюсу (рис. 29).

Карабаурский вал характеризуется высокими значениями интенсивности аномального магнитного поля, приведенного к полюсу (+240+360 нТл, местами до +520+800 нТл). Причем максимум значений приходится на северный борт Карабаурского вала, что косвенно свидетельствует о его погружении в северном направлении под Северо-Устюртский массив [1, 2]. Южная часть зоны Центрально-Устюртских дислокаций отмечается областью пониженного

намагничения горных пород, что проявилось в снижении напряженности геомагнитного поля до +50 нТл [134].

Граница между Шахпахтинской ступенью и Центрально-Устюртской системой дислокаций (Кольсайский прогиб и Коскудыкский вал) характеризуется минимумом, со значениями от +46 нТл до +14 нТл.

Северная часть Шахпахтинской тектонической ступени обособляется областью отрицательных значений аномального магнитного поля, приведенного к полюсу (до -50-100 нТл) в районе структур Утежан, Коскудык, Кожантай, Кожантай Северный и Отынши (рис.29).

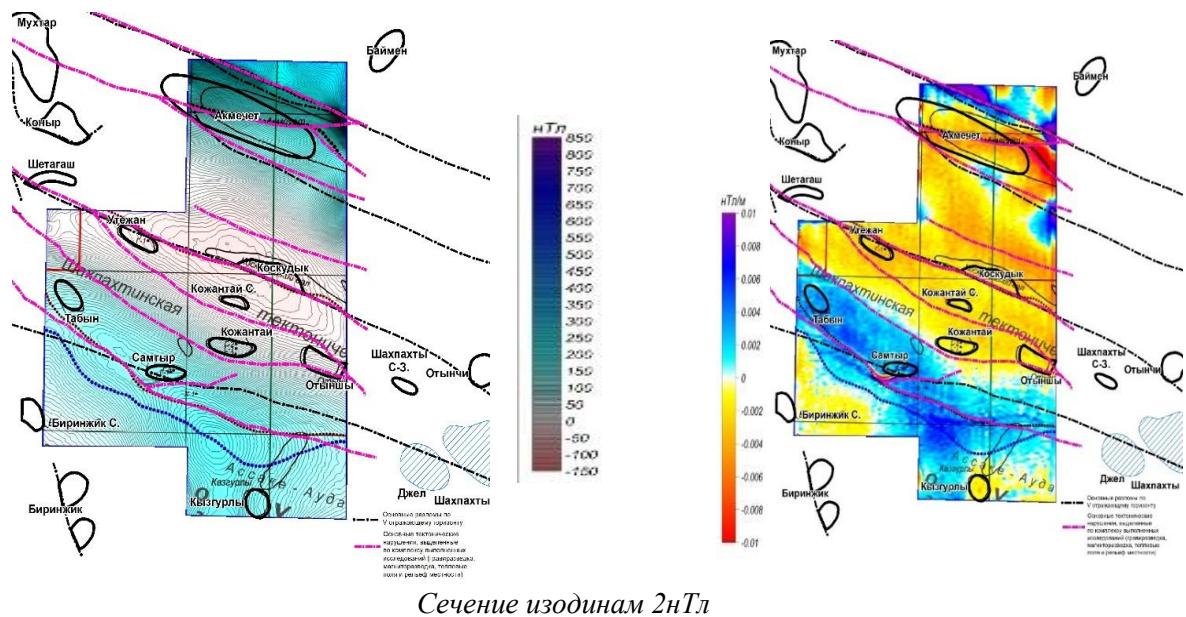


Рис. 29 – Аномальное магнитное поле, приведенное к полюсу

Рис. 30 – Вертикальный градиент аномального магнитного поля, приведенного к полюсу

Масштаб 1:500 000. Площадь 6200 кв.км.

Данное обстоятельство свидетельствует о формировании аномалий геомагнитного поля в эпохи, отличные по времени от Центрально-Устюртской системы дислокаций и Ассакеауданского прогиба.

В южной части Шахпахтинской ступени наблюдается очередная инверсия геомагнитного поля и проявляет себя высокоградиентная зона аномалий  $\Delta T_a$  с ростом численных значений аномалий  $\Delta T_a$  до +100+120 нТл.

В Ассакеауданском прогибе проявляют себя крупные аномалии геомагнитного поля северо-западного простирания с интенсивностью до +300 нТл (рис.29) [131].

#### 5.2.4. Вертикальный градиент магнитного поля

По данной трансформанте ( $dZ$ ) геомагнитного поля резко и достаточно контрастно проявляют себя тектонические границы между Центрально-Устюртской системой дислокаций, северной и южной частями Шахпахтинской тектонической ступени, Ассакеауданским прогибом (рис. 30) [131].

Вертикальный градиент магнитного поля локализует аномалии, проявляет блоковое строение магнитных и немагнитных пород в ЮМУСП, позволяет подчеркнуть высокочастотную компоненту и увидеть более ярко особенности структурно-тектонического строения по цепочкам аномалий при картировании разломов. Предположительно, по части из них шла миграция УВ при наличие благоприятных структурно-тектонических условий.

При наличии ловушки на пути миграции углеводородов возможно формирование восстановительной среды над залежью, способствующее образованию магнитных минералов – магнетита, гематита, пирротина и др. Эти процессы находят отражение в аномальной структуре магнитного поля, проявляющейся в виде изрезанных и ломаных изодинам, а также хаотичного характера высокочастотной компоненты.

Подобная картина наблюдается в районе локальных структур Утежан, Кожантай, Кожантай Северный в поле отрицательных значений данной трансформанты. Этот геологический феномен нуждается в дополнительном изучении.

В целом, минимальными вариациями данной трансформанты выделяется Ассакеуданский прогиб (-0.002 +0.006 нТл/м). Промежуточными значениями – Шахпахтинская ступень (0 до -0.006 нТл/м). Максимальные значения наблюдаются в ЦУСД (-0.01 +0.01 нТл/м) [134].

### **5.2.5 Горизонтальный градиент магнитного поля**

Полный горизонтальный градиент (ПГГ) наглядно отражает пространственную изменчивость геомагнитного поля, позволяя более точно локализовать границы аномальных зон и выявлять мелкомасштабные неоднородности в распределении намагниченности (рис. 31). Его использование особенно эффективно при интерпретации тонкой структуры магнитного поля, связанной с тектоническими нарушениями, зонами окислительно-восстановительных изменений и возможными скоплениями магнитоактивных минералов [131].

По этой трансформанте Шахпахтинская тектоническая ступень характеризуется промежуточными значениями горизонтального градиента (от 0 до 0.002 нТл/м), которые в северном направлении, в сторону Центрально-Устюртской системы дислокаций увеличиваются до 0.010 нТл/м, тогда как в южном направлении – понижаются до 0 до 0.006 нТл/м, в сторону Ассакеуданского прогиба.

### **5.2.6 Трансформанта магнитной анизотропии**

Наиболее четко границы аномалиеобразующих объектов показывает трансформанта магнитной анизотропии, приведенного к полюсу (рис.32). При расчете этой трансформанты применялся размер скользящего окна 5 х 2 км.

Повышенными значениями трансформант магнитной анизотропии (увеличение неоднородности) характеризуется южная и северная границы Шахпахтинской тектонической ступени, в полосе её сочленения соответственно с

Ассакеауданским прогибом и Центрально-Устюртской системой дислокаций (до 0.002 усл.ед.).

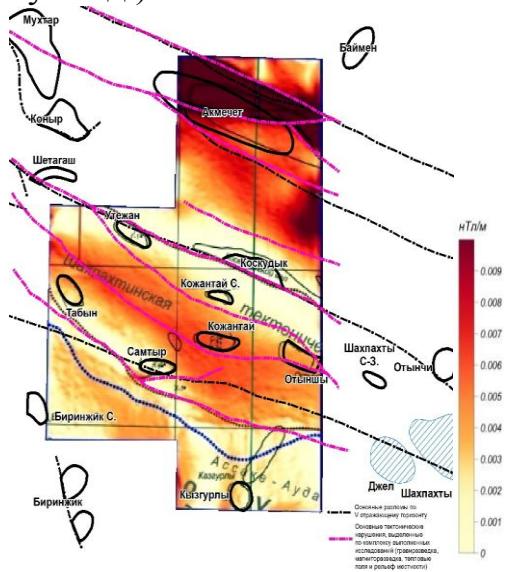


Рис. 31 – Модуль горизонтального градиента магнитного поля, приведенного к полюсу

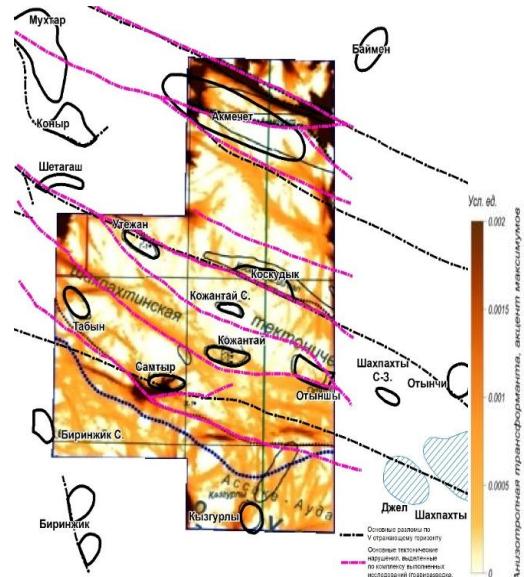


Рис. 32 – Анизотропная трансформанта анизотропии магнитного поля, приведенного к полюсу

Масштаб 1:500 000. Площадь 6200 кв.км.

Собственно, Шахпахтинская ступень выделяется пониженными значениями неоднородности (0-0.0005 усл.ед.), включая структуры Утежан, Кожантай, Сев.Кожантай, Отынши (рис.32), что рассматривается как благоприятный историко-геологический фактор, оказавший косвенное влияние на формирование осадочного разреза.

### 5.2.7 Автотрассирование осей аномалий магнитного поля, приведенных к полюсу

Применение данной трансформанты позволяет эффективно локализовать оси магнитных аномалий  $\Delta T_a$  (рис. 33). На основе характерных элементов магнитного поля были выделены тектонические нарушения, проявляющиеся в резком изменении интенсивности магнитного поля вдоль определённых направлений. Указанные нарушения также подтверждаются смещениями аномальных значений относительно выделенных линий разрыва, что свидетельствует о наличии деформированных геологических границ. Такой подход способствует уточнению конфигурации разломных зон и повышает достоверность интерпретации геолого-геофизических данных [131].

Осями главных аномалий выделяется бортовая зона Ассакеауданского прогиба, узкой границей проявляется её контакт с Шахпахтинской тектонической ступенью.

В целом, минимальными вариациями данной трансформанты выделяется Ассакеауданский прогиб (-0.5 +1 усл.ед.). Промежуточными значениями – Шахпахтинская ступень (0.5 до -3 усл.ед.). Максимальные значения

автотрассирование осей аномалий магнитного поля, приведенных к полюсу, наблюдаются в ЦУСД (-5 +5 усл.ед.), что, по-видимому, объясняется вовлечением этой тектонической структуры в позднепалеозойский тектогенез.

### 5.2.8 Точки Эйлера

Распределение магнитоактивных тел в глубинном разрезе эффективно отображается с использованием трансформанты магнитного поля — метода точек Эйлера. Расчёт положения этих особых точек выполнен в программном обеспечении *Geosoft Oasis montaj™*.

Скопления точек Эйлера, их высокая плотность и упорядоченное линейное расположение позволяют трассировать глубинное положение и пространственные контуры аномалиеобразующих объектов, а также выделять зоны концентрации магнитовозмущающих масс [135].

Анализ схем пространственного распределения точек Эйлера (рис. 34-36), а также графика их частотного распределения в пределах геомагнитных аномалий (рис. 37), свидетельствует о высокой степени магнитной неоднородности пород, слагающих регион. Это указывает на наличие геологических объектов различной природы и разной глубины залегания. Выявленные особенности хорошо коррелируют с результатами других трансформант геомагнитного поля, что повышает надёжность структурной интерпретации [134].

Простижение магнитовозмущающих масс в регионе исследований резко дифференцируется по площади. К примеру, в интервале глубин 6-11 км в северной части Шахпахтинской ступени точки Эйлера группируются в полосы север-восточного простириания (рис.35) [131].

В южной части Шахпахтинской тектонической ступени и в Ассакеуданском прогибе эти точки образуют облака от субширотной до субмеридиональной ориентации. И, наконец, в ЦУСД точки Эйлера обособляются в виде полосы северо-западного простириания в интервале глубин 6-11 км (рис.35).

Беря во внимание характер распределения по глубине точек Эйлера в геомагнитных моделях, представляется возможным сделать предварительный вывод, что верхняя кромка магнитовозмущающих масс в пределах Центрально-Устюртской системы дислокаций залегает в интервале глубин 4-6 км, в Ассакеуданском прогибе на глубинах 8-10 км и на Шахпахтинской ступени на глубинах 10-15 км [131].

Косвенным образом, выявленный факт указывает на большую суммарную мощность отложений осадочного чехла и промежуточного структурного этажа на Шахпахтинской ступени, что в свою очередь выдвигает этот тектонический элемент в качестве благоприятного в отношении перспектив нефтегазоносности объекта.

Сделанное утверждение подтверждается данными аэрогаммаспектрометрии, обработанными и проинтерпретированными по методу нормализации тория [130].

Опираясь на тот факт, что содержания радиоактивного калия и урана над залежами нефти и газа имеет характерные низкие значения по отношению к фоновым значениям (причем концентрации калия снижаются в большей степени,

чем урана) в регионе исследований всего было выделено 15 площадей, с относительно пониженным фоном общей радиоактивности; низкими изоконцентрациями калия; пониженными содержаниями урана. Большая часть из этих 15 площадей обособляется в районе Шахпахтинской ступени [134].

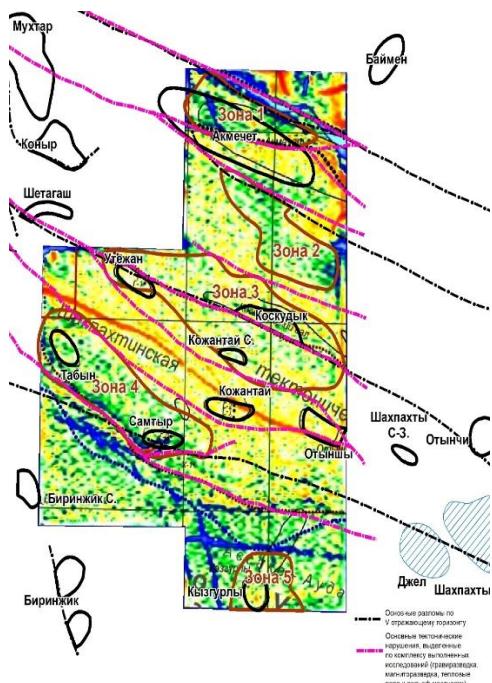


Рис. 33 – Автотрассирование осей аномалий магнитного поля, приведенного к полюсу

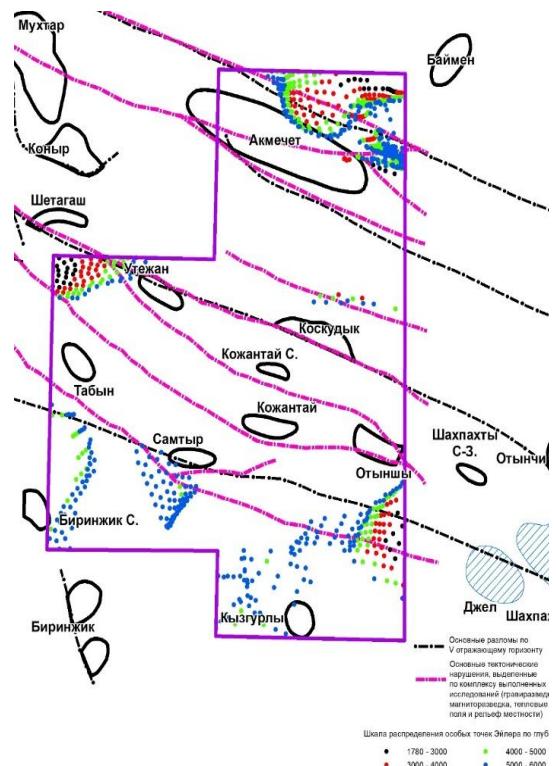


Рис. 34 – Схема расположения особых точек Эйлера на глубинах до 6 км

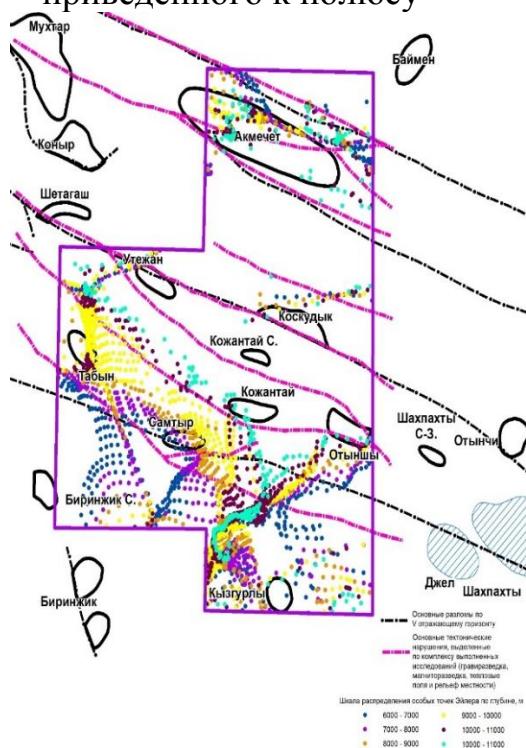


Рис. 35 – Схема расположения

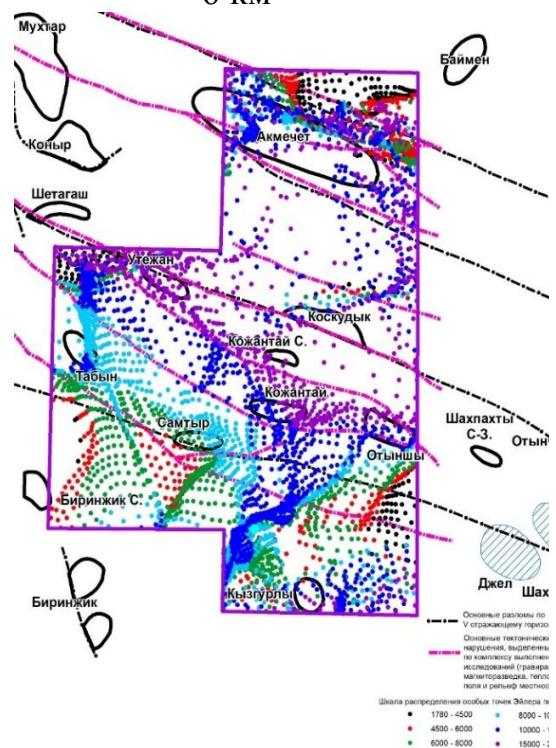


Рис. 36 – Схема расположения

особых точек Эйлера на глубинах от  
6 до 11 км

особых точек Эйлера на глубина до  
20 км

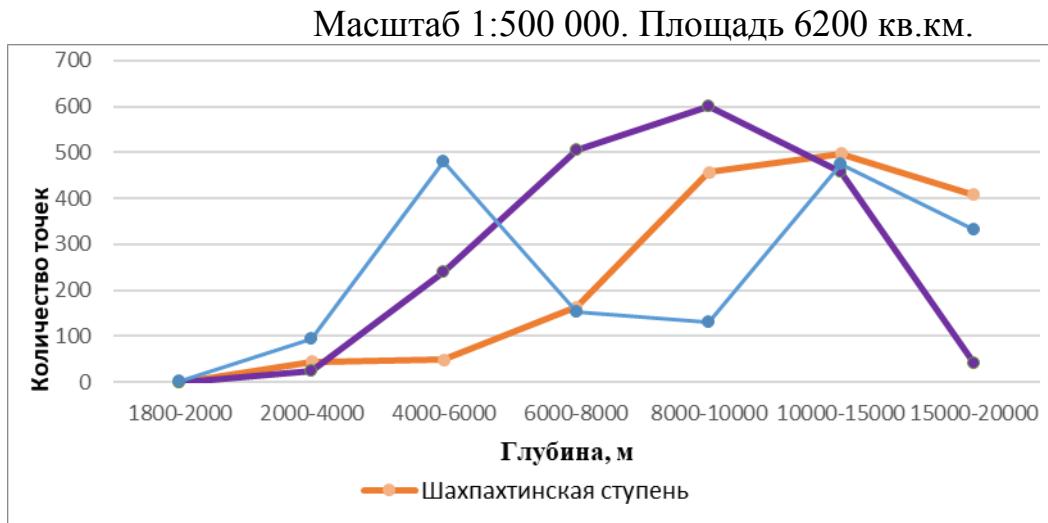


Рис. 37 – График распределения особых точек Эйлера по областям в геомагнитных моделях

К перспективным зонам на поиск углеводородов по данным интерпретации аномального магнитного поля и по параметрам содержаний калия и урана можно отнести структуры как Табын, Кожантай, Кожантай С., Утежан и Кызыгырлы, которые рекомендуются к дальнейшему детальному изучению методом сейсморазведки МОГТ и глубоким бурением.

### 5.3 Заключение

На основании вышеизложенного, представляется возможным сформулировать следующие выводы.

- По характеру распределения трансформант магнитного поля в регионе исследований резко дифференцируются Шахпахтинская тектоническая ступень Ассакеуданский прогиб, ЦУСД.

- Шахпахтинская тектоническая ступень обособляется пониженными значениями трансформант аналитического сигнала, магнитной анизотропии, автотрассирования осей аномалий магнитного поля, увеличенными значениями напряженности отрицательных аномалий  $\Delta T_a$ . Здесь наблюдаются промежуточные значения трансформант горизонтального и вертикального градиентов магнитного поля, минимальные значения трансформанты TDR этого поля.

- Ассакеуданский прогиб выделяется повышенными и максимальными значениями трансформант магнитной анизотропии; углов наклона вектора градиента TDR магнитного поля. Здесь установлены минимальные значения трансформант аналитического сигнала, вертикального градиента, автотрассирования осей аномалий  $\Delta T_a$  магнитного поля; пониженные значения

трансформанты TDR; крупные аномалии геомагнитного поля положительного знака и северо-западного простирания.

- Центрально-Устюртская система дислокаций повсеместно характеризуется увеличенными значениями трансформант аналитического сигнала, магнитной анизотропии, горизонтального градиента магнитного поля, а также максимальными значениями трансформант вертикального градиента и углов наклона вектора градиента TDR магнитного поля; автотрассирование осей аномалий  $\Delta T_a$ , максимальными значениями напряженности положительных аномалий.

Осуществлена попытка увязать глубину и характер распространения магнитоактивного слоя с площадями, перспективными на обнаружение скоплений углеводородов (УВ). Комплексный анализ трансформант магнитного поля с данными аэрогаммаспектрометрии свидетельствует о благоприятных перспективах нефтегазоносности Шахпахтинской ступени. Косвенным фактором, свидетельствующим в пользу этого, является большая глубина погружения магнитоактивного слоя.

Таким образом, трансформанты исходного геомагнитного поля, несомненно, повышают надежность выделения аномальных объектов, и могут рассматриваться в качестве дополнительного поискового критерия при поисках и разведке месторождений УВ [134].

## **6. ТРАНСФОРМАНТЫ ГРАВИТАЦИОННОГО ПОЛЯ ПРИ ПОИСКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ**

### **6.1 Введение (обоснование включения данных гравиразведки в рациональный комплекс)**

В юго-восточной части Южномангышлак – Устюртской системы прогибов гравиразведочные работы ведутся с 1954 г. Основной целью интерпретации гравитационного поля являлось выделение глубинных структурных границ, тектонически ослабленных зон и плотностных неоднородностей, контролирующих возможную локализацию ловушек углеводородов.

Плотностные характеристики горных пород Южного Устюрта [50] были изучены на основе кернового материала скважин. Установлено, что плотность пород (б) осадочного комплекса Ассакеауданского прогиба отличается от плотности одновозрастных отложений ЦУСД, что, по-видимому, связано с различиями в их гипсометрическом положении.

По результатам проведенных исследований, распределение плотности с глубиной показывает, что гравитационные минимумы и максимумы, а также области распространения пород с пониженными плотностными характеристиками являются отображением глубокозалегающих структур, приуроченных к палеозойскому фундаменту [68].

Средняя плотность ( $\delta_{cp}$ ) кайнозойских отложений в Ассакеауданском прогибе равна  $2,05 \text{ г}/\text{см}^3$ . Для мезозойских пород  $\delta_{cp}=2,44 \text{ г}/\text{см}^3$ , при этом, наименьшими значениями ( $2,37 \text{ г}/\text{см}^3$ ) характеризуются верхнемеловые отложения, наибольшими (до  $2,74 \text{ г}/\text{см}^3$ ) – средне- и верхнеюрские.

В ЦУСД плотность мезозойских пород значительно ниже и изменяется от  $2,23 \text{ г}/\text{см}^3$  (верхнемеловые отложения) до  $2,46 \text{ г}/\text{см}^3$  (среднеюрские).

В целом, плотность горных пород осадочного чехла тектонических элементов с увеличением глубины возрастает и выравнивается на уровне  $2.60 \text{ г}/\text{см}^3$  для консолидированных образований за счет уплотнения (закрытия порового пространства) на больших глубинах [114, 121].

При глубинах более 5-6 км поверхность фундамента утрачивает свойства гравитационно-активной границы.

### **6.2 Теоретические и практические аспекты применения гравиразведки**

В 2019 году компания ТОО «НПЦ «ГЕОКЕН» выполнила комплексные геофизические исследования по выявлению нефтегазоперспективных районов и площадей в ЦУСД и в юго-восточной части Южно-Мангышлак-Устюртской системы прогибов [191].

Для выполнения гравиметрических наблюдений применялись автоматизированные гравиметры CG-5 AutoGrav Scintrex (Канада). С целью приведения гравиметрической съемки к уровню Государственной гравиметрической сети (ГГС) на участке исследования создана опорная гравиметрическая сеть.

Рядовая гравиметрическая съемка выполнялась в направлении профилей с юга на север с протяженностью 100 км, расстояние между профилями в ЦУСД

составило 2 км, в Ассакеауданском прогибе и в Шахпахтинской ступени варьировало от 500 метров до 1 км.

Каждое наблюдение на рядовом пункте состояло не менее чем из 2-х циклов продолжительностью по 20 секунд. При расхождениях более чем 0.02 мГал проводились дополнительные измерения до получения группы не менее чем из 3 отсчетов с расхождениями между ними не более 0.05 мГал. Продолжительность рейсов определяется линейностью сползания нуль - пункта гравиметров и, как правило, не превышала 10 часов.

Для геодезической привязки применялись двухчастотные спутниковые системы позиционирования DGPS Trimble R7 (GPS+GLONASS, L1/L2), укомплектованные для работы в режимах Static, Post Processing Kinematic и Real Time Kinematic (RTK). Вынос в натуру, плановая и высотная привязка пунктов гравиметрических наблюдений выполнялись одновременно с рядовой гравиметрической съемкой с применением спутниковой системы позиционирования DGPS. Система состояла из двухчастотных приемников, работающих в RTK.

Рядовая гравиметрическая съемка выполнялась по независимым комплексным (гравиразведка, топография) контрольным измерениям. Контрольные измерения равномерно распределены по площади. Всего было проконтролировано 4% от всего объема. Методика наблюдений в специальных контрольных рейсах была такой же, как и в рядовых рейсах. На завершающем этапе съемки проектированы профильные аномалии и высокие аномалии со слабой корреляцией.

Среднеквадратическая погрешность единичного гравиметрического наблюдения и определения аномалий в редукции Буге составила  $\pm 0.04$  мГал, погрешность определения положения гравиметрических пунктов в плане  $\pm 1.2$  м и по высоте  $\pm 0.08$  м [191].

Обработка данных наземной гравиметрической съемки [65, 90] включала в себя следующее: составление схем и каталогов опорной сети, составление каталога рядовых гравиметрических пунктов, оценка уровня и качества ранее выполненных съемок, приведение аномалий силы тяжести по ранее выполненным съемкам к единому уровню, построение карты гравитационных аномалий в редукции Буге при плотности промежуточного слоя: реальной равной  $2,30 \text{ г}/\text{см}^3$  масштаба 1:100000 с сечением 0,5 мГал. Обработка и интерпретация [91] выполнена с использованием модуля Gravity and Terrain Correction программного комплекса Geosoft Oasis Montaj.

Для максимально информативной и объективной характеристики гравитационного поля участка вычислены различные его трансформанты [145]: автотрассирование осей аномалий Буге и осей аномалий горизонтального градиента аномалий Буге, анизотропные трансформанты – акцент максимумов аномалий силы тяжести и градиента аномалий силы тяжести и др [132].

### **6.3 Прогноз перспективных площадей по данным гравитационного поля**

Исходное гравитационное поле отражает суммарное гравитационное влияние, как геологических структур верхних ярусов, так и глубинных структур земной коры и верхней мантии [86].

Гравитационное поле региона исследований [136] знакопеременно и характеризуется последовательным изменением величиной значений  $\Delta g_a$  от +24+27 мГал в ЦУСД (структуре Акмечет) до -32 мГал в Ассакеауданском прогибе (структуре Биринжик).

Аномалии силы тяжести в ЦУСД отличаются линейным характером и северо-западной ориентированностью.

На Шахпахтинской ступени, особенно в ее южной части, аномалии  $\Delta g_a$  характеризуются сложным рисунком, сочетающим присутствием линейно-вытянутых, полигональных и фестончато-изрезанных форм, также северо-западного простирания.

В северной части Ассакеауданского прогиба четко выраженной зональности в распределении аномалий поля силы тяжести не наблюдается.

#### **6.3.1 Модуль горизонтального градиента гравитационных аномалий Буге**

Полосы повышенного горизонтального градиента поля (рис. 38) обусловлены разломами с градиентом 0,001 мГал/м, ограничивающими систему поднятий с севера на юг [132].

В целом, ЮМУСП отличается неоднородным распределением данного параметра. К примеру, в центральном и южном районах Шахпахтинской ступени (структуры Самтыр, Кожантай) отмечаются пониженные значения горизонтального градиента аномалий  $\Delta g_a$  (менее 0,0005 мГл/м).

В остальных районах, и, особенно на нефтегазоперспективных структурах (по данным аэрогаммаспектрометрии) Утежан, Отынши, Северный Кожантай значения горизонтального градиента увеличиваются до 0,001 мГл/м.

Максимальные величины данного параметра зафиксированы в ЦУСД (структуре Акмечеть), где они приобретают значения до 0,003 мГл/м и более (рис.38).

#### **6.3.2 Модуль вертикального градиента гравитационных аномалий Буге**

По значениям модуля вертикального градиента аномалий силы тяжести обособляются несколько районов. В первую очередь обращает на себя внимание северная часть ЦУСД (структуре Акмечеть), характеризующаяся максимальным вертикальным градиентом (до 0,005 мГл/м) аномалий Буге.

В южной части этой системы дислокаций (структуре Хоскудук) и на юге Шахпахтинской ступени (структуры Самтыр и Табын) зафиксированы промежуточные значения (0,002 - 0,0025 мГл/м) этого градиента аномалий  $\square g_a$  (рис.39).

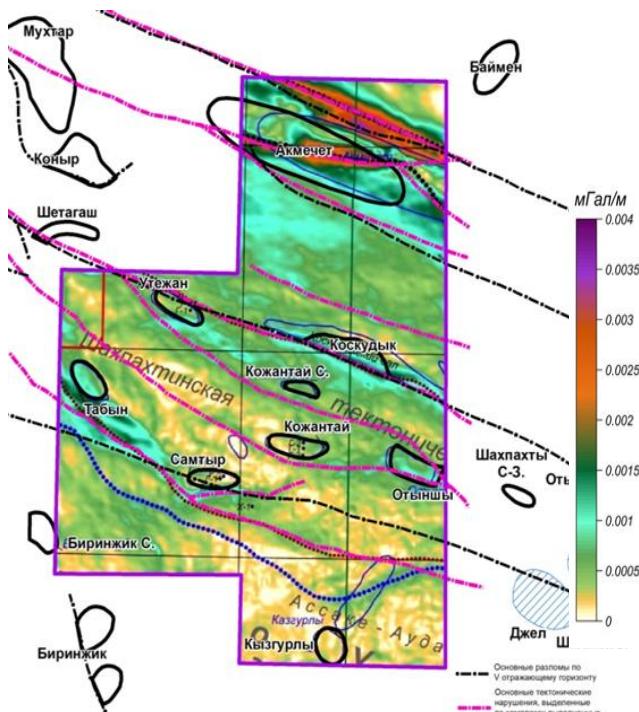


Рис. 38 – Модуль горизонтального градиента гравитационных аномалий Буге

Масштаб 1:500 000. Площадь 6200 кв.км.

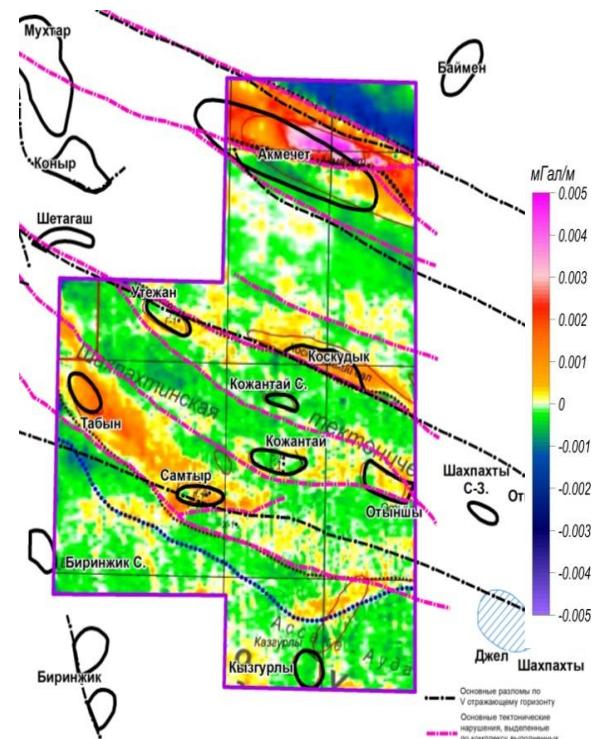


Рис. 39 – Модуль вертикального градиента гравитационных аномалий Буге

На остальных площадях Шахпахтинской ступени, в том числе на нефтегазоперспективных структурах (по данным аэрогамmasпектрометрии) Утежан, Отынши, Северный Кожантай значения вертикального градиента аномалий Буге до +0,0005-0,0005 мГл/м.

Близкий характер распределения данного параметра наблюдается на северном борту Ассакеауданского прогиба (рис.39) [132].

### 6.3.3 Локальные гравитационные аномалии (пересчитанные в верхнее полупространство на высоту 2,5 км)

На севере ЮМУСП, в ЦУСД выделяется обширная зона локальных максимумов аномалий Буге (по карте локальных аномалий в пересчете на высоту 2,5 км) со значениями  $\Delta g_a +6+8$  мгл и более (структуре Акмечет). Несколько меньшие значение (+2+4 мгл и менее) они принимают на структурах Хоскудук, Самтыр и Табын. Последние две структуры размещаются на юге Шахпахтинской ступени (рис.40).

На остальных площадях Шахпахтинской ступени и на северном борту Ассакеауданского прогиба наблюдается мозаичное размещение слабоинтенсивных (0-1 мГл) и умеренно интенсивных (-1-3 мГл) локальных отрицательных аномалий Буге (рис.40).

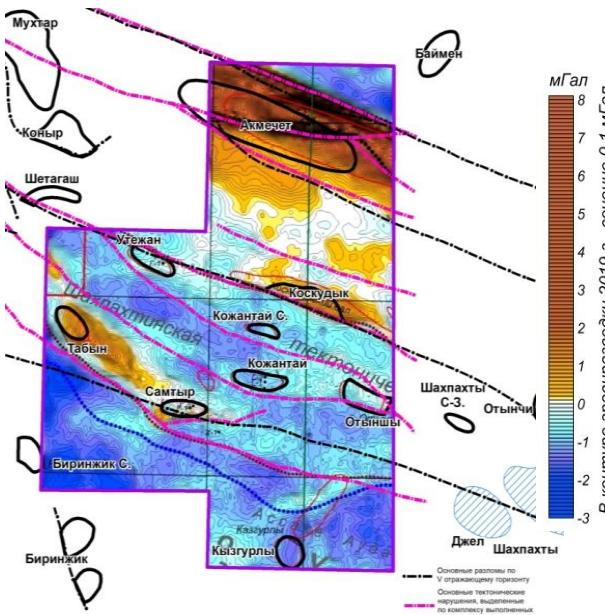


Рис. 40 – Локальные гравитационные аномалии (пересчет в верхнее полупространство на высоту 2,5 км)

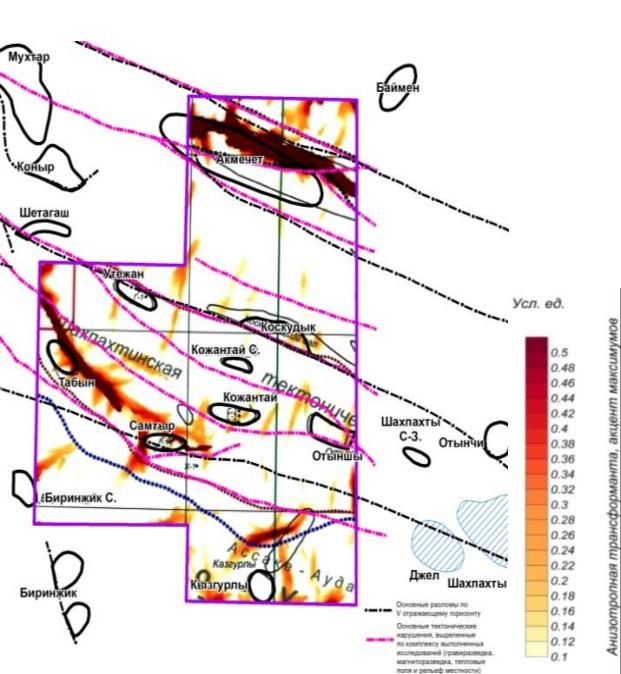


Рис. 41 – Анизотропная трансформанта, акцент максимумов аномалий силы тяжести. Размер скользящего окна 5 км x 2 км

Масштаб 1:500 000. Площадь 6200 кв.км.

Трансформанты автотрассирование осей аномалий Буге и осей аномалий горизонтального градиента аномалий Буге, анизотропная трансформанта (с акцентом максимумов градиента аномалий силы тяжести) с размерами скользящего окна 5 км x 2 км (рис.41) не показали дифференциацию региона исследований и по этой причине рассматриваются нами как малоинформативными.

Хотя, с некоторой долей условности можно говорить, что на юге Шахпахтинской ступени (структуры Табын и Самтыр), в северной половине ЦУСД (структуре Акметет) наблюдается увеличенные значения анизотропной трансформанты (с акцентом максимумов градиента аномалий силы тяжести) концентрирующиеся в виде полос северо-западной ориентации, интерпретируемые как тела с существенно повышенной плотностной дифференциацией горных пород [134].

### 6.3.4 Распределение точек Эйлера в вертикальном разрезе земной коры

Распределение точек Эйлера в вертикальном разрезе земной коры выходит за рамки традиционных представлений, но в то же время хорошо иллюстрирует размещение гравивозмущающих тел по глубине.

Рассчитанные в программном обеспечении Geosoft Oasis Montaj<sup>TM</sup> по алгоритму трехмерной деконволюции особые точки Эйлера, их повышенная плотность и группирование в упорядоченные линии/зоны/полосы, соответствуют положению границ аномалиеобразующих или гравивозмущающих тел [135].

По этой трансформанте, а также привлекая другие трансформанты аномалий поля силы тяжести надежно выделяются крупные (региональные) структурные элементы. Расчеты на теоретических примерах показывают, что даже если эйлеровы точки не образуют плотных скоплений вблизи аномалиеобразующих тел, то по крайней мере в окрестности последних плотность распределения решений оказывается наибольшей.

Применение данной трансформанты в сочетании с другими методами обработки гравитационных аномалий позволяет надёжно выделять крупные региональные структурные элементы. Теоретическое моделирование показывает, что даже при отсутствии плотных скоплений эйлеровых точек непосредственно над аномалиеобразующими телами, их максимальная концентрация, как правило, наблюдается в непосредственной близости от этих объектов [135].

Схемы распределения особых точек Эйлера (рис. 42–43), таблица их положения в глубинном интервале 0,6–8,0 км, а также график их пространственного распределения в гравитационном поле (рис. 44) убедительно отражают выраженную плотностную неоднородность горных пород ЮМУСП и вариативность глубины их залегания. Эти выводы согласуются с результатами, полученными на основе ранее рассмотренных трансформант гравитационного поля

Простижение гравивозмущающих объектов в регионе исследований резко дифференцируется по площади. К примеру, в интервале глубин 2,0-8,0 км в северной части Шахпахтинской ступени точки Эйлера группируются в полосы север-восточного простириания (рис.43) [132].

В южной части Шахпахтинской тектонической ступени и в Ассакеауданском прогибе эти точки образуют облако от северо-западной до субмеридиональной ориентации.

В ЦУСД особые точки Эйлера сконцентрированы в полосы преимущественно северо-западного простириания.

Максимальное количество точек Эйлера по поверхности гравивозмущающих тел концентрируется в Ассакеауданском прогибе на срезах глубин 1000-2000м, в ЦУСД -4000-5000м и на Шахпахтинской ступени - 6000-7000м (Таблица 4)

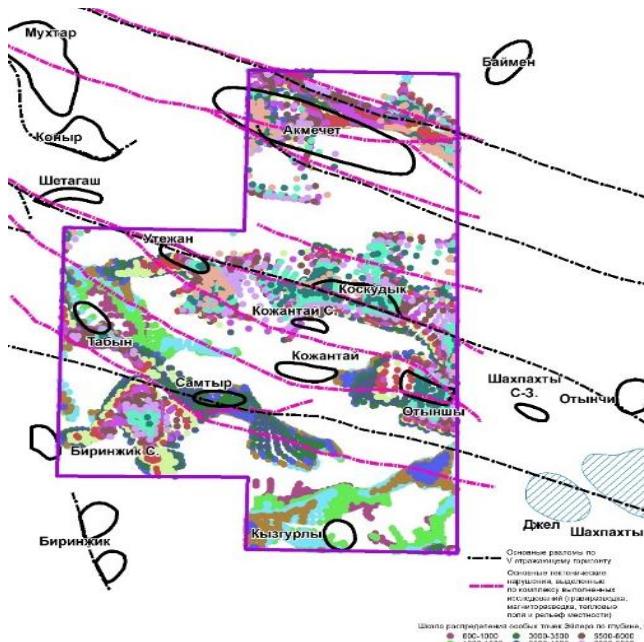


Рис. 42 – Схема расположения особых точек Эйлера на глубинах до 8.0 км (интервал 0.5км)

Масштаб 1:500 000. Площадь 6200 кв.км.

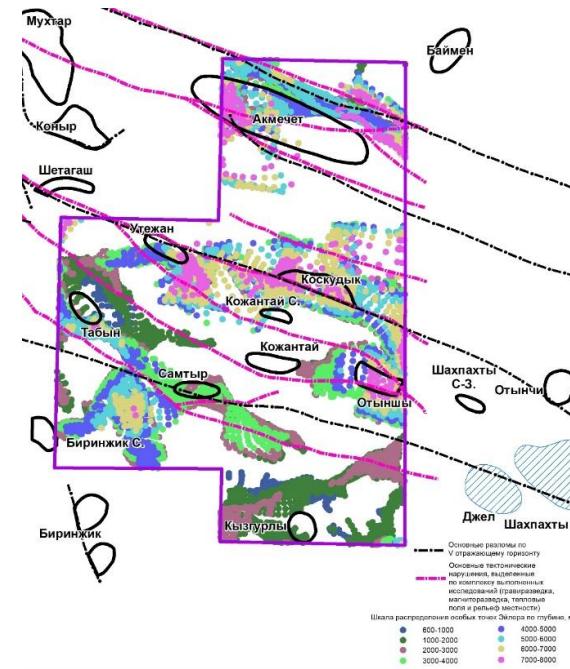


Рис. 43 – Схема расположения особых точек Эйлера на глубинах до 8.0 км (интервал 1 км)

Аналогичную картину демонстрирует рис.44, в целом показывая, что до глубин 7000-8000м сохраняются большие различия в глубинах залегания гравивозмущающих тел, глубже эти различия значительно нивелируются. Можно предположить, что это связано с общим переходом от образований осадочного чехла и промежуточного структурного этажа к породам фундамента.

Таблица 4. Расположения особых точек Эйлера в интервале глубин 600-8000 метров

Участки	600-1000	1000-2000	2000-3000	3000-4000	4000-5000	5000-6000	6000-7000	7000-8000
Центрально Устюртская система дислокаций	0	41	156	415	1759	804	249	231
Шахпахтинская ступень	0	41	252	455	507	584	611	278
Ассаке-Ауданская впадина	196	1940	1391	1006	687	676	290	5

Говоря о корреляции глубин залегания грави- и магнитовозмущающих масс [112], можно отметить, что скопления магнитовозмущающих тел в Центрально-Устюртской системе дислокаций наблюдаются в интервалах глубин 4000-6000м. При этом важно отметить, что наблюдается совпадение глубин залегания грави- и магнитовозмущающих тел.

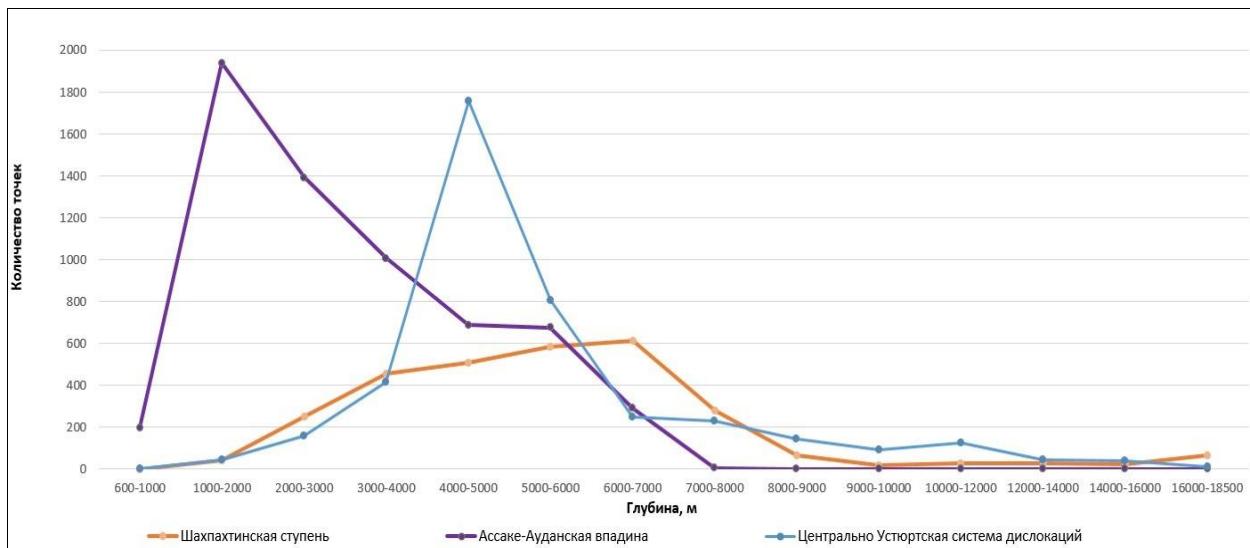


Рис. 44 – График расположения особых точек Эйлера в гравитационном поле на глубинах от 600 метров до 8000 метров

Вместе с тем, в ЦУСД зафиксировано присутствие еще одного интервала глубин (10-15км) с максимальным количеством особых точек Эйлера, что косвенно свидетельствует о погружении Карабаурского вала в северном направлении под Северо-Устюртский массив, т.е. об эффекте «сдвоенной» земной коры.

Впрочем, данное предположение нуждается в дальнейшей серьезной проверке с построением 3D геолого-геофизических моделей.

По данным сейморазведки МОГТ-2D [190] глубина залегания поверхности фундамента в ЦУСД варьирует в широких пределах, изменяясь в диапазоне 4,0-8,0 км. Выделяемые по этой поверхности структуры обладают линейными формами, вытянуты в северо-западном направлении и характеризуются общим погружением в южном направлении. В районе структуры Акмечеть поверхность фундамента заглубляется до 9,0км.

Следовательно, можно говорить, что распределение точек Эйлера с глубиной укладывается в вариации глубин залегания фундамента, выявленных по данным сейморазведки МОГТ-2D.

В Ассакеауданском прогибе выявляется серьезное несоответствие в глубинах залегания гравивозмущающих масс и магнитовозмущающих объектов.

Верхняя кромка гравивозмущающих масс залегает на глубинах 1000-2000м и, по всей видимости, отражает переход неконсолидированных и слабо консолидированных нижнемеловых пород к верхнеюрским отложениям. Аналогичный феномен выявлен в ряде районов Северо-Устюртской впадины [135].

Верхняя кромка магнитовозмущающих масс опускается до глубин 8-10км и, по-видимому, отображает уровень максимального распространения пород основного и ультраосновного состава в составе пород фундамента.

По данным сейморазведки МОГТ -2D [190] поверхность фундамента северного борта Ассакеауданского прогиба заглубляется в южном направлении от

7,0 км до 10,0 км (в районе структуры Биринжик). По поверхности верхнеюрских отложений (III отражающий горизонт), напротив, наблюдается тренд её вздымания в юго-западном направлении от 2,6-2,8 км в районе структуры Казгурлы до 1,7-2,0 км в районе структур Биринжик и Бирижик Северный.

Следовательно, в Ассакеуданском прогибе верхняя кромка гравивозмущающих масс, в целом, коррелируется с поверхностью верхнеюрских отложений, тогда как верхняя кромка магнитовозмущающих масс обособляется в интервале глубин залегания поверхности фундамента (по данным сейморазведки МОГТ-2Д).

На Шахпахтинской ступени верхняя кромка магнитовозмущающих масс погружается на глубины 8-12 км, в то время как гравивозмущающие объекты заглублены до 6,0-7,0 км. Вероятно, подобный характер их распределения демонстрирует разницу в глубинах залегания образований фундамента и промежуточного структурного этажа [131].

Отчасти это подтверждается данными сейморазведки МОГТ-2Д [190], согласно которым глубина погружения поверхности верхнепалеозойских карбонатно-терригенных отложений изменяется в широких пределах от 3,75 км на структуре Табын, 4,5 км на структурах Самтыр и Утежан и до более 5,5 км на структурах Кожантай, Отынши.

Ориентация структур по этой поверхности не поддаются какому-либо зональному районированию. Они обладают полигональными формами и мозаичным характером, а также общим характером погружения в юго-восточном направлении. Исключение составляет структура Табын с северо-западной ориентированностью и брахиантеклинальными формами.

О глубине погружения поверхности фундамента на Шахпахтинской ступени говорить сложно, поскольку она не проявляется хорошей акустической жесткостью.

Можно говорить, что здесь верхние кромки грави- и магнитовозмущающих масс выделяются максимальной заглубленностью. В Ассакеуданском прогибе эти характеристики пользуются большим разбросом. И, в ЦУСД они обособляются небольшим флюктуациями.

К перспективным зонам на поиск углеводородов по данным интерпретации аномального гравитационного поля и по параметрам содержаний калия и урана можно отнести локальные структуры Табын, Кожантай, Кожантай С., Утежан и Кызыгырлы, которые рекомендуются к дальнейшему детальному изучению методом сейморазведки МОГТ и глубоким бурением [134].

#### **6.4 Заключение**

- Основные выводы по анализу трансформант гравитационного поля региона исследований сводятся к следующему:
- По характеру распределения трансформант гравитационного поля резко дифференцируются Шахпахтинская тектоническая ступень Ассакеуданский прогиб, Центрально-Устюртская система дислокаций;

- Шахпахтинская тектоническая ступень обособляется пониженными значениями трансформант модуля горизонтального градиента гравитационных аномалий Буге, увеличенными значениями вертикального градиента, слабо-и умеренно интенсивными локальными положительными и отрицательными аномалиями Буге (пересчитанные на высоту 2,5 км).
- Ассакеауданский прогиб выделяется минимальными значениями трансформант горизонтального и вертикального градиентов гравитационных аномалий Буге, локальных отрицательных гравитационных аномалий (пересчитанных в верхнее полупространство на высоту 2,5 км).
- ЦУСД повсеместно характеризуется увеличенными значениями локальных гравитационных аномалий (пересчитанных в верхнее полупространство на высоту 2,5 км). Здесь наблюдаются промежуточные значения трансформант модулей горизонтального и вертикального градиентов гравитационных аномалий Буге.

Трансформанты автотрассирование осей аномалий Буге и осей аномалий горизонтального градиента аномалий Буге, анизотропная трансформанта не показали дифференциацию ЮМУСП и по этой причине рассматриваются нами как малоинформационными.

Хотя, с некоторой долей условности можно говорить, что на юге Шахпахтинской ступени (структуры Табын и Самтыр), в северной половине ЦУСД (структура Акмечет) наблюдается увеличенные значения анизотропной трансформанты, концентрирующиеся в виде полос северо-западной ориентации, интерпретируемые как тела с существенно повышенной плотностной дифференциацией горных пород.

Пространственное распределение особых точек Эйлера, рассчитанных в программном обеспечении Geosoft Oasis Montaj<sup>TM</sup>, свидетельствует о выраженной плотностной неоднородности горных пород в пределах исследуемой территории до глубин 8 км и более.

В северной части Шахпахтинской ступени гравивозмущающие объекты ориентированы преимущественно в северо-восточном направлении. В южной части ступени и в Ассакеауданском прогибе наблюдаются субмеридиональные и северо-западные простирации. Для ЦУСД характерно устойчивое северо-западное направление аномалий.

Максимальное количество точек Эйлера по поверхности гравивозмущающих тел концентрируется в Ассакеауданском прогибе на срезах глубин 1000-2000м, в ЦУСД-4000-5000м и на Шахпахтинской ступени - 6000-7000м. Глубже различия в глубинах залегания точек Эйлера значительно нивелируются.

В пределах ЦУСД наблюдается совпадение глубин залегания гравитационно-и магнитовозмущающих масс, приуроченных к поверхности фундамента, определённой по данным сейсморазведки МОГТ-2D [134].

В Ассакеауданском прогибе верхняя кромка гравитационных масс приурочена к III (кровля юрских отложений) отражающему горизонту, фиксирующему переход от слабоконсолидированных нижнемеловых пород к верхнеюрским. Магнитные массы здесь достигают глубин 8–10 км, соответствую

уровню залегания фундамента, сложенного породами основного и ультраосновного состава.

На Шахпахтинской ступени верхняя кромка магнитовозмущающих масс погружается на глубины 8-12 км, в то время как гравивозмущающие объекты заглублены до 6,0-7,0 км. Подобный характер их распределения демонстрирует разницу в глубинах залегания образований фундамента и промежуточного структурного этажа.

Следовательно, можно говорить, что в Шахпахтинской ступени верхние кромки грави- и магнитовозмущающих масс выделяются максимальной заглубленностью.

В свою очередь данное обстоятельство свидетельствует в пользу большой суммарной мощности отложений осадочного чехла и ПСЭ на Шахпахтинской ступени, что однозначно выдвигает данный элемент в разряд перспективных на обнаружении скоплений УВ.

Сделанное утверждение подтверждается данными аэрогамmasпектрометрии, обработанными и проинтерпретированными по методу нормализации тория в программном обеспечении COSCAD.

Учитывая характерно низкие содержания калия и урана над нефтегазовыми залежами, было выделено 15 площадей с пониженной радиоактивностью, т.е. с низкими изоконцентрациями калия и сниженным содержанием урана. Основная их часть приурочена к Шахпахтинской ступени.

Кроме того, об увеличенных перспективах нефтегазонности данной ступени свидетельствуют результаты интерпретации и моделирования данных аэромагниторазведки в регионе исследований в программном обеспечении Oasis Montaj [131], выполненные с целью выявления зон и площадей неоднородных по магнитным свойствам горных пород.

Осуществлена попытка увязать глубину и характер распространения магнитоактивного слоя с площадями, перспективными на обнаружение скоплений углеводородов (УВ) с использованием трансформант аналитический сигнала магнитная анизотропия, автотрассирование осей аномалий магнитного поля, увеличенные значения напряженности отрицательных аномалий  $\Delta T_a$  горизонтального и вертикального градиентов магнитного поля, минимальные значения трансформанты TDR этого поля [131, 132].

Полученные результаты комплексной интерпретации трансформант гравитационного и магнитного полей, данными аэрогамmasпектрометрии, обработанными и проинтерпретированными по методу нормализации тория однозначно свидетельствуют о перспективах нефтегазонности локальных структур Утежан, Кожантай, Сев.Кожантай, Отынши с учетом благоприятных историко-геологического, структурного и литофациального факторов [134].

## **7. ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ДИСТАНЦИОННОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ АНОМАЛИЙ ПРИ ПОИСКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ**

### **7.1 Введение (обоснование включения в рациональный комплекс)**

Дистанционные измерения температуры земной поверхности в инфракрасном диапазоне, осуществляемые с самолетов и космических аппаратов, для геологических целей представляют особый интерес, т.к. отличаются оперативностью, значительной обзорностью и мгновенной регистрацией теплофизических характеристик на больших площадях [70].

В основу проведенных исследований положены результаты обработки числовых данных ИК-съемки по ЦУСД и в юго-восточной части Южно-Мангышлак-Устюртской системы прогибов, выполненные ТОО «КазЗарубежГеология» в 2019 г [191].

При обработке и интерпретации данных дистанционной ИК-съемки решены следующие задачи:

- выбор снимков, анализ их качества (время года и суток, облачность и др.), первичная обработка, т.е. создание мозаики из нескольких сцен по каждому тепловому каналу, выравнивание уровней съемок и т.п.;

- подготовка числового массива в различных форматах для обработки в программных комплексах, выделение параметров теплового поля, отображающих геотехнические элементы строения;

- пересчет поля в нижнее полупространство, построение: а) горизонтальных срезов теплового поля на различных уровнях; б) вертикальных разрезов поля, вычисление по методу анизотропных преобразований, анализ и интерпретация полученных данных.

В основу проведенных исследований положены результаты обработки числовых данных ИК-съемки по ЦУСД и в юго-восточной части Южно-Мангышлак-Устюртской системы прогибов, выполненные ТОО «КазЗарубежГеология» в 2019г [191].

### **7.2. Теоретические и практические аспекты применения инфракрасной съемки**

В центральной и южной частях Устюртского региона для прогноза нефтегазоперспективных площадей была использована ИК-съемка в дальнем спектре (8-14 мкм). Поскольку, именно в этой области длин волн распространяется собственное тепловое излучение объектов земной поверхности, а полученные данные широко используются при решении различных геологических задач.

ИК-съемка была выполнена летом, в предутренние часы и в безоблачное время, когда практически исключается солнечно-тепловая инерционная составляющая, а также температурное влияние увлажненной почвы, зеленой растительности. Кроме того, ослабевает влияние рельефа местности и сильнее проявляются собственные излучения геологических объектов за счет разгрузки

внутреннего тепла земных недр через ослабленные (трещиноватые) зоны, создавая тепловые аномалии [106, 122].

Для изучения теплового поля были использованы числовые данные съемок с космического аппарата MODIS спутника Terra. Для обработки теплового поля было выбрано 7 спектральных каналов в диапазоне длины волн от 9.58 до 14.385 мкм.

Обработка числовых данных проведена в программах Erdas, ArcGIS и COSCAD.

Первоначально с использованием программы ArcGIS по каждому выбранному каналу был выбран фрагмент в виде прямоугольника, соответствующего площади исследования. Затем из всех каналов и сцен были получены средние значения, которые в дальнейшем использовались для математической обработки [133].

Учитывая большие размеры территории исследований, было проведено разделение теплового поля на две составляющие с применением энергетической фильтрации и максимизацией энергетического отношения сигнал/помеха.

В результате были получены региональная и локальная составляющие теплового потока, играющие важную роль при решении нефтегазопоисковых задач.

Однако слабые, зачастую соизмеримые с аппаратурными и природными помехами, аномалии теплового потока и температур, связанные с тектоническими нарушениями и геодинамическими зонами, традиционными визуальными способами выделяются с трудом.

В целях решения этой проблемы для усиления полезного сигнала был применен метод анизотропных преобразований полей (МАП), основанный на фильтрации с перебором направлений и последующим выделением коррелируемой составляющей теплового поля, что позволяет по данным одного и того же теплового космоснимка, в зависимости от принятых параметров обработки, выделять протяженные аномалии различных порядков.

Анизотропные преобразования подразумевают использование неизометричных номограмм для выделения (или подавления) аномалий заданной ориентации. В каждой точке вычисления выполняются с изменением направления фильтра с заданным шагом угла.

В итоге, с применением МАП были выделены протяженные аномалии теплового поля, позволившие в зависимости от выбранных параметров обработки, проследить и закартировать различные крупные структурные элементы региона исследований.

Достаточно четкая коррелируемость анизотропных трансформант с особенностями геологического строения подтверждается их сопоставлением с результатами структурных построений по сейсмическим и другим геологическим данным [133].

### 7.3 Прогноз перспективных площадей по данным теплового потока

В региональном плане территории Южно-Мангышлак-Устюртской системы прогиба обособляется относительно высоким эндогенным геотемпературным режимом. Так, на «Схеме геотермического районирования территории СССР» (1:10 000 000, 1983 г.) район исследования относится к области эволюционного накопления тепла под чехлом слаболитифицированных теплоизолирующих осадков со средней плотностью теплового потока около 50 мВт/м<sup>2</sup> и температурой на глубине 10 км около 300°C [76, 87].

Мезокайнозойские отложения [189] представлены слабо дислоцированными, субгоризонтально залегающими рыхлыми породами, характеризующимися различной водонасыщенностью и теплофизическими свойствами. Основным теплоносителем в этих толщах являются пластовые воды, повсеместно распространённые по региону. Их наличие обуславливает сложный и напряжённый термический режим, способствующий аккумуляции эндогенного тепла в геологических структурах исследуемой территории.

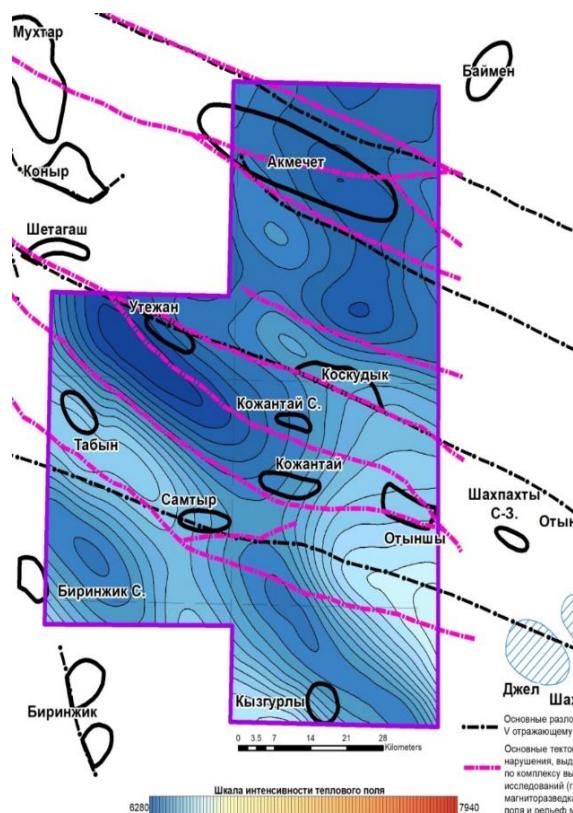


Рис. 45 – Карта региональной составляющей теплового поля  
Масштаб 1:500 000. Площадь 6200 кв.км

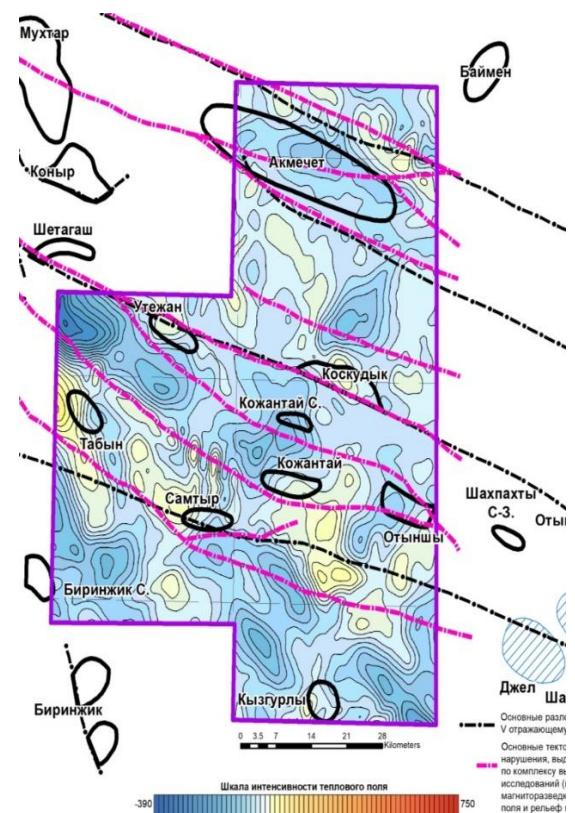


Рис. 46 – Карта локальной составляющей теплового поля  
Масштаб 1:500 000. Площадь 6200 кв.км

На карте региональной составляющей теплового поля плане (рис. 45) ЮМУСП обособляется превалированием минимальных значений температурных аномалий (6163-6463 мВт/м<sup>2</sup>) и только на западе, юго-западе (район локальных структур Табын и Самтыр) и юго-востоке (район локальной структуры Отынши) и далее в направлении месторождений УВ Шахпахты и Джел (в узбекской части

Южно-Устюртского региона) наблюдается рост значений плотности тепловых потоков до 6496- 6525 мВт/м<sup>2</sup>.

Наблюденное из космоса тепловое поле ЮМУСП характеризуется достаточно сложной структурой и, в целом, характеризуется следующими значениями плотности теплового потока. Для Ассакеауданского прогиба они изменяются в пределах 6162.9-6713.3 мВт/м<sup>2</sup>, на Шахпахтинской ступени – составляют 6106.4-6608.5 мВт/м<sup>2</sup> и в ЦУСД приобретают значения от 6237.7 до 6462.4 мВт/м<sup>2</sup>.

Очевидный интерес вызывает факт согласованности ориентации (в северо-западном направлении) относительных максимумов и минимумов теплового потока с простиранием палеозойских тектонических структур [189], а также с крупными поднятиями и прогибами в рельефе поверхности фундамента.

Отсюда, не исключается факт корреляции минимумов геотемпературного поля с зонами глубокого погружения фундамента, развития мощных толщ осадочного чехла и палеозойских образований, могущих пространственно совпадать с контурами палеозойской рифтовой системы.

На этом фоне зоны высоких значений градиентов региональной составляющей теплового поля картируют районы резкой смены теплофизических характеристик пород разреза, обычно связанные с региональными разломами. Эти зоны имеют преимущественно северо-западное простижение, хотя встречаются субмеридиональное и иные простирания [134].

Для анализа распределения теплового поля в разрезе применены процедуры пересчета теплового поля в нижнее полупространство. На рисунках 48 и 49 изображены горизонтальные срезы теплового поля на глубинах соответственно 1500 м и 2500 м. На рисунке 47 [191] представлены еще два разреза, один – вкрест месторождения Шахпахты, другой – в меридиональном направлении через весь участок по линии регионального сейсмического профиля 04888901.

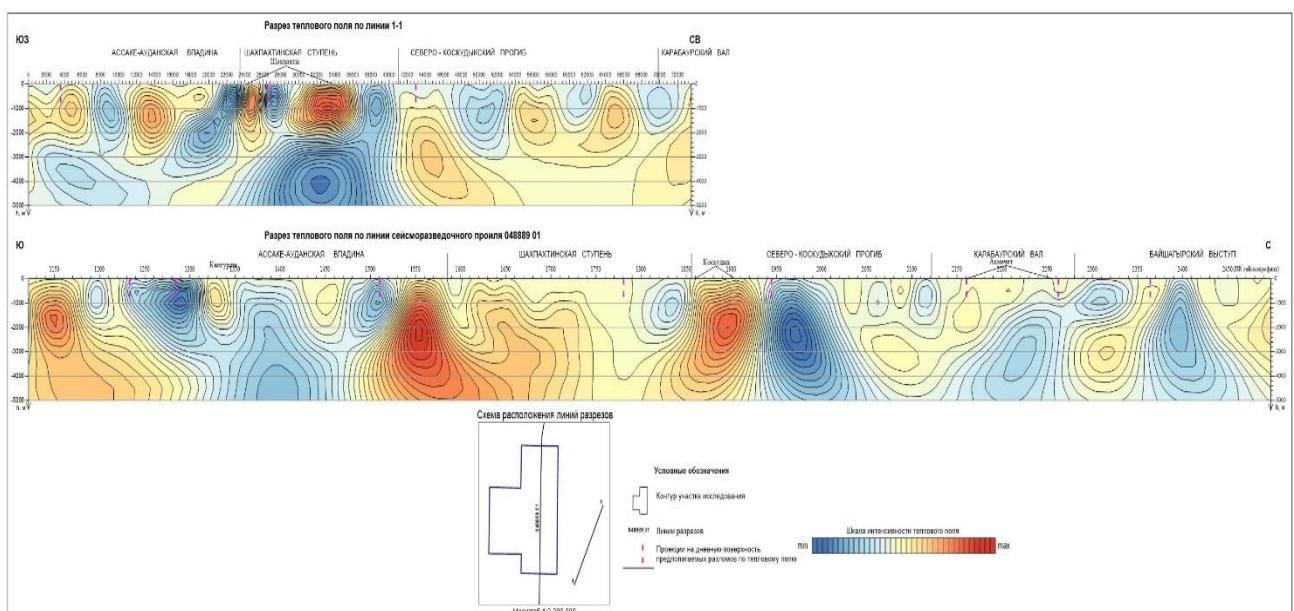


Рис.47 – Разрезы теплового поля (по данным Мершевой С.Г. и Петровского В.Б., 2019)

Полученные сведения демонстрируют ситуацию, в соответствие с которой каждый крупный региональный тектонический элемент в геотермических полях проявляется себя по-своему.

На карте локальных аномалий (рис. 46) и картах теплового поля, пересчитанного в нижнее полупространство на уровне 1 500 м и 2 500 м присутствует ряд объектов, не подчиненных указанному тренду и имеющие тенденцию к увеличению размеров с глубиной (рис. 48 и 49). Особенно это видно на карте, полученной путем разложения на составляющие с использованием алгоритма энергетической фильтрации (локальные структуры Самтыр, Отынши, Кожантай, Северный Кожантай и др.) [133].

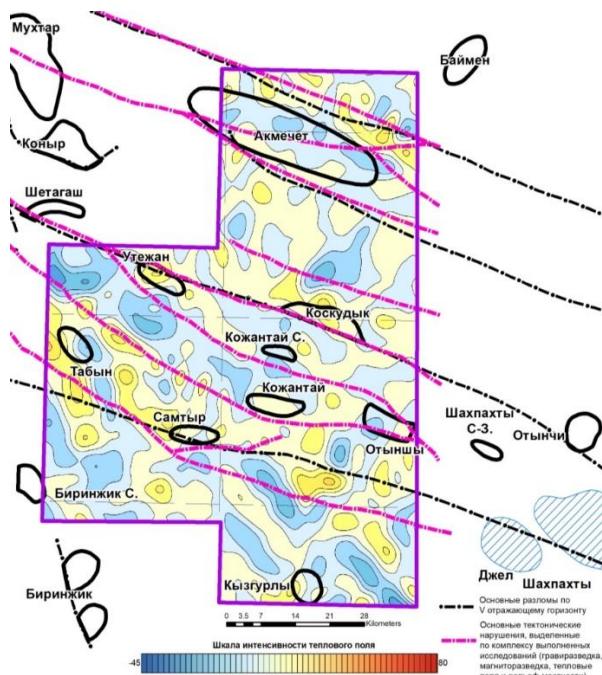


Рис 48 – Карта теплового поля, пересчитанного в нижнее полупространство. Срез на уровне 1 500 м

Масштаб 1:500 000. Площадь 6200 кв.км.

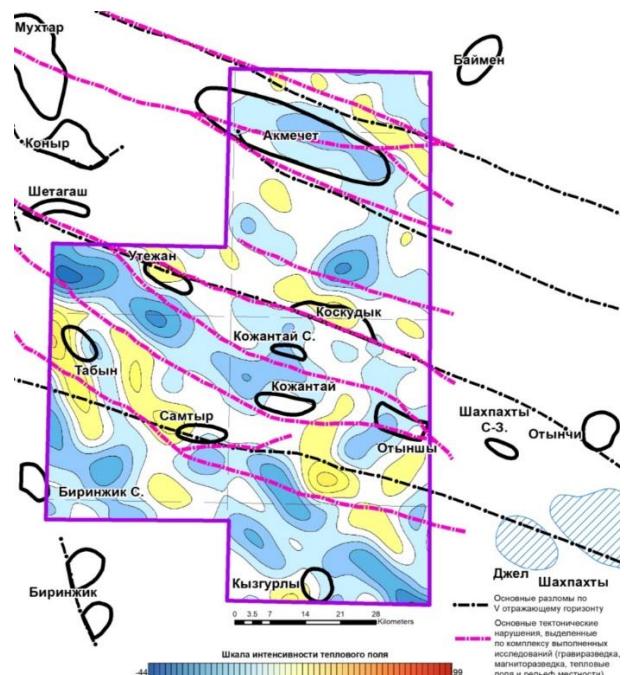


Рис 49 – Карта теплового поля, пересчитанного в нижнее полупространство. Срез на уровне 2 500 м

Генезис этих аномальных объектов может быть связан с изменениями теплофизических свойств осадочных пород в чехле, но могут быть также быть обусловлены с активными тектоническими нарушениями [51, 125], по которым из недр осуществляется тепломассоперенос и миграция глубинных флюидов [129].

Для подтверждения данного предположения необходимо провести детальный анализ данных геофизических исследований, включая результаты каротажа и бурения по существующим скважинам. В дальнейшем, к этому комплексу следует добавить интерпретацию материалов сейсморазведки методом общей глубинной точки (МОГТ), а также данные АГСС, гравиразведки и магниторазведки. Совместное использование этих методов позволит получить более полное представление о геологическом строении, теплофизических свойствах пород и

характере распространения пластовых вод, что существенно повысит точность прогноза термического режима и геотермального потенциала региона [134].

Подобный опыт комплексирования показал свою эффективность по Северо-Устюртскому региону [135].

Примечателен факт пространственной приуроченности большинства локальных структур, ранее выделенных по данным сейморазведки МОГТ-2D, к протяжённым аномалиям теплового поля. Так, структуры Утежан, Отынши, Самтыр, Кожантай, Кызгурлы, Табын, Коскудык и другие располагаются в пределах осей устойчивых положительных температурных аномалий (см. рис. 48 и 49). Данная закономерность может свидетельствовать о глубинной связи между структурными неоднородностями и каналами тепломассопереноса, обусловливающими аккумуляцию эндогенного тепла. Это подтверждает перспективность указанных структур для дальнейшего геотермального изучения и возможного использования в целях теплоэнергетики или бальнеологии [133].

Месторождения Шахпахты и Джел, разведанные в узбекской части Южно-Устюртского региона, в плане также приурочены к таким аномалиям. Подобная закономерность была отмечена ранее и в других нефтегазоносных бассейнах [33, 52, 84, 101], что дает основание использовать полученные результаты в качестве поискового критерия при планировании геологоразведочных работ, интерпретации и моделировании по комплексу геолого-геофизических данных.

При этом важно учитывать, что относительно пониженные протяженные отрицательные аномалии теплового поля, вероятно, картируют тектонические нарушения, по плоскостям которых преобладает нисходящая инфильтрация поверхностных вод. Эта информация может быть полезной при размещении сейсмических профилей, а в будущем – скважин.

#### **7.4. Структурно-тепловые, гравимагнитные и радиогеохимические модели**

Ассакеауданский прогиб. В целом, до глубин 5 км выделяется обширной областью пониженных геотермических аномалий с небольшими локальными максимумами в верхней части разреза до глубин 2,0 км, обособляющихся в районе локальной структуры Казгурлы и к северу от последней (рис. 47).

Подобная картина свидетельствует в пользу того, что этот прогиб выполнен породами с низкими теплофизическими свойствами и относительно изотропными по своему геологическому строению. Последнее подтверждается минимальными значениями трансформант модулей горизонтального и вертикального градиентов гравитационных аномалий Буге, локальными отрицательными гравитационными аномалиями (пересчитанных в верхнее полупространство на высоту 2,5 км), автотрассированием осей аномалий  $\Delta T_a$  магнитного поля, пониженными значениями трансформанты TDR ( Табл.5).

Таблица 5. Статистика по значениям трансформант аномального магнитного и гравитационного, теплового и радиогеохимических полей

Потенциальные поля	Трансформанты	Тектонические элементы		
		Ассаке-Ауданский прогиб	Шахпахтинская ступень	Центрально-Устюртская система дислокаций
Поле геомагнитных аномалий	Аномальное магнитное поле, приведенное к полюсу, нТл	от 100 до 300	от -50 до 100	от 100 до 400
	Аналитический сигнал, нТл/м	от 0 до 0.005	от 0.005 до 0.008	от 0.002 до 0.02
	Угол наклона вектора градиента TDR, радиан	от 0 до 1.560	от -1.567 до 0	от -1.200 до 1.560
	Вертикальный градиент аномального магнитного поля, нТл/м	от -0.002 до 0.006	от 0 до -0.006	от -0.01 до 0.01
	Модуль горизонтального градиента магнитного поля, нТл/м	от 0 до 0.006	от 0 до 0.002	от 0.002 до 0.010
	Анизотропная трансформанта, акцент максимумов градиента аномального магнитного поля, усл.ед	от 0 до 0.002	от 0 до 0.0005	от 0 до 0.002
	Автотрассирование осей аномалий магнитного поля, усл.ед	от -0.5 до 1	от -3 до 0.5	от -5 до 5
Поле гравитационных аномалий	Модуль горизонтального градиента гравитационных аномалий Буге, мГал/м	от 0 до 0.0015	от 0 до 0.0015	от 0 до 0.0033
	Модуль вертикального градиента гравитационных аномалий Буге, мГал/м	от -0.002 до 0.001	от -0.001 до 0.001	от -0.003 до 0.004
	Локальные гравитационные аномалии (пересчет в верхнее полупространство на высоту 2,5 км), мГал	от -3 до 1	от -1.5 до 3	от -2 до 8
	Анизотропная трансформанта, акцент	от 0.1 до 0.46	от 0.1 до 0.48	от 0.1 до 0.50

Потенциальные поля	Трансформанты	Тектонические элементы		
		Ассаке-Ауданский прогиб	Шахпахтинская ступень	Центрально-Устюртская система дислокаций
	максимумов аномалий силы тяжести, усл.ед			
Поле тепловых аномалий	Тепловое поле по данным космической съемки	от 6162.9 до 6713.3	от 6106.4 до 6608.5	от 6237.7 до 6462.4
	Карта региональной составляющей теплового поля	от 6297.8 до 6601.5	от 6283.1 до 6543.4	от 6319.8 до 6395
	Карта локальной составляющей теплового поля	от -182.2 до 152.8	от -211.2 до 64.8	от -65 до 69
	Теплового поля, пересчитанный в нижнее полупространство. Срез на уровне 1500м	от -17.2 до 16.6	от -17.9 до 12.6	от -10.5 до 12.6
	Теплового поля, пересчитанный в нижнее полупространство. Срез на уровне 2500м	от -20.8 до 20.9	от -22.2 до 12.1	от -8.9 до 9.8
Поле радиогеохимических аномалий	Содержание калия (K), %	от 0.5 до 1.3	от 0.4 до 1.3	от 0.6 до 1.3
	Содержание тория (Th), ·10-4%	от 1.4 до 4.0	от 1.4 до 4.0	от 1.5 до 4.0
	Содержание урана (U), ·10-4%	от 1.5 до 3.5	от 1.0 до 3.0	от 1.1 до 3.1
	Мощность экспозиционной дозы гамма-радиоактивности (ОК), нГр/ч	от 16.6 до 38.2	от 13.9 до 36.5	от 16.7 до 37.2
	Соотношения U/K, усл.ед.	от 1.7 до 4.1	от 1.6 до 3.7	от 1.7 до 3.5
	Соотношения K/Th, усл.ед.	от 2.1 до 3.3	от 2.4 до 3.3	от 2.5 до 3.3
	Соотношения U/Th, усл.ед.	от 0.6 до 2.0	от 0.7 до 2.3	от 0.7 до 2.0

В Ассакеауданском прогибе верхняя кромка гравивозмущающих масс выделяется на срезах глубин 1 000-2 000 м, приурочена к III (реперный горизонт на границе нижнего мела и кровле верхней юры) отражающему горизонту (по данным сейсморазведки МОГТ-2D) и отражает переход неконсолидированных и слабо консолидированных нижнемеловых пород к верхнеюрским отложениям [134].

Верхняя кромка магнитовозмущающих масс здесь опускается до глубин 8-10 км, что соответствует глубинам залегания пород фундамента (по данным сейсморазведки МОГТ-2Д) и отображает уровень максимального распространения пород основного и ультраосновного состава в составе образующих его пород [131].

Пространственное расположение особых точек Эйлера в гравитационном поле, рассчитанных в программном обеспечении Geosoft Oasis Montaj<sup>TM</sup>, указанная аномалия свидетельствует о наличии глубинной плотностной неоднородности, простирающейся до глубин порядка 8 км, что может отражать переход от осадочного чехла к более плотным образованиям промежуточного структурного этажа или фундамента. Глубже различия в глубинах залегания точек Эйлера по плотностным неоднородностям существенно нивелируются [132].

По данным АГСС в Ассакеуданском прогибе выделены 4 аномальные зоны с относительно пониженным фоном общей радиоактивности; низкими изоконцентрациями калия; пониженными содержаниями урана по отношению к фоновым значениям (табл.5). Образование этих зон связывается с эффектом микропросачивания УВ по регматической сети разломов и системам макротрециноватости и косвенно может указывать на присутствие скоплений УВ [130].

Шахпахтинская ступень. Наличие положительных аномалий в тепловом поле, по-видимому, отражает преобладание пород с повышенными значениями теплопроводности, что характерно для плотных магматических или метаморфических образований (рис. 47, табл.5).

На разрезе, пересекающем газовое месторождение Шахпахты, разведенном в Узбекской части Устюрта, наблюдается мощная относительно отрицательная аномалия до глубин 3 000 м, осложненная в верхней части разреза двумя положительными аномалиями с максимальными глубинами 2 200-2 500 м (рис.47).

Согласно данным литературных источников [22, 47, 128], крупные скопления природного газа, как правило, характеризуются относительно пониженными аномалиями теплового поля. В то же время положительные аномалии, наблюдаемые в верхней части разреза, могут быть обусловлены зонами повышение плотности пород, выполняющими роль эффективной покрышки. Впрочем, такая интерпретация тепловых аномалий требует дополнительного изучения в процессе комплексного анализа, включая данные высокоточной гравиразведки, сейсморазведки и бурения.

Как и в Ассакеуданском прогибе, на Шахпахтинской ступени обособляются пониженные значения трансформант модулей горизонтального гравитационных аномалии Буге и гемагнитного поля, пониженными значениями трансформант аналитического сигнала, магнитной анизотропии, автотрассирования осей аномалий магнитного поля [134]. В сумме эти характеристики свидетельствуют о выдержанности по простиранию комплексов пород.

Однако, в отличии от Ассакеауданского прогиба на Шахпахтинской ступени выявлены увеличенные значения вертикального градиента гравитационных аномалий (табл.5), что косвенным образом может указывать на повышенную изменчивость пород по вертикали.

К другим характеристикам геофизических потенциальных полей можно будет отнести слабо- и умеренно интенсивные локальные положительные и отрицательные аномалии Буге (пересчитанные на высоту 2,5 км) и повышенные значения напряженности отрицательных аномалий  $\Delta T_a$ . Здесь наблюдаются промежуточные значения трансформант горизонтального и вертикального градиентов и минимальные значения трансформанты TDR магнитного поля (табл.5) [134].

Верхняя кромка магнитовозмущающих масс прослеживается на глубинах 8-12 км, тогда как гравимагнитовозмущающие объекты локализуются на глубинах порядка 6,0-7,0 км. Очевидно, такое различие в характере их пространственного распределения отражает разницу в глубинах залегания структурных элементов фундамента и промежуточного этажа земной коры [131].

Следовательно, можно говорить, что в пределах Шахпахтинской ступени верхние границы плотных и магнитоактивных масс характеризуются наибольшими глубинами залегания среди рассматриваемых структур региона.

В свою очередь данное обстоятельство свидетельствует в пользу большой суммарной мощности отложений осадочного чехла и промежуточного структурного этажа на Шахпахтинской ступени, что однозначно выдвигает данный элемент в разряд перспективных на обнаружении скоплений УВ.

На данной ступени, по данным АГСС на дневной поверхности выявлено максимальное количество зон (9 из 15 в Южно-и Центрально-Устюртском регионах) с аномально низким содержанием калия и урана по отношению к фоновым значениям, что может свидетельствовать о повышенных перспективах нефтегазоносности локальных структур Шахпахтинской ступени [130].

Центрально-Устюртская система дислокаций. Повсеместно характеризуется повышенными значениями локальных гравитационных аномалий, пересчитанных в верхнее полупространство на высоту 2,5 км. Эта система дислокаций характеризуется промежуточными значениями горизонтального и вертикального градиентов гравитационных аномалий Буге (табл.5).

ЦУСД картируется по повышенным значениям трансформант аналитического сигнала, магнитной анизотропии, горизонтального градиента магнитного поля, а также по максимальным значениям трансформант вертикального градиента и углов наклона вектора градиента TDR магнитного поля. Дополнительное подтверждение его выраженности получено на основе результатов автотрассировки осей магнитных аномалий  $\Delta T_a$  [131].

В комплексе значения трансформант гравитационного и геомагнитных полей могут свидетельствовать об увеличенной латеральной и вертикальной неоднородности пород, формирующих Центрально-Устюртскую систему дислокаций.

Максимальное количество точек Эйлера по поверхности гравиактивных объектов концентрируется на срезах глубин -4 000-5 000 м.

Наблюдаются совпадения глубин залегания грави- и магнитовозмущающих масс, установлена их приуроченность к поверхности фундамента, выделяемой по данным сейсморазведки МОГТ-2D [131, 132].

По данным АГСС в ЦУСД выявлены 2 зоны с относительно пониженным фоном общей радиоактивности; низкими изоконцентрациями калия и пониженными содержаниями урана по отношению к фоновым значениям [130].

Вместе с тем, ЦУСД характеризуется повышенной деформированностью осадочных комплексов пород, не способствующих консервации скоплений УВ.

На основании вышеизложенного, можно рекомендовать сконцентрировать фокус внимания на проведение геологоразведочных работ на локальных структурах Шахпахтинской ступени, в пределах которой отмечаются глубокое погружение фундамента, наличие мощных толщ осадочного чехла и промежуточного структурного этажа, выявленные увеличенные положительные аномалии теплового поля.

Полученные результаты комплексной интерпретации данных по тепловому полю и трансформантам гравитационного и магнитного полей, данных аэрогамmasпектрометрии, обработанных и проинтерпретированных по методу нормализации тория, свидетельствуют в пользу перспектив нефтегазоносности локальных структур Утежан, Кожантай, Сев.Кожантай, Отынши с учетом благоприятных историко-геологического, структурного и литофациального факторов (табл.5) [134]. С учетом полученных результатов, на этих структурах рекомендуется постановка сейсморазведки МОГТ-3D и проведение глубокого поискового бурения с обязательным вскрытием отложений промежуточного структурного этажа.

## 7.5. Заключение

По результатам обработки данных ИК-съемки с использованием процедур разделения полей на региональную и локальную составляющие, построены цифровые модели распределения плотности теплового потока.

Путем применения МАП по региональной составляющей выделены разломы, по локальной составляющей установлена закономерная приуроченность в плане положительных аномалий теплового поля к локальным структурам по юрским отложениям, ранее выявленным по сейсморазведке МОГТ-2D.

В целом, данные, полученные по результатам обработки теплового поля, можно использовать в качестве поисковых критериев при поисках скоплений УВ в южной части Устюртского региона.

Результаты комплексного анализа теплового, гравитационного, геомагнитного и радиохимических полей позволили изучить поведение и характеристики тектонических нарушений, высказать некоторые суждения о глубине залегания грави- и магнитовозмущающих масс, степени геологической неоднородности крупных геоструктур, проследить характер проявления локальных структур в геофизических полях.

В региональном гравитационном, геомагнитном и тепловом полях довольно четко обосновывается Шахпахтинская ступень с относительно повышенным тепловым полем на отдельных локальных структурах и имеющая продолжение на узбекской части этой ступени, где в юрских отложениях разведаны крупные газовые месторождения Шахпахты и Джел. Шахпахтинская ступень ограничена глубинными разломами, выделенными по градиентам аномалий региональных геофизических полей. В северо-западном направлении трассируются три крупных региональных разлома. На юго-восточном фланге этих разломов разведаны газовые месторождения Шахпахты и Джел. На западном фланге – обосновываются близкие по геологическому строению локальные структуры Отынши, Кожантай, Северный Кожантай, Утежан и др.

При наличии хорошей покрышки пород в верхней части разреза эти локальные структуры можно считать перспективными в отношении локализации скоплений углеводородов. Все вышеназванные критерии дают основание рекомендовать локальные структуры Шахпахтинской ступени к первоочередному изучению.

Ассакеауданский прогиб отличается большой мощностью осадочных пород, которые формируют по большей части нефтематеринские свиты. Разломы, нарушающие целостность геологических формаций этого прогиба, рассматриваются как проводящие каналы для миграции углеводородов, глубинных флюидов и тепломаасопереноса.

Сделанное утверждение подтверждается данными аэрогаммаспектрометрии, обработанными и проинтерпретированными по методу нормализации тория. Всего в регионе исследований выделены 15 аномальных зон, 9 из которых расположено на Шахпахтинской ступени, 2 на ЦУСД и 4 в Ассакеауданском прогибе. Аномальные зоны имеют низкие значения изоконцентраций калия и пониженное содержаниями урана по отношению к фоновым значениям и рассматриваются в качестве индикативного критерия возможного присутствия скоплений УВ.

Осуществлена попытка увязать глубину и характер распространения магнитоактивного слоя с площадями, перспективными на обнаружение скоплений углеводородов (УВ) с использованием трансформант аналитический сигнала магнитная анизотропия, автотрассирование осей аномалий магнитного поля, увеличенные значения напряженности отрицательных аномалий  $\Delta T_a$ , горизонтального и вертикального градиентов магнитного поля, минимальные значения трансформанты TDR этого поля.

Полученные результаты комплексной интерпретации трансформант гравитационного и магнитного полей, данных аэрогаммаспектрометрии, обработанными и проинтерпретированными по методу нормализации тория, однозначно свидетельствуют о перспективах нефтегазоносности локальных структур Утежан, Кожантай, Сев.Кожантай, Отынши с учетом благоприятных историко-геологического, структурного и литофаильного факторов.

В комплексе опережающие геофизические методы послужат надежной основой для обновления и детализации геологической и структурно-

тектонической моделей территории исследования с привлечением существующей информации о пространственном размещении уже известных месторождений и нефтегазопроявлений, которые могут быть положены в основу проектирования геологоразведочных работ по поискам и разведке новых скоплений УВ.

## **8. ПРИМЕНЕНИЕ РАЦИОНАЛЬНОГО КОМПЛЕКСА ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПРИ ПОИСКАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ**

### **8.1 Общие подходы к интерпретации и моделированию**

#### **8.1.1 Классификация данных по аэрогаммаспектрометрии**

Как отмечалось выше при поисково-разведочных работах на нефть и газ наличие микроскопических просачиваний углеводородов рассматривается как прямой признак нефтегазоносности. По данным ряда исследований [140, 141, 144, 148, 170] над потенциально продуктивными структурами наблюдается снижение фонового гамма-излучения с формированием ореола повышенной активности, что позволяет выделить перспективные участки.

С учётом вышеуказанных признаков, в среде **ArcGIS (Model Builder)** была реализована интеграция ГИС-технологий с методами статистического и пространственного анализа на платформе **IP Seismic** (модуль **SOM\_Clustering Seis plug-in**). Это позволило выявлять корреляции между наборами аэрогаммаспектрометрических данных (АГСС), обнаруживать скрытые закономерности кластеризации, а также выполнять визуализацию результатов в форматах 1D и 2D для обоснования локализации перспективных объектов.

Для учёта влияния геоморфологических, ландшафтных и почвенных факторов на распределение радиоэлементов использовались спутниковые снимки с разрешением  $25 \times 25$  м и топографические карты. В качестве исходных данных применён космоснимок **GeoEye** (формат **GeoTIFF**), актуальный на 2019 год, из базы **Esri**, в системе координат **WGS**.

В рамках исследования были построены цифровые модели содержания радиоактивных элементов – калия, тория и урана. На их основе сформирована **самоорганизующаяся карта** с применением нейросетевого подхода, отображающая пространственные изменения гамма-активности. Эти данные существенно дополнили традиционные геолого-геофизические сведения и повысили информативность интерпретации.

На первом этапе данные АГСС были обработаны методом нормализации по торию с использованием ПО **COSCAD-3D** [130]. Затем полученные цифровые модели концентраций радиоэлементов были интегрированы в **Model Builder** (инструмент ПО ArcGIS типа ArcMap, ArcGIS Pro) для визуального конструирования, автоматизации и управления геопроцессами), где значения из растров извлекались с шагом 500 м и преобразовывались в точечные объекты.

На основании кластерного анализа территория Южного Устюрта была разделена на восемь статистически однородных классов, отличающихся сочетанием концентраций калия, урана и тория (рис. 50). Все классы (0-8) выявлены в пределах исследуемых структур, при этом вдоль тектонических разломов прослеживаются чёткие границы между ними, что указывает на

блоковую неоднородность фациального состава и вариативность насыщенности радиоэлементами по тектоническим контактам.

Анализ пространственного распределения классов гамма-активности по данным АГСС (рис. 50) позволил дифференцировать нефтегазоперспективность ключевых структур ЮМУСП.

ЦУСД (в составе Карабаурского вала, Бусагинской мульды, структуры Акмечет и др.) характеризуется преимущественным развитием 1 (57%) и 2 (33%) классов (табл.6), что в сумме достигает 90% ее территории и указывает на ее практически однородный и фоновый характер насыщения радиоактивными элементами. В сочетании с интенсивной дислоцированностью и тектонической нарушенностью палеозойских и пермо-триасовых образований, результаты классификаций по содержанию радиоактивного калия, урана и тория свидетельствуют о низких перспективах или бесперспективности структур ЦУСД в отношении газонефтеносности.

Таблица 6. Расчетные значения классов в IP\_Prediction 2D по видам геофизических съемок (в скобках занимаемая площадь в %)

Виды геофизических исследований	Аэрограмма спектрометрия	Гравиметрия	Магнитометрия	Геотермия	Структурные модели
Ассакеауданский прогиб	5 класс (32%) 6 класс (44%)	1-2 классы (75%)	2 класс (34%)	5 класс (32%)	4-5 классы (25%)
Шахпахтинская ступень	6-7 классы (35%) 8 класс (47%)	2 -3 классы (82%)	3-4 классы (47%)	6-7 классы (52%)	5-6 классы – (34%)
Центрально-Устрютская система дислокаций	1 класс (57%) 2 класс (33%)	7 класс (44%) 8 класс (25%)	6-7 классы (67%)	7 класс (25%)	7-8 классы 7-8 классы – (62%)

В Ассакеауданском прогибе преобладают 5-й (32%) и 6-й (44%) классы, отражающие более высокую пространственную дифференциацию и пониженное содержание калия, урана и тория (табл.6). Такие особенности, наряду с благоприятными литофациальными, геохимическими и структурными признаками, позволяют прогнозировать рост нефтегазоносного потенциала Ассакеауданского прогиба.

На Шахпахтинской ступени доминируют 6-7 классы (35%) и 8 класс (47%), охватывающие совокупно 81% её площади (табл. 6).

Наиболее высокие классы приурочены к локальным структурам Кожантай, Отынши, Коскудук, Самтыр и др., что указывает на их повышенную перспективность с точки зрения локализации залежей углеводородов (рис. 50).

Широкий диапазон дифференциации Шахпахтинской ступени по классам содержания радиоактивного калия, урана и тория отражает наличие участков с минимальной и максимальной концентрацией этих элементов. Пространственное распределение классов, учитывающее глубинные разломы и структурно-формационный состав осадочного чехла и промежуточного структурного этажа, свидетельствует о развитии процессов микропросачивания,

миграции и аккумуляции углеводородов в пределах газонефтеперспективных локальных структур данной ступени.

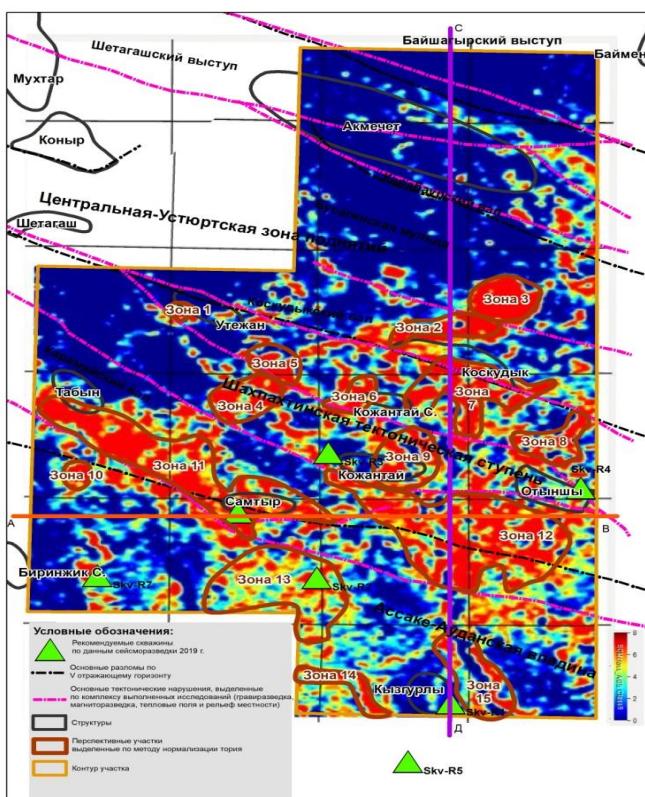


Рис 50 - Распределение классов по содержанию радиоактивных элементов в ЮМУСП, рассчитанных в модуле SOM\_Clustering по данным аэрогамmasпектрометрии. Масштаб 1:500 000. Площадь 6200 кв.км.

Таким образом, интеграция данных АГСС с методами пространственного анализа и статистической классификации позволила установить закономерности распределения радиоактивных элементов и их связь с потенциально продуктивными структурами, формирующимися под воздействием активной углеводородной миграции. Наибольшую перспективность в этом контексте демонстрирует Шахпахтинская ступень, в то время как Ассакеауданский прогиб характеризуется менее выраженными признаками газонефтенакопления.

### 8.1.2 Классификация данных по грави- и магнитометрии

Интеграция ArcGIS (модуль Model Builder) с инверсионно-прогнозным пакетом IP Seismic (SOM\_Clustering Seis plug-in) обеспечила возможность классификации гравиметрических и магнитометрических данных, их визуализации в 1D и 2D форматах, а также провести анализ корреляционных связей с региональной насыщенностью осадочного чехла и промежуточного структурного этажа.

По вертикальному градиенту аномального гравитационного поля ЦУСД проявляет выраженную неоднородность – 7-8 классы охватывают около 69 % её площади. Сходную картину демонстрирует распределение вертикального градиента магнитного поля: классы 6-7 фиксируются на 67 % территории (см. табл. 6).

Интегрированный анализ гравитационных и магнитных аномалий указывает на выраженную анизотропию разреза по плотностным и геомагнитным характеристикам, что отражает насыщенность толщи телами с грави- и магнитовозмущающими свойствами.

Результаты кластерного анализа, в сочетании с высокой степенью дислоцированности и тектонической деформации пород, позволяют охарактеризовать ЦУСД как мало- или бесперспективную в газонефтеносном отношении. Этот вывод подкрепляется пространственным распределением радиоактивных элементов – на большей части территории фиксируются минимальные значения содержания калия, урана и тория.

В отличие от ЦУСД, в пределах локальных структур Шахпахтинской ступени (табл. 6) по вертикальному градиенту гравитационного поля преобладают 2-3 классы (до 82 % площади), а по магнитному – 3-4 классы (47 %). Совокупность этих параметров, наряду с повышенными концентрациями радиоактивных элементов, указывает на более благоприятные условия для накопления углеводородов в осадочном чехле и ПСЭ.

В Ассакеауданском прогибе зафиксированы минимальные значения вертикального градиента гравитационного поля (1-2 классы на 75 % площади) и градиента магнитного поля (2 класс на 34 %), что, вероятно, связано с мощным ортоплатформенным осадочным чехлом (табл. 6). Низкие классы по распределению радиоактивных элементов дополнительно указывают на хорошие экранирующие свойства коллекторов и отсутствие признаков микропросачивания углеводородов.

Анализ пространственной дифференциации гравитационных и магнитных аномалий свидетельствует о закономерном снижении градиентов и их кластерных классов в направлении с юга на север – от тектонически активной и насыщенной аномалиями ЦУСД к более устойчивым структурам Шахпахтинской ступени и далее – Ассакеауданского прогиба.

Таким образом, грави- и магнитовозмущающие объекты проявлены наиболее чётко в пределах ЦУСД, менее контрастны в Шахпахтинской ступени и слабо выражены в Ассакеауданском прогибе, что отражает степень структурной дифференцированности осадочного чехла и его потенциал в нефтегазонефтеносном отношении.

Выявленный геологический феномен отражает переход от интенсивно деформированных складчатых структур к ортоплатформенному осадочному чехлу с уменьшающейся степенью дислоцированности и структурной контрастности. Этот переход чётко коррелирует с тектоническим строением ЮМУСП.

Анализ классификационных данных АГСС, грави и магнитометрии выявил устойчивую обратную корреляцию: высоким классам по вертикальным градиентам гравитационного и магнитного полей соответствуют низкие классы по распределению радиоактивных элементов и наоборот. Данная зависимость может рассматриваться как информативный индикатор нефтегазоносности – повышения содержания радиоактивных элементов сочетаются с зоной пониженных грави- и

магнитных аномалий, что может отражать наличие экранирующих коллекторов и отсутствие глубинных плотностных и магнитных контрастов.

### **8.1.3 Классификация данных по инфракрасной съемке**

Применение нейронных сетей с последующей кластеризацией инфракрасных данных в модуле SOM\_Clustering IP Seismic позволило получить набор 1D и 2D классификаций по локальной составляющей теплового поля для прогноза газонефтеносности объектов ЮМУСП. Эти данные существенно расширили традиционный комплекс геолого-геофизической информации, включая результаты работ Петровского В.Б. (2019) [191].

В ЦУСД удалось классифицировать лишь 25 % территории с присвоением 7 класса (см. табл. 6), что отражает высокую степень эндогенной активности, нестабильный термобарический режим и выраженные тектонические деформации. Такие условия являются неблагоприятными для генерации, миграции и аккумуляции углеводородов. Дополнительным фактором риска выступает повышенная плотность и намагниченность пород, часто ассоциированных с кристаллическим и метаморфическим фундаментом.

В Ассакеауданском прогибе идентифицировано 32 % территории с 5 классом, а на Шахпахтинской ступени – 52 % площади с 6-7 классами (табл. 6). Эти результаты свидетельствуют о более стабильных термических условиях, способствующих образованию и сохранению углеводородных систем.

Установлены важные корреляционные зависимости:

- для Шахпахтинской ступени и Ассакеауданского прогиба наблюдаются прямые связи между геотермическими и радиоактивными аномалиями, а также обратные связи с гравитационными и магнитными аномалиями;
- в пределах ЦУСД, наоборот, выявлены обратные связи между геотермическими и радиоактивными аномалиями и прямые корреляции с аномалиями гравитационного и магнитного полей [78].

Особого внимания заслуживают локальные геотермические аномалии на Шахпахтинской ступени, транслирующиеся на территорию Узбекистана, где в аналогичных структурных условиях в юрских условиях разведаны газовые месторождения Шахпахты и Джел. Это подтверждает перспективность данной структуры для дальнейших поисков углеводородов в пределах ЮМУСП.

### **8.1.4 Классификация данных по структурным моделям**

В рамках исследования ЮМУСП с применением методов искусственного интеллекта выполнена классификация структурных моделей и анализ их корреляций с данными гравиметрии, магнитометрии, геотермии и распределения радиоактивных элементов на дневной поверхности (табл. 6). Результаты визуализированы в форматах 1D и 2D и использованы для оценки газонефтеперспективности локальных структур.

Базой для анализа послужили структурные карты по отражающим горизонтам по материалам Ибрагимова А.А. и др. (2019), Акчулакова А. и др. (2011), а также Година Ю.Н. и Таль-Вирского Б.Б. (1969): горизонт III – граница нижнего мела и кровля верхней юры, горизонт V – подошва юры / кровля перми или триаса,

горизонт «б» – подошва верхней перми / кровля верхнепалеозойских карбонатно-терригенных отложений.

Карты были оцифрованы в ПО Surfer и ArcGIS [45]. Загрузка этих данных в модуль SOM\_Clustering 2D позволила сформировать многослойную модель строения ЮМУСП, отражающую тектонические и литологические особенности, и применимую для прогноза нефтегазоносности.

Анализ классификаций, выполненных на основе структурных карт отражающих горизонтов с применением искусственного интеллекта, позволил выявить существенные различия в строении ключевых структурных единиц ЮМУСП.

ЦУСД характеризуется преобладанием высоких классов (7-8), охватывающих до 62% площади. Это указывает на значительную степень дислоцированности и тектонической фрагментации, связанную с диастрофизмом и метаморфизмом, а также насыщенность интрузивными и эфузивными образованиями. Совокупность этих признаков, дополненная неблагоприятным распределением радиоактивных элементов на дневной поверхности, свидетельствует о низком потенциале углеводородонакопления либо его отсутствии.

На Шахпахтинской ступени фиксируется снижение классов до уровней 5-6 (до 34% площади), что отражает умеренную дислоцированность пород и контрастную выразительность структурного плана отражающих горизонтов. С учётом литолого-формационных, геохимических, палеогеографических и термобарических условий, здесь прогнозируются благоприятные предпосылки для формирования залежей углеводородов как в осадочном чехле, так и в ПСЭ.

Ассакеауданский прогиб демонстрирует наиболее низкие классы (4-5), локализованные на 25% территории, преимущественно в его бортовой зоне. Такая структура предполагает ограниченное развитие локальных структур, однако не исключает возможность наличия углеводородных скоплений в осадочном чехле при дополнительных подтверждающих факторах.

Анализ результатов классификации структурных моделей (табл. 6) выявил прямые корреляционные связи с геотермическими аномалиями и распределением радиоактивных элементов, а также обратные – с гравитационными и магнитными аномалиями для Ассакеауданского прогиба и Шахпахтинской ступени.

В пределах ЦУСД, напротив, установлено соответствие между высокими классами структурной дифференциации и гравимагнитными и геотермическими признаками, при одновременной отрицательной корреляции с распределением радиоактивных элементов. Эти закономерности подтверждают, что Ассакеауданский прогиб характеризуется слабо выраженными тектоническими элементами, тогда как ЦУСД демонстрирует наибольшую структурную сложность.

Полученные результаты обладают прогностической ценностью для уточнения модели геологического строения ЮМУСП и оценки нефтегазоносного потенциала исследуемых структур.

## 8.2 Результаты интерпретации

### 8.2.1 Аэрогамmasпектрометрия

Анализ данных АГСС с применением метода нормализации по торию позволил эффективно подавить фоновые региональные уровни и выделить локальные особенности распределения радиоактивных элементов. На основе нормализованных данных зафиксировано значительное снижение концентраций калия и относительное увеличение урана, что обусловлено литологическим контролем и может служить диагностическим признаком при интерпретации геофизических аномалий (рис. 51, 52).

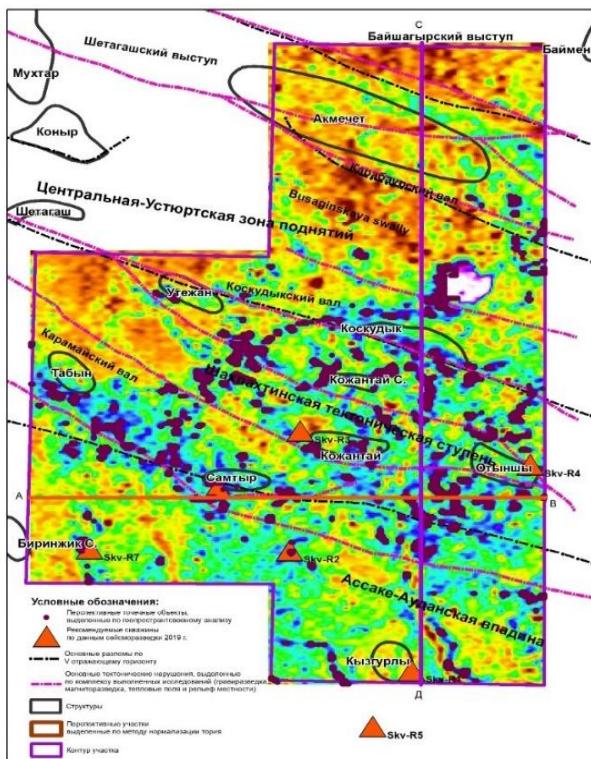


Рис 51 – Расположение перспективных точечных объектов спектрометрии и положение профилей в плане

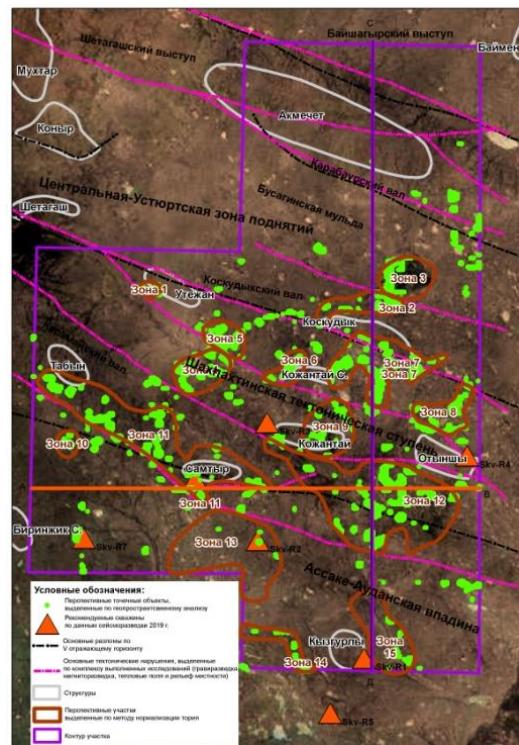


Рис 52 – Расположение перспективных точечных объектов спектрометрии (подложка космофотоснимок)

Масштаб 1:500 000. Площадь 6200 кв.км.

С применением ГИС-технологий (ArcGIS) и модуля SOM\_Clustering комплекса IP\_Seismic в ЮМУСП было выделено 15 площадей с пониженным фоном радиоактивности, характеризующихся низкими концентрациями калия, урана и тория.

Для уточнения пространственного распределения радиоактивных элементов построены взаимно ортогональные геофизические профили А-В и С-Д в модуле IP\_Prediction 2D. На этих профилях Шахпахтинская ступень чётко выделяется зонами с пониженными значениями радиоактивных элементов, что, в совокупности с геотермальными и сейсмическими данными, указывает на потенциально благоприятные условия для формирования скоплений углеводородов.

В противоположность этому, ЦУСД характеризуются повышенными концентрациями калия, урана и тория, что отражает ее интенсивную тектоническую активизацию и высокий уровень метаморфизма пород.

Ассакеауданский прогиб демонстрируют фон промежуточных радиогеохимических аномалий, коррелирующийся с его тектонически сложной структурой.

Примечательно, что выделенные радиоактивные аномалии, как правило, не совпадают с локальными структурами, установленными по данным МОГТ-2D и ранее использованными для бурения. Это может свидетельствовать как о возможном наличии ловушек неструктурного типа, так и о неоптимальном размещении отдельных поисковых скважин.

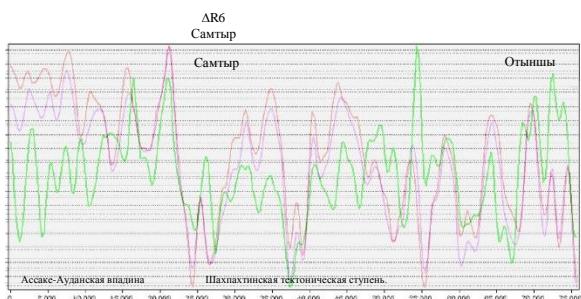


Рис. 53. График содержаний калия (фиолетовый), тория (красный) и урана (зеленый) по профилю А-Б

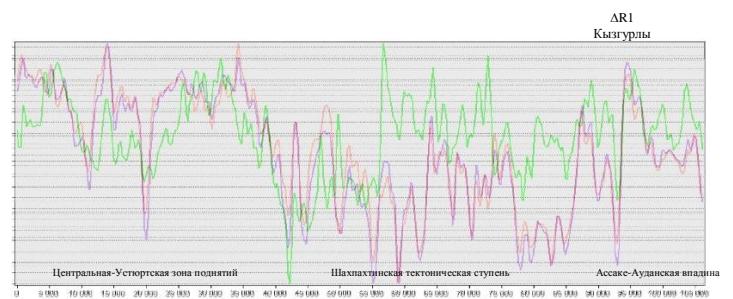


Рис.54. График содержаний калия (фиолетовый), тория (красный) и урана (зеленый) по профилю С-Д

Анализ пространственного распределения радиоактивных элементов (K, Th, U) показал, что экстремально низкие значения их концентраций приурочены к зонам глубинных разломов. Это позволяет предположить, что данные структуры играли роль путей вертикальной миграции углеводородов, с последующим насыщением ими вышележащих пластов-коллекторов, что подтверждается радиогеохимическими данными (рис. 53, 54).

Характер распределения радиогеохимических аномалий указывает на возможность применения метода АГСС в целях прямого прогноза нефтегазоносности. Особый интерес для поисков представляют участки с пониженным фоном общей радиоактивности, низкими концентрациями калия и урана, а также локальные радиогеохимические аномалии, пространственно связанные с тектоническими нарушениями. Полученные результаты формируют надежную геофизическую основу для обоснования направлений поисково-разведочных и сейсморазведочных работ, способствуя их целенаправленному и эффективному планированию.

## 8.2.2 Тепловое поле

Обработка данных инфракрасной съёмки с применением процедур разделения теплового поля [70, 87] на региональную и локальную составляющие позволила построить цифровые модели распределения плотности теплового потока по территории ЮМУСП.

По региональной компоненте теплового поля были выявлены линейные аномалии, интерпретируемые как системы глубинных разломов. Локальная составляющая зафиксировала закономерную приуроченность положительных геотермических аномалий к локальным структурам по юрским отложениям, ранее установленных по данным МОГТ-2Д.

Результаты теплового моделирования, выполненного в программном модуле *IP\_Prediction 2D* по профилям А-В и С-Д, подтверждают, что крупные тектонические элементы региона обладают индивидуальной геотермической сигнатурой. Ассакеауданский прогиб выделяется обширной областью пониженных геотермических аномалий до глубин порядка 5 км, с отдельными локальными максимумами в интервале до 2 км. Такая картина указывает на наличие мощной толщи осадочных пород с низкой теплопроводностью и высоким содержанием потенциально нефтематеринских свит.

Разломные структуры, рассевающие прогиб, вероятно, функционируют как каналы глубинного тепломассопереноса и вертикальной миграции углеводородов. Установленная корреляция между минимумами геотермического поля, зонами глубокого залегания фундамента и мощными осадочными толщами, возможно, отражает структурное наследование элементов палеозойской рифтовой системы.

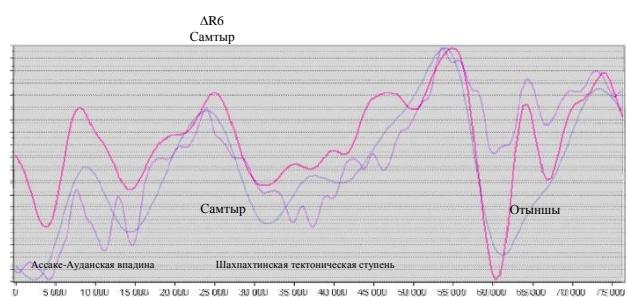


Рис.55. График теплового поля (фиолетовый), пересчитанного в нижнее полупространство. Срез на уровне 1500 м (розовый), 2500 м (синий) по профилю А-В



Рис.56. График теплового поля (фиолетовый), пересчитанного в нижнее полупространство. Срез на уровне 1500 м (розовый), 2500 м (синий) по профилю С-Д

По результатам интерпретации данных теплового поля на глубинных срезах (1500 и 2500 м) выделена Шахпахтинская ступень, характеризующаяся устойчивыми положительными геотермическими аномалиями, что указывает на наличие пород с высокими значениями теплофизических свойств (рис. 55, 56).

Морфологически ступень ограничена системой глубинных разломов, выявленных по градиентным аномалиям региональных геофизических полей. В северо-западном направлении прослеживаются три крупных разлома. По юго-восточному флангу этих структур разведаны газовые месторождения Шахпахты и Джел, а западнее – выделяются перспективные локальные структуры Отынши, Кожантай, Северный Кожантай, Утежан и др.

При наличии эффективной покрышки толщ в верхней части разреза указанные структуры рассматриваются как потенциальные ловушки для скоплений углеводородов. Геотермические и структурные критерии позволяют

рекомендовать Шахпахтинскую ступень к приоритетному геологоразведочному изучению.

Аномалии теплового поля подтверждаются данными АГСС, интерпретированными с применением метода нормализации по торио. Отмечается увеличение значений теплового потока с глубиной, что может отражать блоковое строение структур и контрастные теплофизические свойства в пределах дислоцированных участков.

В зонах глубинных разломов наблюдаются высокие горизонтальные градиенты теплового поля и локальные минимумы теплового потока, что интерпретируется как результат резкой смены теплофизических свойств и функционирования этих разломов в качестве каналов глубинного тепломассопереноса. Разломы преимущественно ориентированы в северо-западном направлении, однако фиксируются и субмеридиональные элементы.

На разрезе через газовое месторождение Шахпахты (Узбекистан) выявлен геотермический феномен в виде относительного минимума теплового потока на глубинах до 3000 м, осложнённого двумя положительными аномалиями на глубинах 2 200-2 500 м. Согласно литературным источникам [133, 134], подобные геотермические сигнатуры характерны для крупных газовых залежей и могут быть связаны с наличием покрышечных уплотнённых толщ. Тем не менее, интерпретация таких аномалий требует дополнительного комплексного анализа с использованием высокоточной гравиразведки, сейсморазведки и данных бурения.

ЦУСД характеризуется минимальной плотностью теплового потока на глубинах 1500 и 2500 м, как по данным карт, так и по результатам профилей региональных и локальных трансформант. Эти особенности усиливают значимость теплового поля как одного из поисковых критериев при прогнозировании углеводородоносности в южной части Устюртского региона.

### **8.2.3 Гравитационное и магнитное поле**

Теоретической основой инверсии гравитационных и магнитных данных послужили уравнения прямого моделирования в частотно-волновой области, предложенные Паркером Р.Л. (1973), а также методика их оптимизации, разработанная Кобруновым А.И. (1981). Эти подходы легли в основу модуля GraviMag Modeling Inversion, реализованного в программном комплексе IP\_Prediction 2D

В результате моделирования в данном модуле были построены профили А-В и С-Д, отражающие изменение гравитационных и магнитных аномалий в пределах ЮМУСП. Полученные сведения демонстрируют ситуацию, в соответствие с которой по характеру распределения аномалий гравитационного и магнитного полей резко дифференцируются Шахпахтинская тектоническая ступень, Ассакеуданский прогиб, ЦУСД.

Анализ глубинных срезов на уровнях 5, 10 и 20 км продемонстрировал устойчивую тенденцию к увеличению масштабов гравимагнитных аномалий с возрастанием глубины при одновременном снижении их пространственной

плотности. Данный эффект интерпретируется как отражение процесса консолидации и укрупнения аномально плотных и намагниченных масс в глубинных структурах литосфера.

Численные значения плотностных и геомагнитных параметров по основным тектоническим элементам ЮМУСП на различных глубинах приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Статистика по значениям геоплотностной и геомагнитной моделей по профилям А-В и С-Д

Модели по геофизическим потенциальным полям	Глубина	Профиль А-В		Профиль С-Д		
		Ассакеауданский прогиб	Шахпахтинская ступень	ЦУСД	Шахпахтинская ступень	Ассакеауданский прогиб
Геоплотностная модель, мГал	0-5 км	до 1 км неоднородная поверхность от -25 до 60;  От 1 км до 3 км от -10 до 40  Ниже 3 км от -10 до 30	от -30 до 50	от -70 до 70	от -30 до 30	от -40 до 40
	5-10 км	от -30 до 30	от -20 до 30	от -60 до 60	до -20	от -20 до 10
	10-20 км	до глубины -13 км: от -30 до 15  от глубины -13 до -20 км: от 0 до -40	от -20 до 10	от -50 до 20	от -30 до 0	от -20 до 10
Геомагнитная модель, нТл	5 км	до глубины -2,3 км: от -50 до 80  ниже -2,3 км: -50	до глубины -3,5: от -50 до 50  ниже -3,5: от -50 до 100	от -200 до 200	от -80 до 80	от -80 до 100
	10 км	от -50 до 50	от 20 до 120	от -80 до 80	от -130 до -20	от -100 до 100
	20 км	до 120	от -100 до 100	от -120 до 100	от -200 до -80	от -20 до 100

В целях повышения достоверности геологической интерпретации распределение геоплотностных и геомагнитных неоднородностей в вертикальном

разрезе было сопоставлено с положением отражающих горизонтов: III (реперный горизонт на границе нижнего мела и кровле верхней юры), V (подошва юры - кровля перми или триаса) и «б» (подошва верхней перми и кровля верхнепалеозойских карбонатно-терригенных отложений) на рисунках 57 и 58.

Шахпахтинская тектоническая ступень выделяется чередованием локальных положительных и отрицательных аномалий поля Буге умеренной и слабой интенсивности (пересчет на высоту 2,5 км). Ранее нами было установлено, что для данной зоны характерны пониженные значения трансформант горизонтального градиента и увеличенные значения вертикального градиента гравитационного поля Буге, что свидетельствует о наличии плотностных контрастов на глубине и их выдержанности по площади [132].

Ассакеауданский прогиб характеризуется преобладанием локальных отрицательных гравитационных аномалий с минимальными горизонтальными и вертикальными градиентами, что отражает его сравнительно однородное строение. В пределах прогиба преобладают слабо дифференцированные по плотности и намагниченности грави-и магнитовозмущающие объекты.

ЦУСД демонстрирует повышенные значения локальных гравитационных аномалий и промежуточные значения трансформант горизонтального и вертикального градиентов [132], что указывает на сложное сочетание структур различной плотности и тектонической природы.

Плотностная неоднородность горных пород вплоть до глубин 8 км подтверждается распределением особых точек Эйлера в гравитационном поле, рассчитанных в ПО Geosoft Oasis Montaj<sup>TM</sup> [132].

В северной части Шахпахтинской ступени гравивозмущающие объекты обладают северо-восточным простиранием, в пределах ЦУСД — северо-западным, а в южной части ступени и в Ассакеауданском прогибе — северо-западным и субмеридиональным. Это подтверждается распределением значений анизотропной трансформанты [132].

В ЦУСД эти объекты обладают северо-западным простиранием. В южной части этой тектонической ступени и в Ассакеауданском прогибе они ориентированы на северо-запад и субмеридионально, что подтверждается пространственным распределением значений анизотропной трансформанты [134].

Ассакеауданский прогиб характеризуется сравнительно однородным геологическим строением, что находит отражение в пониженных градиентах гравиметрического поля. Такая однородность может свидетельствовать о преобладании слабо дифференцированных по плотности и намагниченности толщ осадочного чехла.

Интерпретация гравиметрических аномалий выявила в данном прогибе зоны повышенной концентрации точек Эйлера, приуроченные к стратиграфическому контакту между верхнеюрскими и нижнемеловыми отложениями. Концентрация точек в данной области, вероятно, обусловлена как литологическими контрастами между слабо консолидированными меловыми и более плотными юрскими породами, так и наличием скрытых тектонических нарушений.

Наиболее высокая плотность точек Эйлера в Ассакеауданском прогибе, соответствующих поверхностям гравивозмущающих тел, наблюдается в интервале глубин 1000–2000 м, где по данным МОГТ-2Д сейморазведки прослеживается III (реперный горизонт на границе нижнего мела и кровле верхней юры) отражающий горизонт. Его геофизические характеристики и пространственное совпадение с аномалиями потенциальных полей указывают на возможную роль в контроле процессов флюидомиграции и формирования ловушек углеводородов.

Примечательно, что плотностная структура Шахпахтинской ступени на глубинах более 8-10 км демонстрирует сходные характеристики с Ассакеауданским прогибом - значения аномалий плотности в обоих случаях варьируются в пределах от -5 до -30 мГал (табл. 7).

ЦУСД характеризуется повышенными значениями локальных гравитационных аномалий в сочетании с промежуточными величинами гравитационных градиентов, что отражает суперпозицию разнородных по плотности и тектонической природе геологических структур, включая как надвиговые, так и блоково-разломные элементы.

В Ассакеауданском прогибе верхняя кромка магнитовозмущающих масс опускается на глубины 8-10 км, что соответствует уровню фундамента, согласно данным сейморазведки МОГТ-2Д, и отображает уровень максимального распространения пород основного и ультраосновного состава в составе образующих его пород. [131, 134].

На Шахпахтинской ступени верхняя граница магнитовозмущающих масс погружается на глубины 8-12 км, в то время как гравивозмущающие тела локализуются преимущественно в интервале 6–7 км. Это расслоение отражает наличие двух структурных этажей – фрагментов фундамента и промежуточного этажа. В интервале глубин свыше 12 км расхождения в определении глубин по точкам Эйлера уменьшаются, что указывает на относительную однородность более глубоких горизонтов.

В пределах Шахпахтинской ступени магнитное поле демонстрирует пониженные значения намагниченности в интервале глубин 6-20 км, тогда как в соседнем Ассакеауданском прогибе фиксируются более высокие магнитные аномалии. Установленный контраст, вероятно, обусловлен различиями в петрологическом составе пород и их магнитоактивности, включая возможное преобладание мафических или ультрамафических компонентов в данном прогибе.

Значительный научный интерес представляет устойчивое погружение магнитоактивного слоя на большие глубины на Шахпахтинской ступени. Такая конфигурация отражает наличие благоприятной геологической обстановки для формирования ловушек углеводородов как в пределах осадочного чехла, так и в промежуточном структурном этаже. Сочетание глубинных грави и магнитных аномалий с четко выраженной стратификацией тектонических уровней указывает на повышенную нефтегазоперспективность Шахпахтинской ступени.

Комплексный анализ гравитационного и магнитного полей подтвердил совпадение глубин залегания этих аномалий с поверхностью кристаллического

фундамента, определённой по данным МОГТ-2Д. Это увеличивает надёжность геологической интерпретации и указывает на тектоническую природу возмущений.

Одним из важнейших выявленных геологических феноменов является зона контакта ЦУСД и Шахпахтинской ступени, установленная в процессе интерпретации геофизических данных. Здесь, по меридиональному профилю, зафиксирован надвиг разуплотнённых пород Шахпахтинской ступени на уплотнённые комплексы ЦУСД с углом залегания 50-70° и установленной глубиной до 8-10 км, что свидетельствует о масштабных шарьяжно-надвиговых процессах ЮМУСП.

Так, в районе Карабаурского вала выявлена область концентрации точек Эйлера, интерпретируемая как проявление эффекта «сдвоенной» коры, обусловленного её погружением под Шахпахтинскую ступень. Эти выводы согласуются с результатами наших предыдущих исследований (2022).

Анализ трансформант магнитного поля в ЦУСД выявил два интервала залегания магнитоактивных масс: 4 000-6 000 м и 10 000-12 000 м, что свидетельствует о вертикальной дискретизации структуры, связанной с шарьяжно-надвиговыми процессами. Пространственное совпадение глубин грави- и магнитовозмущающих тел в ЦУСД подтверждает их приуроченность к поверхности фундамента.

Здесь наблюдаются локальные гравитационные аномалии с промежуточными значениями градиентов их изменения, что отражает сочетание различного рода структур – как надвиговых, так и разломно-блочных. При этом фиксируется пространственное совпадение глубин залегания грави- и магнитовозмущающих тел, что указывает на их приуроченность к поверхности кристаллического фундамента.

Комплексная интерпретация гравиметрических, магнитных и сейсмических данных свидетельствует о высокой нефтегазоперспективности Шахпахтинской ступени, ключевым фактором которой является значительная суммарная мощность осадочного чехла и промежуточного структурного этажа. Такие геологические условия создают предпосылки для формирования ёмкостных коллекторов и различных типов ловушек, способствующих аккумуляции углеводородов.

Таким образом, совокупность факторов – развитая тектоническая дислоцированность, глубокое погружение структур, наличие мощного осадочного комплекса и совпадение геофизических аномалий с сейсмическими отражающими границами — позволяет отнести рассматриваемую зону к числу приоритетных объектов для дальнейших поисково-разведочных работ.

Результаты АГСС, обработанные и интерпретированные методом нормализации тория в программном обеспечении COSCAD, подтверждают ранее выявленные геофизические закономерности и обосновывают целесообразность продолжения комплексных исследований в ЮМУСП.

Таким образом, полученные данные открывают дополнительные перспективы для поисковых работ и требуют дальнейшего изучения с целью

уточнения геологического строения и прогноза потенциальных залежей углеводородов.

Комплексная интерпретация трансформант гравитационного и магнитного полей позволила уточнить структуру ЮМУСП и выделить ряд локальных объектов с высокой потенциальной нефтегазоносностью. Эффективность использования трансформант подтверждалась при выявлении скрытых тектонических элементов и аномалий, ассоциированных с возможными ловушками углеводородов, что повысило достоверность геофизической интерпретации.

Ключевым результатом является установление закономерного погружения магнитоактивного слоя в пределах Шахпахтинской ступени при сниженной намагниченности по сравнению с соседним Ассакеауданским прогибом, что отражает контрастное геологическое строение этих территорий и наличие благоприятных условий для аккумуляции углеводородов в осадочном чехле и промежуточном структурном этаже. Совпадение аномалий магнитного поля с тектонически осложнёнными поднятиями дополнительно подтверждает перспективность ряда локальных структур.

Глубинное залегание магнитоактивного слоя, сопровождаемое повышенными температурными градиентами, указывает на наличие глубинных тепловых и флюидных источников, что может служить индикатором генерации углеводородов. Эти выводы подтверждаются результатами аэрогаммаспектрометрии (нормализованной по торию) и термоградиентного анализа. Таким образом, выявленные геофизические и геохимические закономерности, в сочетании со сложным строением разреза, тектонической блокированностью и литофацальной неоднородностью, обосновывают высокую нефтегазоперспективность Шахпахтинской ступени и формируют научную базу для последующего планирования геологоразведочных работ в ЮМУСП.

#### *Прикладной аспект моделирования региональных геофизических полей*

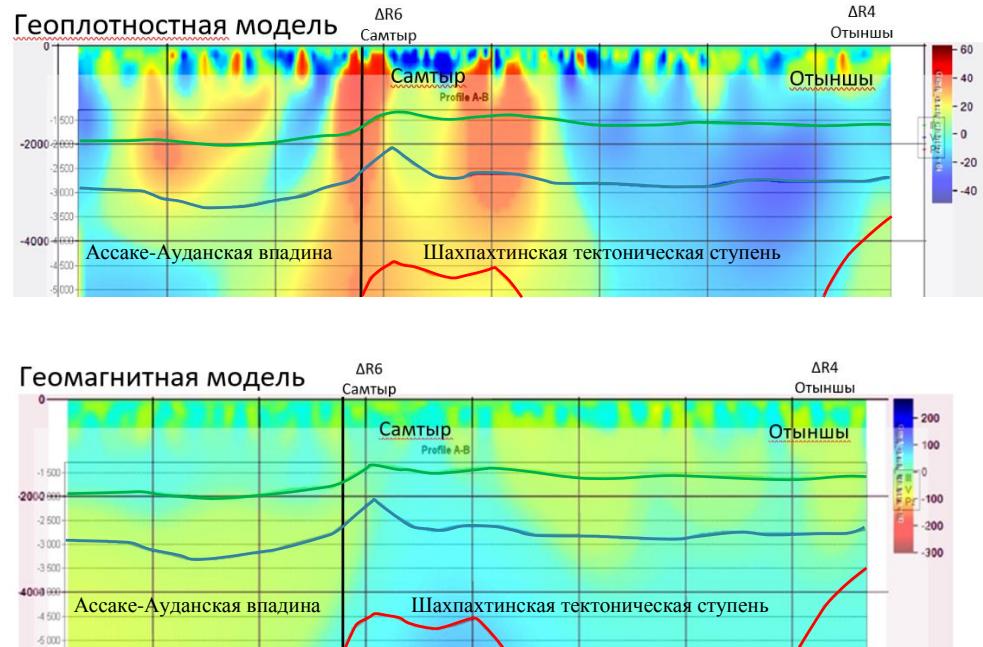
По профилям А-В и С-Д (рис. 57-58), построенных по данным гравиметрии, магнитометрии и термометрии, выполнена комплексная интерпретация глубинного строения ЮМУСП региона с использованием модуля *GraviMag Modeling Inversion* программного обеспечения IP\_Seismic. Полученные результаты были сопоставлены с данными автоматической классификации и предсказательного моделирования IP\_Prediction 2D, что позволило повысить достоверность геофизической интерпретации и уточнить перспективы газонефтеносности ЮМУСП [80].

Комплексный анализ геоплотностных, геомагнитных и тепловых моделей на геофизических профилях подтверждает присутствие крупных тектонических элементов ЮМУСП: Ассакеауданскую впадину, Шахпахтинскую ступень и ЦУСД, в пределах которых установлены локальные структуры Самтыр, Отынши, Кызгурлы, Коскудык и Акмечет и др., где наибольшие плотностные контрасты наблюдаются в верхних 5 км разреза.

На профиле А-В структура Самтыр проявляется в виде положительной гравитационной (+60 мГал) и магнитной (+150 нТл) аномалий, отражающих

наличие плотного и магнитоактивного блока, прослеживаемого до глубин более 12 км (рис.61).

Высокие значения плотностей, активная разломная тектоника и повышенная магнитная восприимчивость, затрагивающие нижние части осадочного чехла и ПСЭ указывают на присутствие уплотнённых пород со слабыми коллекторскими свойствами и с увеличенной проницаемостью, способствующей миграции флюидов.



Тепловая модель

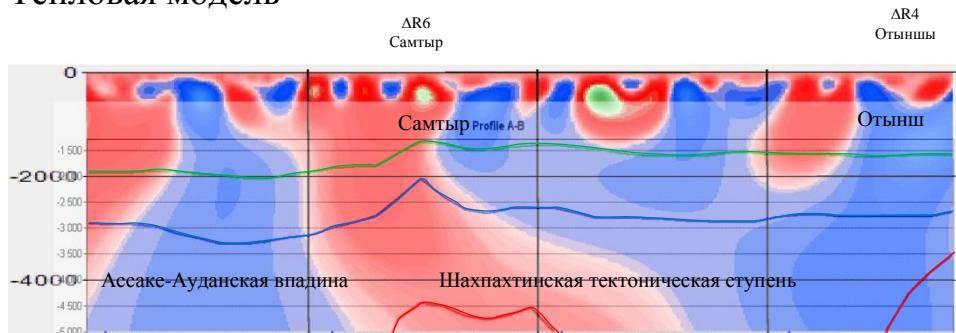
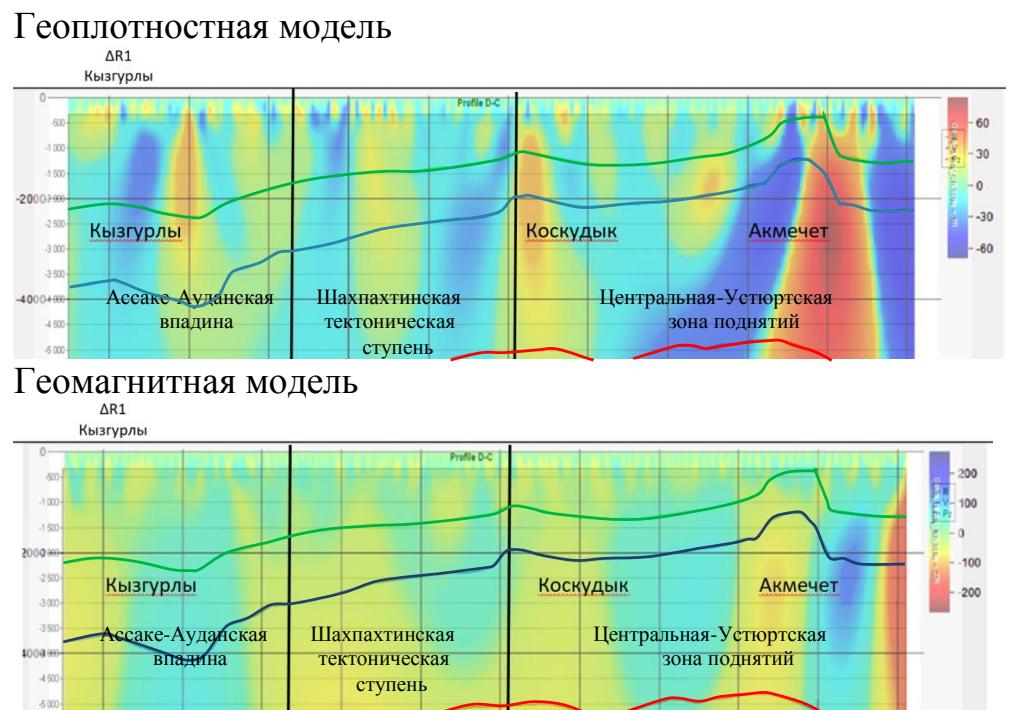


Рис 57. Профильные геоплотностные, геомагнитные и тепловые модели по А-Б совмещенные с рельефом ОГ до 5 км



Тепловая модель

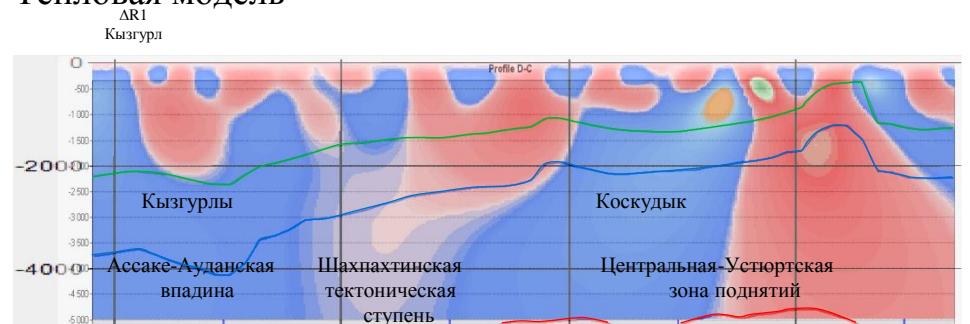
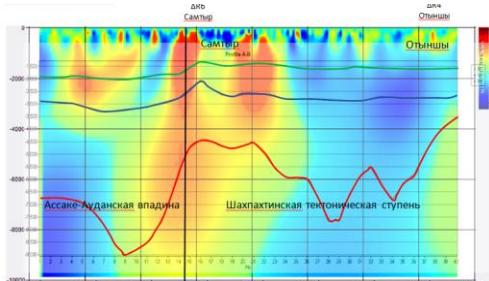
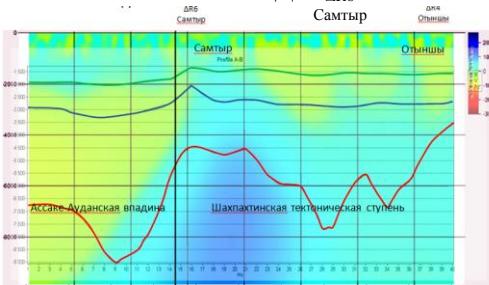


Рис 58. Профильные геоплотностные, геомагнитные и тепловые модели по С-Д совмещенная с графиком ОГ до 5 км

Геоплотностная модель



Геомагнитная модель



Тепловая модель

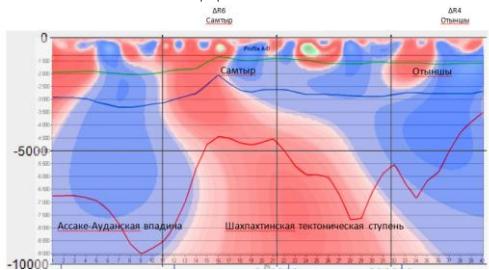
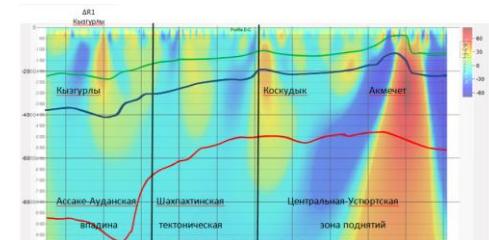
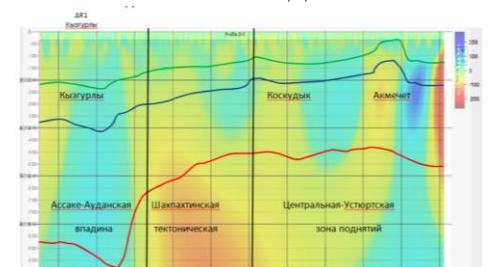


Рис 59. Профильные геоплотностные, геомагнитные и тепловые модели по А-Б совмещенные с рельефом ОГ до 10 км

Геоплотностная модель



Геомагнитная модель



Тепловая модель

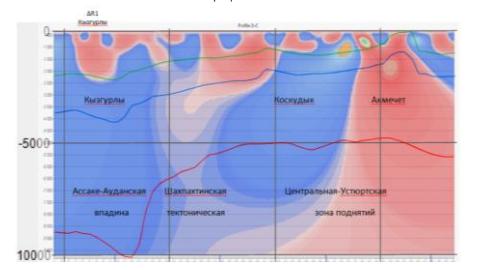
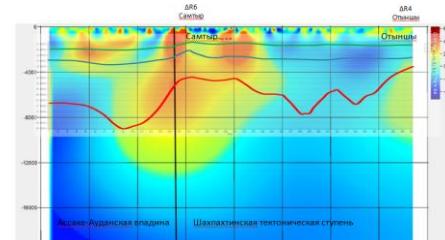
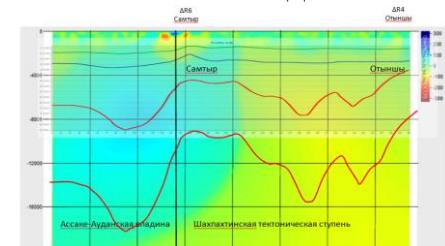


Рис 60. Профильные геоплотностные, геомагнитные и тепловые модели по С-Д совмещенная с графиком ОГ до 10 км

Геоплотностная модель



Геомагнитная модель



Тепловая модель

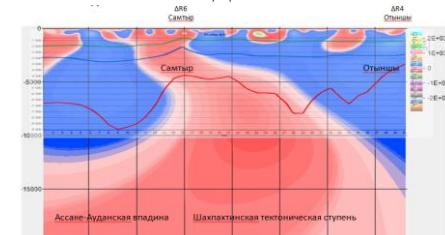
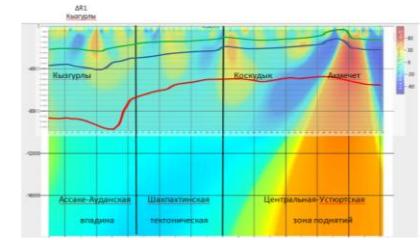
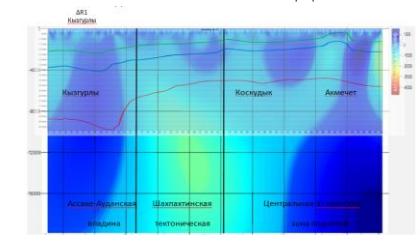


Рис 61. Профильные геоплотностные, геомагнитные и тепловые модели по А-Б совмещенные с рельефом ОГ до 20 км

Геоплотностная модель



Геомагнитная модель



Тепловая модель

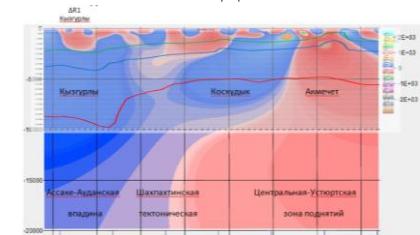


Рис 62. Профильные геоплотностные, геомагнитные и тепловые модели по С-Д совмещенные с графиком ОГ до 20 км

Таким образом, несмотря на благоприятный структурный фактор, локальное поднятие Самтыр оценивается как мало перспективная для геологоразведки на нефть и газ.

На меридиональном профиле С-Д чётко обособляются локальные структуры Акмечет, Кызгурлы, Коскудық, а также граница между Шахпахтинской ступенью и ЦУСД, выраженная в виде региональной гравитационной ступени, интерпретируемой как глубинный разлом (рис.60).

На Шахпахтинской ступени отрицательные значения магнитного поля (до -150 нТл) фиксируются уже с глубины 2,5 км, что указывает на развитие менее магнитоактивных пород (например, глинистых, кремнистых или карбонатных литотипов), а также на зоны деструкции, связанные с тектоническими нарушениями или вторичными изменениями, приводящими к снижению магнитной восприимчивости пород. Косвенно это указывает на благоприятный фактор приоценки перспектив газонефтеносности данной ступени.

Результаты теплового моделирования выявили повышенную геотермическую активность на глубинах 12-20 км в пределах Шахпахтинской ступени и на периферии Ассакеауданской впадины. Также отмечены высокие тепловые потоки в ЦУСД, коррелирующие с зонами возможной тектонической активизации (рис.61, 62).

Сопоставление гравимагнитных и геотермических моделей показало блоковую неоднородность земной коры ЦУСД и относительную тектоническую стабильность Шахпахтинской ступени и Ассакеауданского прогиба. Региональные гравимагнитные аномалии чётко очерчивают границы Шахпахтинской ступени, прослеживаемой на юг в сторону Узбекистана, где в аналогичных юрских отложениях локализуются месторождения Шахпахты и Джел.

Таким образом, моделирование с использованием технологии **IP\_Prediction 2D** подтвердило перспективность ряда локальных объектов в пределах Шахпахтинской ступени, которые могут быть рекомендованы в качестве приоритетных направлений для проведения дальнейших поисково-оценочных работ.

### 8.3. Искусственный интеллект и машинное обучение

Комплексное исследование перспектив газонефтеносности ЮМУСП, основанное на интеграции данных бурения, сейсморазведки, гравиметрии, магниторазведки, аэрогамmasпектрометрии и геотермии, в сочетании с современными цифровыми методами, позволило уточнить геологическое строение и локализовать потенциальные зоны углеводородонакопления.

Применение алгоритмов машинного обучения, включая самоорганизующиеся карты Кохонена и нейросетевые модули (**SOM\_Clustering Seis**, **IP\_Prediction**, **IP Seismic**), обеспечило выделение скрытых закономерностей и пространственную дифференциацию потенциально продуктивных участков.

Использование технологий инверсии, включая **GravMag Modeling Inversion**, позволило повысить согласованность интерпретации разнородных геолого-

геофизических данных, уточнить глубинную структуру осадочного чехла и выявить потенциально продуктивные объекты. Применение нейросетевых операторов обеспечило надёжную нелинейную интерпретацию многомерных данных, а совместный анализ тепловых и радиогеохимических аномалий позволил зафиксировать признаки флюидной активности.

Дополнительный анализ термогеофизических и радиогеохимических аномалий позволил выявить признаки флюидной активности, обусловленной миграцией углеводородов. Интеграция этих подходов обеспечила обоснованный прогноз нефтегазоносности и сформировала научную базу для оптимизации геологоразведочных работ в ЮМУСП.

### 8.3.1 Аэrogамmasпектрометрия

Анализ нормализованных полей радиоактивности, выполненный с использованием ArcGIS и IP\_Seismic (SOM\_Clustering), выявил 15 участков с пониженным содержанием калия (K), урана (U) и тория (Th), преимущественно приуроченных к Шахпахтинской ступени.

Экстремально низкие концентрации всех трёх элементов устойчиво коррелируют с зонами глубинных разломов, что, вероятно, обусловлено вертикальной миграцией глубинных флюидов, включая углеводороды, и последующим выносом радионуклидов. Эти данные согласуются с результатами исследований [113, 141], где описан механизм радиогеохимической трансформации в присутствии УВ-флюидов.

Профильное моделирование подтвердило закономерное присутствие пониженных значений аномалий радиоактивных элементов на Шахпахтинской ступени, что позволяет интерпретировать её как территорию с потенциальным наличием углеводородных скоплений. Диагностическое значение таких аномалий подчёркивается в работах [144, 148].

Важно отметить, что значительная часть выявленных радиогеохимических аномалий не совпадает с ранее выявленными локальными структурами по данным МОГТ-2D, что может свидетельствовать о наличии неструктурных ловушек (литологических, стратиграфических, экранированных) или недостаточном учёте геохимических критериев при планировании поисковых скважин.

На основании оснований вышеизложенного можно сделать следующие научные выводы:

- Метод АГСС, особенно при нормализации по торию, доказал высокую эффективность при прямых поисках углеводородов, что также подтверждено рядом региональных исследований [120, 170].
- Зоны со сниженным содержанием K, U и Th являются приоритетными для дальнейших геологоразведочных работ.
- Пространственная связь глубинных разломов с радиогеохимическими минимумами указывает на их роль в миграции углеводородов.
- Интеграция радиогеохимических данных позволяет уточнить модели сейсморазведки и оптимизировать размещение поискового бурения.

- Полученные результаты создают достоверную основу для оптимизации дизайна сейсморазведочных работ и перепланирования поискового бурения, с учётом комплексной радиогеохимической и структурной информации.

### **8.3.2 Геотермические съемки**

В ходе геотермических исследований в ЮМУСП были построены модели распределения теплового потока, выявлены геотермические аномалии и установлена их корреляция с основными тектоническими элементами и литологией разреза. Анализ показал, что каждый крупный структурный элемент региона обладает характерным тепловым откликом.

В частности, в Ассакеауданском прогибе зафиксированы пониженные значения теплового потока на глубинах до 5 км, что связано с мощным осадочным чехлом, насыщенным низкотеплопроводными нефтематеринскими породами. Подобные зависимости ранее отмечались в глубоководных впадинах с высокоорганическими отложениями [153, 157].

На Шахпахтинской ступени наблюдаются устойчивые положительные геотермические аномалии (на глубинах 1,5-2,5 км), обусловленные высокими теплофизическими характеристиками пород и развитой дисьюнктивной тектоникой, способствующей вертикальной миграции флюидов. Такие аномалии могут быть индикаторами зон нефтегазонакопления [137, 152], особенно в пределах ступенчатых поднятий и систем активных разломов.

Особый интерес представляет локальный минимум теплового потока в районе месторождения Шахпахты, сочетающийся с положительными аномалиями в верхней части разреза. Это может свидетельствовать о наличии плотных экранирующих покрышек, задерживающих теплоперенос и способствующих сохранности залежей углеводородов [139, 151].

Интеграция геотермических критериев с гравимагнитными и сейсмическими данными значительно расширяет возможности регионального прогноза нефтегазоносности, что подтверждается результатами как настоящего исследования, так и зарубежных работ [143, 183].

### **8.3.3 Грави-и магнитометрия**

Применение трансформант гравитационного и магнитного полей — включая горизонтальные и вертикальные градиенты, производные типа TDR,  $\Delta\text{Ta}$ , а также автоматическую трассировку осей аномалий — при интерпретации гравимагнитных данных ЮМУСП позволило существенно повысить информативность анализа тектонического строения. продемонстрировало высокую эффективность при решении поисково-разведочных задач.

Данный подход позволил выявить ранее неразличимые структуры, локальные плотностные и магнитные аномалии, а также перспективные участки нефтегазоносности, подтвердив их высокую информативность. Особую значимость метод показал при интерпретации зон, контролирующих миграцию и аккумуляцию флюидов. Полученные результаты согласуются с зарубежными исследованиями [147, 154], где трансформанты рассматриваются как

чувствительный и надёжный инструмент структурного анализа в нефтегазовой геофизике.

Установлены чёткие различия в геофизических характеристиках между Шахпахтинской ступенью и Ассакеауданским прогибом. Для Шахпахтинской ступени характерны низкие значения остаточной намагниченности, чередование разнонаправленных гравитационных аномалий и глубокое (до 12 км) залегание магнитоактивного слоя, сопровождаемое повышенным геотермическим градиентом. Эти признаки свидетельствуют о наличии благоприятных условий для аккумуляции углеводородов как в пределах осадочного чехла, так и в нижележащих структурных ярусах – по аналогии с типом прогибов, описанных в регионах с развитым инверсионным тектоническим режимом [179].

В Ассакеауданском прогибе установлено погружение магнитоактивных тел на глубины 8-10 км, совпадающее с глубинами фундамента. Предполагаемая связь этих тел с ультрамафитовыми интрузиями указывает на наличие диапировых структур, аналогичных наблюдавшимся в пределах Прикаспийской синеклизы [62, 187].

Контактные зоны между верхнеюрскими и нижнемеловыми отложениями в этом прогибе характеризуются повышенной плотностью точек Эйлера, что свидетельствует о выраженном литологическом контрасте и, вероятно, наличии скрытых разломов, которые могли контролировать седиментационные процессы и способствовать формированию ловушек.

В ЦУСД глубинные гравимагнитные аномалии коррелируют с положением поверхности фундамента, определённой по данным сейсморазведки МОГТ-2D, что подтверждает тектонический генезис выявленных геофизических неоднородностей [168].

На Карабаурском валу выделена аномалия, интерпретируемая как результат эффекта «сдвоенной коры», обусловленного надвигом Южно-Устюртского блока на деформированные комплексы ЦУСД. Анализ магнитного поля указывает на наличие двух уровней магнитоактивных тел – на глубинах 4-6 км и 10-12 км, интерпретируемых как проявления шарьяжно-надвиговой тектоники, ранее описанной в исследованиях по орогенезу Туркестанской зоны [164].

Таким образом, использование трансформант потенциальных полей позволяет детализировать строение глубинных геологических комплексов и выделять потенциально нефтегазоносные структуры, ранее недоступные для классической интерпретации. Установленные корреляции между глубинными плотностными неоднородностями магнитоактивными телами, зонами нарушений и потенциальными ловушками подчёркивают практическую значимость данного подхода.

Результаты обосновывают необходимость интеграции трансформант в трёхмерное геологическое моделирование и в системы планирования геологоразведочных работ, особенно в слабоизученных и сложно построенных регионах типа ЮМУСП.

### **8.3.4 Комплексирование геофизических методов**

Комплексный анализ трансформант гравитационного и магнитного полей, позволил существенно уточнить тектонику ЮМУСП и выявить новые перспективные районы. Использование горизонтальных градиентов, производных второго порядка и точек Эйлера предоставило возможность детально картировать скрытые разломно-блоковые структуры, латеральные границы тектоностратиграфических комплексов.

Интеграция геофизических данных с результатами АГСС и геотермического моделирования выявила устойчивые пространственные связи между гравимагнитными аномалиями, тепловым полем и зонами активной тектоники, подтверждая ключевую роль трансформант в отображении структурной организации осадочных бассейнов.

Радиогеохимические аномалии – в частности, пониженные концентрации калия и урана – пространственно коррелируют с потенциальными ловушками углеводородов, что позволяет использовать их в качестве дополнительных индикаторов нефтегазоносности. Совокупный анализ этих данных с применением методов машинного обучения (например, SOM) и классических геофизических подходов (гравиметрия, магнитометрия, сейсморазведка) формирует научно обоснованную платформу для построения высокоточных прогностических моделей и эффективного ранжирования участков по степени их перспективности на ранних этапах геологоразведки.

Комплексная интеграция тепловых, гравитационных, магнитных и радиогеохимических данных, проведённая для ЮМУСП, позволила уточнить представления о его геологическом строении, глубинной тектонике и геофизической неоднородности основных геоструктур. Установлены устойчивые пространственные связи между аномалиями геофизических полей и тектоническими элементами различного порядка, что позволило обосновать высокую нефтегазовую перспективность Шахпахтинской ступени и, в меньшей степени, Ассакеауданского прогиба.

Интерпретация совокупности геофизических, геотермических и радиогеохимических данных с использованием мультипараметрического анализа и современных методов обработки, включая машинное обучение, повысила достоверность прогноза зон возможного углеводородонакопления. Уточнены прогностические критерии нефтегазоносности и выявлены участки, наиболее благоприятные для формирования ловушек, сопряжённых с глубинными тектоническими нарушениями.

Полученные результаты легли в основу научно обоснованного подхода к актуализации региональной геологической модели и оптимизации стратегии поисково-разведочных работ, способствуя проектированию более эффективных геологоразведочных программ.

В то же время ЦУСД демонстрирует относительную структурную и геофизическую неоднородность, что позволяет рассматривать её как территорию с ограниченными перспективами или бесперспективную для обнаружения скоплений УВ.

Перспективными направлениями для дальнейших геологических исследований в ЮМУСП являются Шахпахтинская ступень и, в меньшей степени, Ассакеауданский прогиб. Эти структуры характеризуются комплексом геофизических и радиогеохимических аномалий: выраженной радиоактивной неоднородностью, контрастными гравимагнитными и геотермическими проявлениями, а также признаками активной флюидной динамики. Подобные характеристики служат индикаторами возможной нефтегазоносности [61].

Здесь выявлены локальные тепловые аномалии, интерпретируемые как каналы разгрузки глубинных флюидов, способствующие формированию ловушек углеводородов в осадочном чехле.

Интеграция результатов гравимагнитного моделирования и аэрогамmasпектрометрии, нормализованных по торию, позволила выделить перспективные локальные структуры — Утежан, Кожантай, Северный Кожантай и Отынши. Их нефтегазопоисковый потенциал подтверждается также структурно-тектоническими и литофаunalьными признаками.

### **8.3.5 Моделирование и структурный анализ Южно-Мангышлак–Устюртской системы прогибов в SIGMA DVOP для оценки нефтегазоносности**

В рамках диссертационных исследований выполнена комплексная интерпретация гравитационного и магнитного полей ЮМУСП с применением программного комплекса SIGMA DVOP (по материалам П.Н. Коврижного, 2019) [191], основанного на методе интерпретационной томографии. Исходные данные включили в себя гравиметрию, магнитометрию, сейсмические профили (КМПВ, МОГТ), а также верифицированные материалы бурения, АГСС и геотермических исследований.

Построенные геоплотностные и геомагнитные модели уточнили структуру осадочного чехла и кристаллического фундамента, позволив интерпретировать пространственное положение аномалий, связанных с тектоническими элементами и потенциальными ловушками углеводородов. Установлено закономерное увеличение плотности осадочных пород с глубиной до ~2,60 г/см<sup>3</sup> вблизи поверхности фундамента, что отражает процессы уплотнения и пороредуцирования.

На основе анализа гравитационного поля выделены ключевые тектонические элементы: ЦУСД, Шахпахтинская ступень и Ассакеауданская депрессия. Моделирование показало варьирующуюся глубину залегания кристаллического фундамента в пределах 7-10 км, что противоречит прежним оценкам (5-6 км) и свидетельствует о его активной гравитационной выраженности.

Сопоставление аномалий  $\Delta G_a$  с данными сейсмического профиля 048990001 выявило устойчивую корреляцию между гравитационными аномалиями и глубинной структурой фундамента: Карабаурскому поднятию соответствует гравитационный максимум, а Байшагырский выступ сопровождается согласованными аномалиями в гравитационном и магнитном полях, подтверждёнными результатами сейморазведки. Минимумы  $\Delta G_a$  и пониженные

$\Delta T_a$  зафиксированы в пределах Ассакеауданской впадины- наиболее погружённой части ЮМУСП (рис.63, 64).

Магнитные аномалии ( $\Delta T_a$ ) устойчиво коррелируют с тектоническими границами и локальными структурами. Байшагырский выступ и структура Самтыр характеризуются повышенной магнитной активностью. В пределах Шахпахтинской ступени наблюдаются отрицательные значения  $\Delta T_a$  (до -150 нТл) (рис. 63, 64).

Корреляционный анализ показал наличие нелинейных зависимостей между  $\Delta G_a$ ,  $\Delta T_a$  и глубиной фундамента, обусловленных блочным строением региона и петрографической неоднородностью. Отклонения от статистических связей объясняются как вариативностью модели, так и погрешностями интерпретации сейсмических данных.

Дополнительные аргументы в пользу нефтегазового потенциала ЮМУСП получены при сопоставлении  $\Delta G_a$  с глубиной залегания юрских отложений (по профилю ОГ-III), что позволило выявить функциональную взаимосвязь. Развитие мощных квазиплатформенных толщ в пределах Шахпахтинской ступени и Ассакеауданского прогиба указывает на наличие благоприятных условий для формирования ловушек и аккумуляции углеводородов.

Комплексный геофизический анализ ЮМУСП, выполненный в ПО SIGMA DVOP с использованием гравиметрических, магнитных, сейсмических и буровых данных, позволил уточнить морфологию и пространственное положение кристаллического фундамента, а также выделить локальные тектонические структуры с признаками нефтегазоносности.

Особое внимание удалено Шахпахтинской ступени и Ассакеауданскому прогибу, где установлены устойчивые статистические зависимости между аномалиями гравитационного поля и глубинной конфигурацией фундамента (рис.63, 64). Эти закономерности легли в основу геофизико-геологических критериев прогноза зон возможного углеводородонакопления [60].

Результаты исследования свидетельствуют о высокой перспективности дальнейших поисково-оценочных работ, особенно в областях локальных положительных гравитационных аномалий, приуроченных к зонам тектонической активизации и мощным толщинам осадочного чехла, что указывает на наличие благоприятных условий для формирования ловушек и аккумуляции углеводородов. Эти зоны демонстрируют устойчивые геофизические индикаторы, подтверждающие их нефтегазовую перспективность.

Сравнительный анализ данных интерпретационной томографии и классификационного моделирования в модуле **IP\_Prediction 2D** выявил устойчивые геофизические и структурные соответствия, подтверждающие достоверность комплексного подхода к прогнозу нефтегазоносности:

1. *Глубинная блочная структура:* Томография фиксирует блочную дискретность фундамента на глубинах 7-10 км. Прогностическая модель IP\_Prediction 2D выявляет схожие структурные границы, дополнительно уточняя субпараллельные горизонты с высоким потенциалом углеводородонакопления.

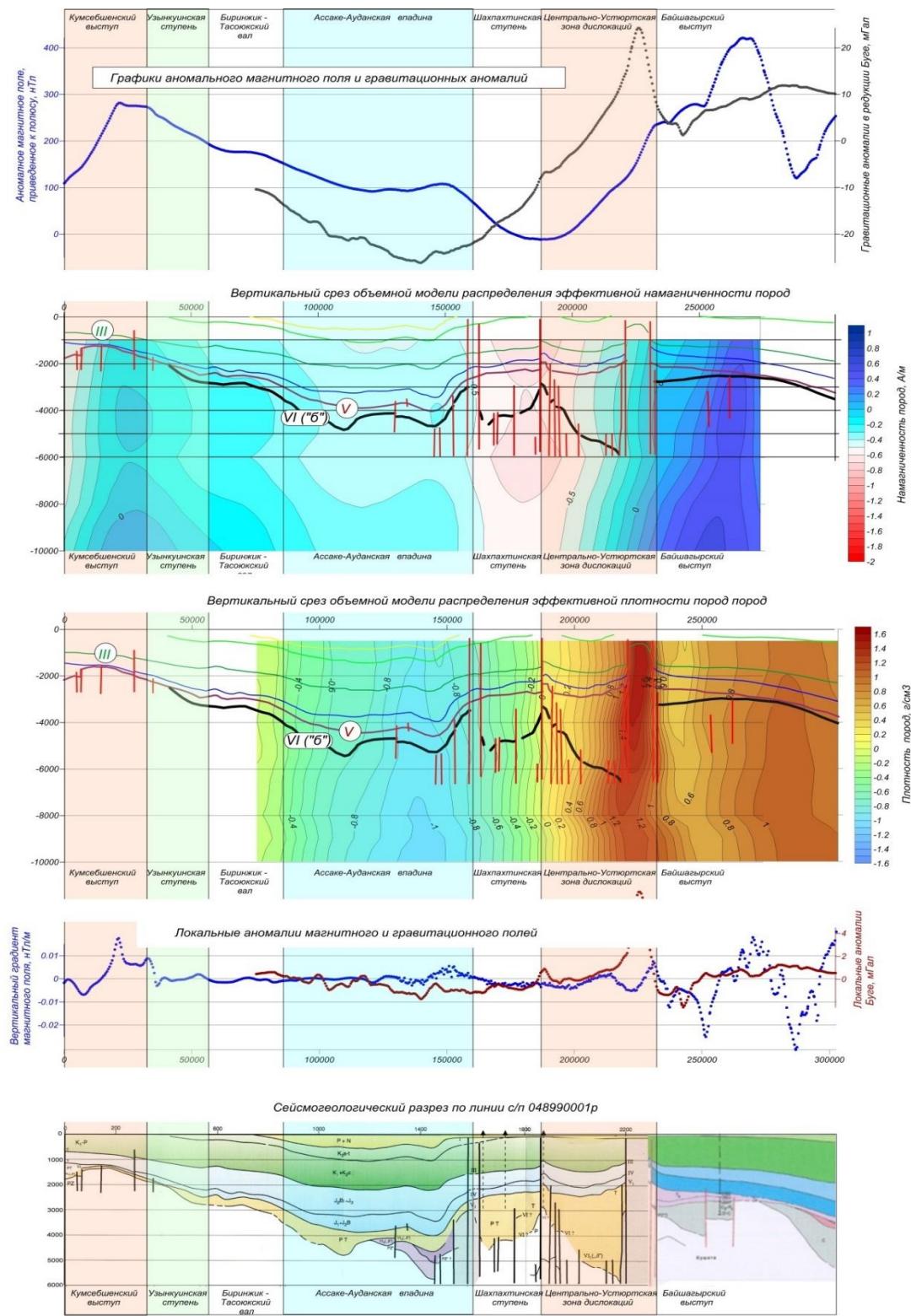


Рис. 63 – Вертикальное сечение объемных моделей плотности и намагниченности вдоль линии сейсмопрофиля 048990001 (по данным Коврижного П.Н. 2019 г.)

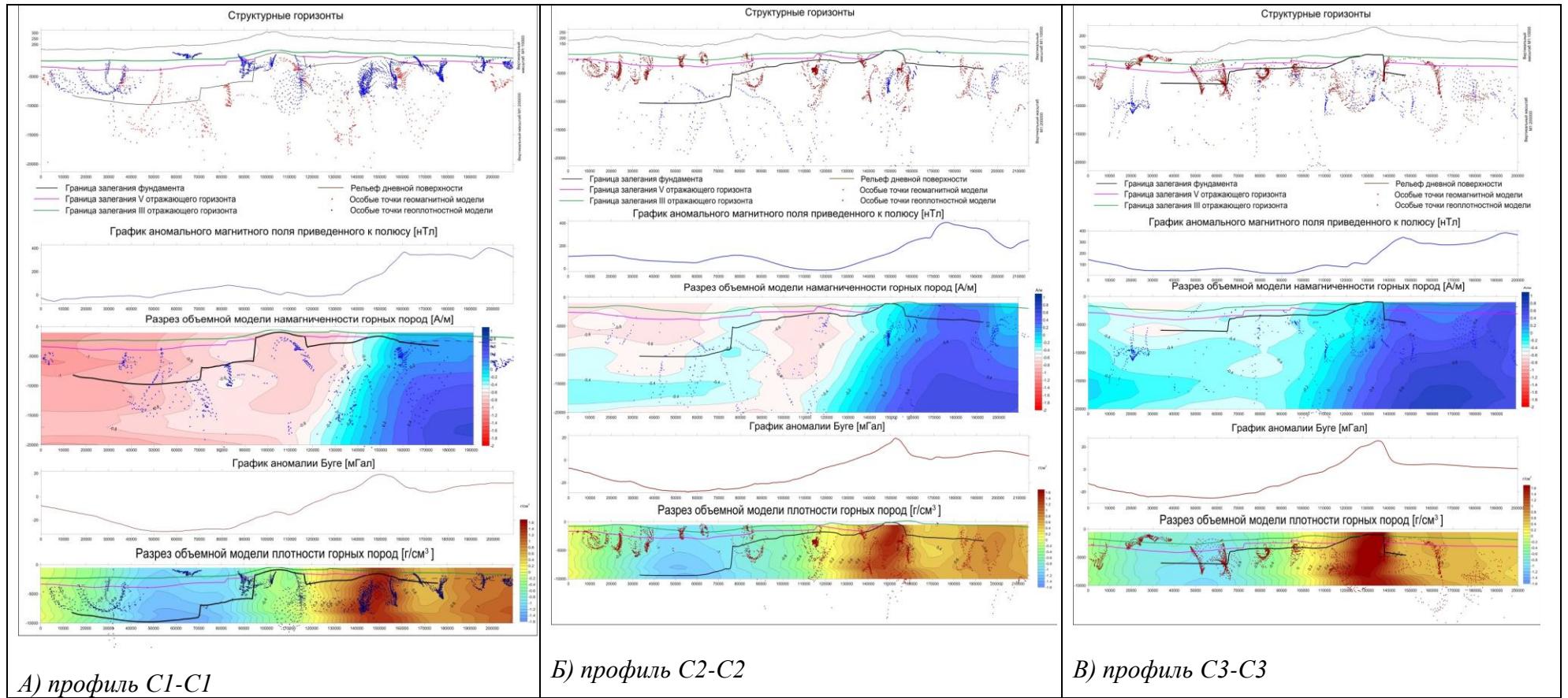


Рис. 64 – Отображение геомагнитной и геоплотностной объемных моделей в структурных построениях по произвольно выбранным линиям через площадь Самтыр. Построения SIGMA DVOP (по данным Коврижного П.Н., 2019 г.)

2. *Перспективные структуры (Карабаур, Байшагыр, Кызгурлы):* Томография положительные гравимагнитные аномалии, зафиксированные в районах Карабаур, Байшагыр и Кызгурлы, интерпретирует как перспективные структуры. Модель IP\_Prediction 2D в качестве других объектов предлагает локальные структуры Шахпахтинской ступени Отынчи, Утежан и др.

3. *Низкоперспективная зона (площадь Самтыр):* Томография фиксирует неблагоприятные геологические признаки: неразвитая покрышка, тектоническая нарушенность, тепловая нестабильность. Результаты моделирования IP\_Prediction 2D согласуются с этими выводами, отнеся зону к низкоперспективным по признакам нефтегазоносности.

4. *Ключевая (высокоперспективная зона — Шахпахтинская ступень):* уверенно выделяется в обоих подходах как один из ключевых нефтегазоперспективных районов, характеризуясь устойчивыми гравимагнитными и тепловыми аномалиями, а также развитием юрских осадочных комплексов. Модель IP\_Prediction 2D классифицирует её как территорию с высокой вероятностью углеводородонакопления.

5. *Ассакеауданская впадина:* интерпретирована как зона глубокого погружения с выраженным плотностными и тепловыми контрастами, что свидетельствует о наличии условий для формирования газонефтенатеринских свит и ловушек в верхней части осадочного разреза (в бортовых зрнах). Эти данные согласуются с результатами прогнозной модели IP\_Prediction 2D, которая также указывает на потенциал данной зоны в аспекте нефтегазоносности.

Комплексный анализ радиогеохимических, гравиметрических, магнитных, тепловых данных и применение искусственного интеллекта и машинного обучения позволил достоверно уточнить геологическую структуру ЮМУСП и выделить приоритетные направления дальнейших поисково-оценочных работ. В частности:

- Установлена морфология кристаллического фундамента и его глубинная блоковая структура;
- Выделены площади с увеличенными перспективами газонефтеносности, в большей степени на Шахпахтинской ступени и в меньшей - в Ассакеауданском прогибе;
- Сформированы геолого-геофизические критерии прогноза ловушек углеводородов на основе пространственного согласования аномалий плотности, магнитной восприимчивости и теплового потока и радиогеохимических аномалий;
- Подтверждена достоверность результатов машинного моделирования (IP\_Prediction 2D), которые получили дополнительную геологическую интерпретацию и глубинную верификацию.

Таким образом, полученные данные указывают на высокую перспективность ЮМУСП, особенно в зонах сочленения глубинных разломов, положительных гравимагнитных аномалий, мощного осадочного чехла и ПСЭ [191].

### **8.3.6 Достоверность исследований**

Ключ к определению достоверности результатов диссертационных исследований лежит в глубокой интеграции методов ИИ, машинного обучения (ML) и комплексного анализа геолого-геофизических данных. Такой подход позволяет значительно повысить объективность интерпретаций, минимизировать человеческий фактор и выявить скрытые закономерности в многомерных и разнотипных данных. Согласно работам [93, 138, 159], синергия физически обоснованных моделей и обучаемых алгоритмов обеспечивает более высокую точность прогноза геологических структур и зон флюидонакопления по сравнению с традиционными методами.

Эффективной оказалась интеграция сейсмических, гравимагнитных, геотермических и geoхимических данных с применением алгоритмов SOM, нейросетей, РСА, стохастического инверсного моделирования и глубинного обучения. Публикации [150, 162, 181] демонстрируют примеры успешного применения таких методов для построения надежных геологических моделей, обнаружения зон аномального насыщения и повышения эффективности геологоразведочных проектов.

Таким образом, достоверность диссертационных выводов напрямую зависит от способности автора не только собрать презентативный массив разнородной информации, но и применить современные аналитические инструменты для её обоснованного объединения и интерпретации. Это соответствует мировым стандартам принципов воспроизводимости и подхода, основанного на данных, в геонауках [169].

### **8.3.7 Нефтегазоносные системы Южно-Мангышлак-Устюртской системы прогибов: геологическая модель и генерационный потенциал**

Одним из важнейших результатов проведённых исследований стало уточнение региональной модели строения юрских и триасовых нефтегазосистем ЮМУСП. Ключевое значение в данной модели имеет стратиграфическое положение газонефтематеринских свит (ГНМС), определяющее генерационный потенциал нефтегазоносного бассейна.

#### *Южно-Мангышлакской НГО.*

Наиболее благоприятные условия для накопления органического вещества и осадконакопления были связаны с грабенами Мангышлакского и Карауданского палеорифтов и их бортами, где, по-видимому, существовали аноксичные глубоководные палеобассейны.

На основе стратиграфического анализа, методов геологических аналогий и данных литолого-фациальных исследований, основные ГНМС Южного Мангышлака приурочены к базальным фациям верхнего оленекского и среднетриасового карбонатно-терригенного комплекса, включая формацию Караджатык.

Формация сложена чередующимися сланцами, карбонатами и туфами, достигающими мощности до 750 м в южной части Жетыбайской ступени и 250–300 м на Песчаномысском поднятии [81, 85].

Черные битуминозные сланцы Караджатикской свиты характеризуются высоким содержанием рассеянного органического вещества (до 9,8%) [123] и преобладанием керогена II типа, что свидетельствует о высоком потенциале генерации жидких углеводородов. В отличие от них, ГНМС нижнеиндского и верхнетриасового возрастов обладают существенно более низкими генерационным потенциалом.

В центральной части Мангышлакского палеорифта в среднем триасе органическое вещество перешло в стадию поздней катагенезисной переработки, а вмещающие отложения деформацию и частичную денудацию вследствие доюрской эрозии. Однако нефтематеринские свиты сохранились в южной части Жетыбайской ступени и в пределах Караауданского палеорифта, который в триасовом времени представлял собой, вероятно, мелководную платформу с низким содержанием органики.

Согласно альтернативной модели, ГНМС среднего триаса имеют широкое распространение от Жетыбайской ступени до Южно-Мангышлакских впадин. Однако генерация и последующая миграция углеводородов в юрские резервуары могла быть ограничена из-за наличия покрышек верхнетриасового возраста и дизъюнктивных нарушений [77, 97].

Что касается нижне- и среднеюрских ГНМС, то их генерационный потенциал оценивается как низкий. Кероген преимущественно III типа, содержание РОВ в сланцах варьирует от 0,5 до 1% и достигает максимум 1,5% в центральной части Сегендыкской впадины. Тем не менее, данные отложения могли генерировать ограниченное количество газа, который впоследствии смешивался с жидкими углеводородами, мигрировавшими из более древних, палеозойских источников.

На основании сходства геологического строения сделано предположение о тектонической и генетической общности Жазгурулинской, Южно-Мангышлакской и Ассакеауданской впадин. Эти депрессии, вероятно, содержат нефтегазоматеринские свиты (НГМС), послужившие источниками углеводородов как для месторождений Узень и Жетыбай (Казахстан), так и для Шахпахты и Джел (Узбекистан). Выводы подтверждаются результатами биостратиграфического расчленения юрских отложений с учетом положений Международного стратиграфического кодекса (Казань, 2012), что позволило выделить потенциально продуктивные горизонты.

#### *Южно-Мангышлак–Устюртская система прогибов.*

Комплексная интерпретация стратиграфических, литолого-фациальных и тектонических данных по ЮМУСП позволила реконструировать основные элементы газонефтеносных систем:

1. Нефтематеринские свиты – идентифицированы в среднем триасе (Т), с возможным развитием аналогичных фаций в нижне- и среднеюрских отложениях. Коллекторы — установлены в верхнем палеозое (РZ), среднем триасе, юрской и, локально, меловой системах. Покрышки представлены преимущественно верхнетриасовыми и верхнеюрскими глинистыми отложениями, обеспечивающими герметичность ловушек

2. Ловушки – формировались в несколько этапов: в позднем триасе (Т), поздней юре (J), а также в верхнемеловом и плиоценовом (N) времени;

3. Генерация и аккумуляция углеводородов – основная генерация приходилась на позднемеловой – палеогеновый интервал, тогда как аккумуляция происходила преимущественно в неогене. Сохранность залежей подтверждается наличием всех необходимых элементов нефтегазовых систем, включая источники, коллекторы, покрышки, ловушки и пути миграции.

В региональном плане отложения ПСЭ развиты практически повсеместно, за исключением триаса, распространённого преимущественно в пределах Ассакеауданской впадины. Нижнеюрские толщи локализуются в пределах прогибов, тогда как средняя и верхняя юра, а также меловые отложения имеют широкое распространение. Палеоген-неогеновая толща отсутствует на приподнятых участках.

Наличие полного набора элементов нефтегазовой системы – источников, коллекторов, покрышек, ловушек и путей миграции – указывает на наличие работоспособных нефтегазосистем и обоснованную перспективность региона для дальнейших поисково-оценочных работ.

#### *Геологические аналоги*

В восточной части Южно-Мангышлакской системы прогибов на территории Узбекистана расположены Шахпахтинская и Копланкырская ступени, а также Ассакеауданский прогиб. По данным ПАО «Газпром» (2006–2014), здесь проведён значительный объём геофизических исследований, поисково-разведочного бурения и тематических работ, позволивших пересмотреть оценки нефтегазового потенциала региона [25, 81, 85]. На Шахпахтинской ступени открыты два газовых месторождения – Шахпахты (1964) и Джел (2009), приуроченные к отложениям нижней, средней и верхней юры. Залежи локализованы в антиклинальных ловушках на глубинах 1700–2400 м и связаны с песчаниками и алевролитами, обладающими пористостью 16–20% и проницаемостью 0,109–0,312 мкм<sup>2</sup>. Месторождение Шахпахты относится к категории со средними запасами, Джел – к мелким.

Фонд неразбуренных структур в узбекской части Шахпахтинской ступени включает семь объектов, среди которых – Северный Караудан и Эргазы, последняя из которых (включая участок Эргазы Приразломная) подготовлена к поисковому бурению. Приоритетными направлениями геологоразведки остаются юрские отложения, а также перспективы палеозойского фундамента и несводовых ловушек, требующих дополнительного геофизического изучения [26].

В южной части Шахпахтинской ступени и Ассакеауданском прогибе в пермо-триасовом комплексе выделены локальные поднятия (Кумой I, Кумой II, Эргазы Приразломная, Николаевская, Ассаке-Аудан), осложнённые разрывными нарушениями и формирующие козырьковые ловушки УВ. Продуктивность этих объектов во многом определяется развитием вторичных коллекторов в палеозое, образованных вследствие химического и механического выветривания. Флюидоупоры представлены плотными

породами нижней части пермо-триаса. Контроль залежей верхнепалеозойского комплекса осуществляется внутренней структурой палеозойских толщ, наличием ловушек, эффективных коллекторов и покрышек [46]. Среди перспективных объектов – Карааудан, Чуймак, Эргазы, Шахты, Тамарлы и Жаптыр. По сейсмическим данным в палеозое предполагается наличие биогермных построек (например, Кумой II и Жаптыр), представляющих дополнительный интерес для ГРР.

#### **8.4 Рекомендации**

В пределах ЮМУСП основными объектами поисково-разведочных работ должны стать локальные структуры Утежан, Кожантай, Северный Кожантай и Отынши, расположенные на Шахпахтинской ступени, а также Кызгурлы и Кызгурлы Южная, приуроченные к Ассакеауданской впадине.

Согласно данным НПЦ «ГЕОКЕН» [191], по указанным структурам произведены оценки прогнозных ресурсов углеводородов и рассчитаны вероятности геологического успеха. Суммарные прогнозные ресурсы газа по региону оцениваются на уровне  $\sim 96,9$  млрд м<sup>3</sup>. Предполагается наличие нефтематеринских пород триасового возраста, способных генерировать углеводороды с последующей их миграцией в ловушки, сформированные в юрском и палеозойском комплексах.

Актуальными представляются дополнительные геологические исследования ЮМУСП методом бассейнового моделирования для установления наличия и зрелости НМП в отложениях юры, триаса и палеозоя, а также для установления путей миграции и формирования залежей УВ, выяснения причин отсутствия УВ в разбуренных структурах.

По результатам исследований рекомендовано бурение поисковой скважины на структуре Кызгурлы (глубина  $\sim 4320$  м) с целью выявления газовых залежей в юрско-триасовых отложениях. Оценочные геологические ресурсы составляют 42 млрд м<sup>3</sup> по девяти перспективным горизонтам (8 – юрских, 1 – триасовый) при вероятности успеха 22,6%.

Дополнительно выделены перспективные структуры: Кожантай Западная, Отынши, Самтыр Южная, Самтыр Западная, Табын Южная и Кызгурлы Южная. Среди них приоритетными считаются Отынши (6,5 млрд м<sup>3</sup>) и Табын (5,7 млрд м<sup>3</sup>) с потенциальной продуктивностью в средней юре. В процессе бурения рекомендуется использовать технологии в публикациях [189].

Геометрия структур определена по ограниченной сейсморазведочной информации (ОГТ-профили с интервалами  $>3$  км), что требует уточнения параметров ловушек. Для повышения достоверности необходимы дополнительные съёмки методом МОГТ-3D. Размещение скважин носит предварительный характер и требует верификации по результатам детализированных геофизических исследований.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Снижение добычи на зрелых месторождениях Казахстана обостряет задачу восполнения углеводородных ресурсов. В рамках «Государственной программы геологической разведки на 2021-2025 годы» большое внимание уделено доразведке слабоизученных объектов и поиску новых залежей углеводородов. При этом акцент был поставлен на выявление перспективных на нефть и газ структур с применением цифровых технологий, методов искусственного интеллекта и современных подходов к прогнозированию.

В рамках докторских исследований эти технологии были апробированы в ЮМУСП, расположенном в юго-восточной части Южно-Мангышлакского нефтегазоносного бассейна, который все еще остаётся одним из наименее изученных в геолого-геофизическом отношении. Его строение характеризуется чередованием впадин (Ассакеауданская, Жазгурулинская и др.) и поднятий, формирующих ступенчатую структуру осадочного чехла мощностью более 6 км.

Антиклинальные структуры, приуроченные к этим ступеням, рассматриваются как наиболее перспективные объекты. Разрез включает два структурно-литологических этажа: мезо-кайнозойский чехол, промежуточный структурный этаж и складчатый фундамент. Основные залежи УВ приурочены к среднеюрским терригенным породам, а также встречаются в триасе, нижней юре и меловом комплексе. Коллекторами служат песчаники, алевролиты и глинисто-песчаные породы.

Первые гравиметрические и магнитометрические съёмки (1950-е годы) позволили уточнить морфологию фундамента и выделить локальные аномалии, потенциально связанные с ловушками. Однако физическая ограниченность методов не позволяла установить устойчивые связи между структурой фундамента, осадочным чехлом и нефтегазоносностью.

Прорыв произошёл в 2019 году, когда ТОО «Тат-Арка» реализовало МОГТ-2Д (1200 км профилей). Высококачественные сейсмические данные были объединены с архивными материалами 1980-х годов и результатами бурения 12 скважин. Это дало возможность существенно повысить достоверность комплексной интерпретации геолого-геофизических данных.

Обработка этих данных в современных ПО (Spark, HoloSeis, Petrel) позволила построить карты глубин по десяти отражающим горизонтам и выделить семь локальных структур (Кызгурлы, Кожантай Западная, Самтыр и др.), обладающих признаками как стратиграфических, так и тектонически экранированных ловушек.

Результаты АВО-анализа указали на возможное наличие газонасыщенных интервалов, однако данные бурения и каротажа оказались противоречивыми. Отсутствие нейтронных аномалий на кривых ГИС может свидетельствовать о кальматировании порового пространства или о том, что пробурённые скважины были заложены вне пределов продуктивных фаций. Это подчёркивает критическую важность высокой точности прогноза коллекторов и требует

комплексного подхода – интеграции сейсмических, петрофизических и геохимических данных для повышения достоверности интерпретации и эффективности геологоразведочных работ.

Проведённое в рамках диссертации комплексное геолого-геофизическое исследование ЮМУСП позволило сформировать научно - обоснованную методологию регионального прогноза нефтегазоносных объектов, основанную на интеграции классических и современных цифровых подходов. Разработка и апробация этой методологии осуществлялась на основе многопараметрической интерпретации геологических и геофизических данных, включая бурение, сейсморазведку МОГТ-2D, гравиметрию, магнитометрию, аэрогамmasпектрометрию и геотермию.

Повышение воспроизводимости и достоверности результатов стало возможным благодаря внедрению геоинформационного анализа, искусственного интеллекта и машинного обучения.

Применение ИИ (в частности, самоорганизующихся карт Кохонена — позволило существенно повысить эффективность интерпретации и моделирования, особенно в условиях разномасштабной, разреженной или разновременной информации, а также уточнить тектоническое строение, выделить блоки и горизонты с вероятно повышенной степенью насыщенности УВ.

Выделены устойчивые кластеры параметров, свидетельствующих о стабильно низком уровне радиоактивности на Шахпахтинской ступени, что отражает спокойную тектоническую обстановку и указывает на условия, благоприятные для продолжительной герметизации коллекторов и формирования ловушек УВ как структурного, так и неструктурного типов.

Кроме того, зафиксирован научный феномен «сдвоенной коры» в зоне сочленения Центрально-Устюртской системы дислокаций и Шахпахтинской ступени, который подтверждён трансформантами гравимагнитных полей, в т.ч. высокой плотностью точек Эйлера и наличием сдвоенных магнитоактивных тел.

Важным этапом оценки перспектив нефтегазоносности ЮМУСП стало применение АГСС, впервые внедрённой по аналогии с успешным опытом Южного Манышлака.

Характер пространственного распределения радиоактивных элементов (изотопов K, Th, U) способствовало выявлению литологических особенностей и возможных признаков миграции углеводородных флюидов. Нормализация по торию и применение методов кластеризации, в частности самоорганизующихся карт Кохонена, обеспечили выделение 15 устойчивых площадей с пониженным содержанием радиоактивных элементов, которые интерпретируются как потенциальные зоны аккумуляции углеводородов.

Комплексная интерпретация грави-и магнитометрических данных с применением трансформант потенциальных полей – вертикальных и горизонтальных градиентов, точек Эйлера и параметров TDR – в сочетании с технологией SIGMA DVOP позволила существенно уточнить геологическое

строение исследуемой территории. В результате выполненных исследований детализированы:

- положения глубинных тектонических границ, определяющих структуру фундамента;
- конфигурация, протяжённость и характер локальных разломов, играющих важную роль в формировании структурных ловушек;
- разграничение между стабильными платформенными участками и зонами тектонической дислокации, отличающимися различным уровнем тектонической активности и потенциалом нефтегазонакопления.

Выявлено, что активные тектонические зоны проявляются в виде выраженных аномалий – с повышенными градиентами плотности и намагниченности, что указывает на наличие нарушенных, более проницаемых пород. В то же время стабильные участки платформенного типа характеризуются низкими и средними значениями этих параметров, отражающими монолитность и однородность геологического разреза.

Дополнительно установлены чёткие пространственные корреляции между изменчивостью плотностных аномалий ( $\Delta G_a$ ), глубинами залегания фундамента (в диапазоне 7–10 км) и вероятными зонами развития коллекторов. Эти зависимости служат важной геофизической основой для повышения точности прогноза нефтегазоносности и выделения приоритетных участков для дальнейших поисково-разведочных работ.

Установлено, что активные тектонические зоны проявляются в виде выраженных аномалий с повышенными градиентами плотности и намагниченности, указывающими на наличие нарушенных и дислоцированных сред. В отличие от них, стабильные участки платформенного типа характеризуются низкими и средними значениями этих параметров, отражающими относительную гомогенность геологического разреза.

Выявлены пространственные корреляции между изменчивостью геомагнитных и ( $\Delta T_a$ ) плотностных аномалий ( $\Delta G_a$ ), глубинами фундамента (7–10 км) и вероятными зонами развития коллекторов в осадочном чехле, что позволяет повысить точность прогноза нефтегазоносности и обосновать приоритетные участки для поисково-разведочных работ.

Геотермические исследования выявили присутствие в ЮМУСП выраженных локальных тепловых аномалий, пространственно приуроченные к зонам глубинных разломов. Эти аномалии связываются с естественными каналами вертикальной миграции флюидов. Подобные аномальные зоны зарегистрированы на Шахпахтинской ступени и в северной части Ассакеауданского прогиба и служат важными первичными индикаторами при построении прогностических моделей нефтегазоносности.

Результаты цифрового теплового моделирования подтверждают: а) наличие максимальных температур на глубинах 2200–2500 м; б) выраженную температурную инверсию на глубинах более 3000 м.

Такие аномалии трактуются как отражение скоплений УВ с сохранённой герметичностью продуктивных интервалов, что существенно повышает перспективность данных интервалов.

Дополнительным подтверждением их углеводородного потенциала служат:

- повышенные геотермические градиенты, значительно превышающие фоновые значения;
- согласованность с картами распределения теплового потока и изолиний температуры;
- наличие отрицательной корреляции между плотностными и магнитными аномалиями и зонами геотермических максимумов.

Такое сочетание параметров указывает на присутствие разуплотнённых блоков с благоприятными условиями для формирования и накопления углеводородов. Более того, зафиксированная геодинамическая активность и глубинные флюидные потоки подтверждают продолжающееся развитие нефтегазообразующих процессов в ЮМУСП.

Принимая во внимание вышеизложенное, Шахпахтинская ступень представляет наибольший интерес в плане перспектив газонефтеносности, благодаря сочетанию геофизических характеристик, благоприятных для сохранности залежей углеводородов. Здесь отмечаются минимальные значения радиоактивности, стабильный геотермический режим и пониженные гравимагнитные градиенты, что указывает на тектонически стабильные условия и высокую сохранность коллекторов. В противоположность этому, Центрально-Устюrtская система дислокаций характеризуется повышенным радиационным фоном, активной тектоникой и выраженной геофизической неоднородностью, что снижает её нефтегазовый потенциал и относит к малоперспективным зонам.

Таким образом, внедрение современных цифровых технологий и методов ИИ существенно расширило возможности интерпретации полимасштабных геофизических данных и повысило точность прогноза газонефтеносности. Применение глубокого обучения, нейросетевых регрессий, стохастического моделирования и анализа главных компонент позволило эффективно обрабатывать, интерпретировать и моделировать данные различной природы – от аэрогамmasпектрометрии и инфракрасной съёмки до гравиметрии, магнитометрии, геотермии, а также результатов бурения и сейсморазведки.

Ключевым преимуществом стало комплексное, междисциплинарное объединение этих данных, направленное на выявление не только традиционных структурных, но и неструктурных ловушек. Последние часто связаны с зонами тектонических нарушений, литологическими разностями и экранирующими барьерами, особенно важными в районах с низкоамплитудной складчатостью и сложной архитектурой осадочного чехла. Такой подход существенно расширяет горизонты поисков, обеспечивая возможность выявления ранее незафиксированных или «скрытых» коллекторов, что актуально в условиях снижения ресурсной обеспеченности традиционных месторождений УВ.

Сопоставление стратиграфических, литолого-фациальных и тектонических данных позволило уточнить модель углеводородных систем

региона исследований. Основными нефтегазоматеринскими свитами признаны среднетриасовые и, локально, нижне- и среднеюрские отложения. Коллекторы представлены песчано-алевритовыми отложениями верхнего палеозоя, триаса, юры и мела, а экранирующие покрышки — глинистыми отложениями верхнетриасового и верхнеюрского возраста. Основная фаза генерации углеводородов приходилась на поздний меловой и палеогеновый этапы, в то время как аккумуляция происходила преимущественно в неогене. Эти данные согласуются с результатами моделирования зрелости органического вещества, выполненного по стандартам бассейнового анализа.

### ***Ключевые направления развития ГРР в ЮМУСП***

Эффективное освоение ЮМУСП требует принципиальной модернизации геологоразведочных подходов, основанных на цифровизации, интеграции разнородных геоданных и глубоком анализе геодинамических факторов, определяющих нефтегазоносность. Проведённые исследования показали тектоническую и геодинамическую общность Южного Мангышлака, Жазгурлинской и Ассакеауданской впадин, что свидетельствует о наличии единого мезозойско-кайнозойского механизма формирования нефтегазовых систем. Это открывает возможность использования накопленного опыта освоения месторождений Узень, Жетыбай и Шахпахты для построения геологических аналогов, а также для калибровки прогностических моделей на основе верифицированных данных.

На базе комплексной интеграции геофизических, геохимических и сейсмических данных выделены наиболее перспективные участки: Утежан, Кожантай, Северный Кожантай, Отынши и Табын Южный в пределах Шахпахтинской ступени, а также Кызгурлы и Кызгурлы Южная в Ассакеауданском прогибе.

По ряду структур прогнозные ресурсы газа оцениваются до 90 млрд м<sup>3</sup> при вероятности геологического успеха 22–25%. Рекомендуется проведение поисково-оценочного бурения, детальной сейсморазведки МОГТ-3D, параметрического бурения и построения 3D-концептуальных моделей. Дополнительно требуется анализ причин отсутствия залежей в ранее разбуренных структурах, включая оценку зрелости нефтематеринских пород, характера разломной тектоники, степени экранирования и эффективности миграционных путей.

Ключевое значение в повышении эффективности ГРР приобретает изучение геодинамических условий и разломно-флюидных систем, управляющих процессами генерации, миграции и аккумуляции углеводородов. Особое внимание уделяется:

- анализу разломов и надвигов как каналов миграции и структур, контролирующих экранирование ловушек;
- оценке влияния тектонической активности на сохранность залежей;
- интеграции тектонофизических и палеострессовых данных для реконструкции направлений флюидопереноса;

- применению термобарометрии флюидных включений для восстановления условий генерации и этапов миграции УВ.

Интеграция этих данных в пространственно-временные (3D/4D) геомодели значительно повышает достоверность прогнозов, особенно на участках с высокой геологической сложностью.

В этих условиях построение интегрированных 3D- и 4D-геомоделей для ЮМУСП становится основой стратегического планирования освоения. Объединение данных дистанционного зондирования, ГИС, бурения, сейсморазведки, каротажа, грави- и магнитометрии в рамках цифровой платформы позволяет увязать структурные, стратиграфические и петрофизические параметры. 4D-моделирование дополняет этот процесс анализом эволюции залежей во времени, включая изменения флюидных систем и фильтрационно-емкостных свойств.

Особое значение имеет масштабируемое бассейновое моделирование с реконструкцией фазово-термической и тектонической истории осадочного чехла. Анализ активных надвиговых и разломных систем как главных миграционных и экранирующих элементов позволяет значительно снизить геологическую неопределенность, минимизировать риски и повысить эффективность недропользования [32, 44, 103].

Таким образом, для эффективного освоения ЮМУСП оптимальным является интегрированный подход, сочетающий традиционные методы геологоразведки с современными цифровыми технологиями. Внедрение 3D/4D-геомоделирования, ИИ-алгоритмов, бассейнового анализа и тектоно-фациального моделирования позволяет значительно углубить понимание процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов.

Полученные результаты обладают высокой практической ценностью: они способствуют оптимизации поисково-разведочных работ и закладывают методологическую основу для модернизации геологоразведочных подходов на национальном уровне. Разработанная методика отличается гибкостью и может быть эффективно адаптирована к другим регионам Казахстана с аналогичными геологическими условиями, включая Арабо-Каспийская плита, Турагайская впадина (Северный и Южный Турагай).

Интеграция предложенной методологии в программы цифровизации геологоразведки создаёт основу для устойчивого и технологически продвинутого освоения ресурсной базы Казахстана.

В этом случае, ключевым направлением трансформации отрасли становится внедрение ИИ и машинного обучения. Применение нейросетевых алгоритмов, включая SOM и глубокие нейросети, позволяет автоматизировать интерпретацию данных, выявлять коллекторы и маломощные ловушки, адаптируясь к региональной геологии, что повышает точность прогноза и снижает неопределенность.

Создание единой цифровой геоплатформы с ИИ-модулями, поддержкой открытых форматов и автоматизированным анализом обеспечит эффективное

управление георесурсами и повысит интеграцию данных на национальном уровне.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абетов А.Е., Ниязова А.Т., Абетова С.А. Корреляция аномалий гравитационного и геомагнитного полей в Пределах крупных геоструктур Северо-Устюртского региона // Вестник КазНИТУ. – 2017. – Т.124. – №6. – С. 10-19.
2. Абетов А.Е., Ниязова А.Т. Аномальные геомагнитные поля Северного Устюрта // Материалы XXI международной научной конференции «Теория и практика современной науки». – Москва, 2016.
3. Абильхасимов Х.Б. Перспективы нефтегазоносности Устюрт-Бозашинского осадочного бассейна // Геология и охрана недр. – Алматы, 2018. - № 4 (69). – С. 30-39.
4. Алиев И.М., Аржевский Г.А. и др. Нефтегазоносные провинции СССР, 1977 г.
5. Алиев М.М., Алексеева Л.В., Авров В.П. Региональная стратиграфическая схема триасовых отложений Южного Мангышлака // Бюл. МОИП. Отд. геол. - 1986. - Т. 61. - Вып. 6. - С. 95-109.
6. Алиев М.М., Алексеева Л.В., Виноградова К.В. Стратиграфия триасовых отложений Южного Мангышлака // Проблемы геологии нефти. Закономерности формирования и размещения месторождений нефти и газа. - М.: ИГиРГИ, 1977. - С. 96-107.
7. Ажгалиев Д.К., Каримов С.Г., Исаев А.А. Региональное изучение следующий важный этап в оценке нефтегазоносного потенциала осадочных бассейнов Западного Казахстана // Георесурсы. 2018. № 20 (1). С. 16—24.
8. Антипов М.П., Быкадоров В.А., Волож Ю.А., Шлезингер А.Е. Сейсмостратиграфический анализ палеогеновых отложений Северного Приаралья и северо-восточного Усюрта // Геология и геофизика (спец. Выпуск к 100-летию А.Л. Яншина). - 2011. - Т. 52, № 10. - С. 1388-1397.
9. Абдуллин, А.А. Месторождения нефти и газа Казахстана: справочник. - Москва: Недра, 1993. - 248 с.
10. Андреев Ю.С. Аэрогамма-спектрометрия в нефтегазовой разведке // Геофизика, 2018.
11. Алексеева Л.В., Виноградова К.В., Цатурова А.А., «Стратиграфическое расчленение триасовых отложений Южного Мангышлака». БЮЛ. МОСК. О-ВА ИСПЫТАТЕЛЕЙ ПРИРОДЫ. ОТД. ГЕОЛ. 1991. Т. 66. ВЫП. 4
12. Амурский Г.И., Абраменок Г.А, Бондарева М.С. Дистанционные методы изучения тектонической трещиноватости пород нефтегазоносных территорий. - М.: Недра, 1988. - 163 с.
13. Безносов Н.В., Корчагин В.И., Николаев А.И.и др. Справочник по стратиграфии нефтегазоносных провинций СССР. Москва, Недра, 1987,

- 335с. [N.V. Beznosov, V.I. Korchagin, A.I. Nikolaev i dr. Spravochnik po stratigrafii neftegazonosnyh provincij SSSR. Moskva, Nedra, 1987, 335s.]
- 14.Бекжанов Г.Р., Кошкин В.Я., Никитченко И.И и др. Геологическое строение Казахстана. Алматы: Академия минеральных ресурсов Республики Казахстан, 2000 г.- 396 с.
- 15.Бекжанов Г.Р., Любецкий В.Н., Полевая Л.Д. и др. Тектоническое строение Казахстана. - Алма-Ата, 1975. - 169 с.
- 16.Бекжанов Г.Р. Основные этапы изучения глубинного строения и металлогении Казахстана. Алматы, 1997, с. 8-19.
- 17.Бурцев М.И. Поиски и разведка месторождений нефти и газа: Учеб. пособие. - М.: Изд-во РУДН, 2006. - 263 с.
- 18.Бурцев М.И. Геолого-геофизические методы прогноза поисков и разведки месторождений нефти и газа. РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, Москва, 2011 г., 285 стр., ISBN: 978-5-91961-014-4.
- 19.Бакиров АА, Бакиров Э.А., Габриэлянц Г.А. и др. Теоретические основы поисков и разведки нефти: и газа. Учебник мл вузов. М.: ООО «Издательский дом Недра», 2012. -416 с. ISBN 978-5-8365-0386-4
- 20.Бабаянц, П. С. Современные аэрогеофизические технологии при изучении нефтегазоперспективных территорий: особенности методики и эффективность.
- 21.Булыгин В.Я., Булыгин Д.В. Геология и имитация разработки залежей нефти. Недра, Москва, 1996 г., 382 стр.
- 22.Бабаев В.В. и др. Теплофизические свойства горных пород. М.: Недра, 1987.
- 23.Бабаев Х. Новые технологии в геофизике для разведки и добычи нефти и газа. Научный журнал Наука и Мировозрение, 2025. – 6с.
- 24.Бродовой В.В. Комплексирование геофизических методов : учебник для вузов. – М. : Недра, 1991. – 330 с.
- 25.Бабаджанов Т.Л., Абетов А.Е., Рубо В.В., Рзаева В.А. Анализ комплексов промежуточного структурного этажа Восточного Устюта (по сейсмическим данным). – Ташкент. Фан, Узб.геол.журн., 1995. - №1. - С. 59-63. 61
- 26.Бабаджанов Т.Л., Абетов А.Е., Масумов А.В., Рубо В.В., Рзаева В.А. Тектоническое развитие Северного Устюта в системе герцинских структур запада Центральной Азии // Тезисы, доклады респ. научно-техн. конференции «Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Узбекистана». – Ташкент: НК «Узбекнефтегаз», 1996. - С. 47-49.
- 27.Бондарева М.С. Палеозойские и триасовые отложения новый нефтегазоносный комплекс Мангышлака и Устюта. Нефтегазовая геология и геофизика. 1977, № 5, с.11-15.
- 28.Бондарев В.И. Основы сейморазведки. Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 2003. 332 с.

- 29.Бенесон В.А., Есенов Ш.Е. и др. Тектоника и нефтегазоносность Мангышлака и Устюрта. Недра, Москва, 1972 г., 233 стр.
- 30.Блох Ю.И. Решение прямых задач гравиразведки и магниторазведки. Москва - 1993 г. 79 с.
- 31.Блох Ю.И. Количественная интерпретация гравитационных аномалий. М: МГРИ. 1982. 92 с.
- 32.Волож Ю.А. Осадочные бассейны Западного Казахстана (приложения сейсмостратиграфического анализа): автореферат дис.док. геологоминералогических наук: 04.00.01. / Геологический институт Российской академии наук. – Москва, 1991.
- 33.Волож Ю.А., Куандыков Б.М. Труднодоступные ресурсы нефти и газа – месторождения больших глубин // Актуальные проблемы нефти и газа. 2014.
- 34.Волож Ю.А., Быкадоров В.А., Антипov М.П., Сапожников Р.Б. Особенности строения палеозойских отложений Тургайско-Сырдарьинского и Устюртского регионов (в связи с перспективами нефтегазоносности глубоких горизонтов осадочного чехла) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – Санкт-Петербург, 2016. - Т.11. - № 4. - С. 1-43.
- 35.Волож Ю.А., .Быкадоров В.А. Палеозойские и триасовые отложения Устюрта (сейсмостратиграфия, палеогеография, нефтегазоносность).
- 36.Воцалевский Э.С., Булекбаев З.Е., Искужиев Б.А. и др. Справочник месторождения нефти и газа Казахстана, Алматы, 1999 г.
- 37.Воцалевский Э.С., Куандыков Б.М., Булекбаев З.Е. и др. Месторождения нефти и газа Казахстана. Справочник. М.: Недра, 1993 г., 247с.
- 38.Воцалевский Э.С., Пилифосов В.М. и др. Карта прогноза нефтегазоносности Казахстана. Масштаб 1:2 500 000 Алматы: Институт геологических наук имени К.И. Сатпаева, 2000 г.
- 39.Воцалевский Э.С. и др. Месторождения нефти и газа Казахстана: справочник, 2005. - 326 с.
- 40.Волхонин С.В., Г.М. Авчян, К.А. Савинский и др. Петрофизическая характеристика осадочного покрова нефтегазоносных провинций СССР: Справочник - М. : Недра, 1985. - 193 с.:
- 41.Волож Ю.А. и др. Триас Южного Мангышлака. М., Недра., 1981. 210 с.(ВНИГНИ. Труды. Вып. 224).
- 42.Винюков В.Н., Димаков А.И., Дьяков Б.Ф. Перспективы нефте- 200 газоносности пермо-триасовых отложений Мангышлака и Устюрта. - "Теология нефти и газа", 1972, № 4, с.12.
- 43.Габриэлянц Г.А. (гл. редактор) Карта нефтегазоносности СССР. Масштаб 1:2 500 000. Москва: ПГО «Центргеология» СССР, 1988 г.
- 44.Гончаров Н.Н., Земсков А.И. (2019). Цифровое геофизическое моделирование. — СПб.: Наука.

45. Грекусис Д. Методы и практика пространственного анализа: с примерами решения в ArcGIS, GeoDa и GeoDa Space, 2021
46. Гаврилов В.П., Гулев В.Л., Гибшман Н.Б. и др. Геология и перспективы нефтегазоносности верхнепалеозойских отложений Устюртского региона».
47. Горный В.И., Шилин Б.В., Ясинский Г.И. Термальная аэрокосмическая съемка. М.: Недра, 1993. 128 с.
48. Голоненков Г.Н. Прогнозирование геологического разреза по сейсмическим данным. Геология нефти и газа № I, 1981, с.48-56.
49. Горшков В.И., Волкова Т.П. Перспективы нефтегазоносности зоны сочленения Северного Устюрта и Прикаспийской впадины. Нефтегазовая геология и геофизика, Ш 10, 1981, с.14-17.
50. Даукеев С.Ж, Ужкенов Б.С., Абдулин А.А. и др. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана. Том 3. НЕФТЬ И ГАЗ, Алматы, 2002 г., 248с.
51. Дальян И.Б., Сыдыков Ж.С. Геотермические условия восточной окраины Прикаспийской впадины // Сов.геол. 1972. № 6. С.126-131.
52. Демеева М.С. Поиск залежей углеводородов на больших глубинах (4000-7000 м) в пределах Прикаспийской впадины // Актуальные вопросы нефтегазовой отрасли: Сб.трудов. Актау, 2017. С. 39-45.
53. Дьяков Б.Ф. Схема тектонического строения и перспективы нефтеносности полуострова Мангышлак. Геология нефти, 1957, № 7.
54. Дьяков Б.Ф. и др. Южный Мангышлак - новый крупный нефтеносный район. Геология нефти и газа, 1961, № 12.
55. Долгаль А.С., Пугин А.В., Новикова П.Н., История метода истокообразных аппроксимаций геопотенциальных полей. Физика Земли, 2022, № 2, стр. 3-26
56. Дмитриев С.П. Развитие методов комплексной интерпретации геофизических данных в нефтегазовой разведке // Вестник геологии нефти и газа, 2023.
57. Жолтаев Г.Ж. Нефтегазоносные бассейны Казахстана с позиции плитной тектоники // Глубинное строение и металлогения Казахстана. Алматы: Наука, 1997. С.71-78.
58. Жолтаев Г.Ж., Исказиев К.О., Абайылданов Б.К. Палеозойские отложения – потенциальный резерв восполнения запасов и расширения сырьевой базы нефтегазовой отрасли на Мангышлаке // Известия НАН РК. Серия геологии и технических наук. – 2018. – Т. 431. - № 5. - С. 163-171.
59. 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. – С. 296-306.

60. Жумагалиев А.М., Абетов А.Б. и др. (2022). Интегративный подход к прогнозу нефтегазоносности. Геология Казахстана, №4, с. 10–22.
61. Закиров А.Ш. Методика изучения глубинного строения и перспектив нефтегазоносности Северного Устюрта по комплексу геофизических полей: автореф. канд. техн. наук:25.00.10. - Москва: РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2011.
62. Загородний, А.М., Тюменев, С.С., Осипов, Е.В. (2012). Геодинамическая модель нефтегазоносности Прикаспийской синеклизы. Геология нефти и газа, 4, 3–12.
63. Земсков А.И., Гусев С.В., Мелихов А.А. (2021). Predictive seismic modeling and trap identification. Petroleum Geoscience Journal, 27(4), 245–261.
64. Земсков А.И. и др. (2020). Пространственный анализ и интерпретация геофизических аномалий. Геология и разведка, №8, с. 44–56.
65. Инструкция по гравиразведке/М-во геологии СССР. – М.: Недра, 1980 г.- 80 с.
66. Имашев Н.У. и др. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Узеньской антиклинали и прилегающих районов степного Мангышлака. Геология нефти и газа, 1962, № 3.
67. Исхаков Б.Л., Калмыков В.А. Инструкция по организации и проведению геологического доизучения масштаба 1:200 000. Комитет геологии и недропользования МЭМР РК, Кокшетау 2002.
68. 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.
69. Куандыков Б.М. Основные задачи геологоразведочных работ на нефть и газ в Казахстане // Известия АН РК. Серия геологическая. -Алматы. - 1992. - № 4.
70. Кронберг П. Дистанционное изучение Земли. Основы и методы дистанционных исследований в геологии. Пер. с нем. М.: МИР, 1988. 343 с.
71. Князев С.В. (2020). Региональные прогнозные исследования нефтегазоносности. Геология и недропользование, №5, с. 24–35.
72. Кондрат Е.М. (2019). Аэрогаммаспектрометрия в нефтегазопоисковых работах. Разведка и охрана недр, №5, с. 20–33.
73. Крейтер В.М. (1935). Основы методики геологоразведочных работ. — М.: Геонефтеиздат.
74. Косыгин Ю.А. Тектоника. М. «Недра», 1988 г. – 306 с.
75. Крайчик М.С. Гидрогеологическая характеристика мезозойско-кайнозойских отложений Устюрта в связи с нефтегазоносностью. Труды ВНИГРИ, 1973, вып. 337, с.39-50.

76. Крайчик М.С. Геотемпературное поле МангышлакУстюртского нефтеносного бассейна. Труды ВНИГРИ, вып. 369, 1975, с.Ш-117.
77. Крайчик М.С. О некоторых особенностях генезиса крепких рассолов в юрско-палеогеновых отложениях Мангышлака и Устюрта. Тр. ВНИГРИ, 1977, вып. 396.
78. Крайчик М.С. Оценка гидрогеологических и геотермических условий нефтеносности Северо-Устюртской впадины. Геология нефти и газа, № I, 1978, с.39-44.
79. Кожахмет К.А. Стратиграфия триасовых отложений Южного Мангышлака и Северного Устюрта, ANAS Transactions, Earth Sciences, № 2, 2013.
80. Куин Я.А., Коробкин Л.М. Региональные геофизические исследования глубинного строения Южного Мангышлака Обзор Регион., развед. и промыслов, геофиз . М., ВИЭМС, 1971, с. 3 — 20.
81. Крылов Н.А., Мальцева А.К. Юрские отложения запада средней Азии и их нефтегазоносность. Издательство «НАУКА» Москва 1967, 176 с.
82. Кислухин И.В., Кислухин В.И., Бородкин В.Н. Методы поисков месторождений углеводородного сырья: учебное пособие / – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011–52 с. ISBN 978-5-9961-0312-6
83. Лебедев Н.В. Новые технологии в поиске нефти и газа: интеграция геофизических данных // Современная геофизика, 2021.
84. Лобова Г.А., Меренкова А.С., Исаев В.И., Кузьменков С.Г. Тепловой поток и нефтегазоносность северо-восточной части Томской области // Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ]. Инженеринг георесурсов / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ)–2021—Т. 332, № 7—С. 114-123
85. Летавин А.И., Крылов Н.А. Основные черты тектоник и платформенного чехла Мангышлака, Устюрт а и прилегающих территорий—В кн.: Закономерности размещения и поиски залежей нефти и газа в Средней Азии и Казахстане. М., Наука, 1973., с. 9 — 16.
86. Матусевич А.В. Структура локального гравитационного поля как основа районирования соляных куполов прикаспийской впадины//Известия НАН РК. Серия геологическая. - 2006. №5. С. 65–76.
87. Моисеенко У.И. Схема распределения температуры в земной коре территории СССР на глубине 10 км. Ленинград: Мингео СССР, 1985.
88. Муромцев В.С. Перспективы поисков региональных и локальных зон выклинивания на территории Мангышлака и Устюрта. Теология нефти и газа", 1973, № 2, с.62.
89. Мирчинк М.Ф., Есенов Ш.Е., Бененсон В.А. и др. Тектоника и нефтегазоносность Мангышлака и Устюрта /. М., Недра, 1972.
90. Методическое руководство по проведению гравиметрических исследований при геологоразведочных работах. Комитет геологии и недропользования МЭМР РК, Астана 2008 г. – 130 с.

91. Montaj MAGMAP Filtering, Программный модуль двухмерной обработки данных потенциального поля в частотной области для Oasis montaj v7.1, январь 2013.
92. Михайлов А.В. Использование аэрогамма-спектрометрии в нефтегазовой геологии // Геофизика нефти и газа, 2016.
93. Мелихов А.А. и др. (2023). Artificial Intelligence and Multispectral Geodata in Oil Exploration. Journal of Petroleum Science, 30(2), 120–138.
94. Мелихов А.А. и др. (2023). Integrated basin-scale petroleum system analysis. Petroleum Geoscience Journal, 29(1), 57–73.
95. Мингео СССР (1982). Инструкция по проведению геофизических работ при региональном изучении недр. — М.: Недра.
96. Никонов Н.И. (2006). Геофизические методы в региональной геологии. — М.: Геоинформ.
97. Нацкий А.Д. 1918. Материалы к стратиграфии нижнего мела Мангышлака. Материалы для геологии России, Т.26, вып.1. с.133-191
98. Никитского В.Е. и Бродового В.В. Комплексирование геофизических методов при решении геологических задач – М.: Недра, 1987 – 471 с.
99. Никитин А.А., Хмелевской В.К. Комплексирование геофизических методов: учебник для вузов. – 2-е изд. испр. и доп. – М.: ВНИИГеосистем, 2012. – 346 с.: ил. ISBN 978-5-8481-0121-8
100. Николаев В.А. Геология и нефтегазоносность Южного Мангышлака // Известия РАН. Серия геологическая, 2018.
101. Оздоев С.М. Перспективы нефтегазоносности осадочных бассейнов Казахстан // Известия НАН РК, Серия геологии и технических наук. 2012. № 1. С. 61-76.
102. Оленин В.Б. Нефтегеологическое районирование по генетическому принципу. Изд-во "Недра", 1977.67. 0 перспективах нефтегазоносности палеозоя Северного Устюрта. Геология нефти и газа, № 7, 1973, с.42-48.
103. Попков В.И., Ларичев В.В., Попков И.В. Структура глубокопогруженных комплексов осадочных бассейнов: гидрологические аномалии и нефтегазоносность как следствие внедрения глубинных флюидов (на примере месторождений Южного Мангышлака) / ГЕОТЕКТОНИКА. -2023. - №3. - С. 41-66.
104. Попков В.И., Япаскурт О.В. К строению фундамента Мангышлака // Докл. АН СССР. -1982. - Т. 262. - № 2. - С. 423-425.
105. Попков В.И., Япаскурт О.В., Клычников А.В. Доюрские образования Песчаномысско-Ракушечной зоны Южного Мангышлака // Бюл. МОИП. Отд. геол. - 1984. - Т. 59. - Вып. 4. -С. 95-109.
106. Попов Е.Ю., Ромушкевич Р.А., Попов Ю.А. Измерения тепловых свойств пород на стандартных образцах как необходимый этап теплофизических исследований месторождений углеводородов // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка, 2017. № 2. С. 56 – 70.

107. Петров А.В. Учебное пособие по КОСКАД 3Д. Российский государственный геологоразведочный университет. Москва 2003.
108. Проблемы геологии и освоения недр : труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета. Том 2 / Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 1282с.
109. Ростовцев К.О. Дагис А. Стандарт нижнего триаса//27-Й МГК-Стратиграфия. Секция С. 01. Докл. М, 1984. Т. 1.С. 79—86.
110. Рихванов Л.П., Соболев И.С. и др. (1997). Радиогеохимия в системе прогноза месторождений. Геохимия, №6.
111. Соболев И.С. Прогнозирование и поиски месторождений нефти и газа радиохимическими методами в условиях Западно-Сибирского региона: диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук, 1999., Томск -212 л.;
112. Серкеров С.А. Гравиразведка и магниторазведка в нефтегазовом деле. М.: Нефть и газ. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006 г. – 512 с.
113. Смирнов С.З., Никифорова Г.А., Цветков М.П. (2006). Радиогеохимические поля нефтегазоносных территорий. СПб: Недра, 210 с.
114. Смирнова О.М. и др. Гравиметрическая карта СССР. Лист К-40-VIII. Масштаб 1:200 000. Объяснительная записка Москва: Союзгеофизика, 1979 г.
115. Соколова Т.Б. и др. Интерпретация геофизических материалов. Геологический факультет МГУ имени М.В. Ломоносова. стр.152.
116. Страхов В.Н. Методы интерпретации гравитационных и магнитных аномалий. Пермь: ПГУ. 1984. 72 с.
117. Савельев А.А. 1974. Новая зональная схема стратиграфии нижнего альба Мангышлака. В: М.С. Месежников, А.И. Киричова (Ред.). Биостратиграфия мезозоя осадочных бассейнов СССР. Труды Всесоюзного
118. Спасский Б.А., Герасимова И.Ю. Сейсмостратиграфия: учеб.-метод. пособие / Перм. ун-т. – Пермь, 2007. - 267 с. ISBN 5-7944-0780-8
119. Сборник научных трудов ТОО «КМГ Инжиниринг» – Астана, 2023, № 4 (22). - 360 стр. Полиграфия ТОО «Intellservice». ISBN 978-601-08-4307-3
120. Сабанов С.В., Семёнова Т.Н., Васюткин В.И. (2010). Радиогеохимические методы поисков нефти и газа: теория и практика. М.: Наука, 248 с.
121. Турэмуратов Ж.С. под редакцией Матусевича А.В. Гравиметрическая карта СССР масштаба 1:200 000. Лист К-40-XIV. Объяснительная записка. –М, 1978. -24 с.

122. Трофимов Д.М., Каргер М.Д., Шуваева М.К. Методы дистанционного зондирования при разведке и разработке месторождений нефти и газа. М.: Инфра-Инженерия, 2015. 80 с.
123. Флоренский П.В., Карабенцова Н.М., Конохова Н.И. и др. Триасовые отложения Южного Мангышлака новый этаж нефтегазоносности.-Геология нефти и газа, 1975, № 8, с.35-41.
124. Федынский В.В. Разведочная геофизика: учебник. – М.: Недра, 1967. – 672 с.
125. Хуторской М.Д., Тевелева Е.А. Тепловой поток в солянокупольных бассейнах Евразии – сравнительный анализ // Георесурсы. 2010. № 2. С.27-34.
126. Чакабаев С.Е, Воцалевский Э.С. О связи нефтегазоносности локальных структур Южного Мангышлака и Южного Устюрта с историей их геологического развития. — Геол. нефти и газа. 1974, № 8, с.16—21.
127. Шлыгин Д.А., Куантаев Н.Е., Вейврек Д.А. Геохимические особенности нефтегазоносности надсолевого комплекса Прикаспийской впадины // Геология и разведка недр Казахстана, 1997. № 3. с. 38-42.
128. Шилин Б.В. Тепловая съемка при изучении природных ресурсов. М.: Гидрометеоиздат, 1980.
129. Яковлев Б.А. Прогнозирование нефтегазоносности недр по данным геотермии. – М.: Недра, 1996. – 240 с.
130. Abetov A.Ye., Essirkepova Sh.B., Kozhamsugirov D. Effectiveness of aerogamma-spectrometric research in solving applied problems of oil and gas geology // Геология и охрана недр. 2021. Т. 78. № 1. С. 55–62.
131. Abetov A.E., Yessirkepova Sh.B., Curto Ma J. Geomagnetic field transforms and their interpretation at exploration for hydrocarbon field in the southern part of the Ustyurt region. News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Series of Geology and Technical Sciences, 6(450), 2021, 6-14, Almaty, NAS RK, ISSN 2518-170X (Online), ISSN 2224-5278 (Print), <https://doi.org/10.32014/2021.2518-170X.113>
132. Abetov A.E., Yessirkepova Sh.B., Curto Ma J. Gravity field transforms at the exploration for hydrocarbon field in the southern part of the Ustyurt region. News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Series of Geology and Technical Sciences, 3(453), 2022, 17-31, Almaty, NAS RK, ISSN 2518-170X (Online), ISSN 2224-5278 (Print), <https://doi.org/10.32014/2022.2518-170X.177>
133. Abetov A.E., Yessirkepova Sh.B., Curto Ma J. Remote sensing in the study of the thermal field of the South Ustyurt region in order to find hydrocarbon deposits. News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Series of Geology and Technical Sciences, 2(458),

134. Abetov A.E., Yessirkepova Sh.B., Curto Ma J. The Geomagnetic Field Transformants and Their Complexing with Data of Gravitational, Thermal and Radioactive Fields: During the Exploration of Hydrocarbon Fields at the Southern Part of the Ustyurt Region. DOI: <http://dx.doi.org/10.5772/intechopen.111560>
135. Abetov A., Niyazova A., Saurikov Z. 3d modeling of euler's points for geodensity and geomagnetic models of north ustyurt region in geosoft oasis montaj // NEWS OF NAS RK. Series of geology and technical sciences. 2017. № 4.
136. Blakely, R.J. (1996). Potential Theory in Gravity and Magnetic Applications, Cambridge Univ. Press, Cambridge, October 1995.
137. Beardmore G.R., Cull J.P. (2001). Crustal Heat Flow: A Guide to Measurement and Modelling. Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511535834>
138. Bergen K.J., Johnson P.A., de Hoop M.V., Beroza G.C. (2019). Machine learning for data-driven discovery in solid Earth geoscience. Science, 363(6433), eaau0323. <https://doi.org/10.1126/science.aau0323>
139. Cermak V., Rybach L. (1982). Thermal conductivity and specific heat of minerals and rocks. In G. Angenheister (Ed.), Landolt-Börnstein - Group V Geophysics: Physical Properties of Rocks (Vol. 1, pp. 305–343). Springer. [https://doi.org/10.1007/10201924\\_7](https://doi.org/10.1007/10201924_7)
140. Donald F. Saunders et al. Relation of thorium-normalized surface and aerial radiometric data to subsurface petroleum accumulations. Geophysics, Vol. 58, NO.10, P. 1417-1427, October 1993.
141. Donald F. Saunders et al. Model for Hydrocarbon Microseepage and Related Near-Surface Alterations. AAPG Bulletin, V.83, No.1, P.170-175, January 1999.
142. Duval J.S., 1983. Composite color images of aerial gamma-ray spectrometric data. Geophysics, 48(6), 722–735. <https://doi.org/10.1190/1.1441503>
143. Elsheikh A.H., Wheeler M.F., Hoteit H., Hossain M.E. (2019). Integration of geostatistics, geophysics, and machine learning for robust reservoir characterization. Journal of Petroleum Science and Engineering, 179, 910–927. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.04.036>
144. El-Kaliouby B.A., El-Naggar M.M., Salama M.A., 2017. Integration of airborne gamma-ray spectrometric and magnetic data for exploration of hydrocarbon microseepage in the Western Desert of Egypt. Journal of African Earth Sciences, 127, 115–129.

145. Fisher R.V., Flow transformations in sediment gravity flows. *Geology* 11, 1983, p. 273-274.
146. Fabricio R.C., et al. Combining tilt derivative filters: new approaches to enhance magnetic anomalies, September 2018.
147. Fairhead J.D., Green C.M., Odegard M.E. (2013). Regional gravity anomaly mapping using wavelets and residual separation. *First Break*, 31(1), 53–60.
148. Gregorauskas A., Motiejūnas S., Dobilas G., 2015. Application of gamma-ray spectrometry in hydrocarbon exploration in Lithuania. *Geologija. Geografija*, 1(1), 35–43. <https://doi.org/10.6001/geol-geogr.v1i1.3101>
149. Gurbanov V.Sh., Zinalova G.D. Reservoir properties of carbonate rocks of Triassic deposits of southern Mangistau. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2018, vol.17, no.1, pp.17-25. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.1.2
150. Goodfellow I., Bengio Y., Courville A. (2016). Deep Learning. MIT Press. <https://www.deeplearningbook.org>
151. Hantschel T., Kauerauf A.I. (2009). Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling. Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-540-72318-9>
152. Hermanrud C., Ankel A., Wensaas L. (1990). Present day temperatures and thermal maturity in the Snorre Field, northern North Sea. *AAPG Bulletin*, 74(10), 1533–1550.
153. Hurtig E., Cermák V., Haenel R., Zui V. S. (1992). Geothermal Atlas of Europe. Hermann Haack Verlagsgesellschaft mbH.
154. Hildenbrand T.G., Gettings M.E., Morin R.L. (2001). Constructing magnetic anomaly maps for geologic mapping and interpretation. U.S. Geological Survey Open-File Report 01-223.
155. International Atomic Energy Agency (IAEA). (2003). Guidelines for Radioelement Mapping Using Gamma Ray Spectrometry Data. IAEA-TECDOC-1363, Vienna, Austria. [https://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/te\\_1363\\_web.pdf](https://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/te_1363_web.pdf)
156. Julia B. Curto, Augusto C.B. Pires, Adalene M. Silva/ The role of airborne geophysics for detecting hydrocarbon microseepagesand related structural features: The case of Remanso do Fogo, Brazil // *GEOPHYSICS*, VOL. 77, NO. 2 (MARCH-APRIL 2012); P. B35–B41, 2012
157. Jessop A.M. (1990). Thermal Geophysics. Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-88943-0.50004-6>
158. Klusman R.W., Soil Gas and Related Methods for Natural Resource Exploration, New York, 1993.
159. Karpatne A., Atluri G., Faghmous J.H., Steinbach M., Banerjee A., Ganguly A., Kumar V. (2017). Theory-guided data science: A new paradigm for scientific discovery from data. *IEEE Transactions on Knowledge and Data Engineering*, 29(10), 2318–2331. <https://doi.org/10.1109/TKDE.2017.2720168>

160. LeShack and Van Alstine, High-resolution ground-magnetic (HRGM) and radiometric surveys for hydrocarbon exploration: Six case histories in Western Canada, January 2002;
161. Louis M.C. Influence of Temperature and Depth on Formation of Hydrocarbons, Particularly in Kerogen Shales // Proc. World Petrol. Congr., 7th . – 1967. V. 2 (1). – P. 47-60.
162. Leucci G., Chianese D. (2020). Geophysical methods for cultural heritage management. Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-49132-6>
163. Mendonca C.A., Silva J.B., 1995, Interpolation of potential-field data by equivalent layer and minimum curvature: A comparative analysis: *Geophysics*, 60, 399–407, doi: 10.1190/1.1443776
164. Milanovsky E.E. (1992). *Geodynamics of the lithosphere*. Moscow: Nedra.
165. Nabighian M.N., Grauch V.J., Hansen R.O., LaFehr T.R., Li Y., Peirce, J.W., Ruder M.E. (2005). The historical development of the magnetic method in exploration. *Geophysics*, 70(6), 33ND–61ND. <https://doi.org/10.1190/1.2133784>
166. Priezzhev Ivan, Aaron Scollard, Zhengang Lu. Regional production prediction technology based on gravity and magnetic data from the Eagle Ford formation, Texas, USA. SEG Technical Program Expanded Abstracts : 1354-1358. <https://doi.org/10.1190/segam2014-0289.1>
167. Priezzhev I., Veeken PCH., Egorov S.V., Nikiforov A.N., 2019, Seismic waveform classification based on Kohonen 3D neural networks with RGB visualization, First Break, Volume 37, Issue 2, Feb 2019, p. 37 – 43
168. Reeves C., Macnab R., Finn C. (2007). Airborne geophysics: Old physics, new applications. *The Leading Edge*, 26(3), 328–333. <https://doi.org/10.1190/1.2715058>
169. Reichstein M., Camps-Valls G., Stevens B., Jung M., Denzler J., Carvalhais N., Prabhat. (2019). Deep learning and process understanding for data-driven Earth system science. *Nature*, 566(7743), 195–204. <https://doi.org/10.1038/s41586-019-0912-1>
170. Saunders D.F., Nielson D.L., Frank G.E., 1993. Petroleum microseepage and related near-surface alteration in sedimentary basins. *AAPG Bulletin*, 77(8), 1338–1343. <https://doi.org/10.1306/BDFF8D8E-1718-11D7-8645000102C1865D>
171. Sanders A.E. et al. (1987). Multi-method Exploration on Undiscovered Fields. *AAPG Memoir*, 45.
172. Schmoker J.W. (1996). Resource Assessment Strategies. USGS Professional Paper Series.
173. Schmoker J.W. (1996). Use of Seismic and Log Data in Estimating Petroleum Resources. *USGS Bulletin*.
174. Shumilov A.F. (2021). Integration of Geophysical Methods in Hydrocarbon Basins. — Moscow: VNIGNI.

175. Siegel F.R., Green K. (1989). Radon and U-Tracing in Oil and Gas Exploration. *Applied Geochemistry*, 4(1).
176. Sobolev I.S. (1999). *Geochemical Innovation in Petroleum Exploration*. — M.: ГЕОС.
177. Sobolev I.S., Kolpakov V.A. (1998). Radiological Indicators of Oil Deposits. *Vestnik Georazvedki*, №3.
178. Saada A. Edge detection and depth estimation of Galala El Bahariya Plateau, Eastern Desert-Egypt, from aeromagnetic data, November 2015;
179. Telford W.M., Geldart L.P., Sheriff R.E. (1990). *Applied geophysics* (2nd ed.). Cambridge University Press.
180. Tomas Naprstek and Richard S. Smith, A new method for interpolating linear features in aeromagnetic data. *GEOPHYSICS*, VOL. 84, NO. 3 (MAYJUNE 2019).
181. Wu X., Zhang Y., Sun H., Liu J. (2019). A deep learning method for seismic lithology prediction based on well-log data. *IEEE Access*, 7, 136688–136698. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2942713>
182. Wang J. et al. (1993). Gamma-Spectrometric Imaging in Hydrocarbon Basin Studies. *Chinese Journal of Geochemistry*, 12(2)
183. Zhang Y., Xiong W., Zhao Y., Li D., Wang H. (2020). Machine learning-based integration of geophysical data for hydrocarbon reservoir characterization. *Geophysics*, 85(4), B229–B240. <https://doi.org/10.1190/geo2019-0657.1>

### **Фондовые источники:**

184. Акчулаков У.А. (руководитель группы). Отчет «Комплексное изучение осадочных бассейнов Республики Казахстан за 2009-2011 годы» - Астана, АО «КИНГ» (2012 г.).
185. Акчулаков У.А. (руководитель проекта) Отчет «Комплексное изучение осадочных бассейнов Республики Казахстан за 2009-2011 годы. Устюрт-Бозашинский бассейн» в 3-х книгах, 3-х папках, г. Астана, АО «КИНГ» 2012 г.
186. Акчулаков У.А. (руководитель проекта) Отчет «Комплексное изучение осадочных бассейнов Республики Казахстан за 2009-2011 годы. Мангышлакский бассейн» в 3-х книгах, 2-х папках, г. Астана, АО «КИНГ» 2012 г.
187. Волож Ю.А. Отчет по теме «Обобщение геолого-геофизических данных, геологическое моделирование и составление геоинформационного проекта по Прикаспийскому, Предкавказско-Мангышлакскому и Южно-Каспийскому нефтегазоносным бассейнам». Геологический институт РАН, Москва, 2007.
188. Гребенщикова О.Э. и др. Отчет о результатах работ по объекту: «Наполнение банка данных цифровой геологической информацией.

- Наполнение гравиметрического банка данных по территории Республики Казахстан» за 2016 год, РГП «СГП», Алматы, 2016.
189. Жакашев Е.Н., Шаукенова А.К., Уразова А.Б. «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Самтыр». ТОО «Научно-исследовательский институт технологий добычи и бурения «КазМунайГаз», г. Астана, 2019 г. -126 с.
190. Ибрагимов А.А. «Отчет о результатах обработки и интерпретации данных 2Д сейсморазведки, выполненных в пределах контрактной территории ТОО «Meridian Central Asia Services» (Меридиан Сентрал Эйжия Сервисез) участка Самтыр в 2019 году в комплексе с данными ранее пробуренных поисковых скважин» (2019 г.).
191. Коврижных П.Н. Ли Л.В, Петровский В.Б. «Отчет о результатах работ масштаба 1:100 000 по объекту: «Проведение аэрогеофизических и наземных гравиметрических работ на участке Самтыр» (2019 г.).
192. Коврижных П.Н., Ли Л.В. и др. Проект на производство работ по объекту «Проведение опережающей геофизической съемки по листам ГДП-200 (на площади листов L-39-XXXIV, XXXV, K-39-V, K-39-VI, K-40-VII (Мангистауская область)», 2017 г., Алматы, -156 с.
193. Коврижных П.Н., Ли Л.В., Есиркепова Ш.Б. Отчет о результатах работ по объекту: «Проведение опережающей аэрогеофизической съемки по листам ГМК- 200 (на площади листов L-39-XXXIV, XXXV, K-39-V, K-39-VI, K-40-VII (Мангистауская область) выполненных в 2021-2023 гг.» (2023 г.)
194. Коробкин Л.М., Федорова С.К. Отчет о региональных работах Мангышлакской и Устюртской партий (№3-4-5 и №12-13-14) Турланской геофизической экспедиции в Западном Казахстане за 1967 г. Казгеофизтрест, Алма-Ата, 1968
195. Сейфуллин Ш.М., Калинин М.И., и др. «Отчет оведении высокоточной аромагнитной съемки масштаба 1:50 000 на Южном Бузачи, Мангышлаке и Устюрте в 1982-1984 годах» (1984 г.).
196. Супруненко А.Н., Малетин В.И. Отчет по гравиметрической съемке и маршрутным работам масштаба 1:200 000 в Центральном, Южном Казахстане и Мангышлаке за 1985-87 гг. Аэрогеолого-геофизическая экспедиция, с. Николаевка, 1987.
197. Хитров Д.М., Морозова Н.М., Бачина М.А. «Отчет по обработке сейсмических данных 2D 2019 года на участке Самтыр». Отчет. Книга. Текст. ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» («Професионал Гео Солюшнс Казахстан»). Алматы, 2020 г. 67 с.
198. Чагай В.Г., Попова Л.А.и др. ОТЧЕТ «Подсчет запасов нефти, конденсата и газа месторождения Ракушечное по триасовому комплексу отложений» (Мангистауской области Республики Казахстан) по состоянию на 01.07.2011 г., выполненный АО «НИПИнефтегаз» в 2011 г.

## **Картографические источники:**

199. Атлас моделей месторождений полезных ископаемых Республики Казахстан./Составители Х.А. Беспаев, Л.А. Мирошниченко. – Алматы, 2004 г.
200. Атлас нефтегазоносных и перспективных осадочных бассейнов Республики Казахстан / сост. и подгот. АО НК «КазМунайГаз», «Казахский институт нефти и газа» в 2013 г. Проект «Комплексное изучение осадочных бассейнов Республики Казахстан» : включает материалы по 15 бассейнам РК - м-б: 1:2500 000, 1:2000 000 и др. // под ред. К О. Исказиева, У.С. Карабалина, У.А. Акчулакова. - Астана.
201. Атлас нефтяных и газовых месторождений. ОО «Казахстанское общество нефтяников-геологов (КОНГ)», Турков О.С. и др. Алматы, 2020.
202. Геологическая карта Казахстана. Масштаб 1:1000 000 Алматы: Казахский научно-исследовательский институт минерального сырья, Бекжанов Г.Р. и др. 1996 г.
203. Геологическая карта Казахской ССР. Западно-Казахстанская серия. Масштаб 1:500 000. М.: Всесоюзное аэрогеологическое научно-производственное объединение «Аэрогеология», 1980 г.
204. Геологическая карта СССР масштаба 1:200 000, серия Мангышлак-Балханская. Объяснительная записка. Лист К-40-VII. Всесоюзный аэрогеологический трест, Головачева Е.О., Журавлев В.С. Недра, Москва, 1965.
205. Карта прогноза нефтегазоносности Казахстана. Масштаб 1:2 500 000/ Редакторы и составители С.Ж. Даукеев, А.А. Абдулин, Х.А. Беспаев, Э.С. Воцалевский, В.М. Пилифосов и др. – 2000 г. (ГИН МОиН РК, МПРиООС РК).
206. Карта глубинного тектонического строения Казахстана. Масштаб 1:2 500 000/ Редакторы и составители С.Ж. Даукеев, А.А. Абдулин, Г.Р. Бекжанов, Х.А. Беспаев, В.Н. Любецкий и др. – 2000 г. (ГИН НАН РК, КГиОН МЭиМР РК).
207. Карта полезных ископаемых Казахстана. Масштаб 1:1000 000, Комитет геологии и охраны недр МЭМР РК, Ужкенов Б.С. (гл. редактор), Акылбеков С.А., Бекжанов Г.Р., Никитченко И.И. (отв. редактор) и др. Кокшетау, 2003.